



ETEESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

**Plan de Expansión del Sistema
Interconectado Nacional 2018 – 2032**

**Tomo III
Plan de Expansión de Transmisión**

Gerencia de Planificación

ETE-DTR-GPL-411-2018

24 de agosto de 2018

Panamá



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CONTENIDO

Capítulo 1.....	9
RESUMEN EJECUTIVO.....	9
Capítulo 2.....	13
INTRODUCCIÓN.....	13
Capítulo 3.....	15
DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL	15
Capítulo 4.....	23
CRITERIOS TÉCNICOS.....	23
Capítulo 5.....	33
METODOLOGÍA.....	33
Capítulo 6.....	37
COMPOSICIÓN FUTURA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	37
Capítulo 7.....	43
ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO	43
Capítulo 8.....	53
PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO	53
Capítulo 9.....	65
ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO	65
Capítulo 10.....	71
PLAN DE EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO	71
Capítulo 11.....	75
INTERCONEXIONES REGIONALES	75
Capítulo 12.....	85
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES.....	85
Capítulo 13.....	91
PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO	91
Capítulo 14.....	95
PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO	95
Capítulo 15.....	97
PLAN DE PLANTA GENERAL.....	97
Capítulo 16.....	113
PLAN DE AMPLIACIONES DE CONEXIÓN	113
Capítulo 17.....	117
PLAN ESTRATÉGICO.....	117

Capítulo 18.....	119
CONCLUSIONES	119
Capítulo 19.....	123
RECOMENDACIONES.....	123

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.1. Proyectos Identificados en el Plan de Expansión de Transmisión 2018	12
Tabla 3.1. Líneas del Sistema Principal de Transmisión	16
Tabla 3.2. Subestaciones del Sistema Principal de Transmisión	17
Tabla 3.3. Esquema EDCxT3	20
Tabla 3.4. Esquema EDC x Baja Frecuencia	21
Tabla 3.5. Esquema EDC x Baja Voltaje	21
Tabla 3.6. Esquema EDCxBLMCarbón.....	22
Tabla 3.7. Esquema EDCxPANAM.....	22
Tabla 4.1. Rangos de Operación de Hidroeléctricas Existentes.....	23
Tabla 4.2. Rangos de Operación de Termoeléctricas Existentes	24
Tabla 4.3. Barras del Sistema Principal de Transmisión	24
Tabla 4.4. Rangos de Variación de Voltaje Estado N.....	24
Tabla 4.5. Rangos de Operación de Centrales Eólicas Existentes.....	25
Tabla 4.6. Rangos de Variación de Voltaje Estado N-1.....	26
Tabla 4.7. Requisitos del Factor de Potencia.....	27
Tabla 4.8. Factor de Potencia de las Cargas 2017	27
Tabla 4.9. Despacho para Ciclos Combinados en 2+1, Telfers.....	29
Tabla 4.10. Despacho para Ciclos Combinados en 6+1, Martano.....	30
Tabla 4.11. Despacho para Ciclos Combinados en 3+1, Costa Norte.....	30
Tabla 4.12. Centrales Hidroeléctricas con Regulación Horaria	30
Tabla 6.1. Plan de Generación 2018-2026	38
Tabla 6.2. Orden de Mérito	39
Tabla 6.3. Proyectos de Transmisión Corto Plazo	40
Tabla 6.4. Proyectos de Distribución.....	41
Tabla 6.5. Demanda por Barra.....	42
Tabla 7.1. Factor de Potencia por Punto de Entrega.....	44
Tabla 7.2. Reporte de Voltaje de Casos.....	44
Tabla 7.3. Resumen: Despacho del Año 2018 Época Lluviosa	46
Tabla 7.4. Resumen: Despacho del Año 2019 Época Lluviosa	47
Tabla 7.5. Despacho de STATCOM (Panamá II y Llano Sanchez)	49
Tabla 7.6. Despacho de STATCOM (Panamá II)	49
Tabla 7.7. Despacho de STATCOM (Llano Sanchez)	49
Tabla 7.8. Resumen: Despacho del Año 2020 Época Lluviosa	50
Tabla 7.9. Resumen: Despacho del Año 2021 Época Lluviosa	51
Tabla 7.10. Resumen: Generación Obligada y Desplazada en Periodo de Corto Plazo.....	52
Tabla 7.11. Resumen: Despacho en Época Lluviosa Demanda Máxima - Corto Plazo.....	52
Tabla 9.1 Despacho de los STATCOM	65
Tabla 9.2 Resumen: Generación Obligada y Desplazada en Periodo de Largo Plazo	68
Tabla 9.3 Resumen: Despacho en Época Lluviosa Demanda Máxima - Largo Plazo	69
Tabla 11. 1 Intercambios Programados	75
Tabla 11. 2 Perdidas de Transmisión 230KV	80
Tabla 11. 3 Voltajes por Barra – Demanda Máxima - Periodo Lluvioso.....	80
Tabla 11. 4 Diferencia de Voltajes por Barra – Demanda Máxima - Periodo Lluvioso.....	81
Tabla 11. 5 Reserva Reactiva año 2019 – Época Lluviosa Demanda Máxima.....	82
Tabla 11. 6 Reserva Reactiva año 2020 – Época Lluviosa Demanda Máxima.....	82
Tabla 11. 7 Reserva Reactiva año 2021 – Época Lluviosa Demanda Máxima.....	82
Tabla 11. 8 Reserva Reactiva año 2022 – Época Lluviosa Demanda Máxima.....	82
Tabla 11. 9 Reserva Reactiva año 2024 – Época Lluviosa Demanda Máxima.....	82

Tabla 11. 10 Reserva Reactiva año 2026 – Época Lluviosa Demanda Máxima..... 83
Tabla 19. 1 Proyectos Identificados en el Plan de Expansión de Transmisión 2018 123

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 3.1. Unifilar del Sistema Principal de Transmisión	18
Figura 3.2. Líneas del Sistema Principal de Transmisión	19
Figura 5.1. Flujograma del Análisis de Largo Plazo	34
Figura 7. 1, Factor de Potencia ENSA y Cemento Argos	43
Figura 7. 2, Factor de Potencia EDEMET	43
Figura 7. 3, Factor de Potencia EDECHI.....	43
Figura 7. 4 Flujo entre la S/E Panamá y S/E Cáceres con el nuevo circuito.....	47
Figura 7. 5 Flujo entre la S/E Panamá y S/E Cáceres sin el nuevo circuito.....	48
Figura 7. 6 Flujo máximo entre la S/E Panamá y S/E Cáceres sin el nuevo circuito	48
Figura 7. 7 Flujo entre la S/E Panamá y S/E Cáceres sin el nuevo circuito estado N-1.....	48
Figura 9. 1 Flujos Línea 1 – Estado Actual–N	66
Figura 9. 2 Flujos Línea 1 – Estado Actual–N-1 (LSA-EHIG)	66
Figura 9. 3 Flujos Línea 1 – Estado Actual–N-1 (EHIG-CHO)	66
Figura 9. 4 Flujos SS/EE Panamá – Panamá III – Estado Actual –N	67
Figura 9. 5 Flujos SS/EE Panamá – Panamá III – Estado Actual –N-1	67
Figura 9. 6 Flujos SS/EE Panamá – Panamá III – Estado Actual –N Redespachado.....	67
Figura 9. 7 Flujos SS/EE Panamá – Panamá III – Estado Actual – N-1 Redespachado.....	68
Figura 9. 8 Flujos SS/EE Panamá – Panamá III – Ampliación Propuesta –N.....	68
Figura 9. 9 Flujos SS/EE Panamá – Panamá III – Ampliación Propuesta – N-1	68
Figura 11. 1 Flujos por Interconexiones Lluviosa 2018	75
Figura 11. 2 Flujos por Interconexiones seca 2019.....	76
Figura 11. 3 Flujos por Interconexiones Lluviosa 2019	76
Figura 11. 4 Flujos por Interconexiones Seca 2020	77
Figura 11. 5 Flujos por Interconexiones Lluviosa 2020	77
Figura 11. 6 Flujos por Interconexiones Seca 2021	77
Figura 11. 7 Flujos por Interconexiones Lluviosa 2021	78



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

ANEXOS

- Anexo III-1** Plan de Inversiones 2018-2032
- Anexo III-2** Diagramas Unifilares
- Anexo III-3** Despachos de Generación
- Anexo III-4** Reportes de Voltajes
- Anexo III-5** Reportes de Estabilidad Dinámica
- Anexo III-6** Reportes de Cortocircuito
- Anexo III-7** Lista de Contingencias
- Anexo III-8** Esquema de Compensación de Potencia Reactiva para el Sistema de Potencia de Panamá.



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 1

RESUMEN EJECUTIVO

OBJETIVO

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

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

En el plan se define el programa de inversiones necesarias en transmisión y cuenta con los estudios técnicos para cumplir con los criterios establecidos en el Reglamento de Transmisión de la ASEP. Específicamente, el estudio define la expansión óptima del sistema de transmisión para el periodo 2018 - 2032 y representa la mejor solución económica dentro de los criterios establecidos por los entes normativos y reguladores del sector eléctrico. Se identifican todas las inversiones necesarias para la expansión del sistema, de manera que se logre una operación futura segura y confiable.

Las instalaciones propuestas comprenden: nuevas líneas de transmisión, incrementos de la

transformación en subestaciones, ampliación de instalaciones y equipos de compensación reactiva. Se determina un programa de inversiones adecuado que permite la operación de mínimo costo en el horizonte estipulado.

INFORMACIÓN UTILIZADA

Para elaborar el estudio se utilizaron las proyecciones de demanda elaboradas por ETESA y presentadas en el informe de Estudios Básicos, entregado a la ASEP en abril de 2018. La distribución de cargas por barra se realizó con base a la información entrada por las empresas distribuidoras. De manera adicional se utiliza las proyecciones de demanda y las expansiones planificadas por su parte, con el fin de estimar la repartición de la carga a los años futuros y el comportamiento de los flujos de potencia del SIN en la red de distribución.

Para el horizonte 2018 – 2032, se incluyeron los proyectos de generación obtenidos en los distintos escenarios del Plan Indicativo de Generación, entregado a la ASEP en junio de 2018. El modelado de estos proyectos se realiza con base a información entregada por los agentes durante el trámite de viabilidad de conexión y a parámetros típicos de elementos de un sistema de potencia (líneas, transformadores, modelos de máquina, gobernador, etc.) para aquellos agentes de los que no se cuente con información para su modelado.

Para la expansión de la transmisión se utilizan como referencia los proyectos propuestos en el Plan de Expansión vigente (2017), aprobado por la ASEP de acuerdo a la Resolución AN No. 11907–Elec del 13 de diciembre de 2017 y a los

que ETESA ha identificado como prioritarios.

Se modela el sistema eléctrico con todos los activos instalados en la actualidad propiedad de ETESA, puntos de entrega de demanda de las 3 distribuidoras y grandes clientes, también se modela la red de ACP de 44 KV y sus unidades de generación (incluyendo las futuras), además de todas las plantas y centrales de generación del SIN.

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

CRITERIOS

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

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

DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL

Mediante un estudio de flujos de potencia en estado estable, transitorio y contingencia se analiza la condición operativa actual del SIN con el fin de realizar un diagnóstico del mismo y presentar las propuestas de los proyectos necesarios para reforzar el SPT y obtener el correcto funcionamiento del SIN.

Se puede observar la restricción de la transferencia de occidente al centro de carga debido a las siguientes deficiencias en el SIN:

- Falta de capacidad de transporte de energía eléctrica de las líneas de transmisión.
- Déficit de reactivo en el sistema.
- Incumplimientos en el factor de potencia en los puntos de entrega.
- Desaprovechamiento de las curvas de capacidad de algunos generadores conectados en el Sistema Principal del Transmisión.

Estas deficiencias afectan en los primeros años del corto plazo y en consecuencia se debe corregir presentando generación obligada.

En el área capital las LT entre las S/E Panamá y Cáceres presentan sobrecargas en contingencia debido al flujo que demanda el área Atlántica y es transmitido a través de estas líneas. Dada esta situación se requiere generación obligada en el área Atlántica.

Es necesario repotenciar las líneas 230-5B y 6C (Mata de Nance- Veladero), ya que se presentan sobrecargas en caso de que se tenga la máxima disponibilidad de energía en el área de occidente.

El gran crecimiento en Panamá Centro, indican que se necesitan nuevos transformadores para suplir así a la demanda en las SS/EE Panamá y

Panamá II. Además, se debe contemplar la demanda en los demás puntos del país como Chorrera, Llano Sánchez y Mata de Nance, para así añadir la capacidad de transformación necesaria y evitar sobrecargas. Además, estudios realizados a diferentes transformadores del SPT indican que debido al cumplimiento del periodo de vida se presentan fallas que sugieren el reemplazo de algunos.

Debido a los incumplimientos en el factor de potencia en algunos puntos de entrega de las distribuidoras y grandes clientes conectados al SPT y al desaprovechamiento de generación de potencia reactiva o consumo del mismo indicado en la curva de capacidad de algunos generadores, ETESA ha estado invirtiendo en compensación reactiva para mantener los voltajes dentro de los rangos pudiéndose regular los voltajes con el consumo o generación de potencia reactiva con las máquinas conectadas al SPT, por lo tanto se hace necesario el llamado de atención a los agentes que incumplen esta reglamentación para el buen funcionamiento del SIN.

Es necesario mantener operativos los Esquemas de Desligue de Carga de las plantas PANAM y BLMCarbón.

CONCLUSIONES

El SIN presenta déficit de reserva reactiva 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 dé el ingreso de la compensación reactiva que eleve las reservas del SIN para operar en un punto de estabilidad en caso de contingencias (N-1), además y muy importante los SVC., la instalación de un nuevo circuito entre la

S/E Panamá y S/E Cáceres y la repotenciación de los circuitos entre la SS/EE Mata de Nance – Veladero y SS/EE Guasquitas – Veladero.

RESUMEN DEL ANÁLISIS

El problema principal que presenta el SIN es la respuesta dinámica de compensación reactiva, debido a que ante la pérdida de un elemento del SPT o algún elemento conectado al SPT se reflejan caídas de voltajes que no pueden ser ajustadas por la compensación reactiva conectada actualmente en el SIN, por lo tanto es de suma importancia la conexión del STATCOM en Llano Sánchez y Panamá II, además de la instalación de nueva compensación reactiva (capacitiva) en Llano Sánchez, Chorrera y Panamá II, y la disponibilidad de la compensación ya instalada en el SIN con el objetivo de mantener al STATCOM en niveles que permitan que el mismo actúe al ocurrir una contingencia y no en estado estable.

Las restricciones provocadas por sobrecargas de líneas deben ser corregidas con la repotenciación de las líneas Mata de Nance – Veladero, Guasquitas – Veladero y sobre todo la instalación de un nuevo circuito entre Panamá – Cáceres en los años de corto plazo.

Es importante señalar que los niveles de transferencias presentados en el análisis de corto plazo dependen del cumplimiento de los factores de potencia presentados en los puntos de entrega de los distribuidores, además de la disponibilidad de potencia reactiva de los generadores, ya sea consumiendo o generando dependiendo de la necesidad del SIN.

Para el periodo de largo plazo es importante mantener la reserva reactiva con la finalidad de mantener los niveles de voltajes dentro de los rangos establecidos en la reglamentación, sobre todo ante

posible aumento de flujos desde occidente que repercutiría en el desplazamiento de la generación cercana al centro de carga y que pudieran desestabilizar el sistema al presentarse alguna contingencia.

Ante la entrada del proyecto hidroeléctrico Changuinola II (Bocas del Toro) ETESA tendría la necesidad de aumentar la capacidad de transmisión construyendo una nueva línea (4ta línea) operando en años anteriores a la entrada en operación del proyecto hidroeléctrico en 230 KV y con la entrada del mismo se tendría que elevar el nivel de voltaje a 500 KV para reducir las pérdidas de transmisión.

RECOMENDACIONES

A continuación, se tiene un listado de los proyectos propuestos para el Plan de Expansión del SIN. Tomando en cuenta la entrada en operación de los proyectos listados, se eliminarían las restricciones y se podrá mantener este comportamiento a partir del año 2020 hasta el 2022, donde se presenta nuevamente generación obligada debido a la reconfiguración del sistema de distribución. Dicha obligada se eliminaría en el siguiente año.

Tabla 1.1. Proyectos Identificados en el Plan de Expansión de Transmisión 2018

		DESCRIPCIÓN	Contrato	Fecha Plan 2018	
PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	CORTO PLAZO	ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA II 175 MVA	GG-058-2014	31/12/18	
		ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR PANAMA II 230 KV	GG-112-2015	31/12/18	
		LT DOBLE CTO. M. NANCE - BOQ - PROGRESO - FRONT 230 KV		31/7/19	
		SVC S/E LLANO SANCHEZ 230 KV +120/-30 MVAR	GG-037-2016	31/7/19	
		SVC S/E PANAMA II 230 KV +120/-30 MVAR	GG-037-2016	31/7/19	
		AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 GUASQUITAS - VELADERO 230 KV	GG-115-2017	28/2/19	
		ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR CHORRERA 230 KV	GG-112-2015	31/3/19	
		AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 MATA DE NANCE - VELADERO 230 KV 714 ACCC	GG-136-2017	31/7/19	
		ADICION REACTORES 40 MVAR CHANGUINOLA 230 KV	GG-069-2017	30/8/19	
		ADICION REACTORES 20 MVAR GUASQUITAS 230 KV	GG-069-2017	30/8/19	
		ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR VELADERO 230 KV	GG-131-2017	31/10/19	
		ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR SAN BARTOLO 230 KV	GG-131-2017	31/10/19	
		ADICION BANCO CAPACITORES 30 MVAR LLANO SANCHEZ 230 KV	GG-131-2017	31/10/19	
		SEGUNDA LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV		31/1/20	
		ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E CHANGUINOLA 50 MVA		30/6/20	
		LINEA PAN II - CHEPO 230 KV Y S/E CHEPO 230 KV		31/10/20	
		NUEVA S/E CHEPO 230 KV		31/10/20	
		SUBESTACION PANAMA III 230 KV		30/11/20	
		LINEA SABANITAS - PANAMA III 230 KV		30/11/20	
		NUEVA S/E SABANITAS 230 KV		30/11/20	
		AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMA II 230 KV		31/12/20	
		ADICION BANCO CAPACITORES 40 MVAR STA. RITA 115 KV 2x20 MVAR		31/7/21	
		LARGO PLAZO	ADICION BANCO CAPACITORES 30 MVAR CHORRERA 230 KV 1x30 MVAR		31/7/22
			ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR LLANO SANCHEZ 230 KV 2x30 MVAR		31/7/22
			AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 VEL - LLS - CHO - PAN 230 KV		30/8/22
			LT PROG-BUR-PORT-DOM 230 KV Y SUBESTACIONES		2022 - 2027
LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA III 500 KV OPERANDO EN 230 KV			31/7/23		
LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA3 ELEVADA A 500 KV			31/7/26		
LINEA SUBTERRANEA PANAMA - PANAMA III 230 KV		31/12/26			
REPOSICION	REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA	GG-069-2016	31/12/18		
	REEMPLAZO T2 S/E PANAMA 175 MVA	GG-069-2016	31/12/18		
	REEMPLAZO T1 S/E PROGRESO 100 MVA	GG-069-2016	31/12/18		
	REEMPLAZO T3 S/E PANAMA 350 MVA		31/12/20		
SISTEMA DE CONEXIÓN	REEMPLAZO T1 S/E LLANO SANCHEZ 100 MVA	GG-084-2013	31/12/18		
	REEMPLAZO T2 S/E CHORRERA 100 MVA	GG-084-2013	31/10/18		
	REEMPLAZO T2 S/E LLANO SANCHEZ 100 MVA	GG-069-2016	31/12/18		
	NUEVA SUBESTACION BURUNGA 230 KV		31/10/19		
	REEMPLAZO T1 S/E CHORRERA 100 MVA		5/31/2020		
	S/E EL COCO 230 KV 3 NAVES Y TRANSFORMADORES		2022 - 2027		
	S/E LA ESPERANZA 230 KV 1 NAVE		2015 - 2024		
	S/E 24 DE DICIEMBRE 230 KV 1 NAVE		2026 - 2031		
	S/E CAÑAZAS 230 KV 1 NAVE		2022 - 2027		
	S/E BELLA VISTA (BARRO BLANCO) 230 KV 1 NAVE		2022 - 2027		
	LT COSTA NORTE 230 KV Y AMP. PAN II		2022 - 2027		
ESTRATEGICO	S/E BOQUERON III BARRA B 34.5 KV		2020 - 2025		
	ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV		30/6/21		

Capítulo 2

INTRODUCCIÓN

Mediante la Ley No. 6 del 3 de febrero de 1977 se establece en su Artículo 19 que es responsabilidad de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), elaborar el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN). El Reglamento de Transmisión, aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos de Panamá (ASEP), en su Título V, “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.

Con la finalidad de cumplir con lo establecido previamente, se presenta en este documento los resultados del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión, el cual tiene como finalidad principal evitar las congestiones actuales y futuras, prestar el servicio de transmisión de energía de forma confiable, segura y con la calidad exigida, simultáneamente minimiza el costo de operación incluyendo inversión, operación, pérdidas y confiabilidad.

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

El estudio define la expansión óptima del sistema de transmisión para el periodo 2018-2032 y representa la mejor solución económica dentro de los criterios establecidos por los entes normativos y reguladores del sector eléctrico. Se identifican todas las inversiones necesarias para la expansión del sistema de manera que se logre una operación futura segura y confiable.

Dentro de los proyectos propuestos se incluyen: nuevas líneas de transmisión, incrementos de la transformación en subestaciones, ampliación de instalaciones y equipos de compensación reactiva. Se determina un programa de inversiones adecuado que permite la operación de mínimo costo en el horizonte estipulado.

Para el presente estudio se determinará los refuerzos necesarios para permitir intercambios desde y hacia Centroamérica cumpliendo con los criterios establecidos en los distintos reglamentos que regulan la transmisión a nivel nacional e internacional.



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 3

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN ACTUAL

SISTEMA DE TRANSMISIÓN

El Sistema de Transmisión de ETESA está conformado por un conjunto de líneas de transmisión de alta tensión de 230 y 115 KV, subestaciones, transformadores y otros elementos necesarios para transportar la energía eléctrica a través del Sistema Interconectado Nacional.

La longitud total de las líneas de 230 KV en líneas de doble circuito es de 2,615.85 Km y en líneas de circuito sencillo, de 94.58 Km. Para las líneas de 115 KV, la longitud total de líneas de doble circuito es de 267.80 Km. Mientras que las líneas de circuito sencillo, es de 39.90 Km. En la Tabla 3.1 se presentan las líneas de transmisión de ETESA, su año de entrada en operación, su longitud y capacidad en MVA, tanto para condiciones de operación normal como en contingencia.

ETESA también cuenta con un total de diecisiete subestaciones; dos de ellas seccionadoras a nivel de 115 KV, Cáceres y Santa Rita, y cuatro seccionadoras a nivel de 230 KV, Guasquitas, Veladero, Cañazas y El Higo. Las otras once son subestaciones reductoras, Panamá II, Panamá, Chorrera, Llano Sánchez, Mata de Nance, San Bartolo, Boquerón III, Progreso, Caldera, Charco Azul y Changuinola, además el Sistema Principal de Transmisión cuenta con tres subestaciones que no son propiedad de ETESA, estas son la S/E El Coco, S/E Bella Vista y la S/E 24 de Diciembre.

El principal centro de carga del país está ubicado en el área metropolitana de la ciudad de Panamá, donde se concentra aproximadamente el 70% de la demanda. ETESA cuenta con dos subestaciones reductoras para suplir esta demanda, Panamá y Panamá II y una subestación seccionadora, Cáceres. Estas subestaciones alimentan las subestaciones de distribución Locería, Marañón, Centro Bancario y San Francisco, propiedad de la empresa EDEMET y las de Santa María, Monte Oscuro, Tinajitas, Cerro Viento, Tocumen, Chilibre, Llano Bonito y 24 de Diciembre (en 230 KV), propiedad de ENSA.

Las demás subestaciones de ETESA alimentan el restante 30% de la demanda, distribuido en diversas áreas del país. La Subestación Chorrera alimenta el área de Panamá Oeste, la Subestación Llano Sánchez alimenta el área de provincias centrales (Coclé, Los Santos, Herrera y Veraguas), las Subestaciones Mata de Nance, Boquerón III, Progreso, Caldera y Charco Azul alimentan el área de la provincia de Chiriquí y la Subestación Changuinola alimenta a la provincia de Bocas del Toro (Changuinola, Almirante y Guabito).

En la [Tabla 3.2](#) se presenta un detalle de las subestaciones reductoras de ETESA y la capacidad de transformación actual de cada una de ellas.

Tabla 3.1. Líneas del Sistema Principal de Transmisión

LINEAS DE 230 Y 115 KV DE ETESA											
LINEA	PROYECTO DE LINEA	AÑO	NUMERACIÓN	SUBESTACIONES	AÑO MOD	LONGITUD (Km.)	CONDUCTOR	CAPACIDAD (MVA)			
								Normal	Cont.		
LINEAS 230KV	Linea Bayano - Panama	1976	230-1A	BAYANO - PACORA (1)	1999	49.14	636 ACSR	202.0	350.0		
			230-1B	PACORA - PANAMA II (1)	1999	19.00	636 ACSR	202.0	350.0		
			230-1C	PANAMA II - PANAMA		12.94	605 ACSS	335.0	366.0		
			230-2A	BAY - 24 DICIEMBRE (1)	2016	59.04	636 ACSR	202.0	350.0		
			230-2B	24 DICIEMBRE - PANAMA II (1)	2016	9.10	636 ACSR	202.0	350.0		
			230-2C	PANAMA II - PANAMA		12.94	605 ACSS	335.0	366.0		
	Linea 1 - Panama - Mata de Nance	1978	230-3A	PANAMA - CHORRERA	2015	40.30	750 ACAR	247.0	366.0		
			230-3B	CHORRERA - EL HIGO	2015	60.50	750 ACAR	247.0	366.0		
			230-3C	EL HIGO - LL.SANCHEZ	2015	81.55	750 ACAR	247.0	366.0		
			230-4A	PANAMA - CHORRERA	2015	40.30	750 ACAR	247.0	366.0		
			230-4B	CHORRERA - EL HIGO	2015	60.50	750 ACAR	247.0	366.0		
			230-4C	EL HIGO - LL.SANCHEZ	2015	81.55	750 ACAR	247.0	366.0		
	Linea Fortuna - Mata de Nance	1979	230-5A	LL.SANCHEZ - VELADERO	2016	109.36	750 ACAR	247.0	366.0		
			230-6A	LL.SANCHEZ - BELLA VISTA (6)	2016	103.36	750 ACAR	247.0	366.0		
			230-6B	BELLA VISTA - VELADERO (6)	2016	6.00	750 ACAR	247.0	366.0		
			230-6C	VELADERO - MATA NANCE	2016	84.49	750 ACAR	247.0	366.0		
			230-6D	VELADERO - MATA NANCE	2016	84.49	750 ACAR	247.0	366.0		
			230-6E	MATA NANCE - FORTUNA	2016	37.50	750 ACAR	193.0	366.0		
Linea 2 - Panama II - Guasquita	2004	230-7A	MATA NANCE - FORTUNA	2016	37.50	750 ACAR	193.0	366.0			
		230-14A	LL. SANCHEZ - S. BARTOLO	2015	67.70	1200 ACAR	275.0	500.0			
		230-14B	S. BARTOLO - VELADERO	2015	42.30	1200 ACAR	275.0	500.0			
		230-15A	LL. SANCHEZ - S. BARTOLO	2015	67.70	1200 ACAR	275.0	500.0			
		230-15B	S. BARTOLO - VELADERO	2015	42.30	1200 ACAR	275.0	500.0			
		230-16	VELADERO - GUASQUITAS	2015	84.30	1200 ACAR	275.0	500.0			
	2006	230-17	VELADERO - GUASQUITAS	2014/2017	84.30	1200 ACAR	275.0	500.0			
		230-12A	PANAMA II - BURUNGA (4)(5)	2014/2017	35.34	1200 ACAR	275.0	500.0			
		230-12B	BURUNGA - EL COCO (4)(5)	2014/2017	114.98	1200 ACAR	275.0	500.0			
		230-12C	EL COCO - LL.SANCHEZ (4)	2014	44.67	1200 ACAR	275.0	500.0			
		230-13A	PANAMA II - EL COCO (4)	2014	150.33	1200 ACAR	275.0	500.0			
		230-13B	EL COCO - LL.SANCHEZ (4)	2014	44.67	1200 ACAR	275.0	500.0			
Linea Interconexion Changuinola	2009	230-20A	FORTUNA - LA ESPERANZA (2)	2009	96.87	750 ACAR	304.0	366.0			
		230-20B	LA ESPERANZA - CHANGUINOLA (2)	2009	24.88	750 ACAR	304.0	366.0			
		230-29	GUASQUITAS - CAÑAZAS (2)	2009	44.00	750 ACAR y 1200 ACAR	275.0	366.0			
3era Linea	2012	230-30	CAÑAZAS - CHANGUINOLA (2)	2012	76.65	750 ACAR	304.0	366.0			
		230-47	PANAMA - CHORRERA	2017	37.50	1200 ACAR	500.0	500.0			
		230-48	PANAMA - CHORRERA	2017	37.50	1200 ACAR	500.0	500.0			
		230-49	CHORRERA - LLANO SANCHEZ	2017	154.94	1200 ACAR	500.0	500.0			
		230-50	CHORRERA - LLANO SANCHEZ	2017	154.94	1200 ACAR	500.0	500.0			
		230-51	VELADERO - LLANO SANCHEZ	2017	110.21	1200 ACAR	500.0	500.0			
	Linea Mata de Nance - Frontera	2017	230-52	VELADERO - LLANO SANCHEZ	2017	110.21	1200 ACAR	500.0	500.0		
			230-9A	MATA NANCE - BOQUERON III	1986	24.33	750 ACAR	248.0	366.0		
			230-9B	BOQUERON III - PROGRESO	1986	29.75	750 ACAR	248.0	366.0		
			230-10	PROGRESO - FRONTERA	2011	9.50	750 ACAR	193.0	366.0		
			Interconexion Fortuna	2003	230-18	GUASQUITAS - FORTUNA	2003	16.00	1200 ACAR	275.0	500.0
			Interconexion Changuinola - Costa Rica	2011	230-21	CHANGUINOLA - FRONTERA	2011	15.00	750 ACAR	248.0	366.0
Total 230KV						2.710.43					
LINEAS DE 115KV	Linea Caceres - Las Minas 1	1970	115-1A	CACERES - STA. RITA	2004	46.60	636 ACSR	150.0	175.0		
			115-2A	CACERES - STA. RITA	2004	46.60	636 ACSR	150.0	175.0		
			115-1B	STA. RITA - CATIVA 2 (7)(8)	2004/2009	6.20	636 ACSR	211.0	211.0		
			115-1C	CATIVA 2 - LAS MINAS 1 (7)(8)	2004/2009	0.80	636 ACSR	211.0	211.0		
			115-2B	STA. RITA - LAS MINAS 1 (8)	2004	6.20	605 ACSS	211.0	211.0		
			115-3A	PANAMA - CHILIBRE (3)	2016	22.50	605 ACSS	168.0	211.0		
	Linea Panama - Las Minas 2	1972	115-3B	CHILIBRE - LAS MINAS 2 (3)	2016	31.50	605 ACSS	168.0	211.0		
			115-4A	PANAMA - CEMENTO PANAMA (3)	2016	40.70	605 ACSS	168.0	211.0		
			115-4B	CEMENTO PANAMA - LAS MINAS 2 (3)	2016	16.70	605 ACSS	168.0	211.0		
	Linea Mata de Nance - Caldera	1979	115-15	MATA NANCE - CALDERA	1979	25.00	636 ACSR	93.0	175.0		
			115-16	MATA NANCE - CALDERA	1979	25.00	636 ACSR	93.0	175.0		
	Linea 1 - Panama - Caceres	1976	115-12	PANAMA - CACERES	1976	0.80	636 ACSR	120.0	175.0		
115-17			CALDERA - LA ESTRELLA	1979	5.80	636 ACSR	93.0	175.0			
115-18			CALDERA - LOS VALLES	1979	2.00	636 ACSR	93.0	175.0			
115-19			CALDERA - PAJA DE SOMBRERO	1982	0.50	636 ACSR	93.0	175.0			
115-25			PROGRESO - CHARCO AZUL	1988	30.00	636 ACSR	93.0	175.0			
115-37			PANAMA - CACERES SUBT.	2008	0.80	750 XLPE	142.0	178.0			
TOTAL 115KV						307.70					

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

Tabla 3.2. Subestaciones del Sistema Principal de Transmisión

TRANSFORMADORES DE ETESA															
No. de S/E	SUBESTACION	No.	CAPACIDAD (MVA)					CAPACIDAD	REDUCTOR	VOLTAJES (KV)			CONEXION	ENTRADA EN OPERACION	
			230KV	115KV	34.5KV	13.8KV	4.16KV			ALTA	BAJA	TERCI.			
1	PANAMA 2	1	175	175			30		OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1999
	PANAMA 2	2	175	175			30		OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1999
2	PANAMA	1	175	175			30		OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1993
	PANAMA	2	175	175			30		OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1974
	PANAMA	3	350	350			75		OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1981
3	CHORRERA	1	50	50	50				OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1995
	CHORRERA	2	50	50	50				OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1975
	CHORRERA	3	100	100	100				OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2013
4	LLANO SANCHEZ	1	70	60	30				OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1975
	LLANO SANCHEZ	2	70	60	30				OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1995
	LLANO SANCHEZ	3	100	100	33				OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2012
5	MATA DE NANCE	1	70	60	50				OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1975
	MATA DE NANCE	2	70	60	50				OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2012
	MATA DE NANCE	3	70	60	50				OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2003
6	PROGRESO	1	50	50	50				OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2003
	PROGRESO	2	50	50	50				OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1975
7	CHARCO AZUL	1		24			24		OA/FA	REDUCTOR	115	4.16		DEL/EST	1988
8	CHANGUINOLA	1	50	50	50				OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2009
9	CALDERA	1		62.5	62.5				OA/FA/FOA	REDUCTOR	115	34.5		EST/DEL	2010
10	BOQUERON III	1	83.3		83.3				OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	34.5		EST/DEL	2010
	BOQUERON III	2	83.3		83.3				OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	34.5		EST/DEL	2016
11	SAN BARTOLO	1	100	100	100				OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2015
TOTAL			2,116.6	1,986.5	922.1	195.0	24.0								

Subestaciones Seccionadoras

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

Para brindarle un buen soporte de reactivo al sistema eléctrico, ETESA cuenta con bancos de capacitores y reactores.

Los bancos de capacitores se encuentran ubicados de la siguiente forma:

- Subestación Panamá (120 MVAR)
 - ✓ 120 MVAR (6x20 MVAR) en el patio de 115 KV.
- Subestación Panamá II (240 MVAR)
 - ✓ 120 MVAR (6x20 MVAR) en el patio de 115 KV.
 - ✓ 120 MVAR (4x30 MVAR) en el patio de 230 KV.
- Subestación Llano Sánchez (90 MVAR)
 - ✓ 90 MVAR (3x30 MVAR) en el patio de 230 KV.

Los reactores se encuentran distribuidos de la siguiente forma:

- Subestación Llano Sánchez (80 MVAR)
 - ✓ 60 MVAR en el patio de 230 KV (3x20 MVAR).
 - ✓ 20 MVAR en el patio de 34.5 KV.
- Subestación Veladero
 - ✓ 60 MVAR en el patio de 230 KV (3x20 MVAR).
- Subestación Mata de Nance
 - ✓ 40 MVAR en el patio de 34.5 KV (2x20 MVAR).

La base de datos de ETESA se encuentra organizada con las características de todos los componentes del Sistema de Transmisión y las características técnicas de los equipamientos de generadores, distribuidores y grandes clientes conectados al sistema principal de transmisión.

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

Figura 3.1. Unifilar del Sistema Principal de Transmisión

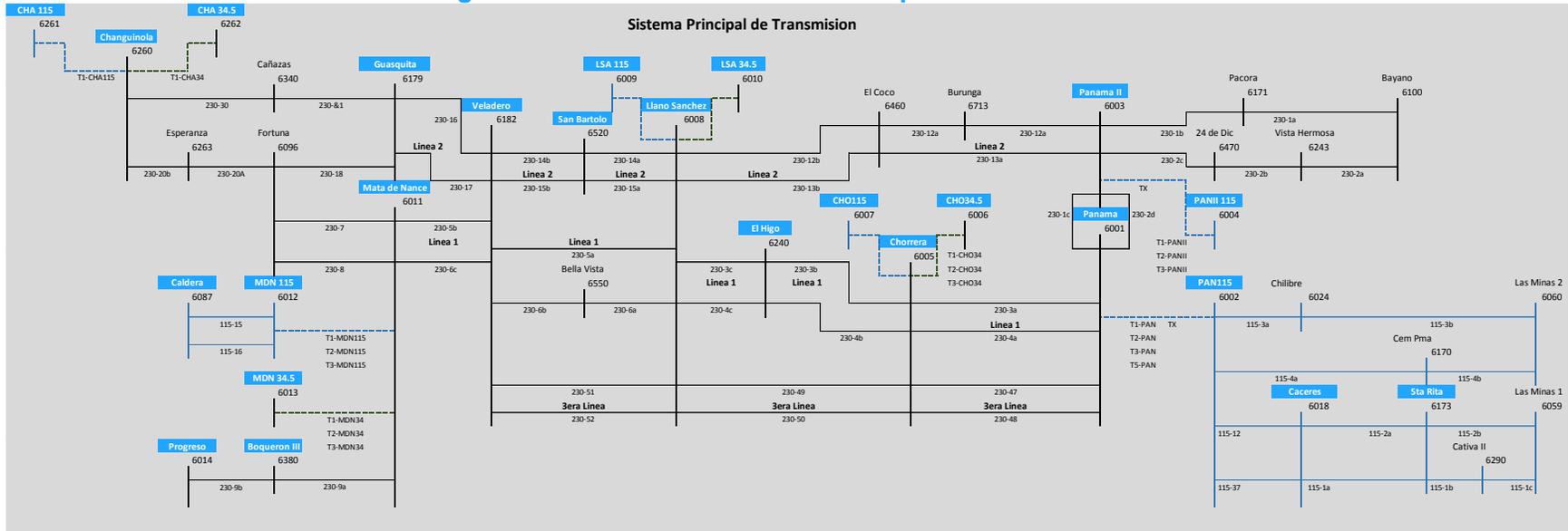
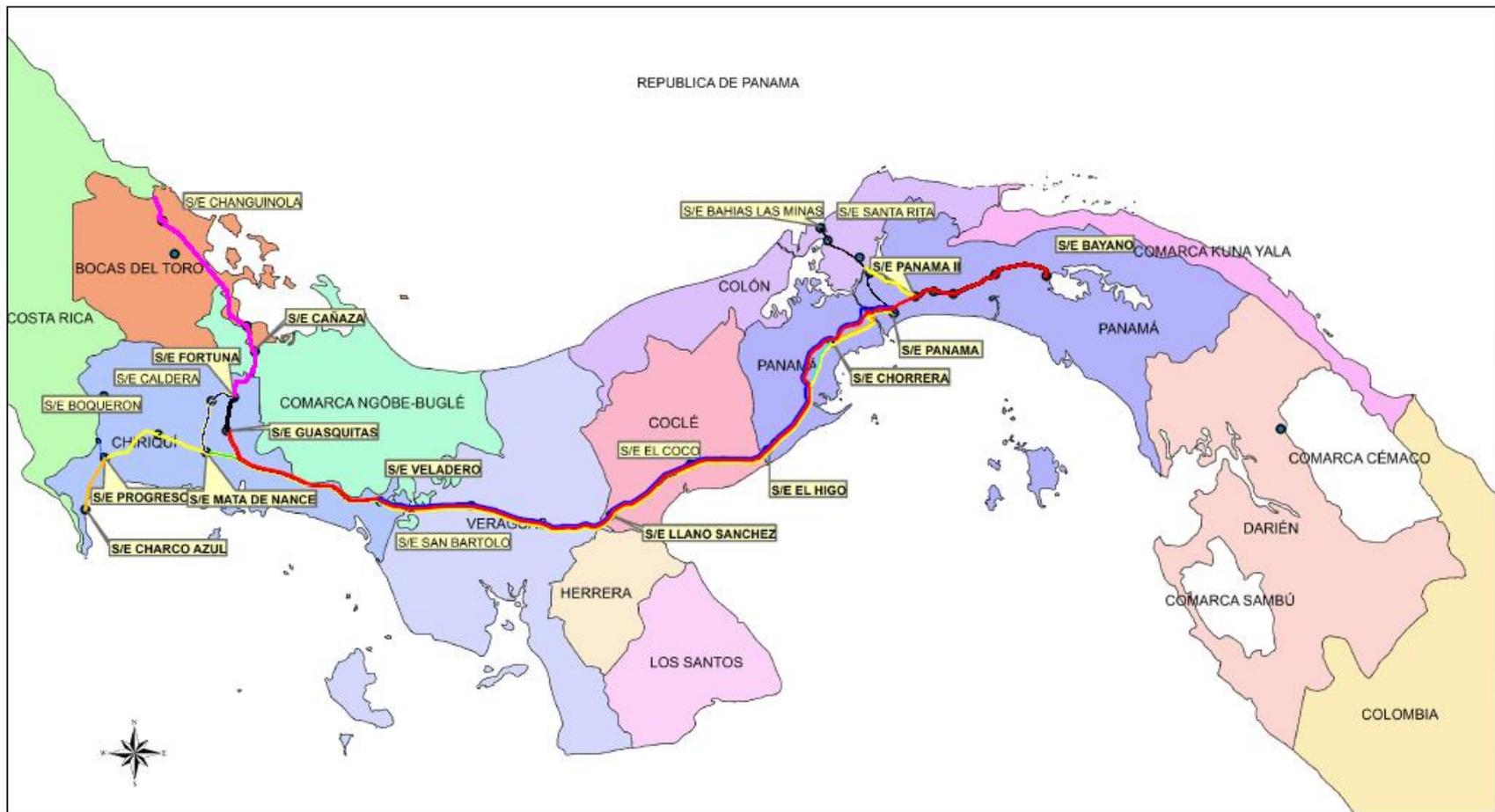


Figura 3.2. Líneas del Sistema Principal de Transmisión



ESQUEMAS DE CONTROL DE EMERGENCIA

Actualmente el Sistema Interconectado Nacional ante una emergencia tiene operando 5 esquemas de desconexión de carga, ante la pérdida del T3 de la S/E Panamá, esquema por baja frecuencia,

por bajo voltaje, y dos esquemas ante pérdida de generación (PanAm, BLM).

En las [Tabla 3.3](#) a [Tabla 3.7](#) se presentan los valores actualmente utilizados en los esquemas de control de emergencias:

Tabla 3.3. Esquema EDCxT3

Escalon	Aporte (MW)	Subestación	Circuito	Amperaje(Amp.)	Carga (MVA)	Carga (MW)	TOTAL (MW)
1	20.00	San Francisco	2-05	198	4.73	4.52	37.05
		San Francisco	2-06	388.0	9.28	8.79	
		San Francisco	2-17	356.0	8.50	7.59	
		San Francisco	2-20	389.0	9.30	8.93	
		San Francisco	2-18	62.0	1.48	1.44	
		San Francisco	2-10	253.0	6.05	5.78	
2	40.00	Centro Bancario	CEB-08	384.0	9.18	8.32	63.67
		Centro Bancario	CEB-09	362.0	8.66	8.18	
		Centro Bancario	CEB-10	380.0	9.09	8.45	
		Centro Bancario	CEB-11	398.0	9.51	8.67	
		Centro Bancario	CEB-12	0.0	0.00	0.00	
		Centro Bancario	CEB-13	0.0	0.00	0.00	
		Centro Bancario	CEB-14	274.0	6.54	6.21	
		Centro Bancario	CEB-15	377.0	9.01	8.65	
		Centro Bancario	CEB-16	317.0	7.57	6.45	
		Centro Bancario	CEB-17	345.0	8.24	7.57	
		Centro Bancario	CEB-18	0.0	0.00	0.00	
		Centro Bancario	CEB-19	51.0	1.22	1.17	
		Centro Bancario	CEB-20	0.0	0.00	0.00	
		3	50.00	Locería	4-28	309.0	
Locería	4-29			285.0	6.82	6.36	
Locería	4-30			275.0	6.57	6.08	
San Francisco	2-15			294.0	7.02	6.77	
San Francisco	2-14			39.0	0.94	0.93	
San Francisco	2-11			309.0	7.39	7.15	
San Francisco	2-22			312.0	7.45	7.10	
San Francisco	2-21			70.0	1.68	1.62	
San Francisco	2-08			362.0	8.66	7.99	
Locería	4-31			137.0	3.28	3.14	
4	50.00	Locería	4-87	356.0	8.5	8.1	50.00
		Locería	4-34	150.0	3.6	3.4	
		Locería	4-35	418.0	9.98	9.57	
		Locería	4-89	192.0	4.59	4.41	
		Locería	4-90	191.0	4.56	4.15	
		Locería	4-32	297.0	7.10	6.67	
		Locería	4-33	255.0	6.10	5.48	
		Locería	4-81	220.0	5.26	5.13	
		Marañón	6-53	183.0	4.38	4.16	
		Marañón	6-54	426.0	10.18	9.73	
5	50.00	Marañón	6-52	280.0	6.69	6.38	50.27
		Locería	4-84	110.0	2.64	2.53	
		Locería	4-85	100.0	2.39	2.29	
		Locería	4-80	0.0	0.00	0.00	
		Locería	4-83	161.0	3.84	3.59	
		Locería	4-82	390.0	9.31	8.86	
		Marañón	6-57	128.0	3.05	2.96	
		Marañón	6-56	300.0	7.18	6.88	
		Marañón	6-55	130.0	3.10	2.89	
					T O T A L		

Tabla 3.4. Esquema EDC x Baja Frecuencia

Escalon	Frecuencia (HZ)	Agente	Subestación	Circuito	Amperaje(Amp.)	Carga (MVA)	Carga (MW)	TOTAL	Porcentaje (%)					
1	59.30	EDEMET	El Torno	16-11	477.0	11.40	10.27	54.73	3.00%					
		EDEMET	Centro Bancario	CEB-07	361.0	8.64	8.17							
		EDEMET	El Torno	16-14	254.0	6.06	5.97							
		EDEMET	Locería	4-82	390.0	9.31	8.86							
		ENSA	24 de Diciembre	DIC-5	0.0	7.87	7.65							
		ENSA	Cerro Viento	8-69	0.0	5.84	5.48							
		ENSA	Tocumen	TOC-9	0.0	8.67	8.33							
2	59.10	EDEMET	San Francisco	2-16	315.0	7.54	7.22	51.05	3.00%					
		EDEMET	Locería	4-83	161.0	3.84	3.59							
		EDEMET	Marañón	6-54	426.0	10.18	9.73							
		EDEMET	Centro Bancario	CEB-03	197.0	4.71	4.52							
		EDEMET	Coronado	15-17	208.0	4.97	4.74							
		ENSA	Tinajitas	TIN-8	0.0	8.51	8.09							
		ENSA	Chilbre	7-56	0.0	9.56	8.53							
		ENSA	Llano Bonito	LBO-5	0.0	4.66	4.63							
		EDEMET	Locería	4-81	215.0	5.14	5.02							
		EDEMET	Locería	4-32	297.0	7.10	6.67							
3	58.90	EDEMET	Locería	4-35	410.0	9.79	9.37	50.66	3.00%					
		EDEMET	Locería	4-88	240.0	5.73	5.40							
		EDEMET	Centro Bancario	CEB-02	155.0	3.71	3.59							
		ENSA	Chilbre	7-87	0.0	5.11	4.89							
		ENSA	Monte Oscuro	3-113	0.0	8.92	8.53							
		ENSA	Santa María	5-95	0.0	7.39	7.19							
			58.80	Apertura de la línea 230-25B										
		Apertura de la línea 230-21												
		Apertura de la línea 230-10												
4	58.65	EDEMET	Juan Demóstenes Arosemena	JDA01	224.0	5.35	5.14	166.81	10.00%					
		EDEMET	Locería	4-25	292.0	6.99	6.38							
		EDEMET	Locería	4-31	137.0	3.28	3.14							
		EDEMET	Locería	4-87	356.0	8.50	8.09							
		EDEMET	Locería	4-28	309.0	7.38	7.09							
		EDEMET	Locería	4-84	110.0	2.64	2.53							
		EDEMET	Locería	4-85	100.0	2.39	2.29							
		EDEMET	Locería	4-90	191.0	4.56	4.15							
		EDEMET	Locería	4-30	275.0	6.57	6.08							
		EDEMET	Marañón	6-48	313.0	7.49	7.25							
		EDEMET	Marañón	6-63	122.0	2.92	2.92							
		EDEMET	San Francisco	2-23	115.0	2.76	2.67							
		EDEMET	San Francisco	2-01	453.0	10.82	10.48							
		EDEMET	San Francisco	2-04	269.0	6.42	5.94							
		EDEMET	Coronado	15-24	178.0	4.25	4.01							
		EDEMET	San Francisco	2-17	356.0	8.50	7.59							
		EDEMET	Arraiján	19-3	297.0	7.10	7.56							
		EDEMET	Juan Demóstenes Arosemena	JDA02	282.0	6.73	6.46							
		ENSA	Bahía Las Minas	10-2	0.0	7.11	6.79							
		ENSA	Tinajitas	TIN-1	0.0	10.41	9.76							
		ENSA	Tinajitas	TIN-7	0.0	7.24	6.89							
		ENSA	Santa María	5-96	0.0	9.44	9.01							
		ENSA	24 Diciembre	DIC-4	0.0	7.72	7.21							
		ENSA	Tinajitas	TIN-2	0.0	8.60	7.97							
		ENSA	Tocumen	TOC-10	0.0	6.39	6.33							
		ENSA	Cerro Viento	8-75	0.0	6.26	5.93							
		ENSA	Monte Oscuro	3-115	0.0	7.40	7.15							
		5	58.40	EDEMET	Marañón	6-53	183.0			4.38	4.16	53.51	3.00%	
				EDEMET	Arraiján	19-2	290.0			6.92	6.91			
				EDEMET	El Torno	16-13	463.0			11.06	10.60			
				EDEMET	Centro Bancario	CEB-01	246.0			5.89	5.49			
				EDEMET	Centro Bancario	CEB-05	107.0			2.55	2.50			
EDEMET	Coronado			15-25	132.0	3.15	3.13							
ENSA	Tocumen			TOC-2	0.0	7.21	7.10							
ENSA	Calzada Larga			CI-131	0.0	3.36	3.28							
ENSA	Santa María			5-38	0.0	11.15	10.34							
				T O T A L							376.76			22.00%

Tabla 3.5. Esquema EDC x Baja Voltaje

Escalon	Voltaje (KV) (Ref. 115 KV)	Tiempo de desc. Ciclos	Aporte (MW)	Agente	Subestación	Circuito	Carga MW	Carga MVAR	Carga MVA
1	105	30	35	EDEMET	MARAÑÓN	6-47	6.27	1.88	6.55
						6-51	6.66	1.95	6.94
						6-52	6.71	2.35	7.11
						6-55	2.89	1.12	3.10
						6-62	6.81	3.94	7.87
						6-60	7.07	2.58	7.53
						TOTAL	36.41	13.82	39.09
2	105	54	20	ELEKTRA	CERRO VIENTO	8-61	2.58	0.54	2.63
						8-62	5.84	2.29	6.28
						8-63	7.65	2.21	7.97
						8-64	4.41	1.87	4.79
						8-65	6.92	2.17	7.25
						TOTAL	27.40	9.08	28.92
3	105	180	25	EDEMET	SAN FRANCISCO	2-11	7.15	1.86	7.39
						2-15	6.77	1.86	7.02
						2-08	7.99	3.35	8.66
						2-22	7.10	2.25	7.45
						TOTAL	29.01	9.32	30.52
GRAN TOTAL						92.82	32.22	98.52	

Tabla 3.6. Esquema EDCxBLMCarbón

Agente	Subestacion	Aporte (MW)	Circuito	Carga MVA	Carga MW
EDEMET	Locería	45	4-28	7.13	6.84
	Locería		4-29	7.73	7.09
	Locería		4-30	5.72	5.33
	San Francisco		2-15	7.63	7.28
	San Francisco		2-14	3.27	3.14
	San Francisco		2-11	7.69	7.36
	San Francisco		2-22	7.57	7.15
	San Francisco		2-21	1.82	1.73
	San Francisco		2-08	9.41	8.63
TOTAL				57.97	54.55

Tabla 3.7. Esquema EDCxPANAM

Agente	Subestacion	Aporte Requerido (MW)	Circuito	Carga MVA	Carga MW
ENSA	Monte Oscuro	70	3-101	9.78	9.30
	Monte Oscuro		3-102	6.49	6.10
	Monte Oscuro		3-103	8.13	7.73
	Monte Oscuro		3-104	0.69	0.67
	Monte Oscuro		3-105	4.28	4.06
	Monte Oscuro		3-106	5.40	5.07
	Monte Oscuro		3-107	5.36	4.99
	Monte Oscuro		3-108	5.99	5.76
	Monte Oscuro		3-110	7.04	6.68
	Monte Oscuro		3-111	6.79	6.45
	Tinajitas		TIN-5	7.67	7.29
	Tinajitas		TIN-6	6.92	6.58
	TOTAL				74.55

Capítulo 4

CRITERIOS TÉCNICOS

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

CRITERIOS DE CALIDAD

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

En Operación normal la generación de energía reactiva de los generadores deberá mantenerse dentro del diagrama de capacidad de la unidad generadora. Las unidades deberán suministrar la curva P–Q nominal certificada. El CND podrá solicitar a los Generadores que varíen su generación dentro de los límites de la curva P–Q mencionada. (Reglamento de Transmisión, Sección VI.1.2: Criterios de Control de Tensión y Potencia Reactiva, Artículo 92).

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

Tabla 4.1. Rangos de Operación de Hidroeléctricas Existentes

Nombre	P MAX (MW)	Q MAX (MVAR)	Q MIN (MVAR)
Changuinola I	209.70	101.70	-101.70
Mini Chan	9.12	4.80	-3.85
Bayano	260.00	95.00	-75.00
Esti	120.00	57.96	-57.96
La Estrella	47.20	24.00	-10.00
Los Valles	54.80	24.00	-10.00
Lorena	33.80	15.60	-14.00
Prudencia	58.66	16.00	-16.00
Gualaca	25.39	15.60	-14.00
Mendre	18.75	8.32	-8.32
Mendre II	7.70	3.72	0.00
Monte Lirio	49.95	38.40	-24.90
Bugaba I	5.12	2.55	-1.33
Fortuna	300.00	150.00	-150.00
Algarrobos	10.20	4.52	-4.52
Dolega	3.12	2.34	-2.34
La Yeguada	7.00	5.25	-5.25
Macho Monte	2.50	1.66	-1.66
Cochea	15.50	9.82	-9.00
Pedregalito I	20.00	12.50	-13.60
Pedregalito II	12.82	6.64	-6.64
Macano	3.57	2.00	-1.60
RP-490	13.14	9.20	-4.70
San Lorenzo	8.82	3.00	-3.40
El Fraile	5.34	3.30	-3.30
El Alto	69.48	32.64	-22.83
Baitún	88.20	28.00	-28.00
Baitún G3	1.80	0.50	-0.50
Bajo de Mina	56.00	20.00	-20.00
Bajo de Mina G3	0.65	0.50	-0.50
Concepción	10.00	2.00	-1.60
Las Perlas Norte	10.00	2.00	-1.60
Las Perlas Sur	10.00	2.00	-1.60
Paso Ancho	5.95	2.00	-1.60
Los Planetas I	4.76	2.30	-2.30
Bonyic	31.20	14.70	-6.00
La Potra G4 (Bajo Frio)	2.10	1.00	-1.00
La Potra (Bajo Frio)	27.90	20.28	-12.30
Salsipuedes (Bajo Frio)	27.90	20.28	-12.30
Bugaba 2	5.86	2.55	-1.33
Las Cruces	19.44	6.12	-3.76
Las Cruces	0.99	0.50	-0.10
Bajo de Totumas	5.00	2.50	-2.50
La Cuchilla	8.20	3.72	0.00
Barro Blanco	26.64	16.50	-16.50
Barro Blanco Minicentral	1.88	1.16	-1.16
TOTAL EXISTENTE	1716.13	799.13	-680.55

Tabla 4.2. Rangos de Operación de Termoeléctricas Existentes

Nombre	P MAX (MW)	Q MAX (MVAR)	Q MIN (MVAR)
Cativá	87.20	56.00	-56.00
BLM Carbón (BLM 2)	40.00	15.00	0.00
BLM Carbón (BLM 3)	40.00	15.00	0.00
BLM Carbón (BLM 4)	40.00	15.00	0.00
BLM 9 Carbón	49.31	10.00	0.00
Termo Colón G1	50.00	25.00	-25.00
Termo Colón G2	50.00	25.00	-25.00
Termo Colón G3	50.00	25.00	-35.00
Panam	96.00	54.00	0.00
Pacora	53.52	27.00	-33.00
El Giral	15.48	8.00	-8.00
El Giral II	34.92	10.00	-10.00
Miraflores G2	9.00	4.87	-4.87
Miraflores G5	18.00	8.00	0.00
Miraflores G6	18.00	8.00	0.00
Miraflores G7	18.90	8.00	0.00
Miraflores G8	18.90	8.00	0.00
Miraflores G9	39.38	22.15	-20.68
Miraflores G10	39.38	22.15	-20.68
Estrella del Mar (Barcaza)	71.96	78.31	-13.79
Jinro Power	57.80	10.54	-10.54
Barcaza Esperanza	92.00		
Amp. Panam	51.00	27.00	0.00
Cerro Azul MT XQC1600	42.50	7.75	-7.75
Cerro Azul MT PM1360	2.64	0.62	-0.62
Cerro Patacón	10.00	4.62	-4.62
TOTAL EXISTENTE	1095.89	495.01	-275.55

En cumplimiento con el artículo MOM.1.40 Criterio de Cargabilidad Normal en líneas. Las líneas de transmisión no deberán operarse a más del 100% de su capacidad de transporte según diseño para la operación normal del sistema. Por criterios de seguridad de áreas o estabilidad, debidamente justificados con estudios de red, se podrá establecer un límite menor.

Además, en condiciones de estado estable de operación, los prestadores del servicio público de transmisión, deberán asegurar las siguientes variaciones porcentuales de tensión respecto al valor

nominal, en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión para las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión (Reglamento de Transmisión, Sección VI.1.2: Criterios de Control de Tensión y Potencia Reactiva, Artículo 93):

Tabla 4.3. Barras del Sistema Principal de Transmisión

Bus	Nodo	Nombre	Voltaje	Empresa Propietaria
6000	FRONTPRO	Frontera Progreso	230	ETESA
6001	PAN230	Panamá	230	ETESA
6003	PANII230	Panamá II	230	ETESA
6005	CHO230	Chorrera	230	ETESA
6008	LSA230	Llano Sánchez	230	ETESA
6011	MDN230	Mata de Nance	230	ETESA
6014	PRO230	Progreso	230	ETESA
6096	FOR230	Fortuna	230	FORTUNA, S.A.
6100	BAY230	Bayano	230	AES PANAMÁ, S.A.
6179	GUA230	Guasaitas	230	ETESA
6182	VEL230	Veladero	230	ETESA
6240	EHIG230	El Higo	230	ETESA
6260	CHA230	Changuinola	230	ETESA
6263	ESP230	La Esperanza	230	AES CHANGUINOLA, S.A.
6340	CAN230	Cañazas	230	ETESA
6380	BOQIII230	Boquerón III	230	ETESA
6400	FRONTCHA	Frontera Changuinola	230	ETESA
6440	DOM230	Dominical	230	ETESA
6460	ECO230	El Coco	230	UEP
6500	FRONTDOM	Frontera Dominical	230	ETESA
6520	SBA230	San Bartolo	230	ETESA
6550	BEV230	Bella Vista	230	GENISA
6713	BUR230	Burunga	230	ETESA
6002	PAN115	Panamá	115	ETESA
6004	PANII115	Panamá II	115	ETESA
6006	CHO115	Chorrera	115	ETESA
6009	LSA115	Llano Sánchez	115	ETESA
6012	MDN115	Mata de Nance	115	ETESA
6015	PRO115	Progreso	115	ETESA
6018	CAC115	Cáceres	115	ETESA
6024	CHI115	Chilbre	115	ENSA
6059	LM1115	Bahía Las Minas #1	115	BLM
6060	LM2115	Bahía Las Minas #2	115	BLM
6087	CAL115	Caldera	115	ETESA
6170	CPA115	Cemento Panamá	115	Cemento ARGOS
6173	STR115	Santa Rita	115	ETESA
6261	CHA115	Changuinola	115	ETESA
6521	SBA115	San Bartolo	115	ETESA
6714	BUR115	Burunga	115	EDEMET

Tabla 4.4. Rangos de Variación de Voltaje Estado N

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

Se han identificado los requerimientos de potencia reactiva para las centrales eólicas y solares.

Para el caso de Centrales Eólicas

- Deben estar provistas con un control de tensión retroalimentado

adecuado que regule la tensión en el punto de conexión. Debe ser capaz de proporcionar continuamente una potencia reactiva entre -0.4 p.u. y +0.4 p.u. en el punto de conexión. (Código de Redes para Generación Eólica, Sección B.2.2: Requerimientos para las Centrales E de Control de Potencia Reactiva – Tensión).

- Para participar en el control de tensión, cada uno de los Generadores Eléctricos con Turbina de Viento debe tener la capacidad de inyección y absorción de potencia reactiva como requerimiento para transmitir su potencia activa y ajustar los reactivos de la Central Eólica a solicitud del Centro Nacional de Despacho (CND).
- Los Generadores Eléctricos con Turbina de Viento deben tener las opciones de control de voltaje y de control del factor de potencia en el rango de 0.95 en atraso o adelanto, o mejor. (Código de Redes para Generación Eólica, Sección B.2.3: Requerimientos para los Generadores Eléctricos con Turbina de Viento de Control de Potencia Reactiva – Tensión).

Basado en los requisitos establecidos, se presenta en la Tabla 4.5 las centrales de generación eólica existente junto con la potencia activa y reactiva que pueden suministrar al SIN:

Tabla 4.5. Rangos de Operación de Centrales Eólicas Existentes

Nombre	P MAX (MW)	Q MAX (MVAR)	Q MIN (MVAR)
Rosa de los Vientos Etapa I	52.50	12.08	-12.08
Marañón	17.50	4.03	-4.03
Nuevo Chagres	55.00	12.65	-12.65
Portobello Ballestillas	32.50	7.48	-7.48
Nuevo Chagres II	62.50	14.38	-14.38
Rosa de los Vientos Etapa II	50.00	11.50	-11.50
TOTAL EXISTENTE	270.00	62.12	-62.12

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

- Deberán ser diseñadas con la capacidad de operar en los modos de control de voltaje, de factor de potencia, y de potencia reactiva (Q o MVAR). El modo de operación del control actual (uno de los tres), así como el punto de operación deberán ser establecidos por el CND en coordinación con la distribuidora cuando la central se conecte a la distribuidora. (Código de Redes para Generación Solar Fotovoltaica, Sección B.3: Capacidades de Potencia Reactiva).
- Deberán ser diseñadas para suministrar la Potencia Activa Disponible, con capacidad de inyección y absorción de Potencia Reactiva para Factores de Potencia dentro del rango de 0.95 adelantado a 0.95 atrasado disponible desde el 20% de la Potencia Activa Disponible medida en el Punto de Conexión. El suministro de la potencia reactiva se efectuará únicamente mientras la central inyecte potencia activa a la red, es decir que no se le requerirá suministro de potencia reactiva durante la noche. (Código de Redes para Generación Solar Fotovoltaica, Sección B.3: Capacidades de Potencia Reactiva).
- De forma complementaria, las Centrales Solares fotovoltaicas deberán estar equipadas con funciones de control de Potencia Reactiva capaces de controlar la Potencia Reactiva suministrada por las centrales en el punto de conexión, como también una

función de control de voltaje, capaz de controlar el voltaje en el punto de conexión, por medio de órdenes utilizando puntos de ajuste y gradientes. Dichas funciones serán mutuamente exclusivas, lo cual significa que sólo una de las 3 siguientes funciones podrá ser activadas a la vez (Código de Redes para Generación Solar Fotovoltaica, Sección B.4: Funciones de Control de Voltaje y Potencia Reactiva):

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

independiente de la Potencia Activa y el voltaje en el punto de conexión.

CRITERIOS DE SEGURIDAD

Con posterioridad a la ocurrencia de una contingencia simple en el Sistema Principal de Transmisión y una vez que el sistema alcanzó su operación en estado estacionario, los que prestan el servicio de transmisión deberán asegurar las siguientes variaciones porcentuales de tensión respecto al valor nominal, en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión para las empresas distribuidoras y grandes clientes conectados al Sistema Principal de Transmisión (Reglamento de Transmisión, Sección VI.1.2: Criterios de Control de Tensión y Potencia Reactiva, Artículo 94):

Tabla 4.6. Rangos de Variación de Voltaje Estado N-1

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

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

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

Control de Tensión y Potencia Reactiva, Artículo 95).

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

Contingencias a realizarse

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

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

En el anexo III-7 se muestra la lista de las contingencias simuladas.

CRITERIOS ADICIONALES

Adicionalmente, para los efectos del estudio, se considerará a partir del 2020 que los demás elementos del SIN cumplen con las premisas básicas de operación establecidas en el Capítulo VII.2: OBLIGACIONES DE LOS USUARIOS DEL SERVICIO DE

TRANSMISIÓN EN RELACIÓN A LA CALIDAD DE SERVICIO, DEL REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN, entre las que se tiene el Artículo 119 de la sección VII.2.1, Control de Potencia Reactiva, que establece que:

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

Tabla 4.7. Requisitos del Factor de Potencia

Horario	Vigencia de la Norma		
	Período 2 A partir del 1 de enero del 2003 hasta el 30 de abril de 2005	Período 3 A partir del 1 de mayo del 2005 hasta el 31 de diciembre de 2006	Período 4 A partir del 1 de enero de 2007
Horas de Valle Nocturno de 10:00 p.m a 5:00 a.m.	en 0.90(-)	Dentro del rango de 0.90(-) a 0.97(-)	Dentro del rango de 0.90(-) a 0.98(-)
Resto del Día	Dentro del rango de 0.97(-) a 0.90(+)	Dentro del rango de 0.97(-) a 1.00(-)	Dentro del rango de 0.97(-) a 1.00(-)

Nota: 0.XX (-) indica un factor de potencia atrasado (inductivo).

0. YY (+) indica un factor de potencia adelantado (capacitivo).

Tabla 4.8. Factor de Potencia de las Cargas 2017

Cliente	Punto de Entrega	FP Real Max	FP Real Med Noct	FP Real Med	FP Real Min
EDEMET	PMA-CACERES	0.986	0.993	0.999	0.979
	EL HIGO	0.936	0.956	0.952	0.961
	LL. SANCHEZ	0.936	0.963	0.966	0.977
	M. NANCE	0.925	0.945	0.967	0.964
EDECHI	CHORRERA	0.916	0.927	0.932	0.925
	CAÑAZAS	0.936	0.927	0.916	0.908
	PROGRESO 34	0.955	0.987	0.996	0.997
ARGOS	CHAN-EDECHI	0.946	0.946	0.956	0.952
	CEPSA	0.926	0.932	0.942	0.955
ENSA	PANAMA II	0.988	0.992	0.994	0.978
	PMA-ELEKTRA	0.978	0.977	0.990	0.965
	CHILIBRE	0.970	0.973	0.974	0.924

El Artículo 121 de la misma sección establece que las empresas generadoras deberán operar sus centrales dentro de los límites fijados por sus curvas de

capacidad, a los efectos de suministrar o absorber la potencia reactiva que resulte de una correcta y óptima operación del sistema eléctrico. Las empresas

generadoras están obligadas a cumplir con los siguientes requerimientos:

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

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

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

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

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

Estabilidad

De acuerdo con el Reglamento de Operación, el sistema debe permanecer estable bajo una falla trifásica a tierra en uno de los circuitos del Sistema de Transmisión; con despeje de la falla por operación normal en interruptores de 230 KV en 66 msec (4 ciclos), y en interruptores de 115 KV en 150 msec (9 ciclos) de la protección principal.

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

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

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

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

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

6. Al conectar o desconectar bancos de condensadores y/o reactores, el cambio de la tensión en el transitorio, deberá ser inferior a 5% de la tensión nominal de la barra donde se ubica la compensación.

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

CRITERIOS DE DESPACHOS

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

Lo máximo a lo que se puede despachar cualquier unidad de generación es al 95% de su capacidad instalada (Excepto las plantas o parques en estudio). El 5% restante se considerará reserva rodante y

es una condición para todas las centrales de generación del SIN independientemente del periodo estacional. Se exceptúa de esta condición las centrales de energías renovables no convencionales, como son las eólicas y las solares, las cuales se modelan con condiciones específicas según la época.

En caso de despacharse plantas de carbón durante el periodo de demanda máxima, no se deberá sacar de línea para los periodos de demanda media ni demanda mínima. Lo anterior se debe a las restricciones de encendido de la caldera y el tiempo que demora en entrar a operar (la planta de Carbón del BLM se podrá disminuir hasta 80 MW y la de Punta Rincón hasta cubrir su demanda).

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

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

Ciclo Combinados Gas (3+1) Telfers

Ciclo Combinados Gas (3+1) Telfers: de ser necesario el despacho del CC en cualquier configuración y potencia este deberá permanecer por lo menos en la configuración 1+1 en demanda mínima, se podrá variar su generación siguiendo el criterio que se muestra en la Tabla 4.9. Cuando se dé el despacho de más de un ciclo combinado de gas se deberá respetar el orden de mérito despachando mayormente el CC de menor costo operativo.

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

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

Relacion	TOTAL	TELG1	TELG2	TELV1
2+1A	590.54	193.91	193.91	202.72
2+1B	575.54	188.98	188.98	197.57
2+1B	560.54	184.06	184.06	192.43
2+1B	545.54	179.13	179.13	187.28
2+1B	530.54	174.21	174.21	182.13
2+1B	515.54	169.28	169.28	176.98
2+1B	500.54	164.36	164.36	171.83
2+1B	485.54	159.43	159.43	166.68
2+1B	470.54	154.51	154.51	161.53
2+1B	455.54	149.58	149.58	156.38
2+1B	440.54	144.66	144.66	151.23
2+1B	425.54	139.73	139.73	146.08
2+1B	410.54	134.81	134.81	140.93
2+1B	395.54	129.88	129.88	135.78
2+1B	380.54	124.95	124.95	130.63
2+1B	367.61	120.71	120.71	126.19
1+1A	293.33	169.79	0.00	123.54
1+1B	271.20	156.98	0.00	114.22
1+1C	256.20	148.30	0.00	107.90
1+1C	241.20	139.62	0.00	101.59
1+1C	226.20	130.93	0.00	95.27
1+1C	211.20	122.25	0.00	88.95
1+1C	196.20	113.57	0.00	82.63

Ciclo Combinado Gas (6+1) Martano

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

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

Relacion	TOTAL	MARTG1-MARTG6	MARTV1
6X1	403.75	46.50	124.74
5X1	338.20	46.50	105.69
4X1	268.85	46.50	82.84
3X1	196.65	46.50	57.14
2X1	125.40	46.50	32.40
1X1	76.00	46.50	29.50

Ciclo Combinado Gas (3+1) Costa Norte

Se puede despachar como CC o Turbinas libres (TG), si el CC es requerido en el periodo de demanda máxima, en cualquier configuración, este deberá permanecer por lo menos en la configuración 1+1 en demanda media y mínima, se debe respetar el orden de mérito dependiendo de la potencia despachada (Ver Tabla 4.11).

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

Relacion	TOTAL	CNOG1	CNOG2	CNOG3	CNOV1
CN3+1A-CC	361.00	71.25	71.25	71.25	147.25
CN3+1B-CC	318.25	60.56	60.56	60.56	136.56
CN3+1C-CC	287.39	53.44	53.44	53.44	127.08
CN3+1D-CC	216.55	37.05	37.05	37.05	105.40
CN2+1A-CC	237.74	71.25	71.25	0.00	95.24
CN2+1B-CC	209.55	60.56	60.56	0.00	88.43
CN2+1C-CC	188.97	53.44	53.44	0.00	82.10
CN2+1D-CC	142.40	37.05	37.05	0.00	68.30
CN1+1A-CC	112.12	71.25	0.00	0.00	40.87
CN1+1B-CC	98.82	60.56	0.00	0.00	38.26
CN1+1C-CC	89.12	53.44	0.00	0.00	35.68
CN1+1D-CC	67.15	37.05	0.00	0.00	30.10
CN3+100-TG	213.75	71.25	71.25	71.25	0.00
CN3+85-TG	181.69	60.56	60.56	60.56	0.00
CN3+75-TG	160.31	53.44	53.44	53.44	0.00
CN2+100-TG	142.50	71.25	71.25	0.00	0.00
CN2+85-TG	121.13	60.56	60.56	0.00	0.00
CN2+75-TG	106.88	53.44	53.44	0.00	0.00
CN2+52-TG	74.10	37.05	37.05	0.00	0.00
CN1+100-TG	71.25	71.25	0.00	0.00	0.00
CN1+85-TG	60.56	60.56	0.00	0.00	0.00
CN1+75-TG	53.44	53.44	0.00	0.00	0.00
CN1+52-TG	37.05	37.05	0.00	0.00	0.00

La planta térmica de Biogás de Cerro Patacón deberá estar despachada

siempre al 95%, sin importar el periodo estival.

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

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

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

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

Tabla 4.12. Centrales Hidroeléctricas con Regulación Horaria

Hidroeléctrica
Las Cruces
Estí
Baitún
Bonyic
El Alto
Bajo de Mina
La Potra
Pedregalito 1
Cochea
Prudencia
San Lorenzo
Monte Lirio
La Estrella

Se debe tomar en cuenta que redespachar la central Estí, puede afectar la generación de Gualaca, Lorena y Prudencia, ya que las mismas se encuentran en cascada.

De ninguna manera se puede re despachar generación eólica o solar.

Periodo Seco

- Todas las centrales de generación de tipo hidroeléctrica de pasada deberán tener su generación disminuida muy cerca de la capacidad mínima de generación y las plantas que cuenten con pequeños embalses podrán despacharse al 75% como máximo.
- Todas las centrales de generación eólicas se despacharán al 70%, 60% y 55% de su capacidad instalada para la demanda máxima, media y mínima, respectivamente.
- En demanda máxima, la generación de Changuinola no deberá ser superior en ningún momento al 75% de su capacidad instalada y a un mínimo de 70 MW de ser necesaria, ya que se considera como una central hidroeléctrica de pasada. La Mini-Chan y Changuinola G3 (Mini-Chan II) deberán operar siempre al 95% de su capacidad instalada. En periodo de demanda mínima, se podrá sacar al menos una unidad generadora, con el objetivo que se recupere nivel en el embalse.
- En demanda mínima si es necesario, se podrá sacar de línea las centrales de pasada Estí (bajar Gualaca, Lorena y Prudencia), Bajo de Mina, Baitún, y algunas otras que cuenten con un pequeño embalse de regulación, para que se recupere su nivel y solo operar un generador en las centrales de pasada.
- La generación solar debe ser despachada al 75% de la capacidad instalada en demanda máxima, 50% en demanda media y 0% en demanda mínima.

Periodo Lluvioso

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

- Todas las centrales de generación eólicas se despacharán al 25%, 20% y 15% de su capacidad instalada para la demanda máxima, media y mínima, respectivamente. Con ello se toma en cuenta la disminución del aporte eólico para el periodo lluvioso.
- En horas de demanda mínima se podrá despachar los embalses, siempre y cuando no se viole la restricción de potencia mínima permisible para las unidades de generación. Si el sistema lo permite, se podrá sacar de línea unidades para que puedan recuperar el nivel de embalse.
- La central hidroeléctrica Changuinola se considerará como una central de filo de agua. Sin embargo, en periodo lluvioso, la generación de Changuinola I no deberá estar a menos de 70 MW. La mini-Chan y Changuinola G3 (Mini-Chan II) se despachan siempre al 95% de su capacidad instalada.
- La generación solar debe ser despachada al 60% de la capacidad instalada en demanda máxima, 35% en demanda media y 0% en demanda mínima.



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 5

METODOLOGÍA

METODOLOGÍA DE ESTUDIO

Los análisis eléctricos desarrollados se realizaron utilizando la herramienta “Power System Simulator Extended” (PSS/E™) de SIEMENS PTI, y consisten en estudios de flujo de potencia, corto circuito y estabilidad dinámica, para la propuesta de expansión recomendada por ETESA. Cabe mencionar que, al desarrollar el Plan de Expansión, se considera intercambios hacia Centroamérica.

El estudio eléctrico tiene como principal objetivo verificar el impacto que produciría la incorporación de nuevos elementos en el sistema de transporte. Se evalúan las condiciones de funcionamiento del sistema, previstas en el Reglamento de Transmisión y Operación, que definen los atributos de desempeño técnico de las obras analizadas, la cual abarcan el cálculo de flujos de carga y cortocircuito en condiciones críticas, la verificación de caídas de voltaje y de posibles saturaciones de transporte. La evaluación incluye la realización de los estudios eléctricos de flujo de potencia, cortocircuito y análisis de estabilidad de dinámica.

La finalidad principal del PESIN es garantizar el máximo flujo desde occidente en la época lluviosa y el máximo flujo desde la zona norte de Panamá (Colón) en la época seca, por lo tanto, se utilizan los criterios de planificación establecidos por ETESA tomando en cuenta siempre lo dictado en el Reglamento de Transmisión y Reglamento de Operaciones. Basado en esto los casos analizados representan los dos extremos que se pudieran dar en el Sistema Interconectado Nacional.

Estudios de flujo de potencia: Son destinados a verificar el cumplimiento de las restricciones técnicas de operación de estado estacionario del sistema, cuando se incorporen las nuevas instalaciones bajo análisis. Es decir, se verifica la existencia o no de sobrecargas en equipamientos, y el cumplimiento del perfil de tensiones en los nodos. Se verifica el correcto funcionamiento del sistema para distintos escenarios dentro del horizonte de estudio, y la operación de estado estacionario del sistema, bajo condiciones de operación normal y de contingencia simple y múltiple.

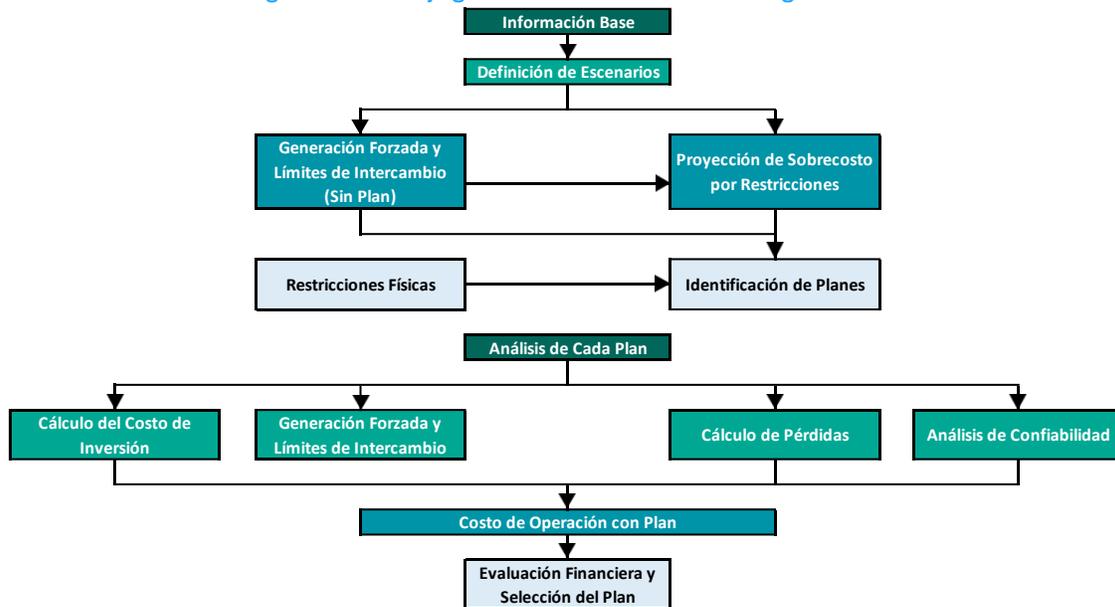
Estudios de cortocircuito: Se realizan estudios de falla monofásica y trifásica en los puntos de la red aledaños a la nueva subestación a conectarse. Se verifica que no se superen los niveles de cortocircuito que pueden ser admitidos por las instalaciones y equipos pertenecientes a las estaciones afectadas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

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

DETERMINACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN

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

Figura 5.1. Flujograma del Análisis de Largo Plazo



DEFINICIÓN DE ESCENARIOS

Para iniciar con el análisis de expansión de transmisión es necesario determinar cuál será la composición demanda/generación del sistema al cual se le va a establecer el plan 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 determinarán escenarios a los cuales se les harán los análisis eléctricos, energéticos y de confiabilidad con el objeto de determinar el plan óptimo de transmisión en cada caso.

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

Como se sabe, ante un alto crecimiento de la demanda, las necesidades de generación se incrementan, lo cual implica mayores inversiones en transmisión.

El poder definir escenarios con buen criterio es una tarea que fija los parámetros de la solución que ha de encontrarse. Entre mejor sustentados

sean los escenarios, mejor será la calidad en la solución del Plan de Expansión de Transmisión, evitando sobrecostos de inversión innecesarios. 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 2018.



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 6

COMPOSICIÓN FUTURA DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

PLANTEL DE GENERACIÓN

Con base al escenario de referencia mostrado en el PIGEN 2018, se presentan los proyectos de generación considerados para el periodo de corto plazo y largo plazo.

GENERACIÓN PARA ANÁLISIS DE CORTO PLAZO

Para el análisis de corto plazo, se tomaron en cuenta los proyectos de los cuales se tiene un alto grado de certeza de su entrada en operación en el periodo 2018-2021. Para este periodo se espera la entrada en operación de una gran cantidad de parques eólicos y solares, además de grandes plantas termoeléctricas a base de GNL.

Se observa una diversificación en el tipo de tecnología a desarrollarse en los próximos años en la matriz energética nacional y una capacidad instalada importante a ingresar.

Debemos recordar que los proyectos considerados, así como sus posibles fechas de ingreso en operación son producto de la coordinación conjunta de la Secretaría Nacional de Energía¹ (SNE), la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) y la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA).

GENERACIÓN PARA EL ANÁLISIS DE LARGO PLAZO

Para el horizonte de largo plazo, 2022 – 2032, se seleccionaron los proyectos más probables de ejecución y las alternativas de expansión que contemplan candidatos de proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos con combustible tradicional (Carbón, Bunker, Gas Natural y Diésel). Igualmente, estos se presentan en el Plan Indicativo de Generación 2017.

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

2017, Secretaría Nacional de Energía (SNE).

Tabla 6.1. Plan de Generación 2018-2026

Año	Mes	Nombre	Capacidad Instalada (MW)		Punto de Conexión
2018	4	Costa Norte I	381.00	Térmica	S/E Sabanitas 230 kV
	6	Estrella Solar	4.79	Solar	S/E Llano Sánchez 34.5 KV
	6	Bejuco Solar	0.96	Solar	Edemet 34-4A
	7	IKAKO	10.00	Solar	S/E Mata de Nance 34.5 KV
	7	IKAKO II	10.00	Solar	S/E Mata de Nance 34.5 KV
	7	Cobre Panamá - PACO Power Plant	150.00**	Térmica	S/E Llano Sánchez 230 kV
	8	Pacora II Etapa 1	3.00	Solar	S/E Geehan
	10	IKAKO I	10.00	Solar	S/E Mata de Nance 34.5 KV
	10	Cobre Panamá - PACO Power Plant	300.00**	Térmica	S/E Llano Sánchez 230 kV
	11	IKAKO III	10.00	Solar	S/E Mata de Nance 34.5 KV
	12	J. Brown G5	(33.00)	Térmica	S/E Bahias Las Minas 1
	12	J. Brown G6	(33.00)	Térmica	S/E Bahias Las Minas 1
12	BLM 8	(34.00)	Térmica	S/E Bahias Las Minas 1	
2019	1	Penonome III	69.00	Eólica	S/E El Coco 34.5 kV
	1	Don Félix Etapa 2	7.99	Solar	EDEMET 34-30A LLS
	1	Pando	37.00	Hidro	S/E Primavera 230 kV
	1	El Alto G4	1.17	Hidro	S/E Paredones 230 kV
	6	Farallón Solar 2	0.96	Solar	EDEMET 34-7B Farallon
	6	San Andres	9.89	Hidro	S/E Dominical 230 kV
	12	Jagüito Solar	9.99	Solar	S/E Llano Sánchez 34.5 kV
2020	1	Chuspa	8.80	Hidro	S/E Boquerón III 34.5 kV
	5	Toabré Etapa 1	60.00	Eólica	S/E Antón 230 KV
	6	Farallón Solar 2	1.92	Solar	EDEMET 34-7B Farallon
	6	Solar Penonomé Etapa 1	60.00	Solar	El Coco 230 KV
	11	Colorado	6.74	Hidro	S/E El Alto 230 kV
11	Gas To Power Panamá GTPP	458.10	Térmica	S/E Sabanitas 230 kV	
2021	1	Celsia Solar Gualaca	17.30	Solar	S/E Gualaca
	1	Celsia Solar Prudencia	21.42	Solar	S/E Gualaca
	6	Farallón Solar 2	7.08	Solar	EDEMET 34-7B Farallon
	6	Solar Penonomé Etapa 2	60.00	Solar	El Coco 230 KV
	7	Telfers	670.00	Térmica	S/E Sabanitas 230 kV
2022	1	Viento Sur	115.20	Eólica	S/E San Bartolo
	1	Energyst El Sánchez	44.33	Térmica	S/E Llano Sánchez 115 kV
	3	Cotito	5.00	Hidro	S/E El Alto 230 kV
	7	Burica	65.30	Hidro	S/E Progreso 230 kV
2026	7	Barriles	1.00	Hidro	S/E El Alto 230 kV
	1	Bocas del Toro (Changuinola II)	214.76	Hidro	S/E Chiriquí Grande 230 kV
	1	Bocas del Toro Minicentral (Changuinola II)	13.70	Hidro	S/E Chiriquí Grande 230 kV

** Excedentes no firmes de Minera Panamá, S.A. (Autogenerador) estimado en 70 MW al SIN

■ Retiro de Unidades

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2018, Plan Indicativo de Generación

ORDEN DE MÉRITO

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

Tabla 6.2. Orden de Mérito

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
	Lluviosa	Seca	Lluviosa	Seca	Lluviosa	Seca	Lluviosa	Seca	Lluviosa	Seca	Lluviosa
1	hidro Pas	hidro Pas	hidro Pas	hidro Pas	hidro Pas	hidro Pas					
2	Solares	Solares	Solares	Solares	Solares	Solares	Solares	Solares	Solares	Solares	Solares
3	Eólicas	Eólicas	Eólicas	Eólicas	Eólicas	Eólicas	Eólicas	Eólicas	Eólicas	Eólicas	Eólicas
4	Cerro Patascón	Cerro Patascón	Cerro Patascón	Cerro Patascón	Cerro Patascón	Cerro Patascón					
5	BLMCarbon	BLMCarbon	BLMCarbon	BLMCarbon	BLMCarbon	BLMCarbon	BLMCarbon	BLMCarbon	BLMCarbon	BLMCarbon	BLMCarbon
6	GNL-400-CC	PrIncon	PrIncon	PrIncon	PrIncon	PrIncon	PrIncon	PrIncon	PrIncon	PrIncon	PrIncon
7	Martano-CC	GNL-400-CC	Fortuna	Carbon-TV	Carbon-TV	CC- Teller	Fortuna	Carbon-TV	Carbon-TV	Carbon-TV	Carbon-TV
8	PrIncon	Martano-CC	GNL-400-CC	GNL-400-CC	Carbon-TV	CC- Teller	Carbon-TV	Bayano	CC- Teller	Fortuna	CC- Teller
9	Fortuna	Costa Norte-CC	Martano-CC	Martano-CC	Carbon-TV	Carbon-TV	Fortuna	Carbon-TV	Ti2+1A-CC	CC- Teller	Fortuna
10	Costa Norte-CC	Costa Norte-CC	Costa Norte-CC	Costa Norte-CC	Martano-CC	Martano-CC	Bayano	CC- Teller	Fortuna	Bayano	CC- Teller
11	CN3+1A-CC	Mart2x1-CC	CN3+1A-CC	CN3+1A-CC	Fortuna	Ti1+1A-CC	Ti1+1A-CC	Ti1+1A-CC	Ti1+1A-CC	Ti1+1A-CC	Ti1+1A-CC
12	Mart2x1-CC	Carbon-TV	CN3+1B-CC	CN3+1B-CC	Costa Norte-CC	Costa Norte-CC	Mart2x1-CC	Ti1+1A-CC	Ti1+1A-CC	Fortuna	Bayano
13	CN3+1B-CC	CN3+1B-CC	Mart2x1-CC	CN3+1A-CC	Fortuna	Ti1+1A-CC	GNL-400-CC	Ti1+1B-CC	GNL-400-CC	Ti1+1A-CC	GNL-400-CC
14	CN2+1A-CC	CN2+1A-CC	CN3+1B-CC	CN2+1A-CC	Costa Norte-CC	GNL-400-CC	Martano-CC	GNL-400-CC	Martano-CC	Ti1+1B-CC	Martano-CC
15	CN2+1B-CC	Mart1x1-CC	CN2+1A-CC	CN3+1B-CC	Centro America	Martano-CC	Martano-CC	Martano-CC	Martano-CC	GNL-400-CC	Martano-CC
16	Mart1x1-CC	CN2+1B-CC	Mart1x1-CC	CN2+1A-CC	Mart2x1-CC	Martano-CC	Ti2+1B-CC	Mart5x1-CC	Bayano	Mart5x1-CC	Martano-CC
17	CN3+1C-CC	CN3+1C-CC	CN2+1B-CC	CN3+1C-CC	Ti2+1B-CC	Mart5x1-CC	Bayano	Mart5x1-CC	Ti2+1B-CC	Mart5x1-CC	Ti2+1B-CC
18	CN2+1C-CC	CN2+1C-CC	Bayano	CN2+1C-CC	CN2+1A-CC	Ti2+1B-CC	Mart4x1-CC	Mart4x1-CC	Mart4x1-CC	Mart4x1-CC	Mart4x1-CC
19	CN1+1A-CC	CN1+1A-CC	CN3+1C-CC	CN1+1A-CC	CN1+1A-CC	Mart4x1-CC	Mart4x1-CC	Mart4x1-CC	Ti1+1C-CC	Mart4x1-CC	Mart4x1-CC
20	CN1+1B-CC	CN1+1B-CC	CN2+1C-CC	CN1+1B-CC	CN2+1C-CC	Mart5x1-CC	Bayano	Ti1+1C-CC	Mart2x1-CC	Ti1+1C-CC	Mart5x1-CC
21	Carbon-TV	CN1+1C-CC	CN1+1A-CC	CN1+1C-CC	CN3+1C-CC	Ti1+1C-CC	Costa Norte-CC	Costa Norte-CC	Mart2x1-CC	Ti1+1C-CC	Mart2x1-CC
22	CN1+1C-CC	CN3+1D-CC	CN1+1B-CC	A.C.P.2	CN1+1B-CC	Costa Norte-CC	Costa Norte-CC	Costa Norte-CC	Costa Norte-CC	Mart2x1-CC	Costa Norte-CC
23	Bayano	CN2+1D-CC	CN1+1C-CC	CN3+1D-CC	Bayano	CN1+1A-CC	CN3+1A-CC	CN3+1A-CC	Costa Norte-CC	Costa Norte-CC	Costa Norte-CC
24	CN3+1D-CC	Fortuna	CN3+1D-CC	CN2+1D-CC	CN1+1C-CC	CN1+1B-CC	Mart2x1-CC	CN3+1B-CC	CN3+1B-CC	Centro America	CN3+1B-CC
25	CN2+1D-CC	CN3+1D-CC	Centro America	Fortuna	CN3+1B-CC	Bayano	CN3+1B-CC	CN2+1A-CC	CN2+1A-CC	Mart1x1-CC	CN3+1B-CC
26	Centro America	A.C.P.2	CN2+1D-CC	A.C.P.3	CN2+1D-CC	Mart1x1-CC	Centro America	CN2+1B-CC	Mart1x1-CC	Centro America	Mart1x1-CC
27	CN1+1D-CC	Bayano	CN1+1D-CC	CN1+1D-CC	A.C.P.2	CN2+1B-CC	CN2+1B-CC	CN2+1B-CC	Bayano	CN2+1B-CC	CN2+1B-CC
28	Martano-TG	Martano-TG	A.C.P.2	Martano-TG	CN1+1D-CC	CN3+1D-CC	CN2+1B-CC	CN3+1C-CC	CN3+1C-CC	CN2+1B-CC	CN3+1C-CC
29	MIRG9-MT	A.C.P.3	Martano-TG	Bayano	A.C.P.3	CN2+1D-CC	CN3+1C-CC	CN2+1C-CC	CN2+1C-CC	CN3+1C-CC	CN3+1C-CC
30	MIRG10-MT	Centro America	MIRG9-MT	Centro America	Martano-TG	A.C.P.2	CN2+1C-CC	CN1+1A-CC	Centro America	CN2+1C-CC	Bayano
31	A.C.P.2	CN3+100-TG	MIRG10-MT	CN3+100-TG	MIRG9-MT	CN1+1B-CC	CN1+1A-CC	CN1+1A-CC	CN1+1A-CC	CN1+1A-CC	CN1+1A-CC
32	MIRG8-MT	CN2+100-TG	A.C.P.3	CN2+100-TG	MIRG9-MT	CN1+1B-CC	CN1+1B-CC	Centro America	CN1+1B-CC	CN1+1B-CC	CN1+1B-CC
33	A.C.P.3	MIRG9-MT	MIRG8-MT	CN1+100-TG	MIRG8-MT	Martano-TG	CN1+1C-CC	Centro America	CN1+1C-CC	Centro America	CN1+1C-CC
34	CN3+100-TG	MIRG9-MT	CN3+100-TG	CN3+100-TG	CN3+100-TG	CN3+1D-CC	CN3+1D-CC	CN3+1D-CC	CN3+1D-CC	CN3+1D-CC	Centro America
35	CN2+100-TG	CN1+100-TG	CN2+100-TG	CN1+100-TG	CN2+100-TG	CN2+1D-CC	CN2+1D-CC	CN2+1D-CC	CN2+1D-CC	Centro America	CN3+1D-CC
36	CN1+100-TG	CN1+100-TG	Estrella del Mar I	CN1+100-TG	CN1+100-TG	CN1+1D-CC	CN1+1D-CC	CN1+1D-CC	CN1+1D-CC	Centro America	CN2+1D-CC
37	CN3+52-TG	CN1+100-TG	CN1+100-TG	CN1+100-TG	A.C.P.2	Martano-TG	Martano-TG	Martano-TG	Martano-TG	CN1+1D-CC	CN1+1D-CC
38	CNOG1-TG	CN1+100-TG	CN1+100-TG	CN3+85-TG	CN1+100-TG	CN1+100-TG	Martano-TG	A.C.P.2	MIRG9-MT	Martano-TG	Martano-TG
39	CNOG2-TG	CN1+100-TG	CN1+100-TG	CN2+85-TG	CN1+100-TG	A.C.P.3	MIRG9-MT	A.C.P.3	MIRG9-MT	A.C.P.2	MIRG9-MT
40	CNOG3-TG	CN3+85-TG	CN1+100-TG	MIRG9-MT	CN1+100-TG	MIRG9-MT	CN3+100-TG	MIRG9-MT	CN3+100-TG	MIRG9-MT	CN2+100-TG
41	Estrella del Mar I	CN2+85-TG	CN1+100-TG	MIRG10-MT	CN3+85-TG	MIRG9-MT	CN2+100-TG	A.C.P.3	MIRG9-MT	A.C.P.2	MIRG9-MT
42	PanAm2	CN1+85-TG	PanAm2	CN1+85-TG	CN2+85-TG	MIRG8-MT	CN1+100-TG	MIRG8-MT	CN1+100-TG	MIRG8-MT	CN3+100-TG
43	CN3+85-TG	MIRG8-MT	CN3+85-TG	CN3+75-TG	PanAm2	CN1+85-TG	CN3+100-TG	CN1+100-TG	CN2+100-TG	CN1+100-TG	CN2+100-TG
44	CN2+85-TG	CN3+75-TG	CN2+85-TG	CN2+75-TG	Estrella del Mar I	MIRG9-MT	CN2+100-TG	CN1+100-TG	CN2+100-TG	CN1+100-TG	CN1+100-TG
45	CN1+85-TG	CN2+75-TG	CN1+85-TG	MIRG8-MT	CN1+85-TG	MIRG9-MT	CN1+100-TG	CN1+100-TG	CN1+100-TG	CN1+100-TG	CN1+100-TG
46	PanAm	CN1+75-TG	PanAm	CN1+75-TG	CN1+100-TG	CN1+100-TG	CN1+100-TG	CN1+100-TG	CN1+100-TG	CN1+100-TG	CN1+100-TG
47	CN3+75-TG	Estrella del Mar I	Pacora	CN2+75-TG	CN1+100-TG	CN3+85-TG	CN1+100-TG	CN3+85-TG	CN1+100-TG	CN3+85-TG	CN1+100-TG
48	CN2+75-TG	PanAm2	CN3+75-TG	Estrella del Mar I	CN2+75-TG	CN1+100-TG	CN2+85-TG	CN1+100-TG	MIRG9-MT	CN1+100-TG	MIRG10-MT
49	Pacora	CN1+75-TG	Pacora	CN2+75-TG	PanAm	MIRG8-MT	CN1+100-TG	MIRG9-MT	CN1+100-TG	MIRG9-MT	CN1+100-TG
50	CN1+75-TG	Pacora	CN1+75-TG	Pacora	CN3+85-TG	MIRG9-MT	CN3+85-TG	MIRG10-MT	CN3+85-TG	MIRG9-MT	CN1+100-TG
51	Cativa	Cativa	Cativa	CN2+52-TG	Cativa	Estrella del Mar I	CN2+85-TG	CN1+85-TG	CN2+85-TG	A.C.P.3	CN3+85-TG
52	Jirno	CN2+52-TG	Jirno	PanAm	CN3+75-TG	PanAm2	CN3+75-TG	PanAm2	CN3+75-TG	CN3+85-TG	CN3+85-TG
53	Esperanza	Jirno	Esperanza	CN1+52-TG	Esperanza	Estrella del Mar I	CN2+75-TG	Estrella del Mar I	CN2+75-TG	CN3+75-TG	CN2+85-TG
54	CN2+52-TG	CN1+52-TG	El Giral	El Giral	CN2+52-TG	CN1+85-TG	MIRG8-MT	CN1+85-TG	MIRG8-MT	CN1+85-TG	MIRG8-MT
55	El Giral	Esperanza	El Giral	Esperanza	CN2+52-TG	Cativa	CN3+75-TG	PanAm	CN1+75-TG	PanAm	A.C.P.3
56	El Giral 2	El Giral	CN2+52-TG	El Giral	El Giral 2	CN1+52-TG	PanAm	PanAm2	CN3+75-TG	PanAm2	CN3+75-TG
57	CN1+52-TG	El Giral 2	CN1+52-TG	El Giral 2	CN1+52-TG	Jirno	CN2+75-TG	Estrella del Mar I	CN2+75-TG	PanAm2	CN3+75-TG
58	Cerro Azul 1	Esperanza	Pacora	PanAm	CN1+75-TG	Estrella del Mar I	Estrella del Mar I				
59	TCOCiC-CC	TCOCiC-CC	TCOCiC-CC	TCOCiC-CC	TCOCiC-CC	El Giral	CN1+75-TG	Pacora	Pacora	CN1+75-TG	PanAm
60	Cerro Azul 2	El Giral 2	Cativa	CN2+52-TG	Cativa	CN1+75-TG	Pacora				
61	BLM8	BLM8	BLM8	BLM8	BLM8	Cerro Azul 1	Jirno	Cativa	Jirno	CN2+52-TG	Cativa
62	BLM5	BLM5	BLM5	BLM5	TCOCiC-CC	Esperanza	CN1+52-TG	Esperanza	Jirno	CN2+52-TG	Jirno
63	TCO1	TCO1	TCO1	TCO1	TCO1	TCOCiC-CC	Cerro Azul 2	Esperanza	El Giral	Esperanza	Esperanza
64	TCO2	TCO2	TCO2	TCO2	TCO2	BLM8	El Giral	Esperanza	El Giral 2	Esperanza	El Giral
65	BLM6	BLM6	BLM6	BLM6	BLM6	BLM5	El Giral 2	El Giral	CN2+52-TG	Esperanza	El Giral 2
66	MIRG5	MIRG5	MIRG5	MIRG5	MIRG5	TCO1	CN1+52-TG	El Giral	CN2+52-TG	El Giral	CN2+52-TG
67	MIRG2	MIRG2	MIRG2	MIRG2	TCO2	Cerro Azul 1	Cerro Azul 1	Cerro Azul 1	Cerro Azul 1	El Giral 2	CN1+52-TG
68					TCOCiC-CC	TCOCiC-CC	Cerro Azul 1	TCOCiC-CC	TCOCiC-CC	Cerro Azul 1	Cerro Azul 1
69					MIRG5	Cerro Azul 2	Cerro Azul 2	Cerro Azul 2	Cerro Azul 2	TCOCiC-CC	TCOCiC-CC
70					MIRG2	BLM8	BLM8	BLM8	BLM8	Cerro Azul 2	Cerro Azul 2
71						BLM5	BLM5	BLM5	BLM5	BLM8	BLM8
72						TCO1	TCO1	TCO1	TCO1	TCO1	TCO1
73						TCO2	TCO2	TCO2	TCO2	TCO2	TCO2
74						BLM6	BLM6	BLM6	BLM6	TCO2	TCO2
75						MIRG5	MIRG5	MIRG5	MIRG5	BLM6	BLM6
76						MIRG2	MIRG2	MIRG2	MIRG2	MIRG5	MIRG5
77										MIRG2	MIRG2

RED DE TRANSMISIÓN

Para el presente estudio se toma en cuenta el estado actual de la red de transmisión y el plantel de generación instalado, para 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, se presenta la lista de los proyectos considerados y aprobados en el PESIN 2017 actualizando las fechas.

Tabla 6.3. Proyectos de Transmisión Corto Plazo

		DESCRIPCIÓN	Contrato	Fecha Plan 2018
PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	CORTO PLAZO	ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA II 175 MVA	GG-058-2014	31/12/18
		ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR PANAMA II 230 KV	GG-112-2015	31/12/18
		LT DOBLE CTO. M. NANCE - BOQ - PROGRESO - FRONT 230 KV		31/7/19
		SVC S/E LLANO SANCHEZ 230 KV +120/-30 MVAR	GG-037-2016	31/7/19
		SVC S/E PANAMA II 230 KV +120/-30 MVAR	GG-037-2016	31/7/19
		AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 GUASQUITAS - VELADERO 230 KV	GG-115-2017	28/2/19
		ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR CHORRERA 230 KV	GG-112-2015	31/3/19
		AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 MATA DE NANCE - VELADERO 230 KV 714 ACCC	GG-136-2017	31/7/19
		ADICION REACTORES 40 MVAR CHANGUINOLA 230 KV	GG-069-2017	30/8/19
		ADICION REACTORES 20 MVAR GUASQUITAS 230 KV	GG-069-2017	30/8/19
		ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR VELADERO 230 KV	GG-131-2017	31/10/19
		ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR SAN BARTOLO 230 KV	GG-131-2017	31/10/19
		ADICION BANCO CAPACITORES 30 MVAR LLANO SANCHEZ 230 KV	GG-131-2017	31/10/19
		SEGUNDA LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV		31/1/20
		ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E CHANGUINOLA 50 MVA		30/6/20
		LINEA PAN II - CHEPO 230 KV Y S/E CHEPO 230 KV		31/10/20
		NUEVA S/E CHEPO 230 KV		31/10/20
		SUBESTACIÓN PANAMA III 230 KV		30/11/20
		LÍNEA SABANITAS - PANAMÁ III 230 KV		30/11/20
		NUEVA S/E SABANITAS 230 KV		30/11/20
AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMÁ II 230 KV		31/12/20		
ADICION BANCO CAPACITORES 40 MVAR STA. RITA 115 KV 2x20 MVAR		31/7/21		
REPOSI- CION		REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA	GG-069-2016	31/12/18
		REEMPLAZO T2 S/E PANAMA 175 MVA	GG-069-2016	31/12/18
		REEMPLAZO T1 S/E PROGRESO 100 MVA	GG-069-2016	31/12/18
		REEMPLAZO T3 S/E PANAMA 350 MVA		31/12/20
SISTEMA DE CONEXIÓN		REEMPLAZO T1 S/E LLANO SANCHEZ 100 MVA	GG-084-2013	31/12/18
		REEMPLAZO T2 S/E CHORRERA 100 MVA	GG-084-2013	31/10/18
		REEMPLAZO T2 S/E LLANO SANCHEZ 100 MVA	GG-069-2016	31/12/18
		NUEVA SUBESTACION BURUNGA 230 KV		31/10/19
		REEMPLAZO T1 S/E CHORRERA 100 MVA		5/31/2020
ESTRA- TEGICO		S/E BOQUERON III BARRA B 34.5 KV		2020 - 2025
		ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV		30/6/21

RED DE DISTRIBUCIÓN

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

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

Tabla 6.4. Proyectos de Distribución

ENSA	Proyecto	Fecha	Descripción
1	S/E Costa del Este	2018	Se realiza un anillo entre la S/E Cerro Viento, la S/E Llano Bonito y la nueva S/E Costa del Este. Se adiciona un nuevo circuito desde la S/E Llano Bonito hasta la S/E Costa del Este en 115kV, en cambio el circuito 115-48 se desconectará de la S/E Llano Bonito y se conectará en la S/E Costa del Este, para conformar el anillo. Quedando un solo circuito entre la S/E Llano Bonito y La S/E Cerro Viento. Además esta nueva S/E cuenta con dos nuevos transformadores.
2	Expansión S/E Tocumen y Cerro Viento	2018	Se añade un nuevo transformador en la S/E Tocumen de 50MVA. En la S/E Cerro Viento se reemplazan dos transformadores con 75MVA de capacidad.
3	Transformador T3 Santa María	2019	Reemplazo de transformador en la S/E por uno de 50MVA (115/13.8kV).
4	Expansión S/E Calzada Larga	2019	Nuevo transformador en la S/E Calzada Larga de 25MVA (115/13.8kV)
5	Expansión S/E Geehan	2019	Adición de nuevo transformador de 20MVA (13.8/34.5/13.8).
6	Nuevo transformador Santa Rita	2019	Adición de nuevo transformador de 20MVA (115/34.5/13.8).
7	Expansión I S/E Santa María	2019	Reemplazo de transformador en la S/E por uno de 50MVA (115/13.8kV). Además de expansión del patio de Alta tensión.
8	Expansión II S/E Santa María	2020	Se realizará una expansión en el Patio de 115kV de la S/E, además se construirá una nueva línea desde la S/E Santa María hasta la S/E Cáceres. Por otra parte se realizará una reestructuración de algunas líneas: La S/E Tinajitas se conectará en doble circuito a la S/E Panamá 115kV, desconectando la S/E Monte Oscuro de Tinajitas y de Panamá, la cual ahora se conectará directamente en doble circuito a la S/E Santa María.
9	Nuevo TX Argos (CPA)	2020	Nuevo transformador (25MVA, 115/13.8kV) en la S/E Cemento Panamá para alimentar la carga de Chilbre y brindar mejor confiabilidad al sector
10	S/E Cativá	2023	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.
11	S/E Gonzalillo	2024	La Nueva S/E Gonzalillo seccionará las líneas 230-54 y 230-55 que van de la S/E Sabanita a la S/E Panamá II 230kV, cuenta en un inicio con un transformador de 50MVA.
12	Expansión Llano Bonito	2026	Adición de nuevo transformador de 50MVA (115/13.8kV).
13	Expansión Zona Colón	2028	Reestructuración de cableado y voltaje en líneas y S/E Colón y S/E Monte Esperanza.
EDEMET	Proyecto	Fecha	Descripción
1	S/E El Torno	2018	Nueva S/E El Torno, la cual se conecta en el patio de 115kV de la S/E Chorrera. Cuenta con 2 transformadores de 30MVA en 115/13.8kV.
2	Transformador de SE El Higo	2019	Adición de nuevo Transformador de Potencia de 75 MVA (230/115/13.8kV).
3	Línea Llano Sánchez La Arena, 115kV (2017).	2019	Nuevo Circuito La Arena-Llano Sánchez en 115kV.
4	Línea Llano Sánchez – Pocrí, 115kV	2020	Nuevo circuito Llano Sánchez-Pocrí.
5	Subestación La Floresta 115 kV	2023	La Nueva S/E La Floresta secciona los circuitos (115-5 y 115-35) provenientes de Cáceres y Santa María, cuenta con dos transformadores de 30MVA. Contará con dos líneas en 115kV que vienen de la nueva S/E Panamá 3
6	Subestación Bella Vista (BVA), 230/115/13.8 kV	2019	La Nueva S/E Bella Vista secciona las Líneas (115-8 y 115-21) provenientes de la S/E Cáceres y S/E La Locería. Contará con 3 transformadores de 30MVA en 115/13.8kV. Con la entrada de la nueva S/E Panamá 3 se instalarán 2 nuevos transformadores de 250MVA de 230/115kV.
7	Subestación Santiago 2	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.
8	Nueva Subestación El Coco 2 230/34.5kV	2021	En su primera etapa será la conexión de un circuito de carga de media tensión alimentado por la S/E el Coco. En su segunda etapa se construirá una nueva S/E El Coco 2 conectada a la S/E El Coco 230, donde contará con 2 transformadores de 75MVA en 230/34.5kV. Luego se extenderá un segundo circuito de 16 km hasta la carga en 34.5kV.
EDECHI	Proyecto	Fecha	Descripción
1	Conexión al SIN de RMT (34.5kV) de EDECHI en Subestación Veladero	2019	Adición de nuevo circuito de carga a la S/E Veladero.

PROYECTOS ADICIONALES

Línea Progreso – Burica – Portón – Dominical

La empresa Hidro Burica, S.A. propone realizar un anillo entre S/E Veladero – S/E Mata del Nance – S/E Boquerón III – S/E Progreso por medio de una línea entre S/E Progreso - S/E Portón - S/E Dominical, donde en el futuro se planea conectar la Central Hidroeléctrica Burica entre Progreso y Portón. Este proyecto será desarrollado por el agente.

Este anillo dará mayor confiabilidad al transporte de la generación hidroeléctrica proveniente de la zona occidental del país, que se consume en el centro de carga. Adicional a esto refuerza la seguridad de los intercambios que se realizan con Centroamérica por medio de las conexiones con Costa Rica.

Se prevé que el mismo esté disponible meses antes del inicio de operaciones de la planta hidroeléctrica Burica.

DEMANDA

El pronóstico de demanda utilizado en el presente Plan de Expansión es el

realizado por ETESA y presentado en el informe Estudios Básicos, entregado a la ASEP en abril de 2018.

La distribución de cargas por barra se realizó con base a las demandas entregadas por cada agente distribuidor.

Tabla 6.5. Demanda por Barra

REPARTICIÓN DE CARGA EN EL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2017-2027 (MW)											
PRONÓSTICO MODERADO	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
TOTAL GENERACIÓN	1,714.84	1,802.37	1,877.46	1,955.64	2,041.29	2,134.48	2,224.12	2,327.46	2,441.99	2,537.54	2,639.08
CARGA DEL SISTEMA (MW)	1,556.91	1,617.11	1,682.35	1,746.28	1,798.34	1,855.28	1,910.26	1,978.43	2,045.78	2,117.33	2,182.27
ENSA	629.29	664.68	690.24	714.79	731.27	749.04	764.02	782.96	802.32	824.46	840.84
EDEMET	713.95	732.91	775.98	809.53	841.12	875.76	911.42	954.31	996.45	1039.87	1082.71
EDMET (SERVICIO B)	53.54	54.78	56.52	58.96	61.26	63.78	66.38	69.50	72.57	75.73	78.86
EDECHI	102.71	104.66	99.54	102.81	104.66	106.53	108.73	111.66	114.39	117.07	119.61
GRANDES CLIENTES (DEMANDA MÁXIMA COINCIDENTE EN MW)											
Grandes Clientes	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Argos	8.14	8.19	8.18	8.23	8.06	8.18	7.80	7.97	8.01	8.15	8.27
AVIPAC	0.18	0.18	0.17	0.18	0.18	0.18	0.17	0.18	0.18	0.18	0.17
Cable Onda	2.45	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50	2.50
Cemex	24.67	27.12	27.12	27.12	27.12	27.12	27.12	27.12	27.12	27.12	27.12
CSS	3.33	3.40	3.41	3.44	3.44	3.44	3.41	3.44	3.44	3.44	3.41
Contraloría	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16	1.16
Embajada USA	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.28	1.24	1.28	1.28	1.28	1.24
Gold Mills	1.19	1.20	1.22	1.23	1.25	1.27	1.28	1.29	1.32	1.33	1.34
Cemento Intergeésnico	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03	1.03
Manzanillo International Terminal	7.35	7.35	7.35	7.35	7.35	7.35	7.35	7.35	7.35	7.35	7.35
Sunstar (Hotel Bijao)	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78	0.78
Super 99 (total)	5.60	5.64	5.62	5.64	5.64	5.64	5.62	5.64	5.64	5.64	5.62
Varela CIA	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26	0.26
Minera Panama	52.00	124.00	212.00	212.00	212.00	212.00	212.00	212.00	212.00	212.00	212.00
TOTAL Grandes Clientes (Sin Minera)	57.43	60.08	60.07	60.19	60.04	60.17	59.72	59.99	60.05	60.20	60.25
TOTAL Grandes Clientes Conectados el SPT	32.82	35.30	35.29	35.35	35.18	35.30	34.92	35.09	35.13	35.27	35.39

Capítulo 7

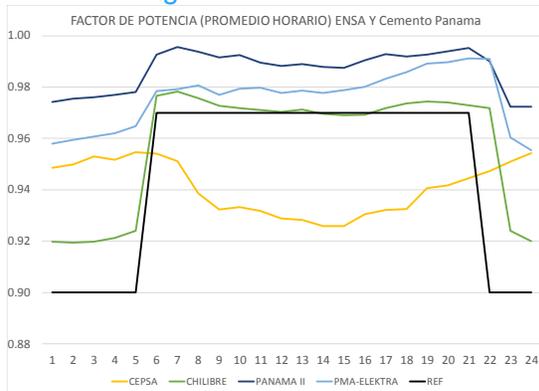
ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO

ESTADO ACTUAL DEL SISTEMA

Análisis del Factor de Potencia

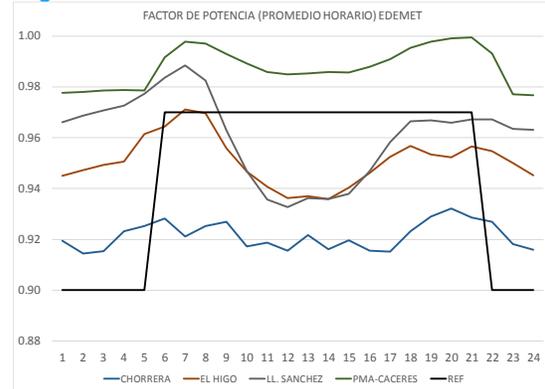
A continuación, se muestra el análisis realizado al factor de potencia presentado en los diferentes puntos de entrega en el año 2017. Este análisis se realiza con la finalidad de identificar las repercusiones en los flujos debido al incumplimiento del mismo.

Figura 7. 1, Factor de Potencia ENSA y Cemento Argos



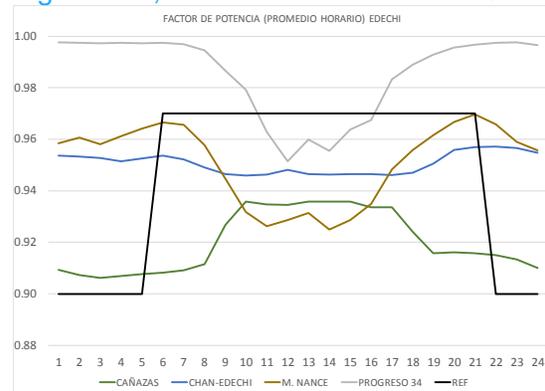
La gráfica anterior muestra el promedio horario para los puntos de entrega pertenecientes a ENSA y Cemento Panamá. En el caso de ENSA se puede apreciar que la misma cumple con lo establecido en el reglamento, mientras que Cemento Panamá presenta incumplimientos para las horas que comprenden desde las 6:00 a.m. a las 10:00 p.m.

Figura 7. 2, Factor de Potencia EDEMET



Como se puede apreciar en el gráfico anterior el único punto de entrega perteneciente a EDEMET que cumple con el factor de potencia es el de PMA-CÁCERES, por lo tanto, es importante establecer las repercusiones que tiene el sistema debido a los constantes incumplimientos.

Figura 7. 3, Factor de Potencia EDECHI



Como se puede apreciar el comportamiento del factor de potencia para EDECHI es muy similar al de EDEMET, sobre todo en las horas de demanda máxima y demanda media donde se presentan constantes incumplimientos.

Para calcular el efecto de los incumplimientos del FP en los flujos desde occidente en el caso de demanda máxima se modelarán el siguiente factor de potencia en cada punto de entrega, tomando en cuenta que la hora de demanda máxima para el año 2017 se presentó a las 2:00 p.m. Se procedió a calcular el FP en ese instante.

Tabla 7.1. Factor de Potencia por Punto de Entrega

Cliente	Punto de Entrega	FP Real	FP Mod
EDEMET	PMA-CACERES	0.986	0.986
	EL HIGO	0.936	0.970
	LL. SANCHEZ	0.936	0.970
	M. NANCE	0.925	0.970
EDECHI	CHORRERA	0.916	0.970
	CAÑAZAS	0.936	0.970
	PROGRESO 34	0.955	0.970
ARGOS	CHAN-EDECHI	0.946	0.970
	CEPSA	0.926	0.970
ENSA	PANAMA II	0.988	0.988
	PMA-ELEKTRA	0.978	0.978
	CHILIBRE	0.970	0.970

A continuación, se muestra el efecto en los voltajes debido al incumplimiento en el factor de potencia. Como se puede apreciar, algunos nodos presentan disminución de voltaje que superan el 1% del valor presentado en el caso donde se cumple con el factor de potencia. Cabe destacar que el caso con cumplimiento se está modelando a un FP de 0.97. también se puede apreciar que el nodo de Calzada Larga presentaría incumplimiento en el valor mínimo permitido de operación del voltaje en un nodo.

Al realizarse las contingencias a este escenario (FP Real) el mismo no cumple con el criterio de seguridad ya que algunas contingencias provocarían el colapso del sistema ya que al simular la pérdida de la central de BLMcarbón, Punta Rincón (G1) y Costa Norte (G1) no se encuentra solución por lo tanto supone un colapso del sistema, en la contingencia

de BLMcarbón no encuentra solución aun cuando se simula el esquema de desligue de carga. Debido a esto es necesario ajustar el escenario re despachando el mismo para cumplir con este criterio, por lo tanto es necesario incluir generación obligada en el área de Colón para que brinde el soporte de voltaje para mantener los voltajes dentro del límite permitido. Esto afectaría el límite de transferencia que disminuye de 954MW a 936.5MW justo los 17.9MW que se necesitan para cumplir con el criterio de seguridad y calidad reglamentado.

Tabla 7.2. Reporte de Voltaje de Casos

Nodo	Voltaje Nomina	Efectos del FP en el Voltaje				
		FP - Ideal	FP - Real	Ajustado	Diferencia	
limite de Transferencia		954.4		936.5	-17.90	
6000	FRONTPRO	230	1.010	1.009	1.010	0.11%
6001	PAN230	230	1.013	1.002	1.010	1.11%
6002	PAN115	115	1.004	0.993	1.001	1.04%
6003	PANII230	230	1.024	1.013	1.021	1.04%
6004	PANII115	115	1.006	0.995	1.003	1.08%
6005	CHO230	230	1.009	0.996	1.004	1.28%
6006	CHO115	115	1.007	0.988	0.997	1.83%
6008	LSA230	230	1.008	0.997	1.004	1.04%
6009	LSA115	115	1.010	0.995	1.002	1.50%
6011	MDN230	230	0.995	0.992	0.995	0.34%
6012	MDN115	115	0.997	0.995	0.997	0.22%
6014	PRO230	230	1.009	1.008	1.009	0.12%
6015	PRO115	115	1.006	1.005	1.006	0.08%
6018	CAC115	115	1.003	0.993	1.000	1.03%
6024	CHI115	115	0.984	0.975	0.982	0.91%
6047	CLA115	115	0.977	0.968	0.975	0.93%
6059	LM1115	115	0.996	0.990	0.994	0.63%
6060	LM2115	115	0.996	0.990	0.994	0.64%
6087	CAL115	115	1.006	1.005	1.006	0.13%
6096	FOR230	230	0.996	0.993	0.996	0.31%
6100	BAY230	230	1.032	1.024	1.030	0.83%
6171	PAC230	230	1.026	1.016	1.022	0.98%
6173	STR115	115	0.997	0.990	0.995	0.68%
6178	EST230	230	0.995	0.992	0.994	0.31%
6179	GUA230	230	0.995	0.992	0.994	0.31%
6182	VEL230	230	0.996	0.989	0.995	0.68%
6240	EHIG230	230	1.004	0.991	0.999	1.30%
6243	VHE230	230	1.025	1.015	1.022	1.00%
6260	CHA230	230	1.010	1.009	1.010	0.18%
6261	CHA115	115	1.000	1.000	1.000	0.00%
6263	ESP230	230	1.011	1.009	1.011	0.16%
6270	CAT115	115	0.996	0.990	0.994	0.64%
6290	CATII115	115	0.996	0.990	0.994	0.65%
6340	CAN230	230	0.999	0.995	0.998	0.40%
6380	BOQII230	230	1.001	0.999	1.001	0.21%
6400	FRONTCHA	230	1.012	1.011	1.012	0.16%
6440	DOM230	230	1.010	1.009	1.010	0.09%
6460	ECO230	230	1.019	1.008	1.016	1.08%
6470	24DIC230	230	1.025	1.014	1.021	1.01%
6500	FRONTDOM	230	1.011	1.010	1.011	0.09%
6520	SBA230	230	0.999	0.991	0.997	0.81%
6521	SBA115	115	0.999	0.993	0.997	0.59%
6550	BEV230	230	0.997	0.990	0.996	0.70%
6713	BUR230	230	1.026	1.015	1.022	1.07%

Cabe mencionar que los 17.9 MW de generación obligada producto del incumplimiento del factor de potencia debe ser responsabilidad de los agentes que están incumpliendo, por lo tanto, es necesario que el operador realice análisis de este tipo con la finalidad de distribuir las responsabilidades.

En conclusión, el caso que presenta incumplimiento en el FP presenta perfiles de voltaje que no permitiría soportar la pérdida de grandes volúmenes de generación, sobre todo de plantas cuyo aporte de reactivo es importante para mantener los perfiles de voltaje. Cabe mencionar que el voltaje mínimo que debe presentar los nodos de Chilibre y Calzada Larga son 0.982pu y 0.975pu en estado N, respectivamente, según el análisis realizado, de lo contrario se tendría que mantener generación obligada con la finalidad de aumentar los perfiles de voltaje del área, provocando una disminución del flujo desde occidente.

A modo de comentario es necesario que para la operación óptima del sistema se realicen análisis de flujos de forma horaria ya que en este momento no se están modelando escenarios de demanda media nocturno (sin generación solar) lo que podría suponer un mal cálculo de los límites de flujos desde occidente para las horas de demanda media donde no se tenga disponibilidad de generación solar y se pudiera aumentar la generación hidroeléctrica instalada en occidente.

ANÁLISIS DE CASOS DE CORTO PLAZO

PERIODO LLUVIOSO 2018

Para el análisis de este escenario se tomó en cuenta que en la actualidad existen bancos de capacitores indisponibles. Debido a esto solo se puede contar con 60MVAR en las S/E Llano Sánchez y Panamá II. El resto de la compensación

reactiva conectada en el sistema se encuentra en funcionamiento

Para este escenario no se puede despachar toda la generación disponible en el área occidente del país, ya que se presentan voltajes muy bajos incumpliendo con los criterios de calidad, además de presentarse algunas contingencias (BLM Carbón, Costa Norte, Bayano, Punta Rincón, Línea Panamá II - Burunga - el Coco) el Sistema Interconectado Nacional no tendría la capacidad de compensar la potencia reactiva necesaria para mantener el sistema operando de forma óptima. Además, se observa que ante la contingencia de la línea de Cáceres-Panamá (N-1) se presentan sobrecargas a la línea paralela; por esta razón se debe mantener en despacho generación obligada en el área de Colón (Miraflores-ACP). Dichas generadoras además de ayudar a disminuir el flujo en estado N-1 en Cáceres-Panamá dan soporte reactivo ante la salida de la central Bayano G1.

Este caso se simuló con los factores de potencia reales en los puntos de entrega que cumplen con lo que exige en reglamento, mientras que en los puntos donde se presentan incumplimientos el mismo se simuló a 0.97 (FP mínimo en demanda máxima) con la finalidad de estudiar el comportamiento del Sistema Principal de Transmisión, el FP modelado se presentó en la tabla 7.1 (FP Mod).

Con las condiciones simuladas para el periodo de demanda máxima se estableció un límite de transferencia de 954 MW (Flujos entrando a la S/E Llano Sánchez desde S/E Veladero, S/E Bella Vista y S/E San Bartolo), tomando en cuenta que no se están simulando los incumplimientos en el factor de potencia y que el CND opera los voltajes muy cercanos al valor nominal. Este valor pudiera disminuir considerablemente.

Debido a la presencia en el despacho de la planta de BLM Carbón y con las restricciones técnicas de la misma, ésta debe permanecer en el escenario de demanda mínima al igual que la Central Costa Norte.

De igual forma, para los puntos de entrega donde se presentan incumplimientos en el factor de potencia se simuló los mismos en 0.94pu (FP mínimo en demanda mínima).

Basado en las condiciones antes mencionadas el aprovechamiento de la generación hidroeléctrica de occidente sería de un 75% de la potencia instalada en el área, el 67% de la potencia renovable instalada en occidente es transferida a centro de carga en demanda máxima. A continuación, se presenta el resumen de escenario de época lluviosa del 2018 en la Tabla 7.3

Tabla 7.3. Resumen: Despacho del Año 2018 Época Lluviosa

Periodo Invierno	Instalada	Dem Max	% Gen/Inst	Dem Min	% Gen/Inst
Eolica	270.00	67.52	25%	40.50	15%
Solar	171.31	102.79	60%	0.00	0%
Hidro Occid.	1,434.29	1,068.74	75%	789.81	55%
Hidro Oriente	260.00	60.00	23%	0.00	0%
Hidro Centro	34.12	32.39	95%	23.16	68%
Termica	1,503.35	291.92	19%	150.15	10%
BioGas	10.00	9.50	95%	9.50	95%
ACP (Hidro)	58.50	39.60	68%	39.60	68%
Minera Panama	274.00	93.00	34%	93.00	34%
Total	4015.57	1765.45	46%	1145.72	29%
Renovable	2,228.22	1,380.53	78%	902.57	79%
TRANSFER		954.00	67%	758.00	53%

AÑO 2019

Para este año se presenta generación obligada en la época seca, producto de la restricción de flujo que existe entre la S/E Panamá y S/E Cáceres debido al gran aporte que se tiene de la generación de GNL que, a pesar de estar instalado en la provincia de Colón, eléctricamente se encuentra conectado en la provincia de Panamá, por lo tanto, se presenta un aumento del flujo entre las subestaciones antes mencionadas. Dichas restricciones deben ser corregidas manteniendo generación con plantas conectadas eléctricamente en Colón (115 KV).

De igual forma que en la época seca, la restricción presentada entre el corredor de la SS/EE Panamá y Cáceres se vería reflejada en la época lluviosa, además de presentarse generación obligada debido a que el aumento de la disponibilidad de la generación en occidente provocaría una disminución del

voltaje en los puntos de entrega en la S/E Panamá y Panamá II. Esta condición disminuiría un poco por la entrada en operación del STATCOM la cual ayudaría con el soporte de reactivo de ser necesario en estado N (lo más bajo posible) como en caso de presentarse alguna contingencia, afectación que se veía en mayor proporción en años anteriores.

Es de suma importancia que para este año se tenga disponible toda la compensación instalada en la actualidad para el buen funcionamiento del STATCOM ya que el mismo se diseñó para que brindara principalmente soporte reactivo en condiciones de pérdida de algún elemento del SIN, mientras que en estado N el mismo debe estar operando muy cerca de 0 MVAR.

El aprovechamiento hidroeléctrico de la zona de occidente aumentaría a un 80%, equivalente a 122 MW más de lo

generado en el año 2018, demanda máxima de época lluviosa, el límite de transferencia aumentaría a 1076 MW,

73% de la capacidad renovable instalada en occidente (Tabla 7.4).

Tabla 7.4. Resumen: Despacho del Año 2019 Época Lluviosa

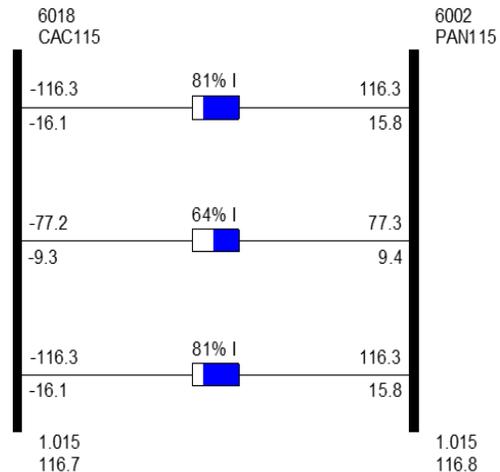
Periodo Lluvioso	Instalada	Dem Max	% Gen/Inst	Dem Min	% Gen/Inst
Eolica	337.50	84.38	25%	50.63	15%
Solar	191.52	114.91	60%	0.00	0%
Hidro Occid.	1,478.69	1,189.81	80%	899.09	61%
Hidro Oriente	260.00	0.00	0%	0.00	0%
Hidro Centro	34.12	32.39	95%	32.39	95%
Termica	1,503.35	193.37	13%	83.00	6%
BioGas	10.00	9.50	95%	9.50	95%
ACP (Hidro)	58.50	39.60	68%	39.60	68%
Minera Panama	274.00	260.30	95%	160.00	58%
Total	4147.68	1924.26	49%	1274.21	31%
Renovable	2,360.33	1,470.59	76%	1,031.21	81%
TRANSFER		1,076.00	73%	819.40	55%

AÑO 2020

Se espera tener disponible para este año el 3er circuito desde la S/E Panamá a S/E Cáceres lo cual solventaría los problemas de restricción de flujos presentados en años anteriores por la pérdida de uno de los dos circuitos disponibles en la actualidad. Este proyecto aumentaría la capacidad de transmisión de energía desde occidente, para este escenario se tendría un flujo total desde occidente de 1241MW.

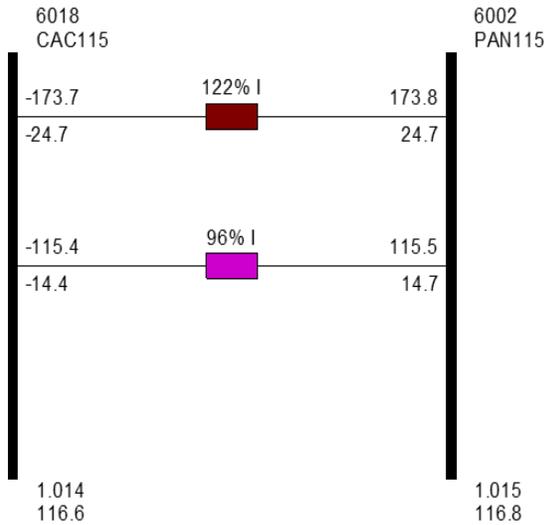
A continuación, se muestra los flujos desde la S/E Panamá a la S/E Cáceres, de contar con el nuevo circuito subterráneo.

Figura 7. 4 Flujo entre la S/E Panamá y S/E Cáceres con el nuevo circuito



De no contar con el 3er circuito entre la S/E Panamá y S/E Cáceres se presentarían sobrecargas en estado N si se tratara de cumplir con el despacho económico incumpliendo el criterio de seguridad.

Figura 7. 5 Flujo entre la S/E Panamá y S/E Cáceres sin el nuevo circuito



Para lograr que el escenario cumpla con el criterio de seguridad tanto en estado N como N-1 se tendría que disminuir el flujo aumentando la generación en el área de Colón misma que sería considerada generación obligada y cuya responsabilidad recaería en ETESA.

Figura 7. 6 Flujo máximo entre la S/E Panamá y S/E Cáceres sin el nuevo circuito

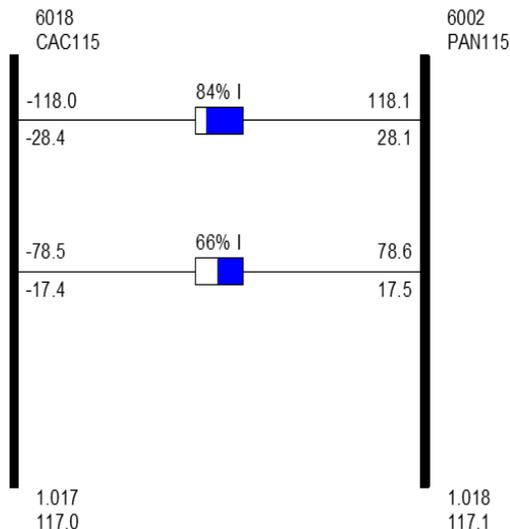
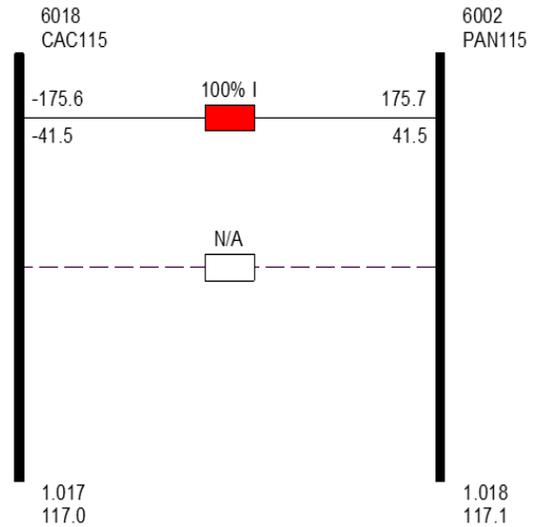


Figura 7. 7 Flujo entre la S/E Panamá y S/E Cáceres sin el nuevo circuito estado N-1



Basado en lo anterior, es muy importante la incorporación del 3er circuito entre la S/E Panamá y la S/E Cáceres ya que lo contrario provocaría 166MW de generación obligada en el área de Colón y el flujo desde occidente se tendría que disminuir a 1093MW para poder cumplir con el Reglamento de Transmisión y Reglamento de Operaciones

Una vez se solviente la restricción de flujo que existe entre la S/E Panamá y S/E Cáceres disminuiría la generación en el área de Colón, lo cual provocaría niveles de voltajes muy cercanos al mínimo requerido lo que pudiera provocar incumplimientos con los niveles de voltaje, por lo tanto, es muy importante que para esta fecha se tenga operando el STATCOM en la S/E Panamá II y toda la compensación reactiva del sistema disponible.

De no tener disponible los STATCOM para el año 2020, se tendría generación obligada para poder cumplir con el criterio de seguridad y calidad. A continuación, un análisis del comportamiento del sistema dependiendo de la disponibilidad de los STATCOM.

Se analizó el escenario lluvioso del 2020 para determinar las contingencias más severas y determinar el aporte de reactivo de los STATCOM en caso de darse estas contingencias, en las siguientes tablas (7.5, 7.6, 7.7) se muestra la compensación reactiva aportada de cada STATCOM.

Tabla 7.5. Despacho de STATCOM (Panamá II y Llano Sanchez)

STATCOM		PAN 2	LSA
Caso Base		20.0	-17.0
Contingencias			
Generación	BLM	109.2	113.4
	BLM + Desligue	50.4	48.4
	Punta Rincon	24.6	93.4
Sobrecarga	PAN230 - PAN115 - PAN13T3 (T3)	38.9	-15.7
	MDN230 - MDN115 - MDN34 (T1)	20.1	-17.2
	VEL230 - DOM230 (5A)	22.2	38.3
	ECO230 - BUR230 (2B)	59.4	49.4
	LSA230 - BEV230 (6A)	22.2	36.5
Voltaje	GUA230 - VEL230 (16)	22.3	39.2
	MDN230 - VEL230 (5B)	21.7	23.8
	LSA230 - VEL230 (51)	22.7	51.5
	LSA230 - EHIG230 (3C)	33.9	43.4
	FOR230-GUA230 (18)	21.2	10.7

De igual forma se evaluó el caso tomando en cuenta la disponibilidad individual del STATCOM en la S/E Panamá II y el de la S/E de Llano Sánchez con la finalidad de demostrar que es importante la instalación de los dos STATCOM.

Tabla 7.6. Despacho de STATCOM (Panamá II)

STATCOM		PAN 2
Caso Base		8
Contingencia		MVAR
Generación	BLM	-
	BLM + Desligue	78.4
	Punta Rincon	80.1
Sobrecarga	PAN230 - PAN115 - PAN13T3 (T3)	27.7
	MDN230 - MDN115 - MDN34 (T1)	8.1
	VEL230 - DOM230 (5A)	45
	ECO230 - BUR230 (2B)	83.2
	LSA230 - BEV230 (6A)	42.9
Voltaje	GUA230 - VEL230 (16)	45.3
	MDN230 - VEL230 (5B)	34
	LSA230 - VEL230 (51)	52.4
	LSA230 - EHIG230 (3C)	55.5
	FOR230-GUA230 (18)	25.2

Tabla 7.7. Despacho de STATCOM (Llano Sanchez)

STATCOM		LSA
Caso Base		4.5
Contingencia		MVAR
Generación	BLM	-
	BLM + Desligue	-
	Punta Rincon	120.1
Sobrecarga	PAN230 - PAN115 - PAN13T3 (T3)	31
	MDN230 - MDN115 - MDN34 (T1)	4.6
	VEL230 - DOM230 (5A)	63.2
	ECO230 - BUR230 (2B)	-
	LSA230 - BEV230 (6A)	60.8
Voltaje	GUA230 - VEL230 (16)	63.6
	MDN230 - VEL230 (5B)	47.4
	LSA230 - VEL230 (51)	76.5
	LSA230 - EHIG230 (3C)	84.9
	FOR230-GUA230 (18)	33.7

Para el escenario donde solo se tiene disponible el STATCOM en la S/E Panamá II, el caso no encuentra una solución de darse la contingencia de BLMcarbón, por lo tanto, es necesario que se mantenga disponible el esquema de desligue de carga de dicha contingencia, mientras que, si solo se tuviera disponible el STATCOM de la S/E Llano Sánchez las contingencias de BLMcarbón con y sin el

esquema además de la pérdida de la línea El Coco – Burunga provocarían el colapso del Sistema.

De no tener disponible ningún STATCOM el sistema estaría obligado a operar con 188MW de generación obligada e incumplir con el despacho económico para poder cumplir con el criterio de seguridad.

Con la entrada en operación de la S/E Burunga se disminuiría el riesgo de

colapso del sistema, aumentando de esta forma la confiabilidad del SPT.

Para este periodo de espera que el límite de transferencia aumente a aproximadamente 1240 MW, de tener disponible todos los proyectos recomendados. Además, se espera tener un aprovechamiento del 93% de la generación hidroeléctrica de occidente. Esto se debe en gran parte a la entrada de los STATCOM que proveen el soporte reactivo necesario de presentarse cualquier contingencia (Tabla 7.8).

Tabla 7.8. Resumen: Despacho del Año 2020 Época Lluviosa

Periodo Lluvioso	Instalada	Dem Max	% Gen/Inst	Dem Mín	% Gen/Inst
Eolica	439.50	109.88	25%	65.93	15%
Solar	262.48	157.49	60%	0.00	0%
Hidro Occid.	1,487.49	1,377.29	93%	967.41	65%
Hidro Oriente	260.00	0.00	0%	0.00	0%
Hidro Centro	34.12	32.39	95%	32.39	95%
Termica	1,503.35	105.00	7%	83.00	6%
BioGas	10.00	9.50	95%	9.50	95%
ACP (Hidro)	58.50	39.60	68%	39.60	68%
Minera Panama	274.00	260.30	95%	212.00	77%
Total Gen	4329.44	2091.44	48%	1409.82	33%
Renovable	2,542.09	1,716.64	82%	1,105.32	78%
TRANSFER		1,243.40	84%	872.50	59%

AÑO 2021

Con la entrada de la S/E Panamá III y la S/E Sabanitas (unifilares Anexo III-2), se concretarían todos los requerimientos que tiene el SIN para garantizar la evacuación de toda la energía generada con las plantas térmicas de GNL que estén disponible (según Plan de Expansión Indicativo de Generación) en el área de Colón hacia los diferentes centros de carga en el centro del país. Esta

generación desplazaría las plantas conectadas al área de 115 KV de la provincia de Colón lo que significaría que esta área se quedaría sin soporte de reactivo lo cual debe ser subsanado con la instalación de capacitores en la S/E Santa Rita.

Este escenario no presenta generación obligada siempre y cuando todos los agentes conectados al SPT cumplan con sus obligaciones de calidad y seguridad.

Tabla 7.9. Resumen: Despacho del Año 2021 Época Lluviosa

Periodo Lluvioso	Instalada	Dem Max	% Gen/Inst	Dem Min	% Gen/Inst
Eolica	439.50	109.88	25%	65.93	15%
Solar	364.64	218.78	60%	0.00	0%
Hidro Occid.	1,494.23	1,393.81	93%	1,016.05	68%
Hidro Oriente	260.00	0.00	0%	0.00	0%
Hidro Centro	34.12	32.11	94%	32.11	94%
Termica	2,588.05	105.00	4%	83.00	3%
BioGas	10.00	9.50	95%	9.50	95%
ACP (Hidro)	58.50	39.60	68%	39.60	68%
Minera Panama	274.00	260.30	95%	212.00	77%
Total Gen	5523.04	2168.98	39%	1458.19	26%
Renovable	2,650.99	1,794.18	83%	1,153.69	79%
TRANSFER		1,272.10	85%	912.70	61%

RESUMEN DE CORTO PLAZO

El problema principal que presenta el SIN es la respuesta dinámica de compensación reactiva, debido a que ante la pérdida de un elemento del SPT o algún elemento conectado al SPT se reflejan caídas de voltajes que no pueden ser ajustadas por la compensación reactiva conectada actualmente en el SIN al tratar de aumentar al máximo el flujo desde occidente. Por lo tanto, es de suma importancia la conexión de los STATCOM en Llano Sánchez y Panamá II, además de la instalación de nueva compensación reactiva (capacitiva) en Llano Sánchez, Chorrera y Panamá II, y la disponibilidad completa de la compensación ya instalada en el SIN. Esto con el objetivo de mantener los STATCOM en niveles que permitan que actúen al ocurrir una contingencia y no en estado estable.

Las restricciones provocadas por sobrecargas de líneas deben ser corregidas con la repotenciación de las líneas Mata de Nance – Veladero, Guasquitas – Veladero y sobre todo la instalación de un nuevo circuito entre Panamá – Cáceres.

Es importante señalar que los niveles de transferencias presentados en el análisis de corto plazo dependen del cumplimiento de los factores de potencia presentados

en los puntos de entrega de los distribuidores, además de la disponibilidad de potencia reactiva de los generadores, ya sea consumiendo o generando, dependiendo de la necesidad del SIN.

Los escenarios presentan valores de voltajes dentro del rango de $\pm 5\%$ establecidos en el Reglamento de Transmisión, tendiendo siempre a llevarlos lo más cercano al límite superior con la finalidad de aumentar el flujo desde occidente.

Para los años 2018 y 2019, se presenta generación obligada ya sea por restricciones de flujos en estado estable y contingencia, como para dar soporte reactivo en caso de la pérdida de la caldera de BLMCarbón. Para garantizar el buen funcionamiento del sistema se debe mantener generación obligada específicamente ubicada en el área de Colón (115 KV). Una vez llegado el año 2020, no se presenta ninguna generación obligada y puede ser aprovechado el 95% de la generación de occidente; el 5% restante se debe mantener como reserva rodante según el Reglamento de Operación.

Se presentan las cifras de generación obligada y desplazada en la Tabla 7.10.

Tabla 7.10. Resumen: Generación Obligada y Desplazada en Periodo de Corto Plazo

Periodo Lluvioso	2018		2019		2020		2021	
	Dmax	Dmin	Dmax	Dmin	Dmax	Dmin	Dmax	Dmin
Demanda Gen.	1765.45	1145.72	1924.26	1274.21	2091.44	1751.14	2168.98	1458.19
Gen. Tot. Occ. Hidro	1068.74	789.81	1189.81	899.09	1377.29	967.41	1393.81	1016.05
Transferencia	954.00	758.00	1076.00	819.40	1243.40	872.50	1272.10	912.70
Hidro desplazada	79.20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Termica Desplazada	167.00	0.00	89.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Generacion obligada	246.00	0.00	89.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Finalmente, se presenta en la Tabla 7.11 el resumen del despacho de época lluviosa demanda máxima en el periodo de corto plazo.

Tabla 7.11. Resumen: Despacho en Época Lluviosa Demanda Máxima - Corto Plazo

Periodo Lluvioso	2018			2019			2020			2021		
	Dem Máx	Instalada	%Gen									
Eólica	67.52	270.00	25.01%	84.38	337.50	25.00%	109.88	439.50	25.00%	109.88	439.50	25.00%
Solar	102.79	171.31	60.00%	114.91	191.52	60.00%	157.49	262.48	60.00%	218.78	364.64	60.00%
Hidro Occid.	1068.74	1434.29	74.51%	1189.81	1478.69	80.46%	1377.29	1487.49	92.59%	1393.81	1494.23	93.28%
Hidro Oriente	60.00	260.00	23.08%	0.00	260.00	0.00%	0.00	260.00	0.00%	0.00	260.00	0.00%
Hidro Centro	32.39	34.12	94.93%	32.39	34.12	94.94%	32.39	34.12	94.93%	32.11	34.12	94.11%
Térmica	291.92	1503.35	19.42%	193.37	1503.35	12.86%	105.00	1503.35	6.98%	105.00	2588.05	4.06%
Biogas	9.50	10.00	95.00%	9.50	10.00	95.00%	9.50	10.00	95.00%	9.50	10.00	95.00%
ACP(Hidro)	39.60	58.50	67.69%	39.60	58.50	67.69%	39.60	58.50	67.69%	39.60	58.50	67.69%
Minera Panamá	93.00	274.00	33.94%	260.30	274.00	95.00%	260.30	274.00	95.00%	260.30	274.00	95.00%
Total Gen	1765.45	4015.57	43.97%	1924.26	4147.68	46.39%	2091.44	4329.44	48.31%	2168.98	5523.04	39.27%
Gen Renovable	1380.53	2228.22	61.96%	1470.59	2360.33	62.30%	1716.64	2542.09	67.53%	1794.18	2650.99	67.68%

Capítulo 8

PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO

Los proyectos propuestos a instalarse como parte del Sistema Principal de Transmisión para el periodo de corto plazo, 2017 – 2020, fueron aprobados en Planes de Expansión anteriores (PESIN 2017), muchos de los cuales se encuentran en construcción, o próximos a iniciar la misma.

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 presentarse sobrecarga en 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 86 del Reglamento de Transmisión.

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 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 del Autotransformador T3 de la S/E Panamá II

La Subestación Panamá II cuenta actualmente con dos autotransformadores, de 230/115 KV y 105/140/175 MVA, los cuales entraron en operación en el año 1999. Debido al incremento de carga de las empresas distribuidoras ENSA y Gas Natural Fenosa, que se alimentan desde esta subestación es necesaria la adición de un tercer autotransformador, con iguales características a los existentes.

Contrato: GG-058-2014

Estado del Proyecto: en ejecución

Inicio de Operación: diciembre de 2018

Costo estimado: B/. 8,500,000

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

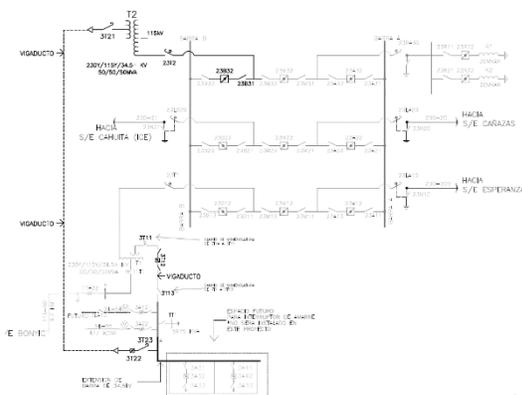
Con el propósito de que la S/E Changuinola cumpla con el Criterio de Seguridad N-1, se ha considerado necesario la adición de un segundo transformador 230/115/34.5 KV, con igual capacidad que el T1, 50/50/50 MVA, en sus tres devanados, ya que este equipo

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

Para esto será necesario desarrollar las siguientes obras:

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

Esquema del Proyecto



Contrato: Por licitar

Estado del Proyecto: en diseño

Inicio de Operación: julio de 2020

Costo estimado: B/. 6,971,187

Beneficios

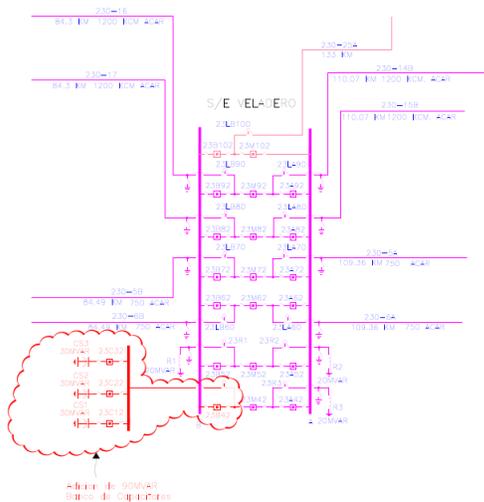
Con la adición de estos nuevos transformadores, se aumenta la capacidad y la confiabilidad del sistema en cuanto a la transformación de energía que debe ser entregada a las empresas de distribución en los diferentes puntos de entrega del Sistema Principal de Transmisión.

Adición de Compensación Reactiva

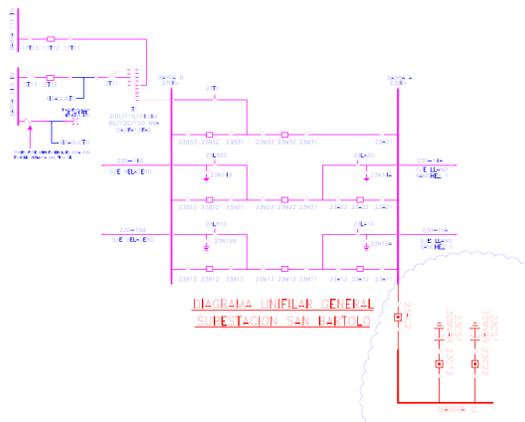
Existe restricción de flujos en la Red de Transmisión, además los bajos niveles de voltaje y reserva de potencia reactiva que se presentan en algunos puntos del Sistema Principal de Transmisión, los cuales se provocan cuando se transfiere gran cantidad de energía generada por las plantas hidroeléctricas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

Con el propósito de tomar medidas concretas tendientes a eliminar estas restricciones se contrató a la empresa Manitoba Hydro Internacional para la consultoría "Estudios y Diseño de Dos Subestaciones de Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva (SVC) en las Subestaciones de Llano Sánchez y Panamá II". EL resultado de esta consultoría arrojó que es necesario adicionar dos compensadores estáticos

S/E Veladero



S/E San Bartolo



Contrato: GG-131-2017

Estado del Proyecto: en ejecución

Inicio de Operación: 31 de octubre de 2019

S/E Llano Sánchez: B/. 2,478,000

S/E San Bartolo: B/. 5,231,000

S/E Veladero: B/. 7,520,000

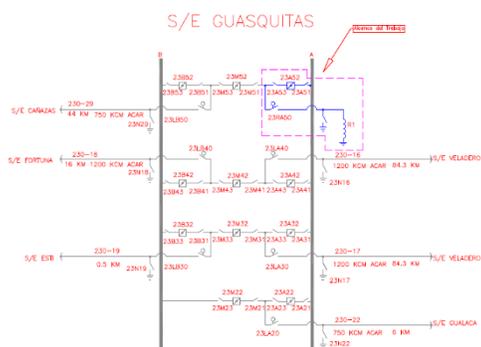
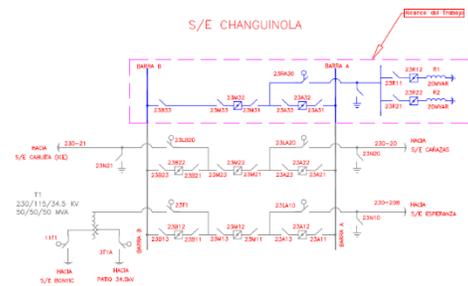
Costo: B/. 15,229,000

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

Con el objetivo de cumplir con el criterio de suministro establecidos en la reglamentación vigente, es necesario la adición de bancos de reactores en las

Subestaciones Changuinola (40 MVAR) y Guasquitas (20 MVAR), para mantener el voltaje en el rango adecuado para las condiciones de demanda mínima.

Esquema del Proyecto



Contrato: GG-069-2017

Estado del Proyecto: en ejecución

Inicio de Operación: 30 de junio de 2019

S/E Changuinola: B/. 16,933,997

S/E Guasquitas: B/. 11,319,887

Costo: B/. 28,253,884

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

Con el propósito de brindar el soporte de potencia reactiva en el área de Colón, una vez se vea disminuido la producción de energía en la zona de Colón (115 KV), producto de que la misma se vería desplazada una vez se disminuyan las restricciones que se presentan en el área de occidente, se ve la necesidad de instalar bancos de capacitores en la Subestación Santa Rita 115 KV. Esto con el fin de cumplir con los criterios de nivel de tensión y seguridad, de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de

Transmisión. Para tal fin se requiere sea instalado 40 MVAR en el año 2021.

Contrato: por licitar
Estado del Proyecto: en diseño
Inicio de Operación: julio 2021
Costo: B/ 3,298,000

Beneficios

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

REPOTENCIACIÓN Y CONSTRUCCIÓN DE NUEVAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.

Debido al incremento de generación hidroeléctrica en el occidente del país (provincias de Chiriquí y Bocas del Toro) en los próximos años, de acuerdo al Plan Indicativo de Generación se espera la instalación de nuevos proyectos hidroeléctricos, eólicos y solares de aproximadamente 840 MW, que sumado a los más 2,162 MW existentes daría un total de 3,000 MW aproximadamente. Debido a que la mayor parte de esta generación que se espera sea instalada, generaría de manera intermitente, se debe tener suficiente capacidad de transmisión para transportar dicha energía hasta los principales centros de carga, Subestaciones Panamá y Panamá II, por lo tanto, es necesario reforzar el sistema de transmisión proveniente desde el occidente, desde la Subestación de

Mata de Nance y Veladero hacia estas subestaciones.

En el año 2017, entró en operación la tercera línea de doble circuito Veladero – Panamá, pero adicional a esta línea, también es necesario reforzar la línea de transmisión LT1, Mata de Nance – Veladero – Llano Sánchez – El Higo – Chorrera – Panamá la cual data de los años 1978 y 1979, además de la LT2 Guasquitas – Veladero – Llano Sánchez – El Coco – Panamá II. Los estudios iniciales realizados han demostrado que para aumentar la eficiencia de la LT1 y LT2, la capacidad de la misma debe ser aumentada a por lo menos 450 MVA por circuito en condiciones de operación normal, utilizando un conductor que permita reducir las pérdidas.

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 del mismo.

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

9. Aumento de Capacidad LT 1 Línea de 230 KV Mata de Nance–Veladero

Para la construcción de este proyecto será necesario cambiar el conductor de la

misma por uno que soporte altas temperaturas de operación y características similares (peso, tensión, etc.) similares al existente 750 ACAR, de forma de no afectar las torres ya instaladas. Para esto se ha considerado utilizar el conductor 714 Dove ACCC que cumple con lo especificado con anterioridad.

Contrato: GG-136-2017

Estado del proyecto: en ejecución

Inicio de Operación: 31 de julio de 2019

Costo estimado: B/. 37,564,000

10. Aumento de Capacidad de la LT 2 Línea de 230 KV Guasquitas – Veladero

Los trabajos que deben realizarse para el aumento de la capacidad de la línea de transmisión LT2 en el tramo Guasquitas – Veladero, por tratarse de un conductor cuya capacidad es capaz de alcanzar los 500 MVA a 90°C (1200 ACAR) y la misma fue diseñada para operar a una temperatura inferior, solo se hace necesario hacer trabajos de retensado, cambios en los aisladores o herrajes de la línea o movimientos de tierra (de ser necesario), con la finalidad de aumentar su altura y ganar más capacidad de transmisión.

Contrato: GG-115-2017

Estado del proyecto: en ejecución

Inicio de Operación: 28 febrero de 2019

Costo estimado: B/. 3,949,000

11. Nueva Línea Mata de Nance – Boquerón III - Progreso - Frontera 230 KV

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

circuito sencillo, por lo que utilizará la misma servidumbre. Esta línea se hará con conductor 1200 ACAR, con una capacidad de transmisión de 500 MVA. También será necesario construir una línea de circuito sencillo desde la Subestación Progreso hacia la frontera con Costa Rica, con longitud de 9.7 km., para reemplazar la existente, con la misma capacidad antes indicada.

Para la conexión de esta nueva línea de doble circuito será necesaria la ampliación de las subestaciones Mata de Nance, con la adición de una nave de dos interruptores y Progreso, con la adición de un interruptor en una de las naves existentes.

Con la construcción de este línea de doble circuito Mata de Nance – Progreso y Progreso – Frontera se podrá transmitir la totalidad de la generación de las centrales hidroeléctricas y solares existentes o 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.

Contratos: GG-101-2015 y GG-034-2017

Fase del Proyecto: en ejecución

Inicio de Operación: julio de 2019

Costo estimado: B/. 32,276,000

12. 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

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

Fase del Proyecto: por licitar
Entrada en Operación: abril de 2020
Costo Estimado: B/. 54,115,000

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

Como se indicó en el proyecto nombrado “Aumento de Capacidad de la LT 2 Línea de 230 KV Guasquitas – Veladero” y con la finalidad de aumentar la capacidad de transporte de esta línea se debe realizar los mismos trabajos especificados en para el tramo 1 de esta línea de transmisión.

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

Contratos: por licitar
Fase del Proyecto: diseñada
Inicio de Operación: diciembre de 2020
Costo estimado: B/. 14,274,000

15. Línea Panamá II – Chepo 230 KV

La Secretaría Nacional de Energía (SNE), en su documento “Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2015”, estableció que se debe trabajar en los planes de integración del Sector Panamá Este, para que esté listo a corto plazo, por medio de una línea de transmisión de 230 KV desde la Subestación Panamá II.

Se ha incluido en el Plan de Expansión el aumento de capacidad de la línea existente Panamá II - Bayano, hasta el área de Chepo mediante el cambio de conductor a uno de alta temperatura, 714 Dove ACCC y la construcción de una nueva Subestación Chepo 230 KV. Esta línea es la más antigua del sistema de 230 KV. La misma entró en operación en el año 1976, por lo que ya cuenta con más de 40 años en servicio.

Debido a esto, es necesario el cambio del conductor, aprovechando así para instalar uno con mayor capacidad, a la vez que se necesita igualmente cambiar el hilo de guarda 7 No.8 desde Panamá II hasta Bayano y el cable de fibra óptica OPGW de Pacora hasta bayano. Además, será necesario realizar reparaciones en algunas estructuras.

Este proyecto comprende la construcción de las siguientes obras de transmisión:

- Aumento de capacidad en la LT Panamá II - Chepo: se cambiará el conductor de la línea de transmisión Panamá II hasta el área de Chepo (líneas 230-1A, 1B, 2A y 2B), aproximadamente 42 km, a un conductor trapezoidal de alta temperatura de operación 714 Dove ACCC. Este conductor tendrá una capacidad de 600 MVA/circuito a una temperatura de 180°C y 645 MVA/circuito a

200°C. Se utilizarán las torres existentes. Este conductor tiene menor peso (727 lb/kpie) en comparación con el conductor actual 636 ACSR (874 lb/kpie) por lo que no impone esfuerzos adicionales en las torres existentes, mientras que prácticamente triplica la capacidad de transmisión de estas líneas.

- Desde la nueva S/E Chepo hasta la S/E Bayano se mantendrá la línea existente.
- Cambio de hilo de guarda en la línea Pacora - Chepo - Bayano (230-1A) por un OPGW, con una distancia aproximada de 49.14 km. Igualmente se reemplaza el conductor de hilo de guarda 7 No.8 desde la Subestación Panamá II hasta la Subestación Bayano (69.14 km).

Contratos: por licitar

Fase del Proyecto: diseñada

Inicio de Operación: octubre de 2020

Costo estimado: B/. 18,865,940

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.

16. Nueva Subestación Panamá III 230 KV GIS

Este proyecto consiste en la construcción de una nueva subestación nombrada Panamá III 230 KV, en esquema de interruptor encapsulada en gas GIS (Gas

Insulated Substation), ubicada en el área de Mocambo. Esta subestación servirá para la conexión de las líneas de transmisión de 230 KV provenientes desde el occidente (LT2, LT3 y la futura LT4). También para la conexión de la línea de Sabanitas, proveniente desde Colón, en la cual se conectarán las futuras plantas termoeléctricas. Además, servirá como futuro punto de conexión de nuevas líneas de transmisión de las empresas distribuidoras para alimentar la demanda de nuevas subestaciones.

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

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

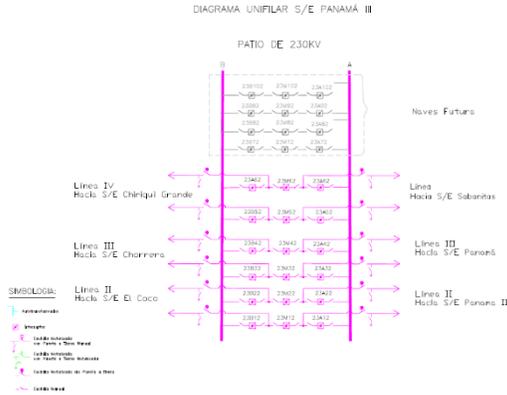
Esta subestación deberá contar con el área suficiente para las siguientes expansiones:

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

naves y para dos transformadores 230/115 KV.

- Espacio para futura instalación de SVC y/o bancos de capacitores.

Esquema del Proyecto



Contratos: por licitar

Fase del Proyecto: diseñada

Inicio de Operación: noviembre de 2020

Costo estimado: B/. 35,267,000

17. Nueva Subestación Sabanitas 230 KV

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

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

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

Esquema del Proyecto

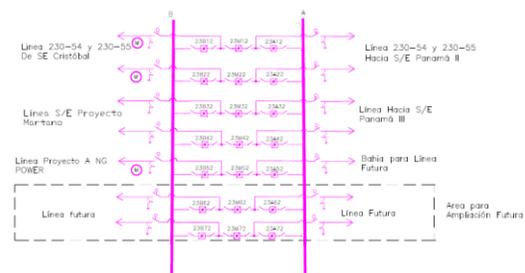


DIAGRAMA UNIFILAR S/E SABANITAS 230 KV



Contratos: por licitar

Fase del Proyecto: diseñada

Inicio de Operación: noviembre de 2020

Costo estimado: B/. 20,094,000

18. 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 se realiza como parte de lo indicado por La Secretaría Nacional de Energía (SNE), en su documento "Definición de Política y Criterios para la

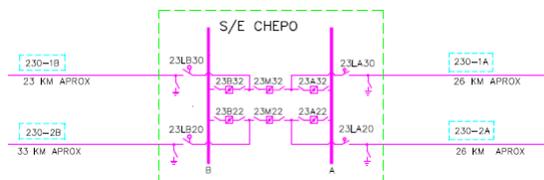
Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2015” donde se estableció que se debe trabajar en los planes de integración del Sector Panamá Este para que esté listo a corto plazo, por medio de una línea de transmisión de 230 KV desde la Subestación Panamá II.

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.

Este proyecto comprende la construcción de las siguientes obras de transmisión:

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

Esquema del Proyecto



Contratos: por licitar

Fase del Proyecto: diseñada

Inicio de Operación: octubre de 2020

Costo estimado: B/. 7,438,000

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

El costo indicado en cada proyecto es una estimación del mismo 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



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 9

ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO

DIAGNÓSTICO DE LA RED DE LARGO PLAZO

Del análisis realizado para el periodo de largo plazo 2022-2032, se determinó que para evitar que sistema presente generación obligada, congestiones y además se cumpla con los criterios de calidad y seguridad se deben tomar en cuenta las siguientes observaciones.

Una vez se cumpla con la entrada en operación de todos los proyectos de Corto Plazo y los aquí enunciados, no se tendrá limitaciones para la transferencia de potencia desde el occidente.

Para el año 2022 de darse alguna contingencia entre los circuitos de la S/E Panamá a la S/E Cáceres se presenta una leve sobrecarga en los circuitos restantes de este corredor. Esto se debe a que ENSA propone una nueva configuración para la conexión de la S/E Monte Oscuro (directo a S/E Santa María) desconectándose de la S/E Panamá, lo cual aumenta los flujos entre las subestaciones mencionadas. La entrada de la S/E La Floresta (2023) y su conexión con la S/E Panamá 3 en 115 KV ayudaría a disminuir el flujo desde la S/E Panamá a la S/E Cáceres evitando la sobrecarga de dichas líneas en contingencias.

Compensación Reactiva

Debido a los grandes volúmenes de energía que se transportan del área de occidente hacia centro de carga en las horas de demanda máxima se presenta un aumento en la potencia reactiva aportada por los STATCOM para mantener los voltajes dentro de los rangos

establecidos en la reglamentación en el área central (S/E Llano Sánchez) y Panamá Norte (Colón) que provocarían el colapso del sistema a pesar de que se cuentan con los STATCOM instalados en años previos por lo tanto los mismos estarían operando muy cerca de su capacidad máxima. Con esta condición no se cumpliría con el criterio de seguridad, debido a que ante la pérdida de cualquier circuito entre la SSEE Antón y Chorrera, SSEE El Coco y Burunga, la pérdida de la Caldera de BLMCarbón o la planta de Minera Panamá (Punta Rincón) el sistema colapsaría, por lo tanto, el escenario debe ser re despachado de tal manera que cumpla con el criterio de seguridad manteniendo generación obligada, específicamente generación en la planta de Bayano.

Tabla 9.1 Despacho de los STATCOM

STATCOM (MVAR)	base	Sin Cap	redespacho
S/E Panama II	23.72	52.85	46.82
S/E Llano Sanchez	43.49	106.46	57.1

Por lo planteado anteriormente para no presentar incumplimientos en el criterio de seguridad, ni generación obligada y mantener los STATCOM a una magnitud que permita aportar la potencia reactiva necesaria para soportar cualquier contingencia es necesario que para el año 2022 periodo lluvioso se tenga disponible en la S/E Llano Sánchez 180MVAR (+60MVAR), además de instalar 30MVAR en la S/E Chorrera, con la finalidad de mantener los STATCOM lo más cerca de 0 MVAR y aprovechar el aporte reactivo en caso de presentarse alguna contingencia y no en estado estable.

Repotenciación de la Línea 1 (Veladero - Panamá)

Para el año 2022 se presentan sobrecargas (figura 9.1) en esta línea, debido a los grandes flujos de energía que se tienen desde occidente, toda vez que el sistema interconectado de Panamá se encuentra diseñado de forma radial. Las líneas 2 y 3 (Rate 500 MVA) se verían limitadas por el flujo que se podría transportar por la línea 1 (Rate 247 MVA), por tratarse de líneas que están conectadas en paralelo.

Esta situación debe ser corregida repotenciando la línea 1, cambiando el conductor existente por un conductor de alta temperatura ACCC – DOVE 714 Kcmil.

De lo contrario, no se cumpliría con el criterio N-1 como se muestra en las figuras 9.2 y 9.3 por consiguiente se limitaría el flujo desde occidente provocando generación obligada.

Figura 9. 1 Flujos Línea 1 – Estado Actual–N

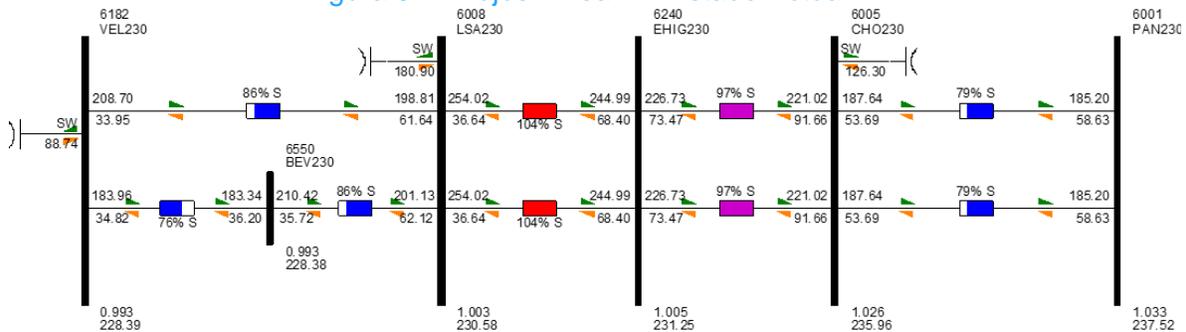


Figura 9. 2 Flujos Línea 1 – Estado Actual–N-1 (LSA-EHIG)

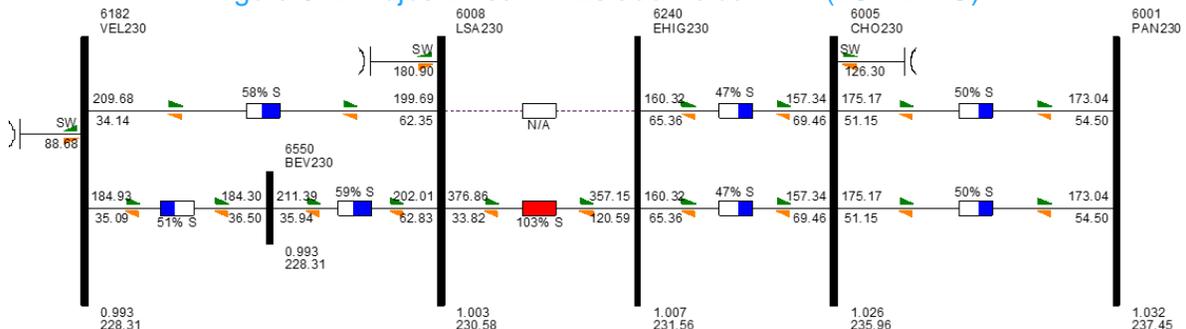
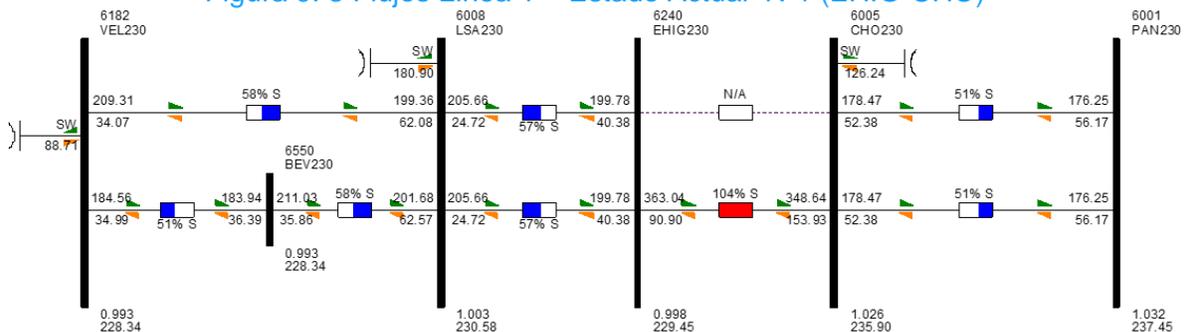


Figura 9. 3 Flujos Línea 1 – Estado Actual–N-1 (EHIG-CHO)



Adicional a esto, esta línea está por cumplir el periodo de vida determinado por el fabricante, por lo tanto, es de suma importancia cambiar el conductor para preservar la confiabilidad del sistema.

Cuarta Línea (Chiriquí Grande – Panamá III)

Para el año 2026 se espera la entrada en operación del proyecto hidroeléctrico Bocas del Toro (Changuinola II). Para poder evacuar dicha generación es necesario la construcción de un nuevo circuito (4ta línea) diseñada para operar en 500 KV, pero operada inicialmente en 230 KV, dicha línea se conectaría desde la nueva S/E Chiriquí Grande hasta la S/E Panamá III. Este proyecto se desarrollará en dos fases, en la fase 1 el mismo operará en 230 KV a la espera de la entrada en operación del proyecto hidroeléctrico donde se elevará el nivel del voltaje a 500 KV. La entrada en operación de este proyecto reduciría las pérdidas considerablemente y a su vez aumentaría la capacidad de transmisión desde occidente.

Nueva línea Panamá – Panamá III

Los grandes volúmenes de energía demandados en el centro de carga (Panamá), provocarían sobrecargas en las líneas que conectan la S/E Panamá III y S/E Panamá, por lo tanto, sería necesario la instalación de un nuevo circuito para garantizar que no se presenten sobrecargas en este corredor en el año 2026.

A continuación, se presenta los flujos de no contar con el 3er circuito, como se puede apreciar en estado N no se presentan sobrecargas, pero al realizar la contingencia de uno de los circuitos el restante presenta una sobrecarga del 17%.

Figura 9. 4 Flujos SS/EE Panamá – Panamá III – Estado Actual –N

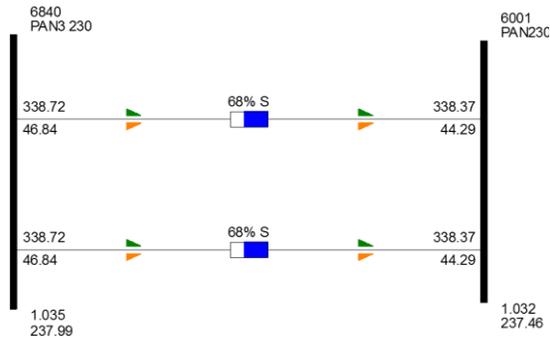


Figura 9. 5 Flujos SS/EE Panamá – Panamá III – Estado Actual –N-1



Como se puede apreciar en la figura anterior al tratar de cumplir con el despacho económico se presentarían incumplimientos del criterio de seguridad, por lo tanto, se tendría que mantener generación obligada con la finalidad de disminuir el flujo por este corredor eléctrico. En la siguiente figura se muestran el flujo máximo que permiten el cumplimiento del criterio de seguridad.

Figura 9. 6 Flujos SS/EE Panamá – Panamá III – Estado Actual –N Redespachado

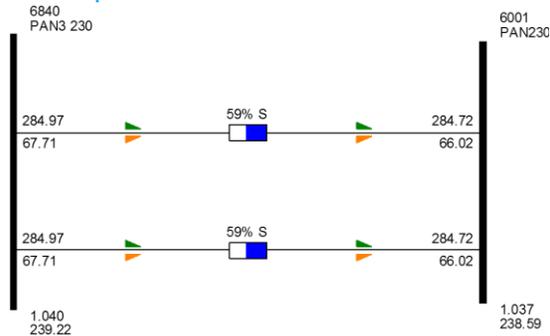
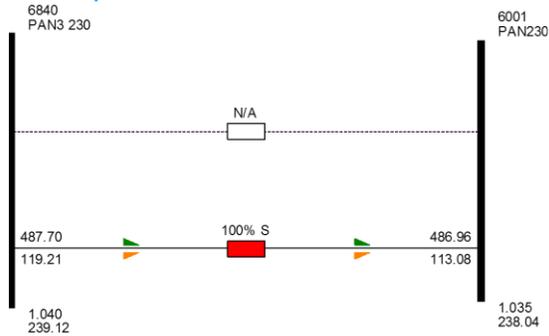


Figura 9. 7 Flujos SS/EE Panamá – Panamá III – Estado Actual – N-1 Redespachado



En este escenario se tendría que mantener aproximadamente 300MW de generación obligada. La misma tendría que aportarse desde el área de Colón 115KV, la planta Pan-Am y Bayano, ya que la generación de energía proveniente de las plantas de GNL llegarían a la S/E Panamá III y no se pueden utilizar para reducir los flujos entre la SS/EE Panamá y Panamá III.

En las siguientes figuras se muestran el comportamiento del flujo de contar con el 3er circuito propuesto.

Figura 9. 8 Flujos SS/EE Panamá – Panamá III – Ampliación Propuesta –N

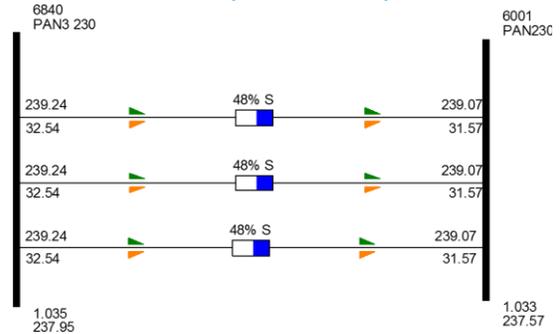
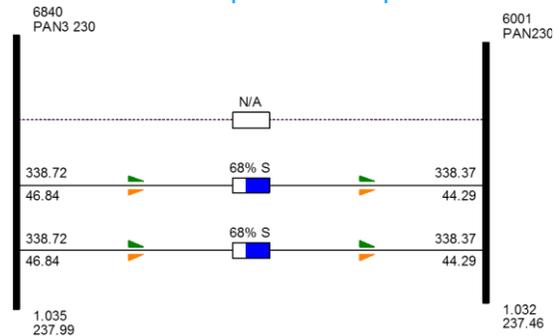


Figura 9. 9 Flujos SS/EE Panamá – Panamá III – Ampliación Propuesta – N-1



A continuación, se muestra el resumen de generación de los casos de largo plazo y el resumen de transferencias.

Tabla 9.2 Resumen: Generación Obligada y Desplazada en Periodo de Largo Plazo

Periodo Lluvioso	2022		2024		2026	
	Dmax	Dmin	Dmax	Dmin	Dmax	Dmin
Demanda Gen.	2255.41	1514.52	2434.10	1632.62	2650.15	1769.94
Gen. Tot. Occ. Hidro	1451.15	1032.82	1476.85	1173.20	1693.90	1239.95
Transferencia	1351.90	945.50	1286.70	1005.00	1499.80	1071.30
Hidro desplazada	0	0	0	0	0	0
Térmica Desplazada	0	0	0	0	0	0
Generación obligada	0	0	0	0	0	0

Tabla 9.3 Resumen: Despacho en Época Lluviosa Demanda Máxima - Largo Plazo

Periodo Lluvioso	2022			2024			2026		
	Dem Máx	Instalada	%Gen	Dem Máx	Instalada	%Gen	Dem Máx	Instalada	%Gen
Eólica	138.68	554.70	25.00%	138.68	554.70	25.00%	138.68	554.70	25.00%
Solar	218.78	364.64	60.00%	218.78	364.64	60.00%	218.78	364.64	60.00%
Hidro Occid.	1451.15	1563.23	92.83%	1476.85	1563.23	94.47%	1693.90	1791.69	94.54%
Hidro Oriente	0.00	260.00	0.00%	153.00	260.00	58.85%	152.00	260.00	58.46%
Hidro Centro	32.39	34.12	94.94%	32.39	34.12	94.93%	32.39	34.12	94.93%
Térmica	105.00	2632.38	3.99%	105.00	2632.38	3.99%	105.00	2632.38	3.99%
Biogas	9.50	10.00	95.00%	9.50	10.00	95.00%	9.50	10.00	95.00%
ACP(Hidro)	39.60	58.50	67.69%	39.60	58.50	67.69%	39.60	58.50	67.69%
Minera Panamá	260.30	274.00	95.00%	260.30	274.00	95.00%	260.30	274.00	95.00%
Total Gen	2255.41	5751.57	39.21%	2434.10	5751.57	42.32%	2650.15	5980.03	44.32%
Gen Renovable	1880.61	2835.19	66.33%	2059.30	2835.19	72.63%	2275.35	3063.65	74.27%



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 10

PLAN DE EXPANSIÓN DE LARGO PLAZO

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

Las ampliaciones identificadas en el largo plazo, 2022 – 2032, son las siguientes:

Proyectos Identificados en el Largo Plazo

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

Debido al incremento de generación hidroeléctrica en el occidente del país (Provincias de Chiriquí y Bocas del Toro) entre los años 2016 – 2019, de acuerdo al Plan Indicativo de Generación se tendría un aumento de proyectos hidroeléctricos, eólicos y solares de 600 MW, que sumado a los 1,707 MW existentes daría un total de 2,307 MW de generación solar, eólica e hidroeléctrica, la mayoría de estos de pasada o filo de agua. Debido a que la mayor parte de esta generación llega a los principales centros de carga, Subestaciones Panamá y Panamá II, es necesario reforzar el sistema de transmisión proveniente desde el occidente, desde la Subestación Mata de Nance y Veladero hacia estas subestaciones.

En el año 2017 entró en operación la tercera línea de doble circuito Veladero – Panamá, pero adicional a esta línea, también es necesario reforzar la línea de

transmisión LT1, Veladero – Llano Sánchez – Chorrera – Panamá la cual data de los años 1978 y 1979. Los estudios iniciales realizados han demostrado que para aumentar la capacidad de esta línea a por lo menos 450 MVA por circuito en condiciones de operación normal. Para esto será necesario cambiar el conductor de la misma 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.

Los trabajos a realizar en esta línea son los siguientes:

- Aumento de capacidad en la LT1 Veladero – Llano Sánchez – El Higo – Chorrera - Panamá: se cambiará el conductor de la línea de transmisión, aproximadamente 290 km, a un conductor trapezoidal de alta temperatura de operación 714 Dove ACCC. Este conductor tendrá una capacidad de 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, lo que permitirá el desarrollo de nuevas plantas hidroeléctricas.

Entrada en Operación: agosto de 2022
Costo Estimado: B/. 125,327,150

2. Adición de Bancos de Capacitores de 60 MVAR en Subestación Llano Sánchez

Para el año 2022 se hace necesario contar con dos (2) bancos adicionales en Llano Sánchez (2x30 MVAR) para brindar el soporte de potencia reactiva necesaria para este año y además mantener el STATCOM instalado en años previos en la Subestación Llano Sánchez al mínimo durante la operación en estado estable del sistema eléctrico, para garantizar que el mismo aporte de manera dinámica la compensación reactiva necesaria en caso de darse alguna contingencia.

Por otra parte, con la adición de este banco de capacitores en la Subestación Llano Sánchez 230 KV se incrementa la reserva de potencia reactiva del sistema, permitiendo el incremento de generación hidroeléctrica en el área occidental del país, lo que se traduce en un menor costo operativo del sistema ya que se desplaza energía termoeléctrica más cara.

Inicio de Operación: julio de 2022
Costo estimado: B/. 6,848,078

3. Adición de Banco de Capacitores de 30 MVAR en S/E Chorrera 230 KV

Para el año 2022 será necesario contar con un (1) banco adicional en Chorrera (1x30 MVAR) para brindar el soporte de potencia reactiva necesaria para este año y mantener los voltajes cerca del área de influencia dentro del rango establecida en la reglamentación.

Entrada en Operación: julio de 2022
Costo Estimado: B/. 2,478,172

4. 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, para así 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 se comprenderá dos fases: Fase I, la cual consistirá de la construcción de la línea de transmisión, con aproximadamente 330 km de

longitud, la construcción de la Subestación Chiriquí Grande 230 KV y la ampliación de la Subestación Panamá III. En esta fase la línea operará en 230 KV. La fase II comprenderá la energización a 500 KV de la línea, para lo cual será necesario la construcción de los patios de 500 KV de las Subestaciones Chiriquí Grande y Panamá III.

FASE I

Esta fase consiste de:

- Línea de transmisión de 500 KV: esta línea será de doble circuito, en 500 KV, con cuatro conductores 750 ACAR por fase, 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 Grandes, será necesario ampliar el patio de 230 KV de la Subestación Panamá III mediante la adición de dos interruptores en las naves disponibles.

FASE II

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

- Subestación Chiriquí Grande 500 KV: El patio de 500 KV será en esquema de interruptor y medio GIS y contará con un total de 14 interruptores. Contará con cinco naves, dos de ellas de tres interruptores, para la conexión de dos de los transformadores y reactores y tres naves de dos interruptores para la conexión de la línea hacia la Subestación Panamá III y uno de los transformadores. Los tres transformadores tendrán una capacidad de 500 MVA cada uno, compuestos por tres transformadores monofásicos, se incluye uno de repuesto (total de 10 transformadores monofásicos). También será necesario la ampliación del patio de 230 KV mediante la adición de una nave con dos interruptores, para la conexión de uno de los transformadores. Cada una de las líneas de 500 KV también necesitará la conexión de un reactor mediante un interruptor.
- Subestación Panamá III 500 KV: El patio de 500 KV será en esquema de interruptor y medio GIS y contará con un total de 14

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

Fase I: operación en 230 KV
Inicio de Operación: julio de 2023
Costo total: B/. 311,133,000

Fase II: operación en 500 KV
Inicio de Operación: julio de 2026
Costo total: B/. 229,896,000

5. Línea Subterránea Panamá – Panamá III 230 KV

En los análisis realizados se ha encontrado que es necesario reforzar el corredor Panamá – Panamá III de 230 KV ya que para el año 2026 se presentan sobrecargas en las líneas de doble circuito de 230 KV entre Panamá – Panamá III. Para esto, debido a los problemas de servidumbre en esta área, se ha pensado en que el refuerzo sea a través de una línea subterránea de aproximadamente 3 km de longitud. Adicionalmente se deberán hacer las ampliaciones en ambas subestaciones con la adición de una nave de dos

interruptores de 230 KV el costo total estimado es de B/. 13,019,000.

En el diseño y costo de todos los proyectos mencionados se incluyen todos los equipos necesarios para la adecuada conexión de los mismos, tales como interruptores, cuchillas, PTs, CTs, etc.

Es importante mencionar que el costo estimado no incluye el costo de la generación obligada y generación desplazada producto de las libranzas para la ejecución de los proyectos, costo que debe ser calculado al momento de realizar el mismo.

Capítulo 11

INTERCONEXIONES REGIONALES

A continuación, se analiza el comportamiento y las necesidades presentadas en el SPT para cumplir con los intercambios establecidos con el EOR y futuras interconexiones.

INTERCAMBIOS CON CENTROAMERICA

Para realizar este análisis de decisión que el sistema de Panamá solo presentará intercambios con Costa Rica (Panamá exportando) a través de los tres circuitos instalados en la actualidad (Dominical – Río Claro, Progreso – Río Claro y Changuinola – Cahuita), con la finalidad de verificar si en el SPT es necesario la instalación de nuevos refuerzos a parte de los ya indicados con anterioridad, tomando en cuenta los siguientes niveles de intercambio.

Tabla 11. 1 Intercambios Programados

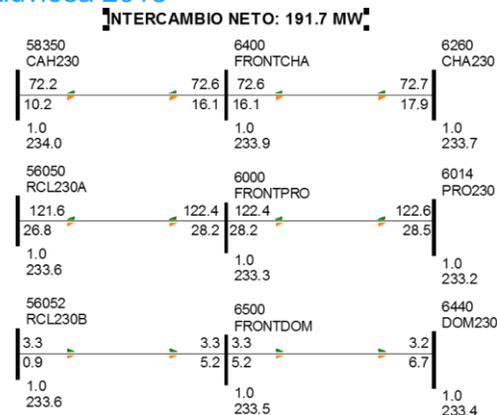
Año	Intercambio Programado	
	Seca	Lluviosa
2018		191.25
2019	232.33	239.11
2020	300.00	300.00
2021	300.00	300.00
2022	300.00	300.00
2024	300.00	300.00
2026	300.00	300.00

2018 Lluviosa:

Para la época lluviosa del 2018 se programa un intercambio neto de 191.25 MW. Gracias a ello, se presenta una reducción en los flujos desde occidente hacia los principales centros de cargas en la ciudad capital, en comparación con el caso de referencia sin intercambio, se logran despachar 35 MW en la planta

Fortuna, 167.30 MW de Punta Rincón y esto permite disminuir en 21.4 MW la generación de la unidad G10 de Miraflores, misma que permanecía como generación obligada para brindar soporte en caso de la pérdida de alguna unidad conectada al sistema 115 KV de la provincia de Colón. La disminución del flujo supone una reducción en las pérdidas de energía en las líneas de transmisión del SIN. Todos estos efectos contribuyen al aumento en la reserva reactiva del SIN y consecuentemente en los niveles de voltaje en sus barras.

Figura 11. 1 Flujos por Interconexiones Lluviosa 2018



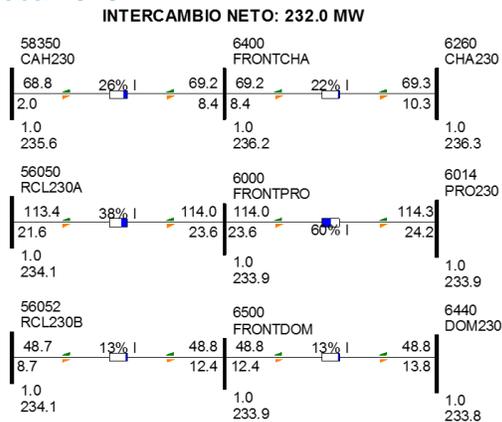
2019 Seca:

Para cubrir con el intercambio neto esperado de 232.00 MW se despacha un total de 216.67 MW, 150 MW provenientes de Bayano, 60.17 MW de Fortuna y 6.50 MW de la unidad G10 de Miraflores. Debido a que en el caso de referencia ya se tiene despachada en su totalidad las plantas Costa Norte, Bahía Las Minas y Punta Rincón, este despacho aumentaría la reserva reactiva en el Sistema Interconectado Nacional; además, el ingreso de la generación de Bayano (central instalada más cerca del

centro de carga) mejora los niveles de voltaje en las barras del sistema. Adicionalmente, debido a que la generación de occidente es parcialmente exportada hacia Costa Rica, se logra reducir 14.81 MW en pérdidas de transmisión en las líneas del SIN.

Un aspecto importante a mencionar es que, a pesar de que la restricción de la línea de transmisión Panamá – Cáceres se mantiene tanto para el escenario de intercambio cero como el de exportación, y que en el escenario de intercambio cero la hidroeléctrica Bayano es saltada en el orden de mérito, en el escenario con intercambio dicha central puede generar 150 MW.

Figura 11. 2 Flujos por Interconexiones seca 2019

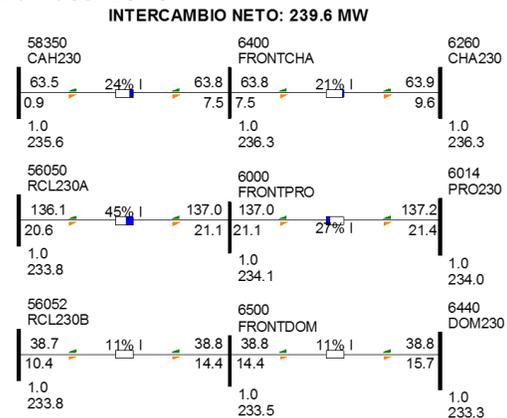


2019 Lluviosa:

Debido a que la central hidroeléctrica Changuinola se encuentra fuera de servicio por mantenimiento durante todo el año, con el aporte único de 194.63 MW de la central termoeléctrica Costa Norte se obtiene la exportación esperada de 239.60 MW. Al comparar el escenario de exportación con el de intercambio cero, el nivel de transferencia, medida en Llano Sánchez, se reduce en 215.00 MW; en contraste, se obtiene una reducción de 37.86 MW en pérdidas. Con el soporte

reactivo adicional suministrado por Costa Norte, los niveles de voltaje se incrementan y los STATCOM se mantienen en niveles cercanos a cero.

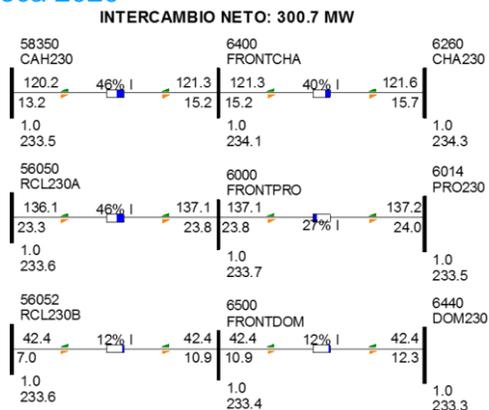
Figura 11. 3 Flujos por Interconexiones Lluviosa 2019



2020 Seca:

Para lograr un intercambio neto hacia Costa Rica de 300.70 MW se requirieron 57.00 MW adicionales de Fortuna, 17.10 MW de la unidad G6 de Miraflores y 201.00 MW de Bayano. Debido a que, con la generación de una central ubicada en cercanía al centro principal de carga, se suple la demanda con menos pérdidas de transmisión y, simultáneamente, la generación excedente proveniente de occidente es exportada. Se obtiene un mayor soporte de reactivo de tal manera que los niveles de voltaje en las barras del SIN son altas, pero cumpliendo con los criterios de calidad; los STATCOM no son requeridos para aportar reactivo bajo condiciones de estado estable (N), pero sí para contingencias (N-1).

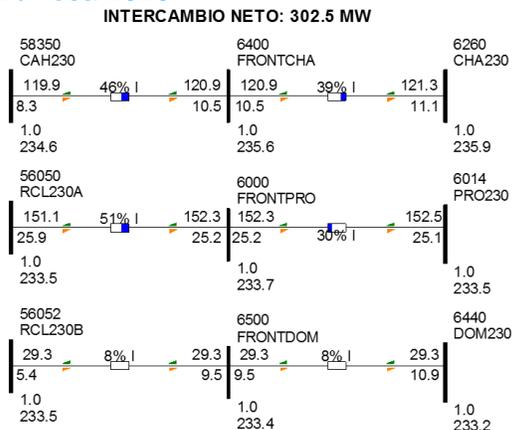
Figura 11. 4 Flujos por Interconexiones
 Seca 2020



2020 Lluviosa:

En comparación con el caso sin intercambio con el de intercambio, es requerido 242.23 MW adicional para obtener una exportación de 302.50 MW, de los cuales 237.74 MW provienen de la termoeléctrica Costa Norte y el resto de generación hidroeléctrica de occidente. La potencia reactiva generada por la central termoeléctrica ayuda a elevar los voltajes en las barras del sistema y evita el uso de los STATCOMS en estado N, en contraste con el caso sin intercambio. En esta época se presenta una reducción de 261.10 MW en transferencia y una reducción de 57.65 MW en pérdidas de transmisión.

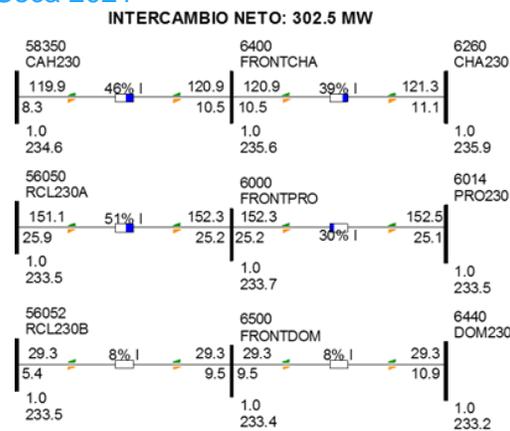
Figura 11. 5 Flujos por Interconexiones
 Lluviosa 2020



2021 Seca:

En esta época se exportan 302.7 MW, con una generación adicional de 67.27 MW de Fortuna y 209.55 MW de Costa Norte. Las condiciones del sistema son similares a las reportadas en la época seca del año 2020. El nivel de transferencia entre casos cambia de 750.30 MW a 529.20 MW, mientras que las pérdidas de transmisión entre casos se reducen de 63.63 MW a 39.49 MW.

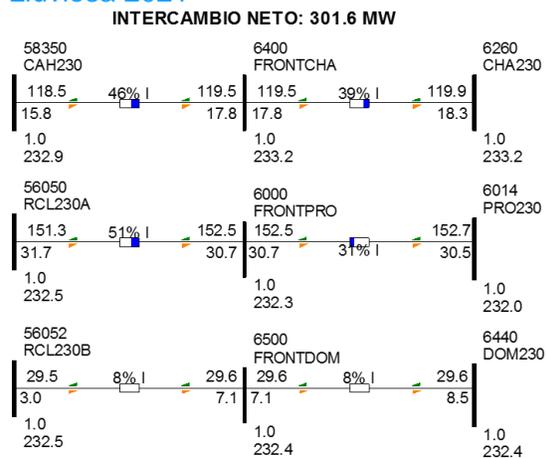
Figura 11. 6 Flujos por Interconexiones
 Seca 2021



2021 Lluviosa:

En el caso de intercambio cero, los capacitores disponibles se encuentran al máximo y es requerido utilizar los STATCOM en condiciones de estado N para suministrar reactivo al sistema; en el caso con intercambio de 301.60 MW, esto no es requerido debido a que se incluye en el despacho la generación de 228.00 MW de Bayano y 15.69 MW de Fortuna. Las pérdidas de transmisión y el nivel de transferencia disminuyen en 55.18 MW y 250.10 MW, respectivamente, entre escenarios debido al incremento de generación más cercana al centro de carga y el re direccionamiento parcial del flujo de occidente hacia Costa Rica.

Figura 11. 7 Flujos por Interconexiones Lluviosa 2021



A partir del 2020 se logra mantener la exportación de los 300 MW establecidos y el comportamiento de los flujos tanto en época seca y lluviosa es similar que en las figuras ya presentados.

2022 Seca:

El incremento en la demanda eléctrica provoca que se vuelva a tener la restricción de la línea de transmisión de Panamá – Cáceres; por consiguiente, en el escenario de intercambio cero es requerido desplazar 15 MW y 11 MW de las centrales hidroeléctricas Bajo de Mina y Monte Lirio, respectivamente, y tener 17.96 MW de generación obligada al despachar la unidad G7 de la central termoeléctrica Miraflores. En contraste, en el escenario de intercambio de 299.40 MW se alivia esta restricción: no hay generación desplazada ni obligada; adicionalmente, 285 MW de Fortuna son despachados para cumplir con el intercambio programado. Estos cambios conllevan a un aumento en el nivel de transferencia de occidente en 15.50 MW, al igual que un aumento en las pérdidas de transmisión de 230 KV en 2.11 MW. A pesar de esto, los STATCOM no son requeridos para aportar reactivo al sistema. Con los bancos de capacitores

instalados en esta época los niveles de voltaje en las barras se encuentran relativamente altos. El nivel de intercambio para el escenario con intercambio es de 604.50 MW.

2022 Lluviosa:

Para concretar la exportación de 300.30 MW en esta época fueron despachados 247.10 MW, siendo el 100% proveniente de generación hidroeléctrica: 28.10 MW de Fortuna y 219.00 MW de Bayano. Con el respaldo de Bayano se mejoran los voltajes en las barras del sistema eléctrico y no se utilizan los STATCOMS para aporte de potencia reactiva, aparte de que se reducen 51.55 MW en pérdidas de transmisión entre escenario sin y con intercambio. No obstante, el nivel de transferencia se reduce de 1351.90 MW a 1113.60 MW.

2024 Seca:

Para esta época ya se contempla el funcionamiento de la cuarta línea de transmisión operando a 230 KV, lo cual le brinda mayor confiabilidad al SIN. Igualmente, el ingreso de la Subestación de Santiago 2 secciona la línea 6A de Llano Sánchez – Veladero y efectúa una redistribución en los flujos, por lo que se observa una reducción en el nivel de transferencia entre esta época y la misma época del año 2022: de 604.50 MW a 537.40 MW. En ambos escenarios analizados, la termoeléctrica Telfers se encuentra despachada a su máxima capacidad disponible, por consiguiente, se cuenta con suficiente reserva de reactivo y los STATCOMS no son requeridos. Para cumplir con el intercambio programado de 300.30 MW se despachan 292.29 MW, provenientes únicamente de fuentes hidroeléctricas: Bayano y Fortuna con 145.29 MW y 147.00 MW, respectivamente.

2024 Lluviosa:

En esta época se exportan 300.70 MW. En el escenario de intercambio cero, la central Bayano es la última llamada al despacho; en cambio, en el escenario de exportación es requerido aumentar la generación a Bayano en 94.00 MW e ingresar 196.65 MW de la planta termoeléctrica Martano. Esto conlleva a un incremento importante en la reserva de potencia reactiva en todo el sistema eléctrico, permitiendo mantener los STATCOM en niveles cercanos a cero.

2026 Seca:

En el escenario sin intercambio para suplir con la demanda eléctrica del país se salta del orden de mérito la termoeléctrica Martano por motivos de mínimo técnico para despachar 55 MW de la hidroeléctrica Changuinola II. Para completar el intercambio de 299.80 MW, la generación de la hidroeléctrica es asignada a Martano, llegando a una generación total de 338.20 MW. En ambos escenarios, Fortuna y Telfers generan su máxima capacidad disponible por lo que se cuenta con un buen soporte reactivo, dejando a los STATCOM disponibles para brindar potencia reactiva adicional ante contingencias en el sistema. Dado a que la generación adicional para el intercambio proviene del área atlántica, el nivel de transferencia entre escenarios presenta una reducción de 867.10 MW a 532.60 MW; por otra parte, las pérdidas en las líneas de transmisión se reducen de 49.80 MW a 31.71 MW.

2026 Lluviosa:

En la época lluviosa del año 2026 se contempla el aumento del voltaje de

operación de la cuarta línea de transmisión de Chiriquí Grande hacia Panamá 3 de 230 KV a 500 KV, mejorando así la capacidad de transporte de energía proveniente de occidente hacia el centro de carga e incrementando la reserva reactiva del sistema. Con el ingreso del proyecto Changuinola II, en el escenario sin intercambio se requieren de 152.00 MW para abastecer la demanda pronosticada para esta época; debido a criterios de mínimo técnico, la termoeléctrica Telfers es saltada y la generación proviene de Bayano. Para el escenario de exportación de 300.80 MW, dicha generación de Bayano es traspasada hacia Telfers, para una generación total de 440.54 MW.

Conclusiones del análisis de intercambios.

En los casos analizados no se necesitó la incorporación de nuevos proyectos de expansión para garantizar los intercambios indicados con anterioridad debido a que el Plan de Expansión de ETESA está elaborado buscando aumentar las máximas transferencias desde occidente, de igual forma los casos analizados representa una disminución de los mismos ya que se representan exportaciones hacia Costa Rica, debido a que la gran oferta de generación que se tendría con la entrada de los proyectos de generación a base de GNL, representaría una disminución considerable del costo marginal de energía lo cual supone una oferta atractiva para los países centroamericanos.

A continuación, se muestran los niveles de pérdida de los escenarios de demanda máxima época lluviosa donde se puede apreciar la disminución que se presentan debido a los intercambios simulados.

Tabla 11. 2 Perdidas de Transmisión 230KV

Perdidas	230 KV						
	Base			Intercambio			Dif
	MW	MVAR	MVA	MW	MVAR	MVA	
2018	85.39	597.20	603.27	69.77	487.91	492.87	-18%
2019	106.84	795.26	802.40	69.11	511.92	516.56	-36%
2020	142.57	1063.40	1072.91	84.92	632.4	638.08	-41%
2021	152.59	1139.60	1149.77	97.55	723.27	729.82	-37%
2022	156.11	1301.91	1311.24	104.68	868.94	875.22	-33%
2024	81.88	769.67	774.01	51.58	474.03	476.83	-38%
2026	26.15	499.06	499.74	32.69	349.34	350.87	-30%

Tabla 11. 3 Voltajes por Barra – Demanda Máxima - Periodo Lluvioso

Bus Number	Bus Name	Base kV	Caso 2018		Caso 2019		Caso 2020		Caso 2021		Caso 2022		Caso 2024		Caso 2026	
			base	Inter												
6000	FRONTPRO	230	1.010	1.014	1.014	1.018	1.006	1.016	1.003	1.010	1.012	1.017	1.019	1.023	1.013	1.017
6001	PAN230	230	1.015	1.027	1.032	1.037	1.027	1.034	1.028	1.039	1.031	1.027	1.036	1.041	1.033	1.038
6002	PAN115	115	1.006	1.017	1.010	0.999	1.015	1.010	1.023	1.016	1.010	1.006	1.017	1.025	1.018	1.013
6003	PANII230	230	1.026	1.036	1.040	1.042	1.040	1.040	1.035	1.043	1.038	1.033	1.040	1.044	1.034	1.039
6004	PANII115	115	1.008	1.019	1.003	1.000	1.016	1.013	1.020	1.023	1.011	1.006	1.020	1.018	1.020	1.016
6005	CHO230	230	1.011	1.024	1.027	1.037	1.021	1.039	1.021	1.036	1.024	1.024	1.040	1.044	1.038	1.045
6006	CHO115	115	1.009	1.021	1.026	1.036	1.020	1.038	1.020	1.035	1.022	1.022	1.038	1.038	1.035	1.038
6008	LSA230	230	1.009	1.026	1.012	1.027	1.003	1.041	1.002	1.023	1.003	1.006	1.038	1.044	1.030	1.045
6009	LSA115	115	1.011	1.025	1.013	1.027	1.006	1.036	1.004	1.023	1.005	1.008	1.037	1.043	1.031	1.043
6011	MDN230	230	0.995	1.008	1.007	1.016	0.995	1.015	0.992	1.006	0.997	1.007	1.016	1.024	1.010	1.019
6012	MDN115	115	0.997	1.006	1.009	1.015	0.997	1.011	0.996	1.005	1.001	1.008	1.010	1.016	1.006	1.012
6014	PRO230	230	1.009	1.014	1.013	1.017	1.005	1.015	1.002	1.009	1.011	1.016	1.018	1.023	1.012	1.016
6015	PRO115	115	1.006	1.010	1.012	1.016	1.004	1.013	1.001	1.007	1.009	1.014	1.016	1.020	1.009	1.013
6018	CAC115	115	1.006	1.016	1.010	0.999	1.015	1.009	1.022	1.015	1.009	1.005	1.017	1.024	1.017	1.012
6087	CAL115	115	1.007	1.012	1.018	1.022	1.005	1.013	1.007	1.013	1.014	1.018	1.013	1.017	1.011	1.014
6173	STR115	115	1.002	1.010	1.008	0.999	1.011	1.007	1.037	1.032	1.023	1.021	1.032	1.039	1.030	1.024
6179	GUA230	230	0.995	1.007	1.008	1.018	0.995	1.018	0.992	1.005	0.995	1.004	1.019	1.028	1.012	1.023
6182	VEL230	230	0.997	1.016	1.005	1.021	0.995	1.036	0.992	1.018	0.989	1.004	1.033	1.043	1.023	1.038
6240	EHIG230	230	1.006	1.021	1.014	1.029	1.005	1.036	1.004	1.025	1.002	1.008	1.035	1.041	1.032	1.043
6260	CHA230	230	1.011	1.016	1.024	1.028	1.018	1.026	1.010	1.014	1.021	1.023	1.021	1.032	1.021	1.029
6261	CHA115	115	1.000	1.004	1.020	1.020	1.012	1.021	1.005	1.009	1.020	1.020	1.016	1.026	1.015	1.024
6340	CAN230	230	0.999	1.010	1.014	1.021	1.002	1.021	0.998	1.009	1.002	1.010	1.013	1.029	1.017	1.029
6380	BOQIII230	230	1.001	1.010	1.010	1.017	1.000	1.014	0.997	1.007	1.004	1.011	1.016	1.022	1.010	1.017
6400	FRONTCHA	230	1.012	1.017	1.025	1.027	1.019	1.025	1.012	1.014	1.022	1.022	1.022	1.031	1.022	1.029
6401	PM230-29	230	0.996	1.008	1.010	1.020	0.997	1.019	0.994	1.007	0.997	1.007	1.017	1.029	1.014	1.026
6440	DOM230	230	1.010	1.015	1.012	1.015	1.007	1.014	1.006	1.010	1.014	1.018	1.017	1.019	1.012	1.015
6441	PRIM230	230	1.010	1.015	1.012	1.014	1.006	1.012	1.005	1.009	1.016	1.019	1.018	1.020	1.011	1.013
6460	ECO230	230	1.021	1.037	1.022	1.037	1.011	1.046	1.007	1.027	1.004	1.010	1.040	1.048	1.034	1.047
6500	FRONTDOM	230	1.011	1.015	1.012	1.015	1.008	1.015	1.006	1.011	1.015	1.018	1.018	1.019	1.013	1.015
6520	SBA230	230	1.000	1.019	1.006	1.023	1.001	1.044	0.999	1.021	0.998	1.005	1.037	1.043	1.025	1.040
6521	SBA115	115	0.999	1.013	1.009	1.021	1.000	1.037	0.998	1.015	0.997	1.003	1.030	1.036	1.018	1.033
6550	BEV230	230	0.998	1.017	1.037	1.044	1.030	1.042	1.022	1.036	1.023	1.023	1.036	1.043	1.035	1.041
6713	BUR230	230	1.027	1.039	1.043	1.030	1.003	1.041	1.034	1.044	1.037	1.033	1.041	1.040	1.038	1.035
6802	PM1-SAB	230	1.030	1.038	1.043	1.030	1.040	1.040	1.003	1.023	1.003	1.006	1.038	1.044	1.030	1.045
6803	PM2-SAB	230	1.030	1.038	1.012	1.027	1.005	1.038	1.035	1.043	1.038	1.033	1.040	1.044	1.034	1.039

Tabla 11. 4 Diferencia de Voltajes por Barra – Demanda Máxima - Periodo Lluvioso

Bus Number	Bus Name	Caso 2018	Caso 2019	Caso 2020	Caso 2021	Caso 2022	Caso 2024	Caso 2026
6000	FRONTPRO	0.44%	0.42%	0.97%	0.64%	0.50%	0.35%	0.38%
6001	PAN230	1.09%	0.47%	0.64%	1.06%	-0.36%	0.50%	0.47%
6002	PAN115	1.01%	-1.08%	-0.54%	-0.69%	-0.40%	0.71%	-0.54%
6003	PANII230	1.05%	0.20%	0.04%	0.78%	-0.52%	0.38%	0.48%
6004	PANII115	1.13%	-0.35%	-0.35%	0.25%	-0.49%	-0.25%	-0.44%
6005	CHO230	1.25%	0.96%	1.71%	1.43%	-0.03%	0.36%	0.61%
6006	CHO115	1.27%	0.97%	1.73%	1.45%	-0.03%	0.02%	0.28%
6008	LSA230	1.77%	1.45%	3.82%	2.04%	0.32%	0.55%	1.45%
6009	LSA115	1.38%	1.37%	3.01%	1.90%	0.29%	0.50%	1.16%
6011	MDN230	1.30%	0.88%	1.99%	1.33%	0.96%	0.79%	0.84%
6012	MDN115	0.85%	0.59%	1.35%	0.90%	0.67%	0.54%	0.59%
6014	PRO230	0.48%	0.46%	1.04%	0.69%	0.53%	0.40%	0.43%
6015	PRO115	0.39%	0.37%	0.91%	0.56%	0.54%	0.40%	0.43%
6018	CAC115	1.01%	-1.07%	-0.54%	-0.68%	-0.39%	0.70%	-0.54%
6087	CAL115	0.52%	0.36%	0.82%	0.54%	0.41%	0.35%	0.36%
6173	STR115	0.81%	-0.85%	-0.34%	-0.46%	-0.23%	0.63%	-0.52%
6179	GUA230	1.23%	0.97%	2.32%	1.34%	0.90%	0.93%	1.11%
6182	VEL230	1.91%	1.59%	4.10%	2.60%	1.51%	0.99%	1.46%
6240	EHIG230	1.49%	1.46%	3.06%	2.10%	0.56%	0.64%	1.09%
6260	CHA230	0.55%	0.33%	0.81%	0.37%	0.17%	1.04%	0.78%
6261	CHA115	0.40%	0.00%	0.82%	0.37%	0.00%	1.04%	0.80%
6340	CAN230	1.09%	0.77%	1.93%	1.13%	0.78%	1.53%	1.20%
6380	BOQIII230	0.90%	0.65%	1.42%	0.96%	0.72%	0.57%	0.62%
6400	FRONTCHA	0.45%	0.25%	0.57%	0.16%	0.01%	0.87%	0.67%
6401	PM230-29	1.20%	0.92%	2.23%	1.31%	0.91%	1.15%	1.14%
6440	DOM230	0.42%	0.30%	0.73%	0.48%	0.35%	0.20%	0.23%
6441	PRIM230	0.42%	0.23%	0.65%	0.37%	0.27%	0.15%	0.24%
6460	ECO230	1.63%	1.53%	3.46%	2.02%	0.59%	0.77%	1.34%
6500	FRONTDOM	0.41%	0.28%	0.70%	0.45%	0.33%	0.16%	0.19%
6520	SBA230	1.93%	1.68%	4.24%	2.24%	0.74%	0.58%	1.51%
6521	SBA115	1.42%	1.23%	3.67%	1.64%	0.54%	0.58%	1.53%
6550	BEV230	1.89%	0.70%	1.14%	1.38%	0.00%	0.65%	0.62%
6713	BUR230	1.20%	-1.27%	3.84%	0.94%	-0.40%	-0.09%	-0.28%
6802	PM1-SAB	0.76%	-1.27%	0.01%	2.00%	0.27%	0.55%	1.45%
6803	PM2-SAB	0.76%	1.45%	3.35%	0.77%	-0.55%	0.38%	0.50%

Tabla 11. 5 Reserva Reactiva año 2019 – Época Lluviosa Demanda Máxima

ANÁLISIS QV 2019	PAN115-6002		PANII-6004		CHO-6006		LSA-6009	
CONTINGENCIA	BASE	INT	BASE	INT	BASE	INT	BASE	INT
ECO230-BUR230 6460-6713(2A)'	-153.97	-232.48	-144.39	-234.59	-148.95	-235.90	-220.20	-259.26
GUA230-VEL230 6179-6182(16)'	-214.78	-275.94	-203.33	-274.84	-209.43	-265.44	-233.27	-269.96
MDN230-VEL230 6011-6182(5B)'	-220.38	-279.85	-208.77	-277.59	-215.82	-267.78	-237.44	-272.51
CHO230-LSA230 6005-6008(49)'	-162.62	-234.00	-154.88	-238.78	-158.53	-233.09	-221.73	-259.04
LSA230-EHIG230 6008-6240(3C)'	-193.24	-254.98	-182.38	-257.97	-188.84	-249.75	-229.72	-264.56

Tabla 11. 6 Reserva Reactiva año 2020 – Época Lluviosa Demanda Máxima

ANÁLISIS QV 2020	PAN115-6002		PANII-6004		CHO-6006		LSA-6009	
CONTINGENCIA	BASE	INT	BASE	INT	BASE	INT	BASE	INT
GUA230-VEL230 6179-6182(16)'	-165.44	-256.37	-155.52	-263.19	-162.95	-272.44	-210.65	-285.64
MDN230-VEL230 6011-6182(5B)'	-175.31	-259.97	-165.66	-266.41	-172.59	-275.72	-216.90	-289.56
LSA230-VEL230 6008-6182(51)'	-157.73	-248.98	-150.02	-256.00	-155.25	-265.12	-207.74	-277.85
LSA230-EHIG230 6008-6240(4C)'	-142.61	-230.44	-138.11	-240.34	-140.78	-246.95	-210.01	-278.74
CHA230-FRONTCHA230 6260-6400(21)'	-192.71	-264.90	-189.89	-270.74	-198.16	-279.93	-233.79	-295.61

Tabla 11. 7 Reserva Reactiva año 2021 – Época Lluviosa Demanda Máxima

ANÁLISIS QV 2021	PAN115-6002		PANII-6004		CHO-6006		LSA-6009	
CONTINGENCIA	BASE	INT	BASE	INT	BASE	INT	BASE	INT
GUA230-VEL230 6179-6182(16)'	-137.15	-246.97	-127.67	-250.80	-135.10	-266.35	-183.52	-261.39
MDN230-VEL230 6011-6182(5B)'	-150.86	-252.51	-138.96	-256.66	-147.27	-270.70	-203.71	-265.06
LSA230-EHIG230 6008-6240(3C)'	-117.26	-221.81	-113.31	-227.79	-117.36	-239.91	-183.29	-256.33
LSA230-VEL230 6008-6182(51)'	-130.70	-238.16	-123.15	-241.82	-128.52	-258.11	-180.54	-256.57
LSA230-VEL230 6008-6182(5A)'	-143.11	-243.69	-131.43	-247.49	-141.16	-263.54	-192.60	-259.77

Tabla 11. 8 Reserva Reactiva año 2022 – Época Lluviosa Demanda Máxima

ANÁLISIS QV 2022	PAN115-6002		PANII-6004		CHO-6006		LSA-6009	
CONTINGENCIA	BASE	INT	BASE	INT	BASE	INT	BASE	INT
ECO230-BUR230 6460-6713(2C)'	-25.62	-144.25	-23.62	-145.44	-23.76	-153.10	-17.87	-208.36
GUA230-VEL230 6179-6182(16)'	-102.37	-211.53	-96.39	-212.48	-99.09	-222.92	-131.51	-225.90
MDN230-VEL230 6011-6182(5B)'	-112.41	-217.72	-107.34	-218.61	-112.14	-228.85	-151.96	-230.40
LSA230-VEL230 6008-6182(51)'	-98.09	-202.99	-89.82	-204.01	-92.51	-216.83	-128.15	-221.05
CHO230-ANT230 6005-6830(9A)'	-64.26	-172.55	-60.30	-173.67	-63.32	-181.21	-88.94	-222.66

Tabla 11. 9 Reserva Reactiva año 2024 – Época Lluviosa Demanda Máxima

ANÁLISIS QV 2024	PAN115-6002		PANII-6004		CHO-6006		LSA-6009	
CONTINGENCIA	BASE	INT	BASE	INT	BASE	INT	BASE	INT
VEL230-DOM230 6182-6440(5A)'	-257.77	-383.30	-256.38	-338.29	-279.52	-319.12	-341.53	-359.98
ECO230-BUR230 6460-6713(2C)'	-212.69	-340.73	-213.47	-310.39	-240.15	-299.05	-331.81	-349.85
MDN230-VEL230 6011-6182(5C)'	-263.62	-384.92	-262.22	-339.06	-283.98	-319.87	-347.40	-362.80
VEL230-STG2A230 6182-6969(5B)'	-256.00	-378.55	-254.78	-334.24	-277.92	-315.72	-334.16	-348.14
CHO230-ANT230 6005-6830(9A)'	-229.22	-351.39	-228.94	-319.48	-248.61	-297.40	-337.45	-354.22

Tabla 11. 10 Reserva Reactiva año 2026 – Época Lluviosa Demanda Máxima

ANÁLISIS QV 2026	PAN115-6002		PANII-6004		CHO-6006		LSA-6009	
CONTINGENCIA	BASE	INT	BASE	INT	BASE	INT	BASE	INT
CHG500-REACTOR1 6836-6851(1)'	-236.00	-273.31	-232.32	-270.82	-262.82	-297.19	-308.50	-348.65
VEL230-DOM230 6182-6440(5A)'	-265.36	-294.71	-261.52	-286.92	-283.01	-308.57	-330.35	-358.19
ESP230-CHG230 6263-6837(0B)'	-264.06	-292.68	-260.40	-285.12	-282.12	-307.45	-330.51	-361.20
ECO230-BUR230 6460-6713(2C)'	235.02	-260.79	-233.35	-257.16	-259.40	-286.92	-325.54	-351.46
MDN230-VEL230 6011-6182(5C)'	-271.73	-297.37	-267.19	-288.65	-288.10	-310.33	-332.28	-361.20



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 12

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES

Las ampliaciones del sistema de comunicaciones determinada en el horizonte de corto plazo son las presentadas en la siguiente tabla.

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.
PLAN DE INVERSIÓN
PROYECTOS DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN
(MILES DE B./)

	DESCRIPCIÓN	Contrato	hasta 2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	TOTAL
51	PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES		0	773	2,963	2,034	2,034	0	0	0	0	0	7,804
52	PLANTAS ELECTRICAS AUXILIARES DE RESPALDO			150	150								300
53	EQUIP. Y DISPOSITIVOS DE COMUNIC. INTEGRACION NUEVOS AGENTES			50	50								100
54	AMPLIACION DE COBERTURA DE RADIO TRONCALES LT 230-20y30			250	250								500
55	REPOSICION DE RECTIFICADORES			132	132								264
56	REPOSICION DE TORRES DE COMUNICACIONES			131	131								262
57	REPOSICION DE AIRES ACONDICIONADOS			60	126								186
58	REPOSICION DE OPGW LT GUASQUITAS - PANAMA II				2,124	2,034	2034						6,192

1. Plantas Eléctricas Auxiliares de Respaldo

Reposición de las Plantas Eléctricas auxiliares de Respaldo y Sistema de Transferencia Automática en seis (6) sitios de la Red de Comunicaciones de ETESA, en los cuales las Plantas Actuales han cumplido su tiempo de uso o no se cuenta con repuestos para mantenerlas en óptimo funcionamiento por más tiempo. Con esta reposición se busca garantizar la operación ininterrumpida de los Equipos de estos sitios durante apagones o fallas del Servicio Eléctrico Comercial.

Objetivos

- Garantizar la operación permanente de los equipos de comunicaciones mediante el reemplazo de plantas eléctricas de respaldo en seis (6) sitios de la red de comunicaciones de ETESA.
- Desmontaje de las plantas eléctricas actuales, cuales ya han cumplido con su tiempo de vida útil

Justificación

Los sitios de comunicaciones cuentan con generadores eléctricos como respaldo en los momentos en que se presentan interrupciones, daños o fallas en el servicio eléctrico comercial. En las áreas apartadas de la geografía nacional, donde se ubican los sitios de comunicaciones, específicamente de la Red Troncal y de Microondas de ETESA, suelen ser repetitivos este tipo de incidentes, por lo que se hace obligatorio el contar con un sistema de Respaldo AC en óptimas condiciones que pueda garantizar el flujo de corriente que necesitan los equipos de comunicaciones, además del sistema de respaldo DC (banco de baterías) con que actualmente cuentan estos sitios.

Las Plantas eléctricas de respaldo actualmente datan del año 2004, por lo que ya han cumplido su tiempo de vida útil, además de que no se cuentan con los repuestos necesarios para mantenerlas a todas operando.

Ubicación Geográfica del Proyecto

Caseta	Provincia	Distrito	Corregimiento
Cerro Mena	Panamá	Capira	Campana
Cerro Taboga	Coclé	Aguadulce	El Roble
Cerro Alto Ibala	Veraguas	Cañazas	Alto Ibala
Cerro Tolé	Chiriquí	Tolé	Veladero
Cerro Jesús	Chiriquí	San Lorenzo	San Lorenzo
Volcán Barú	Chiriquí	Boquete	Palmira

Duración Esperada: 2 años

Costo: B/. 300,000.00

Entrada en Operación: diciembre 2019

2. Equipamiento y dispositivos de comunicación para la Integración nuevos agentes

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

Objetivos

Adquirir los equipos, dispositivos, accesorios y módulos de comunicaciones para garantizar la integración de los Nuevos Agentes del mercado eléctrico de acuerdo a la proyección del plan de generación.

Justificación

El proyecto de Equipamiento de Multiplexores Loop es necesario para garantizar la integración de los nuevos agentes del mercado eléctrico a la plataforma de monitoreo y control para la operación del sistema de interconectado

nacional. En la actualidad se ha incrementado la participación de Agentes con pequeñas Plantas Solares a lo largo y ancho del país, los cuales requieren comunicación con CND (Teléfonos, SCADA y Frecuencia de Mercado)

De no planificar oportunamente la adquisición de estos equipos, dispositivos, accesorios y módulos de comunicaciones, se tendrían muchas dificultades para que los agentes puedan desarrollar adecuadamente las operaciones de monitoreo y control e intercambio de información con el Centro Nacional de Despacho.

Duración Esperada: 24 meses

Costo: B/. 100,000.00

Entrada en Operación: diciembre 2020

3. Ampliación de la Cobertura de Radio Troncales LT 230-20 y 30.

Adquisición de dos (2) nuevos sitios en la Zona 3, específicamente la provincia 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 todas las personas involucradas en actividades, quienes puedan reportar oportunamente sus intervenciones y labores en todo momento al Centro Nacional de Despacho (CND).

Objetivos

- Adquirir dos sitios nuevos en la provincia de Bocas del Toro equipados con todo lo necesario para que funcionen ininterrumpidamente.
- Contar con nuevos sitios propiedad de ETESA que permitan acceso total y sin restricciones a los equipos instalados.

- Ampliar cobertura troncal en la provincia de Bocas del Toro para mejorar la comunicación con el Centro Nacional de Despacho.

Justificación

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.

Actualmente se cuentan con equipos para instalar dos (2) sitios nuevos, cuales se planean implementar en el área de Bocas del Toro 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).

Duración Esperada: 2 años

Costo: B/. 500,000.00

Entrada en Operación: diciembre 2019

4. Reposición de Rectificadores para Equipos de Comunicación

Esto proyecto contempla el reemplazo los rectificadores que actualmente tienen más de 15 años de funcionamiento en los sitios de comunicaciones. Estos rectificadores son de uso exclusivo para los sistemas de comunicación, medio indispensable para el intercambio de

información requerida para la operación integrada del Sistema de Interconectado Nacional (SIN), según lo establecido en el Reglamento de Operación, MOM 4.3

Objetivos

- Reemplazar los rectificadores de los sitios de comunicación con más de 15 años de funcionamiento, ya que no tienen repuestos y están discontinuados.
- Evitar la pérdida de comunicación en estos sitios por problemas de alimentación de 48 VDC.

Justificación

Los equipos rectificadores de voltaje mencionados que alimentan los equipos de comunicación con voltaje DC, han sobrepasado su tiempo de vida útil y ponen en riesgo la disponibilidad del sistema, ya que, estos no cuentan con repuestos en el mercado y están discontinuados.

Este proyecto de reposición de los rectificadores de estos sitios nos garantiza poder mantener un sistema de comunicación óptimo y para hacer frente a las exigencias del mercado y seguir brindando los servicios, tanto para la red interna de ETESA, como para los agentes de mercado que soliciten la conexión a la red de comunicaciones de ETESA

Ubicación Geográfica

Sitios	Provincia	Distrito	Corregimiento
BLM 4	Colon	Sabanitas	Sabanitas
CERRO PEÑON	Panama	San Miguelito	Las cumbres
BLM1	Colon	Sabanitas	Sabanitas
SANTA RITA SERTV	Colon	Sabanitas	Sabanitas
CERRO IBALA	Veraguas	Cañazas	Alto Ibala
SE LLANO SANCHEZ II	Coclé	Aguadulce	El Roble
CERRO JESUS	Chiriquí	San Lorenzo	San Lorenzo
SE FORTUNA	Chiriquí	Gualaca	Chiriquisito
SE MATA DE NANCE	Chiriquí	David	Las Lomas
SE PROGRESO	Chiriquí	Barú	La Esperanza
CERRO TOLE	Chiriquí	Tole	Veladero
CERRO MENA	Panama	Capira	Campana
CND	Panama	Panama	Betania
SE CHORRERA	Panama Oeste	Chorrera	Rio Congo
SE SANTA RITA	Colon	Sabanitas	Sabanitas
CERRO TABOGA	Coclé	Aguadulce	El Roble
LOS POLLOS	Coclé	Rio Hato	Rio Hato
SE LLANO SANCHEZ I	Coclé	Aguadulce	El Roble
CERRO CHIMENEA	Chiriquí	Gualaca	Chiriquisito
SE CHANGUINOLA	Bocas del Toro	Changuinola	El Empalme
SE GUSQUITAS	Chiriquí	Gualaca	Gualaca
SE VELADERO	Chiriquí	Tole	Veladero

Duración Esperada: 24 meses

Costo: B/. 264,000.00

Entrada en Operación: diciembre 2019

5. Reposición de Torres de Comunicación

Reposición de torres de comunicación en Cerro Chimenea y Cerro Canajagua para garantizar que el sistema de comunicaciones continúe operando de manera satisfactoria y eficiente sin que las condiciones ambientales afecten el buen funcionamiento de los equipos instalados sobre dicha estructura, ya que estos puntos, son nodos importantes para 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 fuertes brisas propias de estos lugares puesto que de lo contrario los enlaces podrían salir de servicio afectando las comunicaciones con el CND y otras subestaciones cuya comunicación se dé a través de estos nodos.

Objetivos

Reemplazar las torres de Cerro Chimenea y Cerro Canajagua, para dar confiabilidad, robustez y mejor desempeño a los enlaces allí 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.

Justificación

Las torres auto soportadas existentes fueron concebidas inicialmente en el año 1995, para que en sus estructuras se instalaran antenas de rejilla en la banda de 2Ghz, sin embargo por disposiciones legales de la ASEP, ETESA se vio forzada a migrar su sistema 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, ya que para estas bandas de frecuencia las antenas son sólidas.

Esta condición es desfavorable para la estructura de la torre debido a que, en dichas zonas, en cierta época del año, la brisa supera los 200 km/h ocasionando movimiento de la torre y consecuente desvanecimiento 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.

Ubicación Geográfica

Caseta	Provincia	Distrito	Corregimiento
Cerro Chimenea	Chiriquí	Gualaca	Chiriquisito
Cerro Canajagua	Los Santos	Las Tablas	Canajagua

Duración Esperada: 2 años

Costo: B/262,000.00

Entrada en Operación: diciembre 2019

6. Reemplazo de Aires Acondicionados

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 temperatura podría causar daño a los equipos instalados y una pérdida de comunicación, entre los Agentes de Mercado Eléctrico hacia el Centro Nacional de Despacho.

- Descripción General del Proyecto Reemplazar unidades de Aires Acondicionados de los Sitios de Comunicaciones de ETESA para garantizar el correcto funcionamiento de los equipos que permiten la Gestión del Sistema de Interconectado Nacional (SIN).

Objetivos

- Reponer unidades de Aire Acondicionado existentes por sistemas con mayor eficiencia que contribuyan al ahorro energético.
- Garantizar el correcto funcionamiento de los equipos de comunicaciones de ETESA instalados a través de la garantía de operación en un ambiente térmico óptimo.
- Asegurar la vida útil de los equipos que ahora operan y en un futuro operarán en los sitios de comunicaciones, evitando que éstos sean expuestos a temperaturas fuera de los márgenes de funcionamiento ideales.

Justificación

Las unidades de aire acondicionado instalado en las casetas de comunicaciones de la Empresa de Transmisión Eléctrica S.A., sirven para

mantener un ambiente térmico adecuado 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, abánicos y desgaste de demás piezas móviles interna de la unidad de aire acondicionado.

Para garantizar la confiabilidad del Sistema de Interconectado Nacional (SIN) se recomienda la reposición de estas unidades de Aire Acondicionado para evitar interrupciones en la comunicación de datos al Centro Nacional de Despacho (CND) provocados por mal funcionamiento de los equipos por altas temperaturas.

Ubicación Geográfica

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	Río Hato	Río Hato
Cerro Taboga	Coclé	Aguadulce	El Roble
Cerro Canajagua	Los Santos	Las Tablas	Canajagua
Cerro Alto Iبالا	Veraguas	Cañazas	Alto Iبالا
Cerro Tolé	Chiriquí	Tolé	Veladero
Cerro Jesús	Chiriquí	San Lorenzo	San Lorenzo
Cerro Chimenea	Chiriquí	Gualaca	Chiriquisito
Volcán Barú	Chiriquí	Boquete	Palmira

Duración Esperada: 24 meses

Costo: B/. 215,600.00

Entrada en Operación: diciembre 2019

7. Reposición de OPGW LT Guasquitas – Panamá II

Este proyecto contempla el reemplazo de aproximadamente 450 km de hilo de guarda con fibra óptica incorporada (OPGW) existentes en las líneas de transmisión entre:

- SE Guasquitas – S/E Veladero
- SE Veladero – S/E San Bartolo
- SE San Bartolo – S/E Llano Sánchez II
- SE Llano Sánchez II – S/E el Coco
- SE El Coco – S/E El Higo
- SE El Higo – S/E Panamá I
- SE Panamá I – S/E Panamá II

Se contempla el reemplazo del cable de fibra óptica ADSS de los pórticos de las SSEE a la Casa Control y de los ODF's (Paneles de Conexión de Fibras).

Este proyecto se realizaría en tres etapas:

- SE Panamá II – SE El Higo
- SE El Higo – SE San Bartolo
- SE San Bartolo – SE Guasquitas

Objetivos

Reemplazar el hilo de guarda OPGW actual por uno nuevo con las mismas características.

Justificación

El hilo de guarda OPGW es el medio principal de comunicaciones para las plantas y subestaciones a nivel nacional, reponer este cable en el momento asegura la comunicación con estas plantas y subestaciones por ende la operación efectiva del Sistema Eléctrico Nacional. El mismo fue instalado desde el año 2002 y a la fecha se han detectado síntomas de degradación en las señales que este transmite. A la fecha se han tenido que reemplazar algunos tramos que se han visto afectados.

Duración Esperada: 3 años

Costo: B/. 6,192,000.00

Entrada en Operación: 2021

Capítulo 13

PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de reposición identificados en el corto plazo.

	DESCRIPCIÓN	Contrato	hasta 2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	TOTAL
60	REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO		1,322	21,036	9,684	4,368	640	0	0	0	0	0	37,050
61	SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS POR RELES		42	47									89
62	REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA	GG-069-2016		3,754	109								3,863
63	REEMPLAZO T2 S/E PANAMA 175 MVA	GG-069-2016		3,394	1,360								4,754
64	REEMPLAZO T1 S/E PROGRESO 100 MVA	GG-069-2016		3,756									3,756
65	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 230 KV			32	1,468								1,500
66	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E CALDERA 115 KV			360	530								890
67	REEMPLAZO INTERRUPTORES BANCOS,.DE CAPACITORES 230 KV LLS Y PAN II		300	1,011	488								1,799
68	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA Y LLS 230 KV		71	250									321
69	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 115 KV		70	216	93								379
70	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E CACERES 115 KV		70	300									370
71	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E LLS 230 KV		50	186									236
72	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E PANAMA Y LLS 230 KV		50	250									300
73	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E PANAMA Y CHORRERA 230 KV			64	64								128
74	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA, CACERES Y CALDERA 115 KV			150									150
75	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA Y MATA DE NANCE 115 KV			160									160
76	REEMPLAZO CTs A NIVEL NACIONAL y PANAMAA 230 y 115 KV			750	750	750							2,250
77	REEMPLAZO CTs S/E MATA DE NANCE 115 KV			1,050									1,050
78	REEMPLAZO CTs S/E CALDERA/LLANO SANCHEZ 115 KV		90	450									540
79	REEMPLAZO PROTECCIONES S/E CHORRERA		79	97									176
80	REEMPLAZO DE TORRES CORROIDAS EN PANAMÁ Y COLÓN			600	600								1,200
81	REEMPLAZO DE REGISTRADORES DE OSCILOGRAFIAS			193	93								286
82	REEMPLAZO MAQUINA REGENERADORA DE ACEITE DE TRANSFORMADOR			400									400
83	REEMPLAZO MAQUINA EXTRACCION Y FILTRADO DE SF6			150									150
84	EQUIPAMIENTO PARA MONITOREO EN LINEA DE TRANSFORMADORES			400	300								700
85	SISTEMA DE MONITOREO DE CONTAMINACION DE AISLADORES		500	500	500								1,500
86	PLANTAS ELECTRICAS AUXILIARES S/E MATA DE NANCE			350									350
87	CENTRO DE MONITOREO Y CONTROL			2,000	1,500	1,500							5,000
89	REEMPLAZO T3 S/E PANAMA 350 MVA			166	1,829	2,118	640						4,753

1. Reemplazo del T1 S/E Mata de Nance

El autotransformador T1 de la Subestación Mata de Nance entró en operación en el año 1978 y las pruebas realizadas al mismo demuestran que tiene problemas de sobrecalentamiento, aislamiento deteriorado y presencia de acetileno. Este transformador es de 230/115/34.5 KV y capacidad de 42/56/70 MVA en su embobinado de 230 KV, 36/48/60 MVA en el embobinado de 115 KV y 30/40/50 MVA en el de 34.5 KV. Debido al crecimiento de carga en la Subestación Mata de Nance y a la generación que entra por medio de embobinado de 115 KV. Este autotransformador deberá reemplazarse por un de mayor capacidad, 100/100/100 MVA, 230/115/34.5 KV, también habrá que verificar si con la instalación de este nuevo transformador de 100 MVA será necesario reemplazar el cable y las cuchillas que lo conectan al patio de 34.5 KV de la subestación.

Costo Estimado: B/. 3,863,000
Entrada en Operación: diciembre de 2018

2. Reemplazo T2 S/E Panamá

La Subestación Panamá cuenta actualmente con dos autotransformadores, T1 y T2 de 230/115 KV y 105/140/175 MVA y un tercer autotransformador T3 de 230/115 KV y 210/280/350 MVA. Actualmente se está instalando un cuarto autotransformador T4, de 230/115 KV y 210/280/350 MVA, que entrará en operación en el año 2014.

Las pruebas realizadas a este autotransformador demuestran que presenta problemas de punto caliente interno, por lo cual es necesario reemplazar el mismo por uno de igual capacidad, 105/140/175 MVA

Costo Estimado: B/. 4,754,000

Entrada en Operación: diciembre de 2018

3. Reemplazo T1 S/E Progreso

El autotransformador T1 de la Subestación Progreso data del año 1975 y las pruebas realizadas al mismo demuestran que tiene problemas de sobrecalentamiento, aislamiento deteriorado y presencia de acetileno. Este transformador es de 230/115/34.5 KV y tiene capacidad de 30/40/50 MVA en sus embobinados de 230, 115 y 34.5 KV. Debido al crecimiento de carga en la Subestación Progreso, a los proyectos solares fotovoltaicos que han informado su interés de conectarse en esta subestación en los próximos años y las condiciones actuales de este transformador, el mismo deberá reemplazarse por uno con capacidad de 100/100/100 MVA, 230/115/34.5 KV, también habrá que verificar si con la instalación de este nuevo transformador de 100 MVA será necesario reemplazar el cable y las cuchillas que lo conectan al patio de 34.5 KV de la subestación.

Costo Estimado: B/. 4,754,000
Entrada en Operación: diciembre de 2018

4. Reemplazo T3 S/E Panamá

La Subestación Panamá cuenta actualmente con dos autotransformadores, T1 y T2 de 230/115 KV y 105/140/175 MVA y un tercer autotransformador T3 de 230/115 KV y 210/280/350 MVA. Estos autotransformadores fueron instalados en los años 1992, 1973 y 1981 respectivamente. Actualmente se está instalando un cuarto autotransformador T4, de 230/115 KV y 210/280/350 MVA y el autotransformador T2 también cuenta con un contrato para su reemplazo.

Las pruebas realizadas al autotransformador T3 demuestran que presenta problemas de punto caliente

interno y deterioro en su aislamiento interno, por lo cual es necesario reemplazar el mismo por uno de igual capacidad, 210/280/350 MVA.

Es importante señalar que esta es la principal subestación que abastece el área metropolitana y a las principales subestaciones de las empresas distribuidoras ENSA y Gas natural Fenosa.

Costo Estimado: B/. 4,753,515
Entrada en Operación: diciembre de 2022

Es importante señalar que con el reemplazo de estos transformadores además de subsanar los diferentes comportamientos anómalos que presentan algunos transformadores debido a el cumplimiento de la vida útil establecida por el fabricante se busca mantener todos los transformadores disponibles y en buen funcionamiento para cumplir con los establecido con el Criterio de Seguridad N-1 establecido en el Artículo 86 del Reglamento de Transmisión:

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 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.



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 14

PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de reposición identificados en el largo plazo.

	DESCRIPCIÓN	Contrato	hasta 2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	TOTAL
88	REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO		0	3,550	841	3,872	1,333	0	0	0	0	0	9,596
90	REEMPLAZO HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LINEAS 230 Y 115 KV			2,293		2,986	565						5,844
91	REEMPLAZO Y ADQ. DE PROT. DIFERENCIALES LINEAS 230 Y 115 KV			1,257	668	667	565						3,157
92	REEMPLAZO DE PROTECCIONES DE 230 Y 115 KV DE S/E PANAMA 2				173	219	203						595



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 15

PLAN DE PLANTA GENERAL

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de planta general.

	DESCRIPCIÓN	Contrato	hasta 2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	TOTAL
114	PLAN DE PLANTA GENERAL		1600	4,800	4,098	4,251	4,507	320	0	0	0	0	19,576
115	EDIFICIO-ETESA		1,600	220	540	540	540	320					3,760
116	EQUIPO DE INFORMATICA			3,000	2,560	2,560	3,030						11,150
117	REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR			880	818	851	937						3,486
118	TALLER DE S/E VELADERO			350									350
119	TALLER DE S/E PANAMA II			350									350
120	SALON DE REUNIONES VALBUENA				80								80
121	MEJORAS SUBESTACION PANAMA				100	300							400

1. Equipamiento para Oficinas de ETESA

Actualmente, ETESA tiene un gasto de alquiler anual de US\$736,767 (incluyendo ITBMS) por 4,128 m² de espacio total (excluyendo estacionamientos), lo que equivale a US\$14.9 por m², en el edificio Sun Tower sobre la Tumba Muerto. Esta facilidad no solo es antigua, sino que carece de infraestructura básica moderna que permita a ETESA ser eficiente en la administración de sus gastos corrientes y de servicios básicos.

La Administración de ETESA ha iniciado un proceso que conllevará mudar las oficinas de la empresa a un edificio que cumpla con los más altos estándares de calidad, seguridad, automatización, comodidad y eficiencia energética, dentro de la ciudad de Panamá. Durante este proceso, hemos podido concluir que el precio que pagamos de alquiler actualmente, no está en línea con la calidad de servicio/producto que recibimos del propietario del Sun Tower.

Adicionalmente, con este proyecto lograremos satisfacer las necesidades de crecimiento corporativo y promover ante la ciudadanía, la aplicación de acciones orientadas a la obtención de eficiencia energética para reducir el impacto ambiental y el gasto de funcionamiento, destinando el futuro ahorro, a gasto de inversión.

Las necesidades de ETESA (excluyendo estacionamientos) se han revisado a 4,000 m² de espacio requerido para operar la empresa en un ambiente eficiente, por lo que hemos procedido a sondear el mercado inmobiliario a fin de obtener precios de referencia con los cuales podamos optar por un servicio que llene todas nuestras expectativas. Luego de evaluar al menos cinco (5) opciones de edificios, hemos concluido que la inversión requerida para este proyecto, con respecto a la adecuación de área gris,

nuevo mobiliario (el mobiliario actualmente utilizado cuenta ya con más de 15 años de uso) y equipo de informática, es la siguiente:

Inversión (\$)	2018
Adecuación de área gris (\$/m ²)	450.00
Mobiliario de oficina (\$/colaborador)	2,250.00
Equipo Tecnológico (incluye 7%)	1,101,667.00
Total	3,477,667.00

2. Equipos de Informática

PROGRAMA DE DESARROLLO Y MEJORAS DE LA INFRAESTRUCTURA TECNOLÓGICA DE ETESA.

OBJETIVO

Desarrollar y optimizar la infraestructura física que soporta los servicios de tecnología (Servidores, arreglos de discos, etc.).

DESCRIPCIÓN

Entre los sistemas principales podemos mencionar los siguientes:

CENTRO VIRTUAL

- ETESA cuenta con un centro virtual el cual alberga aproximadamente 40 servidores virtuales operando sobre una plataforma basada en tecnología VMWARE. Sin embargo, actualmente existen servidores físicos que no han sido virtualizados y por lo tanto consumen recursos y espacio en el centro de datos de ETESA.
- Entre las aplicaciones que forman parte del centro virtual podemos mencionar las siguientes: Antivirus Corporativo, Aplicación de Marcaciones, Fast Track, Sistema de Información Geográfica, sistema de gestión de activos, herramienta de mesa de servicios tecnológicos, sistema para

gestionar libranzas de los agentes del mercado eléctrico y otras aplicaciones.

- La estrategia de consolidación de infraestructura pretende eliminar la mayor cantidad de servidores físicos, a través de su migración a servidores virtuales. Esto permitirá reducir el espacio físico del centro de datos y el consumo energético del mismo.

SERVIDORES ORACLE SPARC

- Algunas aplicaciones de gestión corporativas críticas corren sobre servidores ORACLE SPARC. Es necesario dar un adecuado mantenimiento a lo largo de su vida útil y disponer de los recursos para su posterior reemplazo por equipos más eficientes.
- Como parte de la estrategia de consolidación de infraestructura, se desea reemplazar estos servidores migrándolos al centro virtual de ETESA. Para esto será necesario migrar los sistemas Oracle de su ambiente actual en UNIX Solaris hacia Oracle Linux sobre "Oracle VM".

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 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 deben implementar enlaces redundantes tanto para la comunicación entre sedes como para el acceso hacia Internet.

Adicionalmente se desean aprovechar las capacidades ofrecidas por los modelos de servicios en nube. Por ejemplo: soluciones de infraestructura y plataformas como servicio (Servicios de nube tipo IaaS y PaaS). Aprovechando estas tecnologías se podrán obtener ahorros significativos por el ejemplo para el caso de ambientes de pruebas y desarrollo.

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).
- Adquisición e implementación de contingencia para los principales sistemas informáticos de ETESA.
- Actualización de sistema de telefonía IP de ETESA.
- Actualización de infraestructura de red (acceso, distribución y core).

- Expansión física de la empresa. Adecuación de la infraestructura tecnológica de nuevas oficinas administrativas, Subestaciones y estaciones meteorológicas.
- Aumentar la capacidad de los enlaces de comunicación existente.
- Implementar enlaces de comunicación redundantes para las sedes y oficinas principales de ETESA.
- Implementación de redundancia a nivel de la infraestructura de comunicación corporativa.
- Implementación de Infraestructura híbrida (on premise y cloud/nube).
- Implementación de respaldos a discos y su replicación a un sitio alternativo.
- 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.

PROGRAMA DE DESARROLLO Y MEJORAS DE LOS CENTROS DE DATOS Y CUARTOS DE TELECOMUNICACIONES DE ETESA.

OBJETIVO

Garantizar la seguridad y operación de los sistemas de tecnología de la información de ETESA.

DESCRIPCIÓN

ETESA cuenta con un centro de datos el cual alberga la mayoría de los servicios

tecnológicos de la organización. Este programa busca en primera instancia invertir los recursos en la optimización del centro de datos, es decir en lograr dar uso eficiente a estos recursos. Sin embargo, no se descarta la posibilidad de utilizar servicios de colocación en centros de datos de terceros siempre y cuando los mismos cumplan con los más altos estándares de calidad.

INICIATIVAS

Entre las iniciativas que se desean implementar podemos mencionar las siguientes:

- Mudanza del centro de datos a una nueva ubicación.
- Actualizar el sistema de monitoreo de los recursos y condiciones del centro de datos.
- Adecuación de centros de datos y cuartos de telecomunicaciones en nuevas instalaciones.
- Modernización del sistema de protección contra incendios del centro de datos y cuartos de telecomunicaciones.
- Actualización de los sistemas de respaldo de energía del centro de datos y los cuartos de telecomunicaciones (T.R.).
- Adecuación un sitio alternativo para la contingencia de los sistemas críticos de ETESA.

IMPACTO

TODAS LAS DIRECCIONES DE ETESA.

Se espera contar con Centros de Datos y cuartos de telecomunicaciones cuyos recursos estén debidamente monitorizados y gestionados. Los mismos deberán operar de forma eficiente garantizando la sostenibilidad y seguridad de los sistemas de tecnología de la información ubicados en los mismos.

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 y fomentar el correcto uso de las aplicaciones que soportan procesos críticos del negocio de forma complementaria.
- Mantener actualizadas las aplicaciones críticas existentes de ETESA.
- Adquirir y/o desarrollar nuevas aplicaciones para satisfacer las futuras necesidades de innovación de ETESA.

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 eficientemente la operación de ETESA. Además, se busca adquirir e implementar nuevas soluciones que logren mejorar la gestión al facilitar la toma de decisiones de los distintos departamentos de la empresa.

INICIATIVAS

De manera general éstas son las principales iniciativas de este programa:

Mantener actualizadas las versiones de las aplicaciones y bases de datos de ETESA 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 Gerencia de Tecnología de la Información y Comunicación.
- Implementar portal para autoservicio de contraseñas y Single Sign-On (SSO).

A continuación, se desglosan las principales 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:

- Regularización y consolidación del licenciamiento Oracle de ETESA.
- Entre las mejoras a realizar se desea migrar el servidor de aplicación de la versión OAS a WEBLOGIC.
- Implementar nuevas funcionalidades para los módulos existentes de la herramienta.
- Implementar nuevos módulos actualmente no en uso.
- Integración con nuevas aplicaciones.
- Implementación de Enterprise Manager y Packs de monitoreo para bases de datos.
- Implementación de Audit Vault para auditoría de bases de datos.
- Implementación de libros contables que cumplan con normativas NIF.
- Automatización de reportes financieros e implementación de inteligencia de negocios.

SISTEMA DE PLANILLAS Y RECURSOS HUMANOS

Este sistema es el responsable soportar los procesos de nómina y gestión del talento humano. Este sistema actualmente está operando en una versión obsoleta. Se deben implementar nuevas funcionalidades y automatizar algunos procesos que actualmente se llevan de forma manual.

Iniciativas:

- Actualización y mejoras al sistema de planillas y recursos humanos de ETESA.
- Integración con nuevas aplicaciones.
- Implementación de Enterprise Manager y Packs de monitoreo para bases de datos.

HIDROMET

Este sistema soporta la base de datos históricos tanto hidrológicos como meteorológicos de la Dirección de Hidromet.

Iniciativas:

- Integración con nuevas aplicaciones.
- Implementación de Enterprise Manager y Packs de monitoreo para bases de datos.
- Actualización integral del sistema.

PORTAL DE INTRANET

ETESA actualmente cuenta con un portal interno basado en tecnología Oracle. Este sistema se encuentra en estado de obsolescencia y por lo tanto debe ser reemplazado.

Iniciativas:

- Se implementará un nuevo portal que permita la gestión documental en forma digital.
- 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

- Actualización de los sitios web de ETESA, Hidromet y CND.
- Cambio de imagen corporativa (sitios web).
- Mejoras y actualizaciones de las aplicaciones web existentes.
- Desarrollo de la nueva aplicación para las libranzas del mercado eléctrico panameño.

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:

- Regularización 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. Además, la misma opera actualmente en una versión obsoleta del aplicativo.

Iniciativas:

- Se debe actualizar esta herramienta a su última versión.
- 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 proyectos y gerencia de aseguramiento de la calidad con la gerencia de operación y mantenimiento, actualmente el único usuario de la herramienta.

SISTEMAS DE GESTIÓN DE SERVICIOS TECNOLÓGICOS

ETESA cuenta con una herramienta para la gestión de servicios tecnológicos. El fabricante de este producto ha decretado el fin de vida del mismo y no brindará soporte ni realizará más actualizaciones para esta herramienta.

Iniciativas

- Levantamiento de procesos para la gestión de servicios de tecnología.
- Reemplazo de la herramienta de mesa de servicios obsoleta.
- Implementación los siguientes sistemas: Sistema de mesa de ayuda, sistema de mapeo de dependencias para los servicios de TI, CMDDB, Gestor de clientes, etc.
- Se implementarán soluciones que permitan el monitoreo (prevención) como la detección de eventos que afecten el correcto funcionamiento de los distintos componentes que soportan los servicios tecnológicos brindados por la Gerencia Senior de Tecnología de la Información y Comunicación (Bases de datos, aplicaciones, etc.).

OTRAS APLICACIONES

Existen la necesidad de otras aplicaciones de acuerdo a algunas

solicitudes recibidas por parte de direcciones operativas de ETESA.

Iniciativas

Adquisición e implementación de herramienta para el cálculo de parámetros eléctricos de subestaciones.

Adquisición e implementación de herramienta para la gestión de proyectos.
Otras iniciativas.

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.

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 evidente el daño que la fuga de información confidencial hace a tantas empresas víctimas de ataques externos (hackers, códigos maliciosos o malwares, virus, etc.) e internos (personal vendiendo información confidencial). Estos riesgos conocidos cada día se

acrecientan poniendo en peligro la estabilidad de la continuidad de las operaciones de una empresa.

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.
- Implementación de respaldos hacia sitio alterno.
- Actualización del sistema de video vigilancia.
- 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.

PROGRAMA DE ADQUISICIÓN DE EQUIPOS TECNOLÓGICOS PARA USUARIOS (PC'S, LAPTOPS, IMPRESORAS, UPS, TELÉFONOS VOIP, EC.)

JUSTIFICACIÓN

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 de la cual ninguna empresa se puede abstraer.

Entre los principales equipos que la Dirección de tecnología de la información de ETESA brinda a sus usuarios se pueden mencionar los siguientes: computadoras de escritorio (PC), computadoras móviles (laptops),

impresoras, Sistemas de protección de energía (UPS), teléfonos para tecnología de "Voz sobre IP" (VoIP) y otros.

El tiempo de vida de estos equipos usualmente es muy corto, por lo que deben ser reemplazados de forma periódica. De esta manera se evita que los usuarios trabajen con equipos obsoletos que afecten su desempeño con un rendimiento deficiente. Además de evitarse problemas producto de coberturas de garantías expiradas, pérdida de soporte por parte del fabricante, mayor exigencia de recursos por parte de nuevas aplicaciones y otros.

Por último, se debe considerar el crecimiento de la empresa con la creación de la Gerencia de Inspección y Aseguramiento de la Calidad (GIAC). Todo esto hace necesaria la adquisición de equipos suficientes para cubrir la creciente demanda de equipos tecnológicos.

IMPACTO

TODAS LAS DIRECCIONES DE ETESA.

Contar con equipos tecnológicos que permitan al personal de ETESA realizar sus funciones de forma eficiente, ágil y confiable.

PROGRAMA	2017	2018	2019	2020	2021	PRESUPUESTO
Programa de desarrollo y mejoras de la infraestructura tecnológica de ETESA.	1,000,000	800,000	800,000	800,000	1,000,000	4,400,000
Programa de desarrollo y mejoras de los centros de datos y cuartos de telecomunicaciones de ETESA.	450,000	300,000	200,000	200,000	450,000	1,600,000
Programa de desarrollo y mejoras de las aplicaciones y bases de datos de gestión corporativa de ETESA.	1,400,000	1,000,000	1,000,000	1,000,000	1,000,000	5,400,000
Programa de seguridad de la información de ETESA.	600,000	400,000	400,000	400,000	400,000	2,200,000
Programa de adquisición de Equipos Tecnológicos para usuarios (pc's, laptops, impresoras, ups, teléfonos voip, ec.)	150,000	150,000	160,000	160,000	180,000	800,000
Total Inversión	3,600,000	2,650,000	2,560,000	2,560,000	3,030,000	14,400,000

3. Reemplazo de la Flota de Vehículos Período 2018 a 2021

La flota de Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. tiene actualmente 187 vehículos, de los cuales el 13% (24) son administrativos y el 87% (163) son operativos brindando soporte a las labores de mantenimiento de la Gerencia de Operación y Mantenimiento, Gerencia de Inspección, así como a las demás gerencias de Transmisión. La flota administrativa incluye vehículos asignados a las diversas direcciones, y el pool de carros administrativos que utiliza la parte administrativa de toda la empresa.

El promedio de vida de la flota actualmente es de 7 años aproximadamente considerando el retraso existente en el programa de reemplazo hasta el 2012, año en que se activó el plan de inversiones para ir sacando de operaciones las unidades más viejas y en condiciones deplorables hasta el 2016.

Actualmente la cantidad de vehículos que están en estas condiciones son 101 vehículos, por lo que para ir reemplazando los mismos en el período 2017-2021, se han utilizado los siguientes criterios:

1. Años de Servicio, los aspectos relevantes sobre este indicador son los siguientes:

- Período de reemplazo planeado (en ejecución): 7 años aproximadamente,
- Período de depreciación establecido: 5 años.
- Período Recomendado de Reemplazo: 5 años en razón de

la eficiencia operativa y costos de mantenimiento, el período de depreciación y la cobertura parcial que las aseguradoras establecen para unidades de mayor edad, por lo que los riesgos no cubiertos deben ser asumidos por ETESA.

Para poder armonizar el período de reemplazo planeado con el recomendado se requiere realizar una inversión mucho mayor por año en el período 2012-2021, la cual depende de las prioridades del sector, por ahora se mantiene en 7 años. A partir del año 2022 se podrá realizar los reemplazos a 5 años.

2. Kilometraje. Se categorizan los vehículos en rangos de kilometraje, dándosele prioridad a los vehículos que tienen un promedio mayor a 150,000 kilómetros. Actualmente la empresa cuenta con 79 vehículos que están en esta categoría.

3. Condiciones mecánicas, evaluadas técnicamente, influyen en las variables de costo y tiempo perdido. En adición, el rendimiento óptimo del combustible se ve comprometido si las condiciones mecánicas son pobres por los años de servicio y las condiciones mecánicas.

4. Costo, las reparaciones de tipo correctivo que se realizan están limitadas exclusivamente a mantener en operación el vehículo, reparaciones mayores o cambio de partes importantes no se consideran para no consumir recursos en unidades que requieren ser reemplazadas. Se establece el valor promedio del costo del mantenimiento para los vehículos

que tienen un kilometraje de 150,000 o más y se identifica aquellas unidades que exceden dicho costo promedio para completar la evaluación de su reemplazo

5. Impacto en la operación, diferir el programa de reemplazo incide negativamente en la eficiencia de atención de los programas de mantenimiento y de los eventos del sistema de líneas de transmisión. La ubicación de las torres y de algunas de las subestaciones implica disponer de vehículos en buen estado y sin problemas de posibles fallos en razón de su condición y años de servicio.

6. Adiciones, consideradas mayormente en razón de la entrada en operación de la tercera línea en el 2016 que representó un aumento en la dimensión de la operación de ETESA, Para el 2017 incluyó principalmente el reforzamiento en el área de camiones especializados con grúas en el área de líneas y de camiones especiales de lavado de aisladores.

7. Seguros, la política de las aseguradoras establece que después de 5 años los vehículos al estar depreciados totalmente, no son objeto de cobertura completa, sólo reconocen daños a terceros, así que parte de los riesgos relativos a accidentes están excluidos teniendo ETESA que afrontar los mismos.

8. Basado en los parámetros anteriores se determinó que una vez se compraran los camiones especializados de líneas se procedería al reemplazo de la flota más crítica de 101 vehículos identificados inicialmente para ser

reemplazados en los siguientes períodos:

- Se compraron 9 camiones especializados para líneas con costos promedio de 75K\$, 4 reemplazos de la flota normal y un camión especializado de 93K\$.
- El valor promedio de cada año varía dependiendo de la mezcla del costo de reemplazo usado para cada año. Se usó el valor reflejado en Panamá Compras de principio del 2017.

9. Vale la pena señalar que el análisis presentado en esta sustentación ha dejado por fuera el resto de la flota (86 unidades) que a la fecha de este reporte no cumplía con los parámetros de reemplazo pero que en el transcurso de este período 2017-2021 empezará a cumplir con los mismos. A continuación, se desglosa el número de vehículos que deberán ser también contemplados en el próximo plan de expansión 2018-2022, en adición a los vehículos identificados en el punto 8, para lograr que la flota esté actualizada para finales del 2021.

4. Taller de S/E Panamá II Y S/E Veladero

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 propuesta de reposición de este informe consiste en invertir en la construcción de dos talleres nuevos a un costo de US\$0.53 millones de dólares para la subestación Panamá II y Veladero; 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

Generales

La subestación Panamá II se encuentra ubicada en el área de Rana de Oro en la Provincia de Panamá y la subestación de Veladero se ubica en el área de Tolé en la provincia de Chiriquí, ambas subestaciones tienen una gran cantidad de equipos instalados desde más de 20 años. A la Subestación Veladero llega la energía generada en el área occidental del país y es transportada por las líneas de transmisión hacia los grandes centros de cargas ubicadas en la ciudad capital.

La Subestación Panamá II tiene como función principal reducir los niveles de voltaje a la que se transporta la energía eléctrica para ser entregada a la distribuidora del área este de la provincia de Panamá, además que le llega parte de la energía generada por el plantel de 115 KV desde la provincia de Colón.

Problema

Por lo general, el personal de subestaciones de la gerencia de Operaciones y Mantenimiento de ETESA requiere realizar trabajos a los equipos de las subestaciones bajo su responsabilidad. Algunos de estos trabajos consisten en desmontar el equipo y trabajarlos en un área con condiciones controladas. Es necesario para estos

trabajos el uso de grúas y herramientas especializadas.

En la actualidad las subestaciones Panamá II y Veladero no cuentan con un lugar adecuado para realizar este tipo de mantenimiento.

Propuestas

Objetivo General

Construir y equipar dos talleres para la subestación Panamá II y Veladero para que el personal de Subestaciones pueda ejecutar los diferentes mantenimientos a los equipos de las subestaciones.

Objetivos Específicos

- construir dos talleres, uno para la subestación Panamá II y Otro para la subestación Veladero.
- habilitar con las herramientas y equipos necesarios para la ejecución de los mantenimientos de los equipos en los talleres.
- Evidenciar el beneficio económico y técnico de contar con talleres dentro de las subestaciones de ETESA.

Propuesta

Construir y habilitar dos talleres para realizar trabajos de mantenimiento para las subestaciones Panamá y Veladero.

Justificación económica

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

Costo de inversión

Inversión	
Costo directo de Inversión	B/. 424,000.00
Suministro	B/. 212,000.00
Materiales y Accesorios	B/. 79,500.00
Montaje y Desmontaje	B/. 26,500.00
Obra Civil	B/. 106,000.00
Costos Indirectos de Inversión	B/. 79,500.00
Diseño	B/. 21,200.00
inspección	B/. 15,900.00
Ingeniería	B/. 21,200.00
administración	B/. 21,200.00
Gastos Financieros	
Contingencia	B/. 26,500.00
Total	B/. 530,000.00

(*) Debido a la configuración de interruptor y medio del patio 115KV de la subestación Caldera, se considera, para este estudio, que el reemplazo de los transformadores de voltaje 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 y mantenimientos.

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 responden a porcentajes promedios obtenidos de la lista de precios de la última licitación adjudicada asociada al reemplazo de interruptores de potencia.

Conclusión

A partir del análisis técnico-económico presentado anteriormente, ETESA recomienda incorporar en el Plan de Reposición de Activos a presentar en la revisión tarifaria para el siguiente periodo la construcción de dos talleres para las Subestaciones Panamá II y Veladero fundamentado en la acción que garantizará la confiabilidad y robustez del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

5. Salón de Reuniones Valbuena

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 propuesta de reposición de este informe consiste en invertir en la construcción de un salón de reuniones en las oficinas de ETESA en Valbuena a un costo de 80,000.00 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 el proyecto de reposición.

Antecedentes

Generales

La Gerencia de Operaciones y Mantenimiento de ETESA atiende el sistema de transmisión en todo el territorio Nacional por tal motivo cuenta con sedes regionales en Panamá, Aguadulce y David.

En las oficinas de David, ubicadas en Valbuena se realizan reuniones con los diferentes agentes del mercado y proveedores de las provincias de Chiriquí y Bocas del Toro, en estos momentos no se cuenta con un salón para realizar estas actividades.

Problema

Por lo general, las sedes regionales cuentan con las infraestructuras y equipos necesarios para atender a los diferentes proveedores, agentes y personal interno

para realizar juntas, presentaciones de productos, capacitaciones internas, entre otras actividades que reúnan un grupo de personas.

En la actualidad estas actividades se deben realizar dentro de las oficinas de los colaboradores teniendo como inconvenientes la falta de espacio, implementos para presentaciones, mobiliario de oficina para atender a grupos de personas, por estos inconvenientes no se desarrollan adecuadamente las actividades donde se reúnan un grupo de personas.

Propuestas

Objetivo General

Construir y habilitar un salón de reuniones en las oficinas de ETESA ubicadas en Valbuena.

Objetivos Específicos

- Construcción de un salón de reuniones.
- Habilitación del salón de reuniones con mobiliario de oficina y equipos informáticos que permitan desarrollar reuniones, capacitaciones y teleconferencias con las diferentes sedes de ETESA.

Propuesta

Justificación Técnica

La Construcción y habilitación de un salón de reuniones en las oficinas de ETESA ubicadas en Valbuena permitirían lo siguiente:

- Una adecuada retroalimentación de los trabajos de mantenimiento realizados por la Gerencia de

operaciones y Mantenimiento de ETESA.

- Atención adecuada de proveedores o agentes del mercado externos por temas operativos del Sistema Integrado Nacional.
- Realizar reuniones para la discusión y coordinación de proyectos de ETESA ejecutados por las diferentes unidades de la empresa.
- Realizar capacitaciones de grupos pequeños del personal de ETESA y evitando el desplazamiento fuera de la oficina de ETESA.

Justificación económica

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

Costo de inversión

Inversión	
Costo directo de Inversión	B/. 64,000.00
Suministro	B/. 32,000.00
Materiales y Accesorios	B/. 12,000.00
Montaje y Desmontaje	B/. 4,000.00
Obra Civil	B/. 16,000.00
Costos Indirectos de Inversión	B/. 12,000.00
Diseño	B/. 3,200.00
inspección	B/. 2,400.00
Ingeniería	B/. 3,200.00
administración	B/. 3,200.00
Gastos Financieros	
Contingencia	B/. 4,000.00
Total	B/. 80,000.00

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 responden a porcentajes promedios obtenidos de la lista de precios de la

última licitación adjudicada asociada al reemplazo de interruptores de potencia.

Conclusión

A partir del análisis técnico-económico presentado anteriormente, ETESA recomienda incorporar en el Plan de Reposición de Activos a presentar en la revisión tarifaria para el siguiente periodo la Construcción de un Salón de Reuniones de ETESA en las oficinas de Valbuena fundamentado en el criterio de seguridad; acción que garantizará la confiabilidad y robustez del Sistema Interconectado Nacional (SIN).

6. Mejoras S/E Panamá 230/115 KV

Se requiere realizar una mejora integral a la infraestructura de la SE Panamá, debido al alto deterioro que presenta la misma por la gran cantidad de contratistas que han desarrollado proyectos en la misma.

Estas mejoras incluyen los siguientes aspectos:

- Retiro y reemplazo de piedra de río por piedra #4 en la bahía de 115 KV.
- Canaletas y drenajes para el manejo de las aguas de lluvia.
- Construcción de calle central pavimentada e internas en carpeta asfáltica con capacidad para los equipos de carga q operan eventualmente, bajo tráfico.
- Retiro y reemplazo de la cerca perimetral por muro perimetral de seguridad con portón eléctrico y garita de control de acceso.
- Reparación de techo, pintura de completa de todos los edificios, bases de estructuras, cordones, iluminación.

- Ampliación del área de almacén para repuestos y equipos que deben mantenerse bajo techo y condiciones climatizadas.
- Replanteo de la iluminación de los patios y los accesos.
- Ampliación del sistema de video vigilancia.
- Suministro e Instalación de Sistema contra incendios automáticos en áreas de mayor riesgo.
- Área de seguridad para observación para visitantes autorizados.
- Áreas verdes donde las condiciones lo permitan, dentro del perímetro.
- Demolición, retiro y limpieza de materiales de cercas internas y estructuras no funcionales existentes.
- Pavimentación de andenes internos con iluminación baja donde se requieran.
- Remodelación del área actual de trabajo para el Supervisor y el personal de mantenimientos, y demás requerimientos de oficinas de área técnica.
- Cualquier otro que usted considere debe contar una instalación de esta naturaleza adecuada a las exigencias actuales.



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 16

PLAN DE AMPLIACIONES DE CONEXIÓN

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de planta de ampliaciones de conexión.

	DESCRIPCIÓN	Contrato	hasta 2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	TOTAL
93	SISTEMA DE CONEXIÓN		9,409	6,858	10,070	16,728	625	74,282	570	1,096	0	6,334	125,972
94	S/E EL COCO 230 KV 3 NAVES Y TRANSFORMADORES							20,701					20,701
95	S/E LA ESPERANZA 230 KV 1 NAVE			196	777	652	625	598	570	1,096			4,514
96	S/E 24 DE DICIEMBRE 230 KV 1 NAVE											6,334	6,334
97	S/E CAÑAZAS 230 KV 1 NAVE		2459					1,380					3,839
98	S/E BELLA VISTA (BARRO BLANCO) 230 KV 1 NAVE							5,318					5,318
99	LT COSTA NORTE 230 KV Y AMP. PAN II							45,168					45,168
100	S/E LLANO SANCHEZ BARRA 34.5 KV							1,117					1,117
101	NUEVA SUBESTACION BURUNGA 230 KV		4	160	7,212	13,227							20,603
102	REEMPLAZO T1 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA	GG-084-2013	3,565	504									4,069
103	REEMPLAZO T2 S/E CHORRERA 100 MVA	GG-084-2013	3,250	819									4,069
104	REEMPLAZO T2 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA	GG-069-2016		3746	323								4,069
105	REEMPLAZO T1 S/E CHORRERA 100 MVA			0	1,478	2849							4,327
106	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E CHORRERA 34.5 KV			350	150								500
107	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E LL. SANCHEZ 115 KV			50	45								95
108	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E LL. SANCHEZ 115 KV			100	41								141
109	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV		36	12									48
110	REEMPLAZO PTs S/E LL. SANCHEZ 34.5 KV			56	32								88
111	REEMPLAZO PTs S/E PROGRESO 34.5 KV		95										95
112	REEMPLAZO PTs S/E MATA DE NANCE 34.5 KV			56	12								68
113	REEMPLAZO CTs S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV			809									809

1. Nueva Subestación Burunga 230 KV GIS

La empresa EDEMET ha confrontado problemas en los últimos años en el suministro de energía al área occidental de su sistema de distribución de la provincia de Panamá Oeste, especialmente el área de Arraiján y demás sectores aledaños. Por este motivo construyeron una nueva subestación ubicada en el área de Burunga con un patio de 34.5 KV de esta nueva subestación de distribución, la cual estará conectada 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 la misma, seccionando las líneas 230-12A y 230-13A. Esta subestación será encapsulada (GIS), en esquema de interruptor y medio, debido a la falta de terrero. 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 necesario la instalación de torres de anclaje, para 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.

Contratos: por licitar
Fase del Proyecto: diseñada
Inicio de Operación: octubre de 2019
Costo estimado: B/. 20,603,000

Reemplazo de Transformadores

En los resultados de las pruebas rutinarias realizadas a los diferentes transformadores de ETESA se detectó un nivel de deterioro en la condición del Autotransformador T1 de la Subestación de Llano Sánchez y T2 de Chorrera y el transformador de aterrizaje TT2 de Chorrera. Debido a esto y al costo de estos equipos, el cual ya tienen más de 35 años de operación, se contrató una compañía externa para que repitiera las pruebas en dos ocasiones diferentes para tener mejores elementos de juicio al momento de tomar una decisión. Los resultados obtenidos por la compañía externa mostraron una situación crítica del equipo, el nivel total de furanos indica que el aislamiento celulósico se ha deteriorado y debilitado mecánicamente al punto que esta unidad debe ser considerada poco confiables, ya que podría fallar repentinamente. Por lo tanto, este laboratorio certificado recomendó seguir realizando pruebas de manera inmediata para identificar y manejar los altos niveles de furanos y concluyó que debemos realizar una evaluación acerca de reemplazar, reparar o rebobinar esta unidad.

La falta del Autotransformador T1 de S/E Llano Sánchez y del T2 de Chorrera nos llevaría a quedar sin respaldo en caso de la pérdida por cualquier evento de otro de los autotransformadores de la subestación lo que conllevaría a que se quedara sin servicio eléctrico parte de los clientes de las provincias centrales o de Panamá Occidente.

En vista de lo expresado anteriormente, es necesario reemplazar lo antes posible estos equipos ya que las pruebas realizadas muestran un gran deterioro en su parte más importante como lo es su aislamiento, aunado a que ya este transformador ha completado su vida útil garantizada por el fabricante.

Cabe resaltar que si se tiene indisponible el autotransformador T1 y se da un daño de alguno de los otros dos autotransformadores se interrumpiría parte del suministro eléctrico al área de provincias centrales, con graves consecuencias por energía no servida, lo que podría resultar en penalizaciones a ETESA, además de que la imagen de la empresa se vería afectada, por no poder transportar la energía eléctrica que abastece a ese sector de la población. Igualmente, con la falla del autotransformador T2 de Chorrera, quedaría interrumpido parte del suministro eléctrico al sector de Panamá occidente.

Las pruebas realizadas al autotransformador T2 de la Subestación Llano Sánchez demuestran que tiene problemas de sobrecalentamiento, aislamiento deteriorado y presencia de acetileno. Este transformador es de 230/115/34.5 KV y tiene capacidad de 70/60/30 MVA en sus embobinados de 230, 115 y 34.5 KV. Debido al crecimiento de carga en la subestación Llano Sánchez, a la gran cantidad de proyectos de generación solar fotovoltaica que han informado su interés de conectarse en esta subestación en los próximos años y las condiciones actuales en que se encuentra este transformador, el mismo deberá reemplazarse por uno con 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.

2. Reemplazo del Autotransformador T1 de la S/E Llano Sánchez

La Subestación Llano Sánchez cuenta actualmente con tres autotransformadores, dos de ellos (T1 y T2) de 230/115/34.5 KV con capacidad de

42/56/70 MVA y un tercero (T3) de 230/115 KV y 100MVA.

El autotransformador T1 de Llano Sánchez se deberá reemplazar por uno de 230/115/34.5 KV con capacidad de 100 MVA en sus embobinados de 230, 115 KV y 34.5 KV.

Contratos: GG-084-2013

Fase del Proyecto: en ejecución

Inicio de Operación: diciembre de 2018

Costo estimado: B/. 4,069,000

3. Reemplazo del Autotransformador T2 y TT2 de S/E Chorrera

La Subestación Chorrera cuenta con dos autotransformadores (T1 y T2) de 230/115/34.5 KV con capacidad de 30/40/50 MVA. La S/E Chorrera también cuenta con dos transformadores de aterrizaje.

El autotransformador T2 de Chorrera será reemplazado por uno de 230/115/34.5 KV con capacidad de 100 MVA en sus embobinados de 230, 115 KV y 34.5 KV. El transformador de aterrizaje TT2 se reemplazará por uno de igual capacidad al existente, 34.5 KV, 19.9 MVA.

Contratos: GG-084-2013

Fase del Proyecto: en ejecución

Inicio de Operación: octubre de 2018

Costo estimado: B/. 4,069,000

4. Reemplazo del Transformador T2 de la S/E Llano Sánchez

También habrá que verificar si con la instalación de este nuevo transformador de 100 MVA será necesario reemplazar el cable y las cuchillas que lo conectan al patio de 34.5 KV de la subestación.

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 Coclé y permitirá la conexión de proyectos solares fotovoltaicos.

Contratos: GG-069-2016

Fase del Proyecto: en ejecución

Inicio de Operación: diciembre de 2018

Costo estimado: B/. 4,069,000

5. Reemplazo del Transformador T1 de la S/E Chorrera

Las pruebas realizadas al autotransformador T1 de la Subestación Chorrera demuestran que tiene problemas de sobrecalentamiento, aislamiento deteriorado y presencia de acetileno. Este transformador es de 230/115/34.5 KV y capacidad de 50 MVA en sus tres embobinados. Debido al crecimiento de carga en la subestación Chorrera este autotransformador deberá reemplazarse por uno de mayor capacidad, 100/100/100 MVA, 230/115/34.5 KV, para así cumplir con el Artículo 86 del Reglamento de Transmisión, relacionado al Criterio de Seguridad que debe cumplir ETESA.

Con el reemplazo de este autotransformador será necesario también reemplazar el cable y las cuchillas que lo conectan al patio de 34.5 KV de la subestación.

Contratos: por licitar

Fase del Proyecto: diseñada

Inicio de Operación: mayo de 2020

Costo estimado: B/. 4,327,000

6. Adquisiciones

Según lo establecido en el artículo 188, numeral d donde se indica que “Los equipamientos de conexión que son propiedad de otros usuarios y que por su función deben formar parte del Sistema

Principal de Transmisión deberán ser adquiridos por ETESA a un costo eficiente, descontando la depreciación equivalente al tiempo de uso. El financiamiento de la adquisición se realizará a un costo de capital igual a la tasa de rentabilidad regulatoria reconocida a ETESA. La ASEP mediará de no haber acuerdo entre las partes. Los equipamientos de conexión que son aquellas líneas, equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicaciones y auxiliares, que son necesarios para materializar la vinculación eléctrica de un usuario con el Sistema Principal de Transmisión permanecerán como parte del sistema conexión.”, ETESA debe adquirir los siguientes bienes:

- S/E El Coco 230KV, 3 Naves y Transformadores
- S/E Esperanza, 1 Nave
- S/E 24 de diciembre, 1 Nave
- S/E Cañazas, 1 Nave
- S/E Bella Vista (Barro Blanco), 1 Nave
- LT Progreso-Burica-Portón-Dominical 230KV y Subestaciones

Capítulo 17

PLAN ESTRATÉGICO

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de plan estratégico.

ID	DESCRIPCIÓN	Contrato	hasta 2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	TOTAL
122	PLAN ESTRATEGICO		0	40	1,392	3,476	2,101	38	36	34	26	0	7,142
123	S/E BOQUERON III BARRA B 34.5 KV			40	18	41	39	38	36	34	26		271
124	ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV			0	1,374	3,435	2,062						6,871

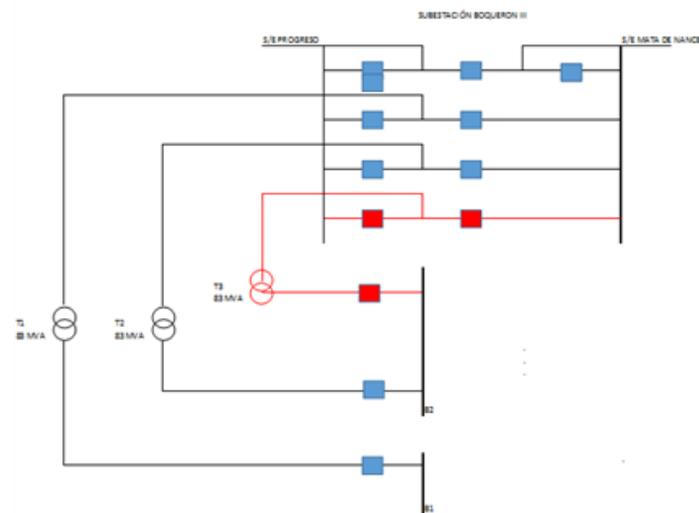
1. Adición Transformador T3 S/E Boquerón III 230/34.5 KV

Este proyecto consiste en la adición de un tercer transformador T3 de Boquerón III de 230/34.5 KV, 83 MVA, con el objetivo de brindar la seguridad y confiabilidad a las distintas plantas generadoras conectadas a las barras de 34.5 KV de esta subestación.

Para esto será necesario desarrollar las siguientes obras:

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

Esquema del Proyecto



Contrato: Por Licitar
 Estado del Proyecto: en diseño
 Inicio de Operación: junio de 2021
 Costo estimado: B/. 6,871,129



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

Capítulo 18

CONCLUSIONES

CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL

Se presenta déficit de reserva reactiva en el Sistema Interconectado Nacional y restricción en la capacidad de transmisión en sentido Occidente-Oriente durante el periodo lluvioso. Esta condición operativa impide que se logre el despacho económico, ya que para operar el sistema de manera segura se requiere de generación obligada (térmica) en el centro de carga. La condición permanecerá hasta que se tenga disponible el 3er circuito entre la S/E Panamá y S/E Cáceres, la repotenciación de los 2 circuitos entre la S/E Guasquitas – Veladero (línea 2) y S/E Mata de Nance – Veladero (Línea 1), 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 que no puede ser aportada en su totalidad por las plantas de generación instaladas.

CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL RESTO DEL PERIODO DE CORTO PLAZO (AÑOS 2016 – 2020)

Año 2018:

El sistema de transmisión se refuerza mediante aumento de la capacidad de transformación y el ingreso de nuevas subestaciones. Los refuerzos mencionados permiten mejorar el despacho (seco y lluvioso), para todos los bloques de demanda, más con ello no se eliminan las restricciones identificadas en los años anteriores por lo cual se presenta generación obligada en los escenarios analizados para mantener su operación

de manera segura, sin violaciones a los criterios de calidad (voltaje y cargas en líneas) y seguridad (N-1).

Durante el periodo lluvioso, permanece la condición de déficit de reactivo en el SIN y restricciones en la capacidad de transmisión en sentido Occidente-Oriente. Debido a ello no es posible lograr el despacho económico y se despacha generación obligada en el centro de carga. En todos los casos la contingencia más crítica es el disparo de la caldera de carbón en BLM por lo tanto es importante mantener activo el EDC.

Año 2019:

El sistema de transmisión deberá reforzarse en función de la nueva generación que ingresa para el periodo bajo análisis.

Considerando los refuerzos propuestos por ETESA, a pesar que se adicionan refuerzos de compensación reactiva, la deficiencia de reactivo es notable y el sistema dista de operar de manera confiable sin romper el despacho económico aún con la entrada de bancos de Capacitores en Chorrera y Panamá II y el STATCOM, se presenta nuevamente la necesidad de aumentar la capacidad de transporte en el corredor eléctrico entre la S/E Panamá y S/E Cáceres, mediante la instalación de un nuevo circuito.

La entrada en operación de plantas térmicas a base de GNL en la provincia de Colón, supondría un aumento en la generación desplazada debido a que este aporte no podría aprovecharse al máximo debido a que eléctricamente está conectada a la S/E Panamá II y no al área de Colón aumentando así los flujos entre la S/E Panamá y S/E Cáceres

Año 2020:

Considerando los refuerzos propuestos por ETESA, el sistema disminuye considerablemente las restricciones, pero en caso de aumentar los flujos al presentarse un aumento en la demanda o la instalación de nueva generación en el área de occidente se tendría limitaciones de flujos de potencia de no tener disponible la repotenciación en los circuitos Mata del Nance – Veladero y Guasquitas - Veladero. Es imperativo tener disponible compensación reactiva en la S/E Santa Rita 115KV para mantener los voltajes dentro del rango establecido en la reglamentación.

Año 2021:

Considerando los refuerzos propuestos por ETESA, el sistema opera de manera confiable sin romper el despacho económico, tanto en época seca como en lluviosa, para todos los bloques de demanda. Por lo tanto, se cumple con los criterios de calidad y seguridad operativa.

CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL RESTO DEL PERIODO DE LARGO PLAZO (AÑOS 2022 – 2032)

Es importante mantener la reserva reactiva necesaria para mantener el SIN operando en condiciones de calidad por lo tanto se hace necesario la instalación de compensación reactiva en la S/E Llano Sanchez, además se debe prever con la antelación necesaria el aumento en la capacidad de transporte desde occidente.

Al analizar el año 2022, se aprecia un notable incremento de generación despachada (económica, tipo ciclos combinados) en la zona de Colón respecto del año 2021. Esto se observa no solamente en el escenario de seca, sino también en el escenario lluvioso. Dado que no hay nuevas incorporaciones importantes en el occidente no se

generan incrementos en el año 2022 por sobre el año 2021. A pesar de que la generación en mención se da en el área del Colón el mismo no está eléctricamente conectado en esta área, por lo tanto, es importante exigir el cumplimiento del factor de potencia en esta área para garantizar niveles de voltaje acorde con lo indicado en la reglamentación.

Finalmente, para el año 2026 se espera la incorporación de la central hidroeléctrica Changuinola II (Bocas del toro) conectada en la nueva S/E Chiriquí Grande, y una nueva línea (4ta línea) hasta la S/E Panamá III misma que está disponible desde el 2023 operando en 230KV y con la incorporación de Changuinola II (Bocas del toro) se hace necesario que la 4ta línea sea elevada a un nivel de voltaje más alto (500KV) con la finalidad de disminuir las pérdidas.

CON RELACIÓN A LA EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

En cuanto a la expansión de transmisión de corto y mediano plazo, al incluir los proyectos aprobados y en elaboración, se verifica que el sistema tiene suficiente capacidad de transporte para suplir sus requerimientos internos a partir del año 2020.

- Adición del transformador T3 en Subestación Panamá II (230/115/13.8 KV) para diciembre del 2017.
- Aumento de capacidad a la línea de transmisión Guasquitas – Veladero 230 KV para el 2019.
- Nueva línea 230 KV doble circuito Mata de Nance-Progreso-Frontera, con conductor 1200 ACAR con capacidad de 500MVA por circuito en condiciones de operación normal. Reemplaza la línea existente de circuito sencillo (uno de los circuitos será directo de Mata de Nance a Progreso) para el 2019.

- Ingreso de dos (2) STATCOM, uno en Subestación Llano Sánchez y otro en Subestación Panamá II, ambos a nivel de 230 KV, ambos con capacidad de ± 120 MVAR en el 2019.
- Adición de reactores de 40 MVAR en S/E Changuinola y 20 MVAR en S/E Guasquitas para el 2019.
- Nueva Subestación Panamá III en 230 KV para recibir la generación futura proveniente de occidente, a finales de 2020.
- Aumento de capacidad de la línea de transmisión Mata de Nance – Veladero 230 KV, doble circuito mediante cambio de conductor de alta temperatura 714 DOVE ACCC a finales del 2019.
- Nueva línea de transmisión subterránea Panamá-Cáceres en 115 KV, circuito sencillo, inicio del 2020.
- Subestación Burunga 230 KV en operación a finales del 2019.
- Subestación Sabanitas 230 KV en operación a finales del 2019
- Línea Sabanitas – Panamá III 230 KV y S/E Sabanitas 230 KV para evacuar la futura generación a instalarse en la Provincia de Colón, para el 2020.
- Adición de bancos de capacitores de 90 MVAR en S/E Veladero 230 KV, 60 MVAR en S/E San Bartolo 230 KV y adición de 30 MVAR en S/E Llano Sánchez 230 KV para finales del 2019.
- Aumento de Capacidad de la Línea 2 (LT2): Veladero – Llano Sánchez – El Coco – Panamá II 230 KV para el 2020.
- Subestación Chepo, para alimentación de carga y conexión de proyectos futuros de generación y la repotenciación de la línea desde Panamá II hasta Chepo para el 2020.
- Adición de banco de capacitores de 40 MVAR en S/E Santa Rita 115 KV para dar soporte de potencia reactiva en área de Colón, para el 2021.
- Adición del T2 en Subestación Changuinola. Para el 2020.
- Adición del T3 en Subestación Boquerón III. Para el 2021.

En cuanto a la expansión de largo plazo se consideran los siguientes proyectos que garantizan el correcto funcionamiento del SPT:

- Aumento de Capacidad de la Línea 1 (LT1): Veladero – Llano Sánchez - Chorrera - Panamá 230 KV debido a que cumplen casi 50 años de operación, pasando así de su vida útil. En julio de 2022.
- Adición de Banco de Capacitores 60 MVAR en S/E Llano Sánchez 230 KV para dar soporte de potencia reactiva. A mediados de 2022.
- Línea Chiriquí Grande – Panamá III 500 KV para transportar la generación hidroeléctrica, eólica y solar ubicada en el occidente de país a los principales centros de carga, operada inicialmente en 230 KV en julio de 2023 y a partir de julio del 2026 en 500 KV.
- Línea Subterránea Panamá – Panamá III 230 KV en enero de 2026.
- Adquisición de la Subestación El Coco 230 KV de Unión Eólica Panameña, para el periodo entre el 2022 - 2026
- Adquisición de Subestación La Esperanza 230 KV, de AES Panamá para el periodo entre el 2015 - 2024.
- Adquisición de Subestación 24 de diciembre de ENSA en el año 2026.
- Adquisición de la Subestación Cañazas para el periodo entre 2015 - 2025.
- Adquisición de la Subestación Bella Vista (Barro Blanco) 230 KV

de GENISA, para el periodo entre el 2022 - 2026.

- Adquisición de Línea de Transmisión Costa Norte 230 KV, para el periodo entre el 2022 - 2026.
- Reembolso repotenciación de las líneas 115-1,2,3 y 4 para el periodo entre el 2018 - 2024.
- Adquisición de la línea Progreso – Burica – Portón – Dominical en 2023, construida por Hidroburica, para el periodo entre el 2022 - 2026.
- Adquisición de la Barra B de la Subestación Boquerón III 34.5 KV para el periodo entre el 2019 - 2025.
- Adquisición de la Barra de la Subestación Llano Sánchez 34.5 KV, para el periodo entre el 2022 - 2026.

Capítulo 19

RECOMENDACIONES

En el corto plazo entrarán en operación los siguientes proyectos, algunos de los cuales ya se encuentran en construcción y otros que iniciarán próximamente su ejecución. En largo plazo se plantean los proyectos en base a los análisis de los capítulos anteriores:

Tabla 19. 1 Proyectos Identificados en el Plan de Expansión de Transmisión 2018

		DESCRIPCIÓN	Contrato	Fecha Plan 2018	
PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	CORTO PLAZO	ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA II 175 MVA	GG-058-2014	31/12/18	
		ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR PANAMA II 230 KV	GG-112-2015	31/12/18	
		LT DOBLE CTO. M. NANCE - BOQ - PROGRESO - FRONT 230 KV		31/7/19	
		SVC S/E LLANO SANCHEZ 230 KV +120/-30 MVAR	GG-037-2016	31/7/19	
		SVC S/E PANAMA II 230 KV +120/-30 MVAR	GG-037-2016	31/7/19	
		AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 GUASQUITAS - VELADERO 230 KV	GG-115-2017	28/2/19	
		ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR CHORRERA 230 KV	GG-112-2015	31/3/19	
		AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 MATA DE NANCE - VELADERO 230 KV 714 ACCC	GG-136-2017	31/7/19	
		ADICION REACTORES 40 MVAR CHANGUINOLA 230 KV	GG-069-2017	30/8/19	
		ADICION REACTORES 20 MVAR GUASQUITAS 230 KV	GG-069-2017	30/8/19	
		ADICION BANCO CAPACITORES 90 MVAR VELADERO 230 KV	GG-131-2017	31/10/19	
		ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR SAN BARTOLO 230 KV	GG-131-2017	31/10/19	
		ADICION BANCO CAPACITORES 30 MVAR LLANO SANCHEZ 230 KV	GG-131-2017	31/10/19	
		SEGUNDA LINEA SUBTERRANEA PANAMA - CACERES 115 KV		31/1/20	
		ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E CHANGUINOLA 50 MVA		30/6/20	
		LINEA PAN II - CHEPO 230 KV Y S/E CHEPO 230 KV		31/10/20	
	NUEVA S/E CHEPO 230 KV		31/10/20		
	SUBESTACIÓN PANAMA III 230 KV		30/11/20		
	LÍNEA SABANITAS - PANAMÁ III 230 KV		30/11/20		
	NUEVA S/E SABANITAS 230 KV		30/11/20		
	AUMENTO DE CAPACIDAD LT2 VELADERO - PANAMÁ II 230 KV		31/12/20		
	ADICION BANCO CAPACITORES 40 MVAR STA. RITA 115 KV 2x20 MVAR		31/7/21		
	LARGO PLAZO				
			ADICION BANCO CAPACITORES 30 MVAR CHORRERA 230 KV 1x30 MVAR		31/7/22
			ADICION BANCO CAPACITORES 60 MVAR LLANO SANCHEZ 230 KV 2x30 MVAR		31/7/22
			AUMENTO DE CAPACIDAD LT1 VEL - LLS - CHO - PAN 230 KV		30/8/22
		LT PROG-BUR-PORT-DOM 230 KV Y SUBESTACIONES		2022 - 2027	
		LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA III 500 KV OPERANDO EN 230 KV		31/7/23	
		LINEA LT4 CHIRIQUI GRANDE - PANAMA3 ELEVADA A 500 KV		31/7/26	
		LINEA SUBTERRANEA PANAMA - PANAMA III 230 KV		31/12/26	
REPOSICION		REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA	GG-069-2016	31/12/18	
		REEMPLAZO T2 S/E PANAMA 175 MVA	GG-069-2016	31/12/18	
		REEMPLAZO T1 S/E PROGRESO 100 MVA	GG-069-2016	31/12/18	
		REEMPLAZO T3 S/E PANAMA 350 MVA		31/12/20	
SISTEMA DE CONEXIÓN		REEMPLAZO T1 S/E LLANO SANCHEZ 100 MVA	GG-084-2013	31/12/18	
		REEMPLAZO T2 S/E CHORRERA 100 MVA	GG-084-2013	31/10/18	
		REEMPLAZO T2 S/E LLANO SANCHEZ 100 MVA	GG-069-2016	31/12/18	
		NUEVA SUBESTACION BURUNGA 230 KV		31/10/19	
		REEMPLAZO T1 S/E CHORRERA 100 MVA		5/31/2020	
		S/E EL COCO 230 KV 3 NAVES Y TRANSFORMADORES		2022 - 2027	
		S/E LA ESPERANZA 230 KV 1 NAVE		2015 - 2024	
		S/E 24 DE DICIEMBRE 230 KV 1 NAVE		2026 - 2031	
		S/E CAÑAZAS 230 KV 1 NAVE		2022 - 2027	
		S/E BELLA VISTA (BARRO BLANCO) 230 KV 1 NAVE		2022 - 2027	
		LT COSTA NORTE 230 KV Y AMP. PAN II		2022 - 2027	
ESTRATEGICO		S/E BOQUERON III BARRA B 34.5 KV		2020 - 2025	
		ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV		30/6/21	



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco