PESIN

2022

TOMO III

PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

Febrero 2023

ETESA
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 DE PLANIFICACIÓN 33
Capítulo 5 43
COMPOSICIÓN FUTURA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 43
Capítulo 6 49
ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO 49
Capítulo 7 63
PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO 63
Capítulo 8 85
ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO 85
Capítulo 9 121
PLAN DE EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO 121
Capítulo 10 125
INTERCONEXIONES REGIONALES 125
Capítulo 11 131
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES 131
Capítulo 12 151
PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO 151
Capítulo 13 217
PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO 217
Capítulo 14 241
PLAN DE PLANTA GENERAL 241
Capítulo 15 261
PLAN DE AMPLIACIONES DE CONEXIÓN 261
Capítulo 16 273
CONCLUSIONES 273
Capítulo 17 279
RECOMENDACIONES 279

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Plan de Expansión de Transmisión 2022, Periodo de Estudio 15
Tabla 3.1. Líneas del Sistema Principal de Transmisión 24
Tabla 3.2. Transformadores de ETESA por Subestación 25
Tabla 5. 1 Proyectos de Transmisión 45
Tabla 5. 2 Proyectos de Distribución 46
Tabla 7. 1 Resumen del Plan de Expansión de Transmisión de Corto Plazo 82
Tabla 8. 1 Demanda y plan de Generación para Escenario de Demanda Alta 85
Tabla 8. 2 Demanda y plan de Generación para Escenario de Demanda Media 85
Tabla 8. 3 Demanda y plan de Generación para Escenario de Demanda Baja 86
Tabla 8. 4 Refuerzos adicionales requeridos, Caso de Referencia – Demanda Alta. 87
Tabla 8. 5 Refuerzos adicionales requeridos Caso 1- Demanda Alta. 88
Tabla 8. 6 Refuerzos adicionales requeridos en el Caso 2 – Demanda Alta. 89
Tabla 8. 7 Resumen del despacho de Generación, Caso de Referencia. 90
Tabla 8. 8 Resumen del despacho de Generación, Caso 1. 90
Tabla 8. 9 Resumen del despacho de Generación, Caso 2, 4LT 230 KV. 90
Tabla 8. 10 Resumen del despacho de Generación, Caso 2, 4LT 500 KV. 90
Tabla 8. 11 Pérdidas de Transmisión en el Escenario de Demanda Alta 91
Tabla 8. 12 Voltaje en las barras de ETESA - 2025-2029-Demanda Alta. 92
Tabla 8. 13 Voltaje en las barras de ETESA – 2030-2036-Demanda Alta. 93
Tabla 8. 14 Flujos de Costo Escenario Demanda Alta 96
Tabla 8. 15 Refuerzos adicionales requeridos Caso de Referencia - Demanda Media 97
Tabla 8. 16 Refuerzos adicionales requeridos Caso 1- Demanda Media 98
Tabla 8. 17 Refuerzos adicionales requeridos Caso 2- Demanda Media 99
Tabla 8. 18 Resumen del despacho de Generación, Caso de Referencia. 99
Tabla 8. 19 Resumen del despacho de Generación, Caso 1 99
Tabla 8. 20 Resumen del despacho de Generación, Caso 2 100
Tabla 8. 21 Pérdidas de Transmisión en el Escenario de Demanda Media. 100
Tabla 8. 22 Voltaje en las barras de ETESA - 2025-2029- Demanda Media 101
Tabla 8. 23 Voltaje en las barras de ETESA - 2030-2036- Demanda Media 102
Tabla 8. 24 Flujo de Costos Escenario de Demanda Media 104
Tabla 8. 25 Refuerzos adicionales requeridos, Caso de Referencia – Demanda Baja 106
Tabla 8. 26 Refuerzos adicionales requeridos Caso 1- Demanda Baja. 106
Tabla 8. 27 Refuerzos adicionales requeridos en el Caso 2 – Demanda Baja 107
Tabla 8. 28 Resumen del despacho de Generación, Caso de Referencia 108
Tabla 8. 29 Resumen del despacho de Generación, Caso 1 108
Tabla 8. 30 Resumen del despacho de Generación, Caso 2 108
Tabla 8. 31 Pérdidas de Transmisión en el Escenario de Demanda Baja 109
Tabla 8. 32 Voltaje en las barras de ETESA - 2025-2029- Demanda Baja. 109
Tabla 8. 33 Voltaje en las barras de ETESA - 2030-2036 Demanda Baja. 110
Tabla 8. 34 Flujo de Costos Escenario de Demanda Baja 113
Tabla 8. 35 Diferencia de Costos (Miles $) 116
Tabla 8. 36 Flujos de Costos, Atraso de la 4LT operando en 500 KV (Miles $) 117
Tabla 11. 1 Plan de Expansión del Sistema de Comunicaciones 131
Tabla 11. 2 Enlaces de Microondas 134
Tabla 11. 3 Sitios a reponer A/C 135
Tabla 11. 4 Rectificadores a Reponer 139
Tabla 11. 5 Bancos de Baterias a Reponer 141
Tabla 11. 6 Equipos de Pruebas y Mediciones 145

Tabla 12. 1 Plan de Reposición de Corto Plazo 151
Tabla 12. 2 Reposición de Protecciones Secundarias 211
Tabla 13. 1 Plan de Reposición de Largo Plazo 217
Tabla 13. 2 Reposición de los Gateways 219
Tabla 13. 3 Protecciones S/E Guasquitas 225
Tabla 13. 4 Protecciones de S/E Llano Sanchez 229
Tabla 13. 5 Equipos de protección con 14 años de servicio. 232
Tabla 13. 6 Protecciones S/E Veladero 236
Tabla 14. 1 Plan de Planta General 241
Tabla 14. 2 Inversión de Cerca por Subestación 250
Tabla 14. 3 Inversión en vehículos 251
Tabla 14. 4 Inversión en vehículos 4x4 251
Tabla 14. 5 Inversión en vehículos Especiales 251
Tabla 15. 1 Plan de Ampliaciones de Conexión 261
Tabla 15. 2 Lista de Seccionadoras 262
Tabla 15. 3 Localización de los PTs 269
Tabla 17. 1 Plan de Expansión de Transmisión 2022 279

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1 Unifilar del Sistema Principal de Transmisión 25
Figura 3.2 Subestaciones del Sistema Principal de Transmisión 26
Figura 5.1 Nomenclatura de los Escenarios..... 35
Figura 5. 2 Distribución de la Demanda por Provincia..... 43

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 5. 1 Pronostico de Demanda Escenario Moderado 43
Gráfico 5. 2 Plan de Generación Escenario de Referencia 44
Gráfico 6. 1 Reserva Reactiva, año 2022 con los STATCOM 52
Gráfico 6. 2 Reserva Reactiva, año 2022 sin los STATCOM (generación obligada) 52
Gráfico 6. 3 Reserva Reactiva, Sin 4LT 55
Gráfico 6. 4 Reserva Reactiva, Sin 4LT con Generación Obligada 55
Gráfico 6. 5 Generación Obligada sin Refuerzos 56
Gráfico 6. 6 Flujos desde Occidente 56
Gráfico 6. 7 Resumen de Generación por año, sin Refuerzos 57
Gráfico 6. 8 Porcentaje de Generación por año, sin refuerzos 57
Gráfico 6. 9 Generación Obligada, con y sin refuerzos 58
Gráfico 6. 10 Porcentaje de Aprovechamiento de la Generación hidro 58
Gráfico 6. 11 Resumen de Generación, con y sin refuerzos 58
Gráfico 6. 12 Flujos desde occidente con y sin refuerzos 59
Gráfico 6. 13 Porcentaje de Pérdidas 59
Gráfico 8. 1 Despacho de Generación Caso de Referencia 90
Gráfico 8. 2 Despacho de Generación Caso 1 90
Gráfico 8. 3 Despacho de Generación Caso 2, 4LT 230 KV 90
Gráfico 8. 4 Despacho de Generación Caso 2, 4LT 500 KV 90
Gráfico 8. 5 Reserva Reactiva – Año 2026 Demanda Alta 94
Gráfico 8. 6 Reserva Reactiva – Año 2027 Demanda Alta 94
Gráfico 8. 7 Reserva Reactiva – Año 2028 Demanda Alta 94
Gráfico 8. 8 Reserva Reactiva – Año 2029 Demanda Alta 94
Gráfico 8. 9 Reserva Reactiva – Año 2030 Demanda Alta 95
Gráfico 8. 10 Reserva Reactiva – Año 2032 Demanda Alta 95
Gráfico 8. 11 Reserva Reactiva – Año 2034 Demanda Alta 95
Gráfico 8. 12 Reserva Reactiva – Año 2036 Demanda Alta 95
Gráfico 8. 13 Despacho de Generación Caso de Referencia 99
Gráfico 8. 14 Despacho de Generación Caso 1 99
Gráfico 8. 15 Despacho de Generación Caso 2 100
Gráfico 8. 16 Reserva Reactiva – Año 2026 Demanda Media 103
Gráfico 8. 17 Reserva Reactiva – Año 2027 Demanda Media 103
Gráfico 8. 18 Reserva Reactiva – Año 2028 Demanda Media 103
Gráfico 8. 19 Reserva Reactiva – Año 2029 Demanda Media 103
Gráfico 8. 20 Reserva Reactiva – Año 2030 Demanda Media 103
Gráfico 8. 21 Reserva Reactiva – Año 2032 Demanda Media 103
Gráfico 8. 22 Reserva Reactiva – Año 2034 Demanda Media 104
Gráfico 8. 23 Reserva Reactiva – Año 2036 Demanda Media 104
Gráfico 8. 24 Despacho de Generación Caso de Referencia 108
Gráfico 8. 25 Despacho de Generación Caso 1 108
Gráfico 8. 26 Despacho de Generación Caso 2 108
Gráfico 8. 27 Reserva Reactiva – Año 2026 Demanda Baja 111
Gráfico 8. 28 Reserva Reactiva – Año 2027 Demanda Baja 111
Gráfico 8. 29 Reserva Reactiva – Año 2028 Demanda Baja 111
Gráfico 8. 30 Reserva Reactiva – Año 2029 Demanda Baja 111
Gráfico 8. 31 Reserva Reactiva – Año 2030 Demanda Baja 112
Gráfico 8. 32 Reserva Reactiva –Año 2032 Demanda Baja 112
Gráfico 8. 33 Reserva Reactiva – Año 2034 Demanda Baja 112

Gráfico 8. 34 Reserva Reactiva – Año 2036 Demanda Baja 112
Gráfico 8. 36 Flujos vs Demanda Alta 114
Gráfico 8. 37 Flujos vs Demanda Media 114
Gráfico 8. 38 Flujos vs Demanda Baja 114
Gráfico 8. 38 Generación Instalada Con y Sin 4LT en 500 KV (2030-2036) 115
Gráfico 10. 1 Importación Máxima 127

ANEXOS

Tomo III Anexo - 1	Plan de Inversiones
Tomo III Anexo - 2	Criterios
Tomo III Anexo - 3	Despachos
Tomo III Anexo – 4	Reporte de Flujos
Tomo III Anexo - 5	Análisis QV
Tomo III Anexo - 6	Análisis Dinámicos
Tomo III Anexo - 7	Reportes de Cortocircuito

PESIN

2022

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 y las soluciones más factibles para solventarlas en tiempo oportuno y de la forma correcta. Esto permite minimizar el costo de operación incluyendo inversión, operación, pérdidas y confiabilidad.

En el plan se define el programa de inversiones necesarias en la red de 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 2022 - 2036 y representa la mejor solución económica dentro de los criterios establecidos por los entes normativos y reguladores del sector eléctrico.

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 para lograr una operación futura segura y confiable.

INFORMACIÓN UTILIZADA

Para elaborar el estudio se utilizaron las proyecciones de demanda elaboradas por ETESA y presentadas en el informe de Estudios Básicos 2022-2036. La distribución de cargas por barra se realizó en base a la información entregada por las empresas distribuidoras. Adicionalmente, se utilizan 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.

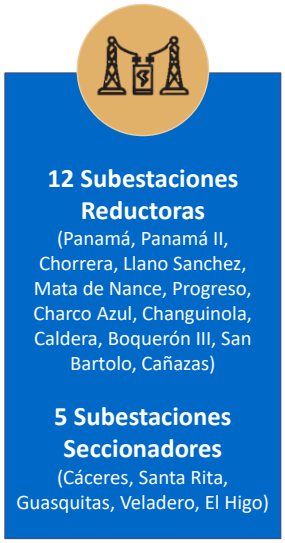
Para el horizonte de estudio, se incluyeron los proyectos de generación obtenidos en los distintos escenarios del Plan Indicativo de Generación 2022-2036. El modelado de estos proyectos se realiza en base a la información entregada por los

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 2020/2021, que se encuentra en revisión por la ASEP.

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.



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. Es importante recordar 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 (2022-2025) 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 manifiesta en el Estudio de Seguridad Operativa realizado por el CND. Los redespachos fueron necesarios en los primeros años de estudio (2022,2023 y 2024), 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:

- Nueva Línea Mata de Nance – Frontera 230 KV con nuevo conductor en el 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 50MW de generación hidráulica de pasada y solar hacia oriente para evitar sobrecargas del 2022 al 2024. Esto se da en escenarios de demanda máxima y media diurna.
- Circuito subterráneo entre Panamá y Cáceres (115 KV) 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 medio 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 bajos voltajes, principalmente ante fallas de 115 KV. 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 5). 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 4).

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 y Santa Rita, 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.

DIAGNÓSTICO DEL LARGO PLAZO

Para el periodo de largo plazo tomando en cuenta la inclusión de la 4LT desde el año 2025 se mantiene suficiente capacidad de transporte, sin embargo, se debe mantener los niveles de reserva por lo que el sistema requiere de nueva compensación reactiva.

Para tal efecto se considera la instalación de 2 STATCOM de 120MVAR c/u en la S/E Panamá 3, dicha compensación solventaría los problemas de voltaje que pudieran presentarse.

De igual manera el aumento en los flujos hacia la 4LT provocaría la sobrecarga de las líneas entre Guasquita y Chiriquí Grande, pasando por Cañazas y Fortuna, por lo que sería necesario el aumento de capacidad de dicho corredor eléctrico.

Es importante mencionar que el proyecto 4LT permite la entrada nueva generación renovable, lo que ayuda a cumplir con el plan energético que impulsa la Secretaría Nacional de Energía.

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 mencionados, se eliminarían las restricciones en el año 2025 y se mantiene condiciones favorables, cumpliendo con lo establecido en el Reglamento de Transmisión y Reglamento de Operaciones por lo que resta del periodo de estudio.

Tabla 1.1. Plan de Expansión de Transmisión 2022, Periodo de Estudio

PLAN EXPANSION DE TRANSMISIÓN 2022		
PERIODO DE CORTO PLAZO	**FECHA**	**COSTO**
STATCOM S/E PANAMA II 230 KV +120/-120 MVAR	10/31/2022	24,889.00
ADICION REACTORES 20 MVAR GUASQUITAS 230 KV	10/31/2022	3,395.00
SEGUNDA LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV	02/28/2023	6,076.00
ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E CHANGUINOLA 50 MVA	05/31/2023	5,390.00
LINEA PANAMA III - SABANITAS DOBLE CIRCUITO 230 KV	07/31/2023	60,880.00
NUEVA SUBESTACION PANAMA III 230 KV	07/31/2023	40,525.00
NUEVA SUBESTACION SABANITAS 230 KV	07/31/2023	26,968.00
ADICION TRANSFORMADOR DE TIERRA S/E SAN BARTOLO 34.5 KV	12/31/2023	350.00
ADICION BANCO CAPACITORES 40 MVAR STA. RITA 115 KV 2x20 MVAR	01/31/2024	4,580.00
LÍNEA GATUN - SABANITAS 230 KV	04/30/2024	15,550.00
ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	05/31/2024	7,736.00
LINEA DOBLE CTO. M. NANCE - FRONTERA 230 KV	06/30/2024	36,258.00
NUEVA S/E PROGRESO II 230/115/34.5 KV	08/30/2024	34,149.00
AUMENTO DE CAPACIDAD LINEA PANAMA III - PANAMA 230 KV	10/31/2024	2,000.00
LINEA SAB-S.RITA 230 KV, S/E STA. RITA 230 KV Y AD. SABANITAS 230 KV	11/30/2024	33,467.00
BANCO DE CAPACITORES S/E LLANO SANCHEZ 230 KV 60 MVAR	12/31/2024	8,193.00
ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E SAN BARTOLO 83 MVA	12/31/2024	7,132.00
NUEVA S/E CHEPO 230 KV	12/31/2024	16,138.00
NUEVA LINEA PANAMA II - BAYANO 230 KV DOBLE CTO. 1200 ACAR.	01/31/2025	33,483.00
AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMA II 230 KV 305 KM	01/31/2025	61,248.00
NUEVA S/E CACERES 115 KV GIS	02/28/2025	15,213.00
NUEVA S/E LA HUACA 230/34.5 KV	05/31/2025	38,246.00
NUEVA S/E LOS OLIVOS 230/115/34.5 KV	06/30/2025	31,350.00
AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 VELADERO - PANAMA 230 KV 192 KM	07/31/2025	128,308.70
NUEVA S/E CALDERA 230/115/34.5 KV	07/31/2025	40,738.00
LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA III 500 KV OPERANDO EN 230 KV	09/30/2025	596,610.00
LINEA LA HUACA - LOS OLIVOS 230 KV	11/30/2025	19,536.00
NUEVA S/E PANAMA 3 115 KV	12/31/2025	21,180.00
PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO	**FECHA**	**COSTO**
STATCOM S/E PANAMA III +/- 240 MVAR	12/31/2027	48,905.00
AUMENTO DE CAPACIDAD LT GUASQ-FORT-CH. GRANDE 230 KV	12/31/2029	13,625.00
LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA3 ELEVADA A 500 KV	12/31/2029	190,289.00
PLAN DE REPOSICIÓN	**FECHA**	**COSTO**
NUEVO SUBTERRANEO 34.5 KV T1 LLANO SANCHEZ	10/31/2022	575.00
REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 230 KV	02/28/2025	6,459.00
REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA	09/30/2022	4,501.00
REEMPLAZO T3 S/E PANAMA 350 MVA	01/31/2023	7,525.00
REEMPLAZO T1 S/E PANAMA 230/115 KV 350 MVA Y ADECUACION PANAMA 230 KV	06/30/2025	11,863.00

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

PESIN

2022

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 2022-2036 y propone la solución más económica dentro de los criterios establecidos por los entes normativos y reguladores del sector eléctrico, evitando así la posibilidad de que se presente déficit de energía.

Dentro de los proyectos propuestos se incluyen: nuevas líneas de transmisión, incrementos en la capacidad de transformadores y líneas de transmisión, 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, 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 esta 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

2022

CAPÍTULO 3

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 3
DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL

CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN EXISTENTE

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.

7 Transformadores
230/115/13.8kV

12 Transformadores
230/115/34.5kV

2 Transformadores
230/34.5kV

1 Transformador
115/34.5kV

12 Subestaciones Reductoras
(Panamá, Panamá II, Chorrera, Llano Sanchez, Mata de Nance, Progreso, Charco Azul, Changuinola, Caldera, Boquerón III, San Bartolo, Cañazas)

5 Subestaciones Seccionadores
(Cáceres, Santa Rita, Guasquitas, Veladero, El Higo)

Líneas 230kV
2,715.08 km (Doble Circuito)
93.85 km (Circuito Sencillo)
Total = 2,808.93 km

Líneas 115kV
272.33 km (Doble Circuito)
40 km (Circuito Sencillo)
Total = 312.3 km

Bancos de Capacitores
780MVAr

Banco de Reactores
240MVar

Al Sistema Principal de Transmisión se encuentran conectadas a nivel de 230 KV cinco subestaciones que no son propiedad de ETESA, estas son: la S/E El Coco, S/E Antón, S/E Fortuna y la S/E 24 de diciembre, S/E Bayano y S/E Pacora, a nivel de 115 KV S/E Chilibre, S/E Cemento Panamá, S/E Las Minas 1, S/E Las Minas 2, S/E Cativa.

En la Tabla 3.1, se muestra el detalle de las líneas del SPT y en la Tabla 3.2 se presenta el detalle de los transformadores.

Compensación Reactiva del Sistema Principal de Transmisión

Panamá 115kV	120MVar
Panamá II 230kV	180MVar
Panamá II 115kV	120MVar
Chorrera 230kV	90MVar
Llano Sanchez 230kV	120/-60 MVar
Llano Sanchez 34.5kV	-20MVar
Mata de Nance 34.5kV	-40MVar
Veladero 230kV	90/-60 MVar
Guasquita 230kV	-60MVar

Tabla 3.1. Líneas del Sistema Principal de Transmisión

LINEAS DE 230 Y 115 KV DE ETESA								
LINEA	PROYECTO DE LINEA	AÑO	NUMERACIÓN	SUBESTACIONES	LONGITUD (Km.)	CONDUCTOR	CAPACIDAD (MVA) Normal	CAPACIDAD (MVA) Cont.
LINEAS 230KV DOBLE CIRCUITO	Linea Bayano - Panama	1976	230-1A	BAYANO - PACORA (1)	50.88	636 ACSR	202.00	349.00
			230-1B	PACORA - PANAMA II (1)	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)	59.68	636 ACSR	202.00	349.00
			230-2B	24 DICIEMBRE - PANAMA II (1)	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	60.81	750 ACAR	249.00	374.00
			230-3C	EL HIGO - LL.SANCHEZ	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	60.81	750 ACAR	249.00	374.00
			230-4C	EL HIGO - LL.SANCHEZ	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)	107.97	750 ACAR	249.00	374.00
			230-6B	BELLA VISTA - VELADERO (6)	8.66	750 ACAR	249.00	374.00
		1979	230-5B	VELADERO - MATA NANCE (10)	85.60	ACCC 714 Dove	611.00	648.00
			230-6C	VELADERO - MATA NANCE (10)	85.60	ACCC 714 Dove	611.00	648.00
	Linea Fortuna - Mata de Nance	1984	230-7	MATA NANCE - FORTUNA	37.72	750 ACAR	249.00	374.00
			230-8	MATA NANCE - FORTUNA	37.72	750 ACAR	249.00	374.00
	Linea 2 - Panama II - Guasquita	2004	230-14A	LL. SANCHEZ - S. BARTOLO	68.20	1200 ACAR	279.00	505.00
			230-14B	S. BARTOLO - VELADERO	42.89	1200 ACAR	279.00	505.00
			230-15A	LL. SANCHEZ - S. BARTOLO	68.20	1200 ACAR	279.00	505.00
			230-15B	S. BARTOLO - VELADERO	42.89	1200 ACAR	279.00	505.00
			230-16	VELADERO - GUASQUTAS (9)	84.81	1200 ACAR	505.00	505.00
			230-17	VELADERO - GUASQUTAS (9)	84.81	1200 ACAR	505.00	505.00
		2006	230-12A	PANAMA II - BURUNGA (4)(5)	33.95	1200 ACAR	279.00	505.00
			230-12A	BURUNGA - EL COCO (4)(5)	117.22	1200 ACAR	279.00	505.00
			230-12B	EL COCO - LL.SANCHEZ (4)	44.65	1200 ACAR	279.00	505.00
			230-13A	PANAMA II - EL COCO (4)	151.17	1200 ACAR	279.00	505.00
			230-13B	EL COCO - LL.SANCHEZ (4)	44.65	1200 ACAR	279.00	505.00
	Linea Interconexion Changuinola	2009	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
		2012	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
	3era Linea	2017	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
			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
	Conexión Costa Norte - Panama II	2018	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
CIRCUITO SENCILLO	Linea Mata de Nance - Frontera	1986	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
			230-10	PROGRESO - FRONTERA	9.81	750 ACAR	193.00	374.00
	Interconexion Fortuna	2003	230-18	GUASQUITAS - FORTUNA	16.41	1200 ACAR	279.00	505.00
	Interconexion Changuinola - Costa Rica	2011	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	47.81	636 ACSR	150.0	177.0
			115-2A	CACERES - STA. RITA	47.81	636 ACSR	150.0	177.0
			115-1B	STA. RITA - CATIVA 2 (7)(8)	6.69	636 ACSR	211.0	211.0
			115-1C	CATIVA 2 - LAS MINAS 1 (7)(8)	0.96	636 ACSR	211.0	211.0
			115-2B	STA. RITA - LAS MINAS 1 (8)	6.90	605 ACSS	211.0	211.0
	Linea Panama - Las Minas 2	1972	115-3A	PANAMA - CHILIBRE (3)	22.85	605 ACSS	168.0	211.0
			115-3B	CHILIBRE - LAS MINAS 2 (3)	32.08	605 ACSS	168.0	211.0
			115-4A	PANAMA - CEMENTO PANAMA (3)	31.18	605 ACSS	168.0	211.0
			115-4B	CEMENTO PANAMA - LAS MINAS 2 (3)	25.41	605 ACSS	168.0	211.0
	Linea Mata de Nance - Caldera	1979	115-15	MATA NANCE - CALDERA	25.32	636 ACSR	102.0	177.0
			115-16	MATA NANCE - CALDERA	25.32	636 ACSR	102.0	177.0
CIRCUITO SENCILLO	Linea 1 - Panama - Caceres	1976	115-12	PANAMA - CACERES	0.81	636 ACSR	120.0	177.0
	Interconexion La Estrella - Los Valles	1979	115-17	CALDERA - LA ESTRELLA	6.18	636 ACSR	93.0	175.0
			115-18	CALDERA - LOS VALLES	1.70	636 ACSR	93.0	175.0
	Linea Estacion de Bombeo	1982	115-19	CALDERA - PAJA DE SOMBRERO	0.50	636 ACSR	93.0	175.0
	Interconexion Charco Azul	1988	115-25	PROGRESO - CHARCO AZUL	30.00	636 ACSR	93.0	175.0
	Linea Subterranea - Panama - Caceres	2008	115-37	PANAMA - CACERES SUBT.	0.81	750 XLPE	142.0	178.0
	TOTAL 115KV				312.3			

(1) Estas lineas son de doble circuito, un circuito se secciona en Pacora y otro en 24 de Diciembre.
(2) Estas lineas son de doble circuito, un circuito se secciona en Cañazas y otro en La Esperanza.
(3) Estas lineas son de doble circuito, un circuito se secciona en Chilibre y otro en Cemento Panamá, fueron repotenciadas en el 2016
(4) Estas lineas son de doble circuito, originalmente desde la S/E Llano Sanchez a S/E Panama II, fue seccionada por la S/E El Coco en el 2014
(5) Estas lineas son de doble circuito, desde el 2014 era originalmente desde la S/E El Coco 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 lineas fueron repotenciadas en el 2016
(9) Estas lineas fueron repotenciadas en el 2019
(10) Estas lineas fueron repotenciadas en el 2019 (Cambio de Conductor)

Tabla 3.2. Transformadores de ETESA por Subestación

TRANSFORMADORES DE ETESA											
			CAPACIDAD (MVA)					VOLTAJES (KV)			
No. de S/E	SUBESTACION	No.	230KV	115KV	34.5KV	13.8KV	4.16KV	ALTA	BAJA	TERCI.	ENTRADA EN OPERACIÓN
1	PANAMA 2	1	175	175		30		230	115	13.8	1999
	PANAMA 2	2	175	175		30		230	115	13.8	2021
	PANAMA 2	3	175	175		30		230	115	13.8	2019
2	PANAMA	1	175	175		30		230	115	13.8	1993
	PANAMA	2	175	175		30		230	115	13.8	2021
	PANAMA	3	350	350		75		230	115	13.8	1981
	PANAMA	4	350	350		75		230	115	13.8	2018
3	CHORRERA	1	50	50	50			230	115	34.5	2021
	CHORRERA	2	100	100	100			230	115	34.5	2019
	CHORRERA	3	100	100	100			230	115	34.5	2013
4	LLANO SANCHEZ	1	100	100	100			230	115	34.5	2019
	LLANO SANCHEZ	2	70	60	30			230	115	34.5	1995
5	MATA DE NANCE	1	70	60	50			230	115	34.5	1975
	MATA DE NANCE	2	70	60	50			230	115	34.5	2012
	MATA DE NANCE	3	70	60	50			230	115	34.5	2003
6	PROGRESO	1	50	50	50			230	115	34.5	2003
	PROGRESO	2	50	50	50			230	115	34.5	1975
7	CHARCO AZUL	1		24			24	115	4.16		1988
8	CHANGUINOLA	1	50	50	50			230	115	34.5	2009
9	CALDERA	1		62.5	62.5			115	34.5		2010
10	BOQUERON III	1	83.3		83.3			230	34.5		2010
	BOQUERON III	2	83.3		83.3			230	34.5		2016
11	SAN BARTOLO	1	100	100	100			230	115	34.5	2015
	TOTAL		2,721.6	2,601.5	1,042.1	300.0	24.0				

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

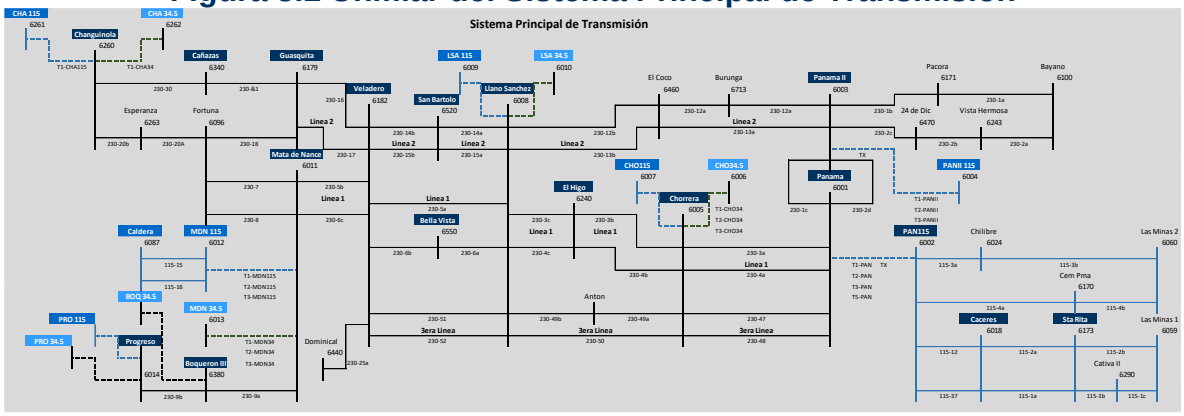
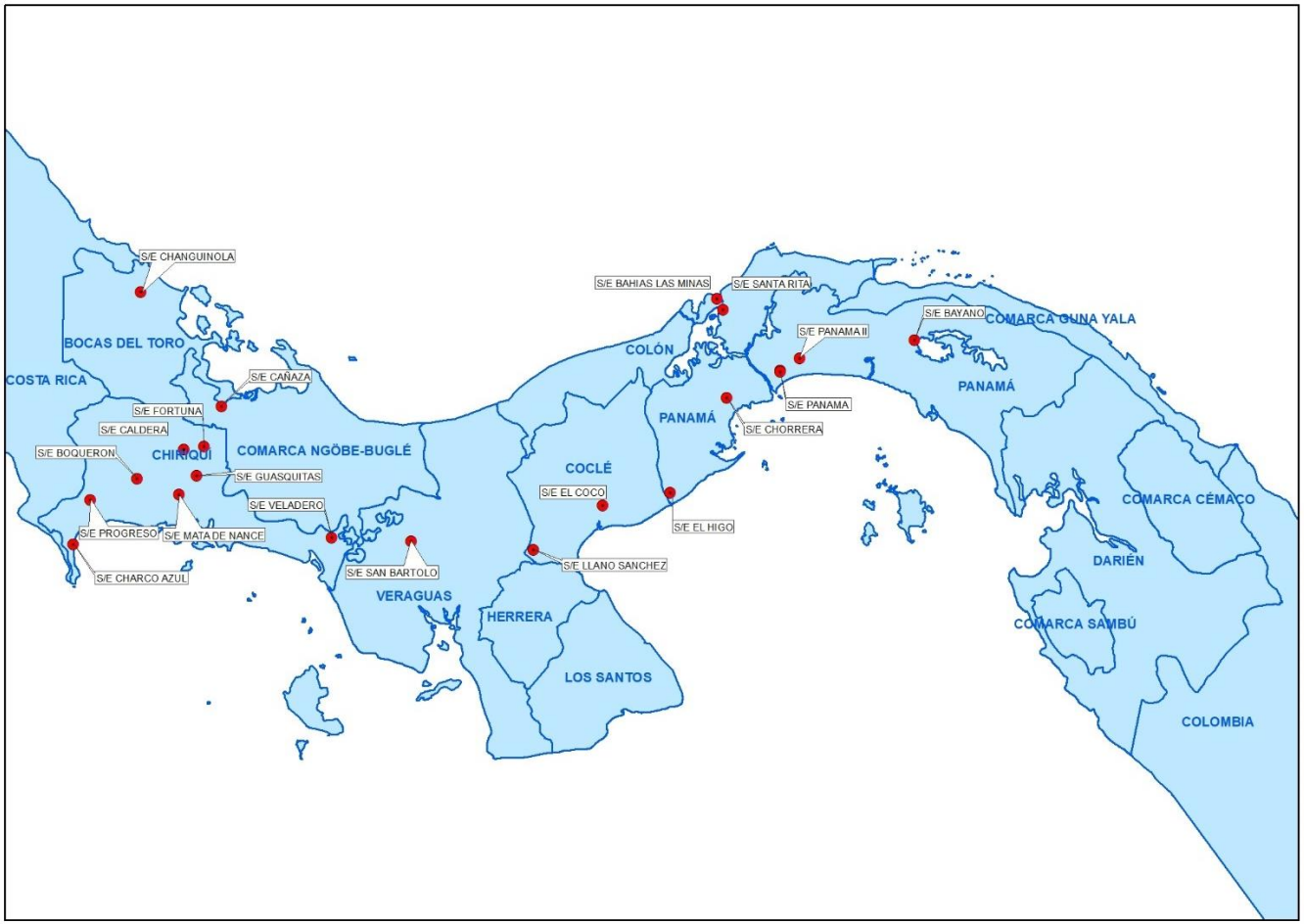
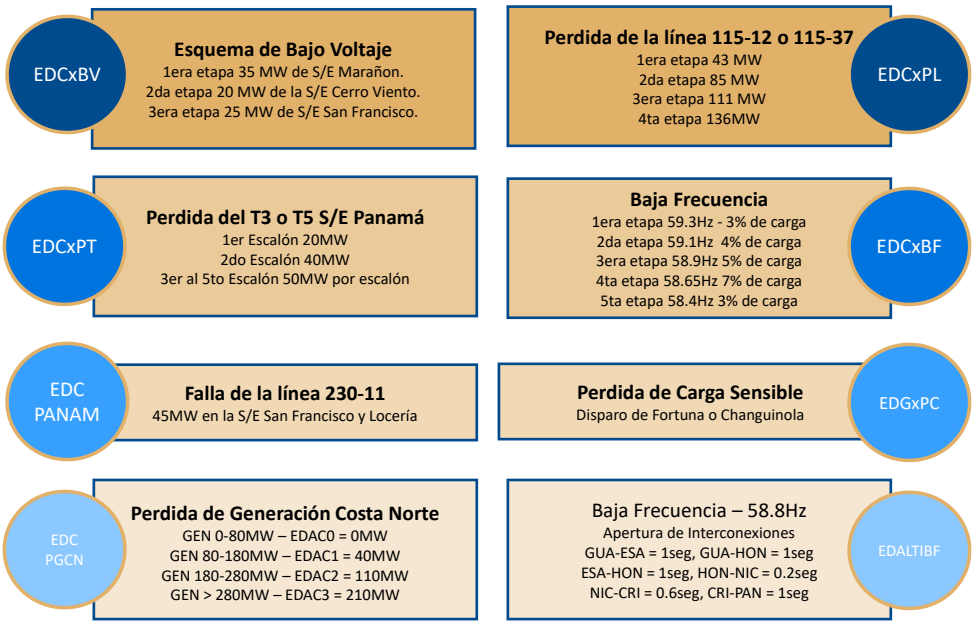


Figura 3.2 Subestaciones del Sistema Principal de Transmisión



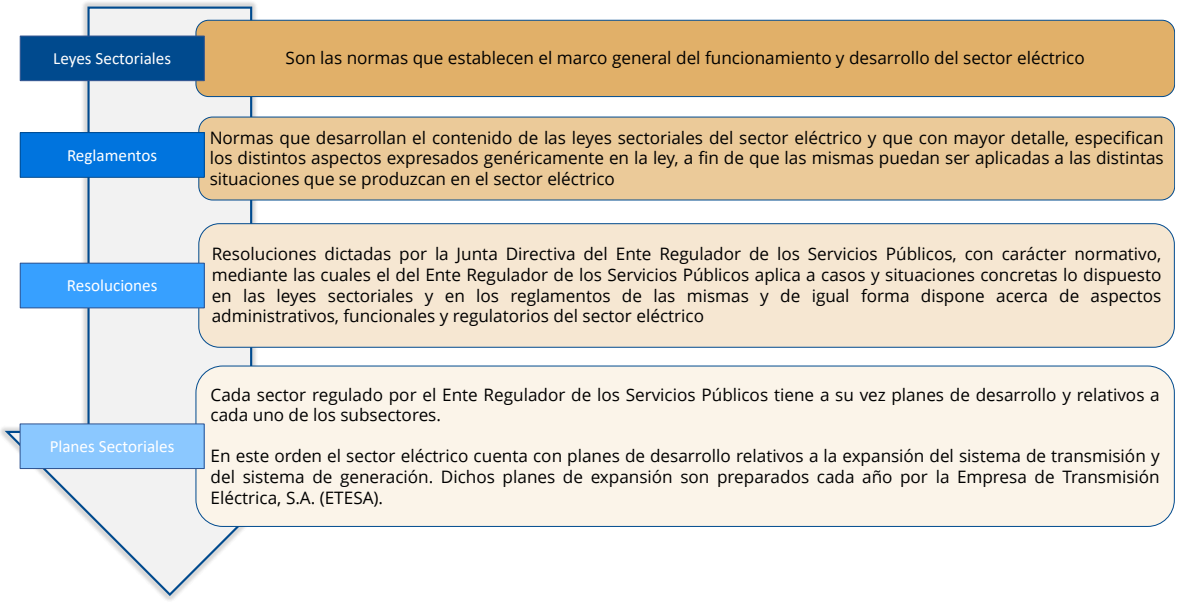
ESQUEMAS DE CONTROL DE EMERGENCIA

Actualmente, el Sistema Interconectado Nacional cuenta con 6 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

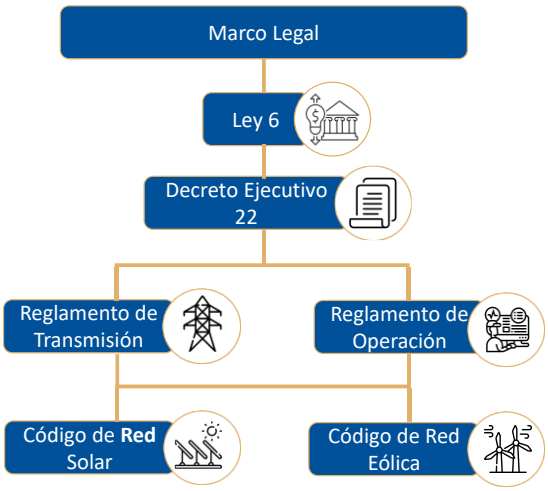


NORMAS OPERATIVAS DEL MERCADO MAYORISTA

Conjunto de leyes y reglamentos que indican los límites y las bases sobre las que una persona o una institución puede actuar.



A continuación, se resume en marco legal del sector eléctrico.



El objeto general del Reglamento de Transmisión es regular el servicio de Transmisión en lo referente a su definición, los derechos y obligaciones, el libre acceso, las normas de calidad de servicio, la planificación y la expansión, el régimen tarifario, la separación de actividades y el sistema de liquidación y cobranza. Todo ello en el marco de las leyes, y demás reglas de derecho aplicables

En el TITULO V: LA EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN se define el alcance y los elementos que componen el Plan de Expansión del SIN.

El diseño del sistema de transmisión se establece en el TITULO VI: NORMAS DE DISEÑO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

En Artículo 87 indica que 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 siguientes criterios

CRITERIO DE SEGURIDAD

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

CONTROL DE TENSION

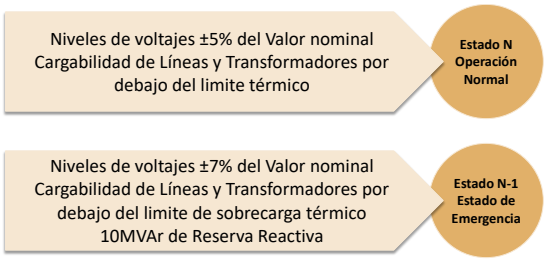
Los que prestan el Servicio Público de Transmisión, deberán contar con el equipamiento necesario que permita el control de tensión y el suministro de potencia reactiva, con el objeto de minimizar el transporte de potencia reactiva por sus instalaciones y mantener el nivel de calidad de servicio en las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

CRITERIO DE CONFIABILIDAD

Para el diseño de la red de transmisión en el Plan de Expansión, así como en cualquier estudio para la expansión del sistema de transmisión por medio de una conexión que lo justifique se deberá calcular la adecuación del sistema a través de índices de Valor Esperado de Energía No Servida (EENS) a nivel de barra y a nivel del Sistema Interconectado Nacional

El Reglamento de Transmisión define rangos operativos para cada criterio, en este sentido haremos énfasis en los criterios de seguridad y control de tensión

En base a esto realizan los análisis que determinan los limites operativos del Sistema de Transmisión.


Niveles de voltajes ±5% del Valor nominal
Cargabilidad de Líneas y Transformadores por debajo del limite térmico
Estado N Operación Normal
Niveles de voltajes ±7% del Valor nominal
Cargabilidad de Líneas y Transformadores por debajo del limite de sobrecarga térmico
10MVAr de Reserva Reactiva
Estado N-1 Estado de Emergencia

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

PESIN

2022

CAPÍTULO 4

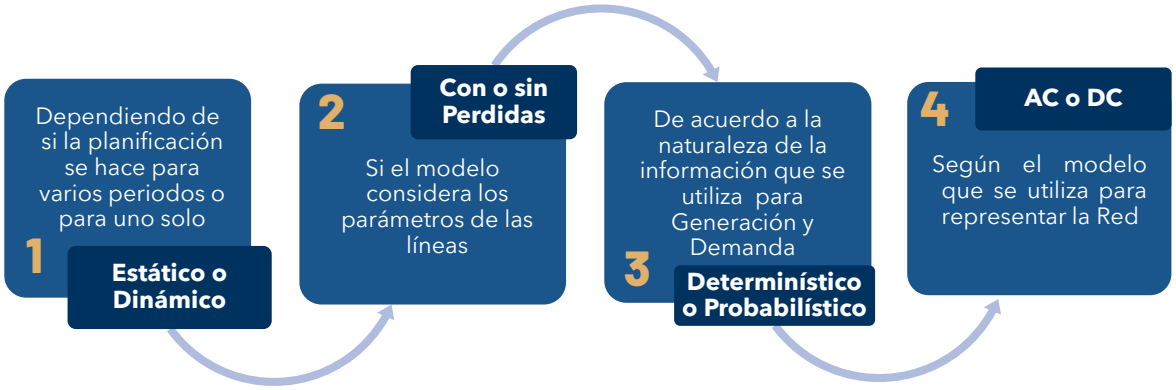
CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 4
CRITERIOS DE PLANIFICACIÓN

El objetivo de la planificación de la expansión del sistema de transmisión eléctrico es definir dónde, cuándo, y qué instalar en la red eléctrica para cumplir con las necesidades de abastecimiento de energía, bajo un conjunto de requerimientos de operación, seguridad y calidad de servicio, dentro de un horizonte determinado de años, a un costo mínimo de inversión, operación y falla.

La forma de abordar este problema se encuentra estrechamente relacionada con los criterios que determine el planificador que son importantes de considerar para obtener un plan óptimo de expansión. De esta manera, el problema se puede clasificar de la siguiente manera



Los parámetros que pueden representar mayor incertidumbre al análisis son la oferta futura de generación y la demanda.

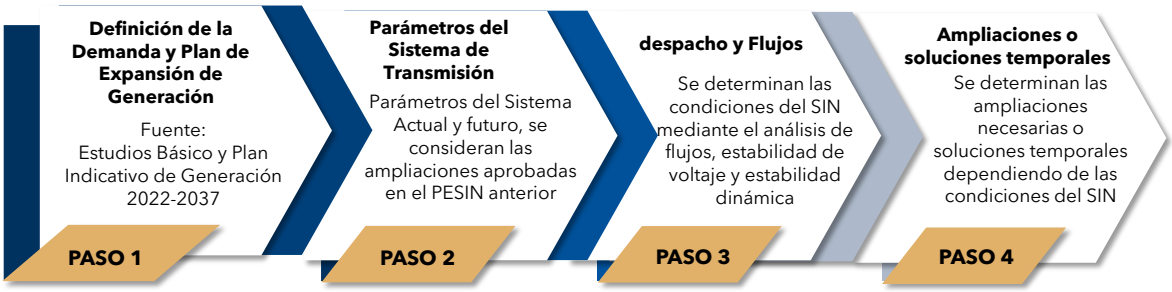
En el proceso de planificación de la expansión de la transmisión, la generación de energía eléctrica puede enfocarse de diferentes maneras de acuerdo con las consideraciones del planificador. En un modelo más simplificado, la generación en cada nodo puede ser fija, es decir, que sólo cumple con el balance entre producción y demanda para el sistema; sin embargo, este no es el caso de Panamá, dado que se tienen diferentes escenarios de expansión de generación y que los mismos muestran un incremento anual de la oferta de generación.

Para modelar la demanda se considera el crecimiento futuro de la carga en cada etapa, tomando en cuenta la velocidad y aceleración con la que lo hace para cambiar el nivel de demanda. A este proceso se le conoce como reprogramación de la demanda. La idea de esta reprogramación es modificar el nivel de carga de una etapa de acuerdo con la situación de

crecimiento de la demanda de los años venideros.

En búsqueda del objetivo, se analizan los flujos del Sistema de Principal de Transmisión. El cálculo del flujo de potencia permite determinar, por un lado, los flujos que circulan por cada una de las líneas y transformadores de SPT, además de la potencia que genera cada uno de los generadores para poder satisfacer la demanda del sistema. En caso de que SPT no sea capaz de llevar la energía de un punto a otro, se buscarían mecanismos para garantizar el abastecimiento de esta (Generación Obligada).

En este punto se definirían las ampliaciones necesarias para abastecer la demanda de forma que se cumpla con el despacho de mínimo costo.



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 2022.

- Escenario Tendencial (Demanda Media)
- Escenario Alternativo I (Demanda Alta)
- Escenario Alternativo II (Demanda Mínima)

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

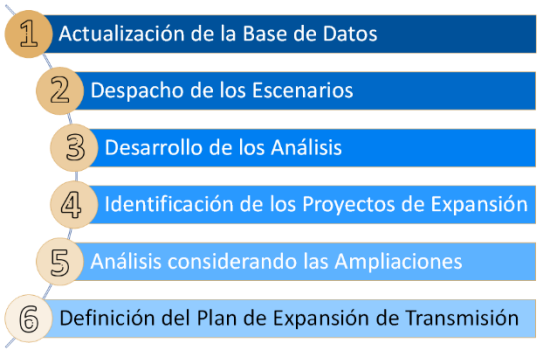
En el periodo de largo plazo (del año 2022 al 2025) se estudiarán los 3 escenarios indicados con anterioridad.

Para efectos de la evaluación en el periodo de corto plazo (del año 2022 al 2025), se constituyen escenarios considerando las dos estaciones (seco y lluvioso), los 5 niveles de demanda (máxima, media AM, Media PM, media nocturna y mínima). Esto da origen a 10 escenarios base por año, codificados según se indica a continuación:

Figura 5.1 Nomenclatura de los Escenarios

METODOLOGÍA DEL PLAN DE TRANSMISIÓN – CORTO PLAZO

La metodología es la serie de métodos y técnicas de rigor científico que se aplican sistemáticamente durante un proceso para alcanzar un resultado teóricamente válido. Para la ejecución del Plan de Expansión Transmisión se siguen 6 pasos importantes.



Actualización de la Base de datos

La actualización de la base de datos da comienzo al proceso de revisión del Plan de Expansión de Transmisión, una vez definidos los escenarios a analizar se toma en cuenta la proyección de la demanda, el Plan Indicativo de Generación, los proyectos de expansión de las empresas distribuidoras y los proyectos de transmisión aprobados en el PESIN vigente.

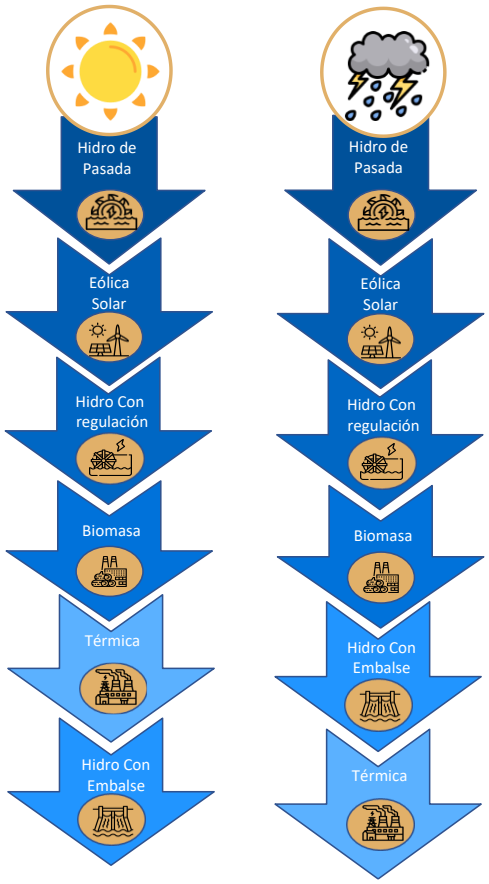
Despachos de Mínimo costo

Los escenarios deberán considerar el despacho que represente el mínimo

costo de generación considerando para Época Seca y Lluviosa.

Para determinar los despachos se analiza el comportamiento anual de la generación existente. Tomando en cuenta que en la actualidad se tiene una matriz energética diversificada cuya generación depende de la época del año en que se haga el análisis, se calcula el porcentaje de generación solar y eólico, los costos operativos de las plantas térmica y el valor de oportunidad de las centrales hidroeléctrica con embalse para la época seca y lluviosa.

Basado en esto, se determina el orden de mérito con el que se deben despachar los escenarios.



En el anexo 2, se muestran los criterios de despacho utilizados.

Desarrollo de los Análisis

En este punto del proceso se realizan estudios de flujo de potencia, estabilidad de voltaje, corto circuito y estabilidad dinámica en el sistema eléctrico.

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.

Los análisis eléctricos desarrollados se realizaron utilizando la herramienta “Power System Simulator Extended” (PSS/ETM) de SIEMENS PTI

Identificación de los Proyectos de Expansión

Una vez se desarrolla el análisis de los casos, se determinan los proyectos de expansión que eliminan las restricciones o condiciones de voltaje que evitan el cumplimiento del despacho económico.

Análisis considerando las Ampliaciones

Luego de identificar las restricciones, se incluyen al análisis las posibles soluciones y proyectos que eliminarían las restricciones. Como siguiente paso, se procede a realizar

nuevamente el análisis de flujo, estabilidad de voltajes y Análisis dinámico.

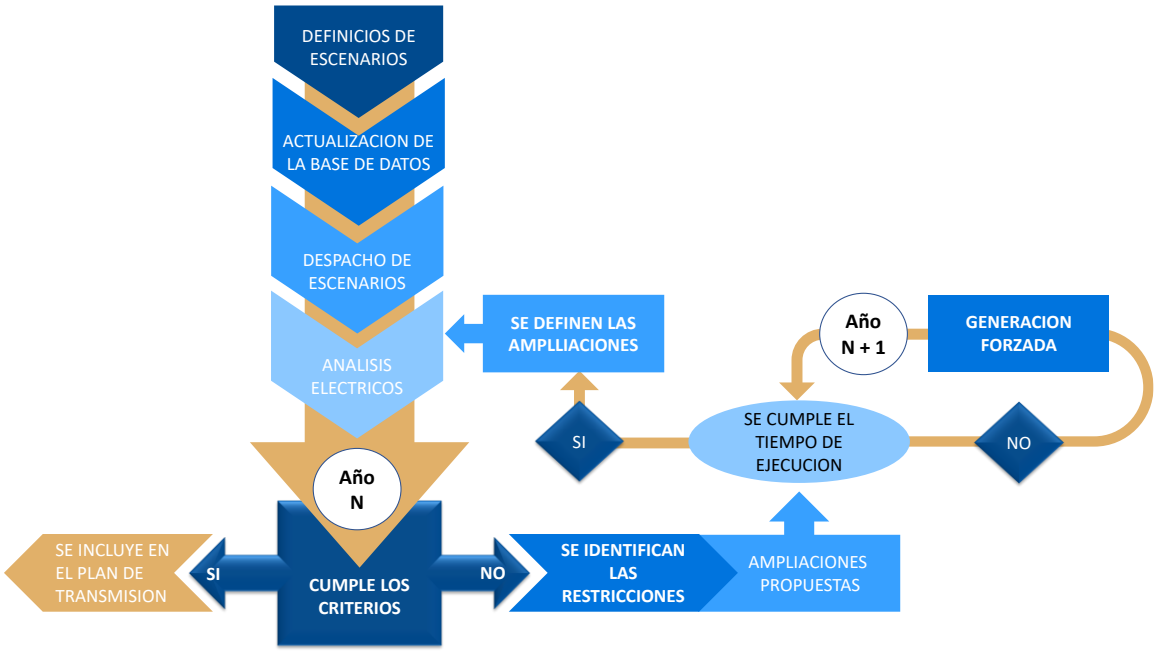
Pasado este proceso, se determinan los proyectos que se consideran en el plan de expansión.

Definición del Plan de Expansión de Transmisión

Cumplidos los procesos antes mencionados, es importante determinar si el tiempo de ejecución de cada proyecto coincide con el momento en que se hace necesario la ampliación.

El plan de expansión se divide en Corto y Largo Plazo, la mayoría de los proyectos de corto plazo se encuentran en ejecución o etapa de diseño, los mismos ya fueron aprobados en planes anteriores por lo que no se hace un análisis económico y financiero del mismo, sin embargo, para los proyectos de largo plazo si se realiza dicho análisis.

Flujograma



METODOLOGÍA DEL PLAN DE TRANSMISIÓN – LARGO PLAZO

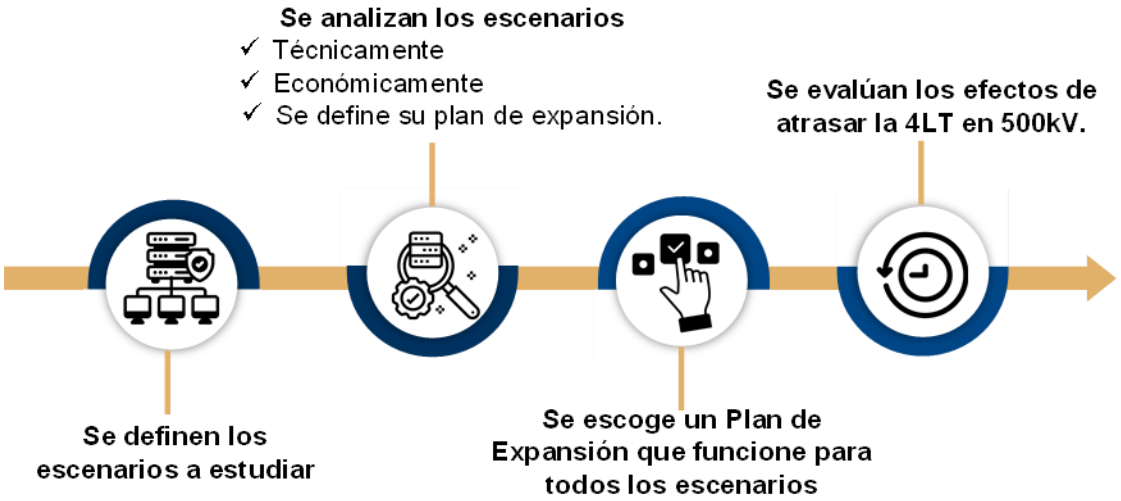
Para el periodo de largo plazo se busca evitar que el sistema presente congestiones y la necesidad de mantener generación obligada para cumplir con los criterios de calidad y seguridad.

La entrada en operación de los proyectos de Corto Plazo permitiría eliminar las restricciones que se

presentan en la actualidad. Pasado el año 2025, 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 incurríamos en el mismo problema que se presenta actualmente. Dicho esto, es importante aumentar la reserva reactiva y la capacidad de transporte.

Para tales efectos se evaluarán las condiciones que presentaría el sistema siguiendo la metodología que se muestra a continuación:



1

DEFINICIÓN DE ESCENARIOS

Como se menciona anteriormente, en los escenarios se estima el crecimiento de la demanda y esto implica un plan de generación para suplir las necesidades energéticas de cada uno de ellos.

SE DEFINEN TRES ESCENARIOS:

- **DEMANDA ALTA**
- **DEMANDA MEDIA**
- **DEMANDA MÍNIMA**

2 ANÁLISIS DE LOS ESCENARIOS

CASOS DE ESTUDIO

Los casos de estudio proponen diferentes alternativas de expansión, para este análisis se evaluará la necesidad de incluir refuerzos adicionales que ayuden a mantener el buen funcionamiento del sistema.

REFERENCIA:
Operación de la Cuarta Línea desde el año 2025 en 230kV y a partir del 2030 en 500kV

1. **4LT + REFUERZOS**
La Cuarta Línea se mantiene en un nivel de 230 kV para todo el plazo de estudio.

2. **SIN 4LT + REFUERZOS:**
No se considera el proyecto de la Cuarta Línea.

2.1 ANÁLISIS TÉCNICO

Este análisis permite conocer si es factible (realizable) un proyecto con los recursos técnicos existentes o ampliando estos si fuera necesario.

SE TOMAN EN CUENTA LOS SIGUIENTES ASPECTOS:

- ESPACIO FÍSICO
- CONDICIONES DE VOLTAJE
- RESERVA REACTIVA
- PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN

2.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

En este estudio se analizan las necesidades de tipo económico y financiero que precisa la puesta en marcha de los proyectos de cada uno de los casos de cada escenario, con el propósito de ayudar a valorar si estos son rentables o no.

2.3 PLAN DE TRANSMISIÓN POR ESCENARIO

Luego del análisis técnico de cada caso para los tres distintos escenarios, se determinan cuáles serán los proyectos necesarios para cumplir con el buen funcionamiento del sistema frente a las características que presenta cada escenario.

3 PLAN DE EXPANSIÓN PARA TODOS LOS ESCENARIOS

EL PLAN DEBE PERMITIR:

- CUMPLIR CON EL PLAN DE GENERACIÓN
- SUPLIR LA DEMANDA AL MÍNIMO COSTO

El paso final es escoger un Plan de Generación que pueda suplir todas las necesidades de los tres escenarios

Se realiza un análisis adicional en donde se evalúan los efectos que conlleva retrasar la entrada en operación de la Cuarta Línea de transmisión en 500kV, la cual está propuesta para el año 2030.

4 ANÁLISIS DE ATRASO DE LA SEGUNDA FASE DE LA CUARTA LÍNEA (500kV)

PESIN

2022

CAPÍTULO 5

COMPOSICIÓN FUTURA DEL SISTEMA INTERCONECTADO

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 5

COMPOSICIÓN FUTURA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

DEMANDA

El pronóstico de demanda utilizado es resultado de los análisis econométricos presentados en el informe Estudios Básicos 2022. Para efectos del plan de transmisión se utiliza el Pronóstico de Demanda sin Pérdidas.

La distribución de cargas por barra se realizó con base a la segregación por barra entregada por cada agente distribuidor, a continuación, se muestra la distribución de la carga por provincia y el pronóstico de demanda sin pérdidas.

Gráfico 5. 1 Pronostico de Demanda Escenario Moderado

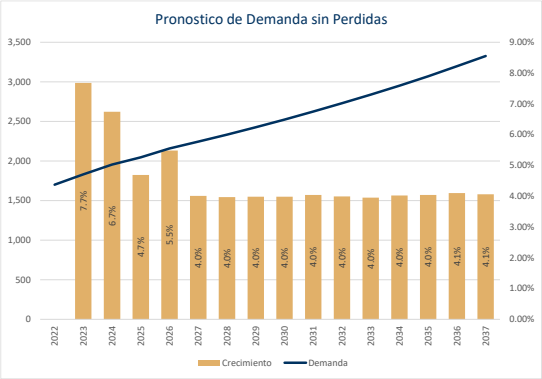
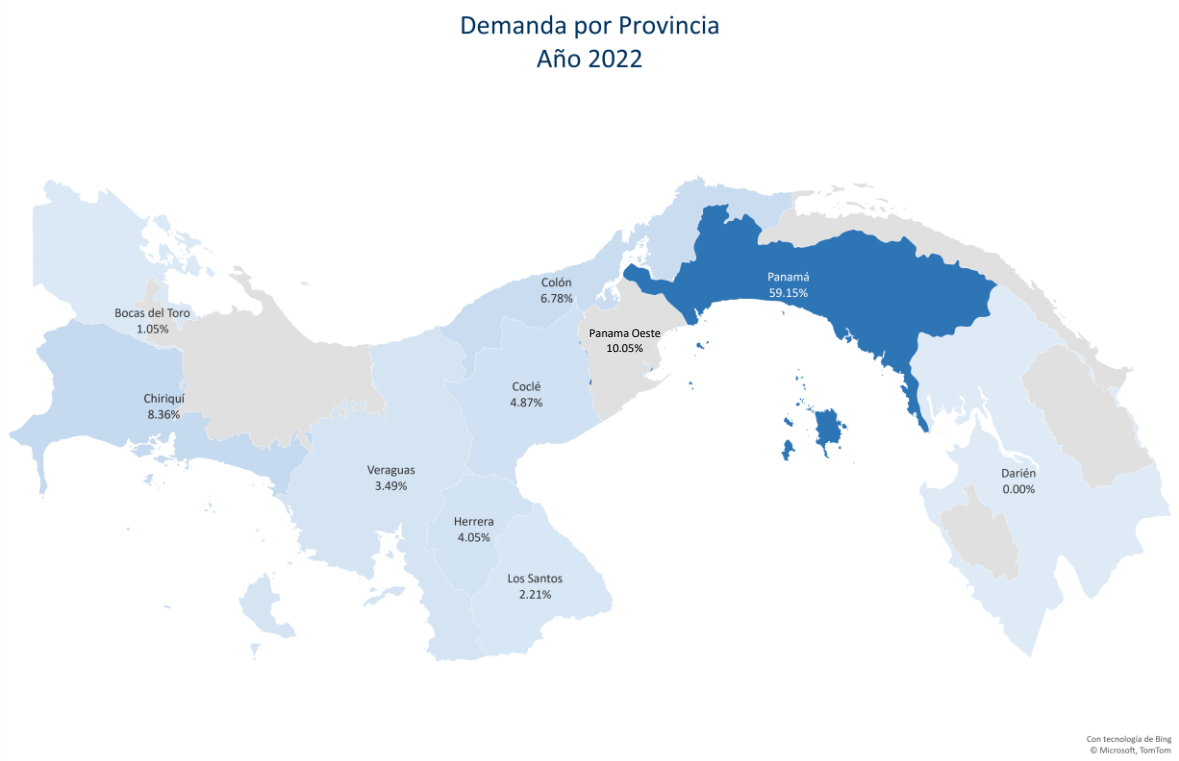


Figura 5. 2 Distribución de la Demanda por Provincia

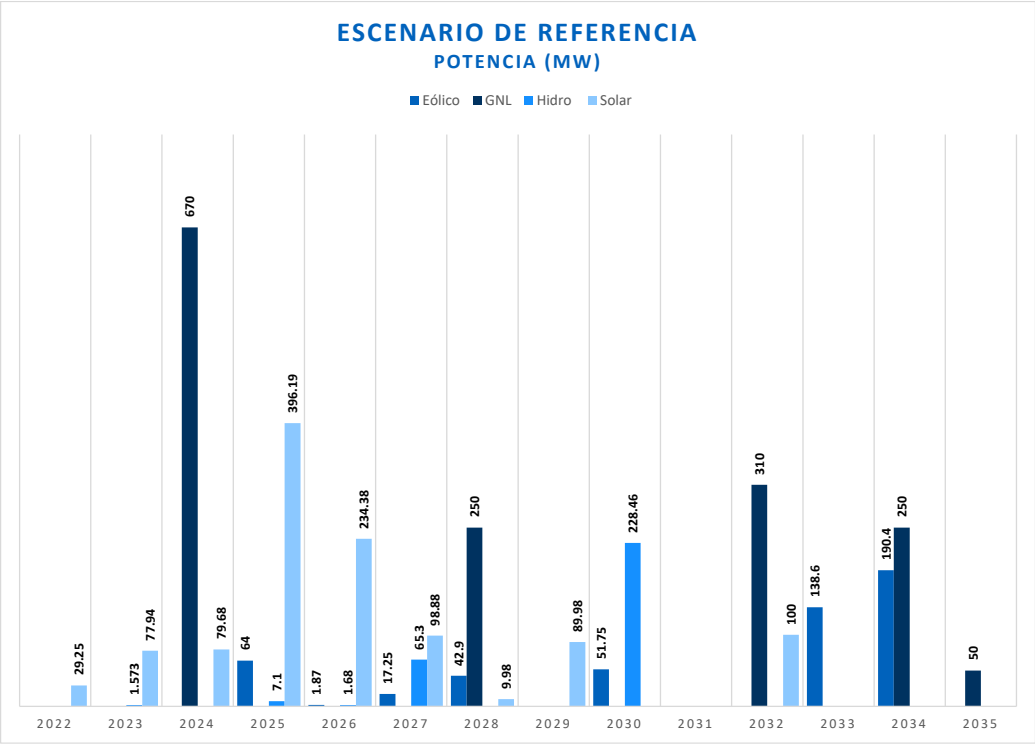


PLANTEL DE GENERACIÓN

El Plan Indicativo de Generación 2022, define los planes de expansión de generación. Se presentan 3 escenarios: escenario de referencia, escenario renovable y escenario de demanda alta.

Los análisis para determinar el Plan de Transmisión se hacen utilizando como base el escenario de referencia. A continuación, se muestra la composición futura de la generación que se agrega al sistema según el escenario de referencia.

Gráfico 5. 2 Plan de Generación Escenario de Referencia



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 5. 1, se presenta el listado de los proyectos considerados y aprobados en el PESIN 2020/2021 junto con sus fechas actualizadas y los nuevos proyectos considerados.

Tabla 5. 1 Proyectos de Transmisión

PLAN EXPANSION DE TRANSMISIÓN 2022 PERIODO DE CORTO PLAZO	FECHA
STATCOM S/E PANAMA II 230 KV +120/-120 MVAR	10/31/2022
ADICION REACTORES 20 MVAR GUASQUITAS 230 KV	10/31/2022
SEGUNDA LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV	02/28/2023
ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E CHANGUINOLA 50 MVA	05/31/2023
LINEA PANAMA III - SABANITAS DOBLE CIRCUITO 230 KV	07/31/2023
NUEVA SUBESTACION PANAMA III 230 KV	07/31/2023
NUEVA SUBESTACION SABANITAS 230 KV	07/31/2023
ADICION TRANSFORMADOR DE TIERRA S/E SAN BARTOLO 34.5 KV	12/31/2023
ADICION BANCO CAPACITORES 40 MVAR STA. RITA 115 KV 2x20 MVAR	01/31/2024
LÍNEA GATUN - SABANITAS 230 KV	04/30/2024
ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	05/31/2024
LINEA DOBLE CTO. M. NANCE - FRONTERA 230 KV	06/30/2024
NUEVA S/E PROGRESO II 230/115/34.5 KV	08/30/2024
AUMENTO DE CAPACIDAD LINEA PANAMA III - PANAMA 230 KV	10/31/2024
LINEA SAB-S.RITA 230 KV, S/E STA. RITA 230 KV Y AD. SABANITAS 230 KV	11/30/2024
BANCO DE CAPACITORES S/E LLANO SANCHEZ 230 KV 60 MVAR	12/31/2024
ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E SAN BARTOLO 83 MVA	12/31/2024
NUEVA S/E CHEPO 230 KV	12/31/2024
NUEVA LINEA PANAMA II - BAYANO 230 KV DOBLE CTO. 1200 ACAR.	01/31/2025
AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMA II 230 KV 305 KM	01/31/2025
NUEVA S/E CACERES 115 KV GIS	02/28/2025
NUEVA S/E LA HUACA 230/34.5 KV	05/31/2025
NUEVA S/E LOS OLIVOS 230/115/34.5 KV	06/30/2025
AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 VELADERO - PANAMA 230 KV 192 KM	07/31/2025
NUEVA S/E CALDERA 230/115/34.5 KV	07/31/2025
LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA III 500 KV OPERANDO EN 230 KV	09/30/2025
LINEA LA HUACA - LOS OLIVOS 230 KV	11/30/2025
NUEVA S/E PANAMA 3 115 KV	12/31/2025
PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO	**FECHA**
STATCOM S/E PANAMA III +/- 240 MVAR	12/31/2027
AUMENTO DE CAPACIDAD LT GUASQ-FORT-CH. GRANDE 230 KV	12/31/2029
LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA3 ELEVADA A 500 KV	12/31/2029
PLAN DE REPOSICIÓN	**FECHA**
NUEVO SUBTERRANEO 34.5 KV T1 LLANO SANCHEZ	10/31/2022
REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 230 KV	02/28/2025
REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA	09/30/2022
REEMPLAZO T3 S/E PANAMA 350 MVA	01/31/2023
REEMPLAZO T1 S/E PANAMA 230/115 KV 350 MVA Y ADECUACION PANAMA 230 KV	06/30/2025

RED DE DISTRIBUCIÓN

En cumplimiento al Artículo 64 del Reglamento de Transmisión, punto d, 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 5. 2 el resumen de los proyectos de expansión de las empresas distribuidoras para el periodo en estudio.

Tabla 5. 2 Proyectos de Distribución

ENSA	Proyecto	Fecha 2022	Descripción
1	Expansión I S/E Santa María	Dic 2021	Adicion de nuevo de 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 Chilibre 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	May 2022	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 Panamá115KV, 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 2032	Adición de nuevo transformador de 20MVA (115/34.5/13.8).
8	S/E Gonzalillo	Dic 2025	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 Cativá	Dic 2028	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 2028	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.
12	Reemplazo del T1 en Tinajitas	Jun 2022	Reemplazar el transformador actual T-1 ya que el mismo mantiene una capacidad de 25 MVA, diferente a su esquema inicial de 42 MVA, Cambio de transformador T-1 por uno de 50 MVA, con voltaje 115/13.8 kV.
13	Reemplazo del T1 en Chilibre	Jun 2022	Reemplazar el transformador T-1 por uno con capacidad de 30 MVA y tensión de operación 115/13.8 kV.
14	Ampliacion en Calzada Larga	Mar 2023	Adquisición de nuevo terreno para la instalación de un transformador de mayor capacidad: 25 MVA – 115/13.8 kV. Retiro de transformador existente
15	Adecuaciones en S/E Pacora	Jun 2023	Instalación de un transformador con voltajes de operación 230/34.5/13.8 kV con capacidad de 50 MVA.
EDEMET	**Proyecto**	**Fecha 2022**	**Descripción**
1	Subestación Penonome 34.5 kV	Jun 2021	Nueva Subestacion se construye para mejorar la calidad del servicio
2	Subestación Bella Vista (BVA), 115/13.8 kV Fase 1 y 2	Dic 2022	La Nueva S/E Bella Vista secciona las Líneas (115-21) provenientes de la S/E Cáceres y S/E La Locería, su recorrido será LOC-BVA-MAR.. Contará con 3 transformadores de 30MVA en 115/13.8kV.
3	**Linea Divisa - La Arena**	Dic 2022	Este proyecto comprende la construcción de aproximadamente 28km de línea primaria de alta tensión (115kV) en conductor 636ACSR, desde la subestación Divisa hasta la subestación La Arena
4	Transformador de SE Pocri	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
5	Transformador de SE El Higo	Jul 2023	Adición de nuevo Transformador de Potencia T4 de 50 MVA (230/115/13.8kV).
6	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.
7	Subestación Bella Vista (BVA), 115/13.8 kV Fase 3	Dic 2023	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.
8	Subestación La Floresta 115 kV Fase 1	Dic 2023	La Nueva S/E La Floresta secciona los circuitos (115-5 y 115-35) provenientes de Cáceres y Santa Maria, cuenta con dos transformadores de 30MVA.
9	Subestación Bella Vista (BVA), 230KV Fase 4	Dic 2024	Con la entrada de la nueva S/E Panamá 3 se instalarán 2 nuevos transformadores de 250MVA de 230/115kV.
10	Subestación La Floresta 115 kV Fase 2	Dic 2025	Conexión a la nueva S/E Panamá 3 con dos línes en 115kV
11	Línea Llano Sánchez – Pocri, 115kV	Dic 2025	Nuevo circuito Llano Sánchez-Pocrí.
EDECHI	**Proyecto**	**Fecha 2022**	**Descripción**
1	Conexión al SIN de RMT (34.5kV) de EDECHI en Subestación Veladero	Jun 2023	Adición de nuevo circuito de carga a la S/E Veladero, conexión del nuevo transformador 230/34.5kV de 30MVA

PESIN

2022

CAPÍTULO 6

ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 6

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 considerará 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).

Restricción Panamá - Cáceres

- **Sobrecarga en la líneas Panamá – Cáceres**
  Contingencias de circuitos 115-12 o 115-37
- Operar el esquema de desligue de carga (EDCxPL).
  En el año 2023 se debe racionalizar 22.7MW
- Se debe mantener un flujo máximo de 225MW (115-12 y 115-37) y 279MW de generación obligada, no se cumple con el despacho económico
- ETESA debe pagar los costos de generación obligada y Energía no suministrada
- Construcción de un nuevo circuito subterráneo entre Panamá y Cáceres, mantener operativo el EDCxPL
- El atraso de este proyecto seria critico para la zona atlántica ya que no habría suficiente generación en la zona para disminuir el flujo entre Panamá y Cáceres

Figura 6. 1 Año 2022 sin Generación Obligada

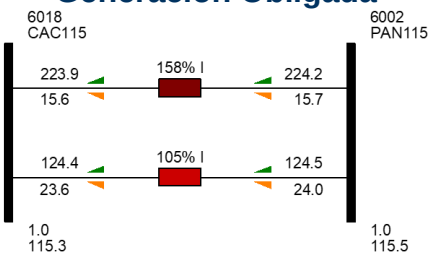


Figura 6. 2 Año 2022 con Generación Obligada

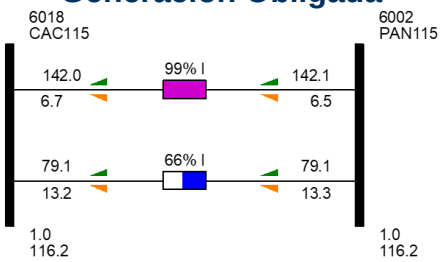
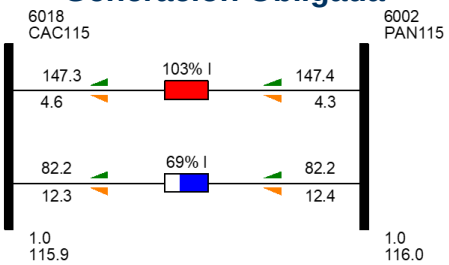


Figura 6. 3 Año 2023 con Generación Obligada



Restricción Mata de Nance - Boquerón

Sobrecarga en la líneas Boquerón –Mata de Nance 230-9a
Estado N y Contingencias de circuitos 230-25a

No se afecta la demanda

flujo máximo de 224MW (230-9a), desplazar de 57 a 86MW dependiendo del año en la zona (Boquerón III, Dominical y Progreso)

ETESA debe pagar los costos de generación obligada y desplazada

Aumentar la capacidad de la líneas 230-9a, 230-9b y 230-10 mas la adición de un nuevo circuito de Mata de Nance a Progreso (230-39)

Al transcurrir los años se aumenta la generación desplazada por lo que esta restricción no permitiría la instalación de nueva generación en la zona

Figura 6. 4 Flujo 230-9a, Despacho Ideal

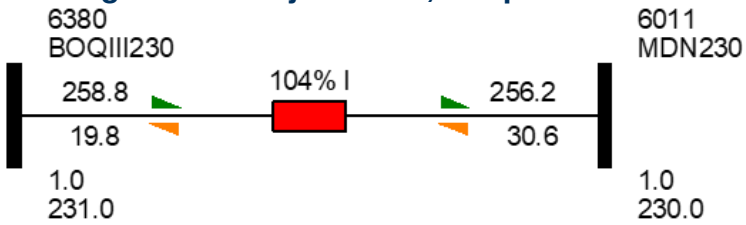


Figura 6. 5 Flujo 230-9a, Generación Desplazada

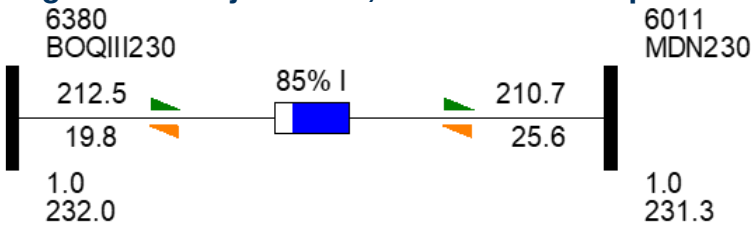
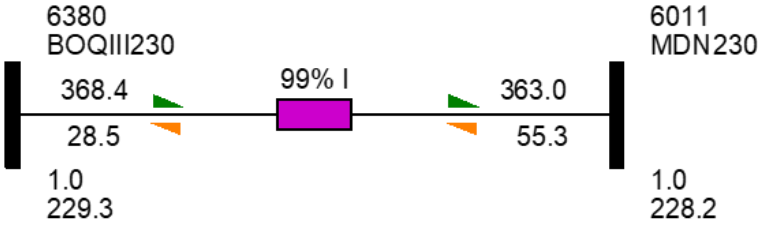


Figura 6. 6 Flujo 230-9a, Generación Desplazada considerando la falla de la 230-25a



Déficit de Reserva Reactiva, Sin STATCOM

Déficit de Reserva Reactiva Año 2022
Múltiples Contingencias

No se afecta la demanda

Generación Obligada cerca del centro de carga (334MW), disminuir la generación conectada en zona occidente

ETESA debe pagar los costos de generación obligada y desplazada

incluir los STATCOMs en S/E Llano Sanchez y Panamá II

Al transcurrir los años se aumenta la generación desplazada por lo que esta restricción no permitiría la instalación de nueva generación en la zona occidente

Gráfico 6. 1 Reserva Reactiva, año 2022 con los STATCOM

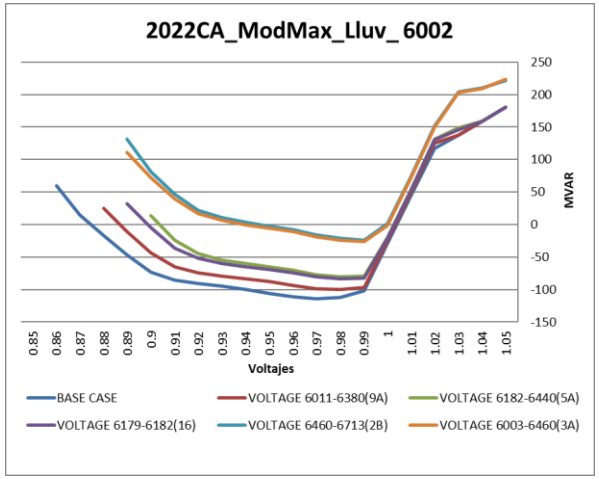
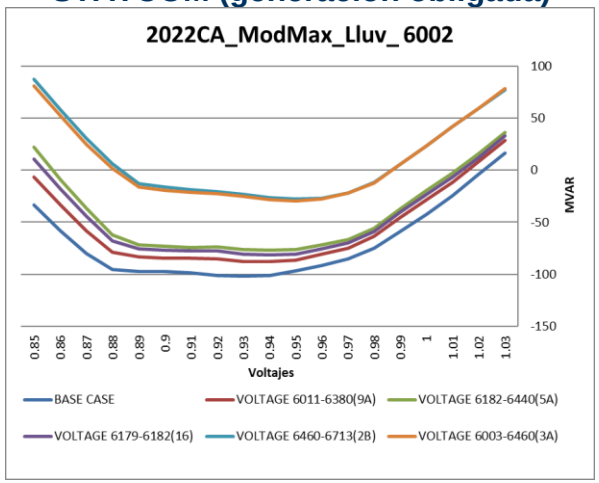


Gráfico 6. 2 Reserva Reactiva, año 2022 sin los STATCOM (generación obligada)



Control de Tensión, Zona Atlántica

Problemas de Control de Tensión Zona Atlántica
Contingencia de la línea 115-3a

No se afecta la demanda

Generación Obligada en la Zona Atlántica 115kV

ETESA debe pagar los costos de generación obligada y desplazada

incluir compensación reactiva en la S/E Santa Rita 40MVAr, conectar la S/E Sabanitas y S/E Santa Rita en 230kV

Al transcurrir los años se aumenta la generación obligada necesaria para mantener los niveles correctos de voltaje

Figura 6. 7 Condiciones de Voltaje Zona Atlántica, Estado N

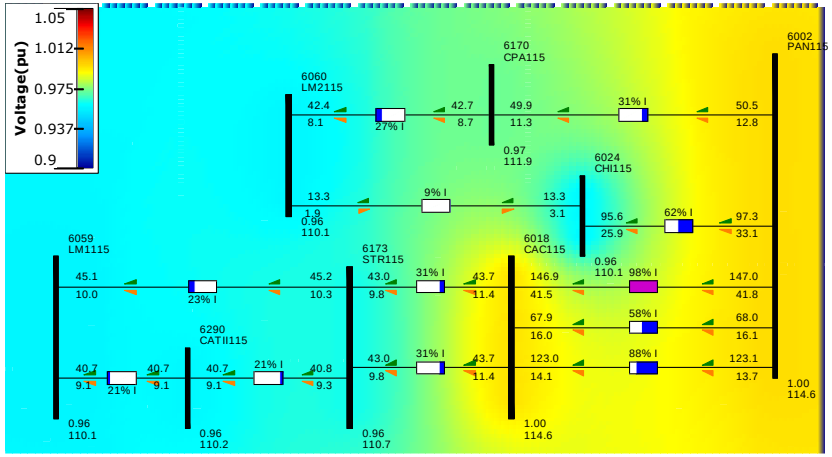
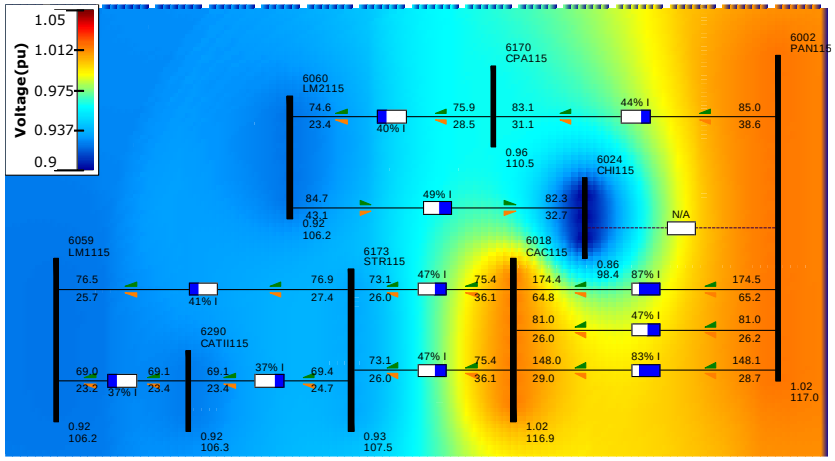


Figura 6. 8 Condiciones de Voltaje Zona Atlántica, Falla 115-3a



Restricción de Flujos Sabanitas – Panamá II

Restricciones de Flujos Sabanitas – Panamá II
Atraso de la línea Sabanitas – Panamá III

No se afecta la demanda

Restricciones de Generación conectada en Sabanitas, la máxima generación seria de 518MW

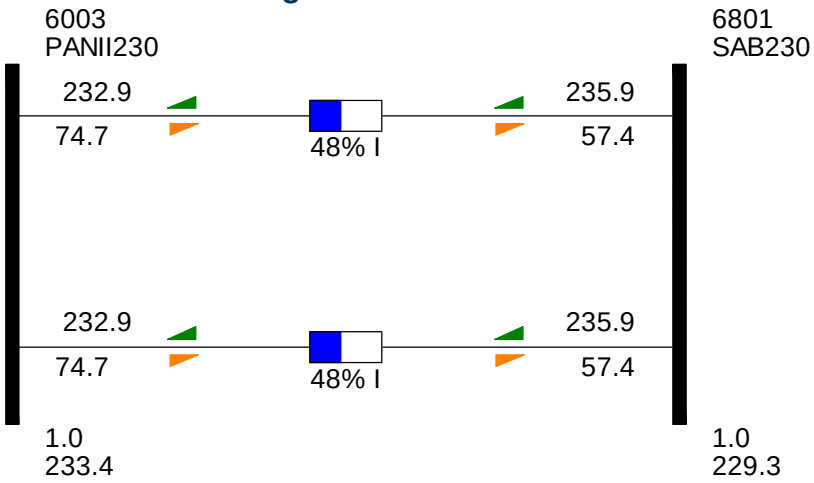
ETESA debe pagar los costos de generación desplazada y obligada

Construcción de la línea en tiempo y forma

Ante la máxima generación de Costa Norte y Gatún, de darse la falla de un circuito entre Sabanitas y Panamá II, el sistema colapsaría

Figura 6. 9 Flujos Sabanitas – Panamá II, Despacho Costa Norte - Gatún

Figura 6. 10 Flujos Sabanitas – Panamá II, Despacho Restringido Costa Norte - Gatún



Déficit de Reserva Reactiva, Retraso de la 4LT

Caída de Voltaje – Retraso de la 4LT
Para múltiples contingencias

No se afecta la demanda

Restricciones de Generación de occidente

ETESA debe pagar los costos de generación desplazada (75MW) y obligada (128MW)

Construcción de la línea en tiempo y forma

Se debe mantener generación obligada en centro de carga para mantener los niveles de reserva reactiva, se limitaría la entrada de nuevos proyectos de generación

Gráfico 6. 3 Reserva Reactiva, Sin 4LT

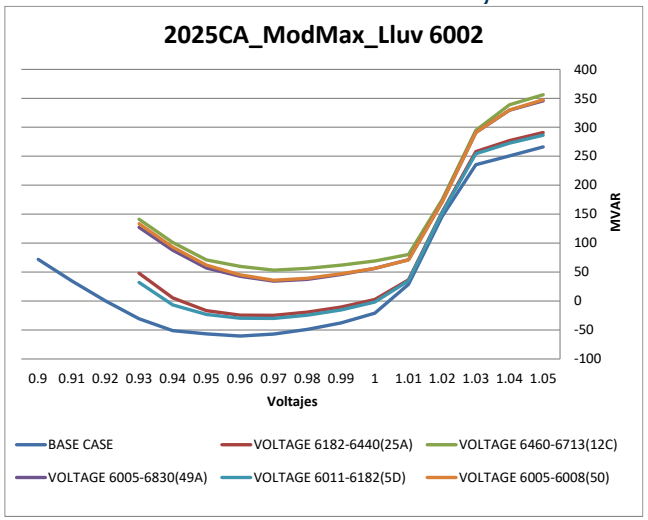
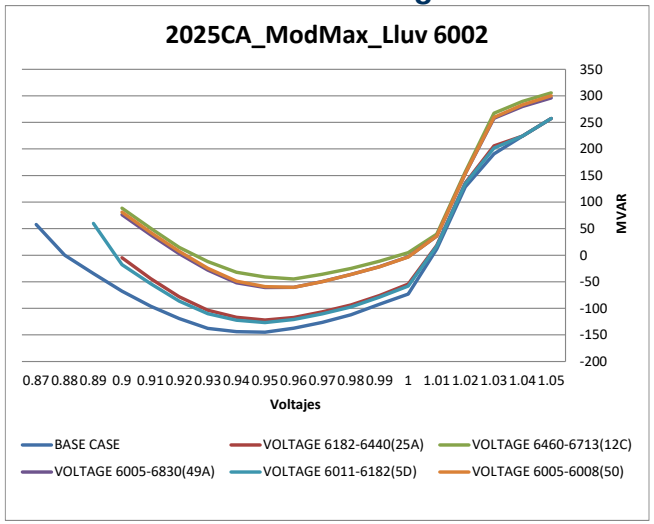


Gráfico 6. 4 Reserva Reactiva, Sin 4LT con Generación Obligada



RESUMEN DEL DIAGNOSTICO DE CORTO PLAZO SIN PROYECTOS DE EXPANSION

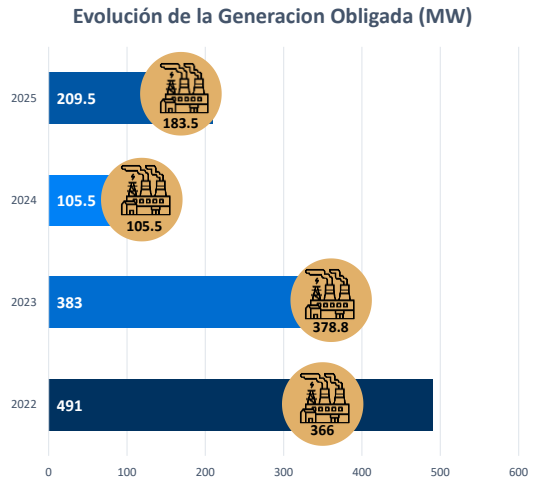
Para el periodo de corto plazo, se han identificado cuatro (4) restricciones que no permiten el cumplimiento del despacho económico:

- Sobrecarga de la línea 230-9A
- Sobrecarga entre Panamá y Cáceres
- Problema de control de tensión
- Problema de estabilidad de voltaje

A excepción de la sobrecarga entre Panamá y Cáceres, que se presenta durante cualquier época del año, todas las demás se presentan solo para la en la época lluviosa.

De forma inmediata se solucionan desplazando generación de la zona occidente y despachando generación cercana al centro de carga, específicamente en la zona atlántica 115 KV. A continuación, se muestra la evolución de la generación obligada.

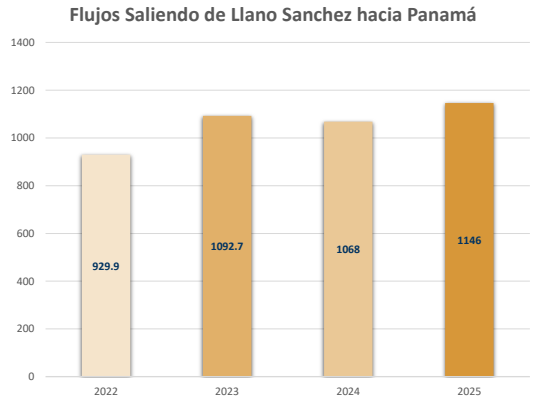
Gráfico 6. 5 Generación Obligada sin Refuerzos



Producto de las restricciones presentadas, se verían afectadas las plantas conectadas en la zona occidental del país (provincia de Chiriquí), específicamente los plantas que se conectan en las S/E Boquerón III, S/E Dominical, S/E Progreso y, en algunos casos, CH Fortuna.

A continuación, se presentan los flujos máximos desde occidente considerando que los proyectos de transmisión presenten atrasos con respecto a la fecha de entrada en operación propuesta, los valores corresponden a las mediciones de flujo saliendo de la S/E Llano Sánchez

Gráfico 6. 6 Flujos desde Occidente



Tomando en cuenta lo indicando la generación del sistema seria la siguiente.

Gráfico 6. 7 Resumen de Generación por año, sin Refuerzos

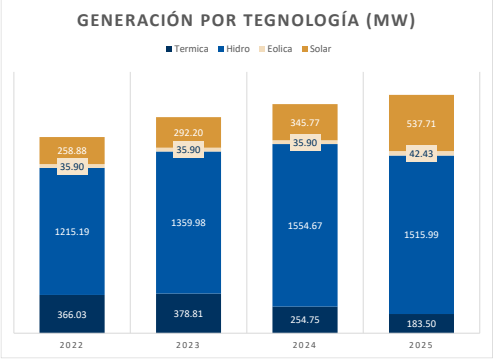
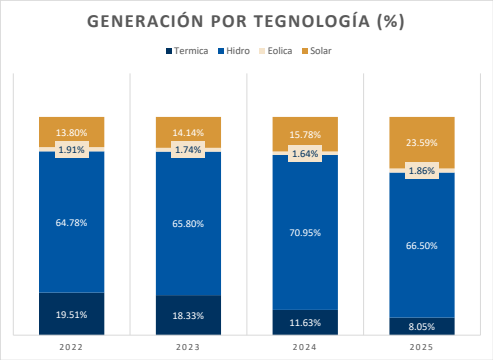
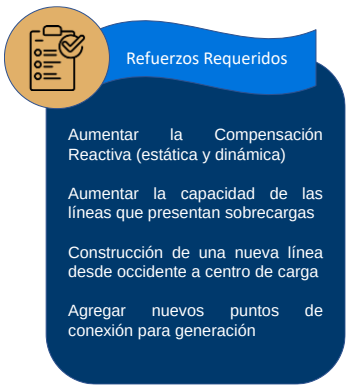


Gráfico 6. 8 Porcentaje de Generación por año, sin refuerzos



REFUERZOS REQUERIDOS

Basado en el análisis del estado actual del SIN, se identifican las siguientes soluciones:



Tomando en cuenta lo anterior, se requiere de una serie de proyectos que en su gran mayoría se encuentra en ejecución o en etapa de diseño. A continuación, se muestra la lista de proyectos.

Tabla 6. 1 Proyectos de Corto Plazo

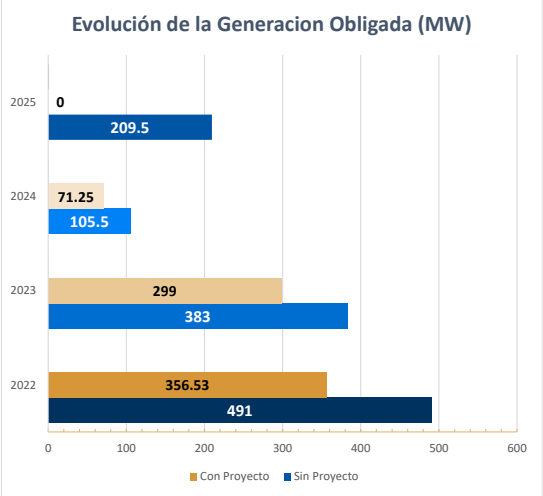
PERIODO DE CORTO PLAZO	FECHA
STATCOM S/E PANAMA II 230 KV +120/-120 MVAR	10/31/2022
ADICION REACTORES 20 MVAR GUASQUITAS 230 KV	10/31/2022
SEGUNDA LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV	02/28/2023
ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E CHANGUINOLA 50 MVA	05/31/2023
LINEA PANAMA III - SABANITAS DOBLE CIRCUITO 230 KV	07/31/2023
NUEVA SUBESTACION PANAMA III 230 KV	07/31/2023
NUEVA SUBESTACION SABANITAS 230 KV	07/31/2023
ADICION TRANSFORMADOR DE TIERRA S/E SAN BARTOLO 34.5 KV	12/31/2023
ADICION BANCO CAPACITORES 40 MVAR STA. RITA 115 KV 2x20 MVAR	01/31/2024
LÍNEA GATUN - SABANITAS 230 KV	04/30/2024
ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	05/31/2024
LINEA DOBLE CTO. M. NANCE - FRONTERA 230 KV	06/30/2024
NUEVA S/E PROGRESO II 230/115/34.5 KV	08/30/2024
AUMENTO DE CAPACIDAD LINEA PANAMA III - PANAMA 230 KV	10/31/2024
LINEA SAB-S.RITA 230 KV, S/E STA. RITA 230 KV Y AD. SABANITAS 230 KV	11/30/2024
BANCO DE CAPACITORES S/E LLANO SANCHEZ 230 KV 60 MVAR	12/31/2024
ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E SAN BARTOLO 83 MVA	12/31/2024
NUEVA S/E CHEPO 230 KV	12/31/2024
NUEVA LINEA PANAMA II - BAYANO 230 KV DOBLE CTO. 1200 ACAR.	01/31/2025
AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMA II 230 KV 305 KM	01/31/2025
NUEVA S/E CACERES 115 KV GIS	02/28/2025
NUEVA S/E LA HUACA 230/34.5 KV	05/31/2025
NUEVA S/E LOS OLIVOS 230/115/34.5 KV	06/30/2025
AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 VELADERO - PANAMA 230 KV 192 KM	07/31/2025
NUEVA S/E CALDERA 230/115/34.5 KV	07/31/2025
LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA III 500 KV OPERANDO EN 230 KV	09/30/2025
LINEA LA HUACA - LOS OLIVOS 230 KV	11/30/2025
NUEVA S/E PANAMA 3 115 KV	12/31/2025
PLAN DE REPOSICIÓN	**FECHA**
NUEVO SUBTERRANEO 34.5 KV T1 LLANO SANCHEZ	10/31/2022
REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 230 KV	02/28/2025
REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA	09/30/2022
REEMPLAZO T3 S/E PANAMA 350 MVA	01/31/2023
REEMPLAZO T1 S/E PANAMA 230/115 KV 350 MVA Y ADECUACION PANAMA 230 KV	06/30/2025

ANÁLISIS DEL SISTEMA DE CON PROYECTOS

Considerando los refuerzos se logra disminuir progresivamente la necesidad de operar el sistema con generación obligada para cumplir con el criterio de seguridad y calidad. Además, estos aumentan la reserva reactiva lo que elimina los problemas de inestabilidad de voltaje, se eliminan las restricciones de capacidad que presenta la línea 230-9A y el corredor Panamá – Cáceres y se lograría tener capacidad de transporte y transformación para nuevas fuentes de generación.

A continuación, se presentan las condiciones de despacho y flujos desde occidente considerando las ampliaciones.

Gráfico 6. 9 Generación Obligada, con y sin refuerzos



La grafica anterior muestra que hasta el año 2025 se logra eliminar las todas las restricciones. En el año 2022, con la entrada de los STATCOM, se logra disminuir un 27% la generación obligada, en el 2023 y 2024 un 22% y 32 % respectivamente. Estas cifras corresponden al caso sin proyectos.

En el año 2024 se eliminan totalmente las restricciones por sobrecarga de líneas, por lo que en este periodo se puede aprovechar toda la generación conectada en occidente; sin embargo, se presentan problemas de inestabilidad, por lo que se debe distribuir el despacho de generación cerca del centro de carga para mantener suficiente reserva reactiva.

Otro indicador que se utiliza para determinar el cumplimiento del despacho de mínimo costo es el cálculo del porcentaje de generación de las plantas renovables conectadas en el occidente del país. Tomando en cuenta que las condiciones del sistema, en la mayoría de los casos la generación que se ve afectada se encuentra conectada en la provincia de Chiriquí y Bocas del Toro. Según los criterios la generación hidroeléctrica de pasada debe estar despachada a un 95%.

Gráfico 6. 10 Porcentaje de Aprovechamiento de la Generación hidro

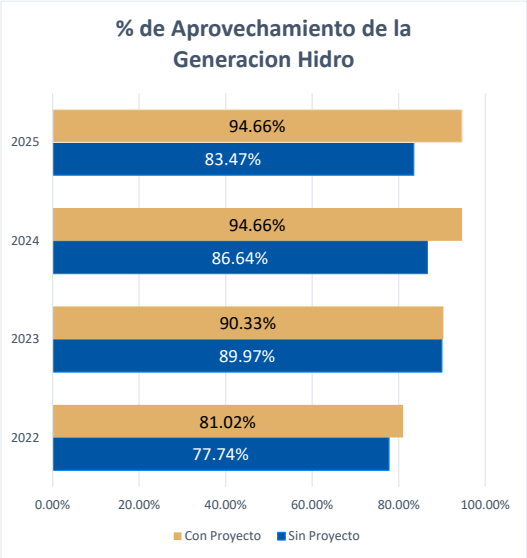
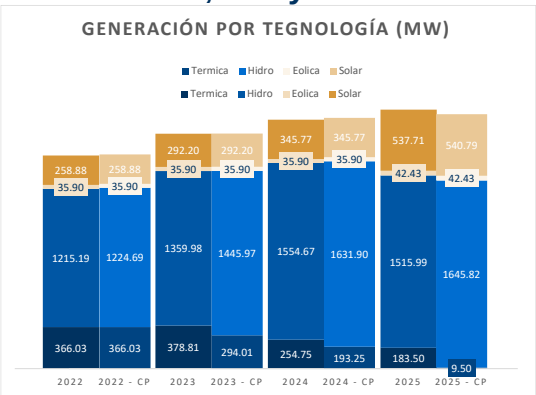


Gráfico 6. 11 Resumen de Generación, con y sin refuerzos



Bajo las nuevas condiciones, se presenta la disminución de la generación térmica y un incremento de la generación de centrales hidroeléctrica. Para el 2025 se cumple con el despacho de mínimo costo.

Los flujos desde occidente aumentan en comparación con los casos sin los proyectos, debido al aumento de los flujos se presenta un aumento en las pérdidas de transmisión, sin embargo, con la entrada de la cuarta línea (4LT) el porcentaje de pérdidas baja respecto al escenario sin refuerzos.

Gráfico 6. 12 Flujos desde occidente con y sin refuerzos

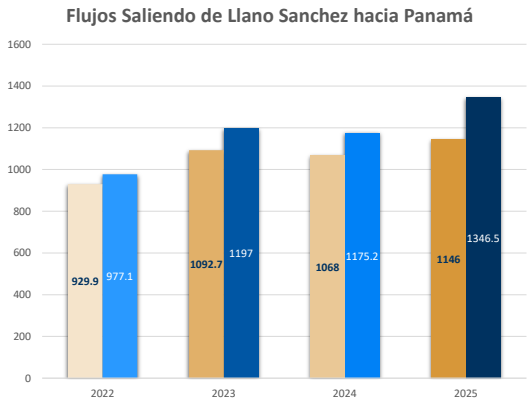
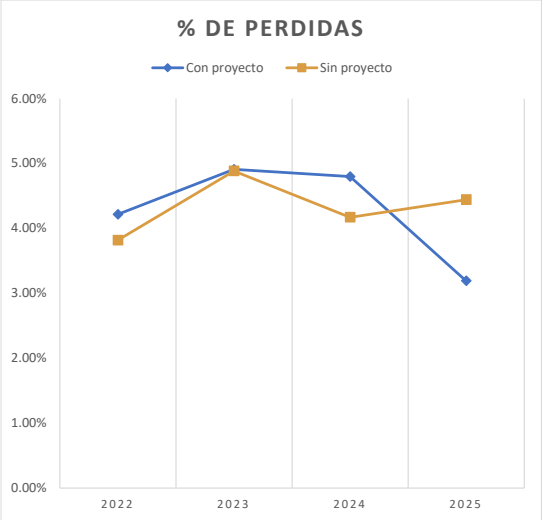


Gráfico 6. 13 Porcentaje de Pérdidas



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

PESIN

2022

CAPÍTULO 7

PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 7
PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO

Los proyectos propuestos a instalarse como parte del Sistema Principal de Transmisión para el periodo de corto plazo, 2022 – 2025, fueron aprobados en Planes de Expansión anteriores (PESIN 2020 en revisión). La mayoría de estos proyectos se encuentran ya en construcción y próximos a entrar en operación. Otros ya fueron licitados, adjudicados y cuentan con contrato, a la espera de recibir el Refrendo por la Contraloría para iniciar su construcción y algunos están en etapa de diseño y próximos a ser licitados.

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

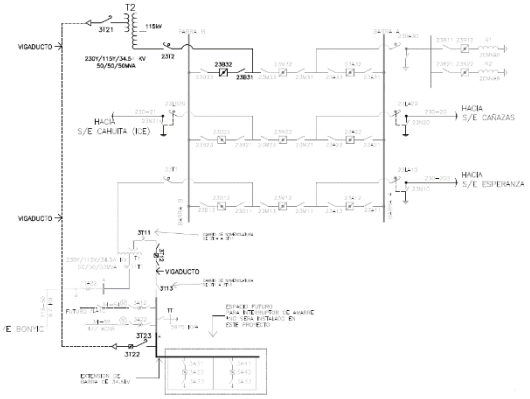
Con el propósito de que la S/E Changuinola cumpla con el Criterio de Seguridad N-1, se ha considerado necesario la adición de un segundo transformador 230/115/34.5 KV, con igual capacidad que el T1 (50/50/50 MVA) en sus tres devanados, ya que

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 trasformador 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



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.

Costo: B/. 5,390,000
Entrada en Operación: 31/5/2023

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

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

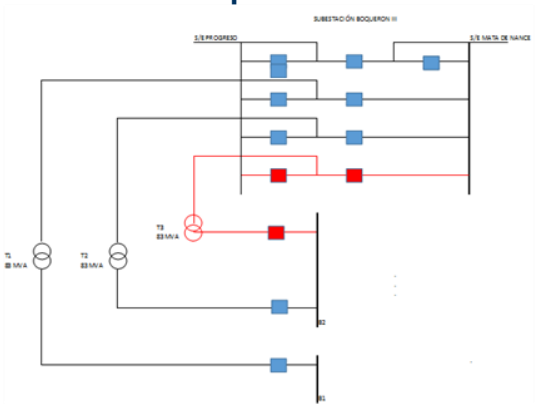
Para esto será necesario desarrollar las siguientes obras:

- Adición de una cuarta (4ta) nave de interruptor y medio con dos (2) interruptores de 230 KV, para la conexión del transformador T3 y

demás equipos asociados (cuchillas, CTs, Pts, etc.).

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

Esquema del Proyecto T3 S/E Boquerón III



Costo: B/. 7,736,000
Entrada en Operación: 31/5/2024

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

Con el propósito de que la S/E San Bartolo 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 (150/50/100 MVA) en sus 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 la generación en el área San Bartolo.

Para esto será necesario desarrollar las siguientes obras:

- Ampliación del patio de 230 KV de la S/E San Bartolo mediante la adición de una nave de interruptor y medio, con dos (2) interruptores y demás equipos asociados, cuchillas, CTs, Pts, etc. para la conexión del transformador T2.
- Adquisición de un trasformador T2, 230/115/34.5 KV, con capacidad de 150/50/100 MVA en sus devanados.
- Ampliación del patio de 34.5 KV mediante la adición de 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.

Costo: B/. 7,132,000
Entrada en Operación: 31/12/2024

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 renovables 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, en las Subestaciones Llano Sánchez 230 KV (120 MVAR), Panamá II 115 KV (120 MVAR), Panamá II 230 KV (180 MVAR), en Panamá 115 KV (aumento a 120 MVAR), Chorrera 230 KV (90 MVAR), San Bartolo (60 MVAR), Veladero (90 MVAR).

Con el propósito de tomar medidas concretas tendientes a eliminar estas restricciones, ETESA ha determinado la necesidad de instalación de compensación reactiva (Capacitiva) en la S/E Llano Sánchez y Santa Rita, además de los STATCOMs, mientras que en la S/E Guasquitas se necesitaría la instalación de reactores.

4. STATCOM Panamá II

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

Con la adición de estos STATCOMs en las Subestaciones Llano Sánchez (entró en operación el 15 agosto de 2022) 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.

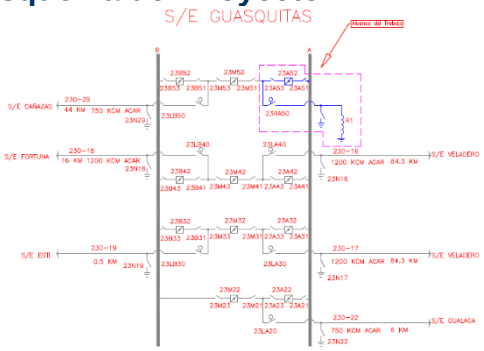
Costo STATCOM S/E Panamá: B/. 24,889,000
Entrada en Operación: 31/10/2022

5. Adición de Banco de Reactores 20 MVAR en Subestación Guasquitas 230 KV

Con el objetivo de cumplir con los criterios de seguridad y calidad de suministro establecidos en la reglamentación vigente, es necesaria la adición de banco de reactores Guasquitas (20 MVAR), para que en condiciones de demanda mínima el nivel de tensión del sistema de transmisión se mantenga dentro de los rangos establecidos.

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

Esquema del Proyecto



Este proyecto se encuentra en ejecución y debe estar entrando en operación alrededor de la fecha señalada.

Costo: B/. 3,395,000
Entrada en Operación: 31/10/2022

6. 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

Este proyecto consiste en la instalación de dos (2) bancos de capacitores de 20 MVAR (2x20 MVAR) en el patio de 115 KV de la Subestación Santa Rita. Estos bancos pueden ser instalados en una de las posiciones actualmente libres en las naves 3 o 4 de la subestación.

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. Esto 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.

Costo: B/. 4,580,000
Entrada en Operación: 31/1/2024

7. Adición de Bancos de Capacitores de 60 MVAR en Subestación Llano Sánchez 230 KV

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

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

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

sistema ya que se desplaza energía termoeléctrica más costosa.

Costo: B/. 8,193,000
Entrada en Operación: 31/12/2024

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 700 MW, que sumado a los más 2,000 MW existentes daría un total de 2,700 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.

8. Nueva Línea Mata de Nance – Frontera 230 KV

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

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

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

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

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

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

Costo: B/. 36,258,000
Entrada en Operación: 30/6/2024

9. 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.

Esquema del Proyecto

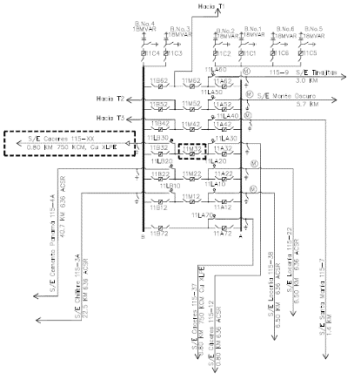


DIAGRAMA UNIFILAR 115 KV S/E PANAMÁ

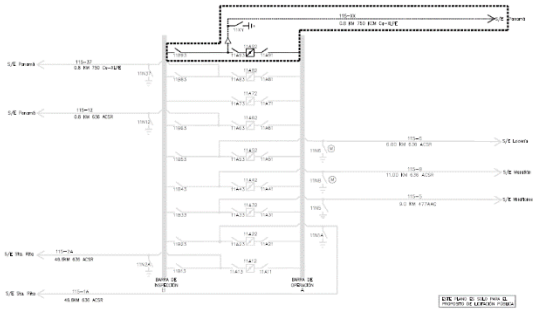


DIAGRAMA UNIFILAR 115 KV S/E CACERES

Costo: B/. 6,076,000
Entrada en Operación: 28/2/2023

10. Línea Panamá III - Sabanitas Doble circuito 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.

Esta 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. 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 potes.

Este proyecto se encuentra en etapa de ejecución.

Costo: B/. 60,880,000
Entrada en Operación: 31/7/2023

11. Aumento de Capacidad de la Línea LT2 Veladero - Panamá II 230 KV

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 700 MW, que sumado a los más 2,000 MW existentes daría un total de 2,700 MW aproximadamente. Tomando en cuenta 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 la misma 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 hasta estas subestaciones.

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

Costo: B/. 61,248,000
Entrada en Operación: 31/1/2025

12. Nueva Línea Panamá II – Bayano 230 KV

Este proyecto reemplaza el proyecto de LT Panamá II - Chepo, ya que, en vista de las condiciones de la línea de transmisión hasta Bayano, se ha decidido reemplazar la línea completa. La línea de transmisión de 230 KV de doble circuito Panamá II – Bayano tiene ya casi 45 años de operación y pese a los trabajos de mantenimiento que se le ha hecho durante los años,

ya la misma presenta serios deterioros en sus estructuras, por lo que se hace necesario el reemplazo de esta por una nueva línea de transmisión utilizando la misma servidumbre de la existente.

Para esto se ha considerado la construcción de una nueva línea de transmisión desde la subestación Panamá II hasta la central hidroeléctrica Bayano, de aproximadamente 79 km de longitud, doble circuito 230 KV, conductor 1200 ACAR y capacidad de 500 MVA tanto para condiciones normales de operación como de emergencia, a la vez, se necesita igualmente cambiar el hilo de guarda 7 No.8 y el cable de fibra óptica OPGW.

Costo: B/. 33,483,000
Entrada en Operación: 31/1/2025

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

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 700 MW, que sumado a los 1,707 MW existentes daría un total de 2,407 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 iníciales realizados han demostrado que para aumentar la capacidad de esta línea a por lo menos 500 MVA por circuito en condiciones de operación normal. Para esto será necesario cambiar el conductor de esta a un conductor trapezoidal de alta temperatura de operación 714 Dove ACCC, cambiar los herrajes, reparación de elementos de las torres y, de ser necesario, instalación de torres nuevas para adecuarse a los requisitos del nuevo conductor.

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

- Tramo 1: Chorrera – Panamá
- Tramo 2: Llano Sánchez - El Higo
- Tramo 3: El Higo – Chorrera
- Tramo 4: Veladero – Llano Sánchez

En todas las etapas se cambiará el conductor de la línea de transmisión, aproximadamente 290 km en total, a un conductor trapezoidal de alta temperatura de operación 714 Dove ACCC o similar. Este conductor tendrá una capacidad de aproximadamente 600 MVA/circuito a una temperatura de 180°C y 645 MVA/circuito a 200°C. Se utilizarán las torres existentes. Este conductor tiene peso muy similar

(727 lb/kpie) en comparación con el conductor actual 750 ACAR (704 lb/kpie) por lo que no impone esfuerzos adicionales en las torres existentes, mientras que prácticamente triplica la capacidad de transmisión de estas líneas. Igualmente se reemplazará el hilo de guarda en la línea, reemplazando uno de ellos por un conductor OPGW, mientras que el otro hilo de guarda se reemplazará por un nuevo 7 No.8.

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

Costo: B/. 128,309,000
Entrada en Operación: 31/7/2025

14. 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. Esta Fase II se explicará a detalle en el Plan de Largo Plazo.

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.

Costo: B/. 596,610,000
Entrada en Operación: 30/9/2025

15. Línea Subterránea Panamá – Panamá III

Dado las complicaciones que podría presentar la ejecución del proyecto, considerando que el mismo atraviesa una zona residencia, dificultando la adquisición de la servidumbre debido al poco espacio que queda en la zona

Adicional a lo anterior, el valor catastral en esta zona es alto impactando negativamente el costo total del proyecto.

El costo total del proyecto ascendería a B/. 13,945,000, considerando el alto costo del proyecto se decidió realizar un análisis de la situación y buscar otra alternativa. En consecuencia, se decide repotenciar la línea existente considerando un conductor de mayor capacidad.

Esta alternativa representa una mejor propuesta económica ya que no requiera de adquirir nueva servidumbre.

16. Aumento de capacidad Línea Panamá III – Panamá 230 kV

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

En los análisis realizados se ha encontrado que es necesario reforzar el corredor Panamá – Panamá III de 230 KV ya que desde el año 2024 se presentan sobrecargas en las líneas de doble circuito de 230 KV entre Panamá – Panamá III. Esto es debido al alto aporte de generación renovable de occidente.

Para tales fines se reemplazará el conductor existente por un conductor de alta temperatura de operación 1026 Drake HTLS, con capacidad de 774 MVA en condiciones normales de operación (180°C) y 821 MVA en emergencia (200 °C). Esto será en reemplazo del conductor existente.

Costo: B/. 2,000,000
Entrada en Operación: 31/10/2024

17. LT Gatún – Sabanitas 230 kV

Este proyecto consiste en la construcción de una línea de 230 KV desde la central termoeléctrica Gatún (670 MW), en el área de Isla Telfer, Colón, hasta la S/E Sabanitas 230 KV. Esta línea será necesaria para que dicha central pueda entregar su energía al Sistema Interconectado Nacional (SIN). La misma tendrá aproximadamente 15 km de longitud, en torres y postes de doble circuito (montando inicialmente un solo circuito) y conductor de alta temperatura de operación 1026 Drake HTLS.

Este proyecto consiste en:

- LT de Telfer – Sabanitas 230 KV: aproximadamente 15 km de longitud, en torres y postes de doble circuito (montando inicialmente un solo circuito) y conductor de alta temperatura de operación 1026 Drake HTLS, con capacidad de 774 MVA en condiciones normales de operación (180°C) y 821 MVA en emergencia (200 °C). Preliminarmente se está asumiendo que la mitad de las estructuras serán en torres y mitad en postes.

- Se tendrá que seccionar uno de los circuitos de la central Costa Norte (Cristóbal – Sabanitas) para que entre y salga de la subestación elevadora de la central Gatún. Para esto se tendrá que construir una línea de doble circuito con conductor 1026 Drake desde la subestación Telfer hasta el punto de seccionamiento de la línea, de aproximadamente 1 km.

- Los interruptores necesarios para conectar esta línea desde Telfer ya se encuentran incluidos en el diseño de la S/E Sabanitas 230 KV.

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.

Costo: B/. 15,550,000

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.

18. 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.

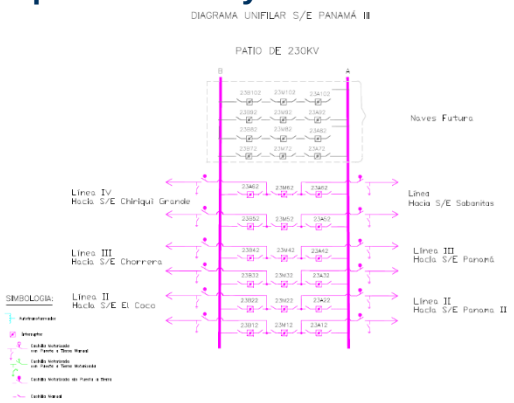
En su patio de 230 KV, esta subestación estará conformada de la siguiente forma:

- 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



Costo: B/. 40,525,000
Entrada en Operación: 31/7/2023

19. Nueva Subestación Sabanitas 230 KV GIS

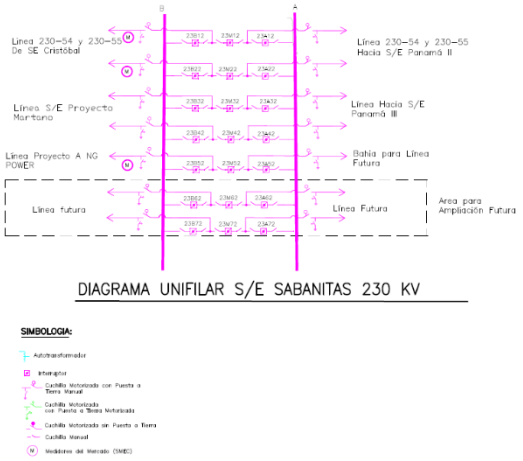
Debido a los contratos vigentes que se tienen para el suministro de energía

con plantas térmicas a base de Gas Natural Licuado (GNL) todas ubicadas geográficamente en la provincia de Colón (aprox. 1000 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.

Esquema del Proyecto



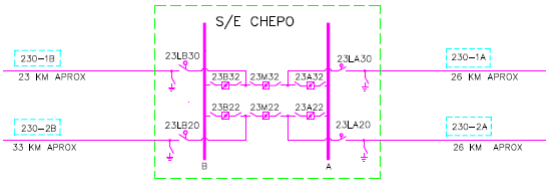
Costo: B/. 26,968,000
Entrada en Operación: 31/7/2023

20. 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



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

El costo indicado en cada proyecto es una estimación de este tomando en cuenta los costos actuales de los

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

Costo: B/. 16,138,000
Entrada en Operación: 31/12/2024

21. Línea Sabanitas – Santa Rita, S/E Santa Rita 230 KV y Adición S/E Sabanitas 230 KV

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

Este proyecto consiste en las siguientes obras:

- Construcción de una nueva subestación Santa Rita 230 KV, en el área utilizada por la central termoeléctrica Jinro, la cual se retira del sistema. Esta subestación contará con un patio de 230 KV en esquema de interruptor y medio, con dos (2) naves de tres (3) interruptores. Dos de las salidas serán para recibir la LT de doble circuito que proviene de la S/E Sabanitas. Las otras dos salidas será para la conexión de dos (2) transformadores 230/115 KV de aproximadamente 200 MVA cada uno, los cuales se conectarán a la S/E Santa Rita 115 KV.
- Ampliación en la S/E Sabanitas 230 KV, en esquema de interruptor y medio, con dos (2) naves de dos (2) interruptores, para la salida de la LT de doble circuito hacia Santa Rita 230 KV.
- LT de doble circuito, con conductor 1200 ACAR y capacidad de 500 MVA por circuito, de aproximadamente 2 km, desde Sabanitas hasta Santa Rita. Esta línea se conectará con el tramo de línea de Santa Rita hasta la Torre 4, para así utilizar este tramo de línea existente de aproximadamente 1 km., para la conexión.

Costo: B/. 33,467,000
Entrada en Operación: 30/11/2024

22. Nueva S/E Caldera 230 KV

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

Este proyecto consiste en las siguientes obras:

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

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

Costo: B/. 40,738,000
Entrada en Operación: 31/7/2025

23. Nueva S/E Progreso II 230/115/34.5 KV

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

Este proyecto consiste en las siguientes obras:

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

Costo: B/. 34,149,000
Entrada en Operación: 30/8/2024

24. 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.

Este proyecto consiste en las siguientes obras:

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

- Patio de 115 KV, 1 nave de 3 interruptores en el patio de 115 KV, para la conexión de los dos transformadores y se debe dejar espacio para dos naves futuras (cada agente será responsable de la instalación de sus equipos para la conexión).

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

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

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

Costo LT: B/. 19,536,000
Entrada en Operación: 30/11/2025

Costo S/E: B/. 31,350,000
Entrada en Operación: 30/6/2025

25. Nueva S/E Cáceres 115 KV GIS

Debido a la alta carga que lleva la S/E Cáceres en el área metropolitana y configurada en un esquema de Barra Principal y Transferencia, la cual no brinda el nivel de confiabilidad necesario en el sistema, se ha considerado la construcción de una nueva subestación Cáceres 115 KV

GIS en esquema de interruptor y medio, a construirse en el polígono de terreno de la subestación. Cabe mencionar que esta subestación data del año 1968, siendo la primera subestación del sistema, y pese a que la misma se ha ido renovando con el tiempo, cambiando interruptores, cuchillas, etc., no brinda la confiabilidad necesaria.

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

Costo: B/. 15,213,000
Entrada en Operación: 28/2/2025

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

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

Este proyecto consiste en las siguientes obras:

- Construcción de una nueva subestación La Huaca 230/115/34.5 KV en un área cercana a la subestación Llano Sánchez, la cual contará con un patio de 230 KV en esquema de interruptor y medio, inicialmente con tres (3) naves de tres (3) interruptores para un total de 6 salidas. Dos de las salidas serán para la LT de doble circuito que la conectará con la subestación Llano Sánchez, otras dos para la LT hacia la S/E Veladero. Las restantes dos salidas serán para la conexión de dos (2) transformadores, T1 y T2, de 230/115/34.5 KV y 100 MVA. Se debe contemplar espacio adicional para la adición de por lo menos dos naves, conectándose en una de ellas un tercer transformador.
- Seccionamiento de una de las tres líneas en esta subestación.
- Patio de 115 KV, 1 nave de 3 interruptores en el patio de 115 KV, para la conexión de los dos transformadores y se debe dejar espacio para dos naves futuras (cada agente será responsable de la instalación de sus equipos para la conexión).
- Patio de 34.5 KV, dos barras sencillas con amarre, para la conexión de los proyectos de generación solar (cada agente será responsable de la instalación de sus equipos para la conexión).

Costo: B/. 38,246,000
Entrada en Operación: 31/5/2025

27. Nueva S/E Panamá 3 115 kV

Actualmente está en proceso de ejecución el proyecto de S/E Panamá 3 230 KV, adicional al mismo se contempla construir una nueva S/E Panamá 3 en 115 KV donde se pueda redistribuir carga y a su vez se puedan conectar proyectos de distribución de las empresas EDEMET y ENSA cercanos al área.

- Esta subestación será en esquema de interruptor y medio. La misma contará inicialmente, con dos (2) naves; una (1) nave será para la conexión de proyectos de distribución y las restantes dos salidas serán para la conexión de dos (2) transformadores, T1 y T2, de 230/115/13.8 KV y 175 MVA. Se debe contemplar espacio adicional para la adición de por lo menos dos naves, conectándose en una de ellas un tercer transformador.

Costo: B/. 21,180,000
Entrada en Operación: 31/12/2025

28. Nuevo Transformador de Tierra S/E San Bartolo 34.5 kV

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

Costo: B/. 350,000
Entrada en Operación: 31/12/2023

Tabla 7. 1 Resumen del Plan de Expansión de Transmisión de Corto Plazo

PLAN EXPANSION DE TRANSMISIÓN 2022 PERIODO DE CORTO PLAZO	FECHA	COSTO
STATCOM S/E PANAMA II 230 KV +120/-120 MVAR	10/31/2022	24,889.00
ADICION REACTORES 20 MVAR GUASQUITAS 230 KV	10/31/2022	3,395.00
SEGUNDA LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV	02/28/2023	6,076.00
ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E CHANGUINOLA 50 MVA	05/31/2023	5,390.00
LINEA PANAMA III - SABANITAS DOBLE CIRCUITO 230 KV	07/31/2023	60,880.00
NUEVA SUBESTACION PANAMA III 230 KV	07/31/2023	40,525.00
NUEVA SUBESTACION SABANITAS 230 KV	07/31/2023	26,968.00
ADICION TRANSFORMADOR DE TIERRA S/E SAN BARTOLO 34.5 KV	12/31/2023	350.00
ADICION BANCO CAPACITORES 40 MVAR STA. RITA 115 KV 2x20 MVAR	01/31/2024	4,580.00
LÍNEA GATUN - SABANITAS 230 KV	04/30/2024	15,550.00
ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	05/31/2024	7,736.00
LINEA DOBLE CTO. M. NANCE - FRONTERA 230 KV	06/30/2024	36,258.00
NUEVA S/E PROGRESO II 230/115/34.5 KV	08/30/2024	34,149.00
AUMENTO DE CAPACIDAD LINEA PANAMA III - PANAMA 230 KV	10/31/2024	2,000.00
LINEA SAB-S.RITA 230 KV, S/E STA. RITA 230 KV Y AD. SABANITAS 230 KV	11/30/2024	33,467.00
BANCO DE CAPACITORES S/E LLANO SANCHEZ 230 KV 60 MVAR	12/31/2024	8,193.00
ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E SAN BARTOLO 83 MVA	12/31/2024	7,132.00
NUEVA S/E CHEPO 230 KV	12/31/2024	16,138.00
NUEVA LINEA PANAMA II - BAYANO 230 KV DOBLE CTO. 1200 ACAR.	01/31/2025	33,483.00
AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMA II 230 KV 305 KM	01/31/2025	61,248.00
NUEVA S/E CACERES 115 KV GIS	02/28/2025	15,213.00
NUEVA S/E LA HUACA 230/34.5 KV	05/31/2025	38,246.00
NUEVA S/E LOS OLIVOS 230/115/34.5 KV	06/30/2025	31,350.00
AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 VELADERO - PANAMA 230 KV 192 KM	07/31/2025	128,308.70
NUEVA S/E CALDERA 230/115/34.5 KV	07/31/2025	40,738.00
LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA III 500 KV OPERANDO EN 230 KV	09/30/2025	596,610.00
LINEA LA HUACA - LOS OLIVOS 230 KV	11/30/2025	19,536.00
NUEVA S/E PANAMA 3 115 KV	12/31/2025	21,180.00

PESIN

2022

CAPÍTULO 8

ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 8

ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO

1 DEFINICIÓN DE LOS ESCENARIOS

ESCENARIO DE DEMANDA ALTA

Tabla 8. 1 Demanda y plan de Generación para Escenario de Demanda Alta

MW	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2032	2034	2036
DEMANDA	2,139.13	2,254.95	2,377.06	2,500.50	2,610.51	2,741.76	3,021.21	3,340.37	3,679.26
HIDRO		3.55	94.54	33.03		228.46			
SOLAR	226.30	120.38	267.82	29.98	79.98	63.45	180.00	100.00	
EÓLICO	64.00		17.25	42.90				389.00	138.00

En el escenario de demanda alta (carga), como se observa en la Tabla 8.1, se propone un plan de generación para suplir dicho pronóstico, contemplando la incorporación de plantas renovables tanto convencionales como no convencionales, alcanzando 359.58 MW en proyectos hidroeléctricos, 651.15 MW eólicos y 1067.91 MW solares. Además, para este plazo de estudio, se instalan plantas térmicas para cubrir la reserva de potencia.

ESCENARIO DE DEMANDA MEDIA

Tabla 8. 2 Demanda y plan de Generación para Escenario de Demanda Media

MW	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2032	2034	2036
DEMANDA	2,045.58	2,157.68	2,244.20	2,333.29	2,426.16	2,522.72	2,729.36	2,951.23	3,196.34
HIDRO		3.55	65.30			228.46			
SOLAR	226.30	120.38	252.88	9.98	49.98	40.00	100.00		
EÓLICO	64.00		17.25	42.90		51.75		329.00	

Para este escenario de demanda, cuyo comportamiento es el más cercano a la realidad, se presenta una disminución en promedio de 6% en los años 2025 al 2030 y en años posteriores la diferencia es del 10% con respecto al pronóstico de demanda alta, por lo que el plan de Generación contempla la incorporación de una menor cantidad de plantas en comparación con dicho escenario. Aun así, se incorporan grandes montos de energía renovable no convencional, específicamente 799.52 MW en proyectos solares y 504.90 MW eólicos; además se agregan 297.31 MW en proyectos hidroeléctricos.

ESCENARIO DE DEMANDA BAJA

Tabla 8. 3 Demanda y plan de Generación para Escenario de Demanda Baja

MW	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2032	2034	2036
DEMANDA	1,867.21	1,937.92	1,980.19	2,026.11	2,095.24	2,149.49	2,263.78	2,367.13	2,494.03
HIDRO		1.68		1.87		65.30		228.46	
SOLAR	29.70	119.97	86.62	129.88	20.00	154.00	169.34	70.00	
EÓLICO					64.00		42.90	17.25	

Este escenario presenta una mayor disminución en los montos demandados anualmente comparados con el pronóstico de demanda alta. Desde el año 2025 al 2029 la sería del 16% y en años posteriores la diferencia varía del 22% al 32%. Esto tiene un efecto directo en la necesidad de instalar nuevas fuentes de generación, sin embargo, el plan de generación cuenta con la misma cantidad de generación hidro y solar que en el escenario de demanda media, distribuida de manera diferente anualmente, además se instalan solo 124 MW de generación eólica.

Para efectos del análisis se deben considerar los refuerzos necesarios para garantizar que se pueda cumplir con el despacho de mínimo costo para cada uno de los escenarios.

2 ANÁLISIS DE ESCENARIOS

ESCENARIO DE DEMANDA ALTA

CASO REFERENCIA

4LT 230 KV (2025-2029) – 500KV (2036)

En la Tabla 8.4 se muestran los refuerzos que requiere el sistema para cumplir con los criterios de calidad y seguridad, frente al plan de generación y carga del escenario de demanda alta. Se muestra también el flujo desde occidente para cada año de estudio.

Tabla 8. 4 Refuerzos adicionales requeridos, Caso de Referencia – Demanda Alta.

	REFUERZOS (MVAR)					
AÑO	STATCOM	S/E PAN3	S/E PANII	S/E CHO	ADICIONALES	FLUJO MÁXIMO
2025						1415.8 MW
2026						1455.0 MW
2027	120.00					1661.3 MW
2028	120.00					1689.0 MW
2029		30.00				1710.1 MW
2030					Repotenciación LT FOR230 - CHG230 (0A)	1952.0 MW
2032		270.00			Repotenciación LT CAN230-CHG230	1999.7 MW
					Repotenciación LT GUA230-CAN230	
					Repotenciación LT PAN115 - CAC115 (1)	
					Repotenciación LT PAN115-CAC115 (37)	
					Nuevo Transformador 175 MVA, S/E PANII 230kV	
2034		150.00	240.00	150.00	Repotenciación LT PAN230 - PAN3 230 (8A y 7A)	2025.9 MW
					Nuevo Transformador 100 MVA, S/E CHO 230kV	
					Aumento Capacidad T2 350 MVA , S/E PAN 230kV	
2036		90.00	180.00	60.00		1970.4 MW

Considerando la entrada en operación de la 4LT (Cuarta Línea de Transmisión), a partir del 2025 no se requerirían de nuevos refuerzos hasta el año 2027, por lo que en los años 2025 y 2026 se logra cumplir con el despacho de mínimo costo y mantener el buen funcionamiento del sistema sin necesidad de agregar refuerzos adicionales.

A partir del año 2027, debido al aumento de la oferta de generación que suman 793 MW acumulados desde el 2025, se presentarían bajos voltajes tanto en estado N como N-1, por lo que se hace necesario incluir compensación reactiva. Para este caso en particular, se adiciona un STATCOM de 120 MVAR en la S/E Panamá 3, luego en el 2028 se agregaría otro STATCOM de 120 MVAR para mitigar los problemas de bajo voltaje que se presentarían nuevamente.

A partir del año 2030, con la operación de la 4LT en 500 KV, se aumentarían los flujos de diferentes puntos hacia la S/E Chiriquí Grande, por lo que sería necesario aumentar la capacidad de la línea Fortuna - Chiriquí Grande y Guasquitas – Cañazas – Chiriquí Grande.

El aumento de la demanda provocaría sobrecarga en los transformadores de las subestaciones Panamá, Panamá II y Chorrera. Debido a esto, se debe considerar la instalación de nuevos transformadores y el reemplazo del T2 en Panamá, cuya capacidad actual es de 175 MVA.

A partir del 2032, se considera la entrada de compensación reactiva con el fin de mantener los niveles de reserva reactiva que permitan cumplir con los criterios de calidad y seguridad del sistema. Desde el 2032 al 2036 se agregan 870 MVAR.

CASO 1

4LT 230 KV + REFUERZOS

En la Tabla 8.5 se indican los refuerzos adicionales necesarios a partir del año 2030 para que el sistema opere dentro de condiciones estables, en caso de que la cuarta línea opere en 230 KV durante todo el plazo de estudio.

Tabla 8. 5 Refuerzos adicionales requeridos Caso 1- Demanda Alta.

	REFUERZOS (MVAR)					
AÑO	STATCOM	S/E PAN3	S/E PANII	S/E CHO	ADICIONALES	FLUJO MÁXIMO
2025						1415.8 MW
2026						1455.0 MW
2027	120.00					1661.3 MW
2028	120.00					1689.0 MW
2029		30.00				1710.1 MW
2030		360.00	30.00	30.00		1921.2 MW
2032		150.00	60.00	60.00	Nuevo Transformador 175 MVA, S/E PANII 230kV Repotenciación LT PAN115-CAC115 (37)	1967.4 MW
2034		120.00	90.00	30.00	Nuevo Transformador 100 MVA, S/E CHO 230kV Aumento Capacidad T3 350 MVA, S/E PAN 230kV Repotenciación LT PAN115 - CAC115 (1)	1992.9 MW
2036		90.00	90.00	90.00	Repotenciación LT PAN230 - PAN3 230 (8A y 7A)	1939.1 MW

Durante los años 2025-2029 se observa que se hace uso de los mismos refuerzos que en el caso de referencia debido a que, en este plazo, la 4LT se encuentra en un nivel de 230 KV.

Tal como se refleja en la tabla 8.5, se requiere aumentar la cantidad de compensación reactiva del Sistema para mantener los niveles de voltaje y la reserva reactiva. Para este escenario se necesitarían 330 MVAR adicionales en comparación con el caso anterior, alcanzando un total de 1230 MVAR en el periodo de 2029 al 2036.

Es importante destacar el comportamiento de los flujos desde occidente, que con la operación en 230 KV a partir del 2030 presentan

una disminución en comparación con el caso de referencia producto del aumento de las pérdidas.

CASO 2

SIN 4LT + REFUERZOS

En la Tabla 8.6 incluyen todos los refuerzos adicionales que el sistema requiere para operar en condiciones estables

Tabla 8. 6 Refuerzos adicionales requeridos en el Caso 2 – Demanda Alta.

		REFUERZOS (MVAR)								
	AÑO	STATCOM	S/E LSA	S/E PAN3	S/E CHO	S/E LHU	S/E VEL	S/E PANII	ADICONALES	FLUJO MÁXIMO
	2025	120								1342 MW
	2026	120								1379.6 MW
	2027		120.00	180.00	30.00	60.00				1575.5 MW
	2028				30.00	30.00				1601.4 MW
	2029			60.00						1620.9 MW
	2030		90.00	180.00	120.00	90.00	180.00		Repotenciación LT GUA230 - VEL230 (17 y 16) Repotenciación LT BUR230 - PAN3 230 (3B y 2B) Repotenciación LT FOR230 - CHG230 (0A)	1799.6 MW
4LT 230kV	2032							90.00	Nuevo Transformador 175 MVA, S/E PANII 230kV Repotenciación LT PAN115-CAC115 (37)	1967.4 MW
4LT 230kV	2034			90.00				90.00	Nuevo Transformador 100 MVA, S/E CHO 230kV Aumento Capacidad T3 350 MVA, S/E PAN 230kV Repotenciación LT PAN115 - CAC115 (1)	1992.9 MW
4LT 230kV	2036			90.00				90.00	Repotenciación LT PAN230 - PAN3 230 (8A y 7A)	1939.9 MW
4LT 500kV	2032								Repotenciación LT CAN230-CHG230 Repotenciación LT GUA230-CAN230 Repotenciación LT PAN115 - CAC115 (1) Repotenciación LT PAN115-CAC115 (37) Nuevo Transformador 175 MVA, S/E PANII 230kV	1999.7 MW
4LT 500kV	2034			30.00				60.00	Repotenciación LT PAN230 - PAN3 230 (8A y 7A) Nuevo Transformador 100 MVA, S/E CHO 230kV Aumento Capacidad T3 350 MVA , S/E PAN 230kV	2025.9 MW
4LT 500kV	2036			90.00				180.00		1970.4 MW

Para este caso se observa que desde el año 2025 es necesario incluir compensación reactiva. Esta necesidad se hace notar en todos los años de estudio, ya que, ante la ausencia de la 4LT y los altos niveles de flujo desde occidente, se presenta una disminución de los voltajes en las principales barras del sistema de transmisión, lo que provocaría el colapso de este ante algunas contingencias del SIN. En total se requieren 1170 MVAR hasta el 2030.

Para el año 2032, a pesar de todos los refuerzos incluidos, el sistema de transmisión no logra cumplir con los criterios de calidad y seguridad, por lo que se hace necesaria obligatoriamente la construcción de la 4LT. Esta pudiera entrar en operación tanto en 230 KV como en 500 KV directamente y en ambos casos, muchos de los refuerzos agregados en años anteriores quedan inutilizados. Dependiendo de la alternativa de la 4LT considerada a partir del 2032, se agregarían 450

MVAR (4LT 230KV) o 360 MVAR (4LT 500KV).

2.1 ANÁLISIS TÉCNICO

A. Despachos

Gráfico 8. 1 Despacho de Generación Caso de Referencia

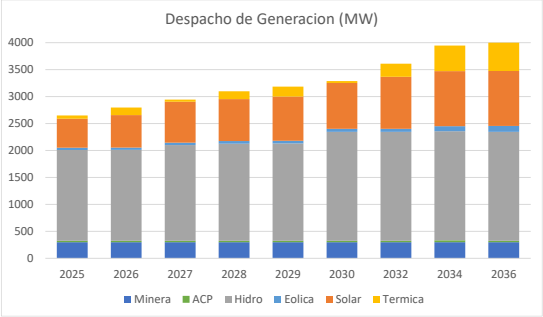


Tabla 8. 7 Resumen del despacho de Generación, Caso de Referencia.

Tipo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2032	2034	2036
Eolica	42.43	42.43	44.43	48.81	48.81	54.36	54.36	94.03	108.11
Solar	536.84	604.41	761.13	777.31	821.78	852.64	966.38	1020.08	1020.08
Hidro	1686.25	1687.48	1776.15	1803.24	1806.52	2023.29	2023.23	2023.56	2023.30
Termica	60.90	139.20	39.50	146.50	183.29	34.00	242.10	474.09	829.81
Minera	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00
ACP	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	35.00	24.00
Total	2650.42	2797.51	2945.22	3099.86	3184.40	3288.29	3610.08	3946.76	4305.30

Gráfico 8. 2 Despacho de Generación Caso 1

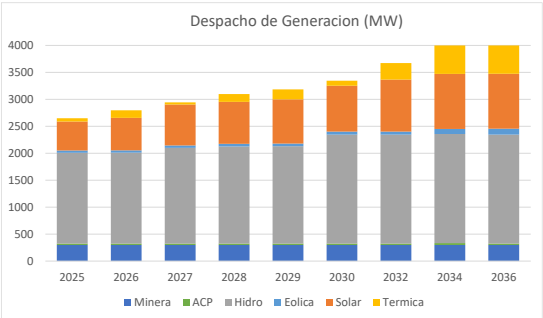


Tabla 8. 8 Resumen del despacho de Generación, Caso 1.

Tipo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2032	2034	2036
Eolica	42.43	42.43	44.43	48.81	48.81	54.36	54.36	94.03	108.11
Solar	536.84	604.41	761.13	777.31	821.78	852.64	966.38	1020.08	1020.08
Hidro	1686.25	1687.48	1776.15	1803.24	1806.52	2022.89	2023.32	2023.31	2023.17
Termica	60.90	139.20	39.50	146.50	183.29	92.50	304.70	538.99	887.51
Minera	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00
ACP	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	35.00	24.00
Total	2650.42	2797.51	2945.22	3099.86	3184.40	3346.39	3672.77	4011.42	4362.87

Gráfico 8. 3 Despacho de Generación Caso 2, 4LT 230 KV

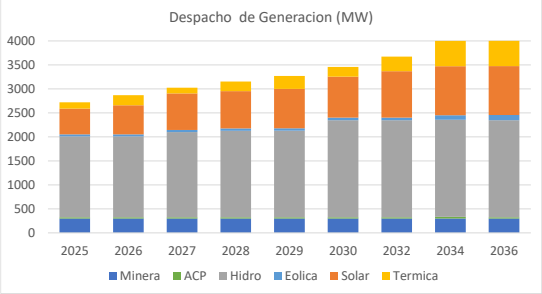


Tabla 8. 9 Resumen del despacho de Generación, Caso 2, 4LT 230 KV.

Tipo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2032	2034	2036
Eolica	42.43	42.43	44.43	48.81	48.81	54.36	54.36	94.03	108.11
Solar	536.84	604.41	761.13	777.31	821.78	852.64	966.38	1020.08	1020.08
Hidro	1686.28	1687.66	1776.20	1803.26	1806.55	2023.24	2023.32	2023.31	2023.17
Termica	130.50	210.01	118.90	199.23	268.50	204.00	304.70	538.99	887.51
Minera	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00
ACP	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	35.00	24.00
Total	2720.05	2868.50	3024.67	3152.61	3269.65	3458.24	3672.77	4011.42	4362.87

Gráfico 8. 4 Despacho de Generación Caso 2, 4LT 500 KV

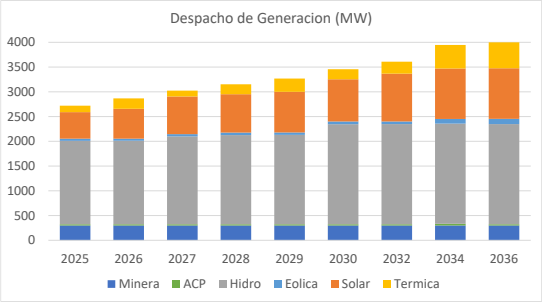


Tabla 8. 10 Resumen del despacho de Generación, Caso 2, 4LT 500 KV.

Tipo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2032	2034	2036
Eolica	42.43	42.43	44.43	48.81	48.81	54.36	54.36	94.03	108.11
Solar	536.84	604.41	761.13	777.31	821.78	852.64	966.38	1020.08	1020.08
Hidro	1686.28	1687.66	1776.20	1803.26	1806.55	2023.24	2023.35	2023.56	2023.30
Termica	130.50	210.01	118.90	199.23	268.50	204.00	242.10	474.09	829.81
Minera	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00
ACP	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	35.00	24.00
Total	2720.05	2868.50	3024.67	3152.61	3269.65	3458.24	3610.19	3946.76	4305.30

Para los 3 casos analizados el sistema transmisión propuesto permite cumplir

con el despacho económico, sin embargo, producto del aumento en las pérdidas en el caso 1 y 2, el despacho de generación térmica aumenta en comparación con el escenario de referencia. En el anexo 3 se encuentran los despachos de generación para cada caso.

B. Pérdidas de Transmisión

Tabla 8. 11 Pérdidas de Transmisión en el Escenario de Demanda Alta

Año	Referencia	Caso 1 4LT 230kV	Caso 2 SIN 4LT + REF	
			4LT 230kV	4LT 500kV
2025	3.18%	3.18%	5.37%	5.37%
2026	3.10%	3.10%	5.22%	5.22%
2027	3.65%	3.65%	5.91%	5.91%
2028	3.46%	3.46%	5.74%	5.74%
2029	3.46%	3.46%	5.67%	5.67%
2030	2.59%	4.08%	6.80%	6.80%
2032	2.35%	3.83%	3.81%	2.35%
2034	2.20%	3.58%	3.55%	2.20%
2036	1.98%	3.18%	3.16%	1.98%

En el Caso de Referencia, se observa que en los años del 2025 al 2027 el porcentaje de pérdidas presenta un aumento gradual debido al aumento en los flujos desde occidente. Al llegar al año 2030, donde el nivel de operación de la 4LT sube a 500KV, vemos una considerable disminución en las pérdidas y este comportamiento continúa hasta el fin del horizonte de estudio.

En el Caso 1, donde el nivel de voltaje de la 4LT se mantiene en 230 KV, vemos que el aumento de las pérdidas se mantiene año a año hasta llegar al 2032. A partir de este, las pérdidas disminuyen, mas no llegan a ser menores a las del caso de referencia.

El Caso 2 es el que presenta mayor porcentaje de pérdidas, se observa que desde el inicio del plazo de estudio estas superan cualquier monto presentado durante el plazo de los casos anteriores y estas continúan en aumento hasta llegar al año 2030. Desde el año 2032, donde ya es necesaria la 4LT, vemos que las pérdidas disminuyen aproximadamente en un 50%. Se puede observar que los porcentajes de pérdidas en caso de incluir la Línea en un nivel de 230 KV serían mayores que incluirla en 500KV.

C. Condiciones de Voltaje

Tabla 8. 12 Voltaje en las barras de ETESA - 2025-2029-Demanda Alta

			2025		2026		2027		2028		2029	
Número	Bus	Voltaje	4LT 230kV	Sin 4LT	4LT 230kV	Sin 4LT	4LT 230kV	Sin 4LT	4LT 230kV	Sin 4LT	4LT 230kV	Sin 4LT
6002	PAN115	115	1.011	1.015	1.008	1.017	0.998	1.024	1.0212	1.0199	1.015	1.004
6004	PANII115	115	1.012	1.021	1.009	1.021	1.004	1.021	1.017	1.016	1.022	1.008
6006	CHO115	115	1.018	1.005	1.016	1.007	0.994	1.006	1.011	1.007	1.000	0.994
6009	LSA115	115	1.021	1.009	1.019	1.009	1.019	1.014	1.019	1.016	1.019	1.011
6012	MDN115	115	1.020	1.008	1.019	1.008	1.014	1.005	1.016	1.005	1.014	1.004
6015	PRO115	115	1.008	1.004	1.008	1.004	1.006	1.003	1.007	1.003	1.006	1.002
6018	CAC115	115	1.011	1.014	1.008	1.016	0.997	1.024	1.020	1.019	1.014	1.003
6087	CAL115	115	1.019	1.011	1.018	1.010	1.014	1.009	1.016	1.009	1.015	1.008
6173	STR115	115	1.015	1.015	1.012	1.015	0.990	1.017	1.014	1.013	1.005	1.001
6261	CHA115	115	1.020	1.020	1.019	1.020	1.011	1.020	1.014	1.020	1.011	1.020
6521	SBA115	115	1.011	1.000	1.010	0.999	1.004	0.996	1.008	0.997	1.008	0.994
6841	PAN3 115	115	1.016	1.010	1.016	1.018	0.996	1.023	1.021	1.019	1.009	1.003
6886	LHU115	115	1.020	1.006	1.020	1.006	1.020	1.014	1.020	1.018	1.020	1.010
6001	PAN230	230	1.015	1.009	1.014	1.013	0.987	1.012	1.011	1.011	0.996	0.996
6003	PANII230	230	1.020	1.018	1.020	1.020	0.995	1.020	1.019	1.019	1.005	1.004
6005	CHO230	230	1.020	1.006	1.019	1.009	0.996	1.009	1.015	1.010	1.003	0.996
6008	LSA230	230	1.020	1.008	1.020	1.007	1.020	1.015	1.020	1.017	1.020	1.010
6011	MDN230	230	1.013	1.000	1.013	0.999	1.008	0.997	1.011	0.998	1.010	0.996
6014	PRO230	230	1.012	1.006	1.012	1.006	1.009	1.004	1.010	1.004	1.010	1.004
6167	STR230	230	1.017	1.015	1.016	1.017	0.991	1.018	1.016	1.015	1.005	1.004
6179	GUA230	230	1.012	1.000	1.012	1.000	1.006	1.000	1.010	1.000	1.008	1.000
6182	VEL230	230	1.020	0.996	1.020	0.995	1.016	0.994	1.021	0.996	1.021	0.992
6240	EHIG230	230	1.018	0.998	1.018	1.000	1.002	1.000	1.013	1.001	1.006	0.989
6260	CHA230	230	1.017	1.020	1.016	1.020	1.008	1.019	1.012	1.019	1.009	1.019
6263	ESP230	230	1.018	1.021	1.017	1.020	1.009	1.020	1.013	1.020	1.011	1.020
6340	CAN230	230	1.009	1.010	1.008	1.009	0.997	1.009	1.002	1.009	0.999	1.009
6380	BOQIII230	230	1.012	1.003	1.012	1.002	1.008	1.001	1.010	1.001	1.009	1.000
6515	PRO2-230	230	1.012	1.006	1.012	1.006	1.009	1.004	1.010	1.004	1.010	1.004
6520	SBA230	230	1.022	1.003	1.022	1.003	1.019	1.004	1.025	1.005	1.024	1.000
6550	BEV230	230	1.020	0.996	1.020	0.995	1.016	0.995	1.021	0.997	1.021	0.992
6800	CAL230	230	1.017	1.007	1.016	1.007	1.011	1.006	1.014	1.006	1.013	1.005
6801	SAB230	230	1.018	1.015	1.017	1.017	0.991	1.018	1.016	1.016	1.005	1.005
6837	CHG230	230	1.008	1.012	1.007	1.012	0.994	1.012	1.000	1.012	0.996	1.011
6840	PAN3 230	230	1.016	1.010	1.015	1.015	0.989	1.015	1.014	1.014	1.000	1.000
6861	CHE230	230	1.023	1.021	1.022	1.022	1.004	1.022	1.022	1.021	1.011	1.011
6885	LHU230	230	1.020	1.006	1.020	1.006	1.020	1.014	1.020	1.018	1.020	1.010

Tabla 8. 13 Voltaje en las barras de ETESA – 2030-2036-Demanda Alta

			2030			2032		2034		2036	
Número	Bus	Voltaje	4LT 500kV	4LT 230kV	Sin 4LT	4LT 500kV	4LT 230kV	4LT 500kV	4LT 230kV	4LT 500kV	4LT 230kV
6002	PAN115	115	1.022	1.024	1.018	1.023	1.024	1.026	1.027	1.022	1.022
6004	PANII115	115	1.017	1.020	1.022	1.018	1.021	1.021	1.024	1.025	1.026
6006	CHO115	115	1.010	1.008	1.012	0.999	1.000	1.002	1.000	1.004	1.007
6009	LSA115	115	1.022	1.018	1.013	1.017	1.015	1.015	1.009	1.017	1.016
6012	MDN115	115	1.021	1.013	1.004	1.017	1.011	1.016	1.008	1.015	1.008
6015	PRO115	115	1.008	1.005	1.002	1.007	1.005	1.007	1.004	1.007	1.005
6018	CAC115	115	1.021	1.023	1.017	1.022	1.022	1.025	1.025	1.020	1.020
6087	CAL115	115	1.020	1.012	1.008	1.017	1.011	1.016	1.009	1.017	1.011
6173	STR115	115	1.010	1.012	1.004	0.992	0.992	0.996	0.996	0.990	0.991
6261	CHA115	115	1.020	1.007	1.020	1.016	1.004	1.014	1.002	1.014	1.003
6521	SBA115	115	1.014	1.004	0.998	1.004	1.003	1.003	0.996	1.009	1.004
6841	PAN3 115	115	1.019	1.019	1.019	1.013	1.013	1.014	1.014	1.010	1.010
6886	LHU115	115	1.024	1.019	1.023	1.020	1.017	1.020	1.011	1.020	1.019
6001	PAN230	230	1.006	1.008	1.013	0.993	0.993	0.991	0.992	0.990	0.990
6003	PANII230	230	1.013	1.016	1.019	1.000	1.003	0.999	1.002	1.000	1.001
6005	CHO230	230	1.014	1.012	1.016	1.003	1.005	1.006	1.004	1.009	1.011
6008	LSA230	230	1.024	1.020	1.020	1.020	1.018	1.020	1.012	1.020	1.020
6011	MDN230	230	1.017	1.006	0.996	1.012	1.004	1.012	1.002	1.013	1.005
6014	PRO230	230	1.013	1.008	1.003	1.011	1.007	1.010	1.006	1.011	1.007
6167	STR230	230	1.011	1.013	1.014	0.996	0.995	0.993	0.993	0.991	0.992
6179	GUA230	230	1.018	1.004	0.998	1.012	1.002	1.012	1.000	1.014	1.004
6182	VEL230	230	1.031	1.012	1.002	1.020	1.010	1.020	1.003	1.026	1.013
6240	EHIG230	230	1.016	1.009	1.000	1.008	1.003	1.008	0.999	1.010	1.007
6260	CHA230	230	1.019	1.006	1.018	1.015	1.004	1.014	1.002	1.015	1.004
6263	ESP230	230	1.020	1.007	1.019	1.016	1.005	1.015	1.004	1.017	1.006
6340	CAN230	230	1.014	0.994	1.006	1.007	0.991	1.007	0.989	1.009	0.993
6380	BOQIII230	230	1.014	1.007	1.000	1.011	1.006	1.011	1.004	1.012	1.006
6515	PRO2-230	230	1.013	1.008	1.003	1.011	1.007	1.010	1.006	1.011	1.007
6520	SBA230	230	1.033	1.018	1.007	1.018	1.016	1.017	1.003	1.026	1.018
6550	BEV230	230	1.031	1.013	1.002	1.021	1.010	1.020	1.004	1.026	1.014
6800	CAL230	230	1.020	1.009	1.004	1.016	1.008	1.015	1.006	1.016	1.008
6801	SAB230	230	1.011	1.013	1.014	0.996	0.996	0.994	0.993	0.992	0.993
6837	CHG230	230	1.013	0.991	1.010	1.007	0.988	1.006	0.986	1.008	0.989
6840	PAN3 230	230	1.010	1.012	1.017	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000
6861	CHE230	230	1.019	1.019	1.021	1.007	1.009	1.006	1.008	1.006	1.007
6885	LHU230	230	1.024	1.019	1.023	1.020	1.017	1.020	1.011	1.020	1.019
6836	CHG500	500	1.027			1.019		1.019		1.021	
6839	PAN3 500	500	1.019			1.009		1.009		1.010	

Como se puede apreciar, todos los voltajes se encuentran dentro del rango establecido en la regulación, sin embargo, para el caso sin 4LT con el fin de mantener dichos niveles es necesario instalar gran cantidad de compensación reactiva (bancos de capacitores). A pesar de esto, a partir del 2028 no se alcanzan los niveles de reserva del escenario con la 4LT.

En el anexo 4, se muestran los voltajes y flujos en estado N y N-1.

D. Reserva Reactiva

A continuación, se presentan los gráficos QV de cada uno de los años del plazo de estudio. En estos gráficos se compara la reserva reactiva disponible en los casos estudiados, en el Anexo 5, se muestran los resultados para diferentes nodos.

Gráfico 8. 5 Reserva Reactiva – Año 2026 Demanda Alta

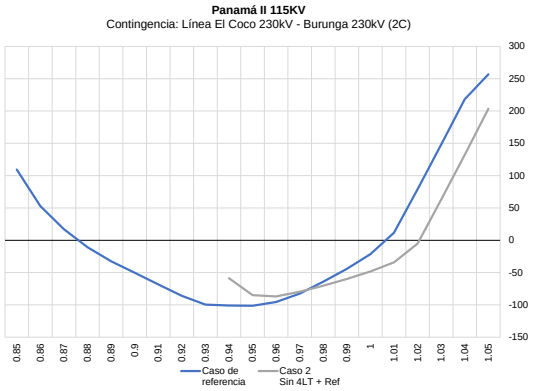


Gráfico 8. 6 Reserva Reactiva – Año 2027 Demanda Alta

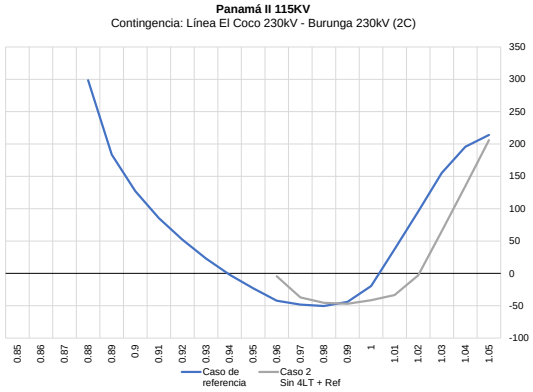


Gráfico 8. 7 Reserva Reactiva – Año 2028 Demanda Alta

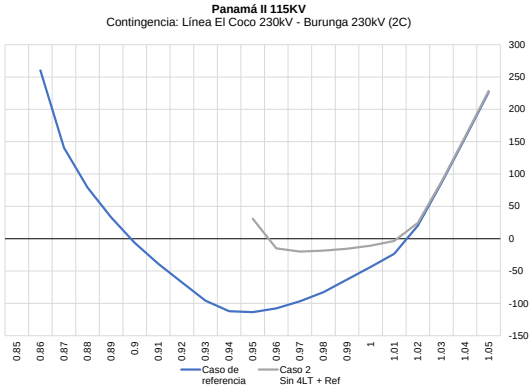


Gráfico 8. 8 Reserva Reactiva – Año 2029 Demanda Alta

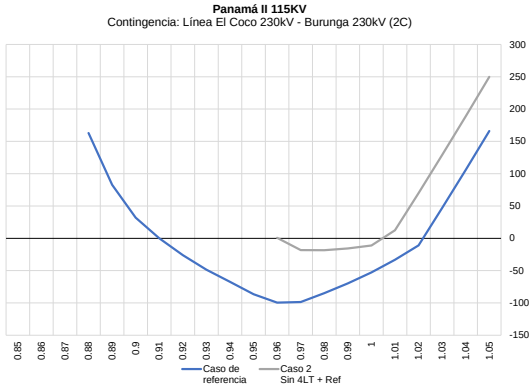


Gráfico 8. 9 Reserva Reactiva – Año 2030 Demanda Alta

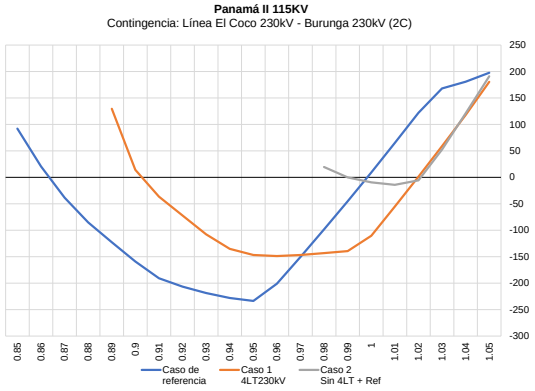


Gráfico 8. 10 Reserva Reactiva – Año 2032 Demanda Alta

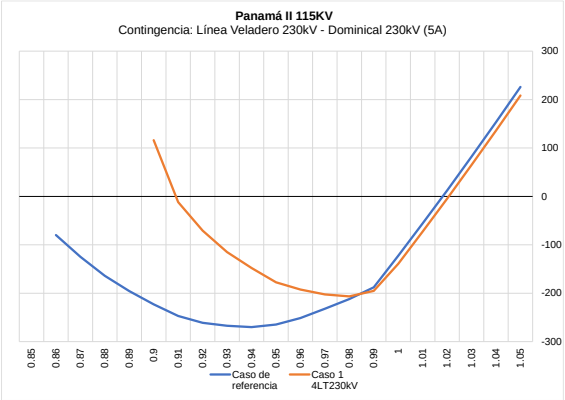


Gráfico 8. 11 Reserva Reactiva – Año 2034 Demanda Alta

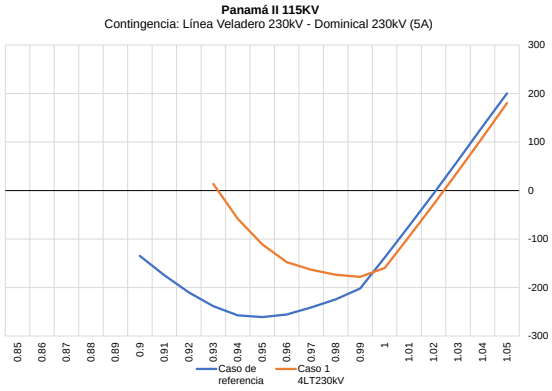
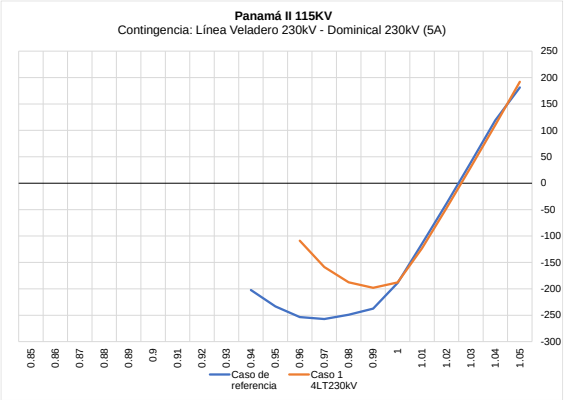


Gráfico 8. 12 Reserva Reactiva – Año 2036 Demanda Alta



En los gráficos anteriores se puede apreciar que los niveles de reserva reactiva del caso 2 (Sin 4LT + Refuerzos) son inferiores al Escenario de Referencia.

La entrada del STATCOM en el año 2027 ayudaría a dicho escenario a mantener una reserva simular sin embargo al pasar de los años los niveles de reserva del sistema desmejorarían considerablemente.

Un similar comportamiento se da si se compara a partir del año 2030 los niveles de reserva del sistema con la 4LT en 500 KV y en 230 KV.

2.2 ANÁLISIS ECONOMICO

Tabla 8. 14 Flujos de Costo Escenario Demanda Alta

CASO DE REFERENCIA					CASO 1					CASO 2				
Total Inversión	OyM	Pérdidas	Operativo	TOTAL	Total Inversión	OyM	Pérdidas	Operativo	TOTAL	Total Inversión	OyM	Pérdidas	Operativo	TOTAL
0	0	46,959	214,286	261,245	0	0	46,959	214,256	261,215	0	0	46,959	214,578	261,537
0	0	68,052	309,080	377,132	0	0	68,052	310,742	378,795	0	0	68,052	310,452	378,504
0	0	82,548	504,293	586,841	0	0	82,548	506,243	588,791	0	0	82,548	507,325	589,873
0	0	33,960	304,799	338,759	0	0	33,960	305,264	339,224	0	0	58,819	308,285	367,104
72,371	14,498	32,687	302,493	422,049	72,371	14,498	32,687	303,149	422,705	3,118	594	56,487	317,121	377,320
72,371	14,498	43,082	341,053	471,003	72,371	14,498	43,082	339,389	469,340	6,236	1,188	71,650	361,532	440,606
75,489	15,092	48,326	419,194	558,100	75,489	15,092	48,326	416,959	555,866	13,630	2,598	81,442	444,914	542,584
78,606	15,686	51,895	456,348	602,536	78,606	15,686	51,895	454,830	601,017	14,510	2,765	87,404	477,905	582,584
79,046	15,770	39,612	391,142	525,570	79,046	15,770	63,325	402,968	561,109	15,883	3,027	109,197	440,311	568,418
104,614	20,891	43,336	477,998	646,839	86,452	17,181	69,278	493,215	666,127	36,879	7,029	119,463	536,849	700,220
104,614	20,891	45,828	544,941	716,274	86,452	17,181	75,886	557,007	736,526	36,879	7,029	45,828	604,917	694,653
112,464	22,399	48,327	639,192	822,382	94,125	18,650	80,023	652,178	844,975	142,628	27,183	48,327	700,688	918,826
112,464	22,399	53,793	727,446	916,102	94,731	18,771	88,881	743,000	945,383	142,628	27,183	53,793	806,166	1,029,771
124,652	23,832	56,188	763,295	967,967	101,208	20,005	92,839	782,271	996,323	146,421	27,906	56,188	855,497	1,086,013
124,652	23,832	61,228	915,105	1,124,817	101,208	20,005	99,548	945,122	1,165,884	146,421	27,906	61,228	1,016,374	1,251,930
131,134	25,067	61,228	1,113,502	1,330,931	106,745	21,061	99,548	1,137,287	1,364,641	151,530	28,880	61,228	1,197,030	1,438,667
131,134	25,067	61,228	1,126,864	1,344,293	106,745	21,061	99,548	1,150,935	1,378,289	151,530	28,880	61,228	1,211,394	1,453,032
131,134	25,067	61,228	1,140,387	1,357,816	106,745	21,061	99,548	1,164,746	1,392,100	151,530	28,880	61,228	1,225,931	1,467,568
131,134	25,067	61,228	1,154,071	1,371,500	106,745	21,061	99,548	1,178,723	1,406,077	151,530	28,880	61,228	1,240,642	1,482,280
131,134	25,067	61,228	1,167,920	1,385,349	106,745	21,061	99,548	1,192,868	1,420,221	151,530	28,880	61,228	1,255,529	1,497,167
131,134	25,067	61,228	1,181,935	1,399,364	106,745	21,061	99,548	1,207,182	1,434,536	151,530	28,880	61,228	1,270,596	1,512,234
131,134	25,067	61,228	1,196,119	1,413,548	106,745	21,061	99,548	1,221,668	1,449,022	151,530	28,880	61,228	1,285,843	1,527,481
131,134	25,067	61,228	1,210,472	1,427,901	106,745	21,061	99,548	1,236,328	1,463,682	151,530	28,880	61,228	1,301,273	1,542,911
131,134	25,067	61,228	1,224,998	1,442,427	106,745	21,061	99,548	1,251,164	1,478,518	151,530	28,880	61,228	1,316,888	1,558,526
131,134	25,067	61,228	1,239,698	1,457,127	106,745	21,061	99,548	1,266,178	1,493,532	151,530	28,880	61,228	1,332,691	1,574,329
131,134	25,067	61,228	1,254,574	1,472,003	106,745	21,061	99,548	1,281,372	1,508,726	151,530	28,880	61,228	1,348,683	1,590,321
131,134	25,067	61,228	1,269,629	1,487,058	106,745	21,061	99,548	1,296,749	1,524,103	151,530	28,880	61,228	1,364,868	1,606,505
131,134	25,067	61,228	1,284,864	1,502,293	106,745	21,061	99,548	1,312,310	1,539,664	151,530	28,880	61,228	1,381,246	1,622,884
131,134	25,067	61,228	1,300,283	1,517,712	106,745	21,061	99,548	1,328,057	1,555,411	151,530	28,880	61,228	1,397,821	1,639,459
497,603	97,620	422,681	4,242,650	**5,260,554**	439,149	87,232	525,307	4,302,941	**5,354,629**	354,659	67,594	545,383	4,519,639	**5,487,275**

Tal como se indicó en el análisis técnico, en cualquiera de los 3 casos analizados, la 4LT es un proyecto necesario de darse las condiciones de demanda y el plan de generación considerando en este escenario. De igual forma, el análisis económico demuestra que el caso de referencia, donde el proyecto entra en operación en el año 2025 inicialmente en 230kV y a partir del 2030 se eleva el voltaje de operación a 500kV, muestra el menor costo total.

2.3 PLAN DE EXPANSIÓN – DEMANDA ALTA

El desempeño del SPT, considerando las condiciones de demanda alta y el respectivo despacho de generación, fue evaluado en condiciones normales y ante contingencias N-1. Tomando en cuenta los resultados presentados, el caso de referencia presenta las mejores condiciones operativas en el SIN. Sin embargo, es importante evaluar económicamente la decisión de aumentar el nivel de operación de la 4LT a 500KV a partir del 2030 ya que en caso de mantener el nivel de voltaje en 230 KV también se presenta condiciones favorables.

Se debe evaluar el espacio físico disponible dentro de las subestaciones debido a que, a partir del 2030, manteniendo la 4LT operando en 230 KV, se requiere instalar gran cantidad de compensación reactiva.

El análisis del caso sin la 4LT demostró que se requiere de mayores montos de compensación reactiva en comparación con los demás casos. Además, se observa que no es posible mantener condiciones estables a partir del año 2032 sin la presencia de la 4LT. Bajo esta condición, la entrada de la 4LT requiere de menos compensación que la instalada en año anteriores, por lo que esta quedaría inutilizada por lo que resta del plazo representando una inversión ineficiente.

En conclusión, para cumplir con el plan de generación, considerando el pronóstico de demanda alta, técnica y económicamente se recomienda realizar un plan de expansión de transmisión que tome en cuenta lo establecido en el caso de referencia.

ESCENARIO DE DEMANDA MEDIA

CASO REFERENCIA

4LT 230 KV (2025-2029 – 500KV

En la Tabla 8.15 se muestran los refuerzos que requiere el sistema durante todo el plazo de estudio para cumplir con los criterios de calidad y seguridad, frente a un crecimiento moderado de la demanda considerando el caso de referencia.

Tabla 8. 15 Refuerzos adicionales requeridos Caso de Referencia - Demanda Media

	REFUERZOS (MVAR)			
AÑO	STATCOM	S/E PAN3	ADICIONALES	FLUJO MÁXIMO
2025				1434.8 MW
2026				1476.9 MW
2027	240			1656.2 MW
2028				1650.1 MW
2029				1658.5 MW
2030			Repotenciación LT FOR230 - CHG230 (0A)	1903.5 MW
2032				1921.4 MW
2034			Nuevo Transformador 175 MVA, S/E PANII 230kV Aumento Capacidad T2 350 MVA, S/E PAN 230kV	1909.8 MW
2036		330	Repotenciación LT PAN230 - PAN3 230 (8A y 7A) Repotenciación LT PAN115-CAC115 (1X y 37)	1858.2 MW

En este caso, considerando la entrada oportuna de las ampliaciones y refuerzos detallados, se cumpliría con el despacho económico y a diferencia del escenario de demanda alta, la necesidad de instalar compensación reactiva disminuye considerablemente.

En cuanto a la repotenciación de líneas e instalación de nuevos transformadores, algunas ya fueron identificadas en el escenario de demanda alta.

Se puede observar que los flujos van en aumento hasta el año 2034, en el año 2036 se aprecia una disminución de este dado que no se incluyen nuevos proyectos de generación.

CASO 1

4LT 230 KV + REFUERZOS

Tabla 8. 16 Refuerzos adicionales requeridos Caso 1- Demanda Media

	REFUERZOS (MVAR)			
AÑO	**S/E PAN3**	**S/E PANII**	**ADICIONALES**	**FLUJO MÁXIMO**
2030	360.00			1870.8 MW
2032				1891.9 MW
2034		30.00	Nuevo Transformador 175 MVA, S/E PANII 230kV Aumento Capacidad T2 350 MVA, S/E PAN 230kV	1881.9 MW
2036	150.00	210.00	Repotenciación LT PAN115-CAC115 (1X y 37)	1829.4 MW

De mantener la línea operando en 230 KV, se tendría que aumentar la compensación reactiva del SIN a partir del 2030. En comparación con el escenario de la línea en 500 KV, se adelantarían los 360 MVAR a instalarse en la S/E Panamá 3, además de instalar 240 MVAR en S/E Panamá II y 150 MVAR más en Panamá 3 en el año 2036, en total se requieren 750 MVAR.

Esta compensación es requerida para mantener los niveles de voltaje que permitan el cumplimiento de los criterios de calidad y seguridad

Basado en lo anterior, la entrada de la 4LT en 500 KV le brinda al sistema el soporte reactivo necesario.

Por otra parte, se puede notar que los flujos desde occidente disminuyen producto del aumento de las pérdidas de transmisión que se producen al mantener la línea operando en 230 KV a partir del año 2030.

CASO 2

SIN 4LT + REFUERZOS

La Tabla 8.17 muestra la gran cantidad de compensación reactiva que requeriría el sistema de no construir la 4LT, en total 1410 MVAR. Cabe mencionar que a pesar de que técnicamente esta puede ser una solución, se debe evaluar si se cuenta con suficiente espacio en las subestaciones para la instalación de dicha compensación.

Tabla 8. 17 Refuerzos adicionales requeridos Caso 2- Demanda Media

	REFUERZOS (MVAR)								
AÑO	STATCOM	S/E LSA	S/E PAN3	S/E CHO	S/E PANII	S/E LHU	S/E VEL	ADICONALES	FLUJO MÁXIMO
2025	120								1359.1 MW
2026									1397 MW
2027	120								1564.3 MW
2028									1560.8 MW
2029			30.00						1568.7 MW
2030		90.00	210.00	90.00	120.00	90.00	120.00	Repotenciación LT GUA230 - VEL230 (17 y 16) Repotenciación LTBUR230 - PAN3 230 (3B y 2B) Repotenciación LT FOR230 - CHG230 (0A)	1742.7 MW
2032		30.00	30.00				60.00	Nuevo Transformador 175 MVA, S/E PANII 230kV Aumento Capacidad T2 350 MVA, S/E PAN 230kV Repotenciación LT ECO230 - CAM230 Repotenciación LT CAM230 - BUR230 (3B y 2B) Sección LT LSA230 - CHO230 (ANT230)	1763.8 MW
2034		60.00			90.00				1755.3 MW
2036			30.00		150.00				1708.5 MW

.

2.1 ANÁLISIS TÉCNICO

A. Despachos

Gráfico 8. 13 Despacho de Generación Caso de Referencia

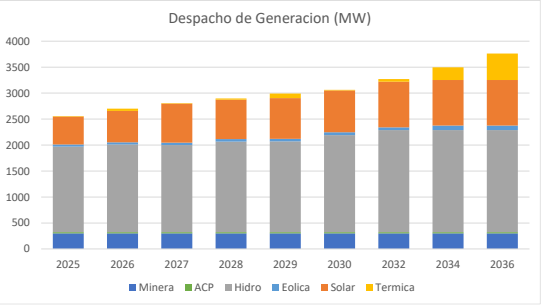


Gráfico 8. 14 Despacho de Generación Caso 1

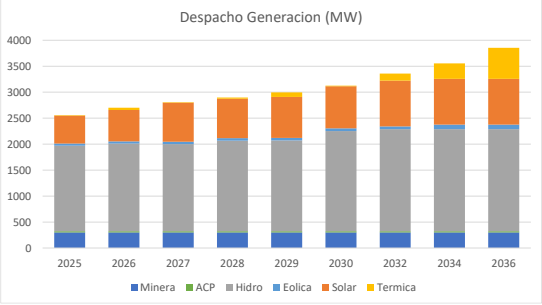


Tabla 8. 18 Resumen del despacho de Generación, Caso de Referencia.

Tipo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2032	2034	2036
Eolica	42.43	42.43	44.43	48.81	48.81	54.36	54.36	87.92	87.92
Solar	536.84	604.41	752.14	758.22	784.41	805.89	876.68	876.68	876.68
Hidro	1645.82	1687.57	1676.91	1742.64	1747.10	1868.56	1964.24	1964.11	1964.12
Termica	9.50	42.50	9.50	23.00	87.50	9.50	52.00	243.25	509.91
Minera	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00
ACP	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00
Total	2558.59	2700.90	2806.98	2896.67	2991.82	3062.32	3271.28	3495.95	3762.62

Tabla 8. 19 Resumen del despacho de Generación, Caso 1

Tipo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2032	2034	2036
Eolica	42.43	42.43	44.43	48.81	48.81	54.36	54.36	87.92	87.92
Solar	536.84	604.41	752.14	758.22	788.41	809.89	880.67	880.67	880.67
Hidro	1645.82	1687.57	1676.91	1742.64	1747.10	1926.67	1963.79	1964.61	1964.31
Termica	9.50	42.50	9.50	23.00	87.50	9.50	136.50	297.00	597.40
Minera	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00
ACP	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00
Total	2558.59	2700.90	2806.98	2896.67	2995.82	3124.43	3359.32	3554.20	3854.30

Gráfico 8. 15 Despacho de Generación Caso 2

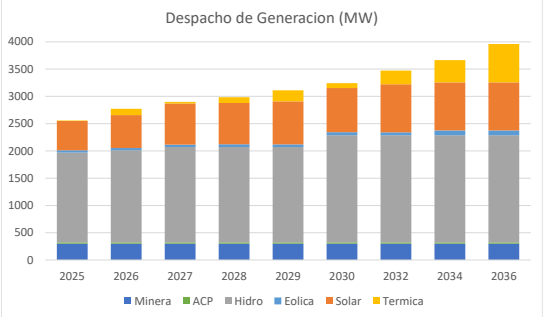


Tabla 8. 20 Resumen del despacho de Generación, Caso 2

Tipo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2032	2034	2036
Eolica	42.43	42.43	44.43	48.81	48.81	54.36	54.36	87.92	87.92
Solar	536.84	604.41	752.14	758.22	788.41	809.89	880.67	880.67	880.67
Hidro	1645.82	1686.61	1747.43	1748.18	1747.02	1964.65	1963.25	1964.31	1963.63
Termica	9.50	115.50	30.50	104.50	204.00	89.50	251.50	408.49	703.65
Minera	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00
ACP	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00
Total	2558.59	2772.95	2898.51	2983.71	3112.24	3242.40	3473.78	3665.39	3959.87

En el caso 1, a partir del 2030 se presenta un incremento de la generación térmica e hidráulica (CH Bayano) producto del aumento en las pérdidas al no aumentar el voltaje de operación de la 4LT a 500 KV.

Para el caso 2 es necesario aumentar la generación térmica a partir del 2026, sim embargo tomando en cuenta todas las inversiones (compensación reactiva) se logra despachar toda la generación renovable.

B. Pérdidas de Transmisión

Tabla 8. 21 Pérdidas de Transmisión en el Escenario de Demanda Media

Año	Referencia	Caso 1 4LT 230kV	Caso 2 SIN 4LT + REF
2025	3.33%	3.33%	5.63%
2026	3.27%	3.27%	5.50%
2027	3.70%	3.70%	6.40%
2028	3.58%	3.58%	6.03%
2029	3.49%	3.49%	5.83%
2030	2.53%	4.22%	7.23%
2032	2.35%	3.78%	6.22%
2034	2.15%	3.53%	5.77%
2036	1.98%	3.21%	5.19%

En el cuadro anterior se puede apreciar que las pérdidas del sistema sin la 4LT no bajan de 5.19%, mientras que la entrada de dicho proyecto presenta pérdidas en un rango de 1.98% a 3.7%. Esto se ve reflejado en los flujos desde occidente, donde se aprecia que para la operación de la 4LT inicialmente en 230 KV y a partir del 2030 operando en 500 KV se observa la mayor cantidad de flujo, esto demuestra que el no aumentar el nivel del voltaje de la 4LT línea requerirá del despacho de generación térmica para cubrir la demanda

C. Condiciones de Voltaje

Tabla 8. 22 Voltaje en las barras de ETESA - 2025-2029- Demanda Media

			2025		2026		2027		2028		2029	
Número	Bus	Voltaje	4LT 230kV	Sin 4LT	4LT 230kV	Sin 4LT	4LT 230kV	Sin 4LT	4LT 230kV	Sin 4LT	4LT 230kV	Sin 4LT
6002	PAN115	115	1.011	1.010	1.010	1.009	1.006	1.002	1.024	1.024	1.013	1.023
6004	PANII115	115	1.013	1.013	1.011	1.010	1.008	1.006	1.021	1.021	1.015	1.018
6006	CHO115	115	1.018	1.008	1.017	1.010	1.014	0.987	1.013	1.000	1.012	0.999
6009	LSA115	115	1.021	1.008	1.020	1.009	1.019	0.987	1.019	0.998	1.019	0.997
6012	MDN115	115	1.020	1.009	1.020	1.008	1.016	0.999	1.016	1.002	1.016	1.002
6015	PRO115	115	1.008	1.004	1.008	1.004	1.006	1.000	1.007	1.002	1.007	1.001
6018	CAC115	115	1.011	1.010	1.010	1.008	1.006	1.001	1.024	1.024	1.013	1.022
6087	CAL115	115	1.019	1.011	1.018	1.010	1.015	1.003	1.016	1.006	1.016	1.006
6173	STR115	115	1.016	1.015	1.014	1.013	1.010	1.000	1.017	1.017	1.014	1.018
6261	CHA115	115	1.020	1.020	1.019	1.020	1.015	1.020	1.015	1.020	1.015	1.020
6521	SBA115	115	1.011	1.000	1.010	0.999	1.007	0.976	1.008	0.988	1.011	0.988
6841	PAN3 115	115	1.016	1.014	1.016	1.015	1.012	1.004	1.022	1.022	1.016	1.021
6886	LHU115	115	1.020	1.006	1.020	1.005	1.020	0.978	1.020	0.991	1.020	0.990
6001	PAN230	230	1.015	1.013	1.015	1.013	1.013	0.998	1.012	1.011	1.012	1.011
6003	PANII230	230	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.007	1.020	1.020	1.018	1.019
6005	CHO230	230	1.020	1.009	1.019	1.010	1.016	0.988	1.016	1.002	1.015	1.001
6008	LSA230	230	1.020	1.008	1.020	1.007	1.020	0.981	1.020	0.993	1.020	0.992
6011	MDN230	230	1.013	1.000	1.013	0.999	1.010	0.989	1.011	0.994	1.011	0.993
6014	PRO230	230	1.012	1.006	1.012	1.006	1.010	1.001	1.010	1.003	1.010	1.002
6167	STR230	230	1.018	1.016	1.017	1.016	1.015	1.002	1.017	1.017	1.016	1.017
6179	GUA230	230	1.012	1.000	1.012	1.000	1.008	0.992	1.010	0.997	1.010	0.996
6182	VEL230	230	1.020	0.996	1.019	0.994	1.017	0.968	1.020	0.982	1.021	0.981
6240	EHIG230	230	1.018	1.000	1.018	1.000	1.015	0.972	1.014	0.986	1.014	0.985
6260	CHA230	230	1.017	1.020	1.016	1.020	1.012	1.017	1.012	1.018	1.012	1.018
6263	ESP230	230	1.018	1.021	1.017	1.020	1.013	1.018	1.013	1.019	1.013	1.019
6340	CAN230	230	1.009	1.010	1.008	1.009	1.002	1.004	1.003	1.007	1.003	1.006
6380	BOQIII230	230	1.012	1.003	1.012	1.002	1.009	0.995	1.010	0.998	1.010	0.998
6515	PRO2-230	230	1.012	1.006	1.012	1.006	1.010	1.001	1.010	1.003	1.010	1.002
6520	SBA230	230	1.022	1.003	1.022	1.002	1.020	0.972	1.021	0.989	1.025	0.989
6550	BEV230	230	1.020	0.996	1.020	0.995	1.017	0.969	1.020	0.982	1.021	0.982
6800	CAL230	230	1.017	1.007	1.016	1.007	1.013	0.999	1.014	1.003	1.014	1.002
6801	SAB230	230	1.018	1.017	1.017	1.017	1.015	1.003	1.017	1.018	1.016	1.018
6837	CHG230	230	1.007	1.012	1.006	1.012	1.000	1.007	1.001	1.010	1.001	1.009
6840	PAN3 230	230	1.016	1.014	1.015	1.014	1.014	1.000	1.014	1.014	1.014	1.014
6861	CHE230	230	1.023	1.023	1.023	1.023	1.023	1.013	1.022	1.022	1.021	1.022
6885	LHU230	230	1.020	1.006	1.020	1.005	1.020	0.978	1.020	0.991	1.020	0.990

Tabla 8. 23 Voltaje en las barras de ETESA - 2030-2036- Demanda Media

			2030			2032			2034			2036		
Número	Bus	Voltaje	4LT500kV	4LT 230kV	Sin 4LT	4LT500kV	4LT 230kV	Sin 4LT	4LT500kV	4LT 230kV	Sin 4LT	4LT500kV	4LT 230kV	Sin 4LT
6002	PAN115	115	1.015	1.005	1.028	1.026	1.026	1.022	1.022	1.017	1.018	1.029	1.002	1.002
6004	PANII115	115	1.017	1.006	1.014	1.021	1.021	1.015	1.025	1.023	1.023	1.024	1.002	1.002
6006	CHO115	115	1.009	0.997	1.000	1.012	1.008	0.997	1.011	0.996	0.988	0.998	1.000	0.987
6009	LSA115	115	1.011	1.011	0.988	1.018	1.017	0.995	1.020	1.013	0.997	1.018	1.010	0.998
6012	MDN115	115	1.017	1.012	0.995	1.020	1.016	1.001	1.022	1.012	1.002	1.019	1.011	1.001
6015	PRO115	115	1.006	1.005	1.000	1.008	1.006	1.001	1.009	1.005	1.001	1.007	1.004	1.000
6018	CAC115	115	1.014	1.004	1.027	1.025	1.025	1.021	1.021	1.015	1.016	1.027	1.001	1.000
6087	CAL115	115	1.016	1.012	1.001	1.019	1.016	1.005	1.021	1.013	1.006	1.019	1.012	1.006
6173	STR115	115	1.000	0.998	1.009	1.006	1.015	1.012	1.012	1.003	1.003	0.997	0.985	0.986
6261	CHA115	115	1.020	1.007	1.018	1.020	1.018	1.018	1.020	1.012	1.019	1.019	1.007	1.018
6521	SBA115	115	1.001	1.003	0.986	1.007	1.008	0.990	1.017	1.002	0.995	1.014	1.005	0.995
6841	PAN3 115	115	1.014	1.004	1.023	1.023	1.021	1.019	1.020	1.009	1.012	1.015	1.002	1.002
6886	LHU115	115	1.010	1.009	0.992	1.020	1.019	0.996	1.025	1.016	1.001	1.020	1.014	1.000
6001	PAN230	230	1.006	0.996	1.009	1.009	1.009	1.004	1.008	0.994	0.993	0.991	0.993	0.991
6003	PANII230	230	1.010	1.000	1.015	1.016	1.016	1.010	1.014	1.000	1.000	0.998	1.000	1.000
6005	CHO230	230	1.012	1.000	1.002	1.016	1.012	1.000	1.016	1.000	0.992	1.003	1.005	0.991
6008	LSA230	230	1.010	1.010	0.992	1.020	1.020	0.996	1.025	1.017	1.000	1.020	1.015	1.000
6011	MDN230	230	1.010	1.005	0.987	1.014	1.010	0.990	1.018	1.005	0.993	1.015	1.005	0.993
6014	PRO230	230	1.010	1.007	1.000	1.012	1.010	1.001	1.013	1.008	1.002	1.011	1.006	1.001
6167	STR230	230	1.007	0.999	1.013	1.012	1.016	1.012	1.014	1.003	1.003	0.992	0.988	0.990
6179	GUA230	230	1.011	1.003	0.990	1.016	1.010	0.992	1.020	1.005	0.995	1.017	1.004	0.996
6182	VEL230	230	1.011	1.010	0.979	1.023	1.018	0.983	1.032	1.007	0.993	1.028	1.013	0.994
6240	EHIG230	230	1.010	0.998	0.981	1.016	1.010	0.982	1.018	1.001	0.979	1.008	1.003	0.979
6260	CHA230	230	1.018	1.005	1.016	1.020	1.017	1.017	1.021	1.011	1.017	1.018	1.007	1.017
6263	ESP230	230	1.019	1.007	1.017	1.021	1.017	1.017	1.022	1.012	1.018	1.019	1.008	1.018
6340	CAN230	230	1.010	0.992	1.001	1.015	1.008	1.003	1.017	1.001	1.005	1.013	0.995	1.005
6380	BOQIII230	230	1.010	1.006	0.994	1.012	1.010	0.996	1.014	1.006	0.998	1.012	1.006	0.997
6515	PRO2-230	230	1.010	1.007	1.000	1.012	1.010	1.001	1.013	1.008	1.002	1.011	1.006	1.001
6520	SBA230	230	1.009	1.013	0.986	1.020	1.022	0.990	1.034	1.012	0.998	1.030	1.017	0.999
6550	BEV230	230	1.011	1.010	0.979	1.023	1.018	0.983	1.032	1.008	0.993	1.028	1.013	0.993
6800	CAL230	230	1.015	1.008	0.997	1.019	1.015	0.999	1.021	1.010	1.002	1.019	1.009	1.001
6801	SAB230	230	1.007	1.000	1.014	1.013	1.016	1.012	1.015	1.004	1.004	0.993	0.989	0.990
6837	CHG230	230	1.010	0.989	1.006	1.014	1.008	1.007	1.017	0.999	1.009	1.012	0.992	1.008
6840	PAN3 230	230	1.010	1.000	1.014	1.014	1.014	1.010	1.014	1.000	1.000	1.000	1.000	0.999
6861	CHE230	230	1.015	1.008	1.018	1.019	1.019	1.016	1.017	1.007	1.007	1.005	1.007	1.007
6885	LHU230	230	1.010	1.009	0.992	1.020	1.019	0.996	1.025	1.016	1.001	1.020	1.014	1.000
6836	CHG500	500	1.025			1.030			1.032			1.025		
6839	PAN3 500	500	1.019			1.023			1.024			1.012		

Como se puede apreciar todos los casos presentan condiciones de voltaje dentro del rango establecido, sin embargo, a pesar de la gran entrada de compensación reactiva en el escenario sin la 4LT, dicho caso presenta las peores condiciones de voltaje, esto se verá reflejado en los niveles de reserva reactiva.

D. Reserva Reactiva

A continuación, se presentan los gráficos QV de cada uno de los años del plazo de estudio. En estos gráficos se compara la reserva reactiva disponible en los casos estudiados.

Gráfico 8. 16 Reserva Reactiva – Año 2026 Demanda Media

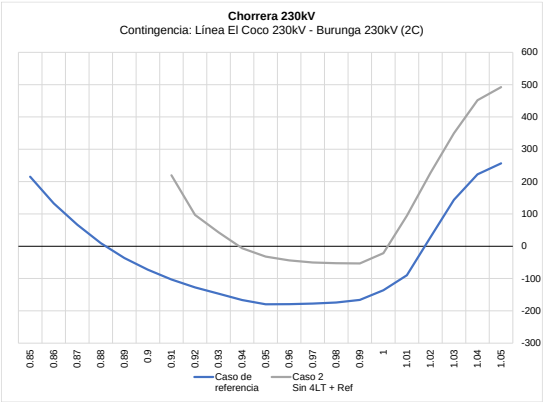


Gráfico 8. 17 Reserva Reactiva – Año 2027 Demanda Media

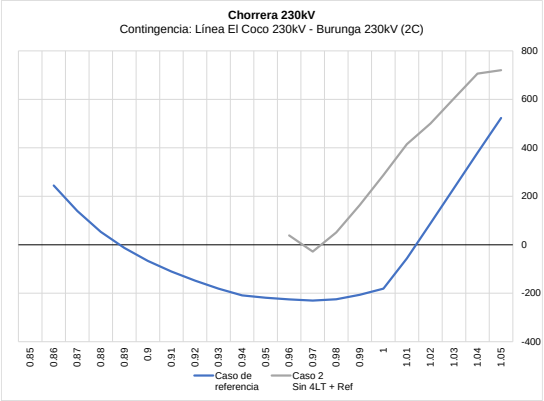


Gráfico 8. 18 Reserva Reactiva – Año 2028 Demanda Media

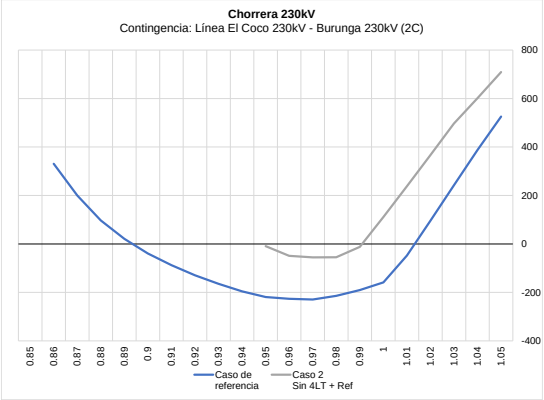


Gráfico 8. 19 Reserva Reactiva – Año 2029 Demanda Media

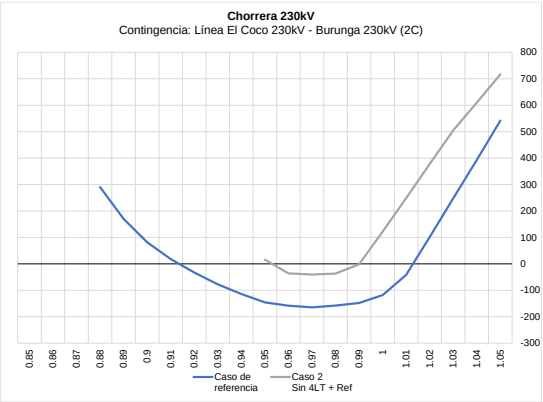


Gráfico 8. 20 Reserva Reactiva – Año 2030 Demanda Media

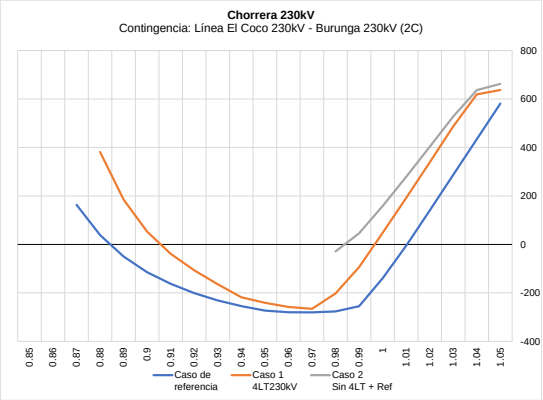


Gráfico 8. 21 Reserva Reactiva – Año 2032 Demanda Media

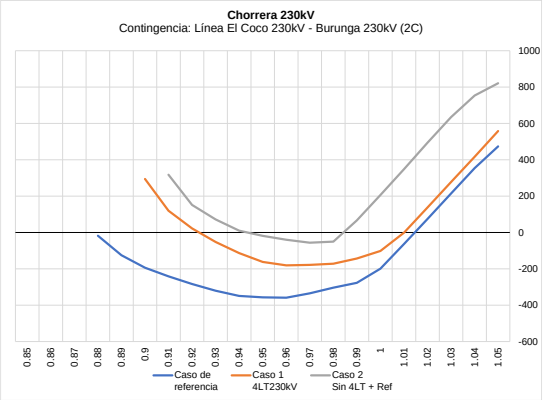


Gráfico 8. 22 Reserva Reactiva – Año 2034 Demanda Media

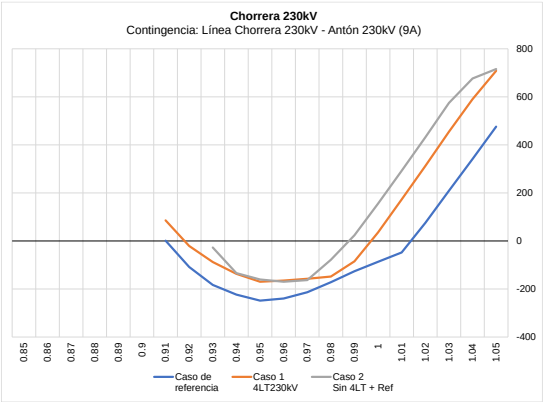
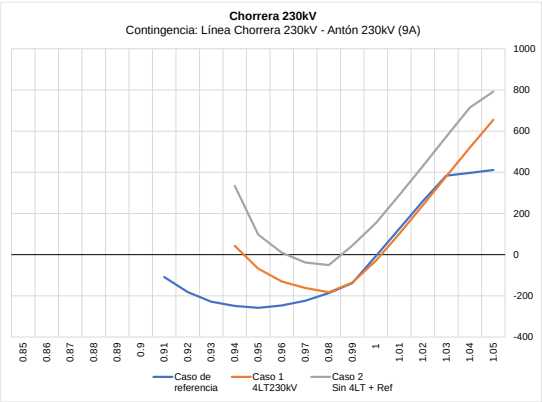


Gráfico 8. 23 Reserva Reactiva – Año 2036 Demanda Media



Como se puede apreciar en los gráficos, se repite el mismo comportamiento en los niveles de reserva presentados en el escenario de demanda alta, la entrada de la 4LT además de aumentar la capacidad de transporte brinda el soporte reactivo necesario para mantener altos niveles de reserva.

2.2 ANÁLISIS ECONOMICO

Tabla 8. 24 Flujo de Costos Escenario de Demanda Media

CASO DE REFERENCIA					CASO 1					CASO 2				
Total Inversión	OyM	Pérdidas	Operativo	TOTAL	Total Inversión	OyM	Pérdidas	Operativo	TOTAL	Total Inversión	OyM	Pérdidas	Operativo	TOTAL
0	0	39,318	167,681	206,999	0	0	39,318	168,950	208,268	0	0	39,318	169,217	208,535
0	0	51,579	229,876	281,456	0	0	51,579	230,350	281,929	0	0	39,555	230,156	269,710
0	0	53,088	350,026	403,115	0	0	53,088	351,502	404,590	0	0	40,354	351,391	391,745
0	0	26,357	263,685	290,042	0	0	26,357	264,069	290,426	0	0	34,678	264,953	299,631
72,371	14,498	27,430	255,582	369,880	72,371	14,498	27,430	255,701	369,999	3,118	594	35,667	265,472	304,851
72,371	14,498	33,636	285,594	406,098	72,371	14,498	33,636	284,895	405,400	3,118	594	44,580	296,977	345,269
78,606	15,686	40,457	343,774	478,524	78,606	15,686	40,457	342,453	477,203	6,236	1,188	51,412	360,912	419,748
78,606	15,686	41,898	367,327	503,517	78,606	15,686	41,898	365,601	501,792	6,236	1,188	52,980	382,340	442,743
78,606	15,686	29,239	306,319	429,851	78,606	15,686	49,720	330,887	474,899	6,676	1,272	64,277	374,080	446,304
103,396	20,652	33,121	343,250	500,419	85,129	15,770	56,319	381,008	538,226	28,634	5,536	72,505	426,247	532,922
103,396	20,652	31,560	413,925	569,533	85,129	15,770	52,077	444,543	597,519	28,634	5,536	63,892	478,284	576,345
103,396	20,652	35,251	459,196	618,496	85,129	15,770	58,168	504,424	663,490	39,790	7,725	71,246	538,878	657,639
103,396	20,652	35,544	512,813	672,405	85,129	15,770	59,197	554,969	715,065	39,790	7,725	71,906	631,554	750,976
105,835	21,117	36,376	525,620	688,949	88,008	17,478	60,584	569,333	735,403	43,009	8,338	73,518	668,949	793,814
113,289	22,551	37,370	598,450	771,660	89,221	17,721	61,930	645,181	814,052	43,009	8,338	73,825	734,913	860,085
113,289	22,551	37,370	685,107	858,317	95,744	18,964	61,930	728,274	904,911	46,240	8,954	73,825	824,908	953,926
113,289	22,551	37,370	693,329	866,538	95,744	18,964	61,930	737,013	913,650	46,240	8,338	73,825	834,807	963,210
113,289	22,551	37,370	701,649	874,858	95,744	18,964	61,930	745,857	922,495	46,240	8,338	73,825	844,825	973,227
113,289	22,551	37,370	710,068	883,278	95,744	18,964	61,930	754,808	931,445	46,240	8,338	73,825	854,962	983,365
113,289	22,551	37,370	718,589	891,799	95,744	18,964	61,930	763,865	940,503	46,240	8,338	73,825	865,222	993,625
113,289	22,551	37,370	727,212	900,422	95,744	18,964	61,930	773,032	949,669	46,240	8,338	73,825	875,605	1,004,007
113,289	22,551	37,370	735,939	909,149	95,744	18,964	61,930	782,308	958,945	46,240	8,338	73,825	886,112	1,014,515
113,289	22,551	37,370	744,770	917,980	95,744	18,964	61,930	791,696	968,333	46,240	8,338	73,825	896,745	1,025,148
113,289	22,551	37,370	753,707	926,917	95,744	18,964	61,930	801,196	977,833	46,240	8,338	73,825	907,506	1,035,909
113,289	22,551	37,370	762,752	935,962	95,744	18,964	61,930	810,811	987,448	46,240	8,338	73,825	918,396	1,046,799
113,289	22,551	37,370	771,905	945,115	95,744	18,964	61,930	820,540	997,177	46,240	8,338	73,825	929,417	1,057,820
113,289	22,551	37,370	781,168	954,377	95,744	18,964	61,930	830,387	1,007,024	46,240	8,338	73,825	940,570	1,068,973
113,289	22,551	37,370	790,542	963,751	95,744	18,964	61,930	840,351	1,016,989	46,240	8,338	73,825	951,857	1,080,260
113,351	22,551	37,370	800,028	973,300	95,744	18,964	61,930	850,436	1,027,073	46,240	8,338	73,825	963,279	1,091,682
466,174	93,028	305,588	3,014,219	**3,879,008**	416,872	81,710	376,824	3,139,377	**4,014,782**	120,530	22,669	422,463	3,393,673	**3,959,334**

Los estudios eléctricos realizados considerando los 3 casos demostraron que la opción de la Cuarta Línea de Transmisión diseñada y construida en aislamiento de 500kV, en la primera fase operada en 230kV (2025), y elevando a 500 kV en el 2030, era la que mantenía las mejores condiciones del Sistema Interconectado Nacional. Este diseño permite cubrir los requerimientos de abastecimiento al mínimo costo y alcanzar el cumplimiento establecido en la normativa vigente en cuanto a los criterios operativos y de seguridad de red. Tal como se puede apreciar, además de presentar las mejores condiciones técnicas en comparación con los demás casos, el escenario de referencia presenta el menor costo total.

2.3 PLAN DE EXPANSIÓN – DEMANDA MEDIA

Al igual que en el escenario de demanda alta, las mejores condiciones del sistema se presentan en el caso de referencia, sin embargo, dado que el pronóstico de demanda es menor que en dicho escenario, se puede observar que el sistema puede operar dentro de las condiciones estables reglamentadas hasta el fin del periodo de estudio, ya sea que la línea opere en 230 KV o 500 KV a partir del 2030.

En caso de no considerar la 4LT el sistema podría operar al límite de las condiciones estables, sin embargo, se requiere instalar grandes montos de compensación reactiva para mantener dichas condiciones de estabilidad durante todo el periodo de estudio. Se debe considerar que las subestaciones existentes no cuentan con espacio suficiente para la incorporación de estos equipos.

En conclusión, para este escenario es recomendable considerar el proyecto de la 4LT a partir del 2025 y evaluar económicamente factible elevar el voltaje de operación de esta línea a 500 KV a partir del 2030.

ESCENARIO DE DEMANDA BAJA

CASO

4LT 230 KV (2025-2029 – 500KV (2030-

En la Tabla 8.25 se muestran los refuerzos que requiere el sistema durante todo el plazo de estudio para cumplir con los criterios de calidad y seguridad, frente a un crecimiento bajo de la demanda considerando el caso de referencia.

Tabla 8. 25 Refuerzos adicionales requeridos, Caso de Referencia – Demanda Baja

REFUERZOS (MVAR)			
AÑO	STATCOM	ADICIONALES	FLUJO MÁXIMO
2025			1339 MW
2026			1375 MW
2027			1412 MW
2028			1471 MW
2029			1465 MW
2030		Repotenciación LT FOR230 - CHG230 (0A)	1620.3 MW
		Repotenciación LT CAN230-CHG230	
		Repotenciación LT GUA230-CAN230	
2032			1695 MW
2034	120		1909 MW
2036			1898 MW

La entrada de la Cuarta Línea desde el año 2025, permite que a lo largo del periodo se pueda cumplir con el despacho económico y la inclusión de todos los proyectos de generación renovable propuestos.

En la tabla anterior, se observa que para el año 2034 se requiere añadir un STATCOM de 120 MVAR en la S/E Panamá 3 y la repotenciación de la línea Guasquitas – Chiriquí Grande, debido a que al entrar a partir del año 2030 la línea en 500 KV se aumenta el flujo hacia dicha subestación.

Debido a la disminución de la demanda, en comparación con el escenario de demanda Alta y Media, se observa que se requieren menos refuerzos para este caso (compensación).

CASO 1

4LT 230 KV + REFUERZOS

En la Tabla 8.26 se indican los refuerzos adicionales necesarios a partir del año 2030 para que el sistema opere dentro de condiciones estables.

Tabla 8. 26 Refuerzos adicionales requeridos Caso 1- Demanda Baja

	REFUERZOS (MVAR)		
AÑO	STATCOM	S/E PAN 3	FLUJO MÁXIMO
2025			1339 MW
2026			1375 MW
2027			1412 MW
2028			1471 MW
2029			1465 MW
2030			1600 MW
2032	120		1674 MW
2034	120	210	1878 MW
2036			1866 MW

A partir del año 2030 se observa una leve disminución del flujo de occidente producto de mantener operando la 4LT en 230 KV.

Dadas estas condiciones, se tendría que incluir donde del plan de transmisión dos STATCOM de 120 MVAR (2032 y 2034) y 210 MVAR con la finalidad de brindar el soporte reactivo necesario para cumplir con el criterio de calidad y seguridad, de lo contrario ante de la presencia de alguna falla de líneas del sistema de transmisión el sistema colapsaría

Al comparar este caso con los similares del Escenario de Alta y Media, se observa que requiere menos refuerzos debido a la reducción de la demanda y los proyectos de generación renovables considerados para este escenario.

CASO 2

SIN 4LT + REFUERZOS

En la Tabla 8.27 se incluyen todos los refuerzos adicionales que el sistema requiere para operar en condiciones estables.

Tabla 8. 27 Refuerzos adicionales requeridos en el Caso 2 – Demanda Baja

	REFUERZOS (MVAR)							
AÑO	STATCOM	S/E LSA	S/E PAN3	S/E SBA	S/E PANII	S/E VEL	ADICONALES	FLUJO MÁXIMO
2025								1272 MW
2026								1306 MW
2027	120							1337 MW
2028								1394 MW
2029	120							1389 MW
2030		90.00	60.00					1515 MW
2032		60.00	60.00			90.00		1584 MW
2034		90.00	300.00	90.00		150.00	Repotenciación LT GUA230 - VEL230 (17 y 16) Repotenciación LT BUR230 - PAN3 230 (3B y 2B) Repotenciación LT FOR230 - CHG230 (0A)	1758 MW
2036								1748 MW

Para este caso, en el 2025 y 2026 se pudiera cumplir con el despacho economico sin la necesidad del incluir nuevos refuerzos. Llegado en 2027, con la finalidad de mantener los niveles de reserva adecuado, se debera instalar 1 STATCOM de 120 MVAR en la S/E Panama 3 y otro para el año 2029. A partir del 2030, con la finalidad de mantener el margen de reserva minimo de 10 MVAR, se requiere la inclusion de compensacion reactiva que en total sumarian 990 MVAR repartidos según la tabla anterior.

A diferencia de los otros escenarios, para el escenario de demanda baja no se requeria la instalacion de nuevos transformadores.

2.1 ANÁLISIS TÉCNICO

A. Despachos

Gráfico 8. 24 Despacho de Generación Caso de Referencia

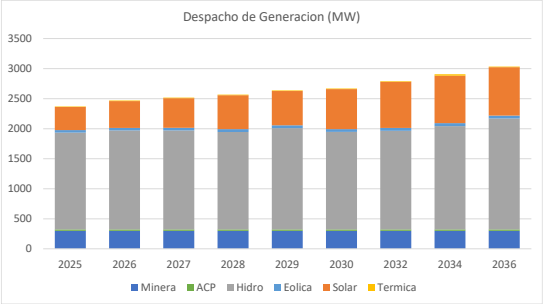


Tabla 8. 28 Resumen del despacho de Generación, Caso de Referencia

Tipo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2032	2034	2036
Eolica	42.43	42.43	42.43	46.80	46.80	46.80	46.80	48.81	48.81
Solar	383.22	446.94	493.45	564.09	572.08	665.27	768.30	789.78	805.89
Hidro	1611.69	1646.35	1647.84	1622.24	1685.35	1622.85	1642.24	1719.41	1845.98
Termica	9.50	9.50	9.50	9.50	9.50	9.50	9.50	25.00	9.50
Minera	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00
ACP	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00
Total	2370.84	2469.21	2517.22	2566.63	2637.73	2668.43	2790.84	2907.00	3034.18

Gráfico 8. 25 Despacho de Generación Caso 1

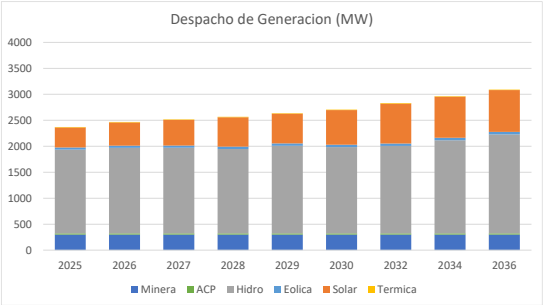


Tabla 8. 29 Resumen del despacho de Generación, Caso 1

Tipo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2032	2034	2036
Eolica	42.43	42.43	42.43	46.80	46.80	46.80	46.80	48.81	48.81
Solar	383.22	446.94	493.45	564.09	572.08	665.27	768.30	789.78	805.89
Hidro	1611.83	1646.35	1648.11	1622.57	1685.35	1660.10	1683.05	1791.54	1903.90
Termica	9.50	9.50	9.50	9.50	9.50	9.50	9.50	9.50	9.50
Minera	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00
ACP	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00
Total	2370.98	2469.21	2517.49	2566.96	2637.73	2705.67	2831.66	2963.64	3092.10

Gráfico 8. 26 Despacho de Generación Caso 2

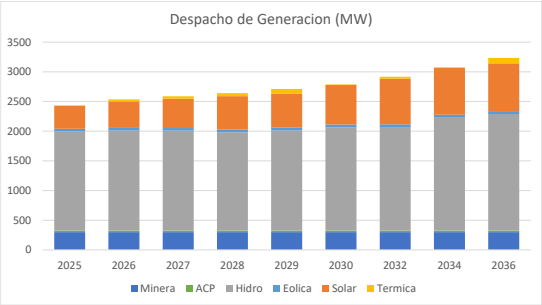


Tabla 8. 30 Resumen del despacho de Generación, Caso 2

Tipo	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2032	2034	2036
Eolica	42.43	42.43	42.43	46.80	46.80	46.80	46.80	48.81	48.81
Solar	383.22	446.94	493.45	564.09	572.08	665.27	768.30	789.78	805.89
Hidro	1674.75	1687.84	1687.25	1655.29	1687.67	1741.38	1745.09	1903.25	1964.12
Termica	9.50	33.50	40.50	49.50	79.50	9.50	32.00	9.50	89.50
Minera	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00	300.00
ACP	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00	24.00
Total	2433.89	2534.70	2587.63	2639.67	2710.05	2786.96	2916.19	3075.35	3232.32

Debido a las condiciones de demanda para este escenario prácticamente no entran al despacho generación térmica, es posible cumplir con el despacho de mínimo costo, incluso manteniendo la 4LT operando en 230 KV a partir del 2030.

B. Pérdidas de Transmisión

Las pérdidas mantienen el mismo comportamiento que los escenarios de demanda alta y media, donde se aprecia que el caso sin la 4LT mantiene los porcentajes de pérdidas

más grandes, lo que disminuye los flujos desde occidente.

Tabla 8. 31 Pérdidas de Transmisión en el Escenario de Demanda Baja

Año	Referencia	Caso 1 4LT 230kV	Caso 2 SIN 4LT + REF
2025	3.20%	3.20%	5.41%
2026	3.23%	3.23%	5.45%
2027	3.36%	3.36%	5.39%
2028	3.39%	3.39%	5.28%
2029	3.31%	3.31%	5.10%
2030	2.38%	3.64%	4.94%
2032	2.44%	3.76%	4.19%
2034	2.64%	4.39%	3.37%
2036	2.51%	4.21%	2.32%

C. Condiciones de Voltaje

Tabla 8. 32 Voltaje en las barras de ETESA - 2025-2029- Demanda Baja

			2025		2026		2027		2028		2029	
Número	**Bus**	**Voltaje**	**4LT 230kV**	**Sin 4LT**	**4LT 230kV**	**Sin 4LT**	**4LT 230kV**	**Sin 4LT**	**4LT 230kV**	**Sin 4LT**	**4LT 230kV**	**Sin 4LT**
6002	**PAN115**	115	1.006	0.992	1.016	1.013	1.014	1.003	1.013	1.000	1.002	0.999
6004	**PANII115**	115	1.005	0.992	1.015	1.015	1.014	1.002	1.013	1.000	0.999	0.999
6006	**CHO115**	115	1.023	1.015	1.021	1.012	1.019	1.010	1.018	1.008	1.019	1.008
6009	**LSA115**	115	1.023	1.022	1.022	1.018	1.022	1.015	1.022	1.010	1.029	1.015
6012	**MDN115**	115	1.023	1.014	1.022	1.013	1.021	1.010	1.022	1.009	1.023	1.009
6015	**PRO115**	115	1.009	1.005	1.009	1.005	1.008	1.004	1.008	1.004	1.009	1.004
6018	**CAC115**	115	1.006	0.992	1.015	1.013	1.014	1.003	1.012	1.000	1.002	0.999
6087	**CAL115**	115	1.021	1.014	1.020	1.014	1.019	1.011	1.019	1.011	1.021	1.011
6173	**STR115**	115	1.016	1.009	1.019	1.017	1.018	1.012	1.016	1.010	1.013	1.012
6261	**CHA115**	115	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020
6521	**SBA115**	115	1.023	1.013	1.012	1.004	1.011	1.001	1.013	1.000	1.020	1.000
6841	**PAN3 115**	115	1.019	1.015	1.019	1.017	1.018	1.012	1.017	1.009	1.011	1.008
6886	**LHU115**	115	1.020	1.019	1.020	1.015	1.020	1.010	1.020	1.006	1.027	1.008
6001	**PAN230**	230	1.018	1.015	1.018	1.015	1.017	1.015	1.016	1.013	1.016	1.013
6003	**PANII230**	230	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020	1.020
6005	**CHO230**	230	1.024	1.016	1.023	1.013	1.022	1.012	1.021	1.010	1.022	1.010
6008	**LSA230**	230	1.020	1.020	1.020	1.017	1.020	1.012	1.020	1.008	1.027	1.009
6011	**MDN230**	230	1.015	1.005	1.015	1.004	1.013	1.001	1.014	1.000	1.016	1.000
6014	**PRO230**	230	1.013	1.008	1.013	1.008	1.012	1.006	1.013	1.006	1.014	1.006
6167	**STR230**	230	1.019	1.015	1.020	1.018	1.019	1.016	1.018	1.015	1.017	1.016
6179	**GUA230**	230	1.016	1.005	1.015	1.004	1.012	1.000	1.013	1.000	1.015	1.000
6182	**VEL230**	230	1.023	1.007	1.022	1.004	1.020	0.998	1.023	0.995	1.029	0.996
6240	**EHIG230**	230	1.021	1.011	1.020	1.007	1.019	1.003	1.019	1.001	1.023	1.001
6260	**CHA230**	230	1.019	1.021	1.018	1.021	1.017	1.020	1.017	1.020	1.018	1.020
6263	**ESP230**	230	1.020	1.022	1.019	1.022	1.018	1.021	1.018	1.021	1.018	1.020
6340	**CAN230**	230	1.013	1.013	1.012	1.012	1.009	1.010	1.009	1.010	1.011	1.010
6380	**BOQIII230**	230	1.014	1.006	1.013	1.006	1.012	1.004	1.013	1.003	1.014	1.003
6515	**PRO2-230**	230	1.013	1.008	1.013	1.008	1.012	1.006	1.013	1.006	1.014	1.006
6520	**SBA230**	230	1.025	1.016	1.023	1.012	1.022	1.006	1.024	1.003	1.034	1.004
6550	**BEV230**	230	1.023	1.008	1.022	1.004	1.020	0.998	1.023	0.996	1.029	0.996
6800	**CAL230**	230	1.019	1.011	1.019	1.010	1.017	1.008	1.018	1.007	1.019	1.007
6801	**SAB230**	230	1.019	1.016	1.020	1.018	1.019	1.016	1.018	1.016	1.017	1.016
6837	**CHG230**	230	1.012	1.016	1.010	1.015	1.008	1.013	1.007	1.012	1.009	1.012
6840	**PAN3 230**	230	1.019	1.015	1.018	1.015	1.017	1.015	1.016	1.014	1.016	1.014
6861	**CHE230**	230	1.023	1.023	1.023	1.023	1.023	1.023	1.023	1.023	1.023	1.023
6885	**LHU230**	230	1.020	1.019	1.020	1.015	1.020	1.010	1.020	1.006	1.027	1.008

En los 5 primeros años del periodo de largo plazo los voltajes en los principales nodos del sistema de transmisión presentan valores muy simulares comparando el caso de referencia versus el caso sin la 4LT, para este último solo se requiere de la instalación de dos STATCOM de 120 MVAR en la S/E Panamá 3, cabe destacar que dichos STATCOM son requeridos en el caso de referencia en el escenario de demanda Alta y Media.

Tabla 8. 33 Voltaje en las barras de ETESA - 2030-2036 Demanda Baja

			2030			2032			2034			2036		
Número	Bus	Voltaje	4LT500kV	4LT 230kV	Sin 4LT	4LT500kV	4LT 230kV	Sin 4LT	4LT 500kV	4LT 230kV	Sin 4LT	4LT500kV	4LT 230kV	Sin 4LT
6002	PAN115	115	0.999	0.999	1.009	0.995	0.994	0.995	0.994	0.999	0.999	1.013	1.004	1.005
6004	PANII115	115	0.999	0.997	1.021	0.995	0.992	0.992	0.992	0.994	1.002	1.017	1.011	1.011
6006	CHO115	115	1.027	1.015	1.004	1.021	1.003	0.991	1.019	1.013	1.001	1.020	1.007	0.996
6009	LSA115	115	1.021	1.021	1.004	1.019	1.020	1.005	1.020	1.018	1.008	1.038	1.023	1.018
6012	MDN115	115	1.026	1.021	1.007	1.025	1.018	1.008	1.023	1.015	1.008	1.026	1.014	1.008
6015	PRO115	115	1.008	1.007	1.002	1.009	1.007	1.003	1.008	1.006	1.003	1.009	1.005	1.003
6018	CAC115	115	0.999	0.998	1.009	0.995	0.994	0.994	0.993	0.998	0.999	1.012	1.004	1.004
6087	CAL115	115	1.023	1.018	1.009	1.023	1.016	1.010	1.020	1.014	1.010	1.024	1.013	1.010
6173	STR115	115	1.007	1.010	1.014	1.001	0.999	0.999	1.008	1.009	1.009	1.014	1.006	1.007
6261	CHA115	115	1.020	1.018	1.020	1.020	1.014	1.020	1.020	1.011	1.020	1.020	1.010	1.020
6521	SBA115	115	1.010	1.015	0.995	1.009	1.011	0.995	1.008	1.008	1.006	1.022	1.007	1.008
6841	PAN3 115	115	1.015	1.008	1.014	1.010	0.999	1.001	1.009	1.009	1.010	1.017	1.009	1.010
6886	LHU115	115	1.020	1.020	0.998	1.021	1.020	0.998	1.023	1.019	1.008	1.034	1.019	1.013
6001	PAN230	230	1.025	1.014	1.013	1.019	0.999	0.998	1.018	1.015	1.014	1.016	1.008	1.007
6003	PANII230	230	1.025	1.020	1.020	1.020	1.005	1.005	1.020	1.020	1.018	1.020	1.015	1.015
6005	CHO230	230	1.030	1.017	1.005	1.025	1.005	0.992	1.023	1.016	1.004	1.024	1.010	0.999
6008	LSA230	230	1.020	1.020	1.000	1.020	1.020	1.000	1.023	1.020	1.010	1.034	1.020	1.015
6011	MDN230	230	1.018	1.013	0.996	1.018	1.011	0.998	1.016	1.007	0.998	1.021	1.007	0.999
6014	PRO230	230	1.013	1.011	1.004	1.013	1.010	1.004	1.012	1.009	1.004	1.014	1.009	1.005
6167	STR230	230	1.020	1.015	1.016	1.015	1.001	1.001	1.016	1.015	1.015	1.018	1.011	1.011
6179	GUA230	230	1.021	1.011	0.999	1.021	1.009	1.000	1.017	1.005	1.000	1.023	1.005	1.000
6182	VEL230	230	1.021	1.023	0.987	1.026	1.021	0.995	1.025	1.016	1.008	1.038	1.016	1.011
6240	EHIG230	230	1.026	1.016	0.993	1.022	1.008	0.983	1.022	1.012	0.990	1.027	1.009	0.990
6260	CHA230	230	1.026	1.014	1.019	1.024	1.011	1.020	1.020	1.008	1.019	1.021	1.007	1.019
6263	ESP230	230	1.027	1.015	1.020	1.026	1.012	1.020	1.021	1.009	1.020	1.023	1.009	1.020
6340	CAN230	230	1.027	1.005	1.008	1.024	1.000	1.009	1.016	0.996	1.008	1.019	0.995	1.008
6380	BOQIII230	230	1.014	1.011	1.000	1.015	1.010	1.001	1.013	1.008	1.001	1.016	1.007	1.002
6515	PRO2-230	230	1.013	1.011	1.004	1.013	1.010	1.004	1.012	1.009	1.004	1.014	1.009	1.005
6520	SBA230	230	1.021	1.027	0.995	1.023	1.026	0.999	1.022	1.021	1.018	1.041	1.021	1.021
6550	BEV230	230	1.022	1.023	0.988	1.026	1.021	0.994	1.025	1.016	1.007	1.038	1.016	1.010
6800	CAL230	230	1.023	1.016	1.005	1.023	1.014	1.006	1.020	1.011	1.006	1.024	1.011	1.006
6801	SAB230	230	1.021	1.015	1.016	1.015	1.002	1.002	1.017	1.016	1.015	1.018	1.011	1.012
6837	CHG230	230	1.028	1.003	1.011	1.025	0.997	1.012	1.016	0.993	1.011	1.018	0.992	1.011
6840	PAN3 230	230	1.026	1.014	1.014	1.021	1.000	1.000	1.019	1.016	1.017	1.018	1.010	1.010
6861	CHE230	230	1.031	1.023	1.023	1.023	1.012	1.011	1.021	1.022	1.021	1.023	1.019	1.018
6885	LHU230	230	1.020	1.020	0.998	1.021	1.020	0.998	1.023	1.019	1.008	1.034	1.019	1.013
6836	CHG500	500	1.046			1.042			1.032			1.034		
6839	PAN3 500	500	1.040			1.034			1.027			1.027		

D. Reserva Reactiva

A continuación, se presentan los gráficos QV de cada uno de los años del plazo de estudio. En estos gráficos se compara la reserva reactiva disponible en los casos estudiados.

Gráfico 8. 27 Reserva Reactiva – Año 2026 Demanda Baja

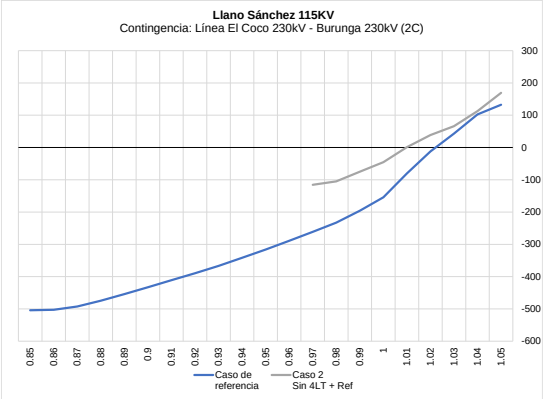


Gráfico 8. 28 Reserva Reactiva – Año 2027 Demanda Baja

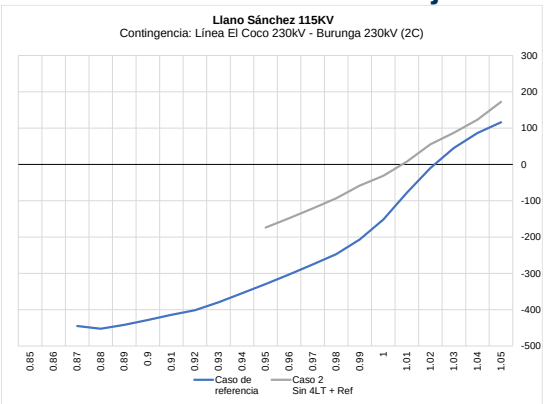


Gráfico 8. 29 Reserva Reactiva – Año 2028 Demanda Baja

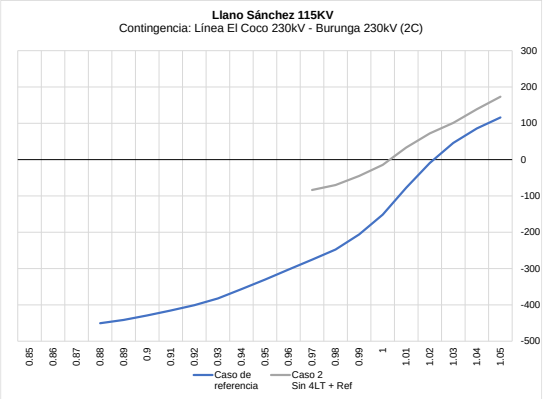


Gráfico 8. 30 Reserva Reactiva – Año 2029 Demanda Baja

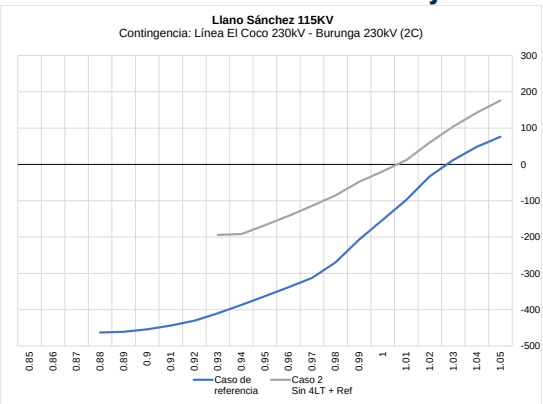


Gráfico 8. 31 Reserva Reactiva – Año 2030 Demanda Baja

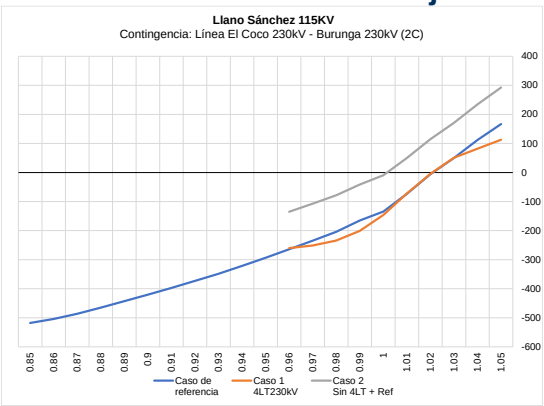


Gráfico 8. 32 Reserva Reactiva – Año 2032 Demanda Baja

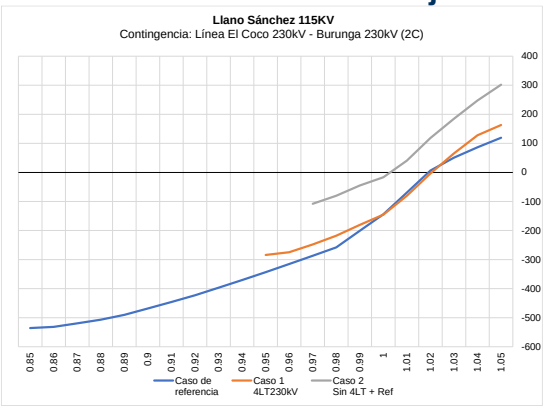


Gráfico 8. 33 Reserva Reactiva – Año 2034 Demanda Baja

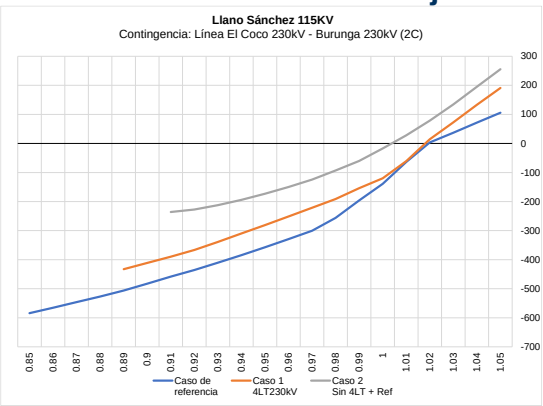
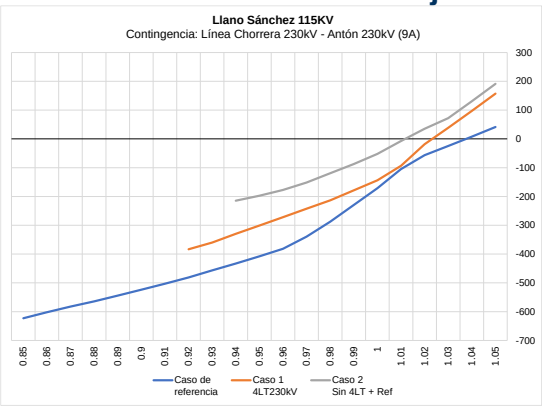


Gráfico 8. 34 Reserva Reactiva – Año 2036 Demanda Baja



Para este escenario se puede apreciar la gran diferencia que existe en los niveles de reserva del escenario con la 4LT en comparacion con el caso que no contenpla dicho proyecto. A partir del año 2030, con la entrada en operación en 500 KV, se mantendrían niveles de reserva que superan los 600 MVAR, sin embargo mantenerla en 230 KV tendrian montos de reserva entre 200 a 300 MVAR por lo que se debe evaluar si seria necesario dicho cambio.

2.2 ANÁLISIS ECONOMICO

Tabla 8. 34 Flujo de Costos Escenario de Demanda Baja

CASO DE REFERENCIA					CASO 1					CASO 2				
Total Inversión	OyM	Pérdidas	Operativo	TOTAL	Total Inversión	OyM	Pérdidas	Operativo	TOTAL	Total Inversión	OyM	Pérdidas	Operativo	TOTAL
0	0	39,320	95,131	134,452	0	0	39,320	95,776	135,096	0	0	39,320	95,528	134,849
0	0	51,581	124,728	176,309	0	0	51,581	125,449	177,031	0	0	39,556	126,026	165,582
0	0	53,052	220,401	273,453	0	0	53,052	221,637	274,689	0	0	40,327	221,657	261,984
0	0	23,506	229,954	253,460	0	0	23,506	230,341	253,847	0	0	30,845	230,161	261,006
72,371	14,498	24,780	216,180	327,829	72,371	14,498	24,780	216,152	327,800	0	0	32,331	218,332	250,663
72,371	14,498	27,408	233,777	348,053	72,371	14,498	27,408	233,384	347,660	0	0	33,425	237,741	271,166
72,371	14,498	33,955	255,582	376,406	72,371	14,498	33,955	255,363	376,187	3,118	594	39,672	261,324	304,709
72,371	14,498	35,010	267,653	389,532	72,371	14,498	35,010	267,103	388,982	3,118	594	40,149	274,006	317,866
72,371	14,498	23,974	252,286	363,128	72,371	14,498	37,165	253,501	377,535	6,236	1,188	37,256	258,074	302,755
97,938	19,619	27,156	269,028	413,742	72,371	14,498	42,099	271,430	400,397	9,454	1,802	42,026	279,206	332,488
97,938	19,619	27,951	274,500	420,009	72,371	14,498	43,662	277,669	408,200	9,454	1,802	35,329	287,282	333,867
97,938	19,619	31,221	284,452	433,230	75,489	15,092	48,768	289,181	428,530	14,085	2,684	39,395	303,169	359,334
97,938	19,619	36,261	279,911	433,730	75,489	15,092	61,416	285,288	437,285	14,085	2,684	33,654	299,888	350,311
104,174	20,214	37,111	267,155	428,653	78,606	15,686	62,855	271,495	428,643	34,240	6,604	34,408	287,747	362,999
104,174	20,214	38,055	279,186	441,628	78,606	15,686	65,192	285,615	445,100	34,240	6,604	25,587	308,783	375,215
104,174	20,214	38,055	297,862	460,304	78,606	15,686	65,192	305,877	465,362	34,240	6,604	25,587	334,883	401,315
104,174	20,214	38,055	301,436	463,879	78,606	15,686	65,192	309,548	469,033	34,240	6,604	25,587	338,902	405,334
104,174	20,214	38,055	305,053	467,496	78,606	15,686	65,192	313,262	472,747	34,240	6,604	25,587	342,969	409,400
104,174	20,214	38,055	308,714	471,156	78,606	15,686	65,192	317,022	476,506	34,240	6,604	25,587	347,084	413,516
104,174	20,214	38,055	312,418	474,861	78,606	15,686	65,192	320,826	480,311	34,240	6,604	25,587	351,249	417,681
104,174	20,214	38,055	316,168	478,610	78,606	15,686	65,192	324,676	484,161	34,240	6,604	25,587	355,464	421,896
104,174	20,214	38,055	319,962	482,404	78,606	15,686	65,192	328,572	488,057	34,240	6,604	25,587	359,730	426,162
104,174	20,214	38,055	323,801	486,244	78,606	15,686	65,192	332,515	491,999	34,240	6,604	25,587	364,047	430,478
104,174	20,214	38,055	327,687	490,129	78,606	15,686	65,192	336,505	495,990	34,240	6,604	25,587	368,415	434,847
104,174	20,214	38,055	331,619	494,061	78,606	15,686	65,192	340,543	500,028	34,240	6,604	25,587	372,836	439,268
104,174	20,214	38,055	335,598	498,041	78,606	15,686	65,192	344,630	504,114	34,240	6,604	25,587	377,310	443,742
104,174	20,214	38,055	339,626	502,068	78,606	15,686	65,192	348,765	508,250	34,240	6,604	25,587	381,838	448,270
104,174	20,214	38,055	343,701	506,144	78,606	15,686	65,192	352,950	512,435	34,240	6,604	25,587	386,420	452,852
104,174	20,214	38,055	347,825	510,268	78,606	15,686	65,192	357,186	516,670	34,240	6,604	25,587	391,057	457,489
439,562	87,008	288,751	1,833,577	**2,648,898**	372,211	74,451	356,191	1,852,230	**2,655,082**	72,248	13,895	282,034	1,919,910	**2,288,087**

2.3 PLAN DE EXPANSIÓN – DEMANDA BAJA

En comparación con los escenarios anteriores, en este se presenta una disminución en la demanda y la oferta de generación. Esto permite que el sistema pueda operar en condiciones estables considerando los 3 casos de estudio, sin embargo, como se ha visto en los escenarios anteriores, en el escenario de referencia se presentan las mejores condiciones contemplando la adición de un solo refuerzo durante todo periodo del estudio.

Tomando en cuenta las características de este escenario, podemos concluir que la 4LT en un nivel de 230 KV podría mantener las condiciones estables requeridas.

3 PLAN DE EXPANSIÓN PARA TODOS LOS ESCENARIOS

Basado en las conclusiones emitidas respecto al plan de transmisión de los 3 escenarios analizados, se concluye que los proyectos considerados en el caso de referencia son técnica y económicamente favorables en comparación con el caso 1 y 2.

Al implementar el caso de referencia, el sistema de transmisión tendría suficiente capacidad de transporte para garantizar que ante un incremento de la demanda o de la penetración de generación renovable se cumpla con el despacho de mínimo costo, manteniendo los voltajes dentro del margen establecido.

Para cada escenario se determinó el flujo desde occidente en comparación con la demanda concentrada en las provincias de Panamá Oeste, Panamá y Colon pudiera abastecer con la generación ubicada en el occidente del País.

Gráfico 8. 35 Flujos vs Demanda Alta

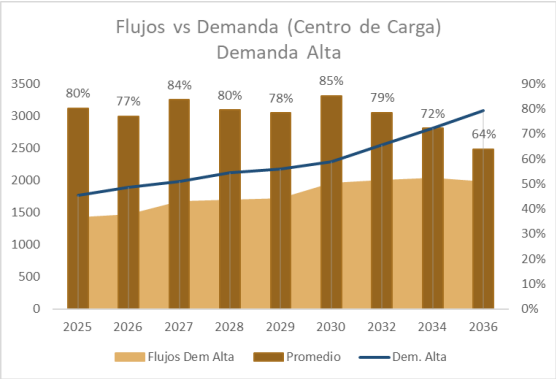


Gráfico 8. 36 Flujos vs Demanda Media

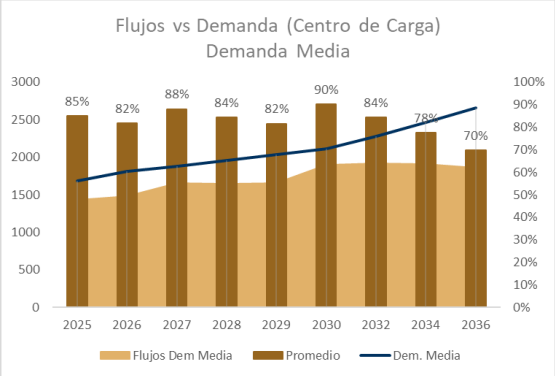
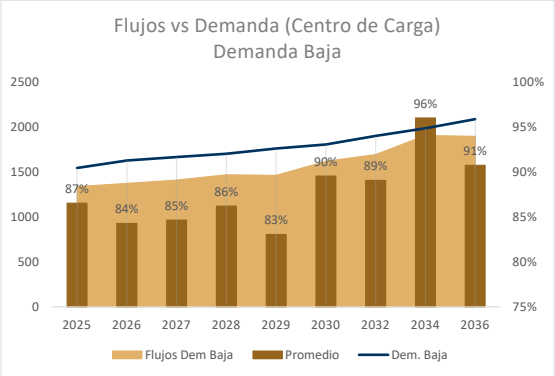


Gráfico 8. 37 Flujos vs Demanda Baja



Como se puede apreciar en los gráficos, para el escenario de demanda alta en promedio el 78% de la demanda en centro de carga es abastecida por fuentes conectadas en el occidente del país, para el escenario de demanda media la cifra sube al 83% y en escenario de demanda mínima a 88%. Cabe destacar que, en su totalidad, la generación conectada en occidente es renovable.

De igual forma, el sistema tendría suficiente reserva reactiva para

soportar todas las contingencias del sistema ante altos flujos desde occidente.

De igual forma, para el periodo de largo plazo se tendría suficiente margen de operación para realizar todas las maniobras de mantenimiento al sistema de transmisión sin incurrir en incumplimientos o generación obligada.

Aunque por reglamentación no se requiere el sistema sería capaz de soportar algunas contingencias dobles (N-2) del Sistema.

4 ANÁLISIS DE ATRASO DE LA SEGUNDA FASE DE CUARTA LÍNEA DE TRANSMISIÓN

En este punto se analizarán los efectos de retrasar 1 ,2 y 5 años la entrada en operación de la segunda fase del proyecto 4LT.

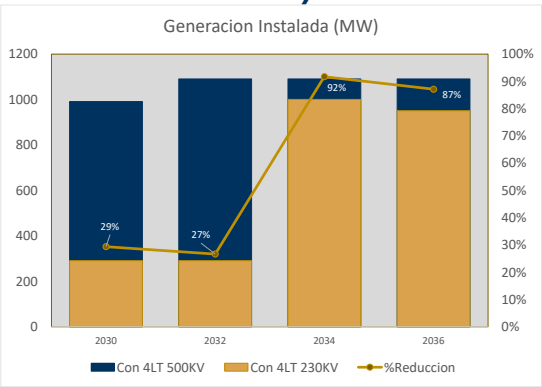
El análisis consiste en determinar si bajo estas condiciones el sistema permite el cumplimiento del plan de generación del escenario de demanda media, por lo que se determinará si es necesario limitar el ingreso de esta nueva generación.

Sin duda, los análisis previos demuestran que tanto técnica como económicamente es favorable para el sistema que la línea ingrese en el año 2025 y luego se eleve el voltaje de operación a 500kV a partir del 2030.

A continuación, se muestra la cantidad de potencia que no podría ingresar el sistema si se considera el retraso de la entrada en operación de la primera fase del proyecto 4LT.

El Gráfico 8. 38 muestra que el retraso de 1 o 2 años en la entrada en operación de la fase 2 del proyecto 4LT operando en 500 KV, representa una disminución de 291MW de la potencia a instalar según el Plan de Generación, esto afectaría la entrada de proyectos como Changuinola II y la CH Burica.

Gráfico 8. 38 Generación Instalada Con y Sin 4LT en 500 KV (2030-2036)



Al retrasarla 5 años, el monto aumenta a 1000MW lo que representa el 92% de la potencia nueva que se considera en el Plan de Generación desde el periodo lluvioso del 2025, dicho esto se afectarían proyectos cuya fecha de entrada en operación sería el año 2025.

Tabla 8. 35 Diferencia de Costos (Miles $)

	Atraso	Dif (K$)
Caso Referencia	1 año	-30,347
	2 años	-44,533
	5 años	-63,486

Tal como se aprecia en la Tabla 8. 35, el retraso de la fase 2 de la 4LT representaría mayores costos para el Sistema, dado que ante dicho atraso se requeriría realizar inversiones adicionales, aumentarían las pérdidas y el costo operativo del sistema, a continuación, se muestra el flujo de costos para cada caso.

Tabla 8. 36 Flujos de Costos, Atraso de la 4LT operando en 500 KV (Miles $)

	Caso de Referencia					Atraso de 1 año					Atraso de 2 años					Atraso de 5 años				
AÑO	Total Inversión	OyM	Pérdidas	Costo Operativo	Costo Total	Total Inversión	OyM	Pérdidas	Costo Operativo	Costo Total	Total Inversión	OyM	Pérdidas	Costo Operativo	Costo Total	Total Inversión	OyM	Pérdidas	Costo Operativo	Costo Total
2022	0	0	39,318	167,681	206,999	0	0	39,318	168,950	208,268	0	0	39,318	168,950	208,268	0	0	39,318	168,950	208,268
2023	0	0	51,579	229,876	281,456	0	0	51,579	230,350	281,929	0	0	51,579	230,350	281,929	0	0	51,579	230,350	281,929
2024	0	0	53,088	350,026	403,115	0	0	53,088	351,502	404,590	0	0	53,088	351,502	404,590	0	0	53,088	351,502	404,590
2025	0	0	26,357	263,685	290,042	0	0	26,357	264,069	290,426	0	0	26,357	264,069	290,426	0	0	26,357	264,069	290,426
2026	72,371	14,498	27,430	255,582	369,880	72,371	14,498	27,430	255,701	369,999	72,371	14,498	27,430	255,701	369,999	72,371	14,498	27,430	255,701	369,999
2027	72,371	14,498	33,636	285,594	406,098	72,371	14,498	33,636	284,895	405,400	72,371	14,498	33,636	284,895	405,400	72,371	14,498	33,636	284,895	405,400
2028	78,606	15,686	40,457	343,774	478,524	78,606	15,686	40,457	342,453	477,203	78,606	15,686	40,457	342,453	477,203	78,606	15,686	40,457	342,453	477,203
2029	78,606	15,686	41,898	367,327	503,517	78,606	15,686	41,898	365,601	501,792	78,606	15,686	41,898	365,601	501,792	78,606	15,686	41,898	365,601	501,792
2030	78,606	15,686	29,239	306,319	429,851	78,606	15,686	49,720	330,887	474,899	78,606	15,686	49,720	330,887	474,899	78,606	15,686	49,720	330,887	474,899
2031	103,396	20,652	33,121	343,250	500,419	85,129	16,929	33,121	381,008	516,186	85,129	16,929	56,319	381,008	539,385	85,129	16,929	56,319	381,008	539,385
2032	103,396	20,652	31,560	413,925	569,533	108,266	21,564	31,560	413,925	575,315	85,129	16,929	52,077	444,543	598,678	85,129	16,929	52,077	444,543	598,678
2033	103,396	20,652	35,251	459,196	618,496	109,919	21,895	35,251	459,196	626,262	109,919	21,895	35,251	459,196	626,262	85,129	16,929	58,168	504,424	664,649
2034	103,396	20,652	35,544	512,813	672,405	109,919	21,895	35,544	512,813	680,171	109,919	21,895	35,544	512,813	680,171	85,129	16,929	59,197	554,969	716,224
2035	105,835	21,117	36,376	525,620	688,949	112,358	22,360	36,376	525,620	696,714	112,358	22,360	36,376	525,620	696,714	112,798	22,444	36,376	525,620	697,238
2036	113,289	22,551	37,370	598,450	771,660	113,758	22,640	37,370	598,450	772,219	113,758	22,640	37,370	598,450	772,219	114,198	22,724	37,370	598,450	772,743
2037	113,289	22,551	37,370	685,107	858,317	113,758	22,640	37,370	685,107	858,876	113,758	22,640	37,370	685,107	858,876	114,198	22,724	37,370	685,107	859,400
2038	113,289	22,551	37,370	693,329	866,538	113,758	22,640	37,370	693,329	867,097	113,758	22,640	37,370	693,329	867,097	114,198	22,724	37,370	693,329	867,621
2039	113,289	22,551	37,370	701,649	874,858	113,758	22,640	37,370	701,649	875,417	113,758	22,640	37,370	701,649	875,417	114,198	22,724	37,370	701,649	875,941
2040	113,289	22,551	37,370	710,068	883,278	113,758	22,640	37,370	710,068	883,837	113,758	22,640	37,370	710,068	883,837	114,198	22,724	37,370	710,068	884,361
2041	113,289	22,551	37,370	718,589	891,799	113,758	22,640	37,370	718,589	892,358	113,758	22,640	37,370	718,589	892,358	114,198	22,724	37,370	718,589	892,882
2042	113,289	22,551	37,370	727,212	900,422	113,758	22,640	37,370	727,212	900,981	113,758	22,640	37,370	727,212	900,981	114,198	22,724	37,370	727,212	901,505
2043	113,289	22,551	37,370	735,939	909,149	113,758	22,640	37,370	735,939	909,707	113,758	22,640	37,370	735,939	909,707	114,198	22,724	37,370	735,939	910,231
2044	113,289	22,551	37,370	744,770	917,980	113,758	22,640	37,370	744,770	918,539	113,758	22,640	37,370	744,770	918,539	114,198	22,724	37,370	744,770	919,062
2045	113,289	22,551	37,370	753,707	926,917	113,758	22,640	37,370	753,707	927,476	113,758	22,640	37,370	753,707	927,476	114,198	22,724	37,370	753,707	928,000
2046	113,289	22,551	37,370	762,752	935,962	113,758	22,640	37,370	762,752	936,520	113,758	22,640	37,370	762,752	936,520	114,198	22,724	37,370	762,752	937,044
2047	113,289	22,551	37,370	771,905	945,115	113,758	22,640	37,370	771,905	945,673	113,758	22,640	37,370	771,905	945,673	114,198	22,724	37,370	771,905	946,197
2048	113,289	22,551	37,370	781,168	954,377	113,758	22,640	37,370	781,168	954,936	113,758	22,640	37,370	781,168	954,936	114,198	22,724	37,370	781,168	955,460
2049	113,289	22,551	37,370	790,542	963,751	113,758	22,640	37,370	790,542	964,310	113,758	22,640	37,370	790,542	964,310	114,198	22,724	37,370	790,542	964,834
2050	113,289	22,551	37,370	800,028	973,238	113,758	22,640	37,370	800,028	973,797	113,758	22,640	37,370	800,028	973,797	114,198	22,724	37,370	800,028	974,321
total	466,171	93,028	305,588	3,014,219	**3,879,006**	466,847	93,074	312,973	3,036,458	**3,909,353**	460,196	91,742	326,341	3,045,260	**3,923,539**	448,855	89,463	337,643	3,066,530	**3,942,492**

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

PESIN

2022

CAPÍTULO 9

PLAN DE EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 9
PLAN DE EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO

Los proyectos propuestos a instalarse como parte del Sistema Principal de Transmisión para el periodo de largo plazo, 2026 – 2032, fueron determinados a partir de los análisis del sistema para los años 2026 a 2032, de manera que se cumpliera con los criterios establecidos en la reglamentación vigente. Estos proyectos se revisarán en los planes de expansión posteriores. Los proyectos identificados par el largo plazo son los siguientes:

1. STATCOM en S/E Panamá 3 +/- 240 MVAR

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

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

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

Costo: B/. 48,905,000
Entrada en Operación: 31/10/2027

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

Con la entrada en operación de la Cuarta LT elevada a 500 KV, será necesario aumentar la capacidad de las líneas Guasquitas - Fortuna y Fortuna - Cañazas – Chiriquí Grande. Esto es debido a que por la baja impedancia que presenta la LT en 500 KV, gran parte de la potencia generada en la red de 230 KV (centrales Fortuna, Está, etc.) circula hacia la S/E Chiriquí Grande, lo que ocasiona sobrecarga en estas líneas.

Este proyecto consiste en reemplazar del conductor de estas líneas para así aumentar la capacidad de estas. La línea Guasquitas – Fortuna tiene conductor 1200 ACAR (307/374 MVA) mientras que de Fortuna hacia Chiriquí Grande conductor 750 ACAR (279/505 MVA). Estos conductores se reemplazarán por conductor HTLS 714 Dove ACCC, aumentando la

capacidad de estas líneas a 611/648 MVA por circuito.

Es importante que este aumento de capacidad este en operación antes de la energización de la Cuarta LT a 500 KV, para evitar las sobrecargas en las mismas.

Costo: 13,625,000
Entrada en Operación: 31/12 /2029

3. Energización de la Cuarta LT a 500 KV

Debido al aumento de generación renovable en el sector occidental del país, de acuerdo con el Plan Indicativo de Generación 2022, será necesario energizar la Cuarta LT a 500 KV, para lo cual se requerirá la construcción de las dos subestaciones elevadoras Chiriquí Grande 500/230 KV y Panamá 3 500/230 KV.

De acuerdo con los análisis realizados de Largo Plazo, presentados en el capítulo anterior de este Plan, esto será necesario para el año 2030.

Costo: B/. 190,289,000
Entrada en Operación: 31/12/2029

PESIN

2022

CAPÍTULO 10

INTERCONEXIONES REGIONALES

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 10
INTERCONEXIONES REGIONALES

METODOLOGÍA PARA INTERCAMBIOS REGIONALES

LARGO PLAZO

Para el análisis de intercambios, partimos de los casos de referencia del escenario de Demanda Media estudiados en el capítulo de Análisis de Largo Plazo. A continuación, se muestra la secuencia seguida para realizar las importaciones y exportaciones de energía con Costa Rica.

IMPORTACIONES

- Siguiendo el Orden de Mérito, se disminuye la generación despachada en el Sistema de Panamá.
- Se aumenta o se incluye Generación en el Sistema de Costa Rica, con el fin de enviarla hacia Panamá
- Se hace uso de todo el refuerzo reactivo disponible para hacer posible la importación del flujo
- Se verifica que el sistema mantenga condiciones estables.

EXPORTACIONES

- Siguiendo el Orden de Mérito, se aumenta o se incluye generación en el Sistema de Panamá.
- En Costa Rica, se disminuye la generación despachada, con el fin de recibirla desde Panamá.
- Se hace uso del refuerzo reactivo disponible.
- Se verifica que el sistema mantenga condiciones estables.

RESULTADOS

Siguiendo la metodología anterior, se realizaron las importaciones y exportaciones para todo el plazo de estudio. En la Tabla 10. se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 10. 1: Importaciones y Exportaciones con Costa Rica

	MW								
	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2032	2034	2036
Importación	82.90	85.20	110.80	121.30	63.80	92.70	111.00	0.00	29.80
Exportación	478.50	506.20	502.40	512.80	520.40	528.20	530.80	508.70	528.50

Como se observa en la Tabla 10. , los montos de importación y exportación varían entre año y año. Los montos de importación no superan los 111 MW durante todo el plazo de estudio, por el contrario, las exportaciones van en aumento cada año y alcanzan montos hasta 530 MW. A continuación, se muestran los factores que limitan la importación y exportación de Flujos con Costa Rica:

IMPORTACIONES
PAN ← CR

FALTA DE RESERVA REACTIVA

Del año 2025 al 2029, debido a la contingencia de las Líneas de CHG230 a PAN3 230

A partir del año 2030, debido a la contingencia de la Cuarta Línea de Transmisión

EXPORTACIONES
PAN → CR

SOBRECARGA

Se sobrecargan las líneas de la Frontera entre Panamá y Costa Rica:

FRONTCHA 230 – CAH 230
FRONTPRO 230 – RCL230

(De Changuinola a Cahuitas y de Progreso a Río Claro)

En cuanto a la Importaciones, al disminuir la Generación Despachada, disminuye el reactivo que estas Generadoras aportan al sistema restándole soporte. Debido a esto, no es posible importar grandes montos de flujo ya que compromete la estabilidad del sistema.

Al momento de exportar, se despacha más generación que generalmente es térmica. Como este tipo de generación representa un gran aporte de reactivo al sistema, esto no representa una limitante como en el caso de las Importaciones; sin embargo, al momento de exportar grandes montos de flujo, ocasiona que las líneas que transportan dicho flujo se sobrecarguen

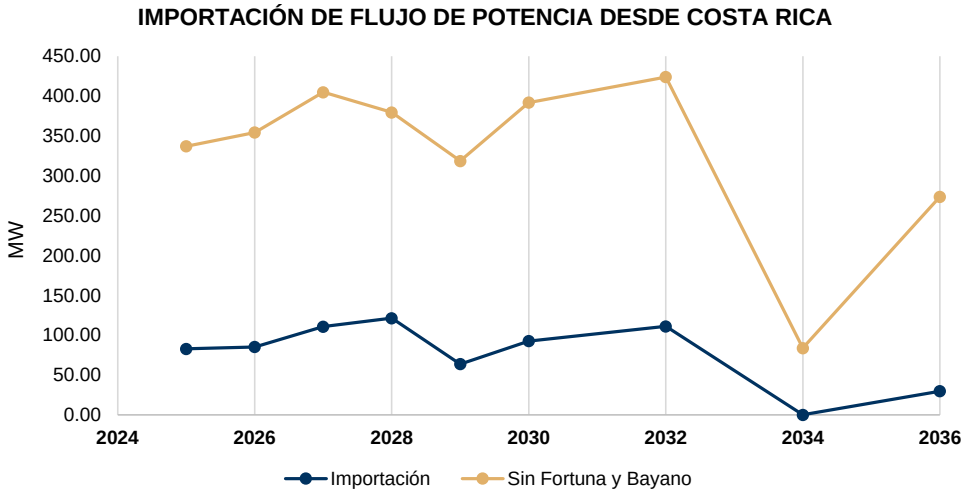
ANÁLISIS DESPLAZANDO FORTUNA Y BAYANO

Tomando en cuenta que el costo de generación de las Centrales Hidroeléctricas Fortuna y Bayano es mayor que el que conlleva importar el flujo desde Costa Rica, se propone un análisis extra en donde se evalúa cuánto flujo sería posible importar en caso de no considerar dichas centrales.

En el Gráfico 10. 1 que se muestra a continuación se puede observar que se logra aumentar considerablemente

los montos de flujos de importación. En promedio, se logran importar 273.41 MW más que en el caso en donde se encuentran Fortuna y Bayano dentro del despacho.

Gráfico 10. 1 Importación Máxima



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

PESIN

2022

CAPÍTULO 11

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 11

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES

Tabla 11. 1 Plan de Expansión del Sistema de Comunicaciones

No.	DESCRIPCIÓN	hasta 2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL	Nueva Fecha Plan 2022
43	**PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES**	**132**	**2,361**	**2,057**	**401**	**110**	**48**	**0**	**0**	**0**	**0**	**5,109**	
44	AMPLIACION DE COBERTURA DE RADIO TRONCALES LT 230-20y30			250								**250**	12/31/2023
45	EQUIP. Y DISPOSITIVOS DE COMUNIC. INTEGRACION NUEVOS AGENTES		50									**50**	12/31/2022
46	IMPLEMENTACION DE ENLACES OPTICOS - FIBRA OPTICA VALBUENA		45									**45**	12/31/2022
47	REPOSICION BANCOS DE BATERIAS DE COMUNICACIONES		53	38	70	110	48					**319**	2022-2026
48	REPOSICION DE AIRES ACONDICIONADOS		126									**126**	12/31/2022
49	REPOSICION DE RECTIFICADORES	132		132								**264**	12/31/2023
50	REPOSICION DE TORRES DE COMUNICACIONES		131	131	131							**393**	12/31/2024
51	REPOSICION ENLACES MICROONDAS DE LA COLUMNA VERTEBRAL		306	306								**612**	12/31/2023
52	REPOSICION EQUIPOS DE PRUEBA Y NED. RED DE TELECOMUNICACIONES		150	200	200							**550**	12/31/2024
53	REPOSICION SISTEMA DE RADIO COMUNICACION DIGITAL ASTRO-25		1,500	1,000								**2,500**	12/31/2023

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

Objetivo

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.

Antecedentes

Inicialmente la cobertura de esa área era solo por el sitio de Repetición ubicado en la cima del Volcán Barú, pero por las características del terreno la cobertura era muy deficiente, luego se instaló un nuevo sitio en el área de Palo Seco, lo que mejoró significativamente la cobertura; con este otro sitio en el área de Ojo de Agua, se espera tener una cobertura con menos sombras en la mayor parte de la línea.

Historial de Mantenimiento

Como parte de un programa de administración eficiente de los sistemas de comunicación, la Dirección de Operación y Mantenimiento, dentro de su Plan de Mantenimiento Anual (PMA) contempla un mantenimiento exhaustivo a estos sistemas. Dicho mantenimiento, tiene como objetivo asegurar la vida útil del sistema de radio comunicación, a través de mantenimientos preventivos que consisten en limpieza de las repetidoras, verificación de ajustes de potencia y frecuencia, reemplazos de módulos, alineación de equipos pasivos y todos los ajustes del equipo bajo estándares dados por el fabricante que aseguren niveles de señal adecuada y de calidad.

Fallas

Desde la instalación del Sistema de Radio Comunicación Digital ASTRO 25, no se han presentado fallas graves en el mismo, salvo periodos de comunicación en “site trunking” (pérdida de la cobertura de área amplia), debido a caídas momentáneas de los enlaces que comunican con el Sitio Maestro o problema con algún hardware tales como switches o routers; pero los mismos han sido reemplazados

Problema

Se requiere mejorar la cobertura en la Provincia de Bocas del Toro, sobre el área geográfica de la Línea 230-30/20 de tal manera que se asegure una buena comunicación entre el personal de Campo y el Centro Nacional de Despacho; con ello se asegura la integridad del personal al momento de realizar sus labores diarias.

Propuesta

Salvaguardar la operatividad y mantenimiento del Sistema Integrado Nacional (SIN) mediante el Sistema de Radio Comunicación Digital Troncalizado P25, conforme a las acciones de operación y mantenimiento del sistema eléctrico en las líneas de transmisión en la Provincia de Bocas del Toro.
Instalación de un nuevo Sitio de Repetición para el Sistema de Radio Comunicación Troncal Digital P25 de ETESA en el área de Ojo de Agua, provincia de Bocas del Toro.

Justificación Técnica

Lo accidentada de 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), propiciando 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 area para 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).

Inversión

Costo: B/. 250,000
Entrada en Operación: 31/12/2023

2. REPOCISIÓN DE ENLACES DE MICROONDAS DE LA COLUMA VERTEBRAL

Resumen Ejecutivo

Reposición d los enlaces microondas en la Columna Vertebral de Comunicaciones, mismos que son indispensables como medio alterno de los canales de comunicación existentes; estos enlaces son medio preciso 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

Antecedentes

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.

Historial de mantenimiento

Como parte de un programa de administración eficiente de los sistemas de comunicación, la Dirección de Operación y Mantenimiento, dentro de su Plan de Mantenimiento Anual (PMA) contempla un mantenimiento exhaustivo a estos sistemas. Dicho mantenimiento, tiene como objetivo asegurar la vida útil de estos enlaces a través de mantenimientos preventivos que consisten en

limpieza de los transmisores, receptores, fuentes de alimentación, conexiones de tierra y verificación de ajustes como frecuencia oscilante, potencia de salida, voltajes de fuentes y realineamientos de líneas de vista.

Fallas

Desde la instalación de esos enlaces no se han presentado fallas graves, han fallado transmisores y/o receptores, pero como son redundantes no se ha caído el servicio, dando la oportunidad de ser reemplazados sin afectar el sistema.
Con la reposición de estos enlaces, se evita caer en la utilización de equipos sin soporte técnico de fábrica, tanto en software como hardware y de esta forma garantizar la operación del sistema.

Problema

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

Propuestas

Reponer los enlaces de microondas de la columna vertebral de Comunicaciones con más de 10 años desde su entrada en operación y que ya han llegado al final de su vida útil y no cuentan con repuestos y/o han sido descontinuado.

La reposición de los Enlaces de Microondas de:

Tabla 11. 2 Enlaces de Microondas

ENLACES
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 Jesus
Cerro de Jesus-Cerro Chimenea
Cerro Chimenea-Subestación Fortuna

Alternativas de Reposición

Por la edad de estos equipos es recomendable reponerlos por enlaces nuevos y de mejor tecnología y capacidades de transmisión de datos.

Propuesta de Reposición

Con esta reposición se asegura la dualidad en medios de comunicación, fibra óptica como primer medio y microondas como segundo, esto asegura una comunicación fiable de los canales de comunicación que contribuyen a la segura operación del Sistema Interconectado Nacional.

Inversión

Costo: B/. 612,000
Entrada en Operación: 31/12/2023

3. REPOSICIÓN DE AIRES ACONDICIONADOS

Resumen Ejecutivo

Reposición de unidades de Aire Acondicionados 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 temperaturas podría causar daño a los equipos instalados y una pérdida de comunicación, entre los Agentes de Mercado Eléctrico hacia el Centro Nacional de Despacho.

Antecedentes

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

Historial de mantenimiento

Estos aires acondicionados reciben un mantenimiento cada 2 meses desde su instalación, debido a que estos equipos funcionan 24 horas al día.

Fallas

Las fallas en estos equipos 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 mandan alarmas y errores en los datos, traduciéndose en pérdidas de información para el CND.

Problema

Las unidades de aire acondicionado instalado en las casetas de comunicaciones de la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A., sirven para mantener una temperatura de enfriamiento adecuada a 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 interna de la unidad de aire acondicionado.

Propuestas

Reponer los aires Acondicionados de Ventana con más de 5 años de los siguientes sitios:

Tabla 11. 3 Sitios a reponer 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	Veraguas	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

Alternativas de Reposición

Por la edad de estos equipos es recomendable reponerlos por unidades nuevas y de mejor tecnología para el ahorro de energía.

Propuesta de Reposición

Por la operación continua de las unidades de aire acondicionado (7 x 24 x 365), para mantener en un ambiente adecuado los equipos instalados es necesaria la reposición de estas unidades de aire acondicionado, por unidades que cumplan con los requerimientos de eficiencia de energía, robustas en funcionamiento y mantenimiento.

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

Costo: B/. 126,000
Entrada en Operación: 31/12/2022

4. REPOSICIÓN DE TORRES DE COMUNICACIÓN

Resumen Ejecutivo

Reposición de torre 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, ya que estos puntos, son 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 puesto que de lo contrario los enlaces podrían sufrir una pérdida de comunicación entre las zonas y el CND; así como la perdidas de las tele- protecciones de los diferentes circuitos eléctricos de 230 kV que componen la RED de ETESA en estas áreas.

Antecedentes

Las torres auto soportadas de 18 metros de la marca Leblanc fueron concebidas inicialmente en el año 1995, para que en su estructuras 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 y 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 zonas 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 lo cual origina una condición insegura de operación del sistema eléctrico a nivel nacional.

Historial de mantenimiento

El mantenimiento de estas torres se realiza cuando se amerite, en los primeros meses de verano; se le cambian pernos y herrajes oxidados y se le aplica anticorrosivo de ser necesario.

Fallas

Estas torres no han fallado, más ponen en riesgo la confiabilidad del sistema, ya que, no fueron diseñadas para soportar las cargas a las que se les está sometiendo producto de las nuevas antenas que instalaron.

Problema

El problema se centra 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

Propuestas

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

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

Objetivos Específicos

El proyecto consiste en reemplazar las torres de los sitios de Cerro Chimenea, Cerro Canajagua y Cerro Jefe.

Alternativas de Reposición

Reemplazar estas torres es la mejor alternativa, ya que, el problema es por el diseño y hacerle modificaciones a la estructura pondría en riesgo tanto la vida del personal que labora en campo como la confiabilidad el sistema.

Propuesta de Reposición

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 tienen que ser diseñadas para capacidades de viento superiores a los 200 km/hr.

Inversión

Costo: B/. 393,000
Entrada en Operación: 31/12/2024

5. REPOSICIÓN DE RECTIFICADORES

Resumen Ejecutivo

Este proyecto contempla el reemplazo 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 lo sistema 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

Antecedentes

Estos 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 a la vez que los protegen de sobre voltajes e irregularidades en las líneas de distribución.

Historial de mantenimiento

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

Fallas

La falla en estos equipos se debe principalmente a daños de algún dispositivo electrónico, por lo que no se cambia solo el elemento, sino todo el módulo por ser circuitos integrados.

Problema

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.

Propuestas

Reemplazar escalonadamente los rectificadores de voltaje de los sitios de comunicaciones, iniciando con aquellos que tienen más tiempo y estén descontinuados.

Tabla 11. 4 Rectificadores a Reponer

Ubicación (sitio)	Placa	Marca	Valor Nuevo Original	Valor Neto a la Fecha de Reposición
Cerro jefe	8805	ARGUS	5258.61	0
S/E LLANO SANCHEZ 1	10729; 10730	ARGUS	5258.61	0
CERRO STA RITA	6492; 6491	STATICOM LTD	35057.41	0
S/E MATA DE NANCE	10411; 10412	ARGUS	5258.61	0
OFICINAS DE LLANO SANCHEZ	10710	ARGUS	5258.61	0
S/E PROGRESO	10465;10466	ARGUS	5258.61	0
GENERADORA FORTUNA	10434	ARGUS	5258.61	0
GENERADORA LA ESTRELLA	8501	ARGUS	5258.61	0
OFICINAS DE VALBUENA	14432	STATICOM LTD	35057.41	0
GENERADORA BAYANO	8758; 8759	STATICOM LTD	35057.41	0
CERRO PEÑON	8833; 8834	STATICOM LTD	35057.41	0
CERRO MENA	10645;10646	STATICOM LTD	35057.41	0
CERRO ALTO IBALA	10770; 10771	STATICOM LTD	35057.41	0
CERRO CANAJAGUA	10798;10799	STATICOM LTD	35057.41	0
CERRO TABOGA	10688; 10689	STATICOM LTD	35057.41	0
LOS POLLOS	10664;10665	STATICOM LTD	35057.41	0
CERRO JESÚS	10545	STATICOM LTD	35057.41	0
CERRO TOLÉ	10582;10583	STATICOM LTD	35057.41	0
CERRO CHIMENEA	8623;8624	STATICOM LTD	35057.41	0
S/E STA RITA	14596; 14600	STATICOM LTD	35057.41	0
S/E CALDERA	10440; 10447	EDISON	3505.75	0
GENERADORA LOS VALLES	8556	ARGUS	5258.61	0
VOLCÁN BARÚ	10600;10601	PCP	8764.36	0

Alternativas de Reposición

La alternativa que se tiene es el reemplazo de los rectificadores de voltaje, no existe posibilidad de mantenimiento mayor en este tipo de equipos.

Propuesta de Reposición

Los rectificadores que actualmente se utilizan se describen a continuación son los que ya han sobrepasado su vida útil y no cuentan con repuestos de fábrica, estos proveen alimentación de voltaje D.C a los equipos de comunicación.

Marca: MAC GRAW EDISON

Modelo : 1EBC -48 – 30 - M
Ac input : 120 VAC DC OUTPUT: 48 VDC
Amperaje : AC INPUT : 30 Amp DC OUTPUT: 30 Amp
Año : 1994
Instalado en : S/E Caldera

Marca: PCP (POWER CONVERSION PRODUCTS INC 9)

Modelo : FD – 48 – 50 AC INPUT : 208/240 VAC DC OUTPUT : 48 Amp
Amperaje : AC INPUT : 14.5/12.6 Amp DC OUTPUT : 50 Amp
Año : 1994
Instalado en : Oficinas de Valbuena
Modelo : ART48AC12E ; Modelo : GRF48S12 (GNB)
AC INPUT : 240 VAC AC INPUT : 120 VAC DC OUTPUT : 52.8 VDC DC OUTPUT : 48 VDC
Amperaje : AC OUTPUT : 12 Amp Amperaje : 12 Amp
Año : 1994
Instalado en: S/E PROGRESO; BAHIA LAS MINAS CONTROL 4.

Marca: C & D

Modelo : ART48AC12E ; Modelo : GRF48S12 (GNB)

AC INPUT : 240 VAC AC INPUT : 120 VAC DC OUTPUT : 52.8 VDC DC OUTPUT : 48 VDC
Amperaje : AC OUTPUT : 12 Amp Amperaje : 12 Amp
Año : 1994
Instalado en: S/E PROGRESO; BAHIA LAS MINAS CONTROL 4.

Características de los rectificadores nuevos:

Características de entrada

- Margen de voltaje 208 a 240 VAC
- Margen de frecuencia 50/60 Hz
- Factor de potencia >0.90(0-100% Carga)

Características de salida
- Margen de voltaje 42 a 60 VDC
- Corriente máxima de salida 110% valor nominal
- Eficiencia >82% (con 50-100% Carga)
- Regulación En voltaje de FLOAT En voltaje de EQUAL
  -Estática < 0.02% línea y carga
  -Dinámica ±5% desviación para cambio de carga de 50 a 100%
- Tiempo de respuesta 500ms a 0.1% de salida
- Ecualización Local mediante interruptor

Ruido de salida
-Banda de voz < 22 dBRNC
-Banda Ancha <25/1.2mV rms 1/3 Ø
-Acústico < 65dBA a 1 mt.

Emisiones y radiaciones
-EMI Cumple con FCC clase B

Indicadores y controles
-Pantalla led de 7 segmentos
-Controles Push Swtich Float/Equal Volt AC Normal/Fail LED indicator Volt + Amp Meter
General Fail LED & contact indicator
-Indicadores LED Falla de módulo Estado de módulo

Contactos de alarmas Falla individual de módulo
Falla de AC Falla de DC

Inversión

Costo: B/. 264,000
Entrada en Operación: 31/12/2023

6. REPOSICIÓN DE BANCOS DE BATERÍAS DE COMUNICACIONES

Resumen Ejecutivo

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 los mismo y por consiguiente pérdida de comunicación, entre las Subestaciones y Agentes de Mercado Eléctrico hacia el Centro Nacional de Despacho.

Antecedentes

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.

Historial de mantenimiento

Estos bancos de baterías forman parte del plan de mantenimiento anual (PMA), se programa una visita técnica, en la cual se verifican sus voltajes por celda y voltaje total. Se da mantenimiento preventivo a conexiones y se ajusta el voltaje de flotación y/o igualación, en caso de ser requerido.

Fallas

Se desea evitar pérdida de alimentación de los equipos de comunicaciones ante una falla en la red eléctrica comercial que repercuta en la pérdida de los canales de comunicaciones de voz y datos desde y hacia el CND. La no reposición de los bancos de baterías podría comprometer la seguridad del SIN y/o SER al no poder el CND controlar el sistema.

Problema

Esta reposición se realizará con la finalidad de evitar la falla de estos y de esta manera garantizar la continuidad del servicio de comunicaciones 24/7. El proyecto se contempla realizar en 5 etapas iniciando en 2020 y finalizando en 2024, de esta manera se garantiza el reemplazo de los bancos que en esas fechas hayan finalizado su vida útil. Para los bancos de baterías, 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.

En caso de suscitarse un apagón nacional es cuando más se requiere de las comunicaciones y para esto es primordial tener en buen estado los bancos de baterías que alimentan los equipos de comunicaciones.

Propuestas

Reponer los bancos de baterías de todos los Sitios de Comunicaciones y Subestaciones que hayan llegado y/o estén próximos a llegar al fin de su vida útil.

Reponer los bancos de baterías 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.

Tabla 11. 5 Bancos de Baterias a Reponer

AÑOS				
2020	2021	2022	2023	2024
CERRO MENA	SE CHARCO AZUL	BLM1 - CICLO	CERRO JEFE	JUAN DIAZ
SATA RITA SERTV	SE FORTUNA	SE CACERES	SE EL COCO	PLANTA DE BAYANO
CERRO JESUS	SE LLANO SANCHES I	CERRO TABOGA	CERRO CHIMENEA	SE PANAMA II
SE BOQUERON	CND	CERRO ALTO IBALA	SE CALDERA	SE SANTA RITA
SE CAÑAZAS		LOS POLLOS	SE CHANGUINOLA	SE LLANO SANCHEZ II - #2
SE SAN BARTOLO		SE CHORRERA	SE GUASQUITAS	MALEK
			SE MATA DE NANCE	
			SE VELADERO - #1	
			CERRO TOLE	
			VALBUENA	

Propuesta de Reposición

Con esta reposición se asegura la operación del Sistema de Comunicaciones de ETESA por Microondas y Fibra Óptica y con ello la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y Sistema Eléctrico Regional (SER) ya que se asegura evitar fallas en la comunicación por falta de fluido eléctrico por fallas en la Red Eléctrica Comercial.

Inversión

Costo: B/. 319,000
Entrada en Operación: 2022 - 2026

7. REPOSICIÓN DEL SITIO MAESTRO DEL SISTEMA DE RADIOCOMUNICACIÓN DIGITAL ASTRO 25

Resumen Ejecutivo

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, 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.

Antecedentes

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. Éstos dos sistemas de radio fueron reemplazados en su totalidad, por un 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.

Historial de mantenimiento

Como parte de un programa de administración eficiente de los sistemas de comunicación, la Gerencia de Operación y Mantenimiento, dentro de su Plan de Mantenimiento Anual (PMA) contempla un mantenimiento exhaustivo a este sistema dos veces por año. Dicho mantenimiento, tiene como objetivo asegurar la vida útil del sistema de radio comunicación, a través de mantenimientos preventivos que consisten en backup (respaldos) de bases de datos, reemplazos de módulos, alineación de equipos pasivos y ajustes de equipos bajo estándares dados por el fabricante que aseguren niveles de señal adecuada y de calidad.

Fallas

Desde la instalación del sistema de radio comunicación digital ASTRO 25, no se han presentado fallas en el mismo, salvo periodos de comunicación en “site trunking” (pérdida de la cobertura de área amplia), debido a caídas momentáneas de los enlaces microondas, que comunican cada sitio repetidor con el sitio maestro.

Problema

Este sistema fue instalado en el año 2010, la fábrica ha notificado la salida dentro del plan de soporte técnico de esta versión del sistema ASTRO 25 (**ARC-4000 ASTRO-25 1.1)**, los mismos recomiendan la reposición del Sitio Maestro; con la reposición del sitio maestro, será transparente para los sitios repetidores y actuales suscriptores (usuarios), la implementación del nuevo sistema.

Propuestas

Salvaguardar la operatividad y mantenimiento del Sistema Integrado Nacional mediante el sistema de radio comunicación, conforme a las acciones de operación y mantenimiento del sistema eléctrico de la República de Panamá.

Reposición del Sitio Maestro del Sistema de Radio Comunicación Digital ASTRO 25 de ETESA, que en la actualidad consta de doce (12) sitios de repetición y capacidad de hasta dos mil quinientos (2500) usuarios, a una versión actualizada del sistema con capacidad de veinticuatro sitios de repetición y hasta diez mil (10000) usuarios.

Propuesta de Reposición

El sistema de radio comunicación **ARC-4000 ASTRO-25 1.1** instalado actualmente en ETESA contempla lo siguiente:

Controlador de Zona ARC-4000.

- Capacidad para una zona a nivel nacional con un (1) Sitio Maestro (CND) y doce (12) sitios repetidores: Cerro Jefe, Cerro Peñón, Santa Rita, Buenos Aires, Cerro Mena, Cerro Taboga, Alto Ibala, Cerro Canajagua, Tolé, Volcán Barú, Palo Seco y Ojo de Agua.
- Cada sitio repetidor tiene tres canales uno de control y dos de voz. Frecuencia de operación y espaciamiento entre canal: Banda de 800 MHz y 12.5 KHz.
- ETESA cuenta actualmente con la cantidad de 440 usuarios del sistema, es decir que solo contamos con capacidad para 60 nuevos usuarios.

La adquisición e instalación de este sistema contemplara 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, quedando inoperante la funcionalidad del sistema radio comunicación, el cual es la vía de comunicación primaria para operar, mantener y restablecer el Sistema Eléctrico Nacional.

Inversión

Costo: B/. 2,500,000
Entrada en Operación: 31/12/2023

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

Resumen Ejecutivo

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, para garantizar 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).

Antecedentes

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.

Historial de mantenimiento

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.

Fallas

Debido a lo antiguo de los equipos de mediciones y pruebas, muchos de ellos ya no están en funcionamiento o funcionan de manera deficiente, por lo que esto provoca tiempos de respuesta altos y/o diagnósticos equivocados.

Problema

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.

Propuestas

Reponer los equipos de pruebas y medición que se utilizan para el mantenimiento de la Red de Comunicaciones de ETESA a nivel nacional.

Reponer los siguientes equipos:

Tabla 11. 6 Equipos de Pruebas y Mediciones

Equipo	Cantidad	Uso	Observaciones
OTDR	3	Zonas 1, 2 y 3	Para el mantenimiento preventivo y correctivos de los cables de Fibra Óptica
Analizador de Canales de Datos	6	Zonas 1, 2 y 3	Para la certificación y prueba de canale de datos RS-232, C37.94, Ethernet, etc
Medidor de Resistividad	3	Zonas 1, 2 y 3	Para el mantenimiento preventivo y correctivos de la Red de Tierra de los Sitios de Comunicaciones
Medidor de Potencia Óptica y Fuente de Luz Laser	4	Zonas 1, 2 y 3	Para el mantenimiento preventivo y correctivos de los cables de Fibra Óptic
Microscopio para Analizar Conectores e Fibra Óptica	4	Zonas 1, 2 y 3	Para el mantenimiento Preventivo y correctivo de los Patch Cord en los Multiplexores Ópticos.
Analizador de Espectro	2	Zonas 1, 2 y 3	Para el mantenimiento Preventivo y Correctivo de los Enlaces de Microond

Alternativas de Reposición

Por la antigüedad de estos equipos es apremiante reponerlos por unidades nuevas y acorde a los avances tecnológicos en estas áreas, para de esta manera asegurar la confiabilidad del mantenimiento y operación de la Red de Comunicaciones a nivel nacional.

Propuesta de Reposición

Para garantizar la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN), requerimos de equipos de pruebas y mediciones en óptimas condiciones, de manera que al realizar las pruebas y mediciones podamos tener resultados precisos y confiables.

Inversión

Costo: B/. 550,000
Entrada en Operación: 31/12/2024

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

Resumen Ejecutivo

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).

Antecedentes

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 tendrían muchas dificultades para que los agentes puedan integrar al SIN y desarrollar adecuadamente las operaciones de monitoreo y control e intercambio de información con el Centro Nacional de Despacho.

Historial de mantenimiento

Los Multiplexores de la Red de fibra óptica forman parte del plan de

mantenimiento anual (PMA), donde se programan visitas técnicas anuales, en la cual se verifican alarmas y niveles ópticos para verificar algún tipo de degradación en la señal o rendimiento del equipo.

Fallas

Los equipos de la Red de Comunicaciones por Fibra óptica de ETESA, son relativamente nuevos con un buen mantenimiento y pocas fallas, lo que se pretende con este proyecto es tener el equipamiento para integrar a los Agentes de Mercado que cada año se suman al parque de generación nacional

Problema

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.

Propuestas

Tener los Multiplexores de la Red de Comunicaciones por Fibra Óptica de ETESA con los módulos requeridos para hacer frente a los requerimientos de comunicación que demandan los nuevos agentes al integrarse al SIN.

Objetivos Específicos

Adquirir módulos y accesorios de comunicaciones para garantizar la integración de los Nuevos Agentes del mercado eléctrico de acuerdo a la proyección del plan de generación, en las cantidades e interfaces requeridas para equipar los Multiplexores en las distintas subestaciones a nivel nacional. Módulos tales como:

- Módulos de Voz FXO
- Módulos de Voz FXS
- Módulos para comunicación RS-232
- Módulos para Tele protección con interfaz Codireccional G.703
- Módulos para enlaces de datos Ethernet
- Módulos para Comunicación E1
- Módulos para comunicación de relés diferenciales de línea C37.94

Alternativas de Reposición

Se requiere el equipamiento de los Multiplexores de la Red de Comunicaciones por Fibra Óptica para garantizar la interconexión con los Nuevos Agentes.

Justificación Técnica

Para garantizar la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y la operabilidad eficiente y oportuna de los Nuevos Agentes que se Suman al SIN, se requiere la adquisición de estos módulos para el Equipamiento de los Multiplexores.

Inversión

Costo: B/.50,000
Entrada en Operación: 31/12/2022

10. ENLACE POR FIBRA ÓPTICA VALBUENA

Resumen Ejecutivo

Este proyecto busca mediante un Enlace de Comunicación por Fibra

Óptica, mejorar la comunicación que actualmente existe en las Oficinas Administrativas de ETESA en Valbuena, Chiriquí.

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.

Antecedentes

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.

Problema

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

Propuestas

Objetivo General

Integrar a las oficinas administrativas en Valbuena con la red de FO de ETESA, para salvaguardar las operaciones que se realizan en este sitio. Y que el nuevo punto de interconexión funcione también como un Centro de Despacho Alterno.

Objetivos específicos

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.

Propuesta de Reposición

La nueva instalación contempla el suministro de un cable de FO ADSS de 24 hilos, herrajes y accesorios para la instalación del cable de fibra, desde las oficinas administrativas en Valbuena hasta una nueva caja de empalme en la torre T-14 en Mata del Nance.

Inversión

Costo: B/. 45,000
Entrada en Operación: 31/12/2022

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

PESIN

2022

CAPÍTULO 12

PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 12

PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO

Tabla 12. 1 Plan de Reposición de Corto Plazo

No.	DESCRIPCIÓN	hasta 2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL	Nueva Fecha Plan 2022
56	**REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO**	**11,447**	**12,511**	**18,849**	**28,954**	**12,482**	**0**	**0**	**0**	**0**	**0**	**84,243**	
57	NUEVO SUBTERRANEO 34.5 KV T1 LLANO SANCHEZ	10	565									**575**	10/31/2022
58	REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA	4,085	416									**4,501**	09/30/2022
59	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 230 KV	10	20	4,280	2,149							**6,459**	02/28/2025
60	REEMPLAZO T3 S/E PANAMA 350 MVA	30	5,991	1,504								**7,525**	01/31/2023
61	REEMPLAZO T1 S/E PANAMA 230/115 KV 350 MVA Y ADECUACION PANAMA 230 KV		10	20	8,640	3,193						**11,863**	06/30/2025
62	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E CALDERA 115 KV		125									**125**	12/31/2022
63	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E ESPERANZA, BOQ III y CAÑAZAS 230 KV		200									**200**	12/31/2022
64	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E LA ESPERANZA 230 KV		180									**180**	12/31/2022
65	REEMPLAZO BANCO BATERIAS S/E GUASQUITAS Y CAÑAZAS			56								**56**	12/31/2023
66	REEMPLAZO PROTECCIONES S/E PANAMA 2 DE 230 Y 115 KV	405	101	89								**595**	12/31/2023
67	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PANAMÁ 115 KV		240	208								**448**	12/31/2023
68	REEMPLAZO TORRES CORROIDAS EN PANAMÁ Y COLÓN		600	600								**1,200**	12/31/2023
69	REEMPLAZO BANCO DE CAPACITORES SE PANAMA		290									**290**	12/31/2022
70	REEMPLAZO BANCO DE CAPACITORES SE PANAMA II		290									**290**	12/31/2022
71	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E CACERES 115 KV		345									**345**	12/31/2022
72	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E PANAMA 115 KV			1,208	462							**1,670**	12/31/2024
73	REEMPLAZO CONTADORES DE DESCARGA PARA LT DE 230 Y 115 KV EN ZONA 3				54							**54**	12/31/2024
74	PLANTAS ELECTRICAS AUXILIARES S/E MATA DE NANCE			350								**350**	12/31/2023
75	PLANTAS ELECTRICAS AUXILIARES S/E PROGRESO			350								**350**	12/31/2023
76	REEMPLAZO CTs A NIVEL NACIONAL y PANAMA 230 y 115 KV	2,225										**2,225**	12/31/2022
77	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E CACERES 115 KV			370								**370**	12/31/2023
78	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 230 KV			242	92							**334**	12/31/2024
79	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E LLANO SANCHEZ 230 KV			10	150							**160**	12/31/2024
80	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 115 KV			563	216							**779**	12/31/2024
81	REEMPLAZO INTERRUPTORES BANCOS CAPACITORES S/E PAN II y LLS 230 KV			240	960							**1,200**	12/31/2024
82	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 115 KV		150									**150**	12/31/2022
83	REEMPLAZO RECTIFICADORES S/E PROGRESO, MDN, GUASQ, CHANG. Y CAÑAZAS			135								**135**	12/31/2023
84	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E LLANO SANCHEZ 230 KV				595							**595**	12/31/2024
85	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS EN S/E MDN 230 Y 115 KV			174	54							**228**	12/31/2024
86	REEMPLAZO TRANSFORMADOR DE TIERRA S/E LLANO SANCHEZ			1,500								**1,500**	12/31/2023
87	REEMPLAZO TRANSFORMADORES TIERRA TT1/TT2 S/E MDN Y PRO			300	1,050	150						**1,500**	12/31/2025
88	REEMPLAZO REACTORES 20 MVAR EN S/E VEL 230 KV Y LLS 230 KV y 34.5 KV			200	5,182	3,588						**8,970**	12/31/2025
89	REEMPLAZO HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LINEAS 230 Y 115 KV	350		250	3,507	1,737						**5,844**	2021-2025
90	REEMPLAZO DE RTUs		540	540	540	540						**2,160**	2022-2025
91	CENTRO DE MONITOREO Y CONTROL			2,000	1,500	1,500						**5,000**	12/31/2025
92	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E PANAMA 230 KV			10	192	340						**542**	12/31/2025
93	REEMPLAZO TRANSFORMADOR SERV. AUX. 225 KVA S/E LLANO SANCHEZ			70								**70**	12/31/2023
94	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E CHORRERA 230 KV			322	3,191	1,434						**4,947**	12/31/2025
95	ADQUISICIÓN DE ANALIZADOR PORTÁTIL DE DESCARGAS PARCIALES			300								**300**	12/31/2023
96	EQUIPO MONITOREO EN LINEA DE TRANSFORMADORES		750	900	150							**1,800**	12/31/2024
97	ADQUISICIÓN DE EQUIPO PARA PRUEBAS A MUY BAJA FRECUENCIA A CABLES DE MEDIA TENSIÓN			85								**85**	12/31/2022
98	IMPLEMENTACIÓN DE LABORATORIO DE PRUEBAS Y MEDICIONES	55	364	718	248							**1,385**	12/31/2024
99	REEMPLAZO MAQUINA FILTRADORA Y REGENERADORA DE ACEITE DE TRANSF.		100	700								**800**	12/31/2023
100	EQUIPO PRUEBA DE TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y DE INSTRUMENTACIÓN		184	310								**494**	12/31/2023
101	MEJORAS AL SISTEMA DEADQUISICIÓN DE DATOS POR RELÉS	274	14									**288**	12/31/2022
102	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN PROTECCIONES DIFERENCIALES LINEAS 230 Y 115 KV	4,003	331	45	22							**4,401**	12/31/2024
103	REEMPLAZO EQUIPOS DE INYECCIÓN SECUNDARIA PARA PRUEBAS DE PROT.		205									**205**	12/31/2022
104	REEMPLAZO INTERRUPTORES BANCOS CAPACITORES S/E PANAMA 115 KV		500	200								**700**	12/31/2023

REPOSICIÓN DE PROYECTOS DE SUBESTACIONES

1. 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 m de longitud, con tres (3) cables 1000 XLPE por fase.

Inversión

Costo: B/. 575,000
Entrada en Operación: 31/10/2022

REEMPLAZO DEL TRANSFORMADOR T1 DE LA 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, para así cumplir con el Artículo 86 del Reglamento de Transmisión, relacionado al Criterio de Seguridad que debe cumplir ETESA:

Artículo 86: 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 encolapso 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.

Beneficios del Proyecto

Con el reemplazo del autotransformador T1, 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 Chiriquí y a la vez poder recibir la generación de las centrales hidroeléctricas que entregan su energía en 115 KV.

Inversión

Costo: B/. 4,501,000
Entrada en Operación: 30/9/2022

2. REEMPLAZO DE INTERRUPTORES DE 230 KV DE LA S/E MATA DE NANCE

El patio de 230 KV de la Subestación Mata de Nance es el principal centro de acopio de energía eléctrica en el occidente del país, cuyo primordial objetivo es captar y transferir la energía eléctrica generada por las plantas hidroeléctricas del sistema ubicadas en el occidente a través de las líneas de transmisión de 230 KV provenientes desde Chiriquí. Actualmente está subestación entrega, aproximadamente, el 70% de la energía requerida por el Sistema Interconectado Nacional.

El patio de 230 KV de la subestación cuenta actualmente con nueve (9) interruptores de 230 KV que entraron en operación entre los años 1978 a 1986, por lo que ya cuentan con más de 30 años de operación.

Debido a que el mantenimiento mayor que necesitan estos interruptores tiene un costo superior a la reposición de estos, se ha optado por el reemplazo de los nueve interruptores de 230 KV de tanque vivo, de los cuales ocho son monopolares y uno tripolar. El diseño e instalación de dichos interruptores deberá incluir todos los equipos necesarios para la adecuada conexión y funcionamiento. Esto incluye las ampliaciones, montaje y acondicionamientos necesarios.

Los costos aproximados deben ser verificados en la etapa de diseño, puesto que fueron estimados con las consideraciones ingenieriles básicas, ya que los mismos pueden presentar variaciones en relación con el diseño final, el cual implica un desarrollo de la ingeniería de detalle del proyecto.

Beneficios del Proyecto

Los beneficios de este proyecto son los siguientes:

- El reemplazo de estos interruptores redundará en una mejor calidad del servicio, ampliando a garantía de continuidad, debido a la diminución del riesgo de paradas forzosas por daños inesperados o por mal funcionamiento de algún componente de los interruptores que han estado operando durante más de 30 años.
- Mejora la confiabilidad del sistema, debido a la minimización de riesgos por salidas no programadas.

- Reducción de costos de mantenimiento, dado que se requerirán sólo mantenimientos menores estándares.
- Mejoras de eficiencias de mantenimiento y reducción de costos, por la capacitación y actualización de los colaboradores, para las labores de mantenimiento, y disminución de los costos de técnicos extranjeros especializados.
- En vista que está contemplada la adquisición y reemplazo de más de 300 CTs en las distintas subestaciones, incluyendo Mata de Nance 230 KV, se considera entonces el reemplazo de los interruptores por tanque vivo. Estoevita también la modificación de las fundaciones. Igualmente se incluye el reemplazo de las cuchillas de los interruptores

Inversión

Costo: B/. 6,459,000
Entrada en Operación: 28/2/2025

3. REEMPLAZO DEL TRANSFORMADOR T3 DE LA S/E PANAMÁ

Este proyecto consiste en el reemplazo del trasformador T3 de la Subestación Panamá, el cual data del año 1981. Las últimas pruebas realizadas al autotransformador T3 de la Subestación Panamá demuestran que tiene problemas de sobrecalentamiento, aislamiento deteriorado y presencia de acetileno. Este transformador es de 230/115/13.8 KV y capacidad de 210/280/350 MVA. Este transformador es necesario debido a que esta es la subestación que lleva la mayor carga de la Cuidad de Panamá y siendo este equipo parte del Sistema Principal de Transmisión, debe cumplir con lo establecido en Artículo 86 del Reglamento de Transmisión, relacionado al Criterio de Seguridad que debe cumplir ETESA:

"Artículo 86: 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 a 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."

Beneficios del Proyecto

Este transformador brindará un suministro confiable y seguro a la demanda existente en la Ciudad de Panamá.

Inversión

Costo: B/. 7,525,000
Entrada en Operación: 31/1/2023

4. REEMPLAZO DEL TRANSFORMADOR T1 DE LA S/E PANAMÁ Y ADECUACIÓN PANAMÁ 230 KV

Descripción del Proyecto

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 210/280/350MVA. Estos autotransformadores fueron instalados en los años 1992, 2021 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.

Se debe tomar en cuenta que este transformador es de mayor capacidad que el existente, contemplar cuchillas, espacio en la subestación, obras civiles necesarias y que el transformador existente debe estar en operación hasta la puesta en servicio de este reemplazo.

El diseño e instalación de este nuevo transformador deberá incluir todos los equipos necesarios para la adecuada conexión y funcionamiento. Esto incluye las ampliaciones, montaje y acondicionamientos necesarios.

Beneficios del Proyecto

Con el reemplazo del autotransformador T1 se aumenta la capacidad de transformación de la Subestación Panamá, además, 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 las empresas Gas Natural Fenosa y ENSA, que se alimentan desde esta subestación.

Inversión

Costo: B/. 11,863,000
Entrada en Operación: 30/6/2025

5. REEMPLAZO DE

CUCHILLAS TRIPOLARES MOTORIZADAS CON CUCHILLA A TIERRA DE115 KV PARA SUBESTACIÓN CALDERA

OBJETIVO

Garantizar la confiabilidad y disponibilidad del servicio de transmisión y eliminar los riesgos excluidos en la póliza de seguro con la que cuenta la empresa, ETESA presenta su programa racional de reposición de activos; a través del cual, identifica aquellos equipos que, debido a factores como: la discontinuidad de piezas de repuestos por la empresa fabricante, el desgaste natural de sus piezas, su obsolescencia tecnológica, la finalización de su vida útil, etc., se convierten en un foco latente de falla con altas probabilidades de conllevar gastos adicionales, no presupuestados, asociados a energía no servida, costos por generación desplazada y calidad del servicio.

DESCRIPCIÓN

- Las cuchillas tripolares motorizadas con cuchilla a tierra de 115 KV son equipos que permiten seccionar las líneas de transmisión y a la vez permiten aterrizar las líneas de transmisión, para 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 tripolares motorizadas con cuchilla a tierra en las subestaciones Caldera, todas asociadas a los siguientes circuitos (115-15, 115-16, 115-17, 115-18, 115-19).
- Reemplazo de seis (5) cuchillas tripolares motorizadas con cuchilla a tierra de 115 Kv existentes por otros nuevos del mismo tipo en la subestación Caldera.
- Estas 5 cuchillas motorizadas son las asociadas a las líneas (115-15, 115- 16, 115-17, 115-18, 115-19).
- Deberá incluir la cuchilla de aterrizaje.

JUSTIFICACIÓN

El problema de desgaste en los contactos de los seccionadores se mitiga, hasta cierto punto, con la ejecución de los mantenimientos adecuados; sin embargo, las pruebas termográficas de los equipos propuestos a reposición muestran focos de atención frente a falsos contactos debido a las altas temperaturas a las que se ven expuestos los equipos. Adicionalmente, la imposibilidad de ejecutar un mantenimiento al equipo, debido a la falta de repuestos de los elementos de anclaje eléctrico, por la discontinuidad de estos en el mercado, evidencia la necesidad su reposición.

IMPACTO ESPERADO

El reemplazar las cuchillas motorizadas que datan de una gran cantidad de años de operación garantizará una mayor eficiencia en la operación tanto local como remotamente de estas, redundando esto en una mayor efectividad y seguridad al momento de realizar maniobras de apertura o cierra en

momentos de mantenimientos preventivos y correctivos.

Inversión

Costo: B/. 125,000
Entrada en Operación: 31/12/22

6. REEMPLAZO DE CUCHILLAS TRIPOLARES MOTORIZADAS CON CUCHILLA A TIERRA DE 230 KV PARA SUBESTACIÓN LA ESPERANZA, BOQUERÓN III Y CAÑAZAS

OBJETIVO

Garantizar la confiabilidad y disponibilidad del servicio de transmisión y eliminar los riesgos excluidos en la póliza de seguro con la que cuenta la empresa, ETESA presenta su programa racional de reposición de activos; a través del cual, identifica aquellos equipos que, debido a factores como: la discontinuidad de piezas de repuestos por la empresa fabricante, el desgaste natural de sus piezas, su obsolescencia tecnológica, la finalización de su vida útil, etc., se convierten en un foco latente de falla con altas probabilidades de conllevar gastos adicionales, no presupuestados, asociados a energía no servida, costos por generación desplazada y calidad del servicio.

DESCRIPCIÓN

- 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, para 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 tripolares motorizadas con cuchilla a tierra en las subestaciones Boquerón 3, La Esperanza y Cañazas.
- Reemplazo de seis (6) cuchillas tripolares motorizadas con cuchilla a tierra de 230Kv existentes por otros nuevos del mismo tipo en la subestación Boquerón 3, La Esperanza y Cañazas.

JUSTIFICACIÓN

El problema de desgaste en los contactos de los seccionadores se mitiga, hasta cierto punto, con la ejecución de los mantenimientos adecuados; sin embargo, las pruebas termográficas de los equipos propuestos a reposición muestran focos de atención frente a falsos contactos debido a las altas temperaturas a las que se ven expuestos los equipos.
Adicionalmente, la imposibilidad de ejecutar un mantenimiento al equipo, debido a la falta de repuestos de los elementos de anclaje eléctrico, por la discontinuidad de estos en el mercado, evidencia la necesidad su reposición.

IMPACTO ESPERADO

El reemplazar las cuchillas motorizadas que datan de una gran cantidad de años de operación garantizará una mayor eficiencia en la operación tanto local como remotamente de estas, redundando esto en una mayor efectividad y seguridad al momento de realizar

maniobras de apertura o cierra en momentos de mantenimientos preventivos y correctivos.

Inversión

Costo: B/. 200,000
Entrada en Operación: 31/12/22

7. REEMPLAZO DE INTERRUPTORES DE 230 KV EN SUBESTACIÓN LA ESPERANZA

OBJETIVO

Garantizar la confiabilidad y disponibilidad del servicio de transmisión y eliminar los riesgos excluidos en la póliza de seguro con la que cuenta la empresa, ETESA presenta su programa racional de reposición de activos; a través del cual, identifica aquellos equipos que, debido a factores como: la discontinuidad de piezas de repuestos por la empresa fabricante, el desgaste natural de sus piezas, su obsolescencia tecnológica, la finalización de su vida útil, etc., se convierten en un foco latente de falla con altas probabilidades de conllevar gastos adicionales, no presupuestados, asociados a energía no servida, costos por generación desplazada y calidad del servicio.

DESCRIPCIÓN

- 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, y a la vez son utilizados para seccionar las líneas y barras para el mantenimiento. Este proyecto tiene como finalidad el reemplazo 23A12 existentes nave de ETESA en la subestación La Esperanza.
- Reemplazo de un (1) interruptores de potencia de 230kV existentes por otros nuevos del mismo tipo en la nave de ETESA en subestación La Esperanza.

JUSTIFICACIÓN

El interruptor de potencia de 230kV ha presentado problemas considerables en su mecanismo de operación por lo que fue necesario utilizar un equipo ya descartado para poder habilitar el interruptor y devolver la confiabilidad del sistema; por esta razón se recomienda mejor su reemplazo para garantizar una buena operación del sistema y evitar todo tipo de riesgo que pudiera causar una falla inesperada en el mismo produciendo penalizaciones exorbitantes y deteriorando la imagen de la EMPRESA.

IMPACTO ESPERADO

El reemplazar el interruptor en mención, se garantizará, con uno nuevo, el correcto 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).

Inversión

Costo: B/. 180,000
Entrada en Operación: 31/12/22

8. REEMPLAZO DEL BANCOS DE BATERÍAS S/E

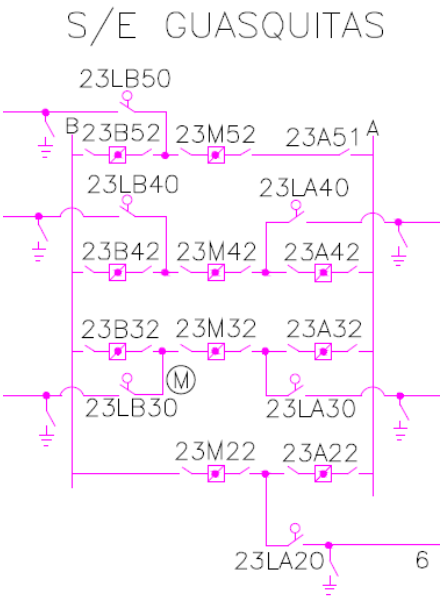
GUASQUITAS Y S/E CAÑAZAS

Resumen Ejecutivo

Debido a que algunos equipos de las subestaciones de ETESA han cumplido su vida útil y para garantizar el suministro y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, en el presente informe se presentan proyectos de reposición basados en la obsolescencia, mal funcionamiento de los dispositivos u otra causa que justifiquen su reemplazo.

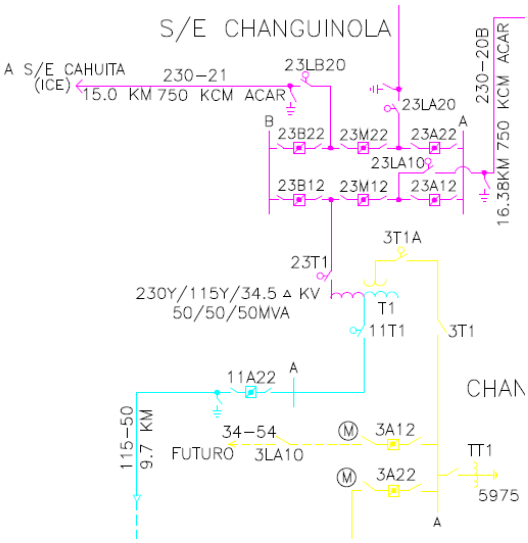
La combinación de factores como la disminución de la eficiencia operativa del equipo existente y el desgaste natural de sus piezas internas son variables exógenas que son tomadas en el análisis técnico-económico.

La propuesta de reposición de este informe consiste en invertir en la adquisición 04 bancos de baterías nuevos, a un precio de US$ 56,350.00 dólares; mitigando así el impacto negativo de los costos de no realizarse el proyecto de reposición.



Antecedentes

Las subestaciones Guasquitas y Cañazas, ubicadas en las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro respectivamente, están diseñada bajo una configuración de interruptor y medio, consta de un patio de 230 kV, en el caso de Guasquitas y tres patios 230/115/34.5 kV, para el caso de Changuinola.



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 lo necesario 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, actualmente los bancos de Guasquitas y Cañazas fueron instalados en los años 2004 y 2008 respectivamente, por lo cual a la fecha deberían ser cambiados lo antes posible debido a que cumplieron con su vida útil sobrepasando los 15 años de operación.

Adicionalmente, es importante mencionar que el literal E de 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:

"3. Riesgos excluidos
Esta póliza no segura contra pérdida, daño o gastos causados por o como resultado de:
E. Demora, pérdida de uso o mercado, deterioro, vicio inherente, defecto latente, uso de desgaste, atmósfera húmeda o seca, temperaturas extremas o cambiantes, smog, encogimiento, evaporación, pérdida de peso, agotamiento, herrumbre, corrosión, erosión, pudrición húmeda o seca, cambio en el sabor, color, textura o acabado; animales, bichos, plagas, polillas, termitas u otros insectos, roya, moho y hongos."

Historial de Mantenimiento

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.

Fallas

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 lo componentes internos y externos envejecen a medida que transcurre el tiempo, siendo menos eficiente dentro de un sistema.

Por otra parte, y con el objetivo de dejar en evidencia las afectaciones económicas provocadas por posibles

fallas en los equipos, a continuación, se presenta el análisis del peor de los escenarios:

Se considera que ocurre una falla relacionada a la alimentación de la subestación Guasquitas, por lo cual en su momento tendría que entrar el generador auxiliar. Si, a la vez llegara a ocurrir un problema con el generador auxiliar diésel, por defecto debería entrar a mantener el sistema el banco de baterías para los elementos esenciales dentro de la subestación. Si por algún motivo, en este preciso momento 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, si ocurriera una falla, por ejemplo, en la línea 230-16, los esquemas de protección tratarían de aislar la falla, esto quiere decir aislar la subestación mediante la apertura de las líneas 230-16 y 230-17 en Veladero, 230-18 en Fortuna, 230-22 en SE Gualaca y 230-29 en SE Cañazas. Para resumir, tan solo en SE Guasquitas estaríamos dejando fuera de sistema la generación de agentes como AES (ESTI), y CELSIA (Lorena, Prudencia y Gualaca), un total aproximado de 239.1 MW. Si tomamos en cuenta un escenario conservador, para un precio en despacho de $ 100.00 el MW, podríamos apreciar una pérdida monetaria por generación como se muestra en la siguiente tabla:

Problema

La disminución de la eficiencia de 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.

Propuestas

Las alternativas de reposición 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.

Objetivos Específicos

Reemplazar aquellos equipos existentes en las subestaciones que implícitamente representen una mayor probabilidad de ruptura de la continuidad del servicio. Evidenciar el beneficio económico y técnico de realizar el reemplazo del equipo en mención.

Propuesta de Reposición

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.

Justificación Técnica

El reemplazo de los bancos de baterías según la propuesta presentada redundará en un mejor servicio, garantizará la continuidad de este y brindará mayor confiabilidad al sistema ya que permite:

- Brindar un servicio de calidad a los clientes de la distribuidora.
- Darle robustez al sistema dado

que, al momento de ejecutar libranzas, por mantenimientos predictivos y preventivos programados, o al momento de alguna falla de alimentación.

Inversión

Costo: B/. 56,350
Entrada en Operación: 31/12/23

9. REEMPLAZO DE LAS PROTECCIONES EN LOS PATIOS 230 y 115 KV EN S/E PANAMÁ II

Resumen Ejecutivo

En aras de modernizar las subestaciones de ETESA, garantizar el suministro y fortalecer la confiabilidad del sistema eléctrico, se presenta informe donde se describen los equipos de protección a incluirse en proyectos de reposición; identificando un balance positivo entre el costo y el beneficio.

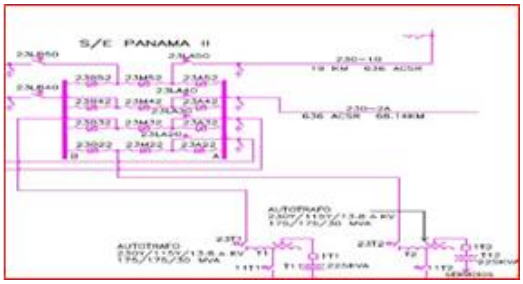
La combinación de factores como la disminución de la eficiencia operativa del equipo existente y obsolescencia tecnológica son variables exógenas que son tomadas en el análisis técnico- económico.

La propuesta de reposición de este informe consiste en invertir en la adquisición de cuatro (4) protecciones de transformador, 22 controladores y cuatro diferenciales de barra nuevos a un costo de US$595 mil de dólares; mitigando así el impacto negativo de los costos de falla de estos equipos por energía no servida, generación desplazada, y los costos de mantenimiento correctivos incrementales en caso de no realizarse el proyecto de reposición.

Antecedentes

Generales

La subestación transformadora Panamá II, ubicada en el Corregimiento de Pedregal, Distrito de Panamá, Provincia de Panamá, diseñada bajo una configuración de interruptor y medio, consta de dos patios 230/115 kV, y es la columna vertebral del Sistema Integrado Nacional (SIN).



Adicionalmente, permite trasladar la generación hídrica proveniente de lascentrales Bayano, Pacora y la generación proveniente de occidente a los centros de carga a través de las líneas de transmisión 230-1B, 230-1C, 230-2A y 2B, 230-12, y 230-13 respectivamente. Por otra parte, el patio de 115kV alimenta a los clientes de la Empresa Distribuidora ENSA.

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 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. El sistema de protecciones tiene una vida útil estadística de 15 años, sin embargo, estos relevadores tendrán 17 años de servicio ininterrumpido cuando se está programado iniciar las reposiciones.

Adicional, tomando en consideración lo indicado por el fabricante ABB que los relés en esta subestación se encuentran **obsoletos,** es decir, que los componentes electrónicos no se fabrican por lo tanto no son reparables.
Es importante mencionar que el literal E de 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:

Historial de Mantenimiento

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

Históricamente, con una frecuencia de una vez cada dos años se han ejecutado mantenimientos preventivos y pruebas a los esquemas transformadores de potencia, controladores y barras.

Fallas

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.

Como resultado de un análisis de distribución normal, con una confiabilidad del 95%, se puede indicar que la probabilidad de falla acumulada para los relevadores de protecciones existentes, en el periodo 2016-2021, se ubica entre 81-92%.

Problema

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 es un factor crítico que requiere atención.

Lo mencionado en el párrafo anterior se fundamenta en el hecho de que recientemente se han ejecutado libranza forzada (Eje. ETESA-637-2013) para reemplazar el relevador de protección del transformador N.2, adicional a 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 quedo fuera de servicio.

Propuestas

La alternativa de reposición presentada a continuación tiene como objetivo general asegurar la vida útil del equipo y disminuir la probabilidad de discontinuidad del servicio eléctrico debido a fallas, cumpliendo con lo establecido en el artículo No.73 del Reglamento de Transmisión.

- Modernizar aquellos equipos existentes en las subestaciones que implícitamente representen una mayor probabilidad de ruptura de la continuidad del servicio.
- Evidenciar el beneficio económico y técnico de realizar el reemplazo del equipo en mención.

Alternativas de reemplazo

Como parte del análisis del problema, se lista la alternativa de reposición:
Adquisición de cuatro (4) para transformador, veintidós (22) relés controladores y cuatro (4) para protección de barras.

Propuesta de Reposición

Como resultado del análisis técnico-económico de las alternativas, el equipo técnico de ETESA propone la compra de 30 relevadores nuevos de protecciones.

Justificación Técnica

El reemplazo de los equipos de protección según la propuesta presentada redundará en garantizar la continuidad del servicio y brindará mayor confiabilidad al Sistema Integrado Nacional, ya que permite:

a) Limitar en gran proporción las posibles fallas del equipo, atribuidas a las malas operaciones.
b) Anticiparnos a una falla inminente por desgaste del equipo debido a su obsolescencia.
c) Reducir considerablemente la probabilidad de daños inesperados por el mal funcionamiento de algún componente del equipo.
d) Modernizar la subestación Panamá

Inversión

Costo: B/. 595,000
Entrada en Operación: 31/12/23

10. REEMPLAZO DE INTERRUPTORES EN S/E PANAMÁ 115 KV

Resumen Ejecutivo

Debido a que algunos equipos de las subestaciones de ETESA han cumplido su vida útil y para garantizar

el suministro y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, en el presente informe se presentan proyectos de reposición basados en la obsolescencia, mal funcionamiento de los dispositivos u otras causas que justifiquen su reemplazo.

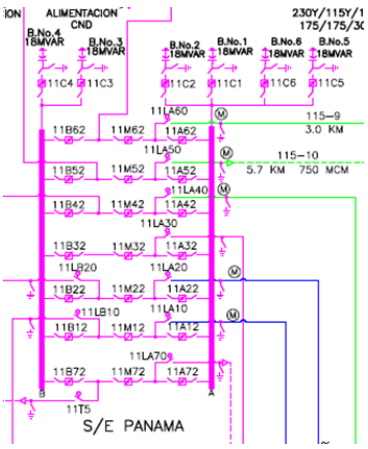
La combinación de factores como la disminución de la eficiencia operativa del equipo existente y el desgaste natural de sus piezas internas son variables exógenas que son tomadas en el análisis técnico.

La propuesta de reposición de este informe consiste en invertir en la adquisición de nuevos interruptores para las S/E Panamá patios de 115 KV y Bancos de Capacitores patio de 115 KV mitigando así el impacto negativo de los costos de falla por energía no servida, generación desplazada y los costos de mantenimiento incrementales en caso de no realizarse el proyecto de reposición.

Justificación económica

A continuación, se presenta la oferta económica de la inversión planteada:

Antecedentes



La subestación transformadora Panamá, ubicada en el Corregimiento Amelia Denis de Icaza, Distrito de San Miguelito, Provincia de Panamá, diseñada bajo una configuración de interruptor y medio, consta de un patio 115kV en el cual también posee bancos de capacitores.

Historial de Mantenimiento

Como parte de un programa de administración eficiente de los activos eléctricos, anualmente la Gerencia de Operación y Mantenimiento Zona 1 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.

Fallas

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, por ejemplo por eventos ocurridos en la red de distribución y que en algunos casos son despejadas por las protecciones en tiempos demasiado de largos y que producen esfuerzos electromecánicos al equipo, obsolescencia por falta de repuestos, 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 catastrófica al equipo y por ende al sistema.

Problema

La disminución de la eficiencia operativa del equipo existente, la reducción de la resistencia de contacto, el deterioro del gas aislante y otros desgastes que confronta el equipo, podrían poner en riesgo la operación del equipo y por consecuencia la confiabilidad del sistema.

Propuestas

La alternativa de reposición presentada a continuación tiene 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.

Objetivos Específicos

a) Reemplazar aquellos equipos existentes en las subestaciones que implícitamente representen una mayor probabilidad de ruptura de la continuidad del servicio.
b) Evidenciar el beneficio técnico de realizar el reemplazo del equipo en mención.

Alternativas de reemplazo

Como parte integral del análisis del problema, a continuación, la alternativa de reposición: Compra de unos interruptores nuevos.

Propuesta de Reposición

Como resultado del análisis técnico de la alternativa, el equipo técnico de ETESA propone proceder a la compra de unos interruptores nuevos.

Justificación Técnica

El reemplazo de los interruptores según la propuesta presentada redundará en un mejor servicio, garantizará la continuidad de este y brindará mayor confiabilidad al sistema ya que permite

a) brindar un servicio de calidad a los clientes de la distribuidora,
b) asegurar que la generación proveniente de las subestaciones aledañas pueda ser transmitida a los centros de carga.
c) darle robustez al sistema dado que, al momento de ejecutar libranzas, por mantenimientos predictivos y preventivos programados, no existirían dificultades asociadas a limitantes por capacidad.

Conclusión

A partir del análisis técnico presentado anteriormente, ETESA recomienda incorporar en el Plan de Reposición de Activos a presentar en la revisión tarifaria para el periodo 2020-2024 el reemplazo de los interruptores de las subestaciones Panamá fundamentado en el criterio de finalización de la vida útil; acción que garantizará la confiabilidad y robustez del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Inversión

Interruptores 115 KV S/E Panamá
Costo: B/. 448,000
Entrada en Operación: 31/12/23
Interruptores Banco de Capacitores S/E Panamá 115 KV: Costo: B/. 700,000
Entrada en Operación: 31/12/23

11. REEMPLAZO DE TORRES CORROÍDAS EN PANAMÁ Y COLON

Resumen Ejecutivo

Debido a que algunas Torres que soportan los diferentes circuitos de las líneas de transmisor de ETESA se encuentran deterioradas y para garantizar el suministro y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, en el presente informe se presentan proyectos de reemplazo basados en la inspección dando como consecuencia el deterioro de las estructuras por la oxidación debido a diferentes factores atmosféricos y contaminación ambientales u otras causas que justifiquen su reemplazo.

La combinación de factores como el deterioro y el desgaste natural, estas variables exógenas son tomadas en el análisis técnico.

La propuesta de reemplazo de este informe consiste en invertir en la adquisición del reemplazo de torres corroídas en Panamá y Colon para mitigar así el impacto negativo de los costos de falla por energía no servida, generación desplazada y los costos de mantenimiento incrementados en caso de no realizarse este proyecto de reposición.

Antecedentes

La Empresa de Transmisión Eléctrica S.A., (ETESA) es la empresa estatal de servicio público cuya función es la transmisión de electricidad en alta tensión, tal como lo estipula el artículo 3 de la Ley 6 de 1997 “Carácter de servicio público. La generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad destinadas a satisfacer necesidades colectivas primordiales en forma permanente, se consideran servicios públicos de utilidad pública”.

El Sistema Eléctrico Nacional de Transmisión, es una red eléctrica compleja. La red que maneja ETESA es la de 230kV y 115KV y cuyos clientes principales, son las generadoras y las distribuidoras que se encuentran a nivel nacional, Dichas líneas de transmisión son soportadas por estructuras especiales, llamadas Torres de Transmisión.

Normalmente, cada torre lleva dos (2) circuitos eléctricos de 230kv y en algunos casos 115 KV desde el generador hasta algunas subestaciones para poder reducir los voltajes a valores que son utilizados por el cliente final. Dichas Torres de Transmisión, están apostadas por todo el territorio nacional, para poder transmitir desde los generadores, hasta los distribuidores etc.

Los conductores son los que se encuentran en la parte superior de las Torres de Transmisión Eléctrica. Estos conductores tienen la finalidad de transmitir la energía desde el generador al distribuidor, Debido a

que se encuentran en áreas donde la contaminación por salinidad es alta, estas estructuras han dado muestra de que su integridad se vea afectada debido a la corrosión que presentan. También, existen tramos de torres en los cuales su reemplazo es inminente debido a los años de puesta en servicio.

Historial de Mantenimiento

Como parte de un programa de administración eficiente de los activos eléctricos, anualmente la Gerencia de Operación y Mantenimiento Zona 1 elabora un Plan de Mantenimiento. Dicho Plan tiene como objetivo asegurar la vida útil a través de la realización de mantenimientos preventivos cíclicos y predictivos.

Fallas

En vista de que la predicción de la vida útil de las torres depende no sólo de su antigüedad, sino que también de múltiples factores, tales como condiciones de operación, historial de descarga eléctricas, prácticas de mantenimiento, desgaste, obsolescencia por falta de repuestos, 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 torre falle, el riesgo que corren los circuitos en el cual las torres soportan es muy grande, las consecuencias serán enormes y graves como la pérdida de líneas de transmisión.

Se requiere con premura el reemplazo de estas estructuras, ya que estos circuitos traen la generación. Para los efectos de la magnitud que estas líneas manejan en relación con la carga que transportan.

El daño sufrido por la caída de una torre que soporta los conductores, serie grave por la energía no servida. Esta situación, es crítica debido a las dimensiones de una inestabilidad del sistema o posible colapso de este, porque como se describe anteriormente, la capital estaría sin recibir dicha energía, con sus consabidos efectos, para la empresa y el país.

Problema

La disminución de la eficiencia operativa de las torres existente, la degradación por contaminación ambiental y otros deterioros que confronta dichas torres, podrían poner en riesgo la operación de transmisión y por ende la confiabilidad del sistema.

Propuestas

La alternativa de reposición presentada a continuación tiene como objetivo general asegurar la vida útil y disminuir la probabilidad de discontinuidad del servicio debido a fallas, cumpliendo con lo establecido en el artículo No.73 del Reglamento de Transmisión.

Objetivos Específicos

- Reemplazar aquellos equipos existentes en la red de transmisión que implícitamente representen una mayor probabilidad de

ruptura de la continuidad del servicio.

- Evidenciar el beneficio técnico de realizar el reemplazo de las torres de transmisión deterioradas.

Alternativas de reemplazo

Como parte integral del análisis del problema, a continuación, la alternativa de reposición:

a. Reemplazo de las torres corroídas en Panamá y Colon.

Propuesta de Reposición

Como resultado del análisis técnico de la alternativa, el equipo técnico de ETESA propone proceder al reemplazo de las torres corroídas de Panamá y Colon.

Justificación Técnica

El reemplazo de las torres corroídas de Panamá y Colon según la propuesta presentada redundará en un mejor servicio, garantizará la continuidad de este y brindará mayor confiabilidad al sistema ya que permite:

a) brindar un servicio de calidad a los clientes de la distribuidora,
b) Asegurar que la generación proveniente de las subestaciones aledañas pueda ser transmitida a los centros de carga,
c) darle robustez al sistema dado que, al momento de ejecutar libranzas, por mantenimientos predictivos y preventivos programados, no existirían dificultades asociadas a limitantes de generación por tratarse de caídas de torres deterioradas.

Conclusión

Cabe resaltar, que actualmente la confiabilidad y estabilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN) está comprometida, ya que de no poder reemplazar o reparar de forma inmediata estas torres, y, por otro lado, de ocurrir una falla en algunas de las otras líneas que quedarían energizadas, se estaría ante un inminente apagón a nivel nacional.

A partir del análisis técnico presentado anteriormente, ETESA recomienda incorporar en el Plan de Reposición de Activos a presentar en la revisión tarifaria para el periodo 2020-2024 el reemplazo de las torres corroídas en Panamá y Colon fundamentado en el criterio de finalización de la vida útil; acción que garantizará la confiabilidad y robustez del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Inversión

Costo: B/, 1,200,000
Entrada en Operación: 31/12/23

12. REEMPLAZO DE BANCOS DE CAPACITORES EN S/E PANAMÁ Y S/E PANAMÁ 2

Resumen Ejecutivo

Debido a que algunos equipos de las subestaciones de ETESA han cumplido su vida útil y para garantizar el suministro y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, en el presente informe se presentan proyectos de reposición basados en la obsolescencia, mal funcionamiento

de los dispositivos u otras causas que justifiquen su reemplazo.

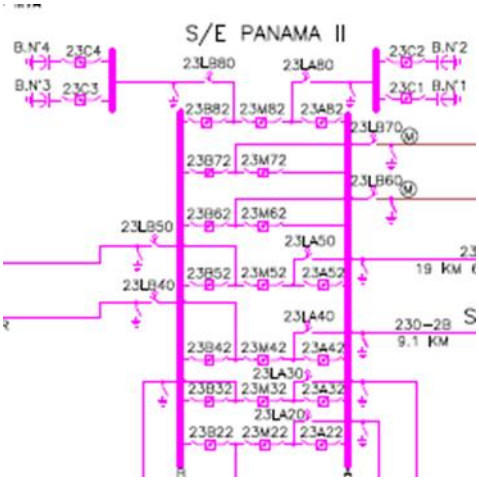
La combinación de factores como la disminución de la eficiencia operativa del equipo existente y el desgaste natural, estas variables exógenas son tomadas en el análisis técnico.

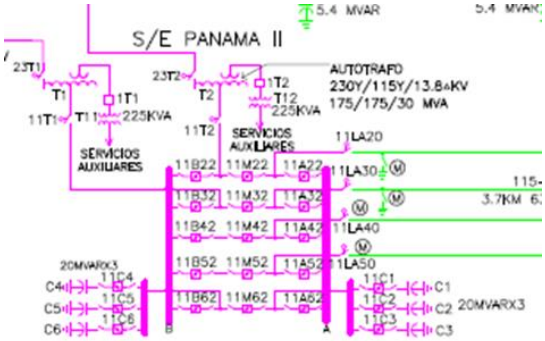
La propuesta de reposición de este informe consiste en invertir en la adquisición de bancos de capacitores para las S/E Panamá y S/E Panamá 2 mitigando así el impacto negativo de los costos de falla por energía no servida, generación desplazada y los costos de mantenimiento incrementados en caso de no realizarse este proyecto de reposición.

Antecedentes

La subestación transformadora Panamá, ubicada en el Corregimiento de Amelia Denis de Icaza, Distrito de San Miguelito, Provincia de Panamá, diseñada bajo una configuración de interruptor y medio, consta de dos patios 230/115kV.

La subestación seccionadora Panamá 2, ubicada en el Corregimiento de Pedregal, Distrito de Panamá, Provincia de Panamá, diseñada bajo una configuración de interruptor y medio, consta de dos patios 230 KV/115 KV.





Historial de Mantenimiento

Como parte de un programa de administración eficiente de los activos eléctricos, anualmente la Gerencia de Operación y Mantenimiento Zona 1 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.

Fallas

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, fallas externas, por

ejemplo por eventos ocurridos en la red de distribución y que en algunos casos son despejadas por las protecciones en tiempos demasiado largos y que producen esfuerzos al equipo, obsolescencia por falta de repuestos, 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 en estos bancos suceda, da como consecuencia que corra el riesgo de que el sistema se vea afectado ya que incrementaría sustancialmente en el proceso de la transmisión de la energía eléctrica nacional.

Problema

La disminución de la eficiencia operativa del equipo existente, la reducción de los voltajes en los capacitores y otros deterioros que confronta el equipo, podrían poner en riesgo la operación de dicho equipo y por ende la confiabilidad del sistema.

Propuestas

La alternativa de reposición presentada a continuación tiene 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.

Objetivos Específicos

- Reemplazar aquellos equipos existentes en las subestaciones que implícitamente representen una mayor probabilidad de ruptura de la continuidad del servicio.
- Evidenciar el beneficio económico y técnico de realizar el reemplazo del equipo en mención.

Alternativas de reemplazo

Como parte integral del análisis del problema, a continuación, la alternativa de reposición: Compra de bancos de capacitores.

Propuesta de Reposición

Como resultado del análisis técnico de la alternativa, el equipo técnico de ETESA propone proceder a la compra de bancos de capacitores.

Justificación Técnica

El reemplazo de bancos de capacitores según la propuesta presentada redundará en un mejor servicio, garantizará la continuidad de este y brindará mayor confiabilidad al sistema ya que permite:

a) brindar un servicio de calidad a los clientes de la distribuidora.
b) asegurar que la generación proveniente de las subestaciones aledañas pueda ser transmitida a los centros de carga,
c) darle robustez al sistema dado que, al momento de ejecutar libranzas, por mantenimientos predictivos y preventivos programados, no existirían dificultades asociadas a limitantes por capacidad.

Conclusión

A partir del análisis técnico presentado anteriormente, ETESA

recomienda incorporar en el Plan de Reposición de Activos a presentar en la revisión tarifaria para el periodo 2020-2024 el reemplazo de bancos de capacitores en la subestación Panamá y subestación Panamá 2 fundamentado en el criterio de finalización de la vida útil; acción que garantizará la confiabilidad y robustez del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Inversión

Costo S/ Panamá: B/. 290,000
Costo S/E Panamá II: B/. 290,000
Entrada en Operación: 31/12/22

13. REEMPLAZO DE CUCHILLAS MANUALES EN S/E CÁCERES 115 KV

Resumen Ejecutivo

Debido a que algunos equipos de las subestaciones de ETESA han cumplido su vida útil y para garantizar el suministro y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, en el presente informe se presentan proyectos de reposición basados 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.

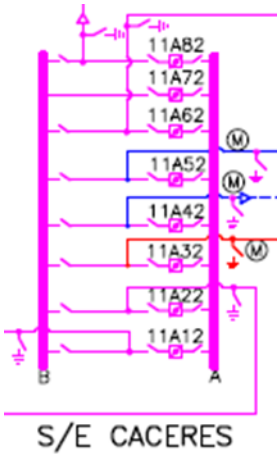
La propuesta de reposición de este informe consiste en invertir en la adquisición de cuchillas manuales para la S/E Cáceres mitigando así el impacto negativo de los costos de falla por energía no servida, generación desplazada y los costos de mantenimiento incrementales en caso de no realizarse el proyecto de reposición.

Antecedentes

La subestación seccionadora Cáceres, ubicada en el Corregimiento Amelia Denis de Icaza, Distrito de San Miguelito, Provincia de Panamá, diseñada bajo una configuración de doble barra, consta de un patio 115kV.

Historial de Mantenimiento

Como parte de un programa de administración eficiente de los activos eléctricos, anualmente la Gerencia de Operación y Mantenimiento Zona 1 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.



Fallas

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, por ejemplo por eventos ocurridos en la red de distribución y que en algunos casos son despejadas por las protecciones en tiempos demasiado de largos y que producen esfuerzos electromecánicos al equipo, obsolescencia por falta de repuestos, 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 en decremento al equipo y por ende al sistema de transmisión.

Problema

La disminución de la eficiencia operativa del equipo existente, la reducción de la resistencia de contacto y otros desgastes que confronta el equipo, podrían poner en riesgo la operación del equipo y por consecuencia la confiabilidad del sistema.

Propuestas

Las alternativas de reposición 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.

Objetivos Específicos

- Reemplazar aquellos equipos existentes en las subestaciones que implícitamente representen una mayor probabilidad de ruptura de la continuidad del servicio.
- Evidenciar el beneficio técnico de realizar el reemplazo del equipo en mención.

Alternativas de reemplazo

Como parte integral del análisis del problema, a continuación, la alternativa de reposición: Compra de cuchillas manuales nuevas.

Propuesta de Reposición

Como resultado del análisis técnico de la alternativa, el equipo técnico de ETESA propone proceder a la compra de cuchillas manuales nuevas.

Justificación Técnica

El reemplazo de cuchillas manuales nuevas según la propuesta presentada redundará en un mejor servicio, garantizará la continuidad de este y brindará mayor confiabilidad al sistema ya que permite:

a) brindar un servicio de calidad a nuestros clientes.
b) asegurar que la generación proveniente de las subestaciones aledañas pueda ser transmitida a los centros de carga,
c) darle robustez al sistema dado que, al momento de ejecutar libranzas, por

mantenimientos predictivos y preventivos programados, no existirían dificultades asociadas a limitantes por capacidad.

Conclusión

A partir del análisis técnico presentado anteriormente, ETESA recomienda incorporar en el Plan de Reposición de Activos a presentar en la revisión tarifaria para el periodo 2020-2024 el reemplazo de cuchillas manuales en la subestación Cáceres fundamentado en el criterio de finalización de la vida útil; acción que garantizará la confiabilidad y robustez del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Inversión

Costo: B/. 345,000
Entrada en Operación: 31/12/22

14. REEMPLAZO DE CUCHILLAS MANUALES EN S/E PANAMÁ 115 KV

La SE Panamá es del tipo reductora, la cual opera en el nivel de tensión de 230/115 kV, distribuyendo carga a distintos agentes de mercado (ACP, ENSA, NATURGY), teniendo un papel fundamental en la transmisión del servicio eléctrico.

Dentro de la operación cotidiana de la Subestación los seccionadores permiten el aislamiento de los interruptores de potencia de determinado circuito ya sea por actividad de mantenimiento o bien por un evento que haga necesario el aislamiento del circuito en el que opera. Actualmente los Seccionadores de SE Panamá cuentan con más de 25 años de servicio presentando un alto grado de desgaste en sus contactos principales y los mecanismos de acción que permiten la operación segura para el personal en las maniobras de los equipos. Adicional, las fábricas donde se manufacturaron estos equipos han dejado de existir, lo que imposibilita la adquisición de insumos para las tareas de mantenimiento.

Es por esto, que se requiere realizar el reemplazo de ciento veintiséis (126) seccionadores manuales de 115 kV de SE Panamá.

Beneficios del Proyecto

- Asegurar la seguridad del personal operativo y del Sistema Eléctrico.
- Aumentar la confiabilidad y continuidad del Sistema Eléctrico.
- Disminuye la probabilidad de fallo en los equipos primarios.
- Eliminar la obsolescencia de los equipos ante cambios de tecnología e insumos.
- Actualizar tecnológicamente los esquemas de seguridad de los equipos.

Inversión

Costo: B/. 1,670,000
Entrada en Operación: 31/12/24

15. REEMPLAZO DE CONTADORES DE DESCARGA PARA LINEAS DE 230 KV Y 115 KV ZONA 3

OBJETIVO

Garantizar la confiabilidad y disponibilidad del servicio de transmisión y eliminar los riesgos excluidos en la póliza de seguro con la que cuenta la empresa, ETESA presenta su programa racional de reposición de activos; a través del cual, identifica aquellos equipos que, debido a factores como: la discontinuidad de piezas de repuestos por la empresa fabricante, el desgaste natural de sus piezas, su obsolescencia tecnológica, la finalización de su vida útil, etc., se convierten en un foco latente de falla con altas probabilidades de conllevar gastos adicionales, no presupuestados, asociados a energía no servida, costos por generación desplazada y calidad del servicio.

DESCRIPCIÓN

Este proyecto contempla el suministro e instalación por 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, para poder 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.

JUSTIFICACIÓN

Este proyecto es necesario realizarlo 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.

IMPACTO ESPERADO

El reemplazar los contadores de descarga garantizará una mayor eficiencia con respecto a la documentación de descargas ocurridas en las líneas tanto de 115 KV y 230 KV, esto ayudaría a tomar acciones oportunas en alguna posible zona riesgosa que sea punto focal de descargas atmosféricas.

Inversión

Costo: B/. 54,000
Entrada en Operación: 31/12/24

16. PLANTAS AUXILIARES DE LAS SUBESTACIONES PROGRESO Y MATA DE NANCE

OBJETIVO

Gran parte del andar diario depende 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 dar lugar a 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 se busca abastecer a subestaciones importantes y de difícil acceso.

DESCRIPCIÓN

Suministro, Transporte, Instalación y Puesta en Marcha de Plantas Eléctricas de Emergencia para las Subestaciones de Progreso y Mata de Nance.

Este proyecto 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.

JUSTIFICACIÓN

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.

IMPACTO ESPERADO

Este proyecto tendrá un impacto directo en las Subestaciones de Mata de Nance y Progreso:

- Mejorar la confiabilidad ante cortes de electricidad de las Subestaciones mencionadas por medio de plantas eléctricas de emergencia.
- Garantizar el abastecimiento de energía eléctrica de los equipos auxiliares de Casa Control de las Subestaciones mencionadas.
- Mantener un sistema de respaldo que permita salvaguardar los equipos auxiliares ubicados en las Casa Control de las Subestaciones mencionadas.

Inversión

Costo S/E Mata de Nance: B/. 350,000
Costo S/E Progreso: B/. 350,000
Entrada en Operación: 31/12/2023

17. REEMPLAZO CTs A NIVEL NACIONAL y PANAMA 230 y 115 KV

OBJETIVO

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 eléctrico y físicos, y fugas de aceites, además, deben ser reemplazados al momento que cumplan con la vida útil recomendada por los fabricantes.

DESCRIPCIÓN

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:

JUSTIFICACIÓN

Para atender la necesidad del mantenimiento y reemplazo oportunos de los equipos de las subestaciones de ETESA y evitar eventos en la red de transmisión, y por ende apagones parciales en el sistema interconectado nacional.

Para la operación adecuada del Sistema Integrado Nacional es necesario que se cuente con la disponibilidad de todos los elementos de las subestaciones y líneas de transmisión para realizar un despacho de energía cumpliendo con las normativas del sector eléctrico.

Es necesario la ejecución de este proyecto para mantener la confiabilidad del sistema, ya que por la falta de estos equipos el sistema puede sobre cargarse otros elementos de la red de transmisión para cumplir con la demanda de energía de la ciudad capital dejándonos en una situación que de darse otro evento provocaría apagones parciales, penalizaciones y pérdidas económicas a los diferentes comercios afectados.

Además, por la indisponibilidad de equipos en las subestaciones, ETESA se ve afectada por la aplicación de penalidad por generación obligada y energía no servida (de aumentar la demanda), de acuerdo con las normativas de las autoridades del sector.

Inversión

Costo: B/. 2,225,000
Entrada en Operación: 31/12/2022

18. REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E CÁCERES 115 KV

La SE Cáceres es del tipo seccionadora, la cual opera en el nivel de tensión de 115 kV, distribuyendo carga a distintos agentes de mercado (ACP, ENSA), teniendo un papel fundamental en la transmisión del servicio eléctrico.

Dentro de la operación cotidiana de la Subestación los seccionadores motorizados permiten el aislamiento

de los circuitos ya sea por actividad de mantenimiento o bien por un evento que haga necesario el aislamiento del circuito en el que opera. Actualmente los Seccionadores Motorizados de SE Cáceres cuentan con más de 25 años de servicio presentando un alto grado de desgaste en sus contactos principales y los mecanismos de acción que permiten la operación segura para el personal en las maniobras de los equipos. Adicional, las fábricas donde se manufacturaron estos equipos han dejado de existir, lo que imposibilita la adquisición de insumos para las tareas de mantenimiento.

Es por esto, que se requiere realizar el reemplazo de ocho (8) seccionadores motorizados de 115 kV de SE Cáceres.

Beneficios del Proyecto

- Asegurar la seguridad del personal operativo y del Sistema Eléctrico.
- Aumentar la confiabilidad y continuidad del Sistema Eléctrico.
- Disminuye la probabilidad de fallo en los equipos primarios.
- Eliminar la obsolescencia de los equipos ante cambios de tecnología e insumos.
- Actualizar tecnológicamente los esquemas de seguridad de los equipos.

Inversión

Costo: B/. 370,000
Entrada en Operación: 31/12/2023

19. REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMÁ 230 KV

La SE Panamá es del tipo reductora, la cual opera en el nivel de tensión de 230/115 kV, distribuyendo carga a distintos agentes de mercado (ACP, ENSA, NATURGY), teniendo un papel fundamental en la transmisión del servicio eléctrico.

Dentro de la operación cotidiana de la Subestación los seccionadores motorizados permiten el aislamiento de los circuitos ya sea por actividad de mantenimiento o bien por un evento que haga necesario el aislamiento del circuito en el que opera. Actualmente los Seccionadores Motorizados de SE Panamá cuentan con más de 25 años de servicio presentando un alto grado de desgaste en sus contactos principales y los mecanismos de acción que permiten la operación segura para el personal en las maniobras de los equipos. Adicional, las fábricas donde se manufacturaron estos equipos han dejado de existir, lo que imposibilita la adquisición de insumos para las tareas de mantenimiento.

Es por esto, que se requiere realizar el reemplazo de seis (6) seccionadores motorizados de 230 kV de SE Panamá.

Beneficios del Proyecto

- Asegurar la seguridad del personal operativo y del Sistema Eléctrico.
- Aumentar la confiabilidad y continuidad del Sistema Eléctrico.
- Disminuye la probabilidad de fallo

en los equipos primarios.

- Eliminar la obsolescencia de los equipos ante cambios de tecnología e insumos.
- Actualizar tecnológicamente los esquemas de seguridad de los equipos.

Inversión

Costo: B/. 334,000
Entrada en Operación: 31/12/24

20. REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E LLANO SÁNCHEZ 230 KV

Adquisición de 4 juegos de cuchillas motorizada con puesta a tierra, con la finalidad de reemplazar las seccionadoras existentes en el patio de 230 kV en la SE Llano Sánchez. Estos dispositivos son utilizados para conexión/desconexión de las líneas de transmisión de manera remota (generalmente) o de manera local.

Para garantizar una operación segura y confiable del sistema frente a contingencias que requiera el seccionamiento de líneas o para tareas de mantenimiento, se requiere el reemplazo de los equipos actuales los cuales debido a su longevidad se hace necesario reemplazarlos. Además, La creciente generación hídrica del occidente del país, ha elevado los niveles de corrientes en las líneas por lo cual se hace necesario la implementación de nuevas seccionadoras que operen en mayores niveles de intensidad de corriente. En la subestación se tienen equipos descontinuados de producción, por lo que la obtención de repuestos en caso de una potencial falla resulta imposible.

Beneficios del Proyecto

- Asegurar la seguridad del personal operativo y del Sistema Eléctrico.
- Aumentar la confiabilidad y continuidad del Sistema Eléctrico.
- Disminuye la probabilidad de fallo en los equipos primarios.
- Eliminar la obsolescencia de los equipos ante cambios de tecnología e insumos.
- Actualizar tecnológicamente los esquemas de seguridad de los equipos.

Localización del Proyecto

Subestación Llano Sánchez, Distrito de Aguadulce, Provincia de Coclé.

Inversión

Costo: B/. 160,000
Entrada en Operación: 31/12/24

21. REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMÁ 115 KV

La SE Panamá es del tipo reductora, la cual opera en el nivel de tensión de 230/115 kV, distribuyendo carga a distintos agentes de mercado (ACP, ENSA, NATURGY), teniendo un papel fundamental en la transmisión del servicio eléctrico.

Dentro de la operación cotidiana de la Subestación los seccionadores motorizados permiten el aislamiento de los circuitos ya sea por actividad de mantenimiento o bien por un evento que haga necesario el

aislamiento del circuito en el que opera. Actualmente los Seccionadores Motorizados de SE Panamá cuentan con más de 25 años de servicio presentando un alto grado de desgaste en sus contactos principales y los mecanismos de acción que permiten la operación segura para el personal en las maniobras de los equipos. Adicional, las fábricas donde se manufacturaron estos equipos han dejado de existir, lo que imposibilita la adquisición de insumos para las tareas de mantenimiento.

Es por esto, que se requiere realizar el reemplazo de catorce (14) seccionadores motorizados de 115 kV de SE Panamá.

Beneficios del Proyecto

- Asegurar la seguridad del personal operativo y del Sistema Eléctrico.
- Aumentar la confiabilidad y continuidad del Sistema Eléctrico.
- Disminuye la probabilidad de fallo en los equipos primarios.
- Eliminar la obsolescencia de los equipos ante cambios de tecnología e insumos.
- Actualizar tecnológicamente los esquemas de seguridad de los equipos.

Inversión

Costo: B/. 779,000
Entrada en Operación: 31/12/24

22. REEMPLAZO DE INTERRUPTORES DE BANCOS DE CAPACITORES DE SE PANAMA II Y LLANO SANCHEZ DE 230 KV

Este proyecto tiene como finalidad el reemplazo de tres (3) interruptores de 230 kV en Subestación Panamá II y un (1) interruptor de 230kV en Subestación Llano Sánchez de los bancos de capacitores. En total son cuatro (4) que se planean reemplazar.

Las operaciones de banco de capacitores originan efectos transitorios en la red de transmisión. Al abrir un interruptor, se crean sobrevoltajes entre los polos de potencia y originan el efecto de reencendido al tratar de interrumpir la corriente. Este arco que se mantiene entre polos va contaminando el SF6 y va deteriorando los polos de potencia.

Al final, la cámara interruptiva con SF6 se contamina de impurezas y se va desgastando los contactos de potencia. Llegará un momento que el arco de la corriente no se logra extinguir y explota el interruptor. Con esta medida preventiva, para reemplazar los interruptores con mayor capacidad de manejo de corriente, evitaremos un daño inesperado y que nos deje los bancos de capacitores fuera de operación.

Beneficios del Proyecto

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 estos bancos de capacitores, tanto por el sistema como por el costo de estos.

Localización del Proyecto

SE Panamá II, Rana de Oro, Pedregal, Panamá
SE Llano Sánchez, Llano Sánchez, Barrios Unidos, Aguadulce, Coclé

Inversión

Costo; B/: 1,200,000
Entrada en Operación: 31/12/2024

23. REEMPLAZO DE INTERRUPTORES S/E PROGRESO 115 KV

La Subestación Progreso es de configuración de interruptor y medio en su lado de 230 kV y de 34 kV, pero la configuración en el lado de 115 kV es de barra sencilla. Esta Subestación consta de dos (2) autotransformadores en configuración 230Y/115Y/34.5 kV con capacidad 50/50/50 MVA.

La Subestación Progreso tiene entre sus funciones suplir energía a Petroterminal (PTP) por medio de la Subestación Charco Azul, utilizando el interruptor 11LA12.

Actualmente el interruptor 11LA12 ha cumplido su vida útil de operación, ETESA conociendo la alta importancia de la debida operación de la Subestación Charco Azul la cual alimenta a Petroterminal (PTP), se requiere reemplazar el interruptor mencionado.

DESCRIPCIÓN

Este proyecto contempla la contratación del suministro, diseño, instalación y puesta en servicio del interruptor 11LA12 de la Subestación Progreso.

El interruptor 11LA12 presenta deterioro en sus componentes y el mismo ha cumplido su vida útil.

JUSTIFICACIÓN

Para garantizar el buen funcionamiento, seguridad y continuidad del servicio que la Subestación Progreso brinda a la Subestación Charco Azul como enlace con Petroterminal (PTP), se hace necesario por sus años de servicio ynúmero de operaciones que el interruptor 11LA12 sea reemplazado. Con esta acción se evitará la falla repentina del interruptor 11L12 y por consiguiente la salida de la Subestación Charco Azul y Petroterminal (PTP).

IMPACTO ESPERADO

Este proyecto tendrá un impacto directo en las Subestaciones de Progreso y Charco Azul:

- Garantizar el funcionamiento del interruptor 11LA12.
- Garantizar el flujo de potencia por la línea 115-25 desde la Subestación Progreso hacia la Subestación Charco Azul y la carga de Petroterminal (PTP)
- Evitar la pérdida de carga repentina de Petroterminal (PTP) lo cual puede generar pérdidas millonarias atribuidas al interruptor 11LA12 de la Subestación Progreso.

Inversión

Costo: B/. 150,000
Entrada en Operación: 31/12/2022

24. REPOSICION DE RECTIFICADORES DE 125 VDC PARA LAS SUBESTACIONES DE MATA DEL NANCE, CAÑAZAS, CHANGUINOLA, PROGRESO Y GUASQUITA

Descripción General del Proyecto
Reposición de los rectificadores de 125 vdc las subestaciones Mata del Nance, Cañazas, Changuinola, Progreso y Guasquitas.

Descripción General del Proyecto

Reposición de diez (10) rectificadores de 125 vdc las subestaciones Mata del Nance, Cañazas, Changuinola, Progreso y Guasquitas para garantizar la correcta operación de los equipos de estas subestaciones.
Nota: dos rectificadores por subestación.

Objetivos

De acuerdo con el programa de activos que mantiene ETESA se ha determina que los rectificadores de 125 VDC des las subestaciones mencionadas han sobreasado la vida útil, por lo cual su uso en el sistema mantiene una alta probabilidad de falla y por ende comprometer la confiabilidad del SIN es por ello que su reemplazo es los más prudente antes de que se presentes fallos en los que la Empresa pueda verse penalizada.

Justificación

ETESA con la finalidad de prevenir eventos inesperados en su sistema de transmisión realiza la reposición de sus activos hallan sobrepasado su periodo de vida útil, al no contar con un soporte en los repuestas de estos equipos en el comercio local y extranjero; el personal de mantenimiento no pueda garantizar el soporte requerido para la buena y correcta operación de los rectificadores.

Ubicación Geográfica del Proyecto
Provincia de Chiriquí
Distrito de Gualaca Corregimiento de Gualaca Subestación Guasquitas

Provincia de Bocas del Toro Distrito de Chiriquí Grande Corregimiento de Punta Peña Subestación Cañaza

Provincia de Bocas del Toro Distrito de Changuinola Corregimiento de Charagre Subestación Changuinola

Provincia de Chiriquí Distrito de David
Corregimiento de Las Lomas
Subestación Mata del Nance

Provincia de Chiriquí Distrito de Baru
Corregimiento de Progreso
Subestación Progreso

Inversión

Costo: B/. 135,000
Entrada en operación: 31/12/2023

25. REEMPLAZO DE CUCHILLAS MANUALES DE S/E LLANO SÁNCHEZ 230 KV

El proyecto consiste en la Adquisición de 12 juegos de cuchillas manuales de 230 KV, con la finalidad de reemplazar las seccionadoras existentes en el patio de 230 kV en la SE Llano Sánchez I. Estos dispositivos son utilizados para conexión/desconexión de

interruptores de potencia dentro de las subestaciones de transmisión de manera remota (generalmente) o de manera local.

Beneficios del Proyecto

- Aumentar la confiabilidad del Sistema, por medio de equipos modernos.
- Aumentar la seguridad del personal y de los equipos aledaños a los interruptores.
- Disminuir la probabilidad de falla en el equipo.
- Limitar en gran proporción las posibles fallas del equipo.
- Anticiparnos a una falla inminente por desgaste del equipo debido a su obsolescencia.
- Reducir considerablemente la probabilidad de daños inesperados por el mal funcionamiento de algún componente del equipo.
- Modernizar la subestación Llano Sánchez.

Inversión

Costo: B/. 595,000
Entrada en operación: 31/12/2024

26. REEMPLAZO DE CUCHILLAS MOTORIZADAS DE S/E MATA DE NANCE 230 Y 115 KV

Patio 230 KV

El proyecto consiste en el adquisición y reemplazo de las cuchillas motorizadas con puesta a tierra existentes de los circuitos 230-9A, 230-5B, 230-6C, 230-7,
230-8 y de la cuchilla motorizada del lado de 230 KV en el transformador T2; todo con la finalidad de mejorar la confiabilidad y seguridad en las operaciones de estos dispositivos puesto que son utilizados para conexión/desconexión de las barras de potencia dentro de las subestaciones de transmisión de manera remota (generalmente) o de manera local.

Beneficios del Proyecto

- Aumentar la confiabilidad del Sistema, por medio de equipos modernos.
- Aumentar la seguridad del personal y de los equipos aledaños a la salida de los pórticos y entradas de los Transformadores de potencia
- Disminuir la probabilidad de falla en la red de transmisión, así como en los equipos asociados a estas.
- Anticiparnos a una falla inminente por desgaste del equipo debido a su obsolescencia.
- Reducir considerablemente la probabilidad de daños inesperados por el mal funcionamiento de algún componente del equipo.
- Modernizar la subestación Mata del Nance.

Patio 115 KV

El proyecto consiste en el adquisición y reemplazo de las cuchillas motorizadas con puesta a tierra existentes de los circuitos 115-15, 115-16, 115-47 y de la cuchilla motorizada del lado de 115 KV en el transformador T2; todo con la finalidad de mejorar la confiabilidad y seguridad en las operaciones de estos dispositivos puesto que son

utilizados para conexión/desconexión de las barras de potencia dentro de las subestaciones de transmisión de manera remota (generalmente) o de manera local.

Beneficios del Proyecto

- Aumentar la confiabilidad del Sistema, por medio de equipos modernos.
- Aumentar la seguridad del personal y de los equipos aledaños a la salida de los pórticos y entradas de los Transformadores de potencia
- Disminuir la probabilidad de falla en la red de transmisión, así como en los equipos asociados a estas.
- Anticiparnos a una falla inminente por desgaste del equipo debido a su obsolescencia.
- Reducir considerablemente la probabilidad de daños inesperados por el mal funcionamiento de algún componente del equipo.
- Modernizar la subestación Mata del Nance.

Inversión

Costo: B/. 228,000
Entrada en operación: 31/12/2024

27. REEMPLAZO DEL TRANFORMADOR DE TIERRA DE S/E LLANO SÁNCHEZ

El proyecto consiste el remplazo del transformador de tierra de la S/E Llano Sánchez, el cual posee una vida útil de 25 años; sin embargo, ésta puede verse disminuida en gran medida por desgastes relacionados a su operación regular.

El transformador de tierra es el encargado de aterrizas el terciario de los transformadores de potencia de la subestación. El transformador de tierra fue adquirido en el año 1995 y el mismo ya cumplió su periodo de vida útil.

Beneficios del Proyecto

- Aumentar la confiabilidad del Sistema, por medio de equipos modernos.
- Contar con una protección efectiva contra sobre tensión en el sistema.
- Aumentar la seguridad del personal y de los equipos aledaños a los pararrayos.
- Disminuir la probabilidad de falla en el equipo.
- Limitar en gran proporción las posibles fallas del equipo.
- Anticiparnos a una falla inminente por desgaste del equipo debido a su obsolescencia.
- Reducir considerablemente la probabilidad de daños inesperados por el mal funcionamiento de algún componente del equipo.
- Modernizar la subestación Llano Sánchez.

Inversión

Costo: B/. 1,500,000
Entrada en Operación: 31/12/2023

28. REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE PUESTA A TIERRA TT1 y TT2 SUBESTACIONES MATA DE

NANCE Y PROGRESO

OBJETIVO

Garantizar la confiabilidad y disponibilidad del servicio de transmisión y eliminar los riesgos excluidos en la póliza de seguro con la que cuenta la empresa, ETESA presenta su programa racional de reposición de activos; a través del cual, identifica aquellos equipos que, debido a factores como: la discontinuidad de piezas de repuestos por la empresa fabricante, el desgaste natural de sus piezas, su obsolescencia tecnológica, la finalización de su vida útil, etc., se convierten en un foco latente de falla con altas probabilidades de conllevar gastos adicionales, no presupuestados, asociados a energía no servida, costos por generación desplazada y calidad del servicio.

DESCRIPCIÓN

El proyecto consiste en las Obras Civiles, Suministro, Montaje, Pruebas y Puesta en Servicio de dos (2) transformador de puesta a tierra para instalar al aire libre de tensión 34.5kV y potencia continua 5MVA de la subestación Mata de Nance y dos (2) transformador de puesta a tierra para instalar al aire libre de tensión 34.5kV y potencia continua 5MVA en la subestación Progreso.

El Contratista 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 de la subestación Mata de Nance y Progreso en el patio de 34.5kV.

El Contratista deberá realizar la instalación de dos (2) transformadores de puesta a tierra y conectarlos a la barra “A” y barra “B” de ángulo de aluminio de 100mmx100mmx10mm existente. También deberá realizar las conexiones de los transformadores de corriente de fase y neutro de cada uno de los transformadores de puesta a tierra, con los relés de sobre corriente existentes, las conexiones con los servicios auxiliares, las conexiones de las señales de alarma y disparo con la unidad terminal remota (RTU) existente, etc. En otras palabras, Los dos (2) transformadores de puesta a tierra nuevos deberán quedar completamente instalados, probados, puestos en servicio e integrados al Sistema Integrado Nacional (SIN) El trabajo incluye el suministro (diseño, fabricación, ensamble y pruebas) y montaje de los dos (2) transformadores de puesta a tierra de la subestación Mata de Nance y los dos (2) transformador de puesta a tierra en la subestación Progreso.

El Trabajo incluye las pruebas y puesta en servicio de los dos (2) transformadores de puesta a tierra de la subestación Mata de Nance y los dos (2) transformador de puesta a tierra en la subestación Progreso que serán suministrados y montados por el Contratista.

JUSTIFICACIÓN

El reemplazo de los transformadores de puesta a tierra según la propuesta redundará en un mejor servicio, garantizará la continuidad del mismo

y brindará mayor confiabilidad al sistema ya que permite:

a) Brindar un servicio de calidad a los clientes de la distribuidora.
b) Darle robustez al sistema dado que, al momento de ejecutar libranzas, por mantenimientos predictivos y preventivos.

IMPACTO ESPERADO

El reemplazar los transformadores de tierra, los cuales datan de varios años de operación, garantizará una mayor eficacia cuando hablamos de sistemas de puesta a tierra, lo que redundará en una mayor estabilidad y seguridad del SIN (Sistema interconectado Nacional), esta mejora aportada por las subestaciones tanto Mata de Nance como Progreso, las cuales contarían con equipos nuevos y totalmente a capacidad para las exigencias del sistema.

Inversión

Costo: B/. 1,500,000
Entrada en Operación: 31/12/25

29. REEMPLAZO DE REACTORES DE 230 KV DE LA SUBESTACIÓN VELADERO (3), LLANO SÁNCHEZ (3) Y LLS 34.5 KV (1)

OBJETIVO

Garantizar la confiabilidad y disponibilidad del servicio de transmisión y eliminar los riesgos excluidos en la póliza de seguro con la que cuenta la empresa, ETESA presenta su programa racional de reposición de activos; a través del cual, identifica aquellos equipos que, debido a factores como: la discontinuidad de piezas de repuestos por la empresa fabricante, el desgaste natural de sus piezas, su obsolescencia tecnológica, la finalización de su vida útil, etc., se convierten en un foco latente de falla con altas probabilidades de conllevar gastos adicionales, no presupuestados, asociados a energía no servida, costos por generación desplazada y calidad del servicio.

DESCRIPCIÓN

- Este proyecto contempla la reposición de tres (3) reactores de 230Kv de 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, esto no detiene la corrosión del cobre de forma indefinida, por esta razón es de suma importancia el reemplazo de estos equipos los cuales son de vital importancia para el SIN.
- Reemplazo de tres (3) reactores de 230kV de la subestación Veladero.

JUSTIFICACIÓN

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 estos reactores, no nos podemos dar el lujo de perder un reactor, tanto por el sistema como por el costo de estos.

El papel dieléctrico y el núcleo de los tres (3) reactores está contaminado de sulfuro corrosivo lo que pone en riesgo el funcionamiento de estos.

IMPACTO ESPERADO

El reemplazar los reactores en mención, los cuales poseen un estado no recomendable por la presencia del sulfuro corrosivo, garantizará una mayor eficiencia en la operación de la subestación lo que redundará a una mayor seguridad en estabilidad del SIN, hablando en temas de reactivo del sistema.

Inversión

Costo: B/. 8,970,000
Entrada en Operación: 31/12/25

30. REEMPLAZO DE HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LÍNEAS 230 KV Y 115 KV

Resumen Ejecutivo

Debido a que algunos conductores (hilo de guarda) protección de los circuitos de las líneas de transmisor de ETESA han cumplido su vida útil y para garantizar el suministro y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, en el presente informe se presentan proyectos de reposición basados en la obsolescencia, en el deterioro del conductor por la oxidación debido a diferentes factores atmosféricos y contaminación ambiental u otras causas que justifiquen su reemplazo.

La combinación de factores como la disminución de la eficiencia operativa del cable existente y el desgaste natural, estas variables exógenas son tomadas en el análisis técnico.

La propuesta de reposición de este informe consiste en invertir en la adquisición del reemplazo del hilo de guarda Zona 1 y 3 de líneas 230 KV y 115 KV para mitigar así el impacto negativo de los costos de falla por energía no servida, generación desplazada y los costos de mantenimiento incrementados en caso de no realizarse este proyecto de reposición.

Antecedentes

La Empresa de Transmisión Eléctrica S.A., (ETESA) es la empresa estatal de servicio público cuya función es la transmisión de electricidad en alta tensión, tal como lo estipula el artículo 3 de la Ley 6 de 1997 “Carácter de servicio público. La generación, transmisión, distribución y comercialización de electricidad destinadas a satisfacer necesidades colectivas primordiales en forma permanente, se consideran servicios públicos de utilidad pública”.

El Sistema Eléctrico Nacional de Transmisión, es una red eléctrica compleja. La red que maneja ETESA es la de 230kv y 115 KV y cuyos clientes principales, son las generadoras y las distribuidoras que se encuentran a nivel nacional, Dichas líneas de transmisión son soportadas por estructuras

especiales, que son las Torres para Líneas de Transmisión.

Normalmente, cada torre lleva dos (2) circuitos eléctricos de 230kv y en algunos casos 115 KV desde el generador hasta algunas subestaciones para poder reducir los voltajes a valores que son utilizados por el cliente final. Dichas Torres de Transmisión, están apostadas por todo el territorio nacional, para poder transmitir desde los generadores, hasta los clientes distribuidores etc.

Los conductores hilo de guarda son los que se encuentran en la parte superior de las Torres de Transmisión Eléctrica, a ambos lados de los circuitos. Estos conductores 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) desde 1980.

Historial de Mantenimiento

Como parte de un programa de administración eficiente de los activos eléctricos, anualmente la Gerencia de Operación y Mantenimiento Zona 1 elabora un Plan de Mantenimiento. Dicho Plan tiene como objetivo asegurar la vida útil a través de la realización de mantenimientos preventivos cíclicos y predictivos.

Fallas

En vista de que la predicción de la vida útil de los cables depende no sólo de su antigüedad, sino que también de múltiples factores, tales como condiciones de operación, historial de descarga eléctricas, prácticas de mantenimiento, desgaste, obsolescencia por falta de repuestos, 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 en estos hilos de guarda suceda, el riesgo que corren los circuitos al cual ellos protegen es muy grande, las consecuencias serán enormes y graves como la pérdida de líneas de transmisión, o que un transformador de potencia saliera 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. Para los efectos de la magnitud que estas líneas manejan en relación con la carga que transportan.

El daño sufrido por la caída de este conductor Hilo de Guarda sobre los conductores de fase, sería grave por la energía no servida. Esta situación, es crítica debido a las dimensiones de una inestabilidad del sistema o posible colapso del mismo, porque como se describe anteriormente, la capital estaría sin recibir dicha energía, con sus consabidos efectos

económicos, para la empresa y el país.

Problema

La disminución de la eficiencia operativa del hilo de guarda existente, la degradación por contaminación ambiental y otros deterioros que confronta el hilo de guarda, podrían poner en riesgo la operación de transmisión y por ende la confiabilidad del sistema.

Propuestas

La alternativa de reposición presentada a continuación tiene como objetivo general asegurar la vida útil y disminuir la probabilidad de discontinuidad del servicio debido a fallas, cumpliendo con lo establecido en el artículo No.73 del Reglamento de Transmisión.

Objetivos Específicos

- Reemplazar aquellos equipos existentes en la red de transmisión que implícitamente representen una mayor probabilidad de ruptura de la continuidad del servicio.
- Evidenciar el beneficio técnico de realizar el reemplazo del cable en mención.

Alternativas de reemplazo

Como parte integral del análisis del problema, a continuación, la alternativa de reposición: Remplazo del hilo de guarda Zona 1 y 3 líneas de 230 KV y 115 KV.

Propuesta de Reposición

Como resultado del análisis técnico de la alternativa, el equipo técnico de ETESA propone proceder al reemplazo del hilo de guarda zona 1 y 3 líneas de 230 KV y 115 KV.

Justificación Técnica

El reemplazo del hilo de guarda zona 1 y 3 líneas de 230 KV y 115 KV según la propuesta presentada redundará en un mejor servicio, garantizará la continuidad de este y brindará mayor confiabilidad al sistema ya que permite:

a) brindar un servicio de calidad a nuestros clientes.
b) asegurar que la generación proveniente de las subestaciones aledañas pueda ser transmitida a los centros de carga,
c) darle robustez al sistema dado que, al momento de ejecutar libranzas, por mantenimientos predictivos y preventivos programados, no existirían dificultades asociadas a limitantes de generación por tratarse de caídas de hilo de guardas deteriorados.

Conclusión

Cabe resaltar, que actualmente la confiabilidad y estabilidad del Sistema Interconectado Nacional (SIN) está comprometida, ya que de no poder reemplazar o reparar de forma inmediata estos conductores, y, por otro lado, de ocurrir una falla en algunas de las otras líneas que quedarían energizadas, se estaría ante un inminente apagón a nivel nacional.

A partir del análisis técnico presentado anteriormente, ETESA recomienda incorporar en el Plan de Reposición de Activos a presentar en la revisión tarifaria para el periodo 2020-2024 el reemplazo del hilo de guarda zona 1 y 3 líneas de 230 KV y 115 KV fundamentado en el criterio de finalización de la vida útil; acción que garantizará la confiabilidad y robustez del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Inversión

Costo: B/. 5,844,000
Entrada en Operación: 2021 - 2025

31. REEMPLAZO DE RTUs

Título del Proyecto: Reemplazo de las Unidades Terminales Remotas (RTU), que abastecen de datos de estado y medición de líneas y subestaciones de transmisión, que permite el control adecuado de los dispositivos de campo desde el SCADA ubicado en el Centro Nacional de Despacho (CND).

Objetivo

El objetivo es el reemplazo de 40 Unidades Terminales Remota (RTU), periféricos de campo parte del SCADA.

Las unidades existentes son diseño 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, cuchillas en campo que mancomunadamente informa al SCADA en el Centro nacional de Despacho (CND).

Localización del Proyecto

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.

Beneficios del Proyecto

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

Costo: B/. 2,160,000
Entrada en Operación: 2022 a 2025

32. CENTRO DE MONITOREO Y CONTROL

Implementar un Centro de Monitoreo y Control (CMC) en la Gerencia de Operaciones de la RED (GOR), a fin de centralizar los sistemas de comunicaciones y de transmisión de la empresa.

Este centro integrará de manera automatizada los datos que viajan a través de los sistemas de microondas, fibra óptica, repetidoras, radio base troncal; 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).

Beneficios del Proyecto

- Abarata costos de generación obligada o desplazada del sistema.
- Mejora el control en la gestión interna de operación y mantenimiento.
- Mayor 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.

Localización del Proyecto

Este proyecto se localiza en la provincia de Panamá, Corregimiento de Juan Díaz, Ave. José Agustín Arango, Oficinas de la Gerencia de Operaciones y Mantenimiento frente a los Estacionamientos del Rommel Fernández y recoge información de los equipos a nivel nacional.

Inversión

Costo: B/. 5,000,000
Entrada en Operación: 31/12/2025

33. REEMPLAZO DE CUCHILLAS MANUALES D/E S/E PANAMÁ 230 KV

La SE Panamá es del tipo reductora, la cual opera en el nivel de tensión de 230/115 kV, distribuyendo carga a distintos agentes de mercado (ACP, ENSA, NATURGY), teniendo un papel fundamental en la transmisión del servicio eléctrico.

Dentro de la operación cotidiana de la Subestación los seccionadores permiten el aislamiento de los interruptores de potencia de determinado circuito ya sea por actividad de mantenimiento o bien por un evento que haga necesario el aislamiento del circuito en el que opera. Actualmente los Seccionadores de SE Panamá cuentan con más de 25 años de servicio presentando un alto grado de desgaste en sus contactos principales y los mecanismos de acción que permiten la operación segura para el personal en las

maniobras de los equipos. Adicional, las fábricas donde se manufacturaron estos equipos han dejado de existir, lo que imposibilita la adquisición de insumos para las tareas de mantenimiento.

Es por esto, que se requiere realizar el reemplazo de dieciséis (16) seccionadores manuales de 230 kV de SE Panamá.

Beneficios del Proyecto

- Asegurar la seguridad del personal operativo y del Sistema Eléctrico.
- Aumentar la confiabilidad y continuidad del Sistema Eléctrico.
- Disminuye la probabilidad de fallo en los equipos primarios.
- Eliminar la obsolescencia de los equipos ante cambios de tecnología e insumos.
- Actualizar tecnológicamente los esquemas de seguridad de los equipos.

Localización del Proyecto

Subestación Panamá, Distrito de Panamá, Provincia de Panamá.

Inversión

Costo: B/. 542,000
Entrada en Operación: 31/12/2025

34. REEMPLAZO DEL TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES S/E LLANO SÁNCHEZ

En general, la obra comprende, la adquisición y remplazo de un banco de transformadores monofásicos de 225 KVA. Su relación debe ser de 34.5KV a 240 / 120 ac. Con la implementación de este proyecto, se busca como objetivo principal la protección, control y seguridad de los equipos asociados al sistema auxiliar en la S/E Llano Sánchez.

En la actualidad hemos detectado una fuga de aceite que no ha podido ser contenida en su totalidad, lo cual está ocasionando la degradación de los componentes interno del transformador por la entrada de humedad. Desde el 2020 se han presentados fallas producto del degradamiento de los componentes internos y los cuales han ocasionado la salida programada del patio de 34.5 KV, para tratar de contener la fuga de aceite. Para evitar estas fallas el personal de mantenimiento ha tenido que incrementar las horas hombres dedica a la atención de estos equipos.

Beneficios del Proyecto

- Asegurar la seguridad del personal operativo y del Sistema Eléctrico.
- Aumentar la confiabilidad y continuidad del Sistema Eléctrico.
- Disminuye la probabilidad de fallo en los equipos primarios.
- Eliminar la obsolescencia de los equipos ante cambios de tecnología e insumos.
- Actualizar tecnológicamente los esquemas de seguridad de los equipos

Inversión

Costo: B/. 70,000
Entrada en Operación: 21/12/2023

35. REEMPLAZO DE INTERRUPTORES DE S/E CHORRERA 230 KV

La SE Chorrera es de tipo reductora, y opera en el nivel de tensión de 230/34.5 kV, siendo punto de conexión a la red interconectada para distintos agentes del mercado (PANAM, NATURGY), teniendo un papel fundamental en la distribución del servicio eléctrico del área de Panamá Oeste.

Dentro de la operación cotidiana de la subestación, los interruptores permiten aislar y restablecer la continuidad en un circuito eléctrico, ya sea por actividad de mantenimiento o por un evento que ocasione la operación de apertura de estos.

Actualmente, 10 de los interruptores del patio de 230 kV de SE Chorrera cuentan con más de 25 años de servicio, presentando un alto grado de desgaste en sus contactos principales, devanados y mecanismos de operación. Resultando en riesgo para la operación segura del personal en las maniobras de los equipos y disminuyendo la confiablidad y continuidad de servicio para la red de transmisión.

Es por esto, que se requiere realizar el reemplazo de diez (10) interruptores monopolares, de tipo tanque muerto, en SE Chorrera.

Beneficios del Proyecto

- Asegurar la seguridad del personal operativo y del Sistema Eléctrico.
- El reemplazo de estos interruptores redundará en una mejor continuidad de servicio, debido a la diminución del riesgo de paradas forzosas por daños inesperados o por mal funcionamiento.
- Mejora la confiabilidad del sistema, debido a la minimización de riesgos por salidas no programadas.
- Facilidad de mantenimiento, dado que se contarán con componentes actuales y con reemplazos aun disponibles en el mercado.
- Mejoras de eficiencias de mantenimiento y reducción de costos, por la capacitación y actualización de los colaboradores, para las labores de mantenimiento, y disminución de los costos de técnicos extranjeros especializados.

Inversión

Costo: B/. 4,947,000
Entrada en Operación: 31/12/2025

REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE PRUEBAS Y MEDICIONES

36. ADQUISICIÓN DE ANALIZADOR PORTÁTIL DE DESCARGAS PARCIALES

Resumen Ejecutivo

En aras de garantizar el suministro y fortalecer la confiabilidad del sistema, en el presente informe se indica la necesidad de adquirir un analizador de descargas parciales para

medición de este parámetro en todos los equipos primarios de las subestaciones de ETESA a nivel nacional.

La Red de Transmisión de ETESA cuenta con un gran número de activos (equipos primarios) que conforman cada una de las subestaciones eléctricas de las tres (3) Zonas Regionales en las que se encuentra dividida la Dirección de Operación y Mantenimiento, los cuales requieren ser sometidos a ensayos para verificar sus condiciones operativas.

La propuesta de Adquisición de Analizador Portátil de Descargas Parciales a un costo de B/. 180,000.00 dólares, reducirá el impacto negativo de los costos de falla por energía no servida, generación desplazada y los costos de los mantenimientos correctivos en caso de no realizar el mantenimiento predictivo- preventivo correctamente por falla de los equipos de pruebas.

Antecedentes

La Coordinación de Pruebas y Medición es la encargada de velar por el buen funcionamiento eléctrico de todos los equipos primarios y sus componentes instalados en las diferentes subestaciones de ETESA a nivel nacional a través de las pruebas periódicas.

A través de los años, en ETESA hemos realizado la prueba de factor de potencia o tangente delta para conocer la condición del aislamiento de los equipos primarios de subestaciones eléctricas.

Dicha prueba nos arroja resultados, que para obtener un mejor diagnóstico de las unidades que están siendo evaluadas, deben ser complementados con otros resultados de otras pruebas. Una de estas pruebas es el análisis de las descargas parciales.

Al igual que la prueba de factor de potencia, la medición de descargas parciales nos ofrece información sobre el estado del aislamiento, su calidad y nos indica su evolución temporal y a través del tiempo.

La medición de las descargas parciales resulta muy ventajosa, ya que hay más posibilidades de localizar defectos o anomalías en puntos o zonas concretas (defectos discretos). Por lo tanto, permite poner en evidencia puntos débiles que hayan aparecido después de la fabricación, en el montaje o durante su funcionamiento.

Hasta ahora hemos visto como el mantenimiento predictivo ha ayudado a mantener en estado operativo todos los equipos primarios de las subestaciones de ETESA a nivel nacional. La falta de alguna de las pruebas que se ejecuta periódicamente podría acarrear en grandes perjuicios para el sistema lo que redundaría en costos altos por la indisponibilidad o falla de algún dispositivo en el Sistema Integrado Nacional (SIN).

Historial de Mantenimiento

Actualmente en ETESA, solamente se realiza la prueba de factor de potencia/disipación y la medición de resistencia de aislamiento para

evaluar la condición del aislamiento de los equipos primarios de todas las subestaciones eléctricas a nivel nacional. Como parte de las actividades de mantenimiento predictivo, debe incorporarse el análisis de descargas parciales a los diferentes equipos primarios de subestaciones.

Problema

La problemática primordial es lograr llevar un control periódico de las condiciones operativas todos los equipos primarios de todas las subestaciones eléctricas de ETESA a nivel nacional.

A diferencia de las demás pruebas que nos indican el estado del dieléctrico, el método de medición de descargas parciales brinda a los ingenieros de pruebas información muy sensible para ayudarles a detectar los puntos débiles más pequeños del sistema de aislamiento.

No ejecutar los diferentes ensayos en el tiempo estipulado por los diferentes laboratorios, fabricantes y normas pueden ocasionar una falla muy importante en el Sistema de Interconectado Nacional.

La decisión de adquirir estos equipos, última tecnología, se debe a las fallas y daños provocados por los eventos ocurridos en las subestaciones eléctricas de ETESA, producto del mal estado del dieléctrico, y que los mismos produjeron grandes pérdidas económicas.

Propuestas

Obtener un mejor diagnóstico y localizar defectos o anomalías en puntos o zonas concretas (defectos discretos) de los equipos primarios de las subestaciones eléctricas que forman parte del Sistema Integrado Nacional.

Evidenciar el beneficio económico y técnico de adquirir un equipo de prueba de descargas parciales.

Entre las razones Técnicas, por la cual se justifica la adquisición un Analizador Portátil de Descargas Parciales, podemos mencionar:

Disminución en los costos de mantenimiento: Reducción en los costos de mantenimientos correctivos, debido a que podremos reducir el origen de fallas de todos los equipos primarios de las subestaciones eléctricas a nivel nacional.

Disminución en los costos de fallas: Al poder contar con un analizador de descargas parciales, podemos anticiparnos de posibles fallas que afecten la integridad de la Red de Transmisión de ETESA.

Modernización: Mantenernos innovando y actualizándonos con herramientas tecnológicas de última generación, de manera continua, nos dará mayor facilidad en la ejecución de nuestras actividades y un acceso rápido a la información

Confiablidad: Contar con equipos modernos y un fuerte plan de mantenimiento de todas las categorías, fortalecerá la estabilidad del servicio eléctrico a nivel nacional.

Inversión

Costo: B/. 300,00
Entrada en Operación: 31/12/23

37. EQUIPO DE MONITOREO EN LÍNEA DE TRANSFORMADORES

Resumen Ejecutivo

En aras de garantizar el suministro y fortalecer la confiabilidad del sistema, en el presente informe se indican las necesidades de instalar monitores en línea a los Transformadores de Potencia de ETESA a nivel nacional.

La Red de Transmisión de ETESA cuenta veinte tres (23) transformadores de potencia con una capacidad instalada de aproximadamente 3,000 MVA. Estos transformadores están distribuidos en cada una de las subestaciones eléctricas de las tres (3) Zonas Regionales en las que se encuentra dividida la Dirección de Operación y Mantenimiento, los cuales requieren ser monitoreados continuamente.

La propuesta de adquirir e instalar Monitores en Línea a Transformadores de Potencia a un costo de B/. 1,800,000.00 dólares, es para minimizar considerablemente, el impacto negativo de los grandes costos de falla por energía no servida, generación desplazada y mantenimientos correctivo, producto de contar con equipos que nos brinden información, en tiempo real, de las condiciones operativas de nuestros transformadores.

Antecedentes

Los transformadores de potencia son las máquinas eléctricas de mayor valor económico e importancia en una subestación, su operación está sujeta a condiciones que degradan su sistema de aislamiento, tales como: temperatura excesiva, presencia de humedad combinada con esfuerzos eléctricos y mecánicos, entre otros. Las degradaciones evolucionan gradualmente hasta presentarse la falla, que en ocasiones puede ser catastrófica e involucra su pérdida definitiva.

Una de las técnicas mayormente empleadas en la actualidad a nivel mundial para evitar este tipo de fallas, es el diagnóstico de la condición de un transformador que puede ser efectuado utilizando los datos adquiridos por un sistema de monitoreo en tiempo real de las variables claves u optimas, que permita realizar un seguimiento cronológico, análisis de sus desviaciones, tendencias y comparaciones con patrones referenciales.

Las empresas eléctricas de los países más desarrollados han instalado sistemas de monitoreo en tiempo real para transformadores de potencia, como paso previo al desarrollo de su propio sistema de diagnóstico en tiempo real, con la finalidad de conocer de forma instantánea el estado o condición de estos, permitiendo introducir técnicas de mantenimiento basado en la condición (MBC) y mantenimiento centrado en la confiabilidad (MCC).

ETESA cuenta con varios equipos de monitoreo en línea, ya sea, instalados en transformadores que están en

servicio o como parte de un proyecto de reemplazo o adición de un transformador.

Estos monitores en línea de transformadores se conectan a la red de ETESA y pueden ser visualizados los parámetros medidos de manera remota en tiempo real. Estos equipos vienen configurados de manera tal, surja un crecimiento atípico en algunos de los valores, éste envía una alarma, que debe ser analizada de manera inmediata.

El aceite dieléctrico de un transformador es el equivalente a la sangre a un ser vivo, ya que, con ensayos o pruebas, te ofrecen un diagnóstico completo de su condición y tiempo de vida remanente.

Los monitores en línea de los transformadores te permiten observar la formación y evolución de los gases combustibles que se originan debido a que los componentes internos del equipo están expuestos a diferentes perturbaciones, arcos eléctricos, puntos calientes, descargas parciales y otros. Esto puede ser monitoreado a través de un analizador de gases disueltos en línea.

ETESA busca mejorar el servicio de su red de transmisión, instalando monitores en línea en sus transformadores de potencia, ya que la falla de algunos de estos equipos puede acarrear grandes perjuicios para el sistema lo que redundaría en costos altos por la indisponibilidad o falla de algún dispositivo en el Sistema Integrado Nacional (SIN).

Este nuevo proyecto de “Monitoreo En Línea de Transformadores” será el reemplazo del Antiguo Proyecto aprobado en el Plan de Expansión del Sistema de Interconectado Nacional para con desembolso en los años 2018 y 2019, llamado “Equipamiento para Monitoreo en Línea de Transformadores”.

Historial de Mantenimiento

Por razones de carga y confiabilidad del sistema, cada año es más difícil colocar fuera de servicio a todos los transformadores de potencia que forman parte de la Red de Transmisión de ETESA y del SIN.

Además, ETESA cuenta con varios transformadores que no necesitan ser ensayados anualmente, ya que su condición operativa está muy por debajo de su capacidad nominal.

Problema

La problemática primordial es lograr llevar un control o monitoreo anual de las condiciones operativas de todos los transformadores de potencia de las subestaciones eléctricas de ETESA a nivel nacional.

Los análisis de aceites dieléctricos y las pruebas eléctricas rutinarias son fundamentales para garantizar la buena operatividad de los activos que están directamente ligados a la red de transmisión eléctrica de ETESA.

Sin embargo, las fallas pueden ocurrir en cualquier momento de la vida de su transformador y evolucionar en forma rápida.

Un sistema de monitoreo en línea nos permitirá detectar el posible surgimiento de algunas fallas en el

transformador de manera muy anticipada.

transformadores de Potencia, mediante el monitoreo en tiempo real y continuo de diferentes parámetros tales como: voltajes, corrientes, temperatura superior, temperatura inferior, temperatura del punto caliente de la bobina, temperatura ambiente, generación de gases, humedad en el aceite, carga del transformador y las alarmas inherentes del transformador.

- Evidenciar el beneficio económico y técnico de contar con Sistemas de Monitoreo en Línea de Transformadores.

El monitoreo en línea para Transformadores, que deseamos instalar, es un sistema o herramienta que supervisa las condiciones de operación, la carga y la generación de gases disueltos en el aceite de los transformadores en tiempo real.

El monitoreo de la carga y de las condiciones de operación consiste básicamente en la medición de las tensiones y corrientes a la frecuencia de operación y en la medición de temperaturas

La medición de los gases disueltos en el aceite aislante es una de las principales herramientas de un sistema de monitoreo de transformadores. Este se basa en el hecho de que cierto tipo de eventos, tales como descargas parciales, sobrecalentamiento y arqueos generan gases, los cuales se disuelven en el aceite aislante. Una generación excesiva de estos gases provoca la formación de burbujas que pueden ocasionar fallas si se introducen en zonas del sistema aislante sometidas a grandes campos eléctricos. Los gases más importantes para la identificación de fallas en transformadores de potencia son hidrógeno, monóxido de carbono, dióxido de carbono, metano, acetileno, etano y etileno. recibe todos los valores de mediciones definidos en cada instante de operación del transformador y en base a los límites estipulados, ya sea por especificación o por norma, debe anunciar la existencia de alguna alarma.

Este sistema tiene que ser capaz de procesar la información y mostrarnos el comportamiento de las variables medidas a través del tiempo, y en base a esto, programar mantenimientos específicos y reemplazos, en caso de ser necesario.

Debe ser un sistema confiable, estable y que cumpla con los principales estándares a nivel mundial.

Justificación Técnica

Entre las razones Técnicas, por la cual se justifica la instalación de los sistemas de monitoreo en línea a los transformadores, podemos mencionar:

Disminución en los costos de mantenimiento: Reducción en los costos de funcionamiento, debido a que no sería necesario solicitar libranzas de mantenimiento predictivo a todos los transformadores de ETESA, anualmente.

Disminución en los costos de fallas: Al poder contar con un sistema de monitoreo en línea de los transformadores de potencia, podemos anticiparnos de posibles fallas que afecten la integridad de la Red de Transmisión de ETESA.

Modernización: Mantenernos innovando y actualizándonos con herramientas tecnológicas de última generación, de manera continua, nos dará mayor facilidad en la ejecución de nuestras actividades y un acceso rápido a la información

Confiablidad: Contar con equipos modernos y un fuerte plan de mantenimiento de todas las categorías, fortalecerá la estabilidad del servicio eléctrico a nivel nacional.

Inversión

Costo: B/. 1,800,000
Entrada en Operación: 31/12/24

38. ADQUISICIÓN DE EQUIPO PARA PRUEBAS A MUY BAJA FRECUENCIA A CABLES DE MEDIA TENSIÓN

Resumen Ejecutivo

En aras de garantizar el suministro y fortalecer la confiabilidad del sistema, en el presente informe se indica la necesidad de adquirir un equipo para pruebas a muy baja frecuencia a cables de media tensión que se conectan a los terciarios de los transformadores de potencia.

La Red de Transmisión de ETESA cuenta con transformadores de potencia con devanados terciarios de 34.5KV y 13.8KV, los cuales cuentan con cables para conectarse a los diferentes naves o los servicios auxiliares. Estos transformadores están distribuidos en cada una de las subestaciones eléctricas de las tres (3) Zonas Regionales en las que se encuentra dividida la Dirección de Operación y Mantenimiento.

La propuesta de Adquisición de un Equipo de Prueba a muy baja frecuencia de cables a un costo de B/. 65,000.00 dólares, reducirá el impacto negativo de los costos de falla por energía no servida, generación desplazada y los costos de los mantenimientos correctivos en caso de no realizar el mantenimiento predictivo-preventivo correctamente por falla de los equipos de pruebas.

Antecedentes

La Coordinación de Pruebas y Medición es la encargada de velar por el buen funcionamiento eléctrico de todos los equipos primarios y sus componentes instalados en las diferentes subestaciones de ETESA a nivel nacional a través de las pruebas periódicas.

Estas pruebas periódicas son de diferentes tipos, dentro de las cuales están las pruebas eléctricas rutinarias a los transformadores de potencia, y dentro de la cual debe incluirse la prueba a muy baja frecuencia de los cables del devanado de baja.

En los últimos años, hemos sufrido fallas en los cables de 34.5 KV conectados a varios de nuestros transformadores, lo cual conlleva a la

ejecución de costosos trabajos correctivos.

Este equipo de pruebas a muy baja frecuencia es necesario en el mantenimiento predictivo que realiza la Dirección de Operaciones y Mantenimiento a todos los equipos que componen las subestaciones, tales como: autotransformadores de potencia, reactores, interruptores, pararrayos, transformadores de corriente y de potencial, cables de potencia, entre otros.

La prueba de muy baja frecuencia (VLF) posibilita la detección de daños de aislación en el menor tiempo posible, sin afectar la calidad del material de aislación. Esta técnica permite medir cables de media tensión.

Hasta ahora hemos visto como el mantenimiento predictivo ha ayudado a mantener en estado operativo todos los equipos primarios de las subestaciones de ETESA a nivel nacional. La falta de alguna de las pruebas que se ejecuta periódicamente podría acarrear en grandes perjuicios para el sistema lo que redundaría en costos altos por la indisponibilidad o falla de algún dispositivo en el Sistema Integrado Nacional (SIN).

Historial de Mantenimiento

En la actualidad, solamente se ejecutan pruebas eléctricas en Corriente Directa a los cables. Sin embargo, este ensayo no es recomendado para dar un diagnóstico real de las condiciones operativas, debido a que mundialmente han ocurrido fallas en cables de media tensión que han pasado satisfactoriamente las pruebas en DC.

Como parte de las actividades de mantenimiento predictivo, debe incorporarse la prueba a muy baja frecuencia a cables de media tensión que van conectados a los transformadores.

Problema

La problemática primordial es lograr llevar un control periódico de las condiciones operativas de los transformadores y sus accesorios en todas las subestaciones eléctricas de ETESA a nivel nacional.

Las fallas pueden ocurrir en cualquier momento. Haciéndole pruebas a los cables de media tensión, le permitirá detectar cualquier cambio no previsto en su condición operativa.

No ejecutar los diferentes ensayos en el tiempo estipulado por los diferentes laboratorios, fabricantes y normas pueden ocasionar una falla muy importante en el Sistema de Interconectado Nacional.

Una falla en un cable de media tensión puede comprometer la integridad física del transformador y todas sus partes.

Propuestas

Determinar de manera automatizada, utilizando un equipo de pruebas a muy baja frecuencia, la condición de cables de media tensión, incluyendo la medición del factor de disipación y de las descargas parciales.

- Evidenciar el beneficio económico y técnico de adquirir un equipo de prueba a muy baja frecuencia a cables de media tensión.

Justificación Técnica

Entre las razones Técnicas, por la cual se justifica la adquisición de un equipo para pruebas a muy baja frecuencia a cables de media tensión, podemos mencionar:

Disminución en los costos de mantenimiento: Reducción en los costos de mantenimientos correctivos, debido a que podremos reducir el origen de fallas en los cables de media tensión conectados a los transformadores de potencia.

Disminución en los costos de fallas: Al poder contar con equipo de pruebas a muy baja frecuencia de cables de media tensión, podemos anticiparnos de posibles fallas que afecten la integridad de la Red de Transmisión de ETESA.

Modernización: Mantenernos innovando y actualizándonos con herramientas tecnológicas de última generación, de manera continua, nos dará mayor facilidad en la ejecución de nuestras actividades y un acceso rápido a la información

Confiablidad: Contar con equipos modernos y un fuerte plan de mantenimiento de todas las categorías, fortalecerá la estabilidad del servicio eléctrico a nivel nacional.

Costo: B/. 85,000
Entrada en Operación: 31/12/2022

39. IMPLEMENTACION DE LABORATORIO DE PRUEBAS Y MEDICIONES

Resumen Ejecutivo

En aras de garantizar el suministro y fortalecer la confiabilidad del sistema, en el presente informe se indican las necesidades de implementar un Laboratorio de Pruebas y Mediciones para la ejecución de diversos ensayos, que forman parte del Mantenimiento Predictivo.

La Red de Transmisión de ETESA cuenta con un gran número de activos (equipos primarios) que conforman cada una de las subestaciones eléctricas de las tres (3) Zonas Regionales en las que se encuentra dividida la Dirección de Operación y Mantenimiento, los cuales requieren ser sometidos a ensayos para verificar sus condiciones operativas.

La propuesta de implementar un laboratorio de Pruebas y Mediciones a un costo de B/. 1,330,000.00 dólares, es para minimizar considerablemente, mediante pruebas o ensayos eléctricos, físico-químicos, Cromatográfico y otros, el impacto negativo de los grandes costos de falla por energía no servida, generación desplazada y mantenimientos correctivo, producto de no realizar el mantenimiento predictivo-preventivo de forma adecuada y en los tiempos estipulados por las distintas normas y los diferentes fabricantes.

Antecedentes

La Coordinación de Pruebas y Medición es la encargada de velar

por el buen funcionamiento eléctrico de todos los equipos primarios instalados en las diferentes subestaciones de ETESA a nivel nacional a través de las pruebas periódicas.

Estas pruebas periódicas son de diferentes tipos, dentro de las cuales están las pruebas eléctricas rutinarias a los equipos en campo y los ensayos al componente aislante y refrigerante en el que está inmerso (Aceites dieléctricos y Gas SF6). Entre las pruebas eléctricas rutinarias en campo están la medición de la resistencia de los devanados, la medición de la resistencia de aislamiento, relación de transformación, factor de potencia y capacitancia, curvas de saturación, tiempos de operación, resistencia de los contactos principales y otros.

Las pruebas más importantes son los ensayos a los aceites dieléctricos en los que están inmersos los diferentes transformadores en las subestaciones eléctricas de ETESA. Un análisis al aceite dieléctrico de un transformador es el equivalente a realizar un examen de sangre a un ser vivo, ya que te ofrece un diagnóstico completo de su condición y tiempo de vida remanente.

Estas pruebas especializadas deben realizarse en un lugar con ambiente controlado y con equipos de mucha precisión para tal fin. Actualmente, ETESA no cuenta con un espacio físico que reúna todas estas condiciones, ni los equipos necesarios para la ejecución de dichas pruebas.

Durante varios años, ETESA contrata estos servicios de análisis de aceites con Laboratorios Externos, pero esta práctica no es la más eficiente, debido a que las muestras de aceites son enviadas a otro país y recorren largas distancias, que pueden alterar su condición. A esto, debemos sumarles los procedimientos burocráticos de contratación los cuales rigen a ETESA, impiden que estas actividades cumplan con los tiempos estipulados por los fabricantes y los diferentes estándares.

Por ello, se hace necesario implementar un Laboratorio de Pruebas y Mediciones, que tenga la capacidad de ejecutar, tanto las pruebas eléctricas en campo, como los análisis de aceites dieléctricos de todos los equipos primarios que forman las distintas subestaciones eléctricas de ETESA.

El mantenimiento predictivo ha ayudado a mantener en estado operativo todos los equipos primarios de las subestaciones de ETESA a nivel nacional. La falta de alguna de las pruebas que se les realiza periódicamente a estos dispositivos podría acarrear en grandes perjuicios para el sistema lo que redundaría en costos altos por la indisponibilidad o falla de algún dispositivo en el Sistema Integrado Nacional (SIN).

Historial de Mantenimiento

En los últimos años, ha sido difícil contratar estos servicios de análisis de aceites a todos los transformadores de ETESA a nivel nacional, por diferentes motivos.

Lo recomendado por los laboratorios Morgan Schaffer, SD Myers, los fabricantes de transformadores y los estándares ASTM e IEC, es realizar pruebas de rutina cuando menos una vez al año, para monitorear la salud de su transformador. Este punto no se ha logrado cumplir en los últimos diez años.

Por otro lado, si estos análisis arrojan algunos valores que indiquen el surgimiento de una posible falla, la periodicidad de este análisis varía desde cada seis (6) meses hasta cada siete (7) días.

Problema

La problemática primordial es lograr llevar un control periódico de las condiciones operativas de los transformadores y otros equipos primarios de las subestaciones eléctricas de ETESA a nivel nacional.

Los análisis de aceites dieléctricos y las pruebas eléctricas rutinarias son fundamentales para garantizar la buena operatividad de los activos que están directamente ligados a la red de transmisión eléctrica de ETESA.

Las fallas pueden ocurrir en cualquier momento de la vida de su transformador y evolucionar en forma rápida. Haciéndole pruebas al transformador de manera regular, le permitirá detectar cualquier cambio no previsto en la condición de su transformador.

No ejecutar los diferentes ensayos en el tiempo estipulado por los diferentes laboratorios, fabricantes y normas pueden ocasionar una falla muy importante en el Sistema de Interconectado Nacional.

Propuesta

Acondicionar un Laboratorio de Pruebas y Mediciones con la infraestructura y el equipamiento necesario para garantizar el buen desempeño y la confiabilidad de los equipos primarios de las subestaciones Eléctricas de ETESA.

Evidenciar el beneficio económico y técnico de implementar un Laboratorio de Pruebas y Mediciones.

El Laboratorio de Pruebas y Mediciones que se desea implementar, reunirá las condiciones requeridas para la ejecución de las diferentes pruebas y el buen almacenaje de los equipos de ensayos en campo.

Este Laboratorio tendrá la capacidad para realizar los análisis cromatográficos, pruebas eléctricas, ensayos físico- químico a los aceites dieléctricos de los equipos primarios de ETESA.

Además, el laboratorio poseerá equipos de pruebas rutinarias en campo para los diferentes equipos: interruptores de potencia, seccionadoras, pararrayos, bujes, transformadores de instrumentación, transformadores de potencia, entre otros.

Al implementar este laboratorio lograremos cumplir con los tiempos estipulados para la ejecución de todas las pruebas, según normas y

regulaciones nacionales e internacionales.

Justificación Técnica

Entre las razones Técnicas, por la cual se justifica la implementación de un laboratorio de Pruebas y Mediciones, podemos mencionar:

Disminución en los costos de mantenimiento: Reducción en los costos de funcionamiento, debido a que no sería necesario contratar todos los años las pruebas a los aceites dieléctricos de los transformadores de ETESA con un Laboratorio externo.

Disminución en los costos de fallas: Al poder realizar las pruebas en el tiempo estipulado, podemos anticiparnos de posibles fallas que afecten la integridad de la Red de Transmisión de ETESA.

Modernización: Los nuevos equipos, los cuales conformarán este laboratorio, trabajarán con microprocesadores de última generación, lo cual permite trabajar con voltajes de prueba más altos y una mayor precisión en los resultados. Los mismos pueden conectarse y controlarse desde un computador, además de sus puertos USB que nos permite bajar la información y analizarse a otras computadoras de oficina.

Inversión

Costo: B/. 1,385,000
Entrada en Operación: 31/12/2024

40. REEMPLAZO MAQUINA FILTRADORA Y REGENERADORA DE ACEITE DE TRANSF.

Resumen Ejecutivo

Debido a que algunos equipos de las subestaciones de ETESA han cumplido su vida útil y para garantizar el suministro y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, en el presente informe se presenta proyecto de reposición basados en la obsolescencia, mal funcionamiento de los dispositivos u otras causas que justifiquen su reemplazo.

La propuesta de reposición de este informe consiste en invertir en la adquisición de una maquina filtradora de aceite nueva a un costo de B/. 800,000.00 de dólares; mitigando así el impacto negativo de los costos de falla por energía no servida, generación desplazada y los costos de mantenimiento incrementales en caso de no realizarse algún mantenimiento a los transformadores de potencia en el momento adecuado.

Antecedentes

Los transformadores de potencia en un proceso de transmisión de energía eléctrica se ven expuestos a fenómenos naturales o atmosféricos que conllevan a su deterioro, capaz de provocar situaciones de riesgo o fallas que afecten el suministro o transporte de la energía eléctrica.

De los componentes principales de un transformador está el aceite dieléctrico que es utilizado como fluido aislante y refrigerante, y es el más accesible para la toma de muestras y con él que se obtiene valiosa información sobre las

condiciones de operación del equipo transformador. Un aceite dieléctrico debe garantizar siempre una elevada rigidez dieléctrica, estabilidad química, eliminación del calor gracias a su adecuada viscosidad, entre otros. Pero existen factores que contribuyen a su deterioro, como por ejemplo la humedad, la sobrecarga, el sobrecalentamiento y la falta de mantenimiento puede causar daños irreversibles al equipo.

Para un buen funcionamiento de los transformadores, es necesario que el aceite aislante esté exento de humedad, gases disueltos y partículas sólidas. Incluso los aceites nuevos requieren un tratamiento para reducir a niveles adecuados y aceptables estos contenidos.

Con la adquisición de un equipo de tratamiento de aceite dieléctrico diseñado para el filtrado, deshidratación y desgasificación de los aceites utilizados en los transformadores de ETESA, se busca maximizar la vida útil de éstos, acrecentar su confiabilidad y mejorar su rendimiento. Se puede prolongar la vida útil de un transformador por 20-35 años aplicando la regeneración.

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%; porcentaje que equivale a un rango de 25 a 35 años de vida útil.

Problema

El desgaste natural en los componentes de la maquina filtradora asociado a su operación normal de la filtración de aceites de los transformadores, aunado a la falta de repuestos de los elementos debido a la discontinuidad de estos en el mercado, podrían poner en riesgo la confiabilidad del sistema. Además, no ejecutar los diferentes ensayos en el tiempo estipulado por los diferentes laboratorios, fabricantes y normas pueden ocasionar una falla muy importante en el Sistema de Interconectado Nacional.

Objetivo

Las alternativas de reposición 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.

- Modernizar aquellos equipos existentes en las subestaciones que implícitamente representen una mayor probabilidad de ruptura de la continuidad del servicio.
- Evidenciar el beneficio económico y técnico de realizar el reemplazo del equipo en mención.

Propuesta de Reposición

Como resultado del análisis técnico-económico de las alternativas, el equipo técnico de ETESA propone proceder a la adquisición de una nueva máquina de filtrado de aceite para los transformadores de ETESA.

Justificación Técnica

El reemplazo de maquina filtradora de aceite, según la propuesta presentada redundará en un mejor servicio, garantizará la continuidad del mismo y brindará mayor confiabilidad al sistema ya que permitirá el correcto seccionamiento del sistema envidado pérdidas producidas por pequeñas descargas.

Inversión

Costo: B/: 800,000
Entrada en Operación: 31/12/2023

41. EQUIPOS PARA PRUEBAS A TRANSFORMADORES DE POTENCIA Y TRANSFORMADORES DE INSTRUMENTACIÓN

Este proyecto consiste en que suministren a ETESA los equipos y accesorios necesarios para efectuar las pruebas de resistencias de los devanados y relación de vueltas de los transformadores de potencia, además, equipos capaces de analizar los estados operativos de los transformadores de instrumentación e instrumentos para realizar inspecciones termográficas.

Beneficios del Proyecto

Este proyecto tiene como beneficio obtener un mejor diagnóstico y localizar defectos o anomalías en puntos o zonas concretas (defectos discretos) de los equipos primarios de las subestaciones eléctricas que forman parte del Sistema Integrado Nacional.

Al adquirir estos equipos para pruebas de transformadores de potencia y transformadores de instrumentación, debemos tener un mayor control de las condiciones operativas de los distintos equipos de las subestaciones ETESA, y así, programar a tiempo un mantenimiento preventivo o, en caso de darse una anomalía mayor, gestionar el reemplazo de la unidad.

Localización del Proyecto

Panamá, Panamá, sin embargo, la Coordinación de Pruebas y Mediciones de ETESA, con sede en Juan Díaz, es responsable del buen funcionamiento de los dispositivos instalados en la red de transmisión de ETESA a nivel nacional, por lo cual, los equipos adquiridos serán utilizados en todas las subestaciones eléctricas de ETESA a nivel nacional.

Inversión

Costo: B/. 494,000
Entrada en operación: 31/12/2023

REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIONES

42. MEJORAS AL SISTEMA DE ADQUISICIÓN DE DATOS POR RELÉS

ANTECEDENTES:

El grupo de protección y control, interesado en brindar una respuesta rápida y eficiente a los eventos que se suscitan en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), propone realizar mejoras de ampliación al sistema de adquisición

de datos de los relés instalados a lo largo del sistema de transmisión.

OBJETIVO GENERAL:

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; y así distribuir la carga de procesamiento, canales de comunicaciones, anchos de banda, y tráfico necesario. Esto 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, 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.

OBJETIVOS ESPECIFICOS:

- Evitar la pérdida de registros de fallas y oscilografias de los relevadores de protección y control cuando son sobre escritos 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.

JUSTIFICACION DE LA MODIFICACION:

Se requiere para la finalización del proyecto en el año 2020, la compra del material eléctrico necesario debido a la adición de los procesadores de comunicaciones que servirán de interface entre los softwares de adquisición de datos y los relevadores de protección y control.

Culminar con la instalación de los equipos adquiridos en años en años anteriores. Culminar la instalación y detalles finales.

<u>Por lo anterior, la modificación de este proyecto abarca la inclusión de material eléctrico, el aumento en el monto de inversión y el cambio de fecha de operación.</u>

JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

Los equipos solicitados deben ser instalados debido a las siguientes condiciones operativas:

- **Mejor Análisis:** Contando con más información referente a un determinado suceso registrado en el SIN, pueden

realizar análisis más completos de estos y tomar las acciones requeridas con el fin de reducir los efectos perjudiciales que puedan tener sobre el sistema.

- **Respuesta Rápida:** Al suscitarse un evento, alarma o cualquier otra situación de emergencia que requiera atención por parte del grupo de protección y control, tendrá la facilidad de revisar el/los equipos involucrados y dar un diagnóstico al instante de la situación, en lugar de esperar a que el personal se traslade a Subestación y realice una inspección en sitio de lo ocurrido.
- **Prevención:** Teniendo integrados la mayoría de los equipos al sistema de adquisición de datos, se pueden efectuar monitoreos periódicos de las condiciones operativas de los mismos, con el propósito de anticipar cualquier condición irregular que pueda afectar el desempeño de estos.
- 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.

JUSTIFICACIÓN ECONOMICA:

- **Costos de Funcionamiento:** Al no tener que desplazarse personal a los sitios para dar atención a los eventos que Subestación susciten en el SIN, Subestación estaría reduciendo considerablemente los costos de funcionamiento en concepto de sobretiempo, combustible y gastos de alimentación.
- **No instalación de Equipos:** De no instalar los equipos antes mencionados, ETESA podría incurrir en costos de energía no servida producto de la salida no atendida en forma rápida de un componente importante del sistema, tal como una línea de transmisión o un transformador de potencia.

Inversión

Costo: B/. 288,000
Entrada en Operación: 21/12/2022

43. REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROTECCIONES DIFERENCIALES DE LÍNEAS 230 KV Y 115 KV

ANTECEDENTES

El Departamento de Protecciones y Comunicaciones, velando por la seguridad, selectividad y confiabilidad de los equipos bajo su responsabilidad, propone INCLUIR en las mejoras; el esquemas de protección de respaldo de las líneas de transmisión de la red de **ETESA**, utilizando para tal fin 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.

JUSTIFICACION DE LA MODIFICACION

En esta modificación no hay variación en el monto del proyecto, sino que sólo amplia 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.

OBJETIVO GENERAL

Incluir las reposiciones de las protecciones de respaldo en este proyecto significaría un adicional en la confiabilidad y selectividad de los esquemas de protección de la red de transmisión de ETESA.

OBJETIVOS ESPECIFICOS:

La aplicación de estos equipos aprovechamos los avances tecnológicos en materia de comunicación en 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. Adicional, 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.

LOCALIZACION DEL PROYECTO

La reposición de las *protecciones secundarias* en el proyecto se ejecutará en las siguientes subestaciones eléctricas.

Tabla 12. 2 Reposición de Protecciones Secundarias

Línea	Subestación
230-1A	Bayano - Pacora
230-1B	Panamá II - Pacora
230-1C	Panamá-Panamá II
230-2B	Panamá-Panamá II
230-3A	Panamá - Chorrera
230-3B	Chorrera - Llano Sanchez
230-4A	Panamá - Chorrera
230-4B	Chorrera - Llano Sanchez
230-5A	Llano Sánchez - Veladero
230-5B	Veladero – Mata de Nance
230-6B	Veladero – Mata de 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	Fortuna - Mata de Nance
230-8	Fortuna - Mata de Nance
230-9A	Mata de Nance - Boqueron
230-9B	Boqueron - Progreso
115-3A	Panamá-Chilibre
115-3B	Chilibre- Bahía Las Minas
115-4A	Panamá-Cemento Panamá
115-4B	Cemento Panamá - Bahía Las Minas
115-12	Panamá-Caceres
115-37	Panamá-Caceres
115-1A	Caceres - Santa Rita
115-1B	Santa Rita - Cativa
115-1C	Cativa - Bahia Las Minas
115-2A	Caceres - Santa Rita
115-2B	Santa Rita - Bahía Las Minas
115-15	Mata de Nance - Caldera
115-16	Mata de Nance - Caldera
115-17	Caldera - La estrella
115-18	Caldera - Los Valles

JUSTIFICACIÓN TÉCNICA

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.

JUSTIFICACIÓN ECONÓMICA

Fin del Periodo de Vida Útil: En el año propuesto para el reemplazo, los equipos contaran con más de 10 años de estar en servicio, estarán próximos de completar su periodo de vida útil sin tener garantía de fabrica contra cualquier daño que le ocurra. Por lo tanto, es necesario que sean reemplazados.

No instalación de Equipos: Al no reemplazar las protecciones de distancias secundarias podemos tener un punto débil o de falla en el desempeño de estos equipos, lo que puede producir costos a la empresa y la imagen al público y clientes se vería afectada.

Inversión

Costo: B/. 4,401,000
Entrada en Operación: 31/12/2024

44. REEMPLAZO DE EQUIPO

DE INYECCION SECUNDARIA PARA PRUEBA DE PROTECCIONES

OBJETIVO

Reemplazar dos equipos de inyección secundaria para prueba de relevadores que han cumplido su vida útil y no están trabajando adecuadamente.

DESCRIPCIÓN

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 tal de poder 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 relé 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.

JUSTIFICACIÓN

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.

IMPACTO ESPERADO

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 permitirá 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. Adicional, permite tener un registro con gráficos de las pruebas realizadas, lo cual reduce el tiempo en la confección de informes. Adicional, se agrega la funcionalidad de realizar pruebas basadas en el sistema en el cual las pruebas serian basadas no sólo en los ajustes de las protecciones sino en el modelo de red a probar, lo cual 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

Costo: B/. 205,000
Entrada en Operación: 31/12/2022

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

PESIN

2022

CAPÍTULO 13

PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 13

PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO

Tabla 13. 1 Plan de Reposición de Largo Plazo

No.	DESCRIPCIÓN	hasta 2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL	Nueva Fecha Plan 2022
106	**REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO**	**303**	**358**	**348**	**295**	**437**	**280**	**22**	**21**	**19**	**0**	**2,083**	
107	REEMPLAZO GATEWAY SISTEMAS AUTOMATIZADOS DE S/E (SAS) DE ETESA		35	35	35	35	35					**175**	2022-2026
108	REEMPLAZO REGISTRADORES DE OSCILOGRAFIAS					192	93					**285**	12/31/2026
109	REEMPLAZO PROTECCIONES S/E GUASQUITAS 230 KV	62	66	64	60	31	28					**311**	12/31/2026
110	REEMPLAZO PROTECCIONES S/E LLANO SÁNCHEZ 230 Y 115 KV	119	127	123	100	77	51					**597**	12/31/2026
111	REEMPLAZO PROTECCIONES S/E SANTA RITA 115 KV					21	23	22	21	19		**106**	12/31/2029
112	REEMPLAZO PROTECCIONES S/E VELADERO 230 KV	122	130	126	100	81	50					**609**	12/31/2026

REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE SUBESTACIONES

1. REEMPLAZO DE GATEWAYS EN LOS SISTEMAS AUTOMATIZADOS DE SUBESTACIONES (SAS) DE ETESA

Resumen Ejecutivo

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 perdida de la supervisión, control y medición de las subestaciones antes mencionadas, remotamente con el CND y localmente con el HMI.

Antecedentes

Generales

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.

Historial de mantenimiento

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.

Fallas

Se desea evitar 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 perdida 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.

Problema

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.

Propuesta - Objetivo General

Reponer los Gateways de todos los Sistemas Automatizados de

Subestaciones que hayan llegado y/o estén próximos a llegar al fin de su vida útil.

Objetivos Específicos

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.

Tabla 13. 2 Reposición de los Gateways

2020	2021	2022	2023	2024
Llano Sanchez	Boqueron III	Cañazas	Santa Ria	Panama II
El Higo				

Nota: se reemplazarán dos (2) Gateway por cada subestación. Gateway Principal y de respaldo.

Propuesta de Reposición
Justificación Técnica

Con esta reposición se asegura la operación segura del Sistema Automatizado de Subestaciones de ETESA y con ello la operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y Sistema Eléctrico Regional (SER) ya que se evitan fallas en la comunicación SCADA hacia CND producto de fallas en los Gateway.

Inversión

Costo: B/. 175,000
Entrada en Operación: 2022 - 2026

2. REPOSICIÓN DE REGISTRADORES DE OSCILOGRAFÍAS A NIVEL NACIONAL

Resumen Ejecutivo

En aras de modernizar las subestaciones de ETESA, garantizar el suministro y fortalecer la confiabilidad del Sistema Integrado Nacional (SIN), en el presente informe se analizan diversas alternativas de proyectos de reposición; identificando aquella alternativa que presente un balance positivo entre el costo y el beneficio.

La combinación de factores como el largo tiempo de espera para la adquisición de las piezas de repuesto y la fuerza del deterioro son variables exógenas que son tomadas en el análisis técnico- económico.

La propuesta de reposición de este informe consiste en invertir en la adquisición de seis registradores de oscilografías a un costo de US$ 285,304 dólares; mitigando así el impacto negativo de los costos de falla por energía no

servida, generación desplazada y los costos de mantenimiento correctivo incrementales en caso de no realizarse el proyecto de reposición.

Antecedentes

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 macro 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 oscilografias 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 stock en fábrica para respaldo. En el cuadro se presentan los registradores de oscilografías que requieren reemplazo incluyendo el registrador de oscilografía portátil.

Equipos

Por otra parte, el sistema regulatorio uniforme de cuentas para el sector eléctrico establece, como rango de depreciación aceptable para "plantas de transmisión", de 3 a 4%; porcentaje que 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 176 - "*Ageing of the System-Impact on Planning*" publicado en diciembre del año 2000, y el estado actual de los dispositivos en mención, se ha convenido que la vida útil estimada para estos equipos es de **20 años**.

Adicionalmente, es importante mencionar que el literal E de 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:

"*3. Riesgos excluidos*

Esta póliza no segura contra pérdida, daño o gastos causados por o como resultado de:

…. E. Demora, pérdida de uso o mercado, deterioro, vicio inherente, defecto latente, uso de desgaste, atmósfera húmeda o seca, temperaturas extremas o cambiantes, smog, encogimiento, evaporación, pérdida de peso, agotamiento, herrumbre, corrosión, erosión, pudrición húmeda o seca, cambio en el sabor, color, textura o acabado; animales, bichos, plagas, polillas, termitas u otros insectos, roya, moho y hongos."

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.”

Historial de Mantenimiento

Como parte de un programa de administración eficiente de los activos eléctricos, anualmente la Gerencia 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.

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.

Fallas

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 repuestos, 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.

Como resultado de un análisis de distribución normal, y con una confiabilidad del 95%, se puede indicar que la probabilidad de falla dentro del periodo tarifario en estudio (2017-2021), se ubica entre 97-99%.

Problema

En la administración continua de los registradores de oscilografias existentes se han observado las siguientes anomalías:

Alternativas de Reposición

Como parte integral del análisis del problema, a continuación, se listan las alternativas de reposición:

a) Ejecución de un mantenimiento mayor del equipo.
b) Compra de seis (6) registradores de oscilografías nuevos.

La primera alternativa queda descartada por la discontinuidad de las piezas de los equipos existentes y la falta de respaldo de la fábrica.

Adicional, 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 stock de repuestos.

Propuestas

Objetivo General

Las alternativas de reposición presentadas a continuación tienen, como objetivo general, asegurar la vida útil del equipo y tener un panorama completo del comportamiento de una subestación y del SIN ante un evento dado permitiendo un mejor análisis, cumpliendo de esta forma con lo establecido en el acápite MIE 6.8 de la Metodología para Normar el Intercambio de Información para la Elaboración de los Informes de Eventos en el Sistema Interconectado Nacional.

Objetivos específicos

- Modernizar aquellos equipos existentes en las subestaciones que implícitamente representen una mayor probabilidad de ruptura de la continuidad del servicio.
- Evidenciar el beneficio económico y técnico de realizar el reemplazo del equipo en mención.

Propuesta de Reposición

Como resultado del análisis técnico-económico de las alternativas, el equipo técnico de ETESA propone proceder a la adquisición:

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 oscilografias 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 oscilografias y realizar algunos análisis como distancia a la falla, análisis de armónicos y otros.

Justificación Técnica

El reemplazo de los registradores de oscilografías según la propuesta presentada 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 oscilografias tienen localizadores de fallas basados en onda viajera el 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.

Justificación económica

A continuación, se presenta la oferta económica de la inversión por la alternativa propuesta:

Cabe destacar que los costos indirectos fueron calculados utilizando los parámetros de costos eficientes establecidos en el Artículo 177, Sección IX.1.2. del Reglamento de Transmisión. Adicionalmente, se consideraron costos indirectos asociados a contingencia a razón de 5% de los costos directos del equipamiento.

La combinación de factores como la disminución de la eficiencia operativa de los equipos existentes y obsolescencia tecnológica son variables que son tomadas en el análisis técnico-económico.

Con el objetivo de validar la propuesta presentada, se procedió a calcular el indicador financiero de valor presente neto (VPN) a partir de la metodología de mínimo costo; descontando los flujos a la tasa de rentabilidad aprobada por la ASEP, a ETESA en el IMP periodo 2009- 2013 (10.71%) y cuantificando los gastos en mantenimientos futuros.

El costo del mantenimiento se estimó a partir de las horas hombres destinadas para este rubro, incluyéndose la reducción en los costos asociados a la ventaja que presenta la protección propuesta respecto a las existentes, y el valor neto del activo en función a su retiro de los libros contables de la empresa.

inversión

Costo: B/. 285,000
Entrada en Operación: 31/12/26

REPOSICIÓN DE EQUIPOS DE PROTECCIONES

3. REEMPLAZO DE LAS PROTECCIONES EN EL PATIO 230 KV EN S/E GUASQUITAS

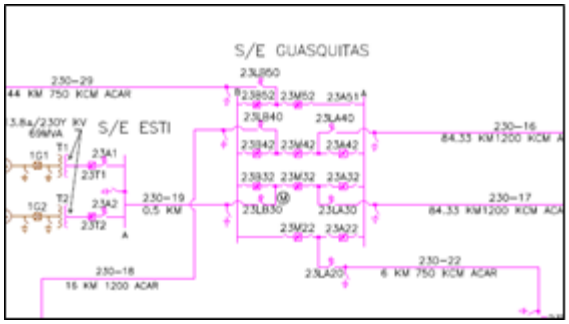
Resumen Ejecutivo

Con el objetivo de modernizar las subestaciones de ETESA, garantizar el suministro y fortalecer la confiabilidad del sistema eléctrico, se presenta informe donde se describen los equipos de protección y control a incluirse en el proyecto de reposición; identificando un balance positivo entre el costo y el beneficio.

La propuesta de reposición de este informe 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; mitigando así el impacto negativo de los costos de falla de estos equipos por energía no servida, generación desplazada, y los costos de mantenimiento correctivos incrementales en caso de no realizarse el proyecto de reposición.

Antecedentes

La subestación seccionadora Veladero, ubicada en el Corregimiento de Gualaca, Distrito de Gualaca, Provincia de Chiriquí, diseñada bajo una configuración de interruptor y medio, consta de un patio de
230 kV, y es la columna vertebral del Sistema Integrado Nacional (SIN).



Adicionalmente, permite trasladar la generación hídrica proveniente de las centrales Fortuna, Changuinola, Prudencia, Lorena, Gualaca, etc. y el resto de generación proveniente de occidente a los centros de carga a través de las líneas de transmisión 230-16 y 230- 17.Los relevadores de protección y control son dispositivos indispensables en todo sistema eléctrico y tienen como función principal monitorear el estado de las líneas, interruptores y transformadores de potencia, y los valores de voltaje y corriente estén dentro de los parámetros normales de operación.

Tabla 13. 3 Protecciones 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
23A42	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	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	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

Por otra parte, el sistema de protecciones tiene una vida útil estadística de 15 años.

Además, tomando en consideración lo indicado por el fabricante ABB 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 18 años de servicio ininterrumpido cuando se está programado iniciar las reposiciones.

Adicionalmente, es importante mencionar que el literal E de 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:

"**Riesgos excluidos**
Esta póliza no asegura contra pérdida, daño o gastos causados por o como resultado de:

…. **E. Demora, pérdida de uso o mercado, deterioro, vicio inherente, defecto latente, uso de desgaste, atmósfera húmeda o seca, temperaturas extremas o cambiantes, smog, encogimiento, evaporación, pérdida de peso, agotamiento, herrumbre, corrosión, erosión, pudrición húmeda o seca, cambio en el sabor, color, textura o acabado; animales, bichos, plagas, polillas, termitas u otros insectos, roya, moho y hongos."**

Historial de Mantenimiento:

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

Históricamente, con una frecuencia de una vez cada dos años se han ejecutado mantenimientos preventivos

y pruebas a los esquemas transformadores de potencia, controladores y barras.

Fallas:

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.

Como resultado de un análisis de distribución normal, con una confiabilidad del 95%, se puede indicar que la probabilidad de falla acumulada para los relevadores de protecciones existentes, en el periodo 2021-2025, se ubica entre 63-78%.

Problema:

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.

Por otra parte, los daños colaterales, físicos y económicos, relacionados a una mala operación de estos equipos es un factor crítico que requiere atención.

Propuestas Objetivo General

La alternativa de reposición presentada a continuación tiene como objetivo general asegurar la vida útil del equipo y disminuir la probabilidad de discontinuidad del servicio eléctrico debido a fallas, cumpliendo con lo establecido en el artículo No.73 del Reglamento de Transmisión.

Objetivos Específicos

- Modernizar aquellos equipos existentes en las subestaciones
- que implícitamente representen una mayor probabilidad de ruptura de la continuidad del servicio.
- Evidenciar el beneficio económico y técnico de realizar el reemplazo del equipo en mención.

Alternativa de reemplazo

Como parte del análisis del problema, se lista la alternativa de reposición:

Adquisición de nueve (9) relés controladores y dos (2) para protección de barras. Se incluyen también los switches para comunicación con el sistema de automatización de subestación.

Propuesta de Reposición

Como resultado del análisis, el equipo técnico de ETESA propone proceder a

la compra de veintisiete (11) relevadores de protección y control nuevos.

Justificación Técnica

El reemplazo de los equipos de protección según la propuesta presentada redundará en un mejor servicio, garantizará la continuidad de este y brindará mayor confiabilidad al Sistema Integrado Nacional, ya que permite:

- Limitar en gran proporción las posibles fallas del equipo, atribuidas a las malas operaciones.
- Anticiparnos a una falla inminente por desgaste del equipo debido a su obsolescencia.
- Reducir considerablemente la probabilidad de daños inesperados por el mal funcionamiento de algún componente del equipo.
- Modernización de la subestación Guasquitas.

Justificación económica

A continuación, se presenta la oferta económica de la inversión planteada:

(*) Se considera, para este proyecto, que el reemplazo de los equipos de protección será programado de uno a uno por la Gerencia de Operación y Mantenimiento, de forma tal que NO conlleve el pago de generación obligada por libranzas.

Cabe destacar que los costos indirectos fueron calculados utilizando los parámetros de activos eficientes establecidos en el Artículo 177, Sección IX.1.2. del Reglamento de Transmisión. Adicionalmente, se consideraron costos indirectos asociados a contingencia a razón de 5% de los costos directos del equipamiento.

Por otra parte, los costos directos[1] responden a porcentajes promedios obtenidos de la lista de precios de la última licitación adjudicada asociada al reemplazo de interruptores de potencia.

Inversión

Costo: B/. 311,000
Entrada en Operación: 31/12/2026

4. REEMPLAZO DE LAS PROTECCIONES EN LOS PATIOS 230 y 115 KV EN S/E LLANO SANCHEZ

Resumen Ejecutivo

Con el objetivo de modernizar las subestaciones de ETESA, garantizar el suministro y fortalecer la confiabilidad del sistema eléctrico, se presenta informe donde se describen los equipos de protección y control a incluirse en el proyecto de reposición; identificando un balance positivo entre el costo y el beneficio.

La combinación de factores como la disminución de la eficiencia operativa de los equipos existentes y obsolescencia tecnológica son variables que son tomadas en el análisis técnico- económico.

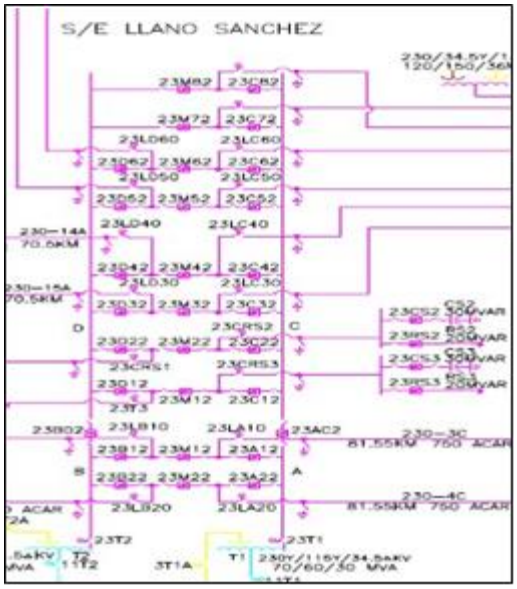
La propuesta de reposición de este informe consiste en invertir en la adquisición de cuatro (4) protecciones de transformador, seis (6) protección

de reactor, catorce (14) controladores y tres diferenciales de barra nuevos a un costo de US$596 mil de dólares; mitigando así el impacto negativo de los costos de falla de estos equipos por energía no servida, generación desplazada, y los costos de mantenimiento correctivos incrementales en caso de no realizarse el proyecto de reposición.

Antecedentes

La subestación transformadora Llano Sanchez, ubicada en el Corregimiento de Llano Sanchez, Distrito de Aguadulce,

Provincia de Coclé, diseñada bajo una configuración de interruptor y medio, consta de tres patios 230/115/34.5 kV, y es la columna vertebral del Sistema Integrado Nacional (SIN).



Adicionalmente, permite trasladar la generación hídrica proveniente de las centrales Fortuna, Changuinola, Baitun, Estrella, Los Valles, etc. y el resto de generación proveniente de occidente a los centros de carga a través de las líneas de transmisión 230-51, 230-52, 230-14 y 15, 230-5A, y 230-6A respectivamente. Por otra parte, el patio de 115kV alimenta a los clientes de la Empresa Distribuidora Gas Natural Fenosa.

Los relevadores de protección y control son dispositivos indispensables en todo sistema eléctrico y tienen como función principal monitorear el estado de las líneas, interruptores y transformadores de potencia, y los valores de voltaje y corriente estén dentro de los parámetros normales de operación.

Tabla 13. 4 Protecciones de S/E Llano Sanchez

No Equipo	Nomenclatura No.Equipo	Descripción Equipo	No.Serie	Fabricante/ Marca Modelo	Marca	Tipo	NUMERO ETESA	Año Instalación
BARRA C	87 B	RELAY		RADHA	ABB	RK646 006-DA	8290	2004
BARRA D	87B	RELAY		RADHA	ABB	RK646 006-DA	8291	2004
REACTOR 1	P.P	RELAY	T0244017	RET-521	ABB		8292	2004
REACTOR 1	P.S.	RELAY	459979	SPAJ-140C	ABB	RS 611 006-DA	8293	2004
REACTOR 2	P.P	RELAY	T0240038	RET-521	ABB		8294	2004
REACTOR 2	P.S.	RELAY	459980	SPAJ-140C	ABB	RS 611 006-DA	8295	2004
REACTOR 3	P.P	RELAY	T0244018	RET-521	ABB		8296	2004
REACTOR 3	P.S.	RELAY	459981	SPAJ-140C	ABB	RS 611 006-DA	8297	2004
23D22 (reactor 1)	50BF	RELAY	T0244025	REC- 561	ABB		8298	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
23M22 (reactores 1y2)	50BF	RELAY	T0244023	REC- 561	ABB		8299	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
23C22 (reactor 2)	50BF	RELAY	T0244022	REC- 561	ABB		8300	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
23D32 (230.15)	50BF/ 79 / 25	RELAY	T0244028	REC- 561	ABB		8301	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
23M32 (230.13/15)	50BF/ 79 / 25	RELAY	T0244027	REC- 561	ABB		8302	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
23C32 (230-13)	50BF/ 79 / 25	RELAY	T0244026	REC- 561	ABB		8303	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
23D42 (230-14)	50BF/ 79 / 25	RELAY	T0244037	REC- 561	ABB		8304	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
23M42 (230-12/14)	50BF/ 79 / 25	RELAY	T0244036	REC- 561	ABB		8305	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
23C42 (230-12)	50BF/ 79 / 25	RELAY	T0244035	REC- 561	ABB		8306	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
23M12 (reactor 3)	50BF	RELAY	T0244020	REC- 561	ABB		8307	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
23C12 (reactor 3)	50BF	RELAY	T0244019	REC- 561	ABB		8308	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
23AC2 (amarre A/C)	50BF	RELAY	T0244038	REC- 561	ABB		8309	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
23BD2 (amarre B/D)	50BF	RELAY	T0244039	REC- 561	ABB		8310	2004
	86BF			RXMD 1		1MRK 001 602AP		2004
Transformador # 1	87T1-P	ELEVADORE	053856P	KBCH -13001W	AREVA		8344	2009
Transformador # 1	87T1-S	ELEVADORE	053857P	KBCH -13001W	AREVA		8353	2009
Transformador # 2	87T -2P	ELEVADORE	143535J	KBCH -13001H1	GEC ALSTHOM		8356	2003
Transformador # 2	87T -2S	ELEVADORE	206845J	KBCH -13001H1	GEC ALSTHOM		8361	2003
11M12	50BF/50NBF	ELEVADORE	715297D	MCTI39D1BR07	GEC ALSTHOM	EN SERVICIO	12119	2006

Por otra parte, el sistema de protecciones tiene una vida útil estadística de 15 años.

Sin embargo, tomando en consideración lo indicado por el fabricante ABB que los relés en esta subestación se encuentran obsoletos, es decir, que los componentes electrónicos no se fabrican por lo tanto no son reparables.

Adicional, los relevadores de los transformadores son de estado sólido, con lo cual es necesario nuevas tecnologías para la protección de los transformadores de potencia y con ventajas en la descarga de información de eventos para análisis post morten.

Por otro lado, estos relevadores tendrán 17 años de servicio ininterrumpido cuando se está programado iniciar las reposiciones.

Adicionalmente, es importante mencionar que el literal E de 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:

“3. **Riesgos excluido** Esta póliza no asegura contra pérdida, daño o gastos causados por o como resultado de:
…. E. Demora, pérdida de uso o mercado, deterioro, vicio inherente, defecto latente, uso de desgaste, atmósfera húmeda o seca, temperaturas extremas o cambiantes, smog, encogimiento, evaporación, pérdida de peso, agotamiento, herrumbre, corrosión, erosión, pudrición húmeda o seca, cambio en el sabor, color, textura o acabado; animales, bichos, plagas, polillas, termitas u otros insectos, roya, moho y hongos.”

Historial de Mantenimiento:

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

Históricamente, con una frecuencia de una vez cada dos años se han ejecutado mantenimientos preventivos y pruebas a los esquemas transformadores de potencia, controladores y barras.

Fallas:

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 ladesviación estándar que corresponda y centrada en la fecha esperada de expiración de la vida útil del activo, hasta el final del periodo en cuestión.

Como resultado de un análisis de distribución normal, con una confiabilidad del 95%, se puede indicar que la probabilidad de falla acumulada para los relevadores de protecciones existentes, en el periodo 2021-2025, se ubica entre 63-78%.

Problema:

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; 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 es un factor crítico que requiere atención.

Propuestas Objetivo General

La alternativa de reposición presentada a continuación tiene como objetivo general asegurar la vida útil del equipo y disminuir la probabilidad de discontinuidad del servicio eléctrico debido a fallas, cumpliendo con lo

establecido en el artículo No.73 del Reglamento de Transmisión.

Objetivos Específicos

- Modernizar aquellos equipos existentes en las subestaciones que implícitamente representen una mayor probabilidad de ruptura de la continuidad del servicio.
- Evidenciar el beneficio económico y técnico de realizar el reemplazo del equipo en mención.

Alternativa de reemplazo

Como parte del análisis del problema, se lista la alternativa de reposición: adquisición de cuatro (4) protecciones para transformador, seis (6) protecciones de reactor, catorce (14) relés controladores y tres (3) para protección de barras. Se incluyen también los switches para comunicación con el sistema de automatización de subestación.

Propuesta de Reposición

Como resultado del análisis, el equipo técnico de ETESA propone proceder a la compra de veintisiete (27) relevadores de protección nuevos.

Justificación Técnica

El reemplazo de los equipos de protección según la propuesta presentada redundará en un mejor servicio, garantizará la continuidad de este y brindará mayor confiabilidad al Sistema Integrado Nacional, ya que permite:

- Limitar en gran proporción las posibles fallas del equipo, atribuidas a las malas operaciones.
- Anticiparnos a una falla inminente por desgaste del equipo debido a su obsolescencia.
- Reducir considerablemente la probabilidad de daños inesperados por el mal
- Funcionamiento de algún componente del equipo.
- Modernización de la subestación Llano Sánchez.

Inversión

Costo: B/. 597,000
Entrada en Operación: 31/12/2026

5. REEMPLAZO DE LAS PROTECCIONES EN EL PATIO 115 KV EN S/E SANTA RITA

Resumen Ejecutivo

Con el objetivo de modernizar las subestaciones de ETESA, garantizar el suministro y fortalecer la confiabilidad del sistema eléctrico, se presenta informe donde se describen los equipos de protección y control a incluirse en el proyecto de reposición; identificando un balance positivo entre el costo y el beneficio.

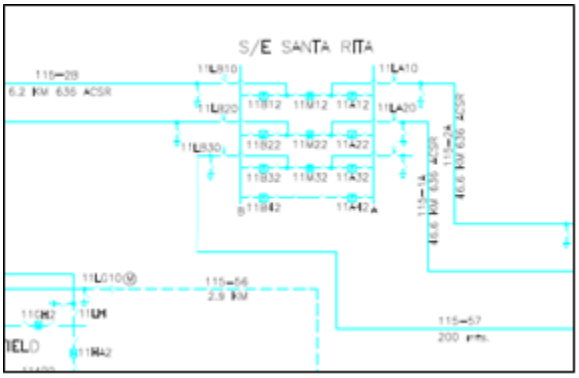
La combinación de factores como la disminución de la eficiencia operativa de los equipos existentes y obsolescencia tecnológica son variables que son tomadas en el análisis técnico- económico.

La propuesta de reposición de este informe consiste en invertir en la adquisición de cinco (5) controladores

y tres (3) switches ethernet de comunicaciones para integrar los equipos al sistema de automatización de subestaciones a un costo de US$106 mil de dólares; mitigando así el impacto negativo de los costos de falla de estos equipos por energía no servida, generación desplazada, y los costos de mantenimiento correctivos incrementales en caso de no realizarse el proyecto de reposición.

Antecedentes

La subestación seccionadora de Santa Rita, ubicada en el Corregimiento de Sabanita, Distrito de Colón, Provincia de Colón (9°19’39.39” N 79°47’40.02”), diseñada bajo una configuración de interruptor y medio, consta de un patio de 115 kV, y es la columna vertebral del Sistema Integrado Nacional (SIN).



Adicionalmente, permite trasladar la generación térmica proveniente de las plantas en Bahía Las Minas, Termocolón, etc. a los centros de carga a través de las líneas de transmisión 115-1A, 115-2A, 115-1B y 115-2B.

Los relevadores de protección y control son dispositivos indispensables en todo sistema eléctrico y tienen como función principal monitorear el estado de las líneas, interruptores y transformadores de potencia, y los valores de voltaje y corriente estén dentro de los parámetros normales de operación.

Tabla 13. 5 Equipos de protección con 14 años de servicio.

No. Equipo principal (funcion)	Nomenclatura No. Equipo	Descripcion	Serie	Modelo	Marca	Estatus	Numero	Panel	Año de Instalacion
11A22/11M22	50BF	RELEVADORES	AABC02000264	UR-C60	GE MULTLN	En Servicio	10955	P6A-K3	2004
11A12/11M12	50BF	RELEVADORES	AABC02000262	UR-C60	GE MULTLN	En Servicio	10959	P7A-K3	2004
11B12	50BF	RELEVADORES	AABC02000265	UR-C60	GE MULTLN	En Servicio	10960	P7A-K4	2004
11B22	50BF	RELEVADORES	AABC02000263	UR-C60	GE MULTLN	En Servicio	10956	P6A-K4	2004

Por otra parte, el sistema de protecciones tiene una vida útil estadística de 15 años. Por otro lado, estos controladores tendrán 19 años de servicio ininterrumpido cuando se está programado iniciar las reposiciones.

Adicionalmente, es importante mencionar que el literal E de 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:

“3. Riesgos excluidos

Esta póliza no asegura contra pérdida, daño o gastos causados por o como resultado de:

E. Demora, pérdida de uso o mercado, deterioro, vicio inherente, defecto latente, uso de desgaste, atmósfera húmeda o seca, temperaturas extremas o cambiantes, smog, encogimiento, evaporación, pérdida de peso, agotamiento, herrumbre, corrosión, erosión, pudrición húmeda o seca, cambio en el sabor, color, textura o acabado; animales, bichos, plagas, polillas, termitas u otros insectos, roya, moho y hongos."

Historial de Mantenimiento:

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

Históricamente, con una frecuencia de una vez cada dos años se han ejecutado mantenimientos preventivos y pruebas a los esquemas transformadores de potencia, controladores y barras.

Fallas:

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.

Como resultado de un análisis de distribución normal, con una confiabilidad del 95%, se puede indicar que la probabilidad de falla acumulada para los relevadores de protecciones existentes, en el periodo 2023-2027, se ubica entre 71-84%.

Problema:

Por lo general, los relevadores de protección y control 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.
Por otra parte, los daños colaterales, físicos y económicos, relacionados a una mala operación de estos equipos es un factor crítico que requiere atención.

Propuestas Objetivo General

La alternativa de reposición presentada a continuación tiene como objetivo general asegurar la vida útil del equipo y disminuir la probabilidad de discontinuidad del servicio eléctrico debido a fallas, cumpliendo con lo

establecido en el artículo No.73 del Reglamento de Transmisión.

Objetivos Específicos

- Modernizar aquellos equipos existentes en las subestaciones que implícitamente representen una mayor probabilidad de ruptura de la continuidad del servicio.
- Evidenciar el beneficio económico y técnico de realizar el reemplazo de los equipos en mención.

Alternativa de reemplazo

Como parte del análisis del problema, se lista la alternativa de reposición: Adquisición de cinco (5) relés controladores. Se incluyen también los switches ethernet para comunicación con el sistema de automatización de subestación.

Propuesta de Reposición

Como resultado del análisis, el equipo técnico de ETESA propone proceder a la compra de cinco (5) relevadores de control nuevos y equipos para la integración al sistema de automatización de subestación.

Justificación Técnica

El reemplazo de los equipos de control según la propuesta presentada redundará en un mejor servicio, garantizará la continuidad de este y brindará mayor confiabilidad al Sistema Integrado Nacional, ya que permite:

- Limitar en gran proporción las posibles fallas del equipo, atribuidas a las malas operaciones.
- Anticiparnos a una falla inminente por desgaste del equipo debido a su obsolescencia.
- Reducir considerablemente la probabilidad de daños inesperados por el mal funcionamiento de algún componente del equipo.
- Modernización de la subestación Santa Rita.

Inversión

Costo: B/: 106,000
Entrada en Operación: 31/12/2029

6. REEMPLAZO DE LAS PROTECCIONES EN EL PATIO 230 KV EN S/E VELADERO.

Resumen Ejecutivo

Con el objetivo de modernizar las subestaciones de ETESA, garantizar el suministro y fortalecer la confiabilidad del sistema eléctrico, se presenta informe donde se describen los equipos de protección y control a incluirse en el proyecto de reposición; identificando un balance positivo entre el costo y el beneficio.

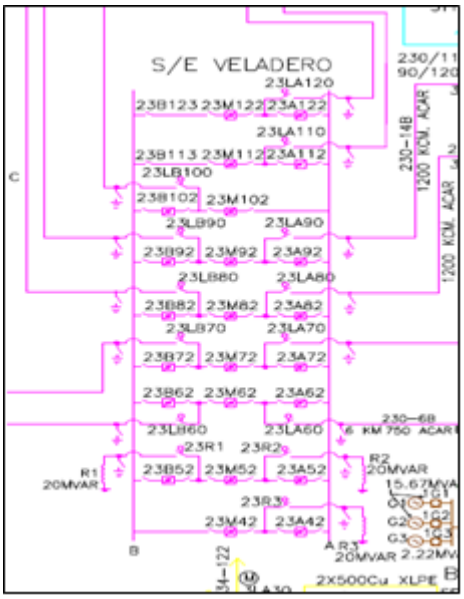
La combinación de factores como la disminución de la eficiencia operativa de los equipos existentes y obsolescencia tecnológica son variables que son tomadas en el análisis técnico- económico.

La propuesta de reposición de este informe consiste en invertir en la adquisición de seis (6) protección de reactor, veinte (20) controladores y dos (2) diferenciales de barra nuevos a un costo de US$609 mil de dólares; mitigando así el impacto negativo de los costos de falla de estos equipos por energía no servida, generación

desplazada, y los costos de mantenimiento correctivos incrementales en caso de no realizarse el proyecto de reposición.

Antecedentes

La subestación seccionadora Veladero, ubicada en el Corregimiento de Veladero, Distrito de Tolé, Provincia de Chiriquí, diseñada bajo una configuración de interruptor y medio, consta de un patio de 230 kV, y es la columna vertebral del Sistema Integrado Nacional (SIN).



Adicionalmente, permite trasladar la generación hídrica proveniente de las centrales Fortuna, Changuinola, Baitun, Estrella, Los Valles, etc. y el resto de generación proveniente de occidente a los centros de carga a través de las líneas de transmisión 230-16, 230-17, 230-5B y 230-6C respectivamente. Por otra parte, existe una conexión internacional a través de la línea 230-25A.

Los relevadores de protección y control son dispositivos indispensables en todo sistema eléctrico y tienen como función principal monitorear el estado de las líneas, interruptores y transformadores de potencia, y los valores de voltaje y corriente estén dentro de los parámetros normales de operación.

Tabla 13. 6 Protecciones S/E Veladero

No Equipo	Nomenclatura No.Equipo	Descripción Equipo	No.Serie	Modelo	Fabricante/ Marca	Tipo	NUMERO ETESA	Año Instalación
BARRA A	87 B	RELEVADOR	S/N	RADHA	ABB	RK 646 006- DA	10853	2004
BARRA B	87B	RELEVADOR	S/N	RADHA	ABB	RK 646 006- DA	10854	2004
23A62 (230-6A)	50BF/ 79/ 25	RELEVADOR	T0240048	REC-561	ABB	-	10871	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23B62 (230-6B)	50BF/ 79/ 25	RELEVADOR	T0240050	REC-561	ABB	-	10873	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23M62 (230-6A / 6B)	50BF/ 79/ 25	RELEVADOR	T0240049	REC-561	ABB	-	10872	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23A72 (230-5A)	50BF/ 79/ 25	RELEVADOR	T0240098	REC-561	ABB	-	10874	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23B72 (230-5B)	50BF/ 79/ 25	RELEVADOR	T0240100	REC-561	ABB	-	10876	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23M72 (230-5A / 5B)	50BF/ 79/ 25	RELEVADOR	T0240099	REC-561	ABB	-	10875	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23A82 (230-15)	50BF/ 79/ 25	RELEVADOR	T0240101	REC-561	ABB	-	10859	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23B82 (230-17)	50BF/ 79/ 25	RELEVADOR	T0240103	REC-561	ABB	-	10867	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23M82 (230-15 / 17)	50BF/ 79/ 25	RELEVADOR	T0240102	REC-561	ABB	-	10860	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23A92 (230-14)	50BF/ 79/ 25	RELEVADOR	T0240104	REC-561	ABB	-	10868	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23B92 (230-16)	50BF/ 79/ 25	RELEVADOR	T0240106	REC-561	ABB	-	10869	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23M92 (230-14 / 16)	50BF/ 79/ 25	RELEVADOR	T0240105	REC-561	ABB	-	10870	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23A42 (reactor 3)	50BF	RELEVADOR	T0240041	REC-561	ABB	-	10819	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23M42 (reactor 3)	50BF	RELEVADOR	T0240042	REC-561	ABB	-	10820	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23A52 (reactor 2)	50BF	RELEVADOR	T0240044	REC-561	ABB	-	10824	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23M52 (reactores 1 y 2)	50BF	RELEVADOR	T0240045	REC-561	ABB	-	10825	2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
23B52 (reactor 1)	50BF	RELEVADOR	T0236014	REC-561	ABB	-		2004
	86BF	AUX RELEVADOR		RXMD 1	ABB	1 MRK 001 602AP		2004
REACTOR 1	P. P.	RELEVADOR	T0240040	RET- 521	ABB	-	10823	2004
REACTOR 1	P. S.	RELEVADOR	459978	SPAJ-140C	ABB	RS 611 006- DA	10831	2004
REACTOR 2	P. P.	RELEVADOR	T0244016	RET- 521	ABB	-	10821	2004
REACTOR 2	P. S.	RELEVADOR	459977	SPAJ-140C	ABB	RS 611 006 -DA	10830	2004
REACTOR 3	P. P.	RELEVADOR	T0240039	RET- 521	ABB	-	10828	2004
REACTOR 3	P. S.	RELEVADOR	459976	SPAJ-140C	ABB	RS 611 006 -DA	10829	2004
CONTROL COMUN	-	RELEVADOR	T0240060	REC-561	ABB	-	10877	2004
CONTROL RESP. Nave 4	-	RELEVADOR	T0240043	REC-561	ABB	-	10822	2004
CONTROL RESP. Nave 5	-	RELEVADOR	T0240046	REC-561	ABB	-	10826	2004

Por otra parte, el sistema de protecciones tiene una vida útil estadística de 15 años.

Sin embargo, tomando en consideración lo indicado por el fabricante ABB 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 cuando se está programado iniciar las reposiciones.

Adicionalmente, es importante mencionar que el literal E de 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:

"3. Riesgos excluidos
Esta póliza no asegura contra pérdida, daño o gastos causados por o como resultado de:
…. E. Demora, pérdida de uso o mercado, deterioro, vicio inherente, defecto latente, uso de desgaste, atmósfera húmeda o seca, temperaturas extremas o cambiantes, smog, encogimiento, evaporación, pérdida de peso, agotamiento, herrumbre, corrosión, erosión, pudrición húmeda o seca, cambio en el sabor, color, textura o acabado; animales, bichos, plagas, polillas, termitas u otros insectos, roya, moho y hongos."

Historial de Mantenimiento:

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

Históricamente, con una frecuencia de una vez cada dos años se han ejecutado mantenimientos preventivos y pruebas a los esquemas transformadores de potencia, controladores y barras.

Fallas:

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.

Como resultado de un análisis de distribución normal, con una confiabilidad del 95%, se puede indicar que la probabilidad de falla acumulada para los relevadores de protecciones existentes, en el periodo 2021-2025, se ubica entre 63-78%.

Problema:

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; 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 es un factor crítico que requiere atención.

Propuestas Objetivo General

La alternativa de reposición presentada a continuación tiene como objetivo general asegurar la vida útil del equipo y disminuir la probabilidad de discontinuidad del servicio eléctrico debido a fallas, cumpliendo con lo establecido en el artículo No.73 del Reglamento de Transmisión.

Objetivos Específicos

- Modernizar aquellos equipos existentes en las subestaciones que implícitamente representen una mayor probabilidad de ruptura de la continuidad del servicio.
- Evidenciar el beneficio económico y técnico de realizar el reemplazo del equipo en mención.

Alternativa de reemplazo

Como parte del análisis del problema, se lista la alternativa de reposición:

Adquisición de seis (6) protecciones de reactor, veinte (20) relés controladores y dos (2) para protección de barras. Se incluyen también los switches para comunicación con el sistema de automatización de subestación.

Propuesta de Reposición

Como resultado del análisis, el equipo técnico de ETESA propone proceder a la compra de veintisiete (28) relevadores de protección nuevos.

Justificación Técnica

El reemplazo de los equipos de protección según la propuesta presentada redundará en un mejor servicio, garantizará la continuidad de este y brindará mayor confiabilidad al Sistema Integrado Nacional, ya que permite:

- Limitar en gran proporción las posibles fallas del equipo, atribuidas a las malas operaciones.
- Anticiparnos a una falla inminente por desgaste del equipo debido a su obsolescencia. Reducir considerablemente la probabilidad de daños inesperados por el mal funcionamiento de algún componente del equipo.
- Modernización de la subestación Veladero.

inversión

Costo: B/. 609,000
Entrada en Operación: 31/12/2026

PESIN

2022

CAPÍTULO 14

PLAN DE PLANTA GENERAL

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 14

PLAN DE PLANTA GENERAL

Tabla 14. 1 Plan de Planta General

No.	DESCRIPCIÓN	hasta 2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL	Nueva Fecha Plan 2022
127	**PLAN DE PLANTA GENERAL**	**4,614**	**15,314**	**11,333**	**10,964**	**9,515**	**5,220**	**335**	**0**	**0**	**0**	**57,294**	
128	EQUIPO DE INFORMATICA	3,826	4,266	3,910	3,280	2,860						**18,142**	2021 - 2025
129	CONSTRUCCIÓN DE CERCAS PERIMETRALES DE LAS SUBESTACIONES ELÉCTRICAS	88	608	478	434							**1,607**	12/31/2024
130	ADQUISICIÓN DE EQUIPOS PARA SISTEMAS DE VIDEO VIGILANCIA Y SEGURIDAD		1,000	900	600	520	520					**3,540**	12/31/2026
131	FLOTA VEHICULAR	700	1,000	750	750	335	200	335				**4,070**	2022-2027
132	ADQUISICIÓN DE TERRENO PARA FUTURA SEDE DE ETESA		3,000									**3,000**	12/31/2022
133	ADQUISICIÓN Y ADEC. DE INST. PARA AMPLIACION DE G. DE ZONA 3		860									**860**	12/31/2022
134	TALLER DE S/E VELADERO Y PANAMA II		395	395								**790**	12/31/2023
135	NUEVAS INFRAESTRUCTURAS PARA PERSONAS CON DISCAPACIDAD		75									**75**	12/31/2022
136	NUEVA INFRAESTRUCTURA DEL CEFOSAT EN S/E PANAMA II		1,400									**1,400**	12/31/2022
137	ADQUISICIÓN E INSTALACIÓN DE SISTEMAS DE DETECCIÓN Y SUPRESIÓN DE INCENDIOS		2,560									**2,560**	12/31/2022
138	EDIFICIO DOM EN PANAMA III				1,300	1,300						**2,600**	12/31/2025
139	MEJORAS SUBESTACION PANAMA			400	100							**500**	12/31/2024
140	NUEVO EDIFICIO DE ETESA			4,500	4,500	4,500	4,500					**18,000**	12/31/2026
141	TERRENO S/E LLANO SÁNCHEZ		150									**150**	12/31/2022

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 las 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 alterno 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 estás son las principales iniciativas de este programa:

Mantener actualizadas las versiones de las aplicaciones, bases de datos y mecanismos de seguridad con el propósito de reducir vulnerabilidades y mejorar la eficiencia de los distintos sistemas.

- Implementar soluciones tipo Software como servicio (SaaS), que permitan simplificar la gestión de la Dirección de Tecnología de la Información.
- Implementación de “Firewall de Bases de datos” y “Firewall para aplicaciones web”, que auditen y protejan las conexiones entre los clientes y los sistemas.

A continuación, se desglosan algunas de las aplicaciones existentes en ETESA y el listado de iniciativas que se desean implementar para cada aplicación:

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.

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 alterno.
- 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 quipos 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 = 18,142,000, 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 14. 2 Inversión de Cerca por Subestación

Año	Subestacion	Monto US$
2021	S/E Panana I	87,500.00
2022	S/E Panana II	140,000.00
	S/E Santa Rita	185,000.00
	S/E Llano Sanchez	142,500.00
	S/E Chorrera	140,000.00
2023	S/E Veladero	142,500.00
	S/E El Higo	87,500.00
	S/E Mata de Nance	130,000.00
	S/E San Bartolo	130,000.00
	S/E Caldera	130,000.00
2024	S/E Progreso	130,000.00
	S/E Boqueron	130,000.00
	S/E Charco Azul	87,000.00
	S/E Changuinola	87,000.00
2025	S/E Guasquitas	130,000.00
	S/E Cañazas	87,000.00
	S/E Bella Vista	87,000.00
Total		2,053,000.00

Presupuesto Total 1,607,000.00 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/. 3,540,000.00

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 14. 3 Inversión en vehículos

Año	Vehiculos	Monto US$
2021	20 unidades	700,000.00
2022	20 unidades	700,000.00
2023	20 unidades	700,000.00
2024	20 unidades	700,000.00
Total		2,800,000.00

Total, por el reemplazo vigencia 2021-2024: B/. 2,800,000.00

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 14. 4 Inversión en vehículos 4x4

Año	Vehiculos	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		1,000,000.00

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 14. 5 Inversión en vehículos Especiales

Año	Vehiculos Especiales	Monto US$
2021	1 Camión con Equipo de Lavado	430,000.00
2022	2 Camiones Hino	80,000.00
2023	1 Camión con Equipo de Lavado	430,000.00
2024	2 Camiones Gruas-Canasta	650,000.00
Total		1,590,000.00

Total, por vehículos especiales (vigencias 2021-2027)

B/. 4,070.000.00

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 su importancia en el funcionamiento y crecimiento de nuestro Panamá.

Objetivos Específicos

- 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.
- 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 2022: B/. 3,000,000.00

6. ADQUISICIÓN Y ADECUACIONES DE INSTALACIONES PARA AMPLIACIÓN DE LA GERENCIA DE 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/. 860,000.00

7. TALLER DE SUBESTACIÓN VELADERO Y PANAMÁ II

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.

Total: B/. 790,000.00

8. NUEVAS INFRAESTRUCTURAS PARA PERSONAS CON DISCAPACIDAD

OBJETIVO

Garantizar y asegurar el ejercicio efectivo de los derechos, deberes y libertades fundamentales de las

personas con discapacidad y sus familias, mediante la adopción de medidas de inclusión e integración, acción afirmativa y ajustes razonables, en igualdad de condiciones, calidad de vida, eliminando toda forma de discriminación por razón de discapacidad, en concordancia con la Constitución Política de la República y demás normas que amparan los derechos de esta población.

DESCRIPCIÓN

- La Empresa de Transmisión Eléctrica S.A., a través de la Dirección de Recursos Humanos, desarrollará el proyecto de Construcción, Remodelación y Acondicionamiento de la Infraestructura de las Sedes administrativa a nivel nacional para lograr un diseño ergonómico de espacios y objetos que faciliten su uso, el desplazamiento y la accesibilidad de las personas con discapacidad.
- La accesibilidad es una cualidad del medio. Se han de tener en cuenta todas las personas con o sin discapacidad de ingresar, transitar y de permanecer en un lugar, de manera segura, confortable e independiente, además de facilitar el uso de productos servicios y medios de comunicación en igual condiciones.
- Los factores ambientales son los que intervienen para que el ser humano con discapacidad pueda desplazarse con facilidad:
- Los determinados por el espacio físico que ocupa la persona con discapacidad, más el espacio que ocupan las ayudas técnicas que usa la persona para su movilidad, tales como bastones, andadera, silla de rueda, muletas y otras.
- La iluminación
- La señalización auditiva, táctil o visual.
- Tipos de materiales (antideslizantes) que faciliten el libre desplazamiento de las ayudas técnicas.

JUSTIFICACIÓN

El proyecto de Construcción, Remodelación y Acondicionamiento de los espacios físicos de las Sedes de ETESA para los colaboradores y personas con discapacidad, se justifica en lo que establece la Ley 15 del 31 de mayo de 2016, que reforma la ley 42 de 1999, que establece la equiparación de oportunidades para las personas con discapacidad.

Artículo 3
Accesibilidad universal. Condición que deben cumplir los entornos, procesos, bienes, productos y servicios, así como los objetos e instrumentos, herramientas y dispositivos, para ser comprensibles, utilizables y practicables por todas las personas en condiciones de seguridad y comodidad y de la forma más autónoma y natural posible. Presupone estrategias de “diseño para todos” y se entiende sin perjuicio de los ajustes razonables que deban adoptarse.

Diseño universal. Condiciones y medidas pertinentes que se deben cumplir para adaptar al entorno físico, al transporte y otros servicios o productos informativos y comunicacionales, de entidades gubernamentales, municipales o privadas, abiertas al público o de uso público, con el fin de asegurar que las personas con discapacidad puedan vivir en forma independiente y participar plenamente en todos los aspectos de la vida, tanto en zonas urbanas como rurales y remotas, en igualdad de condiciones.

La empresa de transmisión Eléctrica S.A., se esfuerza por ser un modelo, no únicamente en el sector eléctrico nacional por su eficiencia y calidad de servicio, sino también por el profesionalismo de su talento humano, por lo que contar con una política de inclusión social de las personas con discapacidad y sus familias, basada en la equiparación de oportunidades, el respeto a los derechos humanos y la no discriminación, resulta imperativo para su administración.

IMPACTO ESPERADO

Aumentar el sentido de pertenencia de los colaboradores con discapacidad y garantizar y asegurar el ejercicio efectivo de los derechos, deberes y libertades fundamentales de las personas con discapacidad y sus familias en todas nuestras sedes.

REGION PANAMA

- Sede Juan Diaz
- Sede Centro Nacional de Despacho
- Sede Sun Tower

REGION COCLE-VERAGUAS

- Sede Llano Sánchez

REGION CHIRIQUI- BOCAS DEL TORO

- Sede Valbuena
- Sede Changuinola Total: B/. 75,000.00

9. NUEVAS INFRAESTRUCTURA DEL CEFOSAT EN S/E PANAMA II

OBJETIVOS

Adecuar infraestructura física del CEFOSAT y Potenciar la captación de conocimientos de nuestro personal técnico de Líneas y Subestaciones de Alta Tensión

DESCRIPCIÓN

Este proyecto incluye:

- Habilitar el espacio físico con la disposición de caminos de accesos y calles internas, adecuación de la cerca perimetral y entradas al recinto.
- Construcción de Galera semi abierta con aula de clases y espacio de bodega para el almacenamiento de los equipos y herramientas de práctica para Líneas y Subestaciones.
- Adquisición de equipos y herramientas de trabajos propias del CEFOSAT para Líneas de Transmisión y Subestaciones.
- Adquisición de Materiales para entrega a cada estudiante y facilitador.
- Mejoramiento de la infraestructura del aula de clases

actual, bajo los estándares de bioseguridad requeridos y ampliación del espacio físico para albergar una mayor cantidad de estudiantes y zona de dormitorio y equiparlo con el mobiliario y recursos necesario (laptops, anaqueles, televisor, mesas, sillas, entre otros).

- Levantar 3 torres de Líneas de Transmisión para realizar los entrenamientos prácticos de escalamiento seguro, manipulación de las herramientas propias del mantenimiento y desarrollo de las diferentes maniobras asociadas.
- Instalación del Hito con nombre del CEFOSAT.
- Homologación Internacional de los contenidos de los manuales de Líneas de Transmisión y Subestaciones de Alta Tensión, desarrollo de guías de aprendizaje físicas y virtuales en las modalidades de facilitador y participante
- Desarrollo de ambientes de aprendizaje virtual con apoyo de simulador para las actividades de mantenimiento en Líneas de Transmisión y Subestaciones de Alta Tensión
- Certificaciones de las actividades realizadas y del Centro de Formación de Alta Tensión de ETESA ante las entidades de Educación de Panamá.

JUSTIFICACION

Adecuar infraestructura física del CEFOSAT basado en las responsabilidades establecidas y los diseños realizados, y equipar el CEFOSAT de acuerdo con los requerimientos establecidos en el diseño del Centro de Formación.

Potenciar la captación de conocimientos de nuestro personal técnico de Líneas y Subestaciones de Alta Tensión en el mantenimiento de los equipos primarios de la red de transmisión en tensiones de 115Kv, 230Kv y 34.5 Kv; la adecuación de la infraestructura física del Centro de Formación Superior para Alta Tensión – CEFOSAT.

Total: B/. 1,400,000

10. ADQUISICIÓN E INSTALACIÓN DE SISTEMAS DE DETECCIÓN Y SUPRESIÓN DE INCENDIOS

OBJETIVOS

Preservar la vida del personal que labora dentro de la misma, permitiendo que puedan evacuar rápidamente durante el inicio de un incendio y llegar al punto de encuentro.

DESCRIPCIÓN

- Instalación de un sistema de detección y supresión de incendios para las Casas Control de las Subestaciones Eléctricas Mata de Nance y SE Llano Sánchez No.2 (incluye materiales, equipos, instalación, prueba, entrenamiento, etc.).
- Extintores de incendio ABC 20 libras y BC 15 libras para reemplazo de unidades obsoletas y para nuevos sitios que requieren (CND, SE

Panamá, Edificio SUN TOWER, SE Llano Sánchez No.2).

- Instalación de Sistemas de detección de incendio para dos Shelters de SE Panamá, 3 Shelters en SE Panamá 2 y 3 oficinas de Edificio SUNTOWER
- Carretillas de extinción de incendio para uso en Subestaciones Panamá No.1, Panamá No.2, Chorrera, Llano Sánchez No.2, Progreso, Mata de Nance, Veladero y Changuinola.
- Construcción de casetas a un lado de la casa control para cubrir los cilindros que contienen el agente extintor de los sistemas de supresión de incendio de la S/E Panamá II y S/E Mata de Nance.
- Construcción de casetas para los extintores de incendio ABC 125 libras – Tipo Carretilla.

JUSTIFICACION

Preservar la vida del personal que labora dentro de las subestaciones, permitiendo que puedan evacuar rápidamente durante el inicio de un incendio y llegar al punto de encuentro. Además, se protege el equipamiento y la propia instalación física, evitando de esa manera un fallo parcial o total del sistema que pudiera generar un apagón nacional. Proteger de la inclemencia del tiempo y contaminación del ambiente los cilindros.

Total: B/. 2,560,000

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

PESIN

2022

CAPÍTULO 15

PLAN DE AMPLIACIONES DE CONEXIÓN

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 15

PLAN DE AMPLIACIONES DE CONEXIÓN

Tabla 15. 1 Plan de Ampliaciones de Conexión

No.	DESCRIPCIÓN	hasta 2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	TOTAL	Nueva Fecha Plan 2022
114	**SISTEMA DE CONEXIÓN**	**123**	**60,512**	**20,308**	**5,265**	**0**	**3,167**	**3,167**	**0**	**0**	**0**	**92,542**	
115	LINEA CRISTOBAL - TORRE 4 230 KV		54,749									**54,749**	12/31/2022
116	NUEVA SUBESTACION BURUNGA 230 KV	123	50	14,248	5,265							**19,686**	06/30/2024
117	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES Y MOTORIZADAS S/E LLANO SÁNCHEZ 115 KV			595								**595**	12/31/2023
118	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E CHORRERA 34.5 KV		110									**110**	12/31/2022
119	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E MDN Y PRO 34.5 KV		403									**403**	12/31/2022
120	REEMPLAZO PTs S/E PROGRESO 34.5 KV			112								**112**	12/31/2023
121	REEMPLAZO PTs S/E MATA DE NANCE 34.5 KV			65								**65**	12/31/2023
122	REEMPLAZO PTs S/E LLANO SANCHEZ 34.5 KV			88								**88**	12/31/2023
123	S/E 24 DE DICIEMBRE 230 KV 1 NAVE						3,167	3,167				**6,334**	12/31/2027
124	S/E EL COCO 230 KV 2 NAVES		4,200	4,200								**8,400**	12/31/2023
125	S/E PACORA 230 KV 1 NAVE		1,000	1,000								**2,000**	12/31/2023

1. SUBESTACIÓN BURUNGA 230 KV GIS

La empresa EDEMET ha confrontado problemas en los últimos años en el suministro de energía al área occidental de su sistema de distribución de la provincia de Panamá Oeste, especialmente en el área de Arraiján y demás sectores colindantes. Por este motivo, construyeron una nueva subestación ubicada en el área de Burunga, con un patio de 34.5 KV. Esta nueva subestación de distribución está conectada actualmente a la línea 230- 12A, mediante una derivación o Tap.

Para la conexión definitiva de esta subestación de distribución, ETESA construirá el patio de 230 KV de esta, seccionando las líneas 230-12A y 230-13A. Esta subestación será encapsulada (GIS), en esquema de interruptor y medio, debido a la falta de terreno. La misma contará inicialmente, con tres (3) naves; dos (2) naves serán de tres (3) interruptores para la conexión de las líneas 230-12A y 230-13A y una nave de dos (2) interruptores para la conexión del transformador T1 de EDEMET. Será necesaria la instalación de torres de anclaje para posibilitar la entrada a la subestación por medio de cables subterráneos (2 cables por fase), ya que la torre más cercana (Torre No. 115) es de suspensión. Se debe dejar espacio suficiente para la adición de, por lo menos, tres (3) naves adicionales para ampliaciones futuras, tales como la conexión de un segundo transformador de EDEMET y/o posibles entradas/salidas de líneas.

Costo: B/. 19,686,000

Entrada en Operación: 30/6/24

2. REEMPLAZO DE CUCHILLAS MANUALES Y MOTORIZADAS 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 15. 2 Lista de Seccionadoras

Descripicion	Marca
Seccionador Motorizado con CPT	NUEVA MAGRINI GALILEO
Seccionador Motorizado con CPT	CLEAVELAND/PRICE
Seccionador Motorizado con CPT	NUEVA MAGRINI GALILEO
Seccionador Manual	NUEVA MAGRINI GALILEO
Seccionador Manual	NUEVA MAGRINI GALILEO
Seccionador Manual	NUEVA MAGRINI GALILEO
Seccionador Manual	CLEAVELAND/PRICE
Seccionador Manual	NUEVA MAGRINI GALILEO
Seccionador Manual	NUEVA MAGRINI GALILEO
Seccionador Manual	NUEVA MAGRINI GALILEO
Seccionador Manual	NUEVA MAGRINI GALILEO
Seccionador Manual	NUEVA MAGRINI GALILEO

Costo: B/. 595,000

Entrada en Operación: 31/12/23

3. REEMPLAZO DE INTERRUPTORES EN S/E CHORRERA 34.5 KV

Resumen Ejecutivo

Debido a que algunos equipos de las subestaciones de ETESA han cumplido su vida útil y para garantizar el suministro y confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, en el presente informe se presentan proyectos de reposición basados 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.

La propuesta de reposición de este informe consiste en invertir en la adquisición de nuevos interruptores para S/E Chorrera patios de 34.5 KV mitigando así el impacto negativo de los costos de falla por energía no servida, generación desplazada y los costos de mantenimiento incrementales en caso de no realizarse el proyecto de reposición.

Antecedentes

La subestación transformadora Chorrera, ubicada en el Corregimiento El Arado, Distrito de La Chorrera, Provincia de Panamá Oeste, diseñada bajo una configuración de interruptor y medio, consta de un patio 34.5 KV.

Historial de Mantenimiento

Como parte de un programa de administración eficiente de los activos eléctricos, anualmente la Gerencia de Operación y Mantenimiento Zona 1 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.

Fallas

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, por ejemplo por eventos ocurridos en la red de distribución y que en algunos casos son despejadas por las protecciones en tiempos demasiado de largos y que producen esfuerzos electromecánicos al equipo, obsolescencia por falta de repuestos, 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 catastrófica al equipo y por ende al sistema.

Problema

La disminución de la eficiencia operativa del equipo existente, la reducción de la resistencia de contacto, el deterioro del gas aislante y otros desgastes que confronta el equipo, podrían poner en riesgo la operación del equipo y por consecuencia la confiabilidad del sistema.

Propuestas

La alternativa de reposición presentada a continuación tiene 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.

Objetivos Específicos

- Reemplazar aquellos equipos existentes en las subestaciones que implícitamente representen una mayor probabilidad de ruptura de la continuidad del servicio.
- Evidenciar el beneficio técnico de realizar el reemplazo del equipo en mención.

Alternativas de reemplazo

Como parte integral del análisis del problema, a continuación, la alternativa de reposición: Compra de unos interruptores nuevos.

Propuesta de Reposición

Como resultado del análisis técnico de la alternativa, el equipo técnico de ETESA propone proceder a la compra de unos interruptores nuevos.

Justificación Técnica

El reemplazo de los interruptores según la propuesta presentada redundará en un mejor servicio, garantizará la continuidad de este y brindará mayor confiabilidad al sistema ya que permite

a) brindar un servicio de calidad a los clientes de la distribuidora,
b) asegurar que la generación proveniente de las subestaciones aledañas pueda ser transmitida a los centros de carga.
c) darle robustez al sistema dado que, al momento de ejecutar libranzas, por mantenimientos predictivos y preventivos programados, no existirían dificultades asociadas a limitantes por capacidad.

Conclusión

A partir del análisis técnico presentado anteriormente, ETESA recomienda incorporar en el Plan de Reposición de Activos a presentar en la revisión tarifaria para el periodo 2020-2024 el reemplazo de los interruptores de la subestación S/E Chorrera fundamentado en el criterio

de finalización de la vida útil; acción que garantizará la confiabilidad y robustez del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Costo: B/. 110,000
Entrada en Operación: 31/12/2022

4. REEMPLAZO DE CUCHILLAS TRIPOLARES MANUALES DE 34.5 KV PARA INTERRUPTORES DE LA SUBESTACIÓN MATA DE NANCE Y PROGRESO

OBJETIVO

Garantizar la confiabilidad y disponibilidad del servicio de transmisión y eliminar los riesgos excluidos en la póliza de seguro con la que cuenta la empresa, ETESA presenta su programa racional de reposición de activos; a través del cual, identifica aquellos equipos que, debido a factores como: la discontinuidad de piezas de repuestos por la empresa fabricante, el desgaste natural de sus piezas, su obsolescencia tecnológica, la finalización de su vida útil, etc., se convierten en un foco latente de falla con altas probabilidades de conllevar gastos adicionales, no presupuestados, asociados a energía no servida, costos por generación desplazada y calidad del servicio.

DESCRIPCIÓN

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.

JUSTIFICACIÓN

El problema de desgaste en los contactos de los seccionadores se mitiga, hasta cierto punto, con la ejecución de los mantenimientos adecuados; sin embargo, las pruebas termográficas de los equipos propuestos a reposición muestran focos de atención frente a falsos contactos debido a las altas temperaturas a las que se ven expuestos los equipos. Adicionalmente, la imposibilidad de ejecutar un mantenimiento al equipo, debido a la falta de repuestos de los elementos de anclaje eléctrico, por la discontinuidad de estos en el mercado, evidencia la necesidad su reposición.

IMPACTO ESPERADO

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

Costo: B/. 403,000
Entrada en Operación: 31/12/22

5. REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL PT DE 34.5 KV EN SUBESTACIÓN PROGRESO

OBJETIVO

Garantizar la confiabilidad y disponibilidad del servicio de transmisión y eliminar los riesgos excluidos en la póliza de seguro con la que cuenta la empresa, ETESA presenta su programa racional de reposición de activos; a través del cual, identifica aquellos equipos que, debido a factores como: la discontinuidad de piezas de repuestos por la empresa fabricante, el desgaste natural de sus piezas, su obsolescencia tecnológica, la finalización de su vida útil, etc., se convierten en un foco latente de falla con altas probabilidades de conllevar gastos adicionales, no presupuestados, asociados a energía no servida, costos por generación desplazada y calidad del servicio.

DESCRIPCIÓN

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 funge 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 a 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.

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%; porcentaje que 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 transformadores de tensión en mención, se ha convenido que la vida útil estimada para estos equipos es de 30 años.

JUSTIFICACIÓN

El reemplazo de los transformadores de tensión según la propuesta presentada redundará en un mejor servicio, garantizará la continuidad de este y brindará mayor confiabilidad al sistema ya que permite:

a) Limitar en gran proporción las posibles fallas del equipo, atribuidas a las fugas del aceite aislante.
b) Anticiparnos a una falla inminente por desgaste del equipo debido a su obsolescencia.
c) Reducir considerablemente la probabilidad de daños inesperados por el mal funcionamiento de algún componente del equipo.
d) Modernizar la subestación Progreso.

Por lo general, los transformadores de tensión con más de 30 años de servicio ininterrumpido tienen una alta posibilidad de falla porque sufren de un envejecimiento natural del dieléctrico; hecho corroborado por el fabricante de los equipos

IMPACTO ESPERADO

El reemplazar los transformadores de potencial disminuiremos el riesgo de falla de los equipos debido a que estaríamos reemplazando lo anteriores por nuevos, garantizando una larga vida nueva de operación en el SIN, lo que se traduce en una mayor seguridad en operación de la red, facilitando así también las labores de mantenimiento al evitar los mantenimientos correctivos.

Costo: B/. 112,000

Entrada en Operación: 31/12/23

6. REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL PT DE 34.5 KV EN SUBESTACIÓN MATA DE NANCE

OBJETIVO

Garantizar la confiabilidad y disponibilidad del servicio de transmisión y eliminar los riesgos excluidos en la póliza de seguro con la que cuenta la empresa, ETESA presenta su programa racional de reposición de activos; a través del cual, identifica aquellos equipos que, debido a factores como: la discontinuidad de piezas de repuestos por la empresa fabricante, el desgaste natural de sus piezas, su obsolescencia tecnológica, la finalización de su vida útil, etc., se convierten en un foco latente de falla con altas probabilidades de conllevar gastos adicionales, no presupuestados, asociados a energía no servida, costos por generación desplazada y calidad del servicio.

DESCRIPCIÓN

Reemplazo de seis (6) transformadores de potencial de 34.5kV en la subestación Mata de Nance.

La subestación Mata de Nance, ubicada en el Corregimiento de Las Lomas, Distrito de David, 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 funge 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 Fortuna a los centros de carga; a través de las líneas de transmisión, 230-9A, 230-5B/6C 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 a 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.

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%; porcentaje que 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 transformadores de tensión en mención, se ha convenido que la vida útil estimada para estos equipos es de 30 años.

JUSTIFICACIÓN

El reemplazo de los transformadores de tensión según la propuesta presentada redundará en un mejor servicio, garantizará la continuidad de este y brindará mayor confiabilidad al sistema ya que permite:

a) Limitar en gran proporción las posibles fallas del equipo, atribuidas a las fugas del aceite aislante.
b) Anticiparnos a una falla inminente por desgaste del equipo debido a su obsolescencia. Reducir considerablemente la probabilidad de daños inesperados por el mal funcionamiento de algún componente del equipo.
c) Modernizar la subestación Mata de Nance.

Por lo general, los transformadores de tensión con más de 30 años de servicio ininterrumpido tienen una alta posibilidad de falla porque sufren de un envejecimiento natural del dieléctrico; hecho corroborado por el fabricante de los equipos

IMPACTO ESPERADO

El reemplazar los transformadores de potencial disminuiremos el riesgo de falla de los equipos debido a que estaríamos reemplazando lo anteriores por nuevos, garantizando una larga vida nueva de operación en el SIN, lo que se traduce en una mayor seguridad en operación de la red, facilitando así también las labores de mantenimiento al evitar los mantenimientos correctivos.

Costo: B/. 65,000
Entrada en Operación: 31/12/23

7. REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL PT DE 34.5 KV EN SUBESTACIÓN LLANO SANCHEZ 34.5 KV

La subestación transformadora/ seccionadora Llano Sánchez, ubicada en el corregimiento El Roble, distrito de Aguadulce Provincia de Coclé, diseñada bajo una configuración de interruptor y medio, consta de tres patios 230/115/34.5 kV y tiene como función principal reducir los valores de tensión de transmisión a valores adecuados para el reparto de la energía a los grandes centros de consumo de las provincias centrales.
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 a medir de los instrumentos de medición.

Con la entrada en operación de la subestación, los transformadores de tensión de 34.5 kv fueron capitalizados contablemente en los libros de la empresa

Objetivos Específicos

Reemplazar aquellos equipos existentes en las subestaciones que implícitamente representen una mayor probabilidad de ruptura de la continuidad del servicio.

DESCRIPCIÓN

El proyecto consiste en realizar todas las actividades relacionadas para el Suministro y Reemplazo de dos (2) transformadores de tensión de 34.5kV en la Subestación Llano Sánchez:

Tabla 15. 3 Localización de los PTs

Nombre Linea - S/E - Sede	Circuito/ Nivel 1	Cant Ctos /Nivel 2	Localizacion
S/E LLANO SÁNCHEZ 1	34.5	34.5	FASE AB
S/E LLANO SÁNCHEZ 1	34.5	34.5	FASE BC

JUSTIFICACIÓN

Como parte de un programa de administración eficiente de los activos eléctricos, anualmente la Gerencia 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. Históricamente, con una frecuencia de una vez al año se han ejecutado mantenimientos preventivos a los transformadores de tensión en mención y anualmente se realizan pruebas eléctricas.
Justificación Técnica

El reemplazo de los transformadores de tensión según la propuesta presentada redundará en un mejor servicio, garantizará la continuidad de

este y brindará mayor confiabilidad al sistema ya que permite:

- Limitar en gran proporción las posibles fallas del equipo, atribuidas a las fugas del aceite aislante. Anticiparnos a una falla inminente por desgaste del equipo debido a su obsolescencia.
- Reducir considerablemente la probabilidad de daños inesperados por el mal funcionamiento de algún componente del equipo.
- Modernizar la subestación Llano Sánchez Fallas

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.

Como resultado de un análisis de distribución normal, con una confiabilidad del 95%, se puede indicar que la probabilidad de falla acumulada para los transformadores de tensión existentes, en el periodo 2013-2017, se ubica entre 77- 92%.

Costo: B/. 88,000
Entrada en Operación: 31/12/2023

8. ADQUISICIÓN DE NAVES DE 230 KV EN SUBESTACIONES PROPIEDAD DE OTROS AGENTES

Como resultado de conexiones de agentes a la red de transmisión de ETESA, de acuerdo con lo establecido en la reglamentación, ETESA debe adquirir las naves de las subestaciones en las cuales entran y salen las líneas de 230 KV.

Estas serían las siguientes:

- Subestación 24 de Diciembre 230 KV: adquisición de la nave No. 2 de 230 KV, de 3 interruptores, en la cual entran y salen las líneas 230-2A y 230-2B.
- Subestación El Coco 230 KV: adquisición de las naves No. 3 y 4 de 230 KV, de 3 interruptores cada una, en las cuales entran y salen las líneas 230-12A, 230-13A, 230-12B y 230- 13B.
- Subestación Pacora 230 KV: adquisición de la nave No. 2 de 230 KV, de 3 interruptores, en la cual entran y salen las líneas 230-1A y 230-1B.

PESIN

2022

CAPÍTULO 16

CONCLUSIONES

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 16
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 Mata de Nance – Frontera 230 KV, 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 2022:

Para este año, la entrada en operación del STATCOM en la S/E Llano Sánchez y Panamá II al sistema de transmisión permitirá aumentar la reserva reactiva por lo que se espera un aumento en los límites de flujo desde occidente.

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.

El proyecto Mata de Nance – Frontera 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 2023:

La entrada en operación del 3er circuito entre Panamá y Cáceres reduce la cantidad de generación obligada, por lo que se aumenta el flujo desde occidente, sin embargo, se mantiene las restricciones de flujo de la línea 230-9A, afectando la generación de las plantas instaladas en la S/E Dominical, Boquerón III y Progreso.

Año 2024:

Para este año debido al crecimiento de la demanda se ven comprometidos los niveles de reserva reactiva por lo que se debe mantener generación obligada para mantener dichos niveles dentro del margen exigido, a pesar de esto la entrada del proyecto de la línea Mata de Nance – Frontera eliminaría

la restricción de flujo de la línea 230-9A, permitiendo aprovechar todo el recurso energético conectado la zona occidente.

De no mantener generación en la Zona Atlántica (115 KV), los voltajes en el área estarían en el límite inferior permitido, por lo que es necesario instalar compensación en dicha zona.

Año 2025:

En el año 2024 el STATCOM en Llano Sánchez operaria al máximo de su capacidad, tomando en cuenta esta situación se debe instalar compensación reactiva (2 bancos de capacitores de 30 MVAR) para mantener el STATCOM a los niveles adecuados.

Para darle respaldo y confiabilidad al sistema eléctrico en la Zona Atlántica se construirá una línea que conecta la S/E Sabanitas y S/E Santa Rita en 230 KV.

La entrada en operación de la Cuarta línea (4LT), aumentaría la reserva reactiva, disminuiría las pérdidas y permitiría cumplir con el despacho económico. La misma aumentaría la capacidad de transporte por lo que le daría más holgura al sistema permitiendo la entrada de nuevas fuentes de generación.

Considerando los refuerzos propuestos por ETESA, el sistema opera de manera confiable sin incumplir con 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 2027 donde se debe instalar dos STATCOM de 120 MVAR c/u en la S/E Panamá 3

La entrada en operación de la 4LT permitiría disminuir las pérdidas del SPT por lo que el costo de estas se reduciría beneficiando a los usuarios finales.

Tomando en cuenta que los planes estudiados mantienen una alta penetración de fuentes 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) se abastecida con fuentes renovables, abaratando significativamente el costo de energía

En el caso de no construir la 4LT el sistema requeriría de la instalación de un monto elevado de compensación reactiva.

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
hay que 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. Dicho sea de paso, que para la demanda media y mínima no se requerirá del uso de la totalidad de la compensación instalada lo cual supone un uso excesivo de las cuchillas que conectan los bancos de capacitores lo que 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 que pudiera llevar a incumplimientos a lo establecido en el Reglamento de Transmisión Articulo 126.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

PESIN

2022

CAPÍTULO 17

RECOMENDACIONES

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 17
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 17. 1 Plan de Expansión de Transmisión 2022

PLAN EXPANSION DE TRANSMISIÓN 2022 PERIODO DE CORTO PLAZO	FECHA	COSTO
STATCOM S/E PANAMA II 230 KV +120/-120 MVAR	10/31/2022	24,889.00
ADICION REACTORES 20 MVAR GUASQUITAS 230 KV	10/31/2022	3,395.00
SEGUNDA LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV	02/28/2023	6,076.00
ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E CHANGUINOLA 50 MVA	05/31/2023	5,390.00
LINEA PANAMA III - SABANITAS DOBLE CIRCUITO 230 KV	07/31/2023	60,880.00
NUEVA SUBESTACION PANAMA III 230 KV	07/31/2023	40,525.00
NUEVA SUBESTACION SABANITAS 230 KV	07/31/2023	26,968.00
ADICION TRANSFORMADOR DE TIERRA S/E SAN BARTOLO 34.5 KV	12/31/2023	350.00
ADICION BANCO CAPACITORES 40 MVAR STA. RITA 115 KV 2x20 MVAR	01/31/2024	4,580.00
LÍNEA GATUN - SABANITAS 230 KV	04/30/2024	15,550.00
ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	05/31/2024	7,736.00
LINEA DOBLE CTO. M. NANCE - FRONTERA 230 KV	06/30/2024	36,258.00
NUEVA S/E PROGRESO II 230/115/34.5 KV	08/30/2024	34,149.00
AUMENTO DE CAPACIDAD LINEA PANAMA III - PANAMA 230 KV	10/31/2024	2,000.00
LINEA SAB-S.RITA 230 KV, S/E STA. RITA 230 KV Y AD. SABANITAS 230 KV	11/30/2024	33,467.00
BANCO DE CAPACITORES S/E LLANO SANCHEZ 230 KV 60 MVAR	12/31/2024	8,193.00
ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E SAN BARTOLO 83 MVA	12/31/2024	7,132.00
NUEVA S/E CHEPO 230 KV	12/31/2024	16,138.00
NUEVA LINEA PANAMA II - BAYANO 230 KV DOBLE CTO. 1200 ACAR.	01/31/2025	33,483.00
AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMA II 230 KV 305 KM	01/31/2025	61,248.00
NUEVA S/E CACERES 115 KV GIS	02/28/2025	15,213.00
NUEVA S/E LA HUACA 230/34.5 KV	05/31/2025	38,246.00
NUEVA S/E LOS OLIVOS 230/115/34.5 KV	06/30/2025	31,350.00
AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 VELADERO - PANAMA 230 KV 192 KM	07/31/2025	128,308.70
NUEVA S/E CALDERA 230/115/34.5 KV	07/31/2025	40,738.00
LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA III 500 KV OPERANDO EN 230 KV	09/30/2025	596,610.00
LINEA LA HUACA - LOS OLIVOS 230 KV	11/30/2025	19,536.00
NUEVA S/E PANAMA 3 115 KV	12/31/2025	21,180.00
PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO	**FECHA**	**COSTO**
STATCOM S/E PANAMA III +/- 240 MVAR	12/31/2027	48,905.00
AUMENTO DE CAPACIDAD LT GUASQ-FORT-CH. GRANDE 230 KV	12/31/2029	13,625.00
LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA3 ELEVADA A 500 KV	12/31/2029	190,289.00
PLAN DE REPOSICIÓN	**FECHA**	**COSTO**
NUEVO SUBTERRANEO 34.5 KV T1 LLANO SANCHEZ	10/31/2022	575.00
REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 230 KV	02/28/2025	6,459.00
REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA	09/30/2022	4,501.00
REEMPLAZO T3 S/E PANAMA 350 MVA	01/31/2023	7,525.00
REEMPLAZO T1 S/E PANAMA 230/115 KV 350 MVA Y ADECUACION PANAMA 230 KV	06/30/2025	11,863.00

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco