

Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2013 – 2027

Tomo III Plan de Expansión de Transmisión

Gerencia de Planeamiento

ETE-DTR-GPL-181-2013

1 de julio de 2013

Panamá

Ave. Ricardo J. Alfaro. Edif. Sun Towers Mall, Piso 3
Tel.: (+507) 501-3800 • Fax: (+507) 501-3506 • www.etesa.com.p



CONTENIDO

ANTECEDENTES AL PLAN DE TRANSMISIÓN	
CAPÍTULO 1: RESUMEN EJECUTIVO	15
1.1 OBJETIVO	15
1.2 INFORMACIÓN UTILIZADA	15
1.3 METODOLOGÍA	16
1.4 CRITERIOS	18
1.5 DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL	18
1.6 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE CORTO PLAZO	19
1.7 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ELÉCTRICO DE LARGO PLAZO	20
1.8 CONCLUSIONES	20
1.9 RECOMENDACIONES	23
CAPÍTULO 2: INTRODUCCIÓN	32
2.1 INFORMACIÓN UTILIZADA	33
2.1.1 DEMANDA	33
2.1.2 GENERACIÓN	34
2.1.3 PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE 2012	
2.1.4 PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE 2013	40
2.1.5 PROYECTOS VIABLES IDENTIFICADOS	42
2.1.6 INFORMACIÓN PARA EL MODELO ENERGÉTICO	43
2.1.7 INFORMACIÓN DE DETALLE PARA EL ANÁLISIS ELÉCTRICO	43
CAPÍTULO 3: DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN	45
3.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN	45
3.2 ESQUEMAS DE CONTROL DE EMERGENCIA	49
CAPÍTULO 4: CRITERIOS TÉCNICOS	53
CAPÍTULO 5: METODOLOGÍA	58
CAPÍTULO 6: DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO	60
6.1 ANÁLISIS DEL AÑO 2013	62
6.1.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA	62



6.1.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO	64
6.1.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS	65
6.1.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD	65
6.1.5 ANÁLISIS MODAL	66
6.2 ANÁLISIS DEL AÑO 2014	66
6.2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA	66
6.2.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO	70
6.2.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS	71
6.2.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD	73
6.2.5 ANÁLISIS MODAL	73
6.3 ANÁLISIS DEL AÑO 2015	74
6.3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA	74
6.3.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO	77
6.3.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS	79
6.3.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD	80
6.3.5 ANÁLISIS MODAL	
6.4 ANÁLISIS DEL AÑO 2016	81
6.4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA	81
6.4.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO	
6.4.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS	89
6.4.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD	90
6.4.5 ANÁLISIS MODAL	90
6.5 NIVELES DE CORTOCIRCUITO	91
CAPÍTULO 7: PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO	92
CAPÍTULO 8: ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO	107
8.1 ANÁLISIS DEL AÑO 2017	109
8.1.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA	109
8.1.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO	114
8.1.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIA	118
8.1.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD	118
8.2 ANÁLISIS DEL AÑO 2021	119



	8.2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA	119
	8.2.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO	124
	8.2.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIA	131
	8.2.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD	131
CAP	ÍTULO 9: ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA INTEGRACIÓN DE DARIÉN AL SIN	133
CAP	ÍTULO 10: PLAN DE EXPANSIÓN A LARGO PLAZO	147
CAP	ÍTULO 11: PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES	155
CAP	ÍTULO 12: PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO	156
CAP	ÍTULO 13: PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO	157
CAP	ÍTULO 14: PLAN DE PLANTA GENERAL	158
CAP	ÍTULO 15: PLAN DE AMPLIACIONES DE CONEXIÓN	159
CAP	ÍTULO 16: PLAN ESTRATEGICO	163
CAP	ÍTULO 17: CONCLUSIONES	167
CVD	ÍTULO 18: RECOMENDACIONES	170



ANEXOS

Anexo III-1	Plan de Inversiones
Anexo III-2	Proyectos Candidatos
Anexo III-3	Análisis de Flujo de Potencia
Anexo III-4	Análisis de Corto Circuito
Anexo III-5	Análisis de Estabilidad Transitoria
Anexo III-6	Análisis Económico de la Integración de Darién al SIN
Anexo III-7	Plan de Reposición de Corto Plazo
Anexo III-8	Plan de Reposición de Largo Plazo
Anexo III-9	Plan del Sistema de Comunicaciones
Anexo III-10	Plan de Planta General
Anexo III-11	Herramientas de Cálculo
Anexo III-12	Modelos Dinámicos
Anexo III-13	Base de Datos (Año 2013 – Época Lluviosa Demanda Máxima)



TOMO III – PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN ANTECEDENTES AL PLAN DE TRANSMISIÓN

PESIN 2012

En el Plan Indicativo de Generación del año 2012 se tenía el ingreso al SIN de los siguientes proyectos de generación:

	PLAN DE GENERACIÓN 2012				
AÑO	PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	CAPACIDAD AÑADIDA AL SISTEMA (MW)		
	Gualaca	25.20			
	Lorena	33.80			
2012	Baitún	88.70	170.6		
2012	Cochea	12.50	170.0		
	Sarigua	2.40			
	Mendre 2	8.00			
	RP - 490	9.95			
	La Huaca	5.05			
	Las Perlas Norte	10.00			
	Las Perlas Sur	10.00			
2013	Prudencia	56.00	252.65		
	El Síndigo	10.00			
	El Alto	68.00			
	Monte Lirio	51.65			
	Pando	32.00			



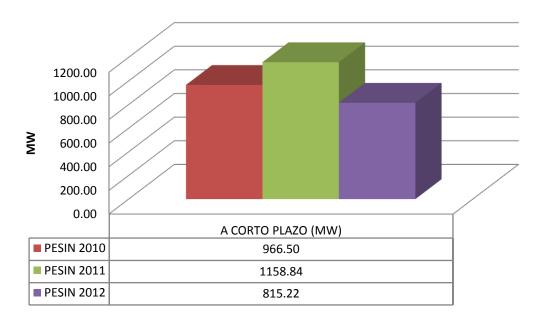
	Eólico I	150.00		
	Bajos de Totuma	5.00		
	Caldera	4.00		
	La Palma	2.02		
2014	Los Trancos	0.95	241.00	
2014	Río Piedra	10.00	241.00	
	Santa Maria 82	25.60		
	Bonyic	31.30		
	Los Planetas 2	3.73		
	San Lorenzo	8.40		
	Asturias	4.10		
	Bajo Frío	56.00		
	Barro Blanco	28.84		
	Cañazas	5.94		
2015	Los Estrechos	10.00	150.98	
	Ojo de agua	6.46		
	San Andrés	9.00		
	Santa María	26.00		
	Tizingal	4.64		
	La Laguna	9.30		
	Las Cruces	9.17		
2016	Remigio Rojas	8.60	81.02	
2010	San Bartolo	15.25	01.02	
	Potrerillos	4.17		
	Tabasará II	34.53		
2017	Burica	50	50.00	
2018	CB250a	250	250.00	
2019			0.00	
2020	Chan II	214	214.00	
2021	CB250b	250	250.00	
2022			0.00	
2023	CB250c	250	250.00	
2024			0.00	
2025	CB250d	250	250.00	
2026			0.00	

TOTAL A INSTALARSE AL CORTO PLAZO (2012 –	015.22
2015) (MW)	815.22

Se observa que entre los años 2012 al 2015 se contemplaba la instalación de **815.22 MW** de Capacidad Instalada al Sistema Interconectado Nacional. Dicha cantidad representa una disminución de 29.65% en la Capacidad Instalada de generación en el SIN, respecto a lo que se indicaba en el Plan Indicativo de Generación del año 2011, en un horizonte de corto plazo.



Capacidad Instalada Añadida al Sistema a Corto Plazo







Para garantizar la incorporación al sistema del total de la generación planificada, ETESA propuso, en el Plan de Expansión de Transmisión 2012, dos alternativas para expandir el Sistema, **las cuales son consistentes** a la propuesta recomendada en el Plan de Expansión de Transmisión 2011, basadas en repotenciación de circuitos existentes y compensación reactiva. Las mismas se mencionan y resumen a continuación:

I. ALTERNATIVA 1: EXPANSIÓN CON EXPORTACIÓN AL MER, REPOTENCIACIONES DE LOS CORREDORES PANAMÁ-PANAMÁ II EN 2012, MATA DE NANCE-PANAMÁ, MATA DE NANCE-FRONTERA Y GUASQUITAS-PANAMÁ II EN 2014. REPOTENCIACIÓN DEL CORREDOR BAHÍA LAS MINAS II-PANAMÁ EN 2018. EXPANSIONES ADICIONALES EN SANTA RITA-PANAMÁ II EN 2013, PROGRESO-MATA DE NANCE EN 2015 Y VELADERO-LLANO SÁNCHEZ-PANAMÁ II EN 2017. COMPENSACIÓN REACTIVA MEDIANTE BANCOS CAPACITIVOS EN 2012 Y AUMENTO MEDIANTE SVC A NIVEL DE 230 KV EN 2014.

Esta alternativa consideraba el aumento de capacidad de transmisión del SIN mediante la repotenciación del corredor Panamá-Panamá II para septiembre de 2012, aumentado a 350/450 MVA la capacidad por circuito, mediante un cambio de conductor a uno de alta temperatura de operación tipo ACSS.

Se repotenciarán para enero de 2014 los corredores Mata de Nance-Veladero-Llano Sánchez-Chorrera-Panamá de 193/366 MVA a 350/450 MVA y el corredor Guasquitas-Veladero-Llano Sánchez-Panamá II de 276/459 MVA a 350/450 MVA mediante el retesando y adición de refuerzos a las estructuras existentes. También para enero de 2014 se contemplaba la repotenciación del corredor Mata de Nance-Frontera de 193/366 MVA a 350/450 MVA y esta sería mediante el cambio de estructuras contemplando una segunda ménsula para adición posterior de un segundo circuito para el tramo Mata de Nance hasta Progreso.

La repotenciación del corredor Bahía Las Minas II – Panamá para enero de 2018, buscaba aumentar la capacidad de de 93/175 MVA a 203/225 MVA por circuito y sería mediante cambio de estructuras y de conductor a uno de mayor capacidad (1200 ACAR) operando al mismo nivel de tensión.

Se propuso la expansión del sistema en noviembre de 2013 mediante un doble circuito a nivel de 115 KV desde Santa Rita hasta Panamá II, también un nuevo circuito para enero de 2015 que uniera las subestaciones Progreso y Mata de Nance (este proyecto sería complementario a la repotenciación del corredor Frontera-Mata de Nance) y para enero de 2017 un doble circuito que una las subestaciones Veladero, Llano Sánchez y Panamá II, teniendo de esta forma el tercer corredor troncal de 230 KV. Para este último proyecto, la entrada de los circuitos a las Subestaciones sería de tipo "Bundle" o entrelazadas, y se planificaba la separación de las mismas con sus debidas ampliaciones y esquemas de protecciones para el año 2020.



La ampliación de transformación en las Subestaciones Chorrera y Llano Sánchez en 2013 mediante la adición de un tercer transformador; en la subestación Panamá la adición de un cuarto transformador también para 2013, en la subestación Boquerón la adición de un segundo transformador para el año 2014 y finalmente un tercer transformador en la subestación Panamá II para el año 2015.

Para garantizar el transporte de la generación al occidente del país y el buen perfil de voltajes en la red, se añadiría compensación reactiva al SIN mediante Bancos Capacitivos en 2012, 90 MVAR en subestación Llano Sánchez en 230 KV y 120 MVAR en subestación Panamá II en 115 KV. Posteriormente, para el año 2014 se ampliaría la capacidad reactiva instalada en el SIN mediante la adición de 2 SVC a nivel de 230 KV, uno en S/E Llano Sánchez y el otro en S/E Panamá II, ambos con capacidad de 300 MVAR.

II. ALTERNATIVA 2: EXPANSIÓN CON EXPORTACIÓN AL MER, REPOTENCIACIONES EN LOS CORREDORES PANAMÁ-PANAMÁ II EN 2012, NUEVA LT MATA DE NANCE-BOQUERON-PROGRESO-FRONTERA EN 2015, AUMENTO DE CAPACIDAD DE LA LT MATA DE NANCE-VELADERO EN 2014 Y NUEVA LT BAHIA LAS MINAS II-PANAMÁ EN 2018. EXPANSIONES EN SANTA RITA-PANAMÁ II EN 2013, MATA DE NANCE-PROGRESO EN 2015, NUEVA LT VELADERO-LLANO SÁNCHEZ-CHORRERA-PANAMÁ 230 KV EN 2016 Y COMPENSACIÓN REACTIVA MEDIANTE BANCOS CAPACITIVOS EN 2012, 2012 Y MEDIANTE SVC A NIVEL DE 230 KV EN 2016.

Esta alternativa consideraba el aumento de capacidad de transmisión del SIN mediante la repotenciación del corredor Panamá-Panamá II para septiembre de 2012 aumentado a 350/450 MVA la capacidad por circuito, mediante un cambio de conductor a uno de mayor temperatura de operación tipo ACSS.

Se reemplazaría la línea de circuito sencillo Mata de Nance-Frontera de 193/366 MVA por una nueva línea de 230 KV doble circuito Mata de Nance — Boquerón III - Progreso — Frontera, con capacidad de 350/450 MVA y conductor 1200 ACAR, para el año 2015.

Se aumentaría la capacidad de transmisión de la LT de doble circuito Mata de Nance-Veladero de 193/366 MVA a 350/450 MVA por circuito, mediante el retesando, cambio de herrajes y aumento de la altura a tierra de los conductores, para el año 2014.

Nueva LT doble circuito Bahía Las Minas II – Panamá para enero de 2018, reemplazando las líneas existentes 115-1y2, buscando aumentar la capacidad de 93/175 MVA a 203/225 MVA por circuito, será mediante la construcción de una nueva línea con conductor 1200 ACAR.

Se propuso la expansión del sistema en noviembre de 2013 mediante un doble circuito a nivel de 115 KV desde Santa Rita hasta Panamá II, además una tercera LT de doble circuito que una las subestaciones Veladero-Llano Sánchez-Chorrera-Panamá para el año 2016 para el año finalizando con ello el tercer troncal a nivel de 230 KV del sistema.



La ampliación de transformación en las Subestaciones Chorrera y Llano Sánchez en 2013 mediante la adición de un tercer transformador; en la subestación Panamá, la adición de un cuarto transformador para 2014, en la subestación Boquerón la adición de un segundo transformador para el año 2014 y finalmente, un tercer transformador en la subestación Panamá II para el año 2015.

Para garantizar el transporte de la generación al occidente del país y el buen perfil de voltajes en la red, se estaría añadiendo compensación reactiva al SIN mediante Bancos Capacitivos en 2012, 90 MVAR en subestación Llano Sánchez en 230 KV y 120 MVAR en subestación Panamá II en 115 KV. Además, para inicios del año 2014, se añadirían bancos de capacitores de 120 MVAR en Panamá II 230 KV y se ampliaría en 50 MVAR el banco de capacitores de Panamá 115 KV. Posteriormente, se ampliaría la capacidad de soporte reactivo en el SIN mediante la instalación de un SVC a nivel de 230 KV en S/E Llano Sánchez con capacidad de 100 MVAR y un segundo SVC también a nivel de 230 KV en S/E Panamá II con capacidad de 200 MVAR para enero de 2016.



PESIN 2013

Para el actual Plan de Transmisión 2013, hay que tomar en cuenta que el proyecto Mendre 2, que se presentó en el PESIN 21012 ya se encuentra en operación, así mismo Las Perlas Norte y Las Perlas Sur. Además, se consideran todos aquellos proyectos de generación presentes en el Plan Indicativo de Generación 2013, los cuales se muestran a continuación:

PLAN DE GENERACIÓN 2013				
AÑO	PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	CAPACIDAD AÑADIDA AL SISTEMA (MW)	
	Mendre 2	8		
	Las Perlas Norte	10		
	Las Perlas Sur	10		
2013	Sarigua	2.4	122.05	
	San Lorenzo	8.4]	
	Monte Lirio	49.95		
	Pando	33.3		
	La Huaca	5.05		
	Rosa de los Vientos	100		
	Marañon	17.5		
	Nuevo Chagre	62.5		
	Portobelo	40		
2014	San Andrés	10	427.99	
2014	binas de Gas de EGE	42.8	427.33	
	El Alto	69.48		
	El Síndigo	10		
	Santa Maria 82	25.6		
	Bonyic	31.86		
	Bajo Frío	56		
	Asturias	4.1		
	Barro Blanco	28.558		
	Caldera	4.1		
	Los Planetas 2	8.58		
2045	Cañazas	5.94	100.00	
2015	Santa María	26	108.22	
	Ojo de agua	9		
	Los Estrechos	12.3	_	
	Tizingal	4.643		
	Bajos de Totuma	5		
	Burica	50	<u> </u>	
	Río Piedra	10	_	
	La Palma	2.019		
	Las Cruces	14.4]	
2016	San Bartolo	15.08	218.10	
	La Laguna	9.3		
	Chuspa	8.8]	
	Tabasará II	34.5		
	Punta Rincón**	74		

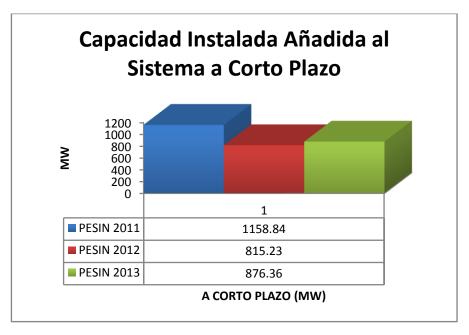


	Datus villas	4.474	
2017	Potrerillos	4.174	
	CB200	200	704.17
	CC GNL 250a	250	
	CC GNL 250b	250	
2018	Cerro Viejo	4	10.10
2018	Cerro Mina	6.1	10.10
	Los Trancos	0.95	
	Remigio Rojas	6.5	
2019	Lalín III (Gatú 46)	22	29.45
	CC GNL BLM	160*	
	CC GNL TCOL	150*	
	Chan II	214	
2020	El Remance	8	231.90
	San Andrés II	9.9	
	CC GNL200a	200	
2021	Lalín II (Gatú 30.4)	30	248.40
	Lalin I (Gatu 16.6)	18.4]
2022			
2023			
2024	CC GNL 250c	250	250
2025			
2026	CC GNL200b	200	200
2027			
TOTAL A INSTALARSE AL CORTO PLAZO (2012 – 2015) (MW)			2550.38

"Punta Rincón" es un proyecto del futuro auto-generador Minera Panamá, S.A. que abastecerá la demanda del proyecto minero de Petaquilla. Debido a que ingresará al Mercado Eléctrico Mayorista como auto-generador, podrá vender sus excedentes. Por este motivo se considera dentro del listado de oferta en generación a ingresar, sin embargo el monto mostrado se refiere a la estimación en potencia que podría inyectar al SIN (según estimaciones del propio agente) y no corresponde a la capacidad instalada de la central.

A corto plazo, se contempla el ingreso de **876.36 MW** de capacidad instalada en el plantel de generación al Sistema Interconectado Nacional. Esto significa un aumento de 7.5% en la capacidad instalada de generación en el SIN a corto plazo, respecto al Plan Indicativo de Generación del 2012.





A CORTO PLAZO (MW)			
PESIN C.I. (MW) TOMADOS EN CUENTA		TOMADOS EN	% AUMENTO/DISMINUCIÓN
PESIN 2011	1158.84	2011-2014	19.90%
PESIN 2012	815.22	2012-2015	-29.65%
PESIN 2013	876.36	2013-2016	7.5

Para garantizar el transporte del total de la generación planificada, ETESA presenta en el Plan de Expansión de Transmisión 2013 la siguiente propuesta:

AUMENTO EN LA PACACIDAD DE TRANSMISIÓN DE LAS LÍNEAS MDN-VEL-LSA-CHO-PAN Y PAN-PAN II EN 2013, ADEMÁS DE GUA-VEL PARA EL AÑO 2020 Y REPOTENCIACIÓN DE LA LÍNEA MDN-VEL EN 2014. EXPANSIONES MEDIANTE LÍNEAS EN: SRI — PAN II EN 115 KV PARA EL 2014, MDN-PROFRONTERA EN 2015, UNA TERCERA LÍNEA DE TRANSMISIÓN A NIVEL DE 230 KV EN DOBLE CIRCUITO VEL-LSA-CHO-PAN PARA EL AÑO 2016 Y UNA LÍNEA LAS MINAS 2 - PANAMÁ EN 115 KV PARA EL 2017. COMPENSACIÓN REACTIVA MEDIANTE ADICIÓN DE BANCOS CAPACITIVOS EN SUBESTACIÓN PANAMÁ II (230 KV) Y PANAMÁ (115 KV) EN 2014 Y DOS SVC EN SUBESTACIONES LLANO SÁNCHEZ Y PANAMÁ II EN 230 KV EN 2015. CONSIDERA UNA NUEVA SUBESTACIÓN PANAMÁ III 230 KV EN 2017 Y UNA LÍNEA VEL-PAN III DISEÑADA PARA 500 KV PERO OPERADA INICILMENTE EN 230 KV, CON DOS CONDUCTORES POR FASE EN 2020. INTEGRACIÓN DE DARIÉN PARA EL 2018.

Los detalles de la propuesta de expansión al Sistema Principal de Transmisión presentada y los análisis técnicos-económicos se desarrollarán en los siguientes capítulos presentados en este Tercer Tomo "Plan de Expansión de Transmisión 2013", correspondientes al PESIN 2013-2027.



CAPÍTULO 1: RESUMEN EJECUTIVO

1.1 OBJETIVO

De acuerdo con lo establecido en la Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997, a ETESA le corresponde elaborar el Plan de Expansión, de acuerdo a los criterios y políticas establecidas por la Secretaría Nacional de Energía. Igualmente, de acuerdo al Capitulo V del Reglamento de Transmisión establecido por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), a ETESA le corresponde realizar el Plan de Expansión del Sistema Eléctrico para un horizonte de corto y largo plazo.

En respuesta a lo anterior, en éste documento se presenta el resultado del Plan de Expansión de Transmisión. El Plan del Sistema de Transmisión evita las congestiones actuales y futuras, 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 2013 - 2027 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.

1.2 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 febrero de 2013. La distribución de cargas por barra se realizó con base a las demandas reales por punto de entrega registradas durante el año 2012. De manera adicional se utilizan las proyecciones de demanda y las expansiones planificadas por parte de los agentes distribuidores¹, 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 2013 – 2027 se incluyeron los proyectos de generación obtenidos en los distintos escenarios del Plan Indicativo de Generación, entregado a la ASEP en junio de 2013. 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,

_

¹ Notas: ENSA: nota DME-086-13 del 15 de marzo de 2013. Gas Natural Fenosa: notas CM-170-13 (EDEMET) y CM-171-13 (EDECHI) del 26 de febrero de 2013.



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, el cual es el Plan de Expansión del 2012, aprobado por la ASEP de acuerdo a la Resolución AN No. 5948-Elec del 7 de febrero de 2013 y los que ETESA ha identificado como prioritarios.

Se modela el sistema eléctrico con un total de 280 barras, 137 líneas, 103 transformadores de 2 devanados y 51 transformadores de 3 devanados, y 117 generadores y 185 cargas. También se modela la red de ACP de 44 KV y sus unidades de generación (incluyendo las futuras).

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, Caldera, Changuinola, Cañazas, Guasquitas, Veladero, Llano Sánchez y Chorrera, así como las subestaciones Panamá, Panamá II Cáceres y Santa Rita.

La información de detalle para el modelo de confiabilidad tuvo como base las estadísticas de salidas por fallas o mantenimiento programado de líneas y transformadores de ETESA, así como también de las unidades generadoras propiedad de los agentes del mercado.

1.3 METODOLOGÍA

Se parte del diagnóstico del desempeño eléctrico del sistema actual sin considerar ningún proyecto de expansión. A partir de este diagnóstico se hace un análisis de corto plazo, el cual incluye básicamente análisis de estado estacionario, estabilidad transitoria y confiabilidad para los años 2013 a 2016 en los cuales se consideran los proyectos ya identificados en planes de expansión anteriores que se encuentran en ejecución y tienen fecha de entrada en operación en dicho periodo.

El análisis de corto plazo es la base para realizar el análisis de largo plazo. Para definir el plan de expansión de largo plazo se utiliza el modelo OPTNET al cual se le da una serie de posibles expansiones de transmisión que se identifican como proyectos candidatos. Una vez este modelo selecciona los candidatos, se utiliza el programa de análisis de sistemas de transmisión, PSS/E, con el cual se hacen todos los análisis eléctricos de flujos de potencia, contingencias, corto circuito y estabilidad transitoria y se determina si, con estas obras consideradas, el sistema cumple con los criterios establecidos en el Reglamento de Transmisión. Se consideran varias alternativas de expansión y se realizan los análisis técnico-económicos para determinar la que brinde los mejores beneficios al menor costo a valor presente. En la Figura 1.1 se ilustra esquemáticamente el procedimiento del análisis de largo plazo.

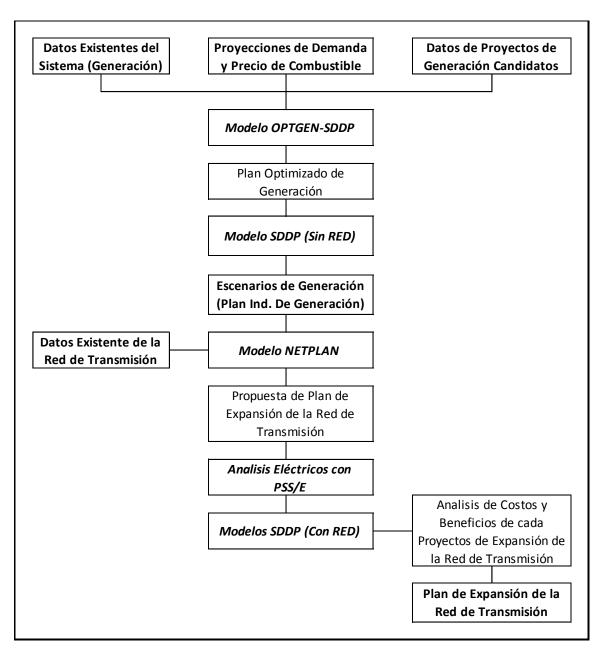


Figura 1.1 Metodología



1.4 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.

1.5 DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL

En el sistema actual, año 2013 época de invierno, y condiciones de demanda máxima, se encuentra un déficit de reactivo en el sistema. Se observan depresiones de voltaje inaceptables sobre las redes de 230 y 115 KV debido a que la mayoría de la generación despachada proviene del occidente del país, por tratarse de generación hidráulica de pasada.

Bajo las circunstancias antes mencionadas, no es posible despachar el sistema siguiendo el orden de mérito de un despacho económico, debido a que el SIN operaría bajo condiciones críticas al no contar con suficiente reserva reactiva, violando el criterio de calidad. Por tal motivo, se despacha generación obligada con el fin de operar bajo las condiciones adecuadas de manera segura y confiable.

Se ha disminuido la generación en las centrales de pasada, dejándoles al 80% (a excepción de Changuinola, que opera al 85% y mini Chan al 95%) y no ingresa al despacho la central hidroeléctrica Fortuna, la cual ha quedado desplazada por las restricciones ya mencionadas. Se despachan, de manera obligada, las unidades 6, 9 y 10 de Miraflores (estas dos últimas ingresan durante el periodo lluvioso), y las centrales Pacora, Panam y Cativá. También se despachan las 3 unidades de la central Bayano.

Con los re-despachos mencionados, el sistema cumple con los criterios de calidad, seguridad y niveles de tensión, lográndose la convergencia para todos los casos, tanto en operación normal como de contingencias. Los análisis de estabilidad dinámica de las unidades de generación son satisfactorios y no existe asincronismo en ninguna unidad en el sistema, ante contingencias. Se observa recuperación efectiva del sistema en cuanto a frecuencia y voltajes.



1.6 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE CORTO PLAZO

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:

- Repotenciación de los circuitos Panamá-Panamá II (230-1C/2B) con capacidad de 350 MVA/CTO como mínimo.
- 2. Aumento en la capacidad de transmisión de los circuitos Mata de Nance-Veladero-Llano Sánchez-Chorrera-Panamá a 247 MVA/CTO.
- 3. Adición del T4 en S/E Panamá (230/115/13.8 KV).
- 4. Doble circuito Panamá II Santa Rita, operado inicialmente a nivel de 115 KV.
- 5. Aumento en la capacidad de los bancos capacitivos existentes en S/E Panamá en 50 MVAR para un total de 120 MVAR a nivel de 115KV.
- 6. Adición de 120 MVAR en S/E Panamá II a nivel de 230KV.
- 7. Aumento en la capacidad de transmisión de los circuitos Mata de Nance-Veladero a 350 MVA en estado normal y 450 MVA en estado de emergencia.
- 8. Nueva S/E El Higo, seccionando ambos circuitos de Llano Sánchez-Chorrera (230-3B/4B).
- 9. T2 en S/E Boquerón III (230/34.5 KV).
- 10. Reemplazo de reactores R1 y R2 de 20 MVAR en subestación Mata de Nance 34.5 KV.
- 11. Nueva S/E San Bartolo (230/115/34.5 KV), seccionando los circuitos 230-14 y 230-15 (Veladero Llano Sánchez).
- 12. Nuevo circuito Mata de Nance-Progreso-Frontera con conductor 1200 ACAR (reemplazando la existente línea de circuito sencillo), con adición de un circuito paralelo Mata de Nance-Progreso.
- 13. Adición del T3 en subestación Panamá II (230/115/13.8 KV).
- 14. Ingreso de dos (2) Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva (o SVC por sus siglas en inglés). Uno en subestación Llano Sánchez y otro en subestación Panamá II, ambos a nivel de 230 KV. La capacidad de dichos elementos será estimada mediante análisis en estado estable y transitorio.
- 15. Reemplazo del autotransformador T1 de la S/E Llano Sánchez 230/115/34.5 KV por uno con capacidad de 100/80/60 MVA. Este es un transformador de conexión.
- 16. Reemplazo del autotransformador T2 de la S/E Chorrera 230/115/34.5 KV por uno con capacidad de 100/80/60 MVA. Este es un transformador de conexión.
- 17. Reemplazo de transformador de aterrizaje TT2 en la S/E Chorrera 34.5 KV por uno de igual capacidad 19.9 MVA.
- 18. Tercera línea de transmisión Veladero-Llano Sánchez-Chorrera-Panamá, a nivel de 230 KV y capacidad de 400 MVA/CTO.
- 19. Reemplazo del autotransformador T1 en S/E Mata de Nance 230/115/34.5 KV, por uno con capacidad de 100/80/60 MVA.



1.7 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ELÉCTRICO DE LARGO PLAZO

En el horizonte de largo plazo (2016 – 2027), se obtiene que para que el sistema de transmisión cumpla con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, se necesitan los siguientes refuerzos:

- 1. Nueva Línea de Transmisión 115 KV doble circuito Panamá Las Minas 2 (reemplazando la línea existente) con conductor 1200 ACAR y capacidad de 203/225 MVA/CTO.
- 2. Nueva subestación Panamá III, iniciando operaciones como seccionadora a nivel de 230 KV.
- 3. Nueva subestación Metetí 230/34.5 KV con su respectivo circuito sencillo de integración al SIN a nivel de 230 KV.
- 4. Reemplazo autotransformador T1 S/E Progreso 230/115/34.5 KV, por uno de igual capacidad de 50/40/30 MVA.
- 5. Reemplazo autotransformador T2 S/E Panamá 230/115 KV, por uno de igual capacidad de 175/140/105 MVA.
- 6. Aumento de la capacidad de la línea Guasquitas-Veladero a 350 MVA/CTO.
- 7. Nueva LT Veladero-Panamá III con dos conductores por fase, operada inicialmente en 230 KV.
- 8. Energización a 230 KV de Línea de Transmisión Santa Rita Panamá II.
- 9. Reemplazo autotransformador T3 S/E Panamá 230/115 KV, por uno de igual capacidad de 350/280/210 MVA.
- 10. Energización a 230 KV de la línea Santa Rita Panamá II, con ampliaciones en las subestaciones.

1.8 CONCLUSIONES

CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL

En el sistema actual, año 2013, condiciones de demanda máxima de época de invierno, se encuentra que no es posible lograr el despacho económico a causa de un déficit de reactivo en el sistema por lo que se observan depresiones de voltaje inaceptables sobre las redes de 230 y 115 KV. Para cumplir con los niveles de tensión y condiciones de operación normal y contingencias de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Transmisión, es necesario realizar un re-despacho de las unidades generadoras. De esta manera el sistema cumple con los criterios de calidad, seguridad y niveles de tensión, lográndose la convergencia para todos los casos, tanto en operación normal como de contingencias. Los análisis de estabilidad dinámica de las unidades de generación son satisfactorios y no existe asincronismo en ninguna unidad en el sistema, dada una contingencia. Se observa recuperación efectiva del sistema en cuanto a frecuencia.



CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL RESTO DEL PERIODO DE CORTO PLAZO (AÑOS 2014 – 2016)

■ Año 2014:

Para condiciones de demanda máxima de época de invierno, 2014, también se encuentra un déficit de reactivo en el SIN, que provoca serias depresiones de voltaje que no permiten general siguiendo un despacho económico. Para cumplir con los niveles de tensión y condiciones de operación normal y contingencias de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Transmisión, es necesario realizar un re-despacho de las unidades generadoras. De esta manera el sistema cumple con los criterios de calidad, seguridad y niveles de tensión, lográndose la convergencia para todos los casos, tanto en operación normal como de contingencias. Los análisis de estabilidad dinámica de las unidades de generación son satisfactorios y no existe asincronismo en ninguna unidad en el sistema, dada una contingencia. Se observa recuperación efectiva del sistema en cuanto a frecuencia.

Año 2015:

Para condiciones de demanda máxima de época de invierno, al igual que en los años anteriores, se encuentra que no es posible lograr el despacho económico a causa de un déficit de reactivo en el sistema por lo que se observan depresiones de voltaje inaceptables sobre las redes de 230 y 115 KV. Para cumplir con los niveles de tensión y condiciones de operación normal y contingencias de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Transmisión, es necesario realizar un re-despacho de las unidades generadoras. De esta manera el sistema cumple con los criterios de calidad, seguridad y niveles de tensión, lográndose la convergencia para todos los casos, tanto en operación normal como de contingencias. Los análisis de estabilidad dinámica de las unidades de generación son satisfactorios y no existe asincronismo en ninguna unidad en el sistema, dada una contingencia. Se observa recuperación efectiva del sistema en cuanto a frecuencia.

Año 2016:

En condiciones de demanda máxima de época seca se elimina la restricción de voltaje presentada en los años anteriores por déficit de compensación reactiva en el SIN, debido al ingreso de los SVC. Sin embargo se encuentran limitantes en capacidad de transmisión sobre el troncal del SIN, causando al despacho de generación obligada para el periodo seco. Esta condición desaparece para el periodo lluvioso de este mismo año, cuando ingresa la tercera línea Veladero-Llano Sánchez-Chorrera-Panamá a nivel de 230 KV. Por lo tanto, para el periodo lluvioso el sistema opera de manera segura, cumpliendo los criterios de calidad sin necesidad de generación obligada como consecuencia de contar con los refuerzos mencionados.



CON RELACIÓN A LA EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

- En todos los casos analizados, la generación propuesta permite el adecuado abastecimiento de la demanda en el período 2013-2027.
- En general, para los escenarios analizados el sistema no presenta déficit de energía hasta el final del horizonte.
- El sistema presenta un costo operativo adecuado dada su composición. El costo de la generación se afecta principalmente por los costos de combustibles.
- En caso de que se logren desarrollar los proyectos de generación hidráulica definidos en los Escenarios 1, 2 y 3 en los cuales aparecen 876 MW de proyectos de generación hidro y eólica a corto plazo (2013-2016), se recomienda reforzar el sistema de transmisión mediante la construcción de los siguientes proyectos:
 - a) Una nueva línea transmisión de 230 KV doble circuito, conductor 1200 ACAR, Veladero Llano Sánchez Chorrera Panamá, para mediados del 2016.
 - b) Adición de dos SVC, en la S/E Llano Sánchez 230 KV y la S/E Panamá II 230 KV, para inicios de 2016, para proporcionar el soporte de potencia reactiva en el sistema.
 - c) Una nueva línea de 230 KV, doble circuito, conductor 1200 ACAR, de Mata de Nance Boquerón III – Progreso – Frontera, con capacidad de 400 MVA/CTO. en reemplazo de la línea actual, para inicios de 2015.
 - d) Aumento de la capacidad de transmisión de la línea Mata de Nance Veladero a por lo menos 350 MVA/CTO. para mediados de 2014.
- Debido al aumento de generación en el área de Colón por la instalación de centrales térmicas (Carbón), se requiera una nueva línea de 115 KV, doble circuito con conductor 1200 ACAR, Las Minas 2 Panamá, con capacidad mínima de 203 MVA/CTO. en reemplazo de la línea existente, la cual tiene más de 40 años en operación y solo tiene capacidad de 93 MVA en operación normal. Este proyecto se estima inicie operaciones para el año 2017.
- Si se aumenta generación térmica en el sector atlántico, será necesaria la energización a 230 KV de la línea Santa Rita – Panamá II, para el año 2024.
- Como consecuencia de la entrada de proyectos de generación a base de Gas Natural Licuado como combustible y su capacidad instalada de 700 MW (2 plantas de 250 MW y una de 200 MW) entre los años 1017 al 2021, se requiere de un nuevo nodo de conexión para estos proyectos. Por lo tanto se propone la nueva subestación Panamá III, buscando también mallar el sistema y brindar mayor confiabilidad en la red de transmisión del sector capital. Se estima que la subestación iniciará operaciones para el año 2017, en principio operando como seccionadora ya que se habilitará un patio de 115 KV para brindar punto de conexión a las futuras expansiones de las distribuidoras.
- A causa del ingreso de Changuinola II para el año 2020 se requiere del aumento de capacidad de transmisión del SIN. Se propone entonces, una cuarta línea Veladero-Panamá III, dos conductores por fase, calibre 1200 tipo ACAR, diseñada para operar a 500 KV pero inicialmente operada a nivel de 230 KV, con lo cual tendrá capacidad de 764 MVA en operación normal y 900 MVA en emergencia. Adicionalmente se requiere del aumento en la capacidad de los circuitos Guasquitas Veladero a 350 MVA/CTO.



1.9 RECOMENDACIONES

A continuación se presenta los principales proyectos a desarrollarse en el Plan de Expansión:

Año 2013:

- Realizar la conexión definitiva del T3 en Llano Sánchez y T3 en Chorrera, ya que actualmente se encuentran en operación por medio de una conexión temporal.
- Repotenciación de uno de los circuitos Panamá-Panamá II, con capacidad de 350 MVA/CTO como mínimo.
- Aumento en la capacidad de transmisión de los circuitos Mata de Nance-Veladero-Llano Sánchez-Chorrera-Panamá a 247 MVA/CTO.
- Reemplazo y adquisición de protecciones diferenciales Etapa II.

Año 2014:

- Repotenciación del segundo circuito Panamá-Panamá II, con capacidad de 350 MVA/CTO como mínimo.
- Instalación del transformador T4 en S/E Panamá, 230/115 KV, 210/280/350 MVA.
- Nueva Línea Santa Rita Panamá II 115 KV, doble circuito: refuerza el sistema de transmisión del área de Colón hacia Panamá, mediante la construcción de un tramo de línea desde el Río Chagres Panamá II 230 KV (operada inicialmente en 115 KV) y un tramo de línea desde el Río Chagres Santa Rita 115 KV, además de la ampliación en 115 KV de las Subestaciones Santa Rita y Panamá II.
- Instalación de Banco de Capacitores de 120 MVAR (4 x 30 MVAR) en S/E Panamá II 230 KV.
- Ampliación de 50 MVAR del Banco de Capacitores de S/E Panamá 115 KV (2 x 20 MVAR más 10 MVAR adicionales en los bancos existentes).
- Aumento de la capacidad de la línea Mata de Nance Veladero 230 KV a 350 MVA /CTO en estado normal y a 450 MVA/CTO en emergencia, mediante aumento de la altura de los conductores.
- Nueva S/E El Higo, seccionando ambos circuitos de Llano Sánchez-Chorrera (230-3B/4B).
- Adición T2 en S/E Boquerón III (230/34.5 KV).

Año 2015:

- Nueva S/E San Bartolo (230/115/34.5 KV), seccionando los circuitos 230-14 y 230-15 (Veladero Llano Sánchez).
- ➤ Nueva L/T 230 KV Mata de Nance Boquerón III Progreso Frontera, conductor 1200 ACAR, con capacidad de 400 MVA/CTO, que reemplaza la línea actual que es de circuito sencillo. De manera adicional una nueva línea Mata de Nance Progreso paralela, con conductor y capacidad similar (comparten torres de transmisión).
- Adición del T3 en subestación Panamá II (230/115/13.8 KV).
- Reemplazo de los reactores R1 y R2 de 20 MVAR, 34.5 KV de la S/E Mata de Nance.
- Reemplazo del transformador de aterrizaje TT2 de la S/E Chorrera 34.5 KV por uno de igual capacidad 19.9 MVA



Año 2016:

- ➤ Tercera L/T de 230 KV doble circuito Veladero Llano Sánchez Chorrera Panamá, conductor 1200 ACAR y capacidad de 400 MVA/CTO. además de las ampliaciones de las subestaciones.
- SVC en S/E Llano Sánchez 230 KV.
- SVC en S/E Panamá II 230 KV.
- Reemplazo de autotransformador T1 de S/E Mata de Nance 230/115/34.5 KV, por uno con capacidad de 100/80/60 MVA.
- Reemplazo del autotransformador T1 de la S/E Llano Sánchez 230/115/34.5 KV por uno con capacidad de 100/80/60 MVA. Este es un transformador de conexión.
- Reemplazo del autotransformador T2 de la S/E Chorrera 230/115/34.5 KV por uno con capacidad de 100/80/60 MVA. Este es un transformador de conexión.

Año 2017:

- ➤ Nueva LT Las Minas 2 Panamá 115 KV, doble circuito con conductor 1200 ACAR con capacidad de 203 MVA/CTO. (reemplazará la existente).
- Nueva subestación Panamá III, iniciando operaciones como seccionadora a nivel de 230 KV.
- Reemplazo autotransformador T1 S/E Progreso 230/115/34.5 KV, por uno de igual capacidad de 50/40/30 MVA.
- Reemplazo autotransformador T2 S/E Panamá 230/115 KV, por uno de igual capacidad de 175/140/105 MVA.

Año 2018:

Nueva subestación Metetí 230/34.5 KV con su respectivo circuito de integración al SIN a nivel de 230 KV.

Año 2020:

- Aumento de la capacidad en la línea Guasquitas-Veladero a 350/450 MVA.
- Nueva LT Veladero-Panamá III con dos conductores por fase, diseñada para 500 KV pero operada inicialmente en 230 KV.
- Reemplazo autotransformador T3 S/E Panamá 230/115 KV, por uno de igual capacidad de 350/280/210 MVA.

Año 2024:

➤ Energización a 230 KV de la línea Santa Rita — Panamá II, es necesario hacer las ampliaciones en 230 KV en ambas subestaciones.



Años 2013 - 2017:

En el período 2013 - 2017 se deberán adquirir las naves de 230 KV donde entran y salen líneas de transmisión de ETESA pertenecientes al Sistema Principal de Transmisión. Estas son S/E El Coco (2 naves de 3 interruptores), S/E la Esperanza (1 nave de 3 interruptores y extensión de 8.5 km de línea de 230 KV doble circuito), S/E 24 de Diciembre (1 nave de 3 interruptores), S/E Cañazas (1 nave de 3 interruptores) y S/E Barro Blanco (1 nave de 3 interruptores).

En la Tabla 1.1 a continuación se presentan todos los proyectos propuestos en el Plan de Expansión 2013 y sus fechas de entrada en operación y en la Tabla 1.2 el Plan de Inversiones.

En el Anexo III-1 se presenta el plan de inversiones y las fechas de los proyectos propuestos en las cuales las fechas de entrada de los proyectos obedecen a un cronograma que considera tiempos de aprobación, estudios adicionales y tiempos de construcción.



	DESCRIPCIÓN	Nueva Fecha Plan 2013	Costo
	TOTAL		(Miles de B/.)
2	TOTAL		739,726
3	PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO		308,699
4	LINEA SANTA RITA - PANAMA II 115 KV		20,301
5	LINEA SANTA RITA - PANAMA II (CHAGPMA II 230 y CHAG-CAC 115)	31/1/14	15,476
6	ADICION S/E SANTA RITA 115 KV	31/1/14	2,923
7	ADICIÓN S/E PANAMA II 115 KV	31/1/14	1,902
8	CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II 230 KV	15/1/14	10,634
9	CAPACITORES 50 MVAR S/E PANAMA 115 KV	31/1/14	1,753
	REPOT. LINEA PANAMA - PANAMA II 230 KV COND. ACSS	30/3/2013 y 30/3/14	1,659
-	NUEVA LINEA DOBLE CTO. M. NANCE - PROGRESO - FRONT 230 KV		28,928
12	L/T MATA DE NANCE - PROGRESO (DOBLE CTO) - FRONT 230 KV*	31/1/15	23,610
13	ADICIÓN S/E MATA DE NANCE 230 KV	31/1/15	3,377
14	ADICIÓN S/E PROGRESO 230 KV AUMENTO DE CAPACIDAD LINEA MATA DE NANCE - VELADERO 230 KV	31/1/15 31/5/14	1,941 1,000
1	SUB EL HIGO (LAS GUIAS) 2do CTO.	1/7/14	3,007
	TORRES DE EMERGENCIA	1/1/14	264
	ADICION TRANSFORMADOR T4 S/E PANAMA 350 MVA	31/1/14	10,432
	ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA II 175 MVA	1/9/15	9,797
	TRANFORMADOR MOVIL DE RESERVA	1/1/15	4,595
	TERCERA LINEA VEL - LLS - CHO - PANAMA 230 KV		146,440
22	L/T VELADERO-LLANO SANCHEZ-CHORRERA-PANAMA II DOBLE CTO.	31/7/16	114,972
23	ADICIÓN S/E VELADERO 230 KV	31/7/16	6,932
24	ADICIÓN S/E LLANO SANCHEZ 230 KV	31/7/16	10,372
25	ADICIÓN S/E CHORRERA 230 KV	31/7/16	10,372
26	ADICIÓN S/E PANAMA 230 KV	31/7/16	3,792
	SVC S/E LLANO SANCHEZ 230 KV 100 MVAR	31/1/16	14,606
	SVC S/E PANAMA II 230 KV 200 MVAR S/E P. EOLICO EL COCO 230 KV 2 NAVES	31/1/16	20,499
	S/E LA ESPERANZA 230 KV 1 NAVE	2014 - 2017 2014 - 2017	10,636 8,194
	S/E 24 DE DICIEMBRE 230 KV 1 NAVE	2014 - 2017	5,318
	S/E CAÑAZAS 230 KV 1 NAVE	2014 - 2017	5,318
33	S/E BARRO BLANCO 230 KV 1 NAVE	2014 - 2017	5,318
34		2011 2011	0,010
35	PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO		303,214
36	NUEVA LINEA BAHIA LAS MINAS - PANAMA 115 KV	1/1/17	14,022
37	NUEVA SUBESTACIÓN PANAMA III 230 KV	1/1/17	18,638
38	LINEA A DARIEN 230 KV		73,778
39	LINEA PANAMA II - METETI 230 KV	1/1/19	67,920
40	NUEVA S/E METETI 230 KV	1/1/19	2,874
41	ADICIÓN S/E PANAMA II 230 KV	1/1/19	2,984
42	LINEA VELADERO - PANAMA III 500 KV LINEA VELADERO - PANAMA IIII 500 KV (OPERADA EN 230 KV)	1/1/21	174,776 168,688
43	ADICION S/E PANAMA III 230 KV	1/1/21	3,044
45	ADICIÓN S/E VELADERO 230 KV	1/1/21	3,044
	AUMENTO DE CAPACIDAD LINEA GUASQUITAS - VELADERO 230 KV	1/1/21	1,000
47	ENERGIZACION SANTA RITA 230 KV		21,000
48	NUEVA S/E SANTA RITA 230 KV	1/1/24	15,509
49	ADICIÓN S/E PANAMA II 230 KV	1/1/24	5,491
50			
51	PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES		7,202
	REPOCISION DE RADIOS DE ENLACE DE MICROONDAS	1/12/13	633
	EQUIPAMIENTO DE ETHERNET EN BACKBONE	1/12/13	71
	EQUIPAMENTO DE MULTIPLEXORES MSAN-	1/12/14	159
	PLANTAS ELECTRICAS AUXILIARES DE RESPALDO	1/12/14	121
	INTERCONEX. POR FIBRA OPTICA DE VALBUENA, CHIMENEA Y TABOGA	1/12/15	481
	EQUIP. Y DISPOSITIVOS DE COMUNIC. INTEGRACION NUEVOS AGENTES	1/12/15	548
	AMPLIACION DE COBERTURA DE RADIO DIGITAL ASTRO	1/12/15	2,580
	REPOSICION DE BANCOS DE BATERIAS REPOSICION DE RECTIFICADORES	1/12/14 1/6/14 1/6/15 1/6/16 v 1/6/17	191 609
	REPOSICION DE MULTIPLEXORES BAYLY	1/6/14, 1/6/15, 1/6/16 y 1/6/17 1/12/15	1,415
	REPOSICION DE MOCTIFEEXORES BATET	1/12/13	1,413
	REPOSICION DE CENTRAL TELEFONICA	1/12/14	41
64	REPOSICION DE TORRES	1/12/15	131
65	REPOSICION DE AIRES ACONDICIONADOS	1/6/17	60



67	PLAN DE REPOSICIÓN		41,876
_	REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO		21,332
	REPOCISION DE TRANSF. SERVICIOS AUXILIARES MATA DE NANCE	1/12/14	48
	SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS POR RELES	10/12/13	45
71	REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA	1/7/16	3,863
72	REEMPLAZO REACTORES R1 Y R2 S/E M. NANCE 20 MVAR	1/6/15	1,029
73	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 115 KV	1/6/14	522
74	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PANAMA 230 KV	11/9/14	1,579
	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 230 KV	28/1/15	1,053
	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 230 KV	1/12/15	71
	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 115 KV	1/12/15	309
_	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E CACERES 115 KV	1/12/15	370
	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA Y LLS 230 KV	1/12/16	147
	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E PANAMA Y LLS 230 KV	1/12/16	303
	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E LL. SANCHEZ 230 KV	1/12/15	31
	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E CACERES 115 KV REEMPLAZO PTs S/E PANAMA Y MDN 230 KV	1/12/16 1/12/15	18 320
	REEMPLAZO PTS S/E PANAMA T MIDIN 230 KV REEMPLAZO PTS S/E PANAMA, CACERES Y CALDERA 115 KV	1/12/15	604
	REEMPLAZO CTS S/E PANAMA 230 KV	1/12/13	368
	REEMPLAZO HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LINEAS 230 Y 115 KV	1/12/15	9,171
	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA II	1/12/13	9,171
	REEMPLAZO DE EQUIPO DE INYECCION SECUNDARIA	1/12/13	155
	REEMPLAZO DE PROTECCIONES S/E CHARCO AZUL	1/12/14	59
	AUTOMATIZACION DE S/E CACERES	1/12/15	346
	REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO		20,544
92	REEMPLAZO Y ADQ. DE PROT. DIFERENCIALES LINEAS 230 Y 115 KV	2014 - 2017	2,413
93	REEMPLAZO T1 S/E PROGRESO 50 MVA	1/12/17	2,988
94	REEMPLAZO T2 S/E PANAMA 175 MVA	1/12/17	4,074
95	REEMPLAZO T3 S/E PANAMA 350 MVA	1/12/20	4,753
96	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 230 KV	1/12/17	1,506
	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E CALDERA 115 KV	1/12/17	742
	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E PANAMA Y CHORRERA 230 KV	1/12/16	127
	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA Y MATA DE NANCE 115 KV	1/6/16 (MDN) y 1/6/17 (PAN)	213
	REEMPLAZO HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LINEAS 230 Y 115 KV	1/12/17 (Z1) y 1/12/18 (Z3)	3,551
	REEMPLAZO DE PROTECCIONES S/E CHORRERA	1/12/17	176
102	_		00.000
103		4/7/44	28,363
	S/E EL HIGO (LAS GUIAS) 1ra NAVE 230 KV	1/7/14	9,580
	ADICION T3 S/E LLANO SANCHEZ 100 MVA ADICION T3 S/E CHORRERA 100 MVA	30/6/13 30/6/13	4,123 4,203
	REEMPLAZO T1 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA	31/1/15	4,203
	REEMPLAZO T2 S/E CHORRERA 100 MVA	31/1/15	4,069
	REEMPLAZO TT2 S/E CHORRERA (ATERRIZAJE)	31/1/15	174
	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E LLANO SANCHEZ 115 KV	1/6/14	155
	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E LLANO SANCHEZ 34.5 KV	1/6/14	121
	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 34.5 KV	1/6/14	121
	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 34.5 KV	28/1/15	428
	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E LL. SANCHEZ 115 KV	1/12/16	95
	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E LL. SANCHEZ 115 KV	1/12/16	141
	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV	1/12/15 y 1/12/17	48
	REEMPLAZO PTs S/E LL. SANCHEZ 115 y 34.5 KV	1/12/14	88
	REEMPLAZO PTs S/E PROGRESO 34.5 KV	1/12/15	95
	REEMPLAZO PTs S/E MATA DE NANCE 34.5 KV	1/12/16	44
	REEMPLAZO CTs S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV	1/12/14	809
121			
122		4/12/15	23,875
	EDIFICIO-ETESA	1/12/15	11,300
	EQUIPO DE INFORMATICA	1/12/17	9,817
	REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR	1/12/17	2,758
126			06.407
127	ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	4/40/44	26,497
	S/E SAN BARTOLO 230/115/34-5 KV	1/12/14 31/1/15	8,412 18,085
129	0/L OAR BARTOLO 200/110/04-0 RV	31/11/13	10,085

Tabla 1.1 Propuesta Plan de Expansión de Transmisión 2013 – 2027

A continuación se presentan los cuadros con el Plan de Inversiones, el cual incluye ampliaciones mayores y ampliaciones menores de corto plazo, plan de largo plazo, sistema de comunicaciones, plan de reposición de corto plazo, de largo plazo y planta general.



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

	DESCRIPCIÓN	hasta													
	DESCRIPCION	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	TOTAL
1	TOTAL	17,909	65,830	171,241	125,828	80,827	69,038	60,240	105,156	21,383	1,345	3,650	13,017	4,263	739,726
2															
3	PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO	9,806	38,702	126,772	95,583	29,138	8,698	0	0	0	0	0	0	0	308,699
4	LINEA SANTA RITA - PANAMA II 115 KY	6,380	7,753	6,168											20,301
5	LINEA SANTA RITA - PANAMA II (CHAGPMA II 230 y CHAG-CAC 115)	4,430	6,359	4,627											15,476
6	ADICION S/E SANTA RITA 115 KV	946	590	1,387											2,923
7	ADICIÓN S/E PANAMA II 115 KV	944	804	154											1,902
8	CAPACITORES 120 MYAR S/E PANAMA II 230 KY		8,507	2,127											10,634
э	CAPACITORES 50 MYAR S/E PANAMA 115 KY		1,403	350											1,753
10	REPOT. LINEA PANAMA - PANAMA II 230 KY COND. ACSS	1,659													1,659
11	NUEVA LINEA DOBLE CTO. M. NANCE - PROGRESO - FRONT 230 KY	······	5,825	16,329	6,774										28,928
12	L/T MATA DE NANCE - PROGRESO (DOBLE CTO) - FRONT 230 KV*		4,762	14,115	4,733										23,610
13	ADICIÓN S/E MATA DE NANCE 230 KV		675	1,360	1,342										3,377
14	ADICIÓN S/E PROGRESO 230 KV		388	854	699										1,941
15	AUMENTO DE CAPACIDAD LINEA MATA DE NANCE - YELADERO 230	KY	200	800											1,000
16	SUB EL HIGO (LAS GUIAS) 2do CTO.	11	1.361	1,635											3,007
17	TORRES DE EMERGENCIA		·····	264											264
18	ADICION TRANSFORMADOR T4 S/E PANAMA 350 MVA	1.729	5,858	2,845											10,432
19	ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA II 175 MYA		2.086	3,005	4,706										9,797
20	TRANFORMADOR MOVIL DE RESERVA			3,508	1,087										4,595
21	TERCERA LINEA YEL - LLS - CHO - PANAMA 230 KY	27	5,409		49,957	16 960									146,440
22	L/T VELADERO-LLANO SANCHEZ-CHORRERA-PANAMA II DOBLE CTO.	15	5,309	55,000	38,530	16,118									114,972
23	ADICIÓN S/E VELADERO 230 KV	3	20	4,213	2,511	185									6,932
24	ADICIÓN S/E LLANO SANCHEZ 230 KV	3	30	6,289	3,772	278									10,372
25	ADICIÓN S/E CHORRERA 230 KV	3	30	6,283	3,772	278									10,372
26	ADICIÓN S/E PANAMA 230 KV	3	20	2,296	1,372	101									3,792
27	SVC S/E LLANO SANCHEZ 230 KV 100 MVAR		125	2.896	10,137	1,448									14,606
28	SVC S/E PANAMA II 230 KV 200 MVAR		175	4064	14,228	2.032									20,499
	S/E P. EOLICO EL COCO 230 KY 2 NAYES			2,659	2,659	2,659	2,659								10,636
	S/E LA ESPERANZA 230 KY 1 NAVE			2.048	2.048	2.049	2.049								8,194
	S/E 24 DE DICIEMBRE 230 KY 1 NAYE			1,329	1,329	1,330	1,330								5,318
	SIE CAÑAZAS 230 KY 1 NAVE			1,329	1.329	1,330	1,330								5,318
	S/E BARRO BLANCO 230 KY 1 NAYE			1,323	1,323	1,330	1,330								5,318



	DESCRIPCIÓN	hasta													
_	,	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	TOTA
35		0	5	77	10,221	41,093	48,314	59,423	104,206	18,075	870	3,650	13,017	4,263	303,21
36	NUEYA LINEA BAHIA LAS MINAS - PANAMA 115 KY			10	2,804	8,786	2,422								14,02
37	NUEYA SUBESTACIÓN PANAMA III 230 KY		5	45	7,204	9,804	1,580								18,63
38	LINEA A DARIEN 230 KY			22	213	22,451	43,792	7,300							73,77
39	LINEA PANAMA II - METETI 230 KV			20	197	20,677	40,300	6,726							67,92
40				1	8	837	1,746	282							2,87
41	ADICIÓN S/E PANAMA II 230 KV			1	8	937	1,746	292							2,98
42	LINEA YELADERO - PANAMA III 500 KY				0	52	520	52,123	104,206	17,875					174,77
43						50	502	50,349	100,508	17,279					168,68
44						1	9	887	1,849	298					3,04
45	1.2					1	9	887	1,849	298					3,04
46	AUMENTO DE CAPACIDAD LINEA GUASQUITAS - YELADERO 230 KY									200	800				1,00
17	ENERGIZACION SANTA RITA 20 KY										70	3,650	13,017	4,263	21,00
18	NUEVA S/E SANTA RITA 230 KV										50	3,101	9,193	3,165	15,50
19	ADICIÓN S/E PANAMA II 230 KV										20	549	3,824	1,098	5,4
50															
51	PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES	0	1,111	4,034	1,706	159	192	0	0	0	0	0	0	0	7,20
52	REPOCISION DE RADIOS DE ENLACE DE MICROONDAS		633												63
53	EQUIPAMIENTO DE ETHERNET EN BACKBONE		71												
54	EQUIPAMENTO DE MULTIPLEXORES MSAN-			159											15
55	PLANTAS ELECTRICAS AUXILIARES DE RESPALDO			121											12
	INTERCONEX, POR FIBRA OPTICA DE VALBUENA, CHIMENEA Y TABOGA				481										4:
	EQUIP. Y DISPOSITIVOS DE COMUNIC. INTEGRACION NUEVOS AGENTES		274	183	91										54
	AMPLIACION DE COBERTURA DE RADIO DIGITAL ASTRO		133	2.322	125										2,58
	REPOSICION DE BANCOS DE BATERIAS		100	191	123										1:
	REPOSICION DE BANCOS DE BATERIAS REPOSICION DE RECTIFICADORES			160	159	159	132								60
	REPOSICION DE MULTIPLEXORES BAYLY			696	719		102								1,4
	REPOSICION DE CROSCONECTORES			162	110										16
	REPOSICION DE CENTRAL TELEFONICA			41											
	REPOSICION DE TORRES			7 .	131										1
	REPOSICION DE AIRES ACONDICIONADOS						60								



	DESCRIPCIÓN	hasta													
	DESCRIPCION	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	TOTA
67	PLAN DE REPOSICIÓN	0	1,132	8,151	10,208	9,055	7,779	817	950	3,308	475	0	0	0	41,87
68	REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO	0	1,132	7,392	9,233	3,574	0	0	0	0	0	0	0	0	21,33
69	REPOCISION DE TRANSF, SERVICIOS AUXILIARES MATA DE NANCE			48											4
70	SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS POR RELES		45												
71	REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA			20	1,105	2,738									3,86
72	REEMPLAZO REACTORES R1 Y R2 S/E M. NANCE 20 MVAR			205	824										1,02
73	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 115 KV		100	422											52
74	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PANAMA 230 KV		158	1,421											1,57
75	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 230 KV			948	105										1,05
76	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 230 KV				71										
77	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 115 KV				309										30
78	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E CACERES 115 KV				370										37
79	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA Y LLS 230 KV					147									30 37 14
80	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E PANAMA Y LLS 230 KV					303									30
81	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E LL. SANCHEZ 230 KV				31										
82	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E CACERES 115 KV					18									30
83	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA Y MDN 230 KV				320										32
84	REEMPLAZO PT 3 S/E PANAMA, CACERES Y CALDERA 115 KV			518	87										60
85	REEMPLAZO CTs S/E PANAMA 230 KV					368									36
86	REEMPLAZO HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LINEAS 230 Y 115 KV			3,505	5,666										9,1
87	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA II		829	92											9;
88	REEMPLAZO DE EQUIPO DE INYECCION SECUNDARIA			155											15
89	REEMPLAZO DE PROTECCIONES S/E CHARCO AZUL			59											9,1 9; 15 5
90	AUTOMATIZACION DE S/E CACERES				346										34
91	REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO	0	0	759	975	5,481	7,779	817	950	3,308	475	0	0	0	20,54
92	REEMPLAZO Y ADQ. DE PROT. DIFERENCIALES LINEAS 230 Y 115 KV			759	940	565	148								2,41
93	REEMPLAZO T1 S/E PROGRESO 50 MVA				20	895	1,774	299							2,98
94	REEMPLAZOT2 S/E PANAMA 175 MVA				15	807	2,811	441							4,01
95	REEMPLAZO T3 S/E PANAMA 350 MVA						***************************************	20	950	3,308	475				4,75
96	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 230 KV						1,506								150
97	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E CALDERA 115 KV						742								74
98	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E PANAMA Y CHORRERA 230 KV					63	64								12
99	REEMPLAZO PT 3 S/E PANAMA Y MATA DE NANCE 115 KV					54	160								2
00	REEMPLAZO HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LINEAS 230 Y 115 KV					2,986	508	57							74 12 2: 3,5
101	REEMPLAZO DE PROTECCIONES S/E CHORRERA					111	65								1



103	SISTEMA DE CONEXIÓN	7,509	9,531	9,988	1,042	280	12	0	0	0	0	0	0	0	28,363
104	S/E EL HIGO (LAS GUIAS) 1ra NAVE 230 KV	15	6,771	2,794											9,580
105	ADICION T3 S/E LLANO SANCHEZ 100 MVA	3,711	412												4,123
	ADICION T3 S/E CHORRERA 100 MVA	3,783	420												4,203
107	REEMPLAZO T1 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA		814	2,848	407										4,069
	REEMPLAZO T2 S/E CHORRERA 100 MVA		814	2,848	407										4,069
109	REEMPLAZO TT2 S/E CHORRERA (ATERRIZAJE)			120	54										174
	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E LLANO SANCHEZ 115 KV		100	55											155 121
	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E LLANO SANCHEZ 34.5 KV		100	21											121
	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 34.5 KV		100	21											121 428
	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 34.5 KV			385	43										428
	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E LL. SANCHEZ 115 KV					95									95
	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E LL. SANCHEZ 115 KV					141									141
	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV				36		12								48
	REEMPLAZO PTs S/E LL. SANCHEZ 115 y 34.5 KV			88											88
	REEMPLAZO PTs S/E PROGRESO 34.5 KV				95										95
	REEMPLAZO PTs S/E MATA DE NANCE 34.5 KV					44									44
_	REEMPLAZO CTs S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV			809											809
121															
122	PLAN DE PLANTA GENERAL	593	10,577	5,110	2,451	1,101	4,043	0	0	0	0	0	0	0	23,875
	EDIFICIO-ETESA		7,000	3,300	1,000										11,300
	EQUIPO DE INFORMATICA	340	2,993	1,241	881	731	3,631								9,817
	REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR	253	584	569	570	370	412								2,758
126															
127	PLAN ESTRATEGICO	1	4,772	17,108	4,616	0	0	0	0	0	0	0	0	0	26,497
	ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	1	1,156	6,255	1,000										8,412
129	S/E SAN BARTOLO 230/115/34-5 KV		3,616	10,853	3,616										18,085

Tabla 1.2 Plan de Inversiones del Plan de Expansión 2013 – 2027



CAPÍTULO 2: INTRODUCCIÓN

La Ley No. 6 del 3 de febrero de 1977 establece en su Artículo 19 que es responsabilidad de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A., elaborar el Plan de Expansión. 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.

En respuesta a lo anterior, en este documento se presenta el resultado del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión, el cual evita las congestiones actuales y futuras y a la vez 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.

Específicamente, el estudio define la expansión óptima del sistema de transmisión para el periodo 2013-2027 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.

Además de los Antecedentes al Plan de Transmisión, el Resumen Ejecutivo y esta Introducción, el presente Tomo contiene los siguientes capítulos:

- o Capítulo 3: se presenta la descripción del sistema actual de transmisión de ETESA.
- Capítulo 4: se describen los criterios técnicos utilizados en la elaboración del presente informe.
- o Capítulo 5: se describe la metodología empleada en la elaboración del presente informe.
- o Capítulo 6: presenta el diagnostico del sistema de transmisión de corto plazo.
- Capítulo 7: se presenta el plan de expansión de corto plazo (2013 2016).
- o Capítulo 8: se presenta el análisis del sistema de transmisión de largo plazo.
- Capítulo 9: se presenta el análisis económico de la integración de Darién al SIN.
- Capítulo 10: se presenta el plan de expansión de largo plazo.
- o Capítulo 11: se presenta el plan de expansión del sistema de comunicación.
- o Capítulo 12: se presenta el plan de reposición de corto plazo.
- Capítulo 13: se presenta el plan de reposición de largo plazo.
- Capítulo 14: se presenta el plan de planta general.
- o Capitulo 15: se presenta el plan de ampliaciones de conexión.
- o Capítulo 16: se presenta el plan de expansión de transmisión estratégico.
- Capítulo 17: se presenta las conclusiones del plan.



o Capítulo 18: se presentan las recomendaciones del plan.

2.1 INFORMACIÓN UTILIZADA

2.1.1 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 febrero de 2013. En las siguientes tablas se presenta un resumen del pronóstico de demanda, tanto en energía como potencia, del año 2013 al 2027.

AÑO	DEMANMDA MÁXIMA (MW)	CONSUMO ANUAL (GWh)	TASA DE CREC	CIMIENTO %
	(10100)	(300)	POTENCIA	ENERGÍA
2013	1,451.4	9,084.5	7.4	7.5
2014	1,576.6	9,856.9	8.6	8.5
2015	1,725.5	10,793.9	9.4	9.5
2016	1,800.0	11,266.9	4.3	4.4

Tabla 2.1 Proyección de Demanda Media: Período 2013 - 2016

AÑO	DEMANMDA MÁXIMA	CONSUMO ANUAL	TASA DE CREC	CIMIENTO %
ANO	(MW)	(GWh)	POTENCIA	ENERGÍA
2017	1,903.6	11,922.1	5.8	5.8
2018	2,012.5	12,611.8	5.7	5.8
2019	2,126.5	13,333.9	5.7	5.7
2020	2,259.3	14,175.0	6.2	6.3
2021	2,386.5	14,981.7	5.6	5.7
2022	2,518.3	15,818.0	5.5	5.6
2023	2,654.9	16,686.0	5.4	5.5
2024	2,797.8	17,594.9	5.4	5.4
2025	2,946.8	18,542.6	5.3	5.4
2026	3,118.4	19,634.0	5.8	5.9
2027	3,298.5	20,779.9	5.8	5.8

Tabla 2.2 Proyección de Demanda y Energía: Período 2017 – 2027



2.1.2 GENERACIÓN

2.1.2.1 GENERACIÓN PARA ANÁLISIS DE CORTO PLAZO

En el análisis de corto plazo, para el escenario de generación del caso base, se tomaron en cuenta los proyectos de los cuales se tiene algún grado de certeza de su entrada en operación en el periodo 2013-2016. En este periodo se tienen varios proyectos hidroeléctricos que ya están prontos a iniciar construcción o se encuentran en construcción.

A continuación se presenta una tabla con los datos de estos proyectos y la fecha considerada en este plan para su entrada en operación.

ENTRADA EN	OPERACIÓN		PROYECTO			TOTAL
AÑO	MES	NOMBRE DEL PROYECTO	PUNTO DE CONEXIÓN AL SIN	BARRA DE 115/230 EN LA CUAL SE REGLEJA LA GENERACIÓN	MW	AÑADIDO AL SIN
	mar	Mendre 2	CAL34	S/E Caldera	8.00	
	mar	Las Perlas Norte	BOQIII34	S/E Boquerón III	10.00	
	abr	Las Perlas Sur	BOQIII34	S/E Boquerón III	10.00	
2013	jun	Sarigua	LSA34	S/E Llano Sánchez	2.40	122.05
	ago	San Lorenzo	MDN34	S/E Mata de Nance	8.40	
	dic	Monte Lirio	DOM230	S/E Dominical	49.95	
	dic	Pando	DOM230	S/E Dominical	33.30	
	ene	La Huaca	LSA34	S/E Llano Sánchez	5.05	
	ene	Rosa de los Vientos	ECO230	S/E El Coco	100.00	
	ene	Marañon	ECO230	S/E El Coco	17.50	
	ene	Nuevo Chagre	ECO230	S/E El Coco	62.50	
	ene	Portobelo	ECO230	S/E El Coco	40.00	
2014	mar	San Andrés	PRO34	S/E Progreso	10.00	470.70
2014	abr	Turbinas de Gas de EGESA	PAN115	S/E Caldera	42.80	470.79
	jul	El Alto	DOM230	S/E Dominical	69.48	
	jul	El Síndigo	CAL34	S/E Caldera	10.00	
	jul	Santa Maria 82	LSA34	S/E Llano Sánchez	25.60	
	ago	Bonyic	CHA115	S/E Changuinola	31.86	
	sep	Bajo Frío	PRO230	S/E Progreso	56.00	
	ene	Asturias	BOQIII34	S/E Boquerón III	4.10	
	ene	Barro Blanco	VEL230	S/E Barro Blanco	28.56	
	ene	Caldera	CAL34	S/E Caldera	4.10	
	ene	Los Planetas 2	MDN34	S/E Mata de Nance	8.58	
	ene	Cañazas	SBA34	S/E San Bartolo	5.94	
2015	ene	Santa María	SBA115	S/E San Bartolo	26.00	108.22
	feb	Ojo de agua	LSA34	S/E Llano Sánchez	9.00	
	feb	Los Estrechos	SBA34	S/E San Bartolo	12.30	
	Jun	Tizingal	BOQIII34	S/E Boquerón III	4.64	
	dic	Bajos de Totuma	BOQIII34	S/E Boquerón III	5.00	
	ene	Burica	PRO34	S/E Progreso	50.00	
	ene	Río Piedra	BMINAS DIST	S/E Santa Rita	10.00	
	ene	La Palma	LSA34	S/E Llano Sánchez	2.02	
	ene	Las Cruces	SBA34	S/E San Bartolo	14.40	
2016	ene	San Bartolo	SBA34	S/E San Bartolo	15.08	218.10
	ene	La Laguna	SBA34	S/E San Bartolo	9.30	
	ene	Chuspa	BOQIII34	S/E Boquerón III	8.80	
	ene	Tabasará II	VEL230	S/E Veladero	34.50	
	ene	Punta Rincón**	LSA230	S/E Llano Sánchez	74.00	

Tabla 2.3 Proyectos de Generación de 2013-2016



Todas estas son centrales hidroeléctricas, con excepción de la central Solar Sarigua de la estatal EGESA (año 2013) y las Centrales Eólicas (Rosa de los Vientos, Marañón, Nuevo Chagres y Portobelo), del grupo Unión Eólica Panameña, S.A. (en el año 2014 con 220 MW). La planta de Punta Rincón, es propiedad del agente Minera Panamá, S.A. (MPSA) y abastecerá la demanda del proyecto minero Petaquilla, por lo tanto MPSA será un auto-generador. La capacidad mostrada en la tabla se refiere a la inyección de potencia al SIN estimada por el propio agente (no es la capacidad instalada de la central).

2.1.2.2 GENERACIÓN PARA EL ANÁLISIS DE LARGO PLAZO

Para el horizonte de largo plazo, 2017 – 2027, 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 Diesel).

ENTRA OPER	DA EN Ación		PROYECTO	0		TOTAL
AÑO	MES	NOMBRE DEL PROYECTO	PUNTO DE CONEXIÓN AL SIN	BARRA DE 115/230 EN LA CUAL SE REFLEJA LA GENERACIÓN	MW	AÑADIDO AL SIN
	ene	Potrerillos	CAL34	S/E Caldera	4.17	
	ene	CB200	S/E Santa Rita	S/E Santa Rita	200.00	
	ene	CC GNL 250a	S/E Panamá III	S/E Panamá III	250.00	
2017	ene	CC GNL 250b	S/E Panamá III	S/E Panamá III	250.00	704.17
	ene	Cerro Viejo	SBA34	S/E San Bartolo	4.00	
2018	ene	Cerro Mina	SBA34	S/E San Bartolo	6.10	10.10
	ene	Los Trancos	LSA34	S/E Llano Sánchez	0.95	
	ene	Remigio Rojas	BOQIII34	S/E Boquerón III	6.50	
	ene	Lalín III (Gatú 46)	S/E Llano Sánchez	S/E Llano Sánchez	22.00	
	ene	CC GNL BLM	S/E Las Minas 1	S/E Santa Rita	160*	
2019	ene	CC GNL TCOL	S/E Cativá II	S/E Santa Rita	150*	29.45
	ene	Chan II	S/E Changuinola II	S/E Changuinola II	214.00	
	ene	El Remance	SBA34	S/E San Bartolo	8.00	
2020	ene	San Andrés II	BOQIII34	S/E Boquerón III	9.90	231.90
	ene	CC GNL200a	S/E Panamá III	S/E Panamá III	200.00	
	ene	Lalín II (Gatú 30.4)	S/E Llano Sánchez	S/E Llano Sánchez	30.00	
2021	ene	Lalin I (Gatu 16.6)	S/E Llano Sánchez	S/E Llano Sánchez	18.40	248.40
2022						
2023						
2024	ene	CC GNL 250c	S/E Panamá III	S/E Panamá III	250.00	250.00
2025						
2026	ene	CC GNL200b	S/E Panamá III	S/E Panamá III	200.00	200.00
2027						

Tabla 2.4 Proyectos de Generación de 2017 – 2027



A continuación se muestran los tres (3) Planes de Expansión de Generación para el escenario de Demanda Media, obtenidos en el Plan Indicativo de Generación.

ntrada en Op Año			manda Δ%MW	Oferta Proyecto	MW	Hidro	Eólico	Solar	Termo	Σ	Capacida Instalada MW
						Ca	pacidad	l Instalad	a Actual	=	2173
	mar			Mendre 2	8.00	8					
	mar			Las Perlas Norte	10.00	10					
	abr			Las Perlas Sur	10.00	10					
2013	jun	1451	7.4	Sarigua	2.40			2.4		122	2295
	ago			San Lorenzo	8.40	8					
	dic dic			Monte Lirio Pando	49.95 33.30	50 33					
	ene			La Huaca	5.05	5					
	ene			Rosa de los Vientos	100.00	Ŭ	100				
	ene			Marañon	17.50		18				
	ene			Nuevo Chagre	62.50		63				
	ene			Portobelo	40.00		40				
2014	mar	1577	8.6	San Andrés	10.00	10.00				428	2680
	abr			Turbinas de Gas de EGESA El Alto	42.80 69.48	69.48					
	jul jul			El Síndigo	10.00	10					
	jul			Santa Maria 82	25.60	26					
	ago			Bonyic	31.86	32					
	sep			Bajo Frío	56.00	56					
	ene			Asturias	4.10	4					
	ene			Barro Blanco	28.56	29					
	ene ene			Caldera Los Planetas 2	4.10 8.58	4 9					
	ene			Cañazas	5.94	6					
2015	ene	1725	9.4	Santa María	26.00	26				108	2788
	feb			Ojo de agua	9.00	9					
	feb			Los Estrechos	12.30	12					
	Jun			Tizingal	4.643	5					
	dic ene			Bajos de Totuma Burica	5.00 50.00	5 50					
	ene			Río Piedra	10.00	10					
	ene			La Palma	2.02	2					
	ene			Las Cruces	14.40	14					
2016	ene	1800	4.3	San Bartolo	15.08	15				218	3007
	ene			La Laguna	9.30	9					
	ene			Chuspa	8.80	9					
	ene ene			Tabasará II Punta Rincón**	34.50 274.00	35			74		
	ene			Potrerillos	4.174	4			74		
2047	ene	4004	5 0	CB200	200	·			200	704	0744
2017	ene	1904	5.8	CC GNL 250a	250.00				250	704	3711
	ene			CC GNL 250b	250.00				250		
2018	ene	2013	5.7	Cerro Viejo	4.00	4				10	3721
	ene ene			Cerro Mina Los Trancos	6.10 0.95	6 1				-	
	ene			Remigio Rojas	6.50	7					
2019	ene	2127	5.7	Lalín III (Gatú 46)	22.00	22				29	3750
	ene		•	CC GNL BLM	160*				160*		
	ene			CC GNL TCOL	150*				150*		
	ene			Chan II	214.00	214					
2020	ene	2259	6.2	El Remance	8.00	8.00				232	3982
	ene			San Andrés II	9.90	10					
	ene			CC GNL200a	200.00				200		
2021		2387	5.6	Lalín II (Gatú 30.4)	30.00	30				248	4231
	ene			Lalin I (Gatu 16.6)	18.40	18.40					
2022	00	2518	5.5	()							
2023		2655	5.4								
2024	ene	2798		CC GNL 250c	250.00				250	250	4481
2025	CITE	2947	5.4	00 014L 2000	250.00				230	230	7401
2025	one	_		CC GNL200b	200.00				200	200	4681
	ene	3118		OO GINLZUUD	200.00				200	200	4001
2027	1	3299	5.8		1						

Turbinas de Gas EGESA: Retiro de las Turbinas de Gas Panamá 1 y Panamá 2 propiedad de EGESA Fuente: Plan de Expansion del Sistema Interconectado Nacional 2013

Tabla 2.5 Plan de Generación Regional Medio Hidro-Térmico con Gas Natural y Carbón 2013



				RI	EGMHTC	B13					
		De	manda	Oferta		p c	Eólic o	. <u>a</u>	Ter mo	$\boldsymbol{\nabla}$	Capacidad
Año	Mes	MW	$\Delta\%MW$	Proyecto	MW	Hidr	ΕÓ	SS _	μE	\sum	Instalada
				,		Ca	apacidad	Instalac	la Actual	=	2173
	mar			Mendre 2	8.00	8					
	mar			Las Perlas Norte	10.00	10					
	may			Las Perlas Sur	10.00	10					
2013	jun	1451	7.4	Sarigua	2.40			2.4		122	2295
	ago			San Lorenzo	8.40	8					
	dic			Monte Lirio	49.95	50					
	dic			Pando	33.30	33					
	ene			La Huaca	5.05	5					
	ene			Rosa de los Vientos	100.00		100				
	ene			Marañon	17.50		18				
	ene			Nuevo Chagre	62.50		63				
	ene			Portobelo	40.00		40				
2014	mar	1577	8.6	San Andrés	10.00	10.00				428	2680
	abr			Turb. Gas de EGESA	42.80	00.40				_	
	jul			El Alto	69.48	69.48					
	jul			El Síndigo	10.00	10					
	jul			Santa Maria 82	25.60	26					
	ago			Bonyic	31.86	32					
	sep			Bajo Frío Asturias	56.00	56 4					
	ene			Barro Blanco	4.10	4 29					
	ene			Caldera	28.56 4.10	29 4					
	ene ene			Los Planetas 2	8.58	9					
	ene			Cañazas	5.94	6					
2015	ene	1725	9.4	Santa María	26.00	26				108	2788
	feb			Ojo de agua	9.00	9					
	feb			Los Estrechos	12.30	12					
	Jun			Tizingal	4.643	5					
	dic			Bajos de Totuma	5.00	5					
	ene			Burica	50.00	50					
	ene			Río Piedra	10.00	10					
	ene			La Palma	2.02	2					
	ene			Las Cruces	14.40	14					
2016	ene	1800	4.3	San Bartolo	15.08	15				218	3007
	ene			La Laguna	9.30	9					
	ene			Chuspa	8.80	9					
	ene			Tabasará II	34.50	35					
	ene			Punta Rincón**	274.00				74		
2017	ene	1904	5.8	Potrerillos	4.174	4				204	3211
	ene			CB200	200.00				200		
2018	ene	2013	5.7	Remigio Rojas	6.50	7				15	3225
	ene			El Remance Cerro Viejo	8.00 4.00	8.00 4					
2019	ene ene	2127	5.7	Cerro Mina	4.00 6.10	6				11	3236
2010	ene	2121	0.1			1					0200
	ene			Los Trancos Chan II	0.95 214.00	214					
2020	ene	2259	6.2	San Andrés II	9.90	10				224	3460
	ene			Lalin I (Gatu 16.6)	18.40	18				0.5.5	
2021	ene	2387	5.6	CB250a	250.00				250	268	3729
	ene	05		Lalín II (Gatú 30.4)	30.00	30			200		0==:
2022	ene	2518	5.5	Lalín III (Gatú 46)	22.00	22				52	3781
2023	ene	2655	5.4	CB250b	250.00				250	250	4031
2024	ene	2798	5.4	CB250c	250.00				250	250	4281
2025		2947	5.3								
2026	ene	3118	5.8	CB250d	250.00				250	250	4531
		3299	5.8								
2027				Σ							

Turbinas de Gas EGESA: Retiro de las Turbinas de Gas Panamá 1 y Panamá 2 propiedad de EGESA

Fuente: Plan de Expansion del Sistema Interconectado Nacional 2013

Tabla 2.6 Plan de Generación Regional Medio Hidro-Térmico con Carbón 2013



		Den	nanda	Oferta		늄	<u>.0</u>	<u>a</u>	Ξ 0	~	Capacida	
Año	Mes		∆%MW	Proyecto	MW	ij. o	Eólic o	Sol	Ter mo	\sum	Instalada	
						C	apacidac	l Instalad	la Actual	=	2173	
	mar			Mendre 2	8.00	8						
	mar			Las Perlas Norte	10.00	10						
	may			Las Perlas Sur	10.00	10						
2013	jun	1451	7.4	Sarigua	2.40			2.4		122	2295	
	ago			San Lorenzo	8.40	8						
	dic			Monte Lirio	49.95	50						
	dic			Pando	33.30	33						
	ene			La Huaca	5.05	5						
	ene			Rosa de los Vientos	100.00		100					
	ene			Marañon	17.50		18					
	ene			Nuevo Chagre	62.50		63					
	ene			Portobelo	40.00		40					
2014	mar	1577	8.6	San Andrés	10.00	10.00				428	2680	
	abr			Turb. Gas de EGESA	42.80							
	jul			El Alto	69.48							
	jul			El Síndigo	10.00	10						
	jul			Santa Maria 82	25.60	26						
	ago			Bonyic Boio Frío	31.86	32						
	sep			Bajo Frío Asturias	56.00	56 4						
	ene ene			Asturias Barro Blanco	4.10 28.56	4 29						
	ene			Caldera	∠8.56 4.10	29 4						
	ene			Los Planetas 2	8.58	9						
2015	ene			Cañazas	5.94	6						
	ene	1725	9.4	Santa María	26.00	26				108	2788	
	feb			Ojo de agua	9.00	9						
	feb			Los Estrechos	12.30	12						
	Jun			Tizingal	4.643	5						
	dic			Bajos de Totuma	5.00	5						
	ene				Burica	50.00	50					
	ene			Río Piedra	10.00	10						
	ene			La Palma	2.02	2						
	ene			Las Cruces	14.40	14						
2016	ene	1800	4.3	San Bartolo	15.08	15				218	3007	
	ene			La Laguna	9.30	9						
	ene			Chuspa	8.80	9						
	ene			Tabasará II	34.50	35						
	ene			Punta Rincón**	274.00				74			
	ene			Potrerillos	4.174	4						
	ene			CB200	200.00				200			
2017	ene	1904	5.8	CC GNL 250a	250.00				250	824	3831	
	ene			CC GNL 250b	250.00				250			
	ene			Eólico I	120		120					
2018	ene	2013	5.7	Cerro Viejo	4.00	4				10	3841	
	ene			Cerro Mina	6.10	6					***	
	ene			Los Trancos	0.95	1						
2010	ene	2127	E 7	Remigio Rojas	6.50					20	2070	
2019	ene	2127	5.7	Lalín III (Gatú 46)	22.00 160*	22			100*	29	3870	
	ene			CC GNL TCOL	160* 150*				160* 150*			
	ene ene			CC GNL TCOL Chan II	214.00	214			150*			
2020	ene	2259	6.2	El Remance	8.00	8.00				232	4102	
	ene	2209	U.Z	San Andrés II	9.90	10				202	4102	
	ene			CC GNL200a	200.00	10			200			
2021	ene	2387	5.6	Lalín II (Gatú 30.4)	30.00	30			200	248	4351	
	ene	2001	0.0	Lalin I (Gatu 16.6)	18.40	18.40				240	1001	
2022	ene	2518	5.5	Eólico II	80	10.40	80			80	4431	
2023	5/10	2655	5.4		- 50		50				, 101	
2024	ene	2798	5.4	CC GNL 250c	250.00				250	250	4681	
2025		2947	5.3							_55	,,,,,	
2026	ene	3118	5.8	CC GNL200b	200.00				200	200	4881	
				1.5.5								

Turbinas de Gas EGESA: Retiro de las Turbinas de Gas Panamá 1 y Panamá 2 propiedad de EGESA.

Fuente: Plan de Expansion del Sistema Interconectado Nacional 2013

Tabla 2.7 Plan de Generación Regional Medio Hidro-Térmico con Todas las Alternativas 2013



2.1.3 PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE 2012

Se utilizan como referencia los proyectos aprobados por la ASEP del Plan de Expansión 2012. En la siguiente tabla se presentan los proyectos del PESIN 2012 y la actualización de los mismos.

EQUIPO	AÑO	COSTO	EN PLAN 2013
DI AN DEL GIOTEMA PRINCIPAL		(MILES DE B/.)	
PLAN DEL SISTEMA PRINCIPAL	0044	00.004	O. Martines
LINEA SANTA RITA - PANAMA II 115 KV	2014	20,301	Se Mantiene
CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II 115 KV	2012	5,050	En Operación
CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II 230 KV	2014	10,634	Se Mantiene
CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ 230 KV	2013	5,711	En Operación
CAPACITORES 50 MVAR S/E PANAMA 115 KV	2014	1,753	Se Mantiene
REPOT. LINEA PANAMA - PANAMA II 230 KV COND. ACSS	2013 y 2014	1,659	En Ejecución
NUEVA LINEA DOBLE CTO. M. NANCE - PROGRESO - FRONT 230 KV	2015	28,928	Ver Nota 1
AUMENTO DE CAPACIDAD LÍNEA MATA DE NANCE - VELADERO 230 KV	2014	1,000	Se Mantiene
SUB EL HIGO (LAS GUIAS) 2do CTO.	2014	3,007	Se Mantiene
TORRES DE EMERGENCIA	2014	264	Se Mantiene
ADICION TRANSFORMADOR T4 S/E PANAMA 350 MVA	2014	10,432	Se Mantiene
ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA II 175 MVA	2015	9,797	Se Mantiene
TRANFORMADOR MOVIL DE RESERVA	2015	4,595	Se Mantiene
S/E P. EOLICO EL COCO 230 KV 2 NAVES	2014 - 2017	10,636	Se Mantiene
S/E LA ESPERANZA 230 KV 1 NAVE	2014 - 2017	8,194	Se Mantiene
S/E 24 DE DICIEMBRE 230 KV 1 NAVE	2014 - 2017	5,318	Se Mantiene
S/E CAÑAZAS 230 KV 1 NAVE	2014 - 2017	5,318	Se Mantiene
S/E BARRO BLANCO 230 KV 1 NAVE	2014 - 2017	5,318	Se Mantiene
TERCERA LINEA VEL - LLS - CHO - PANAMA 230 KV	2016	146,440	Se Mantiene
SVC S/E LLANO SANCHEZ 230 KV 100 MVAR	2016	14,606	Se Mantiene
SVC S/E PANAMA II 230 KV 200 MVAR	2016	20,499	Se Mantiene
NUEVA LINEA BAHIA LAS MINAS - PANAMA 115 KV	2018	14,022	Se Mantiene
ENERGIZACION SANTA RITA - PANAMA II 230 KV	2022	21,000	Se Mantiene
PLAN DE REPOSICIÓN			
PROTECCIONES	2013 - 2017	9,127	Se Mantiene
SUBESTACIONES	2013 - 2017	3,321	Se Mantiene
REEMPLAZO HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LINEAS 230 Y 115 KV	2015 - 2018	12,721	Se Mantiene
REEMPLAZO REACTORES R1 Y R2 S/E M. NANCE 20 MVAR	2015	1,029	Se Mantiene
REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA	2016	3,863	Se Mantiene
REEMPLAZO T1 S/E PROGRESO 50 MVA	2017	2,988	Se Mantiene
REEMPLAZO T2 S/E PANAMA 175 MVA	2017	4.074	Se Mantiene
REEMPLAZO T3 S/E PANAMA 350 MVA	2020	4,753	Se Mantiene
		,	
SISTEMA DE CONEXIÓN	2012 - 2017	28.363	Se Mantiene
		-,	
PLAN DE PLANTA GENERAL	2012 - 2017	24,979	Se Mantiene
PLAN ESTRATÉGICO			
ADICIÓN TRANSFORMADOR T2 S/E BOQUERÓN III 230/34.5	2014	8,412	Se Mantiene
S/E SAN BARTOLO 230/115/34.5 KV	2015	18,085	Se Mantiene

Nota 1: Doble circuito desde S/E Mata de Nance hasta S/E Progreso. Se mantiene la fecha de ingreso de este proyecto.

Tabla 2.8 Programa de Obras de Transmisión 2012 – 2026 del Plan de Expansión 2012



2.1.4 PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE 2013

El programa de obras propuesto por ETESA en este Plan de Expansión es el siguiente:

	DESCRIPCIÓN	Nueva Fecha Plan 2013	Costo (Miles de B/.)
1	TOTAL		739,726
2			
3	PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO		308,699
5	LINEA SANTA RITA - PANAMA II 115 KV	24/4/44	20,301
6	LINEA SANTA RITA - PANAMA II (CHAGPMA II 230 y CHAG-CAC 115) ADICION S/E SANTA RITA 115 KV	31/1/14 31/1/14	15,476 2,923
7	ADICIÓN S/E PANAMA II 115 KV	31/1/14	1,902
8	CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II 230 KV	15/1/14	10,634
9	CAPACITORES 50 MVAR S/E PANAMA 115 KV	31/1/14	1,753
10	REPOT. LINEA PANAMA - PANAMA II 230 KV COND. ACSS	30/3/2013 y 30/3/14	1,659
11	NUEVA LINEA DOBLE CTO. M. NANCE - PROGRESO - FRONT 230 KV	,	28,928
12	L/T MATA DE NANCE - PROGRESO (DOBLE CTO) - FRONT 230 KV*	31/1/15	23,610
13	ADICIÓN S/E MATA DE NANCE 230 KV	31/1/15	3,377
14	ADICIÓN S/E PROGRESO 230 KV	31/1/15	1,941
	AUMENTO DE CAPACIDAD LINEA MATA DE NANCE - VELADERO 230 KV	31/5/14	1,000
	SUB EL HIGO (LAS GUIAS) 2do CTO.	1/7/14	3,007
	TORRES DE EMERGENCIA	1/12/14	264
	ADICION TRANSFORMADOR T4 S/E PANAMA 350 MVA	31/1/14	10,432
_	ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA II 175 MVA	1/9/15	9,797
	TRANFORMADOR MOVIL DE RESERVA	1/1/15	4,595
21	TERCERA LINEA VEL - LLS - CHO - PANAMA 230 KV		146,440
22	L/T VELADERO-LLANO SANCHEZ-CHORRERA-PANAMA II DOBLE CTO.	31/7/16	114,972
23	ADICIÓN S/E VELADERO 230 KV	31/7/16	6,932
24	ADICIÓN S/E LLANO SANCHEZ 230 KV	31/7/16	10,372
25 26	ADICIÓN S/E CHORRERA 230 KV ADICIÓN S/E PANAMA 230 KV	31/7/16 31/7/16	10,372 3,792
	SVC S/E LLANO SANCHEZ 230 KV 100 MVAR	31/1/16	14,606
	SVC S/E PANAMA II 230 KV 200 MVAR	31/1/16	20,499
	S/E P. EOLICO EL COCO 230 KV 2 NAVES	2014 - 2017	10,636
	S/E LA ESPERANZA 230 KV 1 NAVE	2014 - 2017	8,194
	S/E 24 DE DICIEMBRE 230 KV 1 NAVE	2014 - 2017	5,318
	S/E CAÑAZAS 230 KV 1 NAVE	2014 - 2017	5,318
33		2014 - 2017	5,318
34 35	PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO		303,214
	NUEVA LINEA BAHIA LAS MINAS - PANAMA 115 KV	1/1/17	14,022
37	NUEVA SUBESTACIÓN PANAMA III 230 KV	1/1/17	18,638
38	LINEA A DARIEN 230 KV		73,778
39	LINEA PANAMA II - METETI 230 KV	1/1/19	67,920
40	NUEVA S/E METETI 230 KV	1/1/19	2,874
41	ADICIÓN S/E PANAMA II 230 KV	1/1/19	2,984
42	LINEA VELADERO - PANAMA III 500 KV		174,776
43	LINEA VELADERO - PANAMA IIII 500 KV (OPERADA EN 230 KV)	1/1/21	168,688
44	ADICION S/E PANAMA III 230 KV	1/1/21	3,044
45	ADICIÓN S/E VELADERO 230 KV	1/1/21	3,044
46		1/1/21	1,000
47	ENERGIZACION SANTA RITA 230 KV	1/1/04	21,000
48	NUEVA S/E SANTA RITA 230 KV	1/1/24	15,509
49	ADICIÓN S/E PANAMA II 230 KV	1/1/24	5,491
50 51	PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES		7,202
52	REPOCISION DE RADIOS DE ENLACE DE MICROONDAS	1/12/13	633
53	EQUIPAMIENTO DE ETHERNET EN BACKBONE	1/12/13	71
54	EQUIPAMENTO DE MULTIPLEXORES MSAN-	1/12/14	159
55		1/12/14	121
	INTERCONEX. POR FIBRA OPTICA DE VALBUENA, CHIMENEA Y TABOGA	1/12/15	481
	EQUIP. Y DISPOSITIVOS DE COMUNIC. INTEGRACION NUEVOS AGENTES	1/12/15	548
	AMPLIACION DE COBERTURA DE RADIO DIGITAL ASTRO	1/12/15	2,580
	REPOSICION DE BANCOS DE BATERIAS	1/12/14	191
	REPOSICION DE RECTIFICADORES	1/6/14, 1/6/15, 1/6/16 y 1/6/17	609
	REPOSICION DE MULTIPLEXORES BAYLY	1/12/15	1,415
62	REPOSICION DE CROSCONECTORES	1/12/14	162
	REPOSICION DE CENTRAL TELEFONICA	1/12/14	41
	REPOSICION DE TORRES	1/12/15	131
65	REPOSICION DE AIRES ACONDICIONADOS	1/6/17	60



67	PLAN DE REPOSICIÓN		41,876
-	REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO		21,332
69	REPOCISION DE TRANSF. SERVICIOS AUXILIARES MATA DE NANCE	1/12/14	48
70	SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS POR RELES	10/12/13	45
71	REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA	1/7/16	3,863
72	REEMPLAZO REACTORES R1 Y R2 S/E M. NANCE 20 MVAR	1/6/15	1,029
73	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 115 KV	1/6/14	522
74	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PANAMA 230 KV	11/9/14	1,579
75	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 230 KV	28/1/15	1,053
76	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 230 KV	1/12/15	71
77	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 115 KV	1/12/15	309
	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E CACERES 115 KV	1/12/15	370
79	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA Y LLS 230 KV	1/12/16	147
80	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E PANAMA Y LLS 230 KV	1/12/16	303
	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E LL. SANCHEZ 230 KV	1/12/15	31
	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E CACERES 115 KV	1/12/16	18
83	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA Y MDN 230 KV	1/12/15	320
84	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA, CACERES Y CALDERA 115 KV	1/12/15	604
	REEMPLAZO CTs S/E PANAMA 230 KV	1/12/16	368
	REEMPLAZO HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LINEAS 230 Y 115 KV	1/12/15	9,171
	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA II	1/12/13	921
	REEMPLAZO DE EQUIPO DE INYECCION SECUNDARIA	1/12/14	155
	REEMPLAZO DE PROTECCIONES S/E CHARCO AZUL	1/12/14	59
90	AUTOMATIZACION DE S/E CACERES	1/12/15	346
91	REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO		20,544
92	REEMPLAZO Y ADQ. DE PROT. DIFERENCIALES LINEAS 230 Y 115 KV	2014 - 2017	2,413
93	REEMPLAZO T1 S/E PROGRESO 50 MVA	1/12/17	2,988
94	REEMPLAZO T2 S/E PANAMA 175 MVA	1/12/17	4,074
95	REEMPLAZO T3 S/E PANAMA 350 MVA	1/12/20	4,753
96	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 230 KV	1/12/17	1,506
97	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E CALDERA 115 KV	1/12/17	742
98	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E PANAMA Y CHORRERA 230 KV	1/12/16	127
99	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA Y MATA DE NANCE 115 KV	1/6/16 (MDN) y 1/6/17 (PAN)	213
100	REEMPLAZO HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LINEAS 230 Y 115 KV	1/12/17 (Z1) y 1/12/18 (Z3)	3,551
	REEMPLAZO DE PROTECCIONES S/E CHORRERA	1/12/17	176
102			
103	SISTEMA DE CONEXIÓN		28,363
	S/E EL HIGO (LAS GUIAS) 1ra NAVE 230 KV	1/7/14	9,580
	ADICION T3 S/E LLANO SANCHEZ 100 MVA	30/6/13	4,123
106	ADICION T3 S/E CHORRERA 100 MVA	30/6/13	4,203
	REEMPLAZO T1 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA	31/1/15	4,069
	REEMPLAZO T2 S/E CHORRERA 100 MVA	31/1/15	4,069
	REEMPLAZO TT2 S/E CHORRERA (ATERRIZAJE)	31/1/15	174
	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E LLANO SANCHEZ 115 KV	1/6/14	155
	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E LLANO SANCHEZ 34.5 KV	1/6/14	121
	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 34.5 KV	1/6/14	121
	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 34.5 KV	28/1/15	428
	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E LL. SANCHEZ 115 KV	1/12/16	95
	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E LL. SANCHEZ 115 KV	1/12/16	141
116	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV	1/12/15 y 1/12/17	48
		1/12/14	88
117	REEMPLAZO PTs S/E LL. SANCHEZ 115 y 34.5 KV		
117 118	REEMPLAZO PTs S/E PROGRESO 34.5 KV	1/12/15	95
117 118 119	REEMPLAZO PTs S/E PROGRESO 34.5 KV REEMPLAZO PTs S/E MATA DE NANCE 34.5 KV	1/12/15 1/12/16	95 44
117 118 119 120	REEMPLAZO PTs S/E PROGRESO 34.5 KV	1/12/15	95 44
117 118 119 120 121	REEMPLAZO PTS S/E PROGRESO 34.5 KV REEMPLAZO PTS S/E MATA DE NANCE 34.5 KV REEMPLAZO CTS S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV	1/12/15 1/12/16	95 44 809
117 118 119 120 121 122	REEMPLAZO PTS S/E PROGRESO 34.5 KV REEMPLAZO PTS S/E MATA DE NANCE 34.5 KV REEMPLAZO CTS S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV PLAN DE PLANTA GENERAL	1/12/15 1/12/16 1/12/14	95 44 809 23,875
117 118 119 120 121 122 123	REEMPLAZO PTS S/E PROGRESO 34.5 KV REEMPLAZO PTS S/E MATA DE NANCE 34.5 KV REEMPLAZO CTS S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV PLAN DE PLANTA GENERAL EDIFICIO-ETESA	1/12/15 1/12/16 1/12/14 1/12/15	95 44 809 23,875 11,300
117 118 119 120 121 122 123 124	REEMPLAZO PTS S/E PROGRESO 34.5 KV REEMPLAZO PTS S/E MATA DE NANCE 34.5 KV REEMPLAZO CTS S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV PLAN DE PLANTA GENERAL EDIFICIO-ETESA EQUIPO DE INFORMATICA	1/12/15 1/12/16 1/12/14 1/12/15 1/12/17	95 44 809 23,875 11,300 9,817
117 118 119 120 121 122 123 124 125	REEMPLAZO PTS S/E PROGRESO 34.5 KV REEMPLAZO PTS S/E MATA DE NANCE 34.5 KV REEMPLAZO CTS S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV PLAN DE PLANTA GENERAL EDIFICIO-ETESA	1/12/15 1/12/16 1/12/14 1/12/15	95 44
117 118 119 120 121 122 123 124 125 126	REEMPLAZO PTS S/E PROGRESO 34.5 KV REEMPLAZO PTS S/E MATA DE NANCE 34.5 KV REEMPLAZO CTS S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV PLAN DE PLANTA GENERAL EDIFICIO-ETESA EQUIPO DE INFORMATICA REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR	1/12/15 1/12/16 1/12/14 1/12/15 1/12/17	95 44 809 23,875 11,300 9,817 2,758
117 118 119 120 121 122 123 124 125 126 127	REEMPLAZO PTS S/E PROGRESO 34.5 KV REEMPLAZO PTS S/E MATA DE NANCE 34.5 KV REEMPLAZO CTS S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV PLAN DE PLANTA GENERAL EDIFICIO-ETESA EQUIPO DE INFORMATICA REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR PLAN ESTRATEGICO	1/12/15 1/12/16 1/12/14 1/12/14 1/12/15 1/12/17 1/12/17	95 44 809 23,875 11,300 9,817 2,758
117 118 119 120 121 122 123 124 125 126 127 128	REEMPLAZO PTS S/E PROGRESO 34.5 KV REEMPLAZO PTS S/E MATA DE NANCE 34.5 KV REEMPLAZO CTS S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV PLAN DE PLANTA GENERAL EDIFICIO-ETESA EQUIPO DE INFORMATICA REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR	1/12/15 1/12/16 1/12/14 1/12/15 1/12/17	95 44 809 23,875 11,300 9,817

Tabla 2.9 Programa de Obras Propuestas por ETESA Plan 2013



2.1.5 PROYECTOS VIABLES IDENTIFICADOS

Dentro del conjunto de refuerzos viables, se incluyen, además de los proyectos mencionados anteriormente, todas las líneas paralelas a las existentes que podrían ser construidas. La información del conjunto de candidatos utilizados toma en cuenta las opciones de refuerzo en líneas de 230 KV tanto para circuito sencillo como para doble circuito y además, se consideraron también líneas de 500 KV. La siguiente tabla muestra todos los proyectos de líneas y ampliaciones de subestaciones considerados como candidatos en los análisis. En el Anexo III-2 se muestra mayor detalle de esto.

	Terminal i	Nombre de Barra SDDP	Terminal j	Nombre de Barra SDDP	Reactancia	Longitud	Capacidad	Tensión	Sección de Conductor
	Busbar		Busbar		(%)	km	MVA	kV	
					\ <i>\</i>				
	LINEAS DE CIRCUITO S	ENCILLO							
1	GUASQUITAS	GUA-230	VELADERO	VEL-230	7.59	84.30	400	230	1200 ACAR
2	VELADERO	VEL-230	LLANO SANCHEZ	LLS-230	9.91	110.07	400	230	1200 ACAR
3	LLANO SANCHEZ	LLS-230	PANAMA 2	PA2-230	17.55	195.00	400	230	1200 ACAR
4	MATA DE NANCE	MDN-230	VELADERO	VEL-230	7.85	84.49	350	230	750 ACAR
5	LLANO SANCHEZ	LLS-230	CHORRERA	CHO-230	13.21	142.19	350	230	750 ACAR
6	CHORRERA	CHO-230	PANAMA	PAN-230	3.62	39.00	350	230	750 ACAR
7	PROGRESO	PRO-230	CONCEPCION	CON-230	2.51	27.00	350	230	750 ACAR
8	CONCEPCION	CON-230	MATA DE NANCE	MDN-230	2.51	27.00	350	230	750 ACAR
9	MATA DE NANCE	MDN-115	CALDERA	CAL-115	9.53	25.00	150	115	636 ACSR
10	GUASQUITAS	GUA-230	LLANO SANCHEZ	LLS-230	17.49	194.37	400	230	1200 ACAR
11	LLANO SANCHEZ	LLS-230	PANAMA 2	PA2-230	17.49	195.00	400	230	1200 ACAR
11	GUASQUITAS	GUA-230	LLANO SANCHEZ	LLS-230	13.93	194.37	600	230	2X750 ACAR
12	LLANO SANCHEZ	LLS-230	PANAMA 2	PA2-230	13.93	195.00	600	230	2X750 ACAR
11	CHANGUINOLA	Chang230	GUASQUITAS	GUA-230	10.05	120.00	400	230	1200 ACAR
12	LLANO SANCHEZ	LLS-230	LAS GUÍAS ****	LGU-230	5.57	60.00	350	230	750 ACAR
14	LAS GUÍAS SANTA RITA	LGU-230 SRITA-115	CHORRERA **** PANAMA 2	CHO-230 PA2-230	7.63 4.32	82.19 48.00	350 400	230 230	750 ACAR 1200 ACAR
15	GUASQUITAS	GUA-230	FORTUNA	FOR-230	1.44	16.00	400	230	1200 ACAR 1200 ACAR
16	PANAMA 2 500	PA2-500	LLANO SANCHEZ 500	LLS-500	2.60	195.00	900	500	1200 ACAR
17	LLANO SANCHEZ 500	LLS-500	GUASQUITAS 500	GUA-500	2.60	195.00	900	500	
18	PANAMA 2 500	PAN-500	GUASQUITAS 500	GUA-500 GUA-500	5.21	390.00	900	500	
'0	I AIVAIVIA 2 300	1 711-300	0000001170 300	G0A-300	5.21	330.00	300	300	
	LINEAS DE DOBLE CIR	CUITO							
1	GUASQUITAS	GUA-230	VELADERO	VEL-230	7.59	84.30	400	230	1200 ACAR
2	VELADERO	VEL-230	LLANO SANCHEZ	LLS-230	9.91	110.07	400	230	1200 ACAR
3	LLANO SANCHEZ	LLS-230	PANAMA 2	PA2-230	17.55	195.00	400	230	1200 ACAR
4	MATA DE NANCE	MDN-230	VELADERO	VEL-230	7.85	84.49	350	230	750 ACAR
5	LLANO SANCHEZ	LLS-230	CHORRERA	CHO-230	13.21	142.19	350	230	750 ACAR
6	CHORRERA	CHO-230	PANAMA	PAN-230	3.62	39.00	350	230	750 ACAR
7	PROGRESO	PRO-230	CONCEPCION	CON-230	2.51	27.00	350	230	750 ACAR
8	CONCEPCION	CON-230	MATA DE NANCE	MDN-230	2.51	27.00	350	230	750 ACAR
9	MATA DE NANCE	MDN-115	CALDERA	CAL-115	9.53	25.00	150	115	636 ACSR
10	GUASQUITAS	GUA-230	LLANO SANCHEZ	LLS-230	17.49	194.37	400	230	1200 ACAR
11	LLANO SANCHEZ	LLS-230	PANAMA 2	PA2-230	17.49	195.00	400	230	1200 ACAR
11	GUASQUITAS	GUA-230	LLANO SANCHEZ	LLS-230	13.93	194.37	600	230	2X750 ACAR
12	LLANO SANCHEZ	LLS-230	PANAMA 2	PA2-230	13.93	195.00	600	230	2X750 ACAR
11	CHANGUINOLA	Chang230	GUASQUITAS	GUA-230	10.05	120.00	400	230	1200 ACAR
12	LLANO SANCHEZ	LLS-230	LAS GUÍAS ****	LGU-230	5.57	60.00	350	230	750 ACAR
13	LAS GUÍAS	LGU-230	CHORRERA ****	CHO-230	7.63	82.19	350	230	750 ACAR
14	SANTA RITA	SRITA-230	PANAMA 2	PA2-230	4.32	48.00	400	230	1200 ACAR
	TRANSFORMADORES								
1	PANAMA 230	PAN-230	PANAMA 115	PAN-115	5.14		175	230	
2	PANAMA 230	PAN-230	PANAMA 115	PAN-115	2.57		350	230	
3	PANAMA2 230	PA2-230	PANAMA2 115	PA2-115	5.14		175	230	
4	PANAMA2 230	PA2-230	PANAMA2 115	PA2-115	2.57		350	230	
5	SANTA RITA 230	SRITA-230	SANTA RITA 115	SRITA-115	5.14		100	230	
6	PANAMA2 500	PA2-500	PANAMA2 230	PA2-230	11.17		450	500	
7	LLANO SANCHEZ 500	LLS-500	LLANO SANCHEZ 230	LLS-230	11.17		450	500	
8	GUASQUITAS 500	GUA-500	GUASQUITAS 230	GUA-230	11.17		450	500	

Tabla 2-10 Proyectos considerados como candidatos en los análisis



2.1.6 INFORMACIÓN PARA EL MODELO ENERGÉTICO

Se tomó la base de datos del SDDP², la cual incluye la información de la generación y demanda para tres escenarios definidos de acuerdo a lo mostrado en la Tabla 2-11.

I	CASO	NOMBRE	DESCRIPCIÓN
	1	REGMHTGNC13	Escenario de Generación Regional Hidro Térmico con Gas Natural y Carbón con proyección de demanda media.
	2	REGMHTCB13	Escenario de Generación Regional Hidro Térmico con Carbón con proyección de demanda media.
	3	REGMHTTLA13	Escenario de Generación Regional Hidro Térmico con Carbón, Gas Natural y Eólicos con proyección de demanda media.

Tabla 2-11 Escenarios para el Análisis Energético

El modelo energético cuenta con la información necesaria para realizar el análisis de expansión en el horizonte 2013-2027, con resolución mensual para demandas máxima, media y mínima. Se tienen en cuenta los valores actualizados para los precios de los distintos tipos de combustible utilizados en los proyectos candidatos de expansión.

2.1.7 INFORMACIÓN DE DETALLE PARA EL ANÁLISIS ELÉCTRICO

Se modela el sistema eléctrico con un total de 280 barras, 137 líneas, 103 transformadores de 2 devanados y 51 transformadores de 3 devanados, y 117 generadores y 185 cargas. También se modela la red de ACP de 44 KV y sus unidades de generación. Para el año final del análisis eléctrico, 2021, se modela el sistema eléctrico con un total de 410 barras, 230 líneas, 178 transformadores de 2 devanados y 59 transformadores de 3 devanados, 199 generadores y 217 cargas. También se modela la red de ACP de 44 KV y sus unidades de generación (incluyendo las futuras).

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: Chorrera, Llano Sánchez, Veladero, Guasquitas, Mata de Nance, Boquerón III, Caldera, Changuinola, Cañazas, Progreso y Charco Azul.

Para los estudios de estabilidad los generadores se modelan con sus reguladores de velocidad, tensión y estabilizadores de potencia. El modelado de los generadores se realiza con base a información entregada por los agentes durante el trámite de viabilidad de conexión y a parámetros típicos de estos elementos (modelos de máquina, gobernador, excitado, estabilizador, etc.) para aquellos agentes de los que no se cuente con información para su modelado.

-

² El Modelo de Planeamiento de la Operación Dual Estocástico (o en inglés, SDDP: Stochastic Dual Dynamic Programming), es un programa de optimización diseñado para calcular la política de operación óptima de sistemas hidrotérmicos. Es muy utilizado en muchos países con bastante éxito ya que el algoritmo está diseñado para sistema hidrotérmicos como el Panameño cuyo despacho se define por la optimización de costos de producción.(http://www.psr-inc.com.br/sddp.asp)



La información de detalle eléctrico fue utilizada para alimentar el modelo Power System Simulator for Engineering (PSS/E), el cual permite simular el estado estacionario y realizar simulaciones de confiabilidad. En el Anexo III-11 se describen las características de este modelo.



CAPÍTULO 3: DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

3.1 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 1,012.15 Km, y en líneas de circuito sencillo, de 78.7 Km. Para las líneas de 115 KV, la longitud total de líneas de doble circuito es de 133.5 Km. y para líneas de circuito sencillo, de 39.9 Km. En la Tabla 3-1 se presentan las líneas de transmisión de ETESA, su año de entrada en operación y su longitud y capacidad en MVA, tanto para condiciones de operación normal como en contingencia.

		LINEAS DE 230 Y	115 KV DE	ETESA			
LÍNEAS	NUMERACIÓN	SUBESTACIONES	AÑO	LONG.	CONDUCTOR	CAPACID	AD (MVA)
				(Km.)		Normal	Cont.
LINEAS DE 230 KV							
DOBLE CIRCUITO	230-1A/B,2A	BAYANO - PACORA - PANAMA II	1976	68.14	636 ACSR	186.0	350.0
DOBLE GIROGITO	230-1C,2B	PANAMA II - PANAMA	1976	12.94	636 ACSR	186.0	350.0
	230-3A,4A	PANAMA - CHORRERA	1978	39.00	750 ACAR	193.0	366.0
	230-3B,4B	CHORRERA - LL.SANCHEZ	1978	142.19	750 ACAR	193.0	366.0
	230-5A,6A	LL.SANCHEZ - VELADERO	1978	109.36	750 ACAR	193.0	366.0
	230-5A,6A 230-5B,6B	VELADERO - MATA NANCE	1979	84.49	750 ACAR	193.0	366.0
	230-7,8	MATA NANCE - FORTUNA	1984	37.50	750 ACAR	193.0	366.0
	230-12.13	LL.SANCHEZ - PANAMA II	2006	195.00	1200 ACAR	275.0	450.0
	230-14,15	VELADERO - LL. SANCHEZ	2004	110.07	1200 ACAR	275.0	450.0
	230-14,13	GUASQUTAS - VELADERO	2004	84.30	1200 ACAR	275.0	450.0
	250-10,17	TOTAL	2004	882.99	1200 AOAR	275.0	430.0
		TOTAL x CIRCUITO		1,765.98			
		TOTAL X CIRCUITO		1,705.90			
CIRCUITO SENCILLO	230-9A	MATA NANCE - BOQUERON III	1986	27.00	750 ACAR	193.0	366.0
CINCOTTO SENGILLO	230-9B	BOQUERON III - PROGRESO	1986	27.00	750 ACAR 750 ACAR	193.0	366.0
	230-95	PROGRESO - FRONTERA	1986	9.70	750 ACAR 750 ACAR	193.0	366.0
	230-10	GUASQUITAS - FORTUNA	2003	16.00	1200 ACAR	276.0	459.0
	230-16 230-20A	FORTUNA - LA ESPERANZA *	2003	97.55	750 ACAR	304.0	340.0
	230-20A 230-20B	LA ESPERANZA - CHANGUINOLA *	2009	24.11	750 ACAR 750 ACAR	304.0	340.0
	230-205	CHANGUINOLA - FRONTERA	2009	15.00	750 ACAR 750 ACAR	304.0	340.0
	230-21	GUASQUITAS - CAÑAZAS *	2011	44.00	750 ACAR 750 ACAR y 1200 ACAR	276.0	340.0
	230-29	CAÑAZAS - CHANGUINOLA *	2012	76.65	750 ACAR y 1200 ACAR 750 ACAR	304.0	340.0
	230-30	TOTAL	2012	337.01	750 ACAR	304.0	340.0
		TOTAL		337.01			
		TOTAL x CIRCUITO		2,102.99			
LINEAS DE 115							
DOBLE CIRCUITO	115-1A.2A	CACERES - STA. RITA	2004	46.60	636 ACSR y 1200 ACAR	150.0	175.0
	115-1B,2B	STA. RITA - BLM 1	2004	6.20	636 ACSR	150.0	175.0
	115-15,16	MATA NANCE - CALDERA	1979	25.00	636 ACSR	93.0	175.0
		TOTAL		77.80			
		TOTAL x CIRCUITO		155.60			
CIRCUITO SENCILLO	115-3A	PANAMA - CHILIBRE **	1972	22.50	636 ACSR	93.0	175.0
CIRCUITO SENCILLO	115-3A 115-3B	CHILIBRE - BLM 2 **	1972	31.50	637 ACSR	93.0	175.0
	115-3B 115-4A	PANAMA - CEMENTO PANAMA **	1972	40.70	638 ACSR	93.0	175.0
	115-4A 115-4B	CEMENTO PANAMA - BLM 2 **	1972	16.70	639 ACSR	93.0	175.0
	115-46	PANAMA - CACERES	1972	0.80	636 ACSR	120.0	175.0
	115-12	CALDERA - LA ESTRELLA					
	-	CALDERA - LA ESTRELLA CALDERA - LOS VALLES	1979	5.80	636 ACSR	93.0	175.0
	115-18 115-19	CALDERA - LOS VALLES CALDERA - PAJA DE SOMBRERO	1979 1982	2.00	636 ACSR 636 ACSR	93.0 93.0	175.0 175.0
				0.50			
	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		151.30			
		TOTAL		306.90			

^{*} NOTA: estas lineas son de doble circuito, un circuito se secciona en Cañazas y otro en La Esperanza.
** NOTA: estas lineas son de doble circuito, un circuito se secciona en Chilibre y otro en Cemento Panamá

Tabla 3-1 Líneas de Transmisión de ETESA



ETESA cuenta con un total de catorce subestaciones; dos de ellas seccionadoras a nivel de 115 KV, Cáceres y Santa Rita, y dos seccionadoras a nivel de 230 KV, Guasquitas y Veladero. Las otras diez, son subestaciones reductoras, Panamá II, Panamá, Chorrera, Llano Sánchez, Mata de Nance, Boquerón III, Progreso, Caldera, Charco Azul y Changuinola.

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. Para servir esta demanda, ETESA cuenta con dos subestaciones reductoras, 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 y a partir del presente año las nuevas subestaciones de Llano Bonito y 24 de diciembre (en 230 KV), propiedad de ENSA.

Las demás subestaciones de ETESA alimentan áreas del interior del país. La subestación Chorrera alimenta el área de Panamá Occidente, 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.

				TRA	NSFORMAD	ORES DE ET	TESA				
SUBESTACION	No.	CAF	CAPACIDAD (M)		(IVA) CAPACIDAD		٧	OLTAJES	(KV)	CONEXION	ENTRADA EN
SUBESTACION	NO.	OA	FA	FOA	CAPACIDAD	REDUCTOR	ALTA	BAJA	TERCI.	CONEXION	OPERACIÓN
PANAMA 2	1	105	140	175	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1999
PANAMA 2	2	105	140	175	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1999
PANAMA	1	105	140	175	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1993
PANAMA	2	105	140	175	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1974
PANAMA	3	210	280	350	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL	1981
CHORRERA	1	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1995
CHORRERA	2	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1975
CHORRERA	3	60	80	100	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2013
LLANO SANCHEZ	1	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1975
LLANO SANCHEZ	2	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1995
LLANO SANCHEZ	3	60	80	100	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2012
MATA DE NANCE	1	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1975
MATA DE NANCE	2	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2012
MATA DE NANCE	3	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2003
PROGRESO	1	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2003
PROGRESO	2	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	1975
CHARCO AZUL	1	18	24	24	OA/FA	REDUCTOR	115	4.16		DEL/EST	1988
CHANGUINOLA	1	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL	2009
CALDERA	1	37.5	50	62.5	OA/FA/FOA	REDUCTOR	115	34.5		EST/DEL	2010
BOQUERON III	1	50	66.7	83.3	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	34.4		EST/DEL	2010
TOTAL		1,215.5	1,620.7	2,019.8		•					

Nota: uno de los transformadores de la subestación Chorrera tiene capacidad de 30/40/50/56 MVA.

Tabla 3-2 Transformadores de ETESA



Para efectos de soporte de reactivo, el sistema cuenta con bancos de capacitores y reactores.

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

- Subestación Panamá (70 MVAR)
 - 70 MVAR (4x17.5 MVAR) en el patio de 115 KV
- Subestación Panamá II (120 MVAR)
 - 120 MVAR (6x20 MVAR) en el patio de 115 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 patrio de 34.5 KV
- Subestación Veladero 230 KV 60 MVAR (3x20 MVAR)
- Subestación Mata de Nance 40 MVAR en el patio de 34.5 KV (2x20 MVAR)

Para el año 2013, se realizaron simulaciones con el programa PSS/E[™] para analizar el sistema actual de transmisión en régimen permanente, y verificar su comportamiento para época lluviosa, en demanda máxima y en demanda mínima (pico y valles del sistema). Para realizar estas simulaciones se modeló el sistema actual considerando la demanda y factor de potencia correspondiente para cada escenario (demanda máxima o demanda mínima) y los intercambios esperados entre Panamá y ACP. Se consideró también el orden de mérito a seguir para la época del año analizada (época lluviosa) y se hizo re-despacho en los casos en que se encontró que no era posible lograr el despacho económico a causa de déficit de reactivo en el sistema, hasta verificar que el sistema fuera capaz de soportar las contingencias más severas sin presentar ninguna violación a los criterios de calidad, y de recuperarse satisfactoriamente mediante la acción de gobernadores.

En este Plan de Expansión, se ha utilizado la función ACCC del PSS/E para simular todas las contingencias que se decida considerar. Con esta función se calculan flujos AC para esta lista de contingencias, y los resultados son procesados para producir reportes en donde se indica aquellas contingencias que no convergieron o que presentaron violaciones, o sobrecargas en las líneas, etc.

En el Anexo III-13 se muestra, la Base de Datos para el SIN al año 2013, utilizada para los estudios eléctricos realizados en el presente Plan de Expansión. Esta base de datos 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 mapa de Panamá mostrando la ubicación aproximada de las subestaciones de ETESA, el recorrido de las líneas de transmisión y ubicación de las distintas centrales de generación.







3.2 ESQUEMAS DE CONTROL DE EMERGENCIA

El esquema de control de emergencia utilizado en el sistema de transmisión es el de desligue de carga. Existen cuatro esquemas que son: baja frecuencia, bajo voltaje, pérdida de generación (Bayano) y pérdida del transformador T3 de S/E Panamá.

En la actualidad es aceptado que, en condiciones normales de operación, la frecuencia oscile entre 59.9 Hz y 61 Hz y que, para condiciones de contingencia sencilla, se oscile en un rango que deberá mantenerse entre 58.9 Hz y 61 Hz. Finalmente, en condiciones de post-falla, la frecuencia podrá oscilar en un rango de ±1.0%. La duración de las oscilaciones por debajo de este límite estará determinada por las frecuencias de operación admisibles por las turbinas de vapor conectadas al sistema.

En cuanto al control de voltaje, las subestaciones del SIN deben presentar voltajes dentro del rango establecido en el Reglamento de Trasmisión, el cual corresponde a +/- 5% del voltaje nominal en condiciones de operación normal. Durante la ocurrencia de una contingencia simple, el voltaje deberá permanecer dentro del rango de +/- 10% del Voltaje nominal y finalmente en estado de post-contingencia, una vez que el sistema se haya estabilizado en su nueva condición de operación, se acepta que el voltaje en todas las barras del SIN operen dentro del +/- 7% del voltaje nominal.

Para la evaluación del desempeño dinámico del sistema (estabilidad transitoria), los generadores que operan en el SIN, deberán mantenerse en sincronismo ante la ocurrencia de una falla trifásica despejada en 4 ciclos mediante la apertura del o los interruptores correspondientes, y su comportamiento deberá ser amortiguado.

En las Tablas 3-4 a 3-7 a continuación se presentan los valores actualmente utilizados en los esquemas de control de emergencias:



ESQUEMA DE DESCONEXION DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA

ESCALÓN	FRECUENCIA (HZ)	AGENTE	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	AMPERAJE (Amp.)	CARGA (MVA)	CARGA (MW)	TOTAL (MW)	PORCENTAJE (%)
		EDEMET	San Francisco	2-03	406.0	9.71	9.23		
		EDEMET	El Torno	16-11	376.0	8.99	8.82		
		EDEMET	Locería	4-89	234.0	5.60	5.30		
1	59.30	EDEMET	Centro Bancario	CEB-04	126.0	3.02	2.78	43.53	3.00%
	L	ENSA	Chilibre	7-87	152.0	3.63	3.54		
		ENSA	France Field	15-1	336.0	8.01	7.47		
		ENSA	Tinajitas	TIN-4	284.0	6.78	6.39	,	
	ļ.	EDEMET	San Francisco	2-16	335.0	8.00	7.53		
	ļ.	EDEMET	Locería	4-83	207.0	4.95	4.86		
•	50.40	EDEMET	Marañón	6-54	370.0	8.84	8.22	44.00	0.000/
2	59.10	EDEMET	Centro Bancario	CEB-03 5-96	259.0 190.0	6.20	5.84	44.03	3.00%
	ļ.	ENSA	Santa María France Field	15-2		4.53 8.00	4.25 7.07		
		ENSA		TIN-3	335.0	6.61	6.26		
		ENSA	Tinajitas		277.0		0.20		
					Apertura de la líne				
	58.90				Apertura de la líne				
	 	EDEMET	Locería	4-81	Apertura de la líne 254.0	6.08	5.89	,	
	<u> </u>	EDEMET	Locería	4-32	249.0	5.94	5.46		
		EDEMET	Locería	4-35	347.0	8.29	7.70		
3	58.75	EDEMET	Locería	4-88	257.0	6.14	5.82	47.50	3.00%
3	30.73	ENSA	France Field	15-3	229.0	5.47	5.08	47.30	3.00 /6
		ENSA	Calzada Larga	CL-130	248.0	5.93	5.64		
	ŀ	ENSA	Monte Oscuro	3-109	304.0	7.35	7.07		
	l l	ENSA	Bahía Las Minas	10-2	215.0	5.14	4.84		
		EDEMET	Locería	4-25	304.0	7.27	6.68	,	
	H	EDEMET	Locería	4-31	296.0	7.07	6.49	_	
	l l	EDEMET	Locería	4-80	291.0	6.95	6.47		
		EDEMET	Locería	4-28	254.0	6.07	5.87		
	Ī	EDEMET	Locería	4-84	258.0	6.16	5.79		
	Ī	EDEMET	Locería	4-85	181.0	4.33	4.13		
	Ī	EDEMET	Locería	4-90	353.0	8.43	7.98		
		EDEMET	Locería	4-30	354.0	9.00	8.39		
		EDEMET	El Torno	16-14	404.0	9.66	9.56		
		EDEMET	Marañón	6-63	292.0	6.99	6.83		
4	58.65	EDEMET	San Francisco	2-23	339.0	8.11	7.59	141.67	10.00%
4	30.03	EDEMET	Arraiján	19-3	426.0	10.18	9.99	141.07	10.00%
		ENSA	Chilibre	7-60	128.0	3.06	2.97		
		ENSA	Tinajitas	TIN-8	279.0	6.67	5.17		
		ENSA	Tinajitas	TIN-7	192.0	4.58	4.33		
		ENSA	Tinajitas	TIN-6	198.0	4.71	4.49		
		ENSA	Tinajitas	TIN-1	326.0	7.79	7.29		
		ENSA	Tinajitas	TIN-5	285.0	6.82	5.63		
		ENSA	Monte Oscuro	3-113	232.0	5.53	5.30		
		ENSA	France Field	15-4	242.0	5.78	5.39		
		ENSA	Tocumen	TOC-8	247.0	5.90	5.51		
		ENSA	Tocumen	TOC-3	464.0	11.08	9.82		
		EDEMET	Marañón	6-53	353.0	8.44	7.81	•	
	<u> </u>	EDEMET	Arraiján	19-2	300.0	7.16	6.88		
		EDEMET	El Torno	16-13	390.0	9.32	9.12		
5	58.40	EDEMET	Centro Bancario	CEB-01	133.0	3.18	3.02	46.08	3.00%
9	00.40	ENSA	Cerro Viento	8-76	199.0	4.74	4.34	₹0.00	3.00 /0
	<u> </u>	ENSA	Chilibre	7-56	128.0	3.06	2.75		
	<u> </u>	ENSA	Santa María	5-45	282.0	6.72	6.52		
		ENSA	Tocumen	TOC-6	245.0	5.84	5.64		
			1	TOTAL				322.81	22.00%

NOTAS: DATOS DE EDEMET ACTUALIZADOS AL 15 DE ABRIL DE 2013.

DATOS DE ENSA ACTUALIZADOS AL 15 DE ABRIL DE 2013

LOS TIEMPOS DE DETECCIÓN DE LOS RELEVADORES ES DE 100 MILISEGUNDOS

LAS INTERCONEXIONES TIENES UMBRAL DE 1 SEGUNDO

Tabla 3-4 Esquema de Desconexión de Carga por Baja Frecuencia

Plan de Expansión de Transmisión 2013 - 2027 Julio de 2013



ETAPA	VOLTAJE (KV) (Ref. 115 KV)	TIEMPO DE DESCONEXIÓN CICLOS	APORTE REQUERIDO (MW)	AGENTE	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	CARGA MW	CARGA MVAR
						6-47	6.04	2.01
						6-50	3.15	1.13
						6-51	6.56	2.43
4	105	20	30 35 EDEMET MARAÑÓN	6-52	5.68	1.95		
'	103	30	33	EDEINEI	WARANON	6-55	3.09	1.26
						6-58	3.00	1.06
						6-60	8.03	3.13
						TOTAL	35.55	12.97
						8-61	2.46	0.74
						8-62	2.50	1.02
	405	5 4	20	EL EKTDA	CERRO VIENTO	8-63	5.38	1.82
2	105	54	20	ELEKTRA	CERRO VIENTO	8-64	6.11	2.00
						8-65	5.39	1.52
						TOTAL	21.84	7.11
						2-11	5.43	1.77
						2-15	6.67	2.22
3	105	180	25	EDEMET	SAN FRANCISCO	2-20	5.15	1.68
						2-22	8.88	2.63
						TOTAL	26.13	8.30
						GRAN TOTAL	83.52	28.38

NOTAS: DATOS DE EDEMET ACTUALIZADOS AL 28 DE MAYO DE 2010
DATOS DE ELEKTRA ACTUALIZADOS AL 22 DE MAYO DE 2007

Tabla 3-5 Esquema de Desconexión de Carga por Bajo Voltaje

AGENTE	SUBESTACIÓN	APORTE REQUERIDO (MW)	CIRCUITO	CARGA MW	CARGA MVAR						
			3-101	5.71	1.71						
			3-102	4.41	1.43						
	MONTE OSCURO		3-103	1.67	0.71						
		40	3-104	4.90	1.65						
ELEKTRA			3-105	5.87	1.92						
			3-106	5.49	2.26						
			3-107	6.37	2.61						
			3-110	1.91	0.88						
			3-111	6.63	1.97						
	TOTAL										

NOTAS: DATOS DE ELEKTRA ACTUALIZADOS AL 30 DE NOVIEMBRE DE 2006

Tabla 3-6 Esquema de Desconexión de Carga por Pérdida de Generación – Bayano



ESCALÓN	APORTE EXIGIDO (MW)	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	AMPERAJE (Amp.)	CARGA (MVA)	CARGA (MW)	TOTAL (MW)	
1		San Francisco	2-05	335.0	8.00	7.66		
		San Francisco	2-06	224.0	5.35	5.18		
	20.00	San Francisco	2-20	226.0	5.41	5.15	26.85	
		San Francisco	2-18	202.0	4.83	4.35		
		San Francisco	2-10	200.0	4.77	4.51		
		Centro Bancario	CEB-08	300.0	7.18	6.64		
		Centro Bancario	CEB-09	147.0	3.51	3.33		
		Centro Bancario	CEB-10	369.0	8.81	8.23		
2	40.00	Centro Bancario	CEB-11	2.0	0.05	0.03	36.27	
		Centro Bancario	CEB-12	134.0	3.21	2.92		
		Centro Bancario	CEB-13	350.0	8.36	7.71		
		Centro Bancario	CEB-14	330.0	7.89	7.41		
		Locería	4-28	268.0	6.41	6.18		
		Locería	4-29	390.0	9.33	8.57		
		Locería	4-30	331.0	7.91	7.39	51.79	
	50.00	San Francisco	2-15	294.0	7.03	6.67		
3		San Francisco	2-14	66.0	1.58	1.51		
		San Francisco	2-11	239.0	5.71	5.43		
		San Francisco	2-22	387.0	9.26	8.88		
		San Francisco	2-21	61.0	1.46	1.46		
		San Francisco	2-08	252.0	6.02	5.70		
			371.0	8.87	8.10			
		Locería	4-87	147.0	3.51	3.26		
	50.00	Locería	4-34	150.0	3.58	3.33		
		Locería	4-35	308.0	7.36	6.82		
4		Locería	4-89	242.0	5.78	5.51	51.21	
		Locería	4-90	187.0	4.46	4.03		
		Locería	4-32	333.0	7.95	7.39		
		Locería	4-33	315.0	7.53	6.65		
		Locería	4-81	267.0	6.39	6.12	<u> </u>	
		Marañóm	6-53	271.0	6.48	6.10		
5		Marañóm	6-54	343.0	8.19	7.65		
			Marañóm	6-52	251.0	6.01	5.68	
	50.00	Locería	4-84	286.0	6.84	6.45		
		Locería	4-85	103.0	2.45	2.28	50.96	
		Locería	4-80	277.0	6.63	6.18		
		Locería	4-83	160.0	3.82 3.60			
		Locería	4-82	382.0	9.13	8.64		
		Marañóm	6-57	193.0	4.61	4.38		

Tabla 3-7 Esquema de Desconexión de Carga por Pérdida del Transformador T3 de S/E Panamá



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:

NIVELES DE TENSIÓN

ESTADO ESTABLE

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:

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

CONTINGENCIA

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:

Nivel de Tensión	Vigencia de la norma:		
	Período 4 A partir del 1 de julio del 2003 hasta el 31 de diciembre de 2004	Período 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 serie 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.

CRITERIO DE CARGABILIDAD EN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN

Las capacidades de las líneas de transmisión deben cumplir con las normas publicadas por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) en el Reglamento de Operación, Tomo II, Manual de Operación y Mantenimiento.

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.

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.

CRITERIOS ADICIONALES

Adicionalmente, para los efectos del estudio, se considerará 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 TRASMISIÓN, entre las que se tiene la del 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:



HORARIO	Vigencia de la norma:			
	Periodo 2 A partir del 1 de enero de 2003 hasta el 30 de abril de 2005	Período 3 A partir del 1 de mayo de 2005 hasta el 31 de diciembre de 2006	Periodo 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).

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.

ESTADO ESTACIONARIO

1. La tensión en barras, para cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión para la empresas distribuidoras y grandes clientes, no debe ser inferior al 95%, ni superior a 105% del valor nominal de operación.



- 2. 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, en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión de las empresas distribuidora y grandes clientes, la tensión no debe ser inferior al 93%, ni superior a 107% del valor nominal de operación.
- 3. Con posterioridad a la ocurrencia de cualquier contingencia en el Sistema Principal de Transmisión, se deberá asegurar en cada punto de interconexión del Sistema Principal de Transmisión de las empresas distribuidora y grandes clientes, que la tensión no debe ser inferior al 85%, ni superior a 120% del valor nominal de operación, con una duración de un minuto contado a partir de la contingencia.
- 4. La tensión máxima permitida en el extremo abierto de las líneas (Efecto Ferranti) será de 1.15 p.u.
- 5. No se permiten sobrecargas en las líneas ni en los transformadores. La cargabilidad de los transformadores se determina por su capacidad máxima nominal en MVA.

ESTABILIDAD

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 mseg (4 ciclos), y en interruptores de 115 KV en 150 mseg (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 Maquinas 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.



CAPÍTULO 5: METODOLOGÍA

La metodología para obtener el cronograma de expansión del sistema de transmisión panameño se fundamenta en la utilización sistemática de cuatro herramientas computacionales:

- 1. El modelo de optimización de expansión de generación OPTGEN/SDDP.
- 2. El modelo de despacho hidro-térmico estocástico SDDP.
- 3. El modelo para planificación de redes de transmisión NETPLAN-OPTNET.
- 4. El modelo de análisis de sistemas eléctricos de potencia PSS/E.

El primer paso de la metodología es obtener un plan de generación optimizado de mínimo costo para poder cumplir con los requerimientos de demanda a lo largo del periodo de análisis; para esto se utiliza el modelo OPTGEN/SDDP. El segundo paso para evaluación de la expansión es obtener un conjunto representativo de escenarios de generación que abarque tanto los generadores hidroeléctricos, como también los térmicos. Para cumplir con este paso se utiliza el modelo de despacho SDDP (modelo actualmente utilizado para evaluación de la planificación de la operación del sistema) modelando la demanda en nodo único, es decir, sin considerar – para efecto del cálculo del despacho – las restricciones del sistema de transmisión. Como resultado, se obtiene un conjunto representativo de despachos de los generadores que se dice ideal respecto a la red de transmisión, pues sería el despacho que se utilizaría si el sistema de transmisión no impone ninguna restricción.

En el tercer paso se considera el sistema de transmisión y los despachos "ideales" que se produjeron en el paso anterior. Por lo tanto, se utiliza el modelo de planificación de redes de transmisión (NETPLAN-OPTNET) tomando en consideración la red existente, como también las modificaciones de carácter obligatorio (corto plazo). Este es el paso principal de la metodología pues es en donde se determina efectivamente el plan de expansión de largo plazo.

En el cuarto paso, la metodología para evaluación de los circuitos y equipos cuya entrada en operación se supone necesaria, es decir, que están indicados en el plan de expansión de largo plazo, consiste en hacer un análisis del sistema de transmisión para verificar si existen violaciones importantes. Para tal verificación se utiliza el modelo de análisis de redes PSS/E. Para este paso, se debe tomar en consideración las fallas seleccionadas de los circuitos de ETESA para garantizar que el sistema de transmisión resultante esté protegido contra las contingencias de estos circuitos.

Finalmente, el quinto paso, consiste en evaluar el valor esperado del costo operativo considerando el plan de expansión resultante del paso anterior y, de esta forma, obtener los beneficios asociados a las inversiones definidas en el paso anterior. Para la evaluación del valor esperado de costo operativo se utiliza el modelo de despacho SDDP, sin embargo, ahora se modela la red de transmisión. Además de los beneficios del plan de expansión conjunto, también se calculan los beneficios asociados a cada nuevo proyecto de expansión, justificando o no, su construcción.



La figura a continuación presenta un resumen de la metodología utilizada para la evaluación de la expansión del sistema de transmisión.

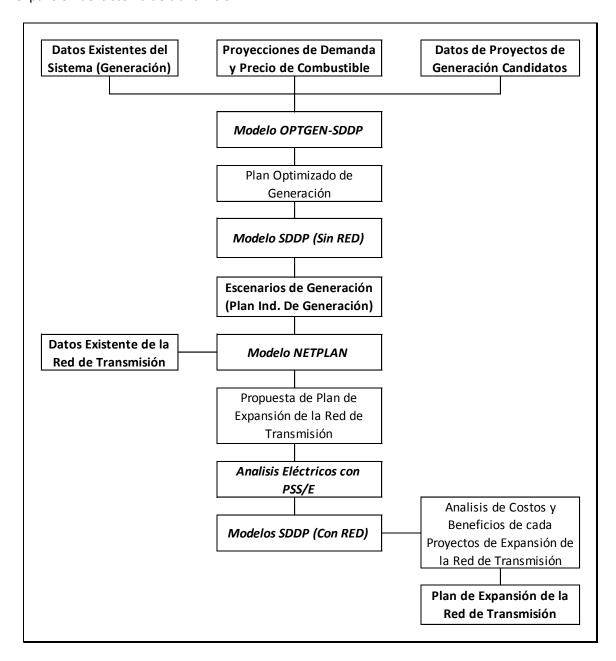


Figura 5.1: Metodología para los Estudios de Largo Plazo



CAPÍTULO 6: DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO

Se realizaron los análisis del sistema de transmisión de corto plazo, años 2013 – 2016 para el Escenario de Generación Regional Hidro-Térmico con Gas Natural y Carbón con proyección de Demanda Media (REGMHTGNC13), considerado el escenario base. Se toman en cuenta para estos análisis los proyectos que deben entrar en operación en el corto plazo. De igual forma, se consideran las bases de datos actualizadas de los sistemas eléctricos de los países del Mercado Eléctrico Regional (MER).

Los análisis eléctricos desarrollados se realizaron utilizando la herramienta Power System Simulator for Engineering (PSS/E™) de SIEMENS, y consisten en estudios de flujo de potencia, corto circuito y estabilidad transitoria, para la propuesta de expansión presentada por ETESA, y los resultados de los mismos se encuentran en los Anexos III-3 (Flujo de Potencia), III-4 (Cortocircuito) y III-5 (Estabilidad Transitoria). Cabe mencionar que al desarrollar el Plan de Expansión, no se ha considerado la Interconexión con Colombia ya que se ha pospuesto la fecha de entrada en operación de este proyecto. En los próximos planes de expansión se actualizará esta información, cuando se definan las fechas del mismo.



CONSIDERACIONES:

Los análisis eléctricos presentados en el presente capítulo toman en cuenta los siguientes aspectos:

DEMANDA

 El pronóstico de demanda modelado para los análisis eléctricos, se presenta en los Estudios Básicos (Tomo I del PESIN) y corresponde a la proyección de demanda con crecimiento medio o moderado. La distribución de la carga por barras y participante consumidor, se realiza con base a información entregada por los distribuidores y al informe indicativo de demandas elaborado por el CND (diciembre 2012).

GENERACIÓN

 Se utiliza el "Caso Base" presentado en el Plan Indicativo de Generación 2013 (Tomo II del PESIN), el cual se ha denominado "Generación Regional Hidro-Térmico con Gas Natural y Carbón con proyección de Demanda Media (REGMHTGNC13)". Lo anterior quiere decir que las fechas de entrada de los diferentes proyectos de generación se referencian a dicho documento.

TRANSMISIÓN

- En el Anexo III-12 se muestran los modelos dinámicos para las unidades de generación, excitadores, gobernadores y estabilizadores, modelados en la Base de Datos de ETESA 2013 y que son utilizados en los estudios de estabilidad dinámica y flujos de carga (soluciones bajo respuesta de gobernadores). En este anexo se muestran detalles de diagramas de bloques y parámetros utilizados para modelar la respuesta de los generadores.
- Las fechas de entrada de los diferentes refuerzos al Sistema Principal de Transmisión (SPT), han sido actualizadas en la presente revisión al Plan de Transmisión y verificadas por la Gerencia de Proyectos de ETESA.



6.1 ANÁLISIS DEL AÑO 2013

6.1.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Los análisis se inician a partir del periodo lluvioso del año 2013, y se considera el sistema del año actual con la entrada en operación de los siguientes proyectos de generación:

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
MARZO	Mendre 2	8
MARZO	Las Perlas Norte	10
MAYO	Las Perlas Sur	10
JUNIO	Sarigua	2.4
AGOSTO	San Lorenzo	8.4
DICIEMBRE	Monte Lirio	49.95
DICIEMBRE	Pando	33.3
TOTA	122.05	

Las fechas de ingreso de las plantas de generación al sistema responden a las mostradas en el Plan de Expansión de Generación 2013, entregado a la ASEP en junio del presente año. De los proyectos mostrados se debe considerar que Las Perlas Norte se encuentra en operación desde junio de 2013, y los proyectos Mendre 2 y Las Perlas Sur, están en pruebas, al momento de redactar este Plan.

El Sistema Principal de Transmisión cuenta con las siguientes expansiones:

- Adición de autotransformador T3 S/E Chorrera 230/115/34.5 KV, 100/80/60 MVA y autotransformador T3 en S/E Llano Sánchez 230/115/34.5 KV 100/80/60 MVA.
- Repotenciación de los circuitos Panamá-Panamá II (230-1C/2B) capacidad de 350 MVA/CTO como mínimo. El primero ya está repotenciado y el segundo estaría para marzo del año 2014.
- Aumento en la capacidad de transmisión de los circuitos Mata de Nance-Veladero-Llano Sánchez-Chorrera-Panamá a 247 MVA/CTO.
- S/E El Coco, seccionando los circuitos 230-12/13 (Llano Sánchez-Panamá II), el cual será el punto de conexión del proyecto Eólico.
- S/E Dominical, seccionando el circuito 230-25 (SIEPAC) el cual será el punto de conexión de los P.H. El Alto, Pando y Monte Lirio.
- Nueva S/E 24 de Diciembre de ENSA, seccionando el circuito Panamá II Bayano (230-2A).



El orden de mérito establecido para el despacho de las plantas durante el periodo lluvioso del año 2013, se muestra a continuación:

ORDEN DE MÉRITO			
EPOCA LLUVIOSA 2013 DE MAS BARATO A			
MAS CARO			
ORDEN	PLANTA		
1 Hidroeléctricas de Pasada			
2	BLM-CARBON		
3	Fortuna		
4	Miraflores G9		
5	Miraflores G10		
6	Bayano		
7	Pacora		
8	Panam		
9	Miraflores G6		
10	10 Cativá		
11	11 El Giral II		
12	12 El Giral		
13	Miraflores G5		
14	Miraflores G4		
15	15 TCO Ciclo		
16	BLM Ciclo		
17	Miraflores G3		
18	BLM G8		
19	BLM G5		
20	TCO G1		
21	TCO G2		
22	BLM G6		
23	PAN G2		
24	PAN G1		
25	Miraflores G2		
26 Miraflores G1			



6.1.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

6.1.2.1 OPERACION NORMAL

DEMANDA MÁXIMA:

En el sistema actual, año 2013 en condiciones de demanda máxima de época de invierno, no es posible despachar el sistema siguiendo el orden de mérito arriba indicado, que corresponde a un despacho económico, ya que se presentaría un **déficit de potencia reactiva en el sistema**, teniendo como consecuencia perfiles de voltajes inapropiados para los principales nodos a nivel de 230 KV y 115 KV debido a que la mayoría de la generación despachada provendría del occidente del país, por tratarse de generación hidráulica de pasada.

Por los motivos antes mencionados, se despacha generación obligada, con el objetivo de operar el sistema bajo los criterios de calidad y seguridad nombrados en el Reglamento de Transmisión.

Se disminuye la generación en las centrales de pasada, dejándoles al 80% (a excepción de Changuinola, que opera al 85% y mini Chan al 95%) y no ingresa al despacho la central hidroeléctrica Fortuna, la cual ha quedado desplazada por las restricciones ya mencionadas. Se despachan, de manera obligada, las unidades 6, 9 y 10 de Miraflores, y las centrales Pacora, Panam y Cativá. También se despachan las 3 unidades de la central Bayano.

Con el re-despacho mencionado, se mejora el perfil de voltajes, cumpliendo con los criterios de calidad y seguridad del Reglamento de Transmisión, lográndose la convergencia para todos los casos, tanto en operación normal como de contingencias. Los análisis de estabilidad dinámica de las unidades de generación son satisfactorios y no existe asincronismo en ninguna unidad en el sistema, ante contingencias. Se observa recuperación efectiva del sistema en cuanto a frecuencia.

DEMANDA MÍNIMA:

La demanda corresponde al 55% de la demanda máxima. Salen del despacho las centrales térmicas de Cativá, Panam, Pacora y las unidades 6, 9 y 10 de Miraflores.

Debido a que en la demanda máxima se despacha BLM Carbón, esta central permanece en línea durante las horas de demanda mínima.

En estado estable el sistema opera de manera segura, sin violaciones a los criterios de seguridad y calidad.



6.1.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Se realizaron pruebas de contingencia con el objetivo de verificar el cumplimiento del criterio de confiabilidad N-1 en la operación del sistema. En este Plan de Expansión, se ha utilizado la función ACCC del PSS/E para simular todas las contingencias que se decida considerar y para nuestro caso se ha simulado todas las contingencias sencillas posible sobre la red de 230 KV y 115 KV. También se ha simulado disparos en centrales de mayor capacidad y en unidades de generación.

En demanda mínima se encontraron problemas de estabilidad de tensión para la región capital del SIN debido a que no se tiene prácticamente generación en este sector. Lo anterior se evidencia al evaluar el criterio de confiabilidad N-1, para las contingencias El Coco-Panamá II (cualquier circuito), Llano Sánchez-Chorrera y el disparo de la central de carbón en Bahía las Minas, las cuales no logran la solución a los flujos de potencia. Debido a lo anterior, es necesario despachar a Bayano de manera tal que en caso de ocurrir alguna de las contingencias nombradas, se cuente con alguna central en la región capital que brinde el soporte de estabilidad que necesita el SIN durante las horas de demanda mínima.

Finalmente se determina que es necesario despachar 3 unidades de Bayano a potencia mínima para superar la contingencia en Bahía las Minas (disparo de la central de carbón), y con ello se desplaza generación hidroeléctrica de pasada.

Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 y 115 KV se pueden observar en el Anexo III-3, donde se aprecia que, bajo el re-despacho realizado, el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras y sobrecargas en elementos del Sistema Principal de Transmisión. Adicional, se ha verificado el cumplimiento del criterio N-1 para las contingencias citadas.

6.1.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realizaron análisis de estabilidad transitoria para fallas trifásicas en distintos circuitos de 230 KV del sistema, obteniéndose los resultados de la frecuencia en la barra de Panamá 115 KV, voltajes en las barras de 230 KV y ángulos relativos de los generadores con respecto a la central hidroeléctrica Changuinola, observándose un comportamiento amortiguado de los mismos, lo que demuestra que el sistema permanece estable bajo estas condiciones. Estos análisis se realizaron para fallas trifásicas en los circuitos más críticos en la operación del sistema para esta época, considerando falla trifásica por 4 ciclos de la línea de transmisión y apertura de la misma. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo III-5 de estabilidad transitoria.

Los parámetros utilizados para los distintos generadores del sistema corresponden, para los generadores existentes, a la información suministrada por estos en lo que respecta a los sistemas de excitación (reguladores de voltaje), gobernadores y estabilizadores. Para los generadores futuros, se emplearon modelos estándar similares a unidades generadoras que corresponden con la capacidad instalada de cada uno de ellos y de acuerdo al tipo de central, hidroeléctrica o



termoeléctrica. En el Anexo III-12 se pueden observar los parámetros utilizados para cada central y su diagrama de bloque, de acuerdo a los modelos del programa PSS/E™.

6.1.5 ANÁLISIS MODAL

De acuerdo con los resultados del análisis de estabilidad dinámica, se establece que el sistema es estable, no se presentan oscilaciones de potencia no amortiguadas de baja frecuencia, por lo cual, no se requiere realizar un análisis modal.

6.2 ANÁLISIS DEL AÑO 2014

6.2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para el **periodo seco del año 2014** se parte del escenario desarrollado para el año 2013 y de manera adicional se considera el ingreso de los siguientes proyectos de generación:

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
ENERO	La Huaca	5.05
ENERO	Rosa de los Vientos	100.00
ENERO	Marañón	17.50
ENERO	Nuevo Chagres	62.50
ENERO	Portobelo	40.00
MARZO	San Andrés	10.00
то	235.05	

Las fechas de ingreso de las plantas de generación al sistema responden a las mostradas en el Plan de Expansión de Generación 2013.

Los proyectos "La Rosa de los Vientos", "Marañón", "Nuevo Chagre" y "Portobelo" son parques eólicos, los cuales se conectarán en la S/E El Coco y administrados por Unión Eólica Panameña S.A.

También se da el retiro de las unidades de generación 3 y 4 en la C.T. Miraflores y de las turbinas de gas en la S/E Panamá (Operadas por la estatal EGESA).

El orden de mérito establecido para el despacho de las plantas durante el periodo seco del año 2014, se muestra a continuación:



ORDEN DE MÉRITO EPOCA SECA 2014			
DE MAS BARATO A MAS CARO			
ORDEN PLANTA			
1	Hidroeléctricas de Pasada		
2	Centrales Eólicas		
3	BLM Carbón		
4	Miraflores G9		
5	Miraflores G10		
6	Pacora		
7	Panam		
8	Miraflores G6		
9	Fortuna		
10	Cativá		
11	Bayano		
12	El Giral II		
13	El Giral		
14	TCO Ciclo		
15	BLM Ciclo		
16	BLM G8		
17	BLM 5 - JB		
18	Miraflores G5		
19	TCO G1		
20	TCO G2		
21	BLM 6 - JB		
22	Miraflores G1		
23	Miraflores G2		

Para este mismo periodo, se reportan los siguientes refuerzos en la red de transmisión:

- T4 en S/E Panamá (230/115/13.8 KV).
- Doble circuito Panamá II Santa Rita, operado inicialmente a nivel de 115 KV.
- Aumento en la capacidad de los bancos capacitivos existentes en S/E Panamá en 50 MVAR para un total de 120 MVAR a nivel de 115 KV
- Adición de 120 MVAR en S/E Panamá II a nivel de 230 KV.



Para el periodo lluvioso, ingresan al sistema los siguientes proyectos de generación:

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
JULIO	El Alto	69.48
JULIO	El Síndigo	10.00
JULIO	Santa María 82	25.60
AGOSTO	Bonyic	31.86
SEPTIEMBRE	Bajo Frío	56.00
TOTA	192.94	

Nuevamente se recuerda que las fechas mostradas responden a información suministrada en el Plan Indicativo de Generación 2013. Como podemos observar, sólo se instala generación hidroeléctrica de tipo filo de agua ubicada geográficamente al occidente del País, significando una mayor exigencia al Sistema Principal de Transmisión. El P.H. Bajo Frio se compone de dos centrales de generación: "La Potra" y "Salsipuedes" que en conjunto suman la capacidad instalada de 56 MW.

A continuación se muestra el orden de despacho al cual responderán las unidades de generación para el escenario durante el periodo lluvioso del año 2014:



ORDEN DE MÉRITO EPOCA LLUVIOSA 2014					
DF	DE MAS BARATO A MAS CARO				
ORDEN	PLANTA				
1	Hidroeléctricas de Pasada				
2	Centrales Eólicas				
3	Fortuna				
4	BLM Carbón				
5	Bayano				
6	Miraflores G9				
7	Miraflores G10				
8	Pacora				
9	Panam				
10	10 Miraflores G6				
11	11 Cativá				
12	El Giral II				
13	El Giral				
14	TCO Ciclo				
15	BLM Ciclo				
16	BLM G8				
17	BLM 5 - JB				
18	Miraflores G5				
19	TCO 1				
20	TCO 2				
21	BLM 6 - JB				
22	Miraflores G2				
23	Miraflores G1				

Para el periodo lluvioso del año 2014, ingresan a la red de transmisión los siguientes refuerzos:

- Aumento en la capacidad de los circuitos 230-5B y 230-6B (Mata de Nance-Veladero) a 350 MVA en estado normal y 450 MVA en estado de emergencia.
- Nueva S/E El Higo, seccionando ambos circuitos de Llano Sánchez-Chorrera (230-3B/4B).
- T2 en S/E Boquerón III (230/34.5 KV).

El punto de conexión de la central RP-490 cambia del T1 en S/E Boquerón III al T2 de esta misma subestación. Se adiciona un interruptor de amarre entre las barras de 34.5 KV de la S/E Boquerón III en la posición en donde se encontraba conectado RP-490.



6.2.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

6.2.2.1 OPERACION NORMAL

EPOCA SECA EN DEMANDA MÁXIMA:

Se despachan todas las centrales hidroeléctricas de pasada al 60% de su capacidad instalada. Se debe resaltar que para este periodo ingresan las centrales eólicas: Rosa de los Vientos, Marañón, Nuevo Chagre y Portobelo, los cuales se despachan al 75% de su capacidad instalada, modelando con ello el aporte eólico esperado para el periodo seco. Estos parques eólicos se conectan en la S/E El Coco.

Se despacha la central de Carbón en Bahía las Minas, las unidades 9 y 10 en Miraflores, Pacora, Panam, la unidad 6 de Miraflores, Fortuna (3 unidades a 60 MW) y Cativá. Finalmente se despacha Bayano con 2 unidades a 47 MW c/u. Los ciclos combinados de BLM y Termo-Colón no se despachan.

Bajo el despacho descrito no se encuentran restricciones en el Sistema Principal de Transmisión, cumpliéndose el despacho económico. No se reportan sobrecargas ni voltajes fuera del rango permisible, por lo tanto se cumplen los criterios de calidad y seguridad.

EPOCA SECA EN DEMANDA MÍNIMA:

Salen del despacho las centrales de generación Cativá, Fortuna, Miraflores G6, Panam, Pacora, Miraflores G9 y G10. La central de Carbón permanece en el despacho ya que en el escenario de demanda máxima era requerida (cumpliendo la restricción de costos de arranque de la unidad y tiempos de encendido). Se ha disminuido la generación eólica e hidroeléctrica de pasada. Se saca de línea una unidad de Changuinola, con el fin de recuperar el nivel del embalse.

Bajo condiciones estables, el sistema opera de manera segura, cumpliendo los criterios de calidad y seguridad. No se reportan violaciones a los criterios.

EPOCA LLUVIOSA EN DEMANDA MÁXIMA:

Para este escenario se encuentra **déficit de reactivo en el SIN** causando el despacho de generación obligada. Por limitaciones de voltajes se ha tenido que despachar 3 unidades de Bayano (cada una en 52 MW), las unidades 9 y 10 en Miraflores, Pacora y Panam. Se desplaza por completo a Fortuna del despacho y se ha disminuido generación de las hidroeléctricas de pasada, como consecuencia de despachar las unidades obligadas.

Las centrales eólicas disminuyen su aporte en el despacho, modelando de esta manera la estacionalidad.



El despacho del reactivo en el SIN se encuentra de la siguiente manera:

- 60 MVAR en S/E Panamá II (230 KV).
- 100 MVAR en S/E Panamá II (115 KV).
- 120 MVAR en S/E Panamá (115 KV).
- 90 MVAR en S/E Llano Sánchez (230 KV).

La limitación de voltaje se encuentra principalmente sobre la zona troncal central del SIN en los nodos de El Higo, Chorrera, los cuales disminuyen su voltaje de despacharse mayor generación hidroeléctrica al occidente y desplazar la obligada. Lo anterior significa que aún es requerido mayor reactivo para poder cumplir con el despacho económico y así eliminar la necesidad de la generación obligada para mantener el voltaje sobre el SPT.

En estado estable y bajo el despacho descrito, no se reportan violaciones a los criterios de calidad y seguridad.

EPOCA LLUVIOSA EN DEMANDA MÍNIMA:

Se desplaza del despacho toda la generación térmica a excepción del Carbón en BLM, el cual no puede ser sacado del despacho ya que se encontraba operando en la demanda máxima.

Debido a que la demanda es muy inferior a la capacidad instalada, se ha tenido que disminuir generación eólica e hidroeléctrica de pasada.

Se verifica el cumplimiento de los criterios de calidad y seguridad, encontrando que no existen voltajes fuera de límite (se han desactivado todos los bancos capacitivos e inclusive algunos a nivel de distribución) ni existen elementos en sobrecarga.

Los resultados a las simulaciones realizadas se muestran en el Anexo III-3.

6.2.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Se realizaron pruebas de contingencia con el objetivo de verificar el cumplimiento del criterio de confiabilidad N-1 en la operación del sistema. En este Plan de Expansión, se ha utilizado la función ACCC del PSS/E para simular todas las contingencias que se decida considerar.

Para el periodo de época seca en demanda mínima, se determina que el disparo de la caldera de carbón es la contingencia más crítica (no se obtiene solución a los flujos). Lo anterior es debido a que en periodo de demanda mínima no se cuenta con generación en el centro de carga a excepción de la caldera de carbón en BLM, derivando en una contingencia crítica al momento en que esta sale de línea. Debido a ello, se debe mantener en línea 2 unidades de Bayano al mínimo permisible por la turbina (40 MW c/u), entendiéndose ésta como generación obligada ya que en periodo de demanda mínima Bayano no debe despacharse para que recupere su nivel de embalse.



Se desplazan generadoras hidroeléctricas con mayor capacidad (ya que se asume que cuentan con algo de regulación).

Posterior al re-despacho se realiza el análisis de confiabilidad, sometiendo el escenario a diversas pruebas de contingencias simples, encontrando la solución a todas las contingencias y sin violaciones a los criterios. De lo anterior concluimos que para que el sistema opere de manera segura, se deberá considerar el re-despacho descrito.

Para el periodo lluvioso durante la demanda máxima, realizó un análisis de confiabilidad simulando diversas contingencias simples y algunas que causen un desbalance en la cargageneración. Se encontró que el disparo del circuito Panam-Chorrera (230-11) y de la central BLM Carbón son las contingencias más críticas, debido al aporte de reactivo que despachan ambas centrales. A causa de la no convergencia de la contingencia en BLM Carbón, se disminuye la generación de esta central.

Posterior al re-despacho realizado, se evaluó la convergencia de todas las contingencias realizadas, encontrándose solución a los flujos de potencia mediante la acción de los gobernadores de las unidades en línea, cumpliendo con el criterio de confiabilidad. No se reportan violaciones de voltaje cumpliéndose el criterio de calidad.

Para el periodo lluvioso durante la demanda mínima, al realizar un análisis de contingencia se encuentra la no convergencia de los flujos para las contingencias siguientes:

- Disparo de la unidad 1 (incluye la mini-hidro) en Changuinola.
- Disparo de la unidad 2 de Changuinola.
- Disparo de la caldera de carbón en BLM.

De manera adicional, con la contingencias El Coco-Panamá II (cualquiera de las 2 líneas), se viola el límite mínimo de voltaje permisivo para los nodos del Este del SIN a nivel de 230 KV (Pacora, Bayano, Panamá II, Panamá). Lo anterior es debido a que no existe generación alguna en el centro de carga debido a que toda ha sido desplazada, y la contingencia resulta muy severa desde el punto de vista de estabilidad de tensión. Para que el SIN opere de manera adecuada, se despacha dos unidades de Bayano (G1) al mínimo permisible (40 MW c/u), de manera tal que ésta provea regulación al momento de la contingencias. Esta generación de Bayano, se entiende como generación obligada, necesaria para operar de manera segura el SIN, ya que Bayano no debería ingresar por orden de mérito.

Al realizar el re-despacho, se volvió a realizar las pruebas de contingencia, encontrando solución a todas las pruebas y sin violaciones de voltajes. Con ello se cumple el criterio de confiabilidad.

Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 y 115 KV se pueden observar en el Anexo III-3, donde se aprecia que, bajo las consideraciones de despacho descritas en la sección anterior, el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de



Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras y sobrecargas en elementos del Sistema Principal de Transmisión.

6.2.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realiza un estudio de Estabilidad Transitoria, simulando fallas trifásicas en distintos circuitos de 230 KV del sistema , salidas de centrales de generación y disparos en unidades de generación de mayor capacidad (causando un desbalance carga-generación), con el fin de evaluar el comportamiento dinámico del SIN. Se obtienen resultados en frecuencia para la barra de Panamá 115 KV, voltajes en las barras de 230 KV y ángulos relativos de los generadores con respecto a la central hidroeléctrica Changuinola, observándose un comportamiento amortiguado de los mismos, lo que demuestra que el sistema permanece estable bajo estas condiciones. Estos análisis se realizaron para fallas trifásicas en los circuitos más críticos en la operación del sistema para esta época, considerando falla trifásica por 4 ciclos de la línea de transmisión y apertura de la misma. De manera similar, para los disparos de unidades de generación y salida de plantas, se simularon fallas y disparos según las protecciones primarias del sistema, para tiempos de 4 ciclos. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo III-5 de estabilidad transitoria.

Los parámetros utilizados para los distintos generadores del sistema corresponden, para los generadores existentes, a la información suministrada por estos en lo que respecta a los sistemas de excitación (reguladores de voltaje), gobernadores y estabilizadores. Para los generadores futuros, se emplearon modelos estándar similares a unidades generadoras que corresponden con la capacidad instalada de cada uno de ellos y de acuerdo al tipo de central, hidroeléctrica o termoeléctrica. En el Anexo III-12 se pueden observar los parámetros utilizados para cada central y su diagrama de bloque, de acuerdo a los modelos del programa PSS/ETM.

6.2.5 ANÁLISIS MODAL

De acuerdo con los resultados del análisis de estabilidad dinámica, se establece que el sistema es estable, no se presentan oscilaciones de potencia no amortiguadas de baja frecuencia, por lo cual, no se requiere realizar un análisis modal.



6.3 ANÁLISIS DEL AÑO 2015

6.3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para el periodo seco del año 2015 se parte del escenario desarrollado para el periodo lluvioso del año 2014 y de manera adicional se considera el ingreso de los siguientes proyectos de generación:

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
ENERO	Asturias	4.1
ENERO	Barro Blanco	28.558
ENERO	Caldera	4.1
ENERO	Los Planetas 2	8.58
ENERO	Cañazas	5.94
ENERO	Santa María	26
FEBRERO	Ojo de agua	9
FEBRERO	Los Estrechos	12.3
	TOTAL	98.58

Las fechas de ingreso de las plantas de generación al sistema responden a las mostradas en el Plan de Expansión de Generación 2013. Notamos la adición de aproximadamente 98 MW en generación hidroeléctrica de pasada, la cual se situará en la base del despacho de generación por tener un coste de generación de cero (0) \$/MWh, lo cual exige aun más las reservas reactivas del Sistema Principal de Transmisión.

El proyecto "Petaquilla" llevado a cabo por Minera Panamá, S.A. iniciaría operaciones, según el agente, en octubre de 2014. Sin embargo, ETESA, considerando que probablemente se tengan retrasos en la ejecución del proyecto, ha optado por incluir el proyecto desde enero de 2015. En su inicio el proyecto solo retirará energía de la red, ya que aún para esta fecha no se ha reportado el ingreso de la generación de Minera Panamá, S.A. en Punta Rincón.

Los proyectos Santa María, Cañazas y Los Estrechos se conectarían en la subestación San Bartolo, que secciona los circuitos Veladero-Llano Sánchez (230-14/15). El proyecto hidroeléctrico Barro Blanco, se conectaría a la subestación Barro Blanco, que secciona el circuito Veladero-Llano Sánchez (230-6A).

Por parte de las expansiones en la red de distribución, se modela la expansión de la Zona de Colón (alimentación de 115 KV desde S/E France Field hacia S/E Monte Esperanza) con sus respectivos cambios en las subestaciones y también se modela la expansión de S/E Santa María (con los cambios señalados por el agente ENSA).



El orden de mérito establecido para el despacho de las plantas durante el periodo seco del año 2015, se muestra a continuación:

ORD	ORDEN DE MÉRITO EPOCA SECA 2015							
D	DE MAS BARATO A MAS CARO							
ORDEN	PLANTA							
1	Hidroeléctricas de Pasada							
2	Centrales Eólicas							
3	BLM Carbón							
4	Fortuna							
5	Miraflores G9							
6	Miraflores G10							
7	Pacora							
8	Bayano							
9	Panam							
10	Miraflores G6							
11	Cativa							
12	El Giral II							
13	El Giral							
14	TCO Ciclo							
15	BLM Ciclo							
16	BLM G8							
17	BLM 5 - JB							
18	Miraflores G5							
19	TCO 1							
20	TCO 2							
21	BLM 6 - JB							
22	Miraflores G2							
23	Miraflores G1							

Para este mismo periodo, se reportan los siguientes refuerzos en la red de transmisión:

- Nueva S/E San Bartolo (230/115/34.5 KV), seccionando los circuitos 230-14 y 230-15 (Veladero – Llano Sánchez).
- Nueva S/E Barro Blanco seccionando el circuito 230-5A (Veladero-Llano Sánchez).
- Nuevo circuito Mata de Nance-Progreso-Frontera, con adición de un circuito paralelo Mata de Nance-Progreso.

Inicia operaciones el refuerzo del circuito Mata de Nance-Progreso, que consiste en una línea de transmisión en 230 KV que servirá de apoyo al actual circuito Mata de Nance-Boquerón 3-Progreso. El proyecto incluye un nuevo circuito MDN-BOQ-PRO con mayor capacidad y una nueva línea Progreso-Frontera, reemplazando la actual. Estos refuerzos buscan el desalojo de la generación instalada en esta región del SIN y brindar confiabilidad al sistema.



Para el periodo lluvioso, ingresan al sistema los siguientes proyectos de generación:

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
JULIO	Tizingal	4.643
JULIO	Bajos de Totuma	5
	TOTAL	9.643

Nuevamente se recuerda que las fechas mostradas responden a información suministrada en el Plan Indicativo de Generación 2013. Sólo se instala generación hidroeléctrica de tipo filo de agua ubicada geográficamente al occidente del País, significando una mayor exigencia al Sistema Principal de Transmisión. Ambos proyectos se conectan en el T2 de S/E Boquerón III.

A continuación se muestra el orden de despacho al cual responderán las unidades de generación para el escenario durante el periodo lluvioso del año 2015:

ORI	ORDEN DE MÉRITO EPOCA LLUVIOSA 2015						
	DE MAS BARATO A MAS CARO						
ORDEN	PLANTA						
1	Hidroeléctricas de Pasada						
2	Centrales Eólicas						
3	Fortuna						
4	BLM-CARBON						
5	Bayano						
6	Miraflores G9						
7	Miraflores G10						
8	Pacora						
9	Panam						
10	Miraflores G6						
11	Cativá						
12	El Giral II						
13	El Giral						
14	TCO Ciclo						
15	BLM Ciclo						
16	BLM G8						
17	BLM 5 - JB						
18	Miraflores G5						
19	BLM 6 - JB						
20	TCO 1						
21	TCO 2						
22	Miraflores G2						
23	Miraflores G1						



Debido al aumento de la demanda en la zona metropolitana, se ha reforzado el SPT aumentando la capacidad de transformación en S/E Panamá II y de esta manera cumplir con el criterio de seguridad N-1 y aportar confiabilidad al sistema; por lo que para el periodo lluvioso del año 2015, ingresan a la red de transmisión el siguiente refuerzo:

 Adición del T3 en subestación Panamá II (230/115/13.8 KV).T2 en S/E Boquerón III (230/34.5 KV).

6.3.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

6.3.2.1 OPERACION NORMAL

EPOCA SECA EN DEMANDA MÁXIMA:

El despacho de generación se compone de la siguiente forma: Se despachan todas las centrales hidroeléctricas de pasada al 60% de su capacidad instalada. Las centrales eólicas entregan el 75% de su capacidad instalada. La central de carbón a plena capacidad, Fortuna tiene la generación disminuida debido a restricciones de voltaje encontradas en el periodo.

Con la contingencia de la línea 230-11 (Chorrera-Panam) y la salida de la caldera de carbón, no se logra la solución a los flujos de potencia por déficit de reactivo. Debido a ello, se ha tenido que restringir la generación de Fortuna a 100 MW (2 unidades a 50 MW c/u) para lograr la solución a los flujos.

Ingresan a despacho las unidades 9 y 10 de Miraflores, Pacora, Bayano (3 unidades a 52 MW c/u), Panam, la unidad 6 de Miraflores y finalmente Cativá.

No se despachan los ciclos combinados debido a que la demanda queda cubierta.

Con el re-despacho mencionado, el SIN logra superar todas las contingencias mediante la acción de los gobernadores de las unidades en línea.

EPOCA SECA EN DEMANDA MÍNIMA:

Se despachan las centrales hidroeléctricas de pasada al 60% y las eólicas al 75% de su capacidad instalada. El carbón permanece en el despacho, ya que se encontraba despachado en la demanda máxima.

No se despachan Fortuna ni Bayano, para aumentar el nivel de embalse.

De análisis de contingencia se encontró que con el disparo de la caldera de carbón el escenario no encuentra solución a los flujos de potencia, ya que los voltajes decaen a un rango menor al permisible. Se ha tenido que despachar las unidades 9 y 10 de Miraflores, ya que al momento del



disparo de las unidades de carbón el voltaje en las subestaciones Panamá, Panamá II, Chorrera y 24 de Diciembre decaen a niveles intolerables.

En estado estable se observan voltajes algo elevados, pero dentro del límite superior permitido. Esto es para que al momento de la falla, el voltaje sea suficiente como para que el sistema se restablezca de manera adecuada.

EPOCA LLUVIOSA EN DEMANDA MÁXIMA:

El despacho de generación se compone de la siguiente manera:

Las centrales hidroeléctricas de pasada se despachan al 95% de su capacidad instalada, a excepción de las centrales de mayor capacidad (las cuales se asume cuentan con algún tipo de embalse mínimo de regulación), las cuales se han tenido que despachar a una sola unidad a causa de restricciones de voltaje en el Sistema Principal de Transmisión. Esta restricción de voltaje causa una caída en la tensión a nivel de 230 KV. Lo anterior es a causa de un déficit de reactivo en el Sistema, el cual se busca solventar con el ingreso de los SVC.

Las centrales eólicas también tienen restringida su generación al 40% de su capacidad instalada, para dar paso a la generación térmica obligada, en búsqueda de aumentar el perfil de voltajes en el sistema.

Se desplaza por completo la central Fortuna, se despacha el carbón en BLM, Bayano con 156 MW (3 unidades a 52 MW), G9 y G10 de Miraflores, Pacora, Panam, Miraflores G6 y Cativá. La generación térmica ingresa en este escenario a causa de la restricción de reactivo en el SIN y se reconoce como "generación obligada", necesaria para mantener el sistema bajo operación segura.

Se realiza un análisis de contingencias, encontrando que las contingencias más severas son el disparo del circuito 230-11 (Chorrera-Panam) y el disparo de la caldera de carbón en BLM, ambas desvinculando generación y un gran aporte de reactivo. Para superar ambas contingencias, el sistema requiere de la generación obligada mencionada, ya que de no tener en línea las unidades térmicas, no se logra la solución los flujos de potencia por gobernadores, indicativo de un colapso de voltaje ante la contingencia.

Se observan voltajes elevados en el sector de Panamá este, a nivel de 230 KV, sobre las subestaciones Panamá II y Pacora. Se ha tenido que despachar los bancos capacitivos ubicados en este sector para superar la contingencia del disparo de la caldera del carbón, ya que de no estar despachados, los nodos de panamá, Chorrera y El Higo decaen en niveles de voltaje intolerables con la contingencia mencionada.

EPOCA LLUVIOSA EN DEMANDA MÍNIMA:

Durante el periodo de carga mínima para el SIN en época lluviosa, salen del despacho todos los motores térmicos de generación (entiéndase con ello a las centrales: Cativá, Miraflores G6,



Panam, Pacora, Miraflores G9 y 10). El carbón en BLM no sale del despacho ya que en el periodo de demanda máxima se ha despachado a plena capacidad.

Fortuna no se despacha y se disminuye generación de las centrales hidroeléctricas de pasada, ya que la demanda es muy inferior a la capacidad instalada. También se ha disminuido generación a las centrales eólicas.

El sitio de Petaquilla retira del SIN 29.6 MW (80% de la demanda máxima de la mina, según estimaciones de Minera Panamá, S.A.), y para el periodo aun no se cuenta con generación propia, por lo cual se mantienen como agentes consumidores.

Al realizar un análisis de contingencias, encontramos que el disparo de la caldera de carbón en BLM (y con ello las unidades 2, 3 y 4 asociadas a ella), causa la divergencia de los flujos de potencia en el caso. Lo anterior es a causa que no se tiene generación despachada en el centro de carga durante el periodo de demanda mínima, exceptuando la propia caldera de carbón. Como consecuencia, la salida de esta central causa una depresión de voltajes en la zona, derivando en la divergencia.

Por los motivos expuestos, es necesario despachar dos (2) unidades de Bayano al mínimo permisible (40 MW c/u), para dar soporte al SIN en caso de ocurrir la falla. Esta generación es reconocida en el caso como generación obligada, ya que se enciende que Bayano deberá guardar agua en periodos de demanda mínima y por lo tanto no deberá despacharse.

Luego del re-despacho, se verifica el cumplimiento de los criterios de calidad y seguridad, encontrando la solución a los flujos de potencia mediante gobernadores a todas las contingencias realizadas. Se concluye entonces, que el SIN opera de manera segura.

Los resultados a las simulaciones realizadas se muestran en el Anexo III-3.

6.3.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Se realizaron pruebas de contingencia con el objetivo de verificar el cumplimiento del criterio de confiabilidad N-1 en la operación del sistema. En este Plan de Expansión, se ha utilizado la función ACCC del PSS/E para simular todas las contingencias que se decida considerar.

Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 y 115 KV se pueden observar en el Anexo III-3, donde se aprecia que, bajo las consideraciones de despacho descritas en la sección anterior, el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras y sobrecargas en elementos del Sistema Principal de Transmisión. Adicional, se ha verificado el cumplimiento del criterio N-1 para las contingencias citadas.



6.3.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realiza un estudio de Estabilidad Transitoria, simulando fallas trifásicas en distintos circuitos de 230 KV del sistema , salidas de centrales de generación y disparos en unidades de generación de mayor capacidad (causando un desbalance carga-generación), con el fin de evaluar el comportamiento dinámico del SIN. Se obtienen resultados en frecuencia para la barra de Panamá 115 KV, voltajes en las barras de 230 KV y ángulos relativos de los generadores con respecto a la central hidroeléctrica Changuinola, observándose un comportamiento amortiguado de los mismos, lo que demuestra que el sistema permanece estable bajo estas condiciones. Estos análisis se realizaron para fallas trifásicas en los circuitos más críticos en la operación del sistema para esta época, considerando falla trifásica por 4 ciclos de la línea de transmisión y apertura de la misma. De manera similar, para los disparos de unidades de generación y salida de plantas, se simularon fallas y disparos según las protecciones primarias del sistema, para tiempos de 4 ciclos. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo III-5 de estabilidad transitoria.

Los parámetros utilizados para los distintos generadores del sistema corresponden, para los generadores existentes, a la información suministrada por estos en lo que respecta a los sistemas de excitación (reguladores de voltaje), gobernadores y estabilizadores. Para los generadores futuros, se emplearon modelos estándar similares a unidades generadoras que corresponden con la capacidad instalada de cada uno de ellos y de acuerdo al tipo de central, hidroeléctrica o termoeléctrica. En el Anexo III-12 se pueden observar los parámetros utilizados para cada central y su diagrama de bloque, de acuerdo a los modelos del programa PSS/ETM.

6.3.5 ANÁLISIS MODAL

De acuerdo con los resultados del análisis de estabilidad dinámica, se establece que el sistema es estable, no se presentan oscilaciones de potencia no amortiguadas de baja frecuencia, por lo cual, no se requiere realizar un análisis modal.



6.4 ANÁLISIS DEL AÑO 2016

6.4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para el **periodo seco del año 2016** se parte del escenario desarrollado para el periodo lluvioso del año 2015 y de manera adicional se considera el ingreso de los siguientes proyectos de generación:

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
ENERO	Burica	50
ENERO	Río Piedra	10
ENERO	La Palma	2.019
ENERO	Las Cruces	14.4
ENERO	San Bartolo	15.08
ENERO	La Laguna	9.3
ENERO	Chuspa	8.8
ENERO	Tabasará II	34.5
ENERO	Punta Rincón	297.50 *
	TOTAL	144.10

Nota: Los 144.10 MW totales no consideran la capacidad instalada del proyecto "Punta Rincón", ni los 74 MW que de este total podría inyectar al Sistema.

Notamos la adición de 144.1 MW que corresponden a generación hidroeléctrica de pasada, la cual se situará en la base del despacho de generación por tener un coste de generación de cero (0) \$/MWh. Las fechas mostradas responden a información publicada en el Plan Indicativo de Generación 2013.

El proyecto denominado "Punta Rincón" es propiedad del futuro Auto-generador Minera Panamá, S.A., el cual construirá una subestación eléctrica localizada en la comunidad de Punta Rincón. Esta subestación en 230 KV será el nodo de inyección a la planta generadora (2X148.75 MW) para abastecer el proyecto minero de Petaquilla. Minera Panamá, S.A. ha informado sobre sus estimaciones de demanda y generación, las cuales serán seguidas al pie de la letra para su modelado, se deberá tomar en cuenta que Minera Panamá tendrá la capacidad de vender sus excedentes en el Mercado Mayorista, por lo tanto se contará con inyección de generación, la cual se verá reflejada en el nodo de Llano Sánchez 230 KV.

La C.H. Burica es un proyecto de 50 MW, el cual se conectará en S/E Progreso. Para efectos de su modelado, su nodo de conexión será S/E Progreso a nivel de 230 KV, tomando en cuenta su capacidad instalada.

Los proyectos de Las Cruces, San Bartolo y La Laguna tienen como punto de conexión la S/E San Bartolo a nivel de 34.5 KV. El modelado se ha realizado según la información entregada por el agente.



La C.H. Chuspa se conectará en S/E Boquerón III, a nivel de 34.5 KV y asociada al T2 en dicha subestación.

Tabasará II se vincula al SIN por medio de un circuito de 13.6 Km en S/E Veladero. Su modelado se ha realizado según datos entregados por el agente.

El orden de mérito establecido para el despacho de las plantas durante el periodo seco del año 2016, se muestra a continuación:

ORDEN DE MÉRITO EPOCA SECA 2016						
D	DE MAS BARATO A MAS CARO					
ORDEN	PLANTA					
1	Hidroeléctricas de Pasada					
2	Centrales Eólicas					
3	BLM-CARBON					
4	Punta Rincón (MPSA)					
5	Fortuna					
6	Bayano					
7	Miraflores G9					
8	Miraflores G10					
9	Pacora					
10	Panam					
11	Miraflores G6					
12	Cativá					
13	El Giral II					
14	El Giral					
15	TCO Ciclo					
16	BLM Ciclo					
17	BLM G8					
18	BLM 5 - JB					
19	Miraflores G5					
20	TCO 1					
21	TCO 2					
22	BLM 6 - JB					
23	Miraflores G2					
24	Miraflores G1					



Para este mismo periodo, se reportan los siguientes refuerzos en la red de transmisión:

- Ingreso de dos (2) Compensadores Estáticos de Potencia Reactiva (o SVC por sus siglas en inglés). Uno en subestación Llano Sánchez y otro en subestación Panamá II, ambos a nivel de 230 KV. La capacidad de dichos elementos será estimada mediante análisis en estado estable y transitorio.
- Reemplazo del autotransformador T1 de la S/E Llano Sánchez 230/115/34.5 KV por uno con capacidad de 100/80/60 MVA. Este es un transformador de conexión.
- Reemplazo del autotransformador T2 de la S/E Chorrera 230/115/34.5 KV por uno con capacidad de 100/80/60 MVA. Este es un transformador de conexión.

Los SVC buscan aliviar el déficit de potencia reactiva que presenta actualmente el SIN, el cual es el motivo de las restricciones de voltajes que se han presentado en los análisis anteriores e impide el despacho económico, obligando a introducir generación obligada para operar el sistema de manera segura. ETESA ha contratado servicios de consultoría para la determinación de la capacidad de los SVC, por lo cual para efectos del Plan de Expansión, se realizará únicamente una **estimación** de la capacidad de los mismos, mediante análisis de flujo de potencia (tanto en estado estable como en contingencia) y mediante estudios de estabilidad dinámica.

Se reemplazaran los actuales T1 de Llano Sánchez (70/60/30 MVA) y T2 de la Chorrera (50/50/50 MVA) por transformadores con capacidad de 100/80/60 MVA, con el objetivo de abastecer el crecimiento de la demanda en estos sectores y garantizar el suministro. Con ello se busca cumplir con el criterio de seguridad N-1.

Se modela la nueva S/E Brisas del Golf de ENSA, la cual se alimentará desde la S/E Panamá II a nivel de 115 KV mediante un circuito sencillo de transmisión con longitud de 4 Km aproximadamente. La subestación contará con 2 transformadores de 25 MVA c/u (115/13.8 KV). Se estima su consumo en 7.81 MW iniciando operaciones en 2016.³

De manera similar se modela la nueva subestación Clayton de Gas Natural Fenosa⁴. La subestación de Clayton busca reducir la carga en subestaciones aledañas (asociadas al Servicio B alimentado por ACP) y aumentar la confiabilidad del sistema de distribución de área revertida, tomando en cuenta desarrollos de proyectos por parte del Gobierno Panameño, como lo es la ciudad hospitalaria. Esta subestación secciona el circuito 115-5 (Cáceres-Miraflores) a unos 3 Km aproximadamente de la S/E Miraflores y contará con un transformador de 30 MVA (115/13.8 KV). La demanda estimada de esta subestación es de 10.76 MW iniciando en 2016.

Para el modelado de estas subestaciones se han asumido valores estándar ya que los agentes distribuidores no han suministrado información a ETESA para ello, sin embargo se consideran en

.

³ Fuente: Plan de Expansión 2013-2022, Dirección de Ingeniería de ENSA (Marzo 2013). Enviado mediante Nota DME-086-13 del 15 de marzo del 2013.

⁴ Fuente: Información recibida de Gas Natural Fenosa, mediante Nota CM-170-13 del 26 de Febrero del 2013.



las proyecciones de demanda recibidas. Tanto ENSA como Gas Natural Fenosa deberán entregar la información correspondiente ante ETESA para su correcto modelado.

Para el **periodo lluvioso del año 2016**, no ingresan nuevos proyectos de generación según el Plan Indicativo de Generación 2013. Se muestra el orden de mérito establecido para la época lluviosa del año 2016:

ORDEN DE MÉRITO EPOCA LLUVIOSA 2016							
	DE MAS BARATO A MAS CARO						
ORDEN	PLANTA						
1	Hidroeléctricas de Pasada						
2	Centrales Eólicas						
3	Fortuna						
4	BLM-CARBON						
5	Punta Rincón (MPSA)						
6	Bayano						
7	Miraflores G9						
8	Miraflores G10						
9	Pacora						
10	Panam						
11	Miraflores G6						
12	Cativá						
13	El Giral II						
14	El Giral						
15	TCO Ciclo						
16	BLM Ciclo						
17	BLM G8						
18	BLM 5 - JB						
19	Miraflores G5						
20	BLM 6 - JB						
21	TCO 1						
22	TCO 2						
23	Miraflores G2						
24	Miraflores G1						

Ingresan a la red de transmisión los siguientes refuerzos:

- La "Tercera Línea", una nueva línea de transmisión a nivel de 230 KV en doble circuito partiendo desde subestación Veladero, pasando por las subestaciones de Llano Sánchez, Chorrera y finalizando en Panamá.
- Reemplazo del autotransformador T1 en S/E Mata de Nance 230/115/34.5 KV, por uno con capacidad de 100/80/60 MVA.



Esta tercera línea busca aumentar la capacidad de transmisión del SIN desde los centros de generación al occidente del sistema hacia el centro de carga en ciudad de Panamá. Con este nuevo corredor, ETESA elimina las restricciones de transmisión presentadas en los años anteriores, y con el apoyo de los SVC, el sistema debe operar de manera económica sin necesidad de despachar generación obligada.

Se reemplazará el actual T1 en subestación Mata de Nance con capacidad de 70/60/50 MVA, por uno de mayor capacidad 100/80/60 MVA. Con ello se aumenta la capacidad de transformación en la subestación y se brinda mayor confiabilidad.

A nivel de distribución, ya se han mencionado las nuevas incorporaciones presentadas ante ETESA por parte de las distribuidoras, las cuales fueron tomadas en cuenta desde el periodo seco.

Se mantiene el modelado de la demanda, en cuanto a los factores de potencia para los periodos de demanda máxima y mínima, tomando en consideración lo normado en el Reglamento de Transmisión en su artículo 114. Con ello se toma en cuenta el comportamiento de la demanda y su consumo de potencia reactiva, el cual impacta en el uso de las líneas del Sistema Principal de Transmisión.

6.4.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

6.4.2.1 OPERACION NORMAL

EPOCA SECA EN DEMANDA MÁXIMA:

Se despachan las centrales hidroeléctricas de pasada al 60% de su capacidad instalada, simulando la estacionalidad. También se despachan las centrales eólicas al 75% de su capacidad instalada, tomando en cuenta que para el periodo seco cuentan con suficiente aporte eólico para generación. La central térmica de carbón en BLM se despacha a plena capacidad. El autogenerador "Minera Panamá, S.A." inyecta al SIN 74.8 MW en la central térmica de carbón de Punta Rincón (con base a estimaciones del mismo auto-generador).

Se despachan los embalses de Fortuna (3X60 MW c/u) y Bayano (3X52 MW c/u).

Por parte de la generación térmica se despachan los siguientes motores: Miraflores G9, Miraflores G10, Pacora y finalmente 3 unidades de Panam.

Se debe recordar que para esta fecha se considera que ambos SVC se encuentran en operación y los mismos se encuentran despachando de la siguiente manera:

SVC en S/E Llano Sánchez 230 KV: 160.23 MVAR. SVC en S/E Panamá II 230 KV: 3.57 MVAR.

Ambos se encuentran regulando el voltaje en los nodos de 230 KV de sus respectivas subestaciones, a 1 p.u. (230 KV).



De manera adicional, es necesario mencionar que se despacha todo el reactivo disponible en el SIN: +120 MVAR en S/E Panamá II (230 KV), +120 MVAR en S/E Panamá II (115 KV), +120 MVAR en S/E Panamá (115 KV) y +90 MVAR en S/E Llano Sánchez (230 KV).

Se muestra el reporte de voltajes obtenido para el escenario:

```
BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)
                                              BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV)
6001 PAN230
                230.00
                        6 0.9858 226.73
                                              6005 CHO230
                                                              230.00 6 0.9762 224.53
6105 PAM230
                230.00
                         6 0.9763 224.55
                                              6182 VEL230
                                                              230.00
                                                                        6 0.9946 228.75
6240 EHIG230
                230.00
                         6 0.9810 225.63
                                              6410 PET230
                                                              230.00
                                                                        6 0.9889 227.44
6412 PRT230
                230.00
                         6 0.9989 229.74
                                              6760 SBA230
                                                               230.00
                                                                        6 0.9931 228.40
6860 BBL230
                230.00
                          6 0.9945 228.73
                                              6870 TABII 230
                                                              230.00
                                                                        6 0.9954 228.94
```

Se han resaltado en color rojos aquellos que se encuentran por el orden de 0.97 a 0.98. Notamos que se tratan de los nodos situados en la región central del SIN en subestaciones Chorrera, Panam, El Higo y Petaquilla. Adicional se encuentra Panamá 230 KV.

Como se ha mencionado en ocasiones anteriores, se asume un factor de potencia en 0.97 (-) para la demanda máxima, respondiendo al artículo 114 del Reglamento de Transmisión en el cual se dicta los rangos "tolerables" de factor de potencia para los agentes consumidores en el punto de retiro del SPT.

No se reportan sobrecargas en elementos pertenecientes al SPT, sin embargo a nivel de distribución aparecen sobrecargas en los transformadores de algunas subestaciones.

Se realiza un análisis de contingencias, para verificar el cumplimiento del criterio de seguridad (N-1) y estimar la confiabilidad del sistema. Se incluye entre las contingencias, el disparo del T1 en S/E San Bartolo, el disparo de una unidad en Punta Rincón y la salida del proyecto Petaquilla (Carga y Generación), mediante el disparo de ambos circuitos de 230 KV que lo vinculan a S/E Llano Sánchez. Se encuentra solución a los flujos de potencia mediante la acción de los gobernadores a todas las contingencias simuladas (esto se debe la acción de los SVC los cuales aportan estabilidad al sistema en caso de fallas).

En estado de contingencia, se reportan las siguientes violaciones al criterio de cargabilidad:

- Sobrecarga de 114.36% en el circuito Llano Sánchez-El Higo (230-3C) con el disparo de su circuito paralelo 230-4C. La capacidad de este circuito en estado de emergencia es de 366 MVA. La misma situación se tiene cuando dispara el circuito 230-3C, sobrecargándose el circuito 230-4C ya que se trata de una línea en doble terna.
- Sobrecarga de 102.44% en el circuito Chorrera-El Higo (230-3B) con el disparo del circuito paralelo 230-4B. La capacidad de este circuito en estado de emergencia es de 366 MVA. La misma situación se tiene cuando dispara el circuito 230-3B, sobrecargándose el circuito 230-4B ya que se trata de una línea en doble terna.

El circuito Panamá-Cáceres (115-37) se encuentra, con el disparo de su circuito paralelo 115-12, a un 98.22% respecto a su capacidad de 178 MVA en emergencia,.



Las limitaciones en transmisión presentadas, se logran solucionar con el ingreso del circuito Veladero-Llano Sánchez-Chorrera-Panamá, a nivel de 230 KV, ya que se brinda un tercer corredor para el intercambio de energía entre occidente y el centro de carga. A causa que este proyecto ingresará en operaciones para el segundo semestre del año 2016, se deberá re-despachar para aliviar las limitaciones encontradas.

Se despachan 3 unidades de Panam (queda a plena capacidad la central), Miraflores G6 y 4 unidades de Cativá. Se desplazan 2 unidades de Fortuna, quedando finalmente con una (1) unidad a 60 MW. Con el re-despacho, no se encuentran violaciones en la cargabilidad de las líneas mencionadas con anterioridad, en caso de contingencia. La limitación la pone el circuito Llano Sánchez-El Higo, el cual queda al 99.68% de su capacidad en estado de emergencia (366 MVA), en caso del disparo de su circuito paralelo. Hay que mencionar que con el re-despacho se elevan un poco los voltajes en el SIN, debido al aporte de las unidades térmicas despachadas como generación obligada.

Finalmente los SVC quedan despachando de la siguiente manera:

- SVC en subestación Llano Sánchez: 0.0 MVAR.
- SVC en subestación Panamá II: 0.0 MVAR.

Ambos regulando los nodos de 230 KV de sus respectivas subestaciones a 1 p.u. (230 KV).

EPOCA SECA EN DEMANDA MÍNIMA:

En periodo de demanda mínima, Punta Rincón se mantiene generando 258.4 MW (según la curva típica del proyecto minero Petaquilla, con dos unidades en operación) y su demanda interna disminuye a 177.73 MW. Tanto las unidades de Punta Rincón como BLM Carbón no salen del despacho, ya que se requieren durante el periodo de demanda máxima.

Se despachan las centrales hidroeléctricas de pasada con su generación disminuida, ya que la demanda es muy inferior a la capacidad instalada. De igual forma, se disminuye el aporte eólico, quedando las centrales eólicas despachadas al 60% de su capacidad instalada.

Los embalses de Bayano y Fortuna salen de despacho, ya que se requiere que recuperen su nivel. Debido a esta misma consideración, sólo se despacha una unidad de Changuinola, a pesar que se trata de una central de pasada.

Salen del despacho todos los motores que se encontraban despachados durante el periodo de demanda máxima (Miraflores G9 y G10, Pacora, Panam, Miraflores G6 y Cativá).

Bajo el despacho descrito no se presentan violaciones a los criterios de calidad y seguridad. Se procede a realizar un análisis de contingencias, encontrando que el SIN opera de manera segura y confiable ya que supera todas las eventualidades.



Notamos que a diferencia de los escenarios en demanda mínima de años anteriores, este no requiere de generación obligada para superar la contingencia de la salida de la caldera de carbón en BLM, ya que se cuenta con los SVC, los cuales regulan tensión al momento de darse la falla. Esto permite concretar el despacho económico.

EPOCA LLUVIOSA EN DEMANDA MÁXIMA:

Se despachan las centrales hidroeléctricas de pasada al 90% de su capacidad instalada y las centrales eólicas se despachan al 40% de su capacidad instalada, ambas condiciones modelando la estacionalidad. El embalse de Fortuna despacha 216 MW (3 unidades a 72 MW c/u).

BLM carbón se despacha a plena capacidad (3X38 MW) y el auto-generador Minera Panamá inyecta 73.8 MW al SIN de su oferta (según estimaciones del mismo agente).

Debido a que se trata de un escenario en demanda máxima de época lluviosa, Bayano despacha 2 unidades al mínimo permisible (40 MW) para un total de 80 MW en la central. No ingresan los motores termoeléctricos ni los ciclos combinados de Termo-Colón y Bahía las Minas, ya que la demanda gueda cubierta.

A continuación se presenta el reporte de voltajes resultante al escenario:

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS#	X NAME	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)	BUS#	X NAME	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6000	FRONTPRO	230.00	6	0.9996	229.92	6001	PAN230	230.00	6	0.9850	226.55
6005	CHO230	230.00	6	0.9806	225.54	6011	MDN230	230.00	6	0.9943	228.68
6014	PRO230	230.00	6	0.9991	229.78	6096	FOR230	230.00	6	0.9990	229.76
6105	PAM230	230.00	6	0.9806	225.54	6178	EST230	230.00	6	0.9967	229.25
6179	GUA230	230.00	6	0.9967	229.24	6182	VEL230	230.00	6	0.9879	227.23
6240	EHIG230	230.00	6	0.9861	226.81	6340	CAN230	230.00	6	0.9994	229.86
6345	PM230-29	230.00	6	0.9979	229.52	6380	BOQIII230	230.00	6	0.9967	229.25
6500	FRONTDOM	230.00	6	0.9989	229.74	6690	DOM230	230.00	6	0.9981	229.57
6691	ALT230	230.00	6	0.9986	229.68	6695	PDO230	230.00	6	0.9991	229.79
6698	MLI230	230.00	6	0.9990	229.77	6760	SBA230	230.00	6	0.9901	227.73
6840	BUR230	230.00	6	0.9999	229.98	6860	BBL230	230.00	6	0.9890	227.47
6870	TABIT 230	230.00	6	0.9893	227.53						

Notamos voltajes por el orden de 0.98 p.u., sin embargo estos se encuentran dentro del rango permisible. Estos voltajes se encuentran sobre la región troncal central del SIN en subestaciones Chorrera, Panam, El Higo, Tabasará, Barro Blanco y adicional en subestación Panamá y Veladero.

Lo anterior es consecuencia del transporte de gran cantidad de energía a través del sistema de transmisión, causando una mayor exigencia de potencia reactiva al SIN.

Los SVC en subestación Panamá II y Llano Sánchez muestran las siguientes lecturas:

- SVC subestación Llano Sánchez 230 KV: 140.4 MVAR
- SVC subestación Panamá II 230 KV: 14.06 MVAR



Adicionalmente debemos mencionar que ya se tienen despachados todos los bancos de capacitores disponibles en el SIN.

El sistema opera de manera segura y confiable debido al aporte reactivo de los SVC y a la capacidad de transporte de la tercera línea. Se eliminan las restricciones de voltajes y capacidad de transmisión.

EPOCA LLUVIOSA EN DEMANDA MÍNIMA:

Durante el periodo de demanda mínima, Petaquilla disminuye su demanda interna a 144.73 MW (según la curva de carga entregada por el agente), y la central térmica de Punta Rincón genera para auto abastecerse. Punta Rincón no inyecta potencia al SIN ya que su transferencia en el nodo de conexión es de cero (0) MW.

Como en el periodo de demanda máxima se despacha BLM Carbón, esta central permanece en línea durante el periodo de demanda mínima. Por demanda se disminuye generación eólica e hidroeléctrica de pasada, teniendo que inclusive sacar de operación alguna planta (aquellas que se sacan de línea se sume que cuentan con un pequeño embalse regulatorio). Notamos que la generación hidroeléctrica durante el periodo lluvioso cubre gran parte de la demanda.

Bajo el despacho descrito no se presentan violaciones a los criterios, concluyendo que el SIN opera de manera confiable.

Se realiza un estudio de contingencia mediante análisis ACCC, encontrando la solución mediante gobernadores a todas ellas, con lo cual se cumple el criterio de seguridad y confiabilidad.

Resaltamos el hecho que, para periodo en demanda mínima, los SVC no inyectan reactivo a la red de transmisión. Lo anterior nos da un indicio del efecto que tiene sobre el sistema la generación hidroeléctrica al occidente (la mayoría de pasada) sobre el requerimiento reactivo del SIN.

Los resultados a las simulaciones realizadas se muestran en el Anexo III-3.

6.4.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Se realizaron pruebas de contingencia con el objetivo de verificar el cumplimiento del criterio de confiabilidad N-1 en la operación del sistema. En este Plan de Expansión, se ha utilizado la función ACCC del PSS/E para simular todas las contingencias que se decida considerar.

Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 y 115 KV se pueden observar en el Anexo III-3, donde se aprecia que, bajo las consideraciones de despacho descritas en la sección anterior, el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras y sobrecargas en elementos del Sistema Principal de Transmisión. Adicional, se ha verificado el cumplimiento del criterio N-1 para las contingencias citadas.



6.4.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realiza un estudio de Estabilidad Transitoria, simulando fallas trifásicas en distintos circuitos de 230 KV del sistema , salidas de centrales de generación y disparos en unidades de generación de mayor capacidad (causando un desbalance carga-generación), con el fin de evaluar el comportamiento dinámico del SIN. Se obtienen resultados en frecuencia para la barra de Panamá 115 KV, voltajes en las barras de 230 KV y ángulos relativos de los generadores con respecto a la central hidroeléctrica Changuinola, observándose un comportamiento amortiguado de los mismos, lo que demuestra que el sistema permanece estable bajo estas condiciones. Estos análisis se realizaron para fallas trifásicas en los circuitos más críticos en la operación del sistema para esta época, considerando falla trifásica por 4 ciclos de la línea de transmisión y apertura de la misma. De manera similar, para los disparos de unidades de generación y salida de plantas, se simularon fallas y disparos según las protecciones primarias del sistema, para tiempos de 4 ciclos. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo III-5 de estabilidad transitoria.

Los parámetros utilizados para los distintos generadores del sistema corresponden, para los generadores existentes, a la información suministrada por estos en lo que respecta a los sistemas de excitación (reguladores de voltaje), gobernadores y estabilizadores. Para los generadores futuros, se emplearon modelos estándar similares a unidades generadoras que corresponden con la capacidad instalada de cada uno de ellos y de acuerdo al tipo de central, hidroeléctrica o termoeléctrica. En el Anexo III-12 se pueden observar los parámetros utilizados para cada central y su diagrama de bloque, de acuerdo a los modelos del programa PSS/ETM.

6.4.5 ANÁLISIS MODAL

De acuerdo con los resultados del análisis de estabilidad dinámica, se establece que el sistema es estable, no se presentan oscilaciones de potencia no amortiguadas de baja frecuencia, por lo cual, no se requiere realizar un análisis modal.



6.5 NIVELES DE CORTOCIRCUITO

En el Anexo III-4 se presentan los niveles de cortocircuito, tanto trifásico como monofásico, en las distintas barras de 230 y 115 KV de ETESA. A continuación, se presenta una tabla con la capacidad interruptiva de los interruptores de las diferentes subestaciones de ETESA, para los distintos niveles de tensión.

INTERRUPTORES DE POTENCIA							
CAPACIDAD INTERRUPTIVA EN KA							
SUBESTACIONES		NIVEL DE VOLTAJE EN KV					
SOBESTACIONES	230	115	34.5	13.8			
PANAMÁ	40	31.5		23			
PANAMÁ II	31.5	20		40			
CÁCERES		40					
SANTA RITA		40					
CHORRERA	40		25				
LLANO SÁNCHEZ	31.5	40	25				
LLANO SÁNCHEZ (AMPLIACIÓN)	40						
VELADERO	40						
GUASQUITAS	40						
MATA DE NANCE	40	25	40				
CALDERA		25	20				
PROGRESO	31.5	40	12				
CHARCO AZUL		30					
CHANGUINOLA	31.5		20				
BOQUERÓN III	31.5		20				

Como se puede observar comparando este cuadro con los niveles de falla del Anexo III-4, la capacidad interruptiva en las subestaciones de ETESA es superior a los niveles de falla en éstas.



CAPÍTULO 7: PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO

Los proyectos identificados en el corto plazo, 2013 – 2016, son los que ya fueron aprobados en planes de expansión anteriores (PESIN 2012), muchos de los cuales se encuentran en ejecución o próximos a iniciar, los cuales se presentan en el presente capítulo.

1. Línea Santa Rita - Panamá II 115 KV

Debido al aumento de la capacidad instalada en el área de Colón con las centrales Térmica Cativá (87 MW), El Giral (50 MW) y Termo Colón (150 MW), además de la entrada en operación de la central térmica Bahía Las Minas utilizando carbón, es necesario reforzar el sistema de transmisión procedente desde la provincia de Colón, Subestación Santa Rita hasta la Subestación Panamá II.

En la actualidad el doble circuito Santa Rita – Cáceres (115-1A y 115-2A) operando a 115 KV, cuenta con dos tipos de conductores: Conductor 1200 ACAR en el tramo de Santa Rita hasta el cruce con el Río Chagres y conductor 636 ACSR en el tramo desde el Río Chagres hasta Subestación Cáceres. Las estructuras para el tramo Santa Rita-Chagres son torres para operar a nivel de 230 KV y las estructuras del tramo del Río Chagres a Cáceres son torres para operar a nivel de 115 KV.

El proyecto consiste en lo siguiente: Construcción de un doble circuito con conductor 636 ACSR con estructuras para operar a nivel de 115 KV en el tramo de Santa Rita hasta el cruce con el río Chagres, en donde se continuará con el tramo existente desde Río Chagres hasta Cáceres (el cual ya está diseñado para operar en 115), completando así el doble circuito Santa Rita – Cáceres en conductor 636 ACSR y en 115 KV. Por otra parte se construirá un doble circuito con conductor 1200 ACAR y torres para operar en 230 KV, desde el Río Chagres hasta Subestación Panamá II. Este doble circuito se unirá al tramo ya existente Santa Rita-Rio Chagres (el cual ya se encuentra diseñado para operar en 230 KV con estructuras y conductor 1200 ACAR), completando de esta forma el doble circuito Santa Rita – Panamá II. Como se puede observar, el circuito Santa Rita – Panamá II, está diseñado para operar en 230 KV, pero se iniciará operando a nivel de 115 KV.

LINEAS

Estado: en ejecución

Contrato: Línea: GG-021-2012 con la empresa Consorcio Energy Istmo

Orden de Proceder: 26 de julio de 2012

Costo: B/. 15,475,820

Línea de 230 KV Santa Rita – Panamá II (tramo de línea desde el Río Chagres hasta Panamá II)

operada inicialmente en 115 KV

Cantidad de circuitos: 2 Longitud: 27 Km. Conductor: 1200 ACAR

Capacidad: 150 MVA (normal) 250 MVA (contingencia) operando a 115 KV



275 MVA (normal) 450 MVA (contingencia) operando a 230 KV

Línea de 115 KV Santa Rita – Cáceres (tramo de línea desde el Río Chagres hasta Santa Rita)

Cantidad de circuitos: 2 Longitud: 21 Km. Conductor: 636 ACSR

Capacidad: 150 MVA (normal) 175 MVA (contingencia)

SUBESTACIONES

Estado: en ejecución

Contrato: Línea: GG-018-2012 con Consorcio Argen Cobra S.A.

Orden de Proceder: 30 de julio de 2012

Costo: B/. 4,824,827

Ampliación de las subestaciones Santa Rita 115 KV y Panamá II 115 KV:

Subestación

Santa Rita: adición de dos naves de dos interruptores de 115 KV

Panamá II 115 KV: adición de dos interruptores de 115 KV

En estas subestaciones se requiere todos los equipos y accesorios necesarios para la correcta instalación y operación de los nuevos interruptores.

COSTOS

Línea:

Inicio de construcción: julio de 2012 Inicio de Operación: enero de 2014

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV							
DOBLE CIRCUITO SANTA RITA - PANAMA II (DESDE CHAGRES)							
CONDUCTOR 1200 ACAR							
MATERIALES	\$	4,652,930.00					
FUNDACIONES	\$	1,167,410.00					
DERECHO DE VÍA	\$	54,640.00					
MONTAJE	\$	1,228,950.00					
CONTINGENCIA	\$	710,390.00					
INGENIERÍA Y ADMINISTRACIÓN	\$	568,310.00					
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$	67,500.00					
DISEÑO	\$	213,120.00					
INSPECCIÓN	\$	213,120.00					
INDEMNIZACIÓN	\$	405,000.00					
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$	426,240.00					
TOTAL	\$	9,707,610.00					

LINEA DE TRANSMISION DE 115 KV						
DOBLE CIRCUITO SANTA RITA - CACERES (DESDE CHAGRES)						
CONDUCTOR 636 ACSR						
MATERIALES	\$	2,852,070.00				
FUNDACIONES	\$	676,160.00				
DERECHO DE VÍA	\$	24,610.00				
MONTAJE	\$	601,560.00				
CONTINGENCIA	\$	415,440.00				
INGENIERÍA Y ADMINISTRACIÓN	\$	332,350.00				
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$	52,500.00				
DISEÑO	\$	124,630.00				
INSPECCIÓN	\$	124,630.00				
INDEMNIZACIÓN	\$	315,000.00				
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$	249,260.00				
TOTAL	\$	5,768,210.00				

TOTAL EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN	\$ 15.475.820.00
TOTAL EN LINEA DE TRANSMISION	7 13,473,020.00



Subestaciones:

Inicio de Construcción: julio de 2012 Inicio de Operación: enero de 2014

ADICIÓN S/E SANTA RITA 115 KV		
SUMINISTRO	\$	1,659,581
MONTAJE	\$	164,587
OBRAS CIVILES GENERALES	\$	510,825
CONTINGENCIAS	\$	116,750
DISEÑO	\$	70,050
INGENIERÍA	\$	93,400
ADMINISTRACIÓN	\$	93,400
INSPECCIÓN	\$	70,050
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$	140,100
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$	4,436
TOTAL	Ś	2,923,178

ADICIÓN S/E PANAMA II 115 KV		
SUMINISTRO	\$	1,268,283
MONTAJE	\$	107,136
OBRAS CIVILES GENERALES	\$	143,590
CONTINGENCIAS	\$	75,950
DISEÑO	\$	45,570
INGENIERÍA	\$	60,760
ADMINISTRACIÓN	\$	60,760
INSPECCIÓN	\$	45,570
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$	91,141
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$	2,886
•		
TOTAL	\$	1,901,648

El total general del proyecto, sumando líneas y adiciones a las Subestaciones Santa Rita y Panamá II es:

TOTAL GENERAL	\$ 20.300.645.38
TOTAL GENERAL	5 20,300,645.38

2. Banco de Capacitores 120 MVAR S/E Panamá II 230 KV

El crecimiento de la demanda y el aumento de proyectos de generación hidro de pasada en el occidente del país obliga al aumento del soporte de reactivo en las áreas de mayor concentración de carga del sistema, como lo es el área de la ciudad de Panamá, con el fin de mantener los niveles de tensión en la red de transmisión dentro de los valores establecidos en las Normas de Calidad. En el Plan de Expansión del 2012 se determinó que es necesario considerar la adición de un banco de capacitores de 120 MVAR (4 bancos de 30 MVAR c/u) en el patio de 230 KV de la S/E Panamá II. Este proyecto sigue siendo prioridad.

Las obras necesarias para la conexión de este banco de capacitores en estas subestaciones son las siguientes:

Patio de 230 KV: 90 MVAR de compensación capacitiva mediante 4 bancos de 30 MVAR, se incluyen cuatro interruptores, uno para cada banco y todos los equipos y accesorios necesarios para la correcta instalación y operación de este banco. Este proyecto se encuentra en etapa de ejecución.

Estado: en licitación

Inicio de Construcción: enero de 2013 Inicio de Operación: enero de 2014



Adición de Capacitores de 120 MVAR en S/E Panamá II 230 KV			
Suministro	5,914,365		
Montaje	1,322,452		
Obras Civiles	1,002,485		
Contingencias	823,930		
Diseño	247,179		
Ingeniería	329,572		
Administración	329,572		
Inspección	247,179		
IDC	131,829		
EIA	15,655		
Total	10,364,218		

3. Adición de Banco de Capacitores de 50 MVAR S/E Panamá 115 KV

El crecimiento de la demanda y el aumento de proyectos de generación hidro de pasada en el occidente del país obliga al aumento del soporte de reactivo en las áreas de mayor concentración de carga del sistema, como lo es el área de la ciudad de Panamá, con el fin de mantener los niveles de tensión en la red de transmisión dentro de los valores establecidos en las Normas de Calidad. En el Plan de Expansión del 2012 se determina que es necesario la ampliación del banco de capacitores de la Subestación Panamá 115 KV en 50 MVAR. Esta ampliación está compuesta por la adición de dos bancos de 20 MVAR (2 x 20 MVAR) más la ampliación de los 4 bancos existentes en 10 MVAR. De esta forma se contará con un total de 120 MVAR (6 x 20 MVAR) en Panamá 115 KV.

Las obras necesarias para la conexión de este banco de capacitores en estas subestaciones son las siguientes:

Patio de 115 KV: 40 MVAR de compensación capacitiva mediante 2 bancos de 20 MVAR, se incluyen dos interruptores, uno para cada banco y todos los equipos y accesorios necesarios para la correcta instalación y operación de este banco, además de la ampliación de 10 MVAR en los bancos existentes (2.5 MVAR adicionales en cada uno), para contar con 4 x 20 MVAR, para un total de 6 x 20 MVAR = 120 MVAR en la subestación. Este proyecto se encuentra en etapa de ejecución.

Estado: en licitación

Inicio de Construcción: enero de 2013 Inicio de Operación: enero de 2014



Adición de Capacitores de 50 MVAR en S/E Panamá 115 KV		
Suministro	887,711	
Montaje	347,361	
Obras Civiles	158,811	
Contingencias	139,388	
Diseño	41,816	
Ingeniería	55,755	
Administración	55,755	
Inspección	41,816	
IDC	22,302	
EIA	2,648	
Total	1,753,365	

4. Repotenciación Panamá – Panamá II 230 KV

Debido al incremento de generación hidroeléctrica en el occidente del país (Provincias de Chiriquí y Bocas del Toro) entre los años 2012 – 2015, de acuerdo al Plan Indicativo de Generación, mostrado en la siguiente tabla, se tendría un incremento de proyectos hidro y eólicos de 816 MW, que sumado a los 901 MW existentes daría un total de 1,717 MW de generación hidro, la mayoría de estos de pasada o filo de agua. Debido a que la mayor parte de esta generación llega a la S/E Panamá II mediante la línea de transmisión 230 KV Guasquitas – Veladero – Llano Sánchez – Panamá II, es necesario aumentar la capacidad de la líneas entre las subestaciones Panamá y Panamá II, líneas 230 - 1C y 2B (Panamá – Panamá II). Esto se logrará mediante el cambio del conductor existente 636 ACSR a un conductor de alta temperatura de operación 636 ACSS, lo que permitirá que esta línea aumente su capacidad a 350 MVA/CTO. Este proyecto se encuentra en actualmente en ejecución.

El contrato de este proyecto es el GG-098-2010, con la empresa Ingelmec, la Orden de Proceder se dio el 15 de diciembre de 2010. Este proyecto ha sufrido retrasos con respecto a la fecha del PESIN 2011 debido a que el contratista confrontó problemas con el tendido del conductor, lo que retraso la instalación. Posteriormente no se pudo dar las libranzas para realizar los trabajos de tendido del conductor por consideraciones del despacho económico, lo que postergó los trabajos hasta el verano de 2013, para terminar el tendido del primer circuito. Posteriormente, en verano de 2014 se realizará el tendido del segundo circuito, ya que no se puede dar la libranza del mismo hasta esa fecha, por condiciones del despacho.

Estado; en ejecución

Inicio de Construcción: marzo de 2011

Inicio de Operación: marzo de 2013 (1r circuito)

marzo de 2014 (2do circuito)



REPOTENCIACIÓN LÍNEAS PAN-PAN II 230 KV		
MATERIALES	\$	981,160.00
FUNDACIONES	\$	36,302.92
DERECHO DE VÍA	\$	-
MONTAJE	\$	501,372.76
CONTINGENCIA	\$	-
INGENIERÍA Y ADMINISTRACIÓN	\$	50,956.94
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$	-
DISEÑO	\$	-
INSPECCIÓN	\$	89,155.65
INDEMNIZACIÓN	\$	-
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$	-
TOTAL	\$	1,658,948.27

5. Nueva Línea Mata de Nance – Boquerón III - Progreso - Frontera 230 KV Doble Circuito

Debido al incremento de generación hidroeléctrica en el área cercana a las subestaciones Progreso Y Boquerón III, con entrada en operación de la central hidroeléctrica Bajo de Mina y Baitún, además de los otros proyectos hidroeléctrico que se construyen en el área, tales como Burica y Bajo Frio, sumado a los proyectos hidroeléctricos de pequeña y mediana capacidad que se construyen en el área de Boquerón III, se adicionan aproximadamente 350 MW.

Central de Generación	Capacidad (MW)
Bajo de Mina	56.0
Baitún	88.0
Bajo Frio	56.0
Burica	50.0
Proyectos hidro en Boquerón	140.0
TOTAL	390.0

Debido a que la línea existente Mata de Nance – Boquerón II - Progreso es de circuito sencillo y solo tiene capacidad para 193 MVA, es necesario ampliar esta capacidad para poder transmitir la totalidad de estas nuevas centrales. Para esto se realizará un trabajo de cambiar la línea existente por una nueva línea de doble circuito 230 KV, con conductor 1200 ACAR, utilizando la servidumbre de la línea existente. Uno de los circuitos será de Mata de Nance - Boquerón III – Progreso y el segundo circuito será circuito Mata de Nance – Progreso. También se cambiará la línea de S/E Progreso a la frontera por un circuito sencillo con las mismas características. Esta nueva línea tendrá capacidad mínima de 400 MVA/CTO. en condiciones de operación normal y de 450 MVA/CTO. en operación de emergencia o contingencia.

Estado: por licitarse

Inicio del Proyecto: enero de 2013



Inicio de Operación: enero de 2015

LINEA MATA DE NANCE - BOQUERON - PROGRESO PROGRESO - FRONTERA 230 KV		
	(Miles de B/.)	
Suministro	11,332.38	
Fundaciones	2,842.39	
Derecho de Via	133.74	
Montaje	2,996.09	
Contingencias	1,730.46	
Ingeniería y Administración	1,384.37	
EIA B/.* Km	159.25	
Diseño	519.14	
Inspección	519.14	
Indemnización B/. * kM	955.50	
IDC	1,038.28	
TOTAL	23,610.73	

ADICION A SUBESTACIONES MDN Y PRO			
MATERIALES	\$	2,776,399	
FUNDACIONES	\$	555,280	
MONTAJE	\$	916,212	
CONTINGENCIA	\$	212,395	
INGENIERÍA Y ADMINISTRACIÓN	\$	339,831	
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$	8,071	
DISEÑO	\$	127,437	
INSPECCIÓN	\$	127,437	
INDEMNIZACIÓN	\$	-	
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$	254,873	
TOTAL	\$	5,317,935	

El costo total de esta obra sería de B/. 28,928,661.

6. Aumento de Capacidad de la Línea de 230 KV Mata de Nance – Veladero

Debido al incremento de generación hidroeléctrica en el occidente del país (Provincias de Chiriquí y Bocas del Toro) entre los años 2013 – 2016, de acuerdo al Plan Indicativo de Generación, se tendría un incremento de proyectos hidro y eólicos de 876 MW, que sumado a los 901 MW existentes daría un total de 1,777 MW de generación hidro, 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, S/E Mata de Nance y Veladero hacia estas subestaciones. Para el año 2016 de tiene contemplado la construcción de la tercera línea de doble circuito Veladero – Panamá, pero adicional a esta línea, también es necesario reforzar la línea Mata de Nance – Veladero. Los estudios iníciales realizados han demostrado que para aumentar la capacidad de esta línea a por lo menos 350 MVA/CTO. en condiciones de



operación normal, solo será necesario realizar movimientos de tierra en sitios puntuales, cambio de herrajes o aisladores y de ser necesario, torres adicionales, para lograr aumentar la altura de los conductores a tierra, permitiendo así el aumento de capacidad deseado. Se ha estimado que el costo total para aumentar la capacidad de esta línea, con longitud de 84.5 km será de aproximadamente B/. 1,000,000.

Estado: por licitarse

Inicio de Construcción: agosto de 2013 Inicio de Operación: mayo de 2014 Costo estimado; B/. 1,000,000

7. S/E El Higo (Las Guías) 230 KV

La empresa distribuidora EDEMET Unión FENOSA alimenta su sistema de distribución en el occidente de la Provincia de Panamá a través de circuitos de distribución de 34.5 KV provenientes de la subestación Chorrera. Esta subestación cuenta con dos (2) transformadores de 230/115/34.5 KV con capacidad cada uno de 30/40/50/56 MVA, de acuerdo a sus distintas capacidades de enfriamiento, OA/FA/FOA/FOA2. El patio de 115 KV de esta subestación no se encuentra desarrollado hasta el momento.

Con el incremento de la demanda en Panamá Oeste y con el propósito de distribuir la carga en el sector, se construirá una nueva Subestación en El Higo con lo cual se aliviará carga a las Subestaciones próximas (La Chorrera y Llano Sánchez).

Actualmente esta subestación se encuentra operando con una conexión temporal mediante un "Tap" en el circuito 230-4B (Chorrera – Llano Sánchez) para la conexión del transformador y posteriormente se construirá la Subestación con un esquema de interruptor y medio, seccionando los circuitos 230-3B y 230-4B. Dicha subestación constará con un patio de 230 KV y tres naves, la primera de ellas con dos interruptores para la conexión del transformador, la segunda con tres interruptores para el seccionamiento de uno de los circuitos de 230 KV y la tercera para el seccionamiento del otro circuito de 230 KV. De estos, la primera y segunda nave corresponde a Conexión para la empresa distribuidora.

Debido a lo enunciado anteriormente y la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos del escenario incluido en el Plan Indicativo de Generación y el incremento de carga en el área occidental de la Provincia de Panamá, se ve la necesidad de reforzar el sistema de transmisión entre las subestaciones Llano Sánchez y Chorrera con el fin de que las líneas de transmisión operen dentro de su limites de carga y a la vez, se garantice los adecuados niveles de seguridad y confiabilidad del mismo. En este caso, los dos circuitos Llano Sánchez — Chorrera (230-3B y 4B) se seccionan en la S/E El Higo (Las Guías), quedando de esta manera dos circuitos Llano Sánchez — El Higo — Chorrera en 230 KV.

En esta subestación se requiere todos los equipos y accesorios necesarios para la correcta instalación y operación de los nuevos interruptores.



Estado: en ejecución

Contrato: GG-079-2012 con la empresa Conelsa

Orden de Proceder: por definir, recibió el Refrendo de la Contraloría General de la República el

17 de diciembre de 2012. La Orden de Proceder es para el 2 de enero de

2013

Inicio del Proyecto: enero de 2013 Inicio de Operación: julio de 2014

COSTOS

S/E EL HIGO 230 KV		
SUMINISTRO	\$	7,181,945
MONTAJE	\$	1,077,292
OBRAS CIVILES GENERALES	\$	1,795,486
CONTINGENCIAS	\$	502,736
DISEÑO	\$	301,642
INGENIERÍA	\$	402,189
ADMINISTRACIÓN	\$	402,189
INSPECCIÓN	\$	301,642
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$	603,283
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$	19,104
TOTAL	\$	12,587,508

8. Adición e Instalación de Transformador T4 S/E Panamá

Debido al aumento de carga del área metropolitana y con el propósito de cumplir con el Criterio de Seguridad N-1 en la Subestación Panamá es necesaria la adición de un cuarto transformador de iguales características al T3 existente, 230/115 KV, 210/280/350 MVA en esta subestación.

Esto implica la ampliación de los patios de 230 y 115 KV de la subestación mediante dos naves de dos interruptores para la conexión del transformador, además de todos los equipos necesarios para poner en operación el dispositivo.

El contrato para el T4 de la Subestación Panamá fue dividido en dos partes, una el suministro del transformador y la segunda, la conexión del mismo. El suministro fue mediante el contrato GG-036-2011 con la empresa CELMEC y la Orden de Proceder fue el 15 de septiembre de 2011, el mismo ya se encuentra en Panamá.

La ampliación de la Subestación Panamá (equipos para la conexión del T4) fue el contrato GG-017-2012 con la empresa Consorcio Electroistmo, S.A., la Orden de Proceder se dio el 17 de septiembre de 2012.

Estado: en ejecución

Contrato: GG-036-2011 con la empresa CELMEC para el suministro del

autotransformador GG- 017-2012 con la empresa Consorcio Electroistmo, S.A.

para los equipos de conexión



Orden de Proceder: 15 de septiembre de 2011 para CELMEC

17 de septiembre de 2012 para Consorcio Electroistmo, S.A.

Inicio del Proyecto: septiembre de 2011 Inicio de Operación: diciembre de 2013

COSTOS

INSTALACIÓN TRANSFORMADOR T4 S/E PANAMÁ		
SUMINISTRO	\$	7,341,650
MONTAJE	\$	298,939
OBRAS CIVILES GENERALES	\$	692,345
CONTINGENCIAS	\$	416,647
DISEÑO	\$	249,988
INGENIERÍA	\$	333,317
ADMINISTRACIÓN	\$	333,317
INSPECCIÓN	\$	249,988
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$	499,976
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$	15,833
TOTAL	\$	10,432,000

9. Adición e Instalación de Transformador T3 S/E Panamá II

Debido al aumento de carga del área metropolitana y con el propósito de cumplir con el Criterio de Seguridad N-1 en la Subestación Panamá II es necesaria la adición de un tercer transformador de iguales características a los dos existentes, 230/115 KV, 105/140/175 MVA en esta subestación.

Esto Implica la ampliación de los patios de 230 y 115 KV de la subestación mediante dos naves de dos interruptores para la conexión del transformador, además de todos los equipos necesarios para poner en operación el dispositivo.

Estado: por licitarse

Inicio del Proyecto: enero de 2014 Inicio de Operación: septiembre de 2015

ADICION T3 S/E PANAMA II 230/115 KV		
Suministro	5,114,950	
Montaje	1,687,934	
Obras Civiles	1,022,990	
Contingencias	391,294	
Diseño	234,776	
Ingeniería	313,035	
Administración	313,035	
Inspección	234,776	
IDC	469,552	
EIA	14,869	
TOTAL	9,797,212	



10. Subestación El Coco 230 KV

La empresa Unión Eólica Panameña (UEP) se encuentra construyendo el Parque Eólico Penonomé, con capacidad instalada de 220 MW. Para la conexión de este parque eólico, UEP debe construir la Subestación El Coco, en esquema de interruptor y medio con cuatro naves, dos para la conexión de los dos circuitos de ETESA 230-12 y 13, los cuales se seccionaran en esta subestación y dos naves para la conexión de los dos transformadores elevadores de 230/34.5 KV a través de los cuales se inyectará la generación eólica. El Reglamento de Transmisión establece que ETESA debe adquirir las naves de subestaciones que seccionan líneas de ETESA del Sistema Principal de Transmisión (SPT), por lo que será necesaria la adquisición de las dos naves que seccionan estos circuitos. El costo estimado para estas dos naves de interruptor y medio, 230 KV es de B/. 10,636,000.

11. Subestación La Esperanza 230 KV

La empresa AES Panamá construyó la central hidroeléctrica Changuinola I, con capacidad de 223 MW. Para la conexión de esta central, AES construyó la Subestación la Esperanza y a la vez 8.5 km de línea de doble circuito, 230 KV, extendiendo el circuito 230-20 hasta dicha subestación. De manera similar a el caso de UEP. ETESA debe adquirir la nave de 230 KV de la Subestación La Esperanza y la línea de 230 KV, doble circuito de 8.5 km que se extendió desde el circuito 230-20. El costo estimado para esta nave de interruptor y medio, 230 KV y la línea de 8.5 km, doble circuito 230 KV es de B/. 8,194,000.

12. Subestación 24 de Diciembre 230 KV

La empresa de distribuidora ENSA, que posee la concesión para el servicio de Distribución de Energía Eléctrica en el sector Norte-Este del país, tiene dentro de sus planes de expansión, para el año 2013, la entrada en operación de una nueva Subestación en el sector de la 24 de Diciembre, la cual repartirá carga que actualmente es alimentada mediante las S/E Tocumen y Geehan.

ENSA ha cumplido con las normativas al entregar la información solicitada en el Reglamento de Transmisión con su respectivo estudio eléctrico, el cual demuestra la correcta operación de la S/E 24 de Diciembre sin desmejorar las condiciones operativas del SIN, por lo cual ETESA le ha otorgado la viabilidad de conexión definitiva al proyecto. En este estudio eléctrico se ha indicado que el punto de conexión de la nueva Subestación es seccionando el circuito 230-2A (Panamá II – Bayano).

El proyecto consiste en un extensión de aproximadamente 0.6 Km de doble circuito aéreo (integrado al anillo Panamá II – Pacora – Bayano) y un transformador 230/13.8 KV con capacidad de 30/40/50 MVA y con conexión Y-Y aterrizado.

La Subestación 24 de Diciembre es en esquema Interruptor y medio, y contará con dos naves, una con 3 interruptores para el seccionado del circuito 230-2A y la otra con dos interruptores para la conexión del transformador que alimentará la carga a 13.8 KV. La nave y todos los equipos asociados que seccionan el circuito 230-2A pasarán a ser activos de ETESA tal cual solicita la ASEP, por entrar a ser parte del Sistema Principal de Transmisión, de acuerdo a lo



establecido en el Reglamento de Transmisión. El costo estimado para esta nave de interruptor y medio, 230 KV es de B/. 5,318,000.

13. Subestación Cañazas 230 KV

La empresa Petroterminales de Panamá (PTP) construyó una subestación para alimentar sus instalaciones en Chiriquí Grande, Provincia de Bocas del Toro, la cual se conecta a las líneas de transmisión 230-29 y 230-30 de ETESA. Esta subestación tiene un esquema de anillo con tres interruptores 230 KV y un transformador 230/34.5 KV de 50 MVA conectado a la barra B de esta subestación. El Reglamento de Transmisión establece que ETESA debe adquirir las naves de subestaciones que seccionan líneas de ETESA del SPT, por lo que será necesaria la adquisición del patio de 230 KV de esta subestación. El costo estimado para el patio de 230 KV de la misma es de B/. 5,318,000.

14. Subestación Barro Blanco 230 KV

La empresa Generadora del Istmo, S.A. (GENISA) construirá la central hidroeléctrica Barro Blanco, con capacidad de 29 MW. Para la conexión de este proyecto, construirá la S/E Barro Blanco 230 KV, que seccionará uno de los circuitos Veladero – Llano Sánchez. Esta subestación será con esquema de interruptor y medio, con una nave seccionando este circuito de ETESA y otra para la conexión de la central generadora. El Reglamento de Transmisión establece que ETESA debe adquirir las naves de subestaciones que seccionan líneas de ETESA del SPT, por lo que será necesaria la adquisición de esta nave de 230 KV. El costo estimado de la misma es de B/. 5,318,000.

15. Tercera Línea Veladero – Llano Sánchez – 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 2013 – 2015, de acuerdo al Plan Indicativo de Generación, mostrado en la siguiente tabla, se tendría un incremento de proyectos hidro y eólicos de 658 MW, que sumado a los 1043.0 MW existentes daría un total de 1,701 MW de generación eólica e hidro, la mayoría de estos de pasada o filo de agua.

Año	Incremento de Capacidad Hidro (MW) en el Occidente del País
2012	1043.0 (existentes)
2013	122.0
2014	428.0
2015	108.0
Total	1,701.0

Debido a que las líneas de transmisión actuales que provienen del occidente del país solo tienen capacidad para un total de 1,044 MW, es necesario aumentar la capacidad de transmisión de las mismas.

De las alternativas de expansión consideradas, se determinó que la mejor opción es la construcción de una nueva línea 230 KV de doble circuito con capacidad de transmisión de por lo menos 400 MVA/CTO. Este proyecto comprende la construcción de las siguientes líneas de



doble circuito de 230 KV: a) Veladero – Llano Sánchez, de 110 km, b) Llano Sánchez – Chorrera, de 142 km. y c) Chorrera – Panamá, de 40 km, para un total aproximado de 292 km. Esta línea tendrá un conductor 1200 ACAR y se montarán los dos circuitos de la línea.

Para este proyecto además es necesario la ampliación de los patios de 230 KV de las subestaciones Veladero (adición de dos naves de dos interruptores), Llano Sánchez (adición de dos naves de tres interruptores), Chorrera (adición de dos naves de tres interruptores) y Panamá (adición de dos interruptores), todas ellas con esquema de interruptor y medio. También se incluyen todos los equipos en las subestaciones para la correcta operación de la misma.

Inicio de proyecto: enero de 2013 Inicio de Operación: julio de 2016

TERCERA LINEA VELADERO - LLANO SANCHEZ - CHORRERA - PANAMA 230 KV	
	(Miles de B/.)
Suministro	50,320.605
Fundaciones	12,625.349
Derecho de Via	590.869
Montaje	13,290.872
Contingencias	7,682.769
Ingeniería y Administración	6,146.216
EIA B/.* Km	730.000
Diseño	2,304.831
Inspección	2,304.831
Indemnización B/. * kM	14,366.000
IDC	4,609.662
TOTAL	114,972.003

AMPLIACIÓN SUBESTACIONES 230 KV	
Suministro	16,429,036
Montaje	5,421,582
Obras Civiles	3,285,807
Contingencias	1,256,821
Diseño	754,093
Ingeniería	1,005,457
Administración	1,005,457
Inspección	754,093
IDC	1,508,186
EIA	47,759
TOTAL	31,468,291

El costo total de este proyecto es de B/. 146,440,293



16. SVC Panamá II

Debido a la gran cantidad de proyectos hidroeléctricos y eólicos a incorporarse al sistema en los próximos años (2013 – 2017), por un total de 880 MW y la posible entrada en operación del proyecto Changuinola II con 214 MW en el 2020, es necesario reforzar el soporte de potencia reactiva en el área de la ciudad de Panamá, Subestaciones Panamá II, para así cumplir con los niveles de tensión establecidos por el Reglamento de Transmisión, tanto para condiciones normales de operación como contingencia y en análisis dinámico del sistema (estabilidad transitoria). Para esto, se determinó necesaria la adición de un SVC en la barra de 230 KV de la S/E Panamá II, para mantener los niveles de voltaje del sistema dentro de los límites permisibles y para mantener la estabilidad del sistema ante fallas. El tamaño de este SVC, será determinado mediante los servicios de una consultoría contratados por ETESA.

El costo estimado de este equipo es el siguiente:

COSTO

Inicio del Proyecto: enero de 2013 Inicio de Operación: enero de 2016

SVC S/E PANAMA II 230 KV		
Suministro	11,595,762	
Montaje	1,739,364	
Obras Civiles	2,898,941	
Contingencias	811,703	
Diseño	487,022	
Ingeniería	649,363	
Administración	649,363	
Inspección	487,022	
IDC	974,044	
EIA	30,845	
Estudio	175,000	
Total	20,498,429	

17. SVC Llano Sánchez

Debido a la gran cantidad de proyectos hidroeléctricos y eólicos a incorporarse al sistema en los próximos años (2013 – 2017), por un total de 880 MW y la posible entrada en operación del proyecto Changuinola II con 214 MW en el 2020, es necesario reforzar el soporte de potencia reactiva en el área central de la red de transmisión. Para esto, se determinó necesaria la adición de un SVC, cuyo tamaño será determinado mediante los servicios de una consultoría contratada por ETESA para mantener los niveles de voltaje del sistema dentro de los límites permisibles y para mantener la estabilidad del sistema ante fallas. Se ha determinado la Subestación Llano Sánchez 230 KV como el sitio ideal para instalar este SVC, ya que se encuentra prácticamente en la mitad del sistema y tiene la disponibilidad de espacio físico en



la subestación para la instalación. Con este equipo se cumplirá con los niveles de tensión establecidos por el Reglamento de Transmisión, tanto para condiciones normales de operación como contingencia y en análisis dinámico del sistema (estabilidad transitoria). El tamaño de este SVC, será determinado mediante los servicios de una consultoría contratados por ETESA.

El costo estimado de este equipo es el siguiente:

COSTO

Inicio del Proyecto: enero de 2013 Inicio de Operación: enero de 2016

SVC S/E LLANO SANCHEZ 230 KV	
Suministro	8,262,396
Montaje	1,239,359
Obras Civiles	2,065,599
Contingencias	578,368
Diseño	347,021
Ingeniería	462,694
Administración	462,694
Inspección	347,021
IDĊ	694,041
EIA	21,978
Estudio	125,000
	,
Total	14,606,170



CAPÍTULO 8: ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO

El Reglamento de Transmisión establece en su Artículo 114 que los valores de factor de potencia de los distribuidores y grandes clientes en su punto de interconexión con el Sistema Principal de Transmisión, a partir del 1 de enero de 2007 debe ser de 0.9(-) a 0.98(-) para valle nocturno (10:00 pm a 5:00 am) y de 0.97(-) a 1.00(-) para el resto del día. Los análisis eléctricos realizados en este informe han tomado en cuenta lo establecido en este artículo.

Los resultados de los estudios eléctricos para el período 2017 – 2027 para el escenario de Generación Regional Hidro Térmico con Gas Natural y Carbón con proyección de demanda media (REGMHTGNC13) del Plan indicativo de Generación se explican en el presente capítulo.

Se realizaron estudios de flujo de carga, estabilidad dinámica y cortocircuito, para condiciones de demanda máxima y mínima, para los periodos seco y lluvioso a largo plazo. En los anexos III-3 (Flujo de Potencia), III-4 (Cortocircuito) y III-5 (Estabilidad Transitoria) se encuentran los resultados de estas simulaciones.

Cabe mencionar que al desarrollar el Plan de Expansión, no se ha considerado la Interconexión con Colombia ya que se ha pospuesto la fecha de entrada en operación de este proyecto. En los próximos planes de expansión se actualizará esta información, cuando se definan las fechas del mismo.



CONSIDERACIONES:

Los análisis eléctricos presentados en el presente capítulo toman en cuenta los siguientes aspectos:

DEMANDA

 El pronóstico de demanda modelado para los análisis eléctricos, se presenta en los Estudios Básicos (Tomo I del PESIN) y corresponde a la proyección de demanda con crecimiento medio o moderado. La distribución de la carga por barras y participante consumidor, se realiza con base a información entregada por los distribuidores y al informe indicativo de demandas elaborado por el CND (diciembre de 2012).

GENERACIÓN

Se utiliza el "Caso Base" presentado en el Plan Indicativo de Generación 2013 (Tomo II del PESIN), el cual se ha denominado "Generación Regional Hidro-Térmico con Gas Natural y Carbón con proyección de Demanda Media (REGMHTGNC13)". Lo anterior quiere decir que las fechas de entrada de los diferentes proyectos de generación se referencian a dicho documento.

TRANSMISIÓN

- En el Anexo III-12 se muestran los modelos dinámicos para las unidades de generación, excitadores, gobernadores y estabilizadores, modelados en la Base de Datos de ETESA 2013 y que son utilizados en los estudios de estabilidad dinámica y flujos de carga (soluciones bajo respuesta de gobernadores). En este anexo se muestran detalles de diagramas de bloques y parámetros utilizados para modelar la respuesta de los generadores.
- Las fechas de entrada de los diferentes refuerzos al Sistema Principal de Transmisión (SPT), han sido actualizadas en la presente revisión al Plan de Transmisión y verificadas por la Gerencia de Proyectos de ETESA.



8.1 ANÁLISIS DEL AÑO 2017

8.1.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para el año 2017, se considera el sistema del año anterior, el 2016, y la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos que se muestran en la tabla a continuación:

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
ENERO	Potrerillos	4.174
ENERO	CB200	200
ENERO	CC CNL 250 a	250
ENERO	CC CNL 250 b	250
	TOTAL	704.17

El Proyecto denominado "Potrerillos" es una central hidroeléctrica de tipo filo de agua, cuyo nodo de conexión será la subestación Caldera, a nivel de 34.5 KV.

Se tiene el ingreso de una planta a base de carbón con capacidad de 200 MW, localizada en la Provincia de Colón, cerca del complejo de Bahía las Minas. ETESA ha asumido su nodo de conexión en subestación Santa Rita.

Observamos el ingreso de dos centrales termoeléctricas de generación, de Ciclo Combinado cuyo combustible será el Gas Natural Licuado y cada una con capacidad instalada de 250 MW, para un total de 500 MW. Estas centrales de Ciclo Combinado se localizarán también en la Provincia de Colón. Debido a falta de información para el modelado de estas centrales se ha asumido valores estándar y parámetros de modelos de turbinas de gas y vapor típicos de centrales con esta tecnología.

Debido a que la capacidad instalada de estas centrales de Gas Natural es muy superior, las mismas deberán asociarse a un nuevo nodo de conexión al SIN. Se propone entonces la nueva subestación Panamá III a nivel de 230 KV, la cual iniciará operando como subestación de transferencia, seccionando los circuitos El Coco-Panamá II y Chorrera-Panamá (Tercera Línea). El objetivo de esta subestación además de servir como nodo de conexión a las centrales de Ciclo Combinado de Gas Natural, es mallar el Sistema Principal de Transmisión en el centro de carga, brindando mayor confiabilidad al Sistema y ofrecer un nodo de retiro a las distribuidoras ya que se tiene pensado habilitar un patio de 115 KV en esta subestación para la conexión de futuras expansiones a nivel de distribución.

Como podemos observar, según el Plan Indicativo de Generación se estarán instalando 200 MW de Carbón (CB200) en la provincia de Colón para el periodo seco del año 2017. Lo anterior obliga a ETESA a expandir la red de transmisión en la Costa Atlántica con el objetivo de garantizar el transporte de la potencia a instalarse en la región norte del País. Se deberá reforzar la actual red de 115 KV proveniente desde Colón con el fin de aumentar la capacidad



de transmisión y brindar confiabilidad. Por ello se han considerado 3 alternativas para la expansión del SPT en el sector de Colón, a continuación se presentan las alternativas:

Alternativa 1: Expandir la subestación de Santa Rita, habilitando un patio de 230 KV. Se instalarán 2 transformadores, similares a los T1 y T2 en S/E Panamá, 230/115/13.8 KV, con capacidad de 175/175/30 MVA. Teniendo un patio a nivel de 230 KV, se energizarán los actuales circuitos Santa Rita-Panamá II a nivel de 230 KV (recordemos que dichos circuitos se encuentran diseñados para operar en 230 KV, pero inicialmente se operaron en 115 KV) los cuales tendrían una capacidad de 369/472 MVA (conductor 1200 ACAR). En este caso la central de carbón se conectaría a nivel de 230 KV.

Alternativa 2: También considera la expansión de subestación Santa Rita. Adicionalmente una nueva línea Santa Rita-Panamá III, en doble circuito a nivel de 230 KV. De esta manera se aumenta la confiabilidad del SIN mallando el Sistema de Transmisión a nivel de 230 KV en la región de Panamá Centro y se aumenta la capacidad de transmisión del sistema proveniente de la costa atlántica. En este caso la central de carbón se conectaría a nivel de 230 KV.

Alternativa 3: Nueva línea Las Minas 2 – Panamá, a nivel de 115 KV, con conductor 1200 ACAR con capacidad de 203/225 MVA. Esta línea reemplazará la actual línea Las Minas 2 – Panamá que tiene capacidad de 93/175 MVA y tiene un conductor 636 ACSR. Este proyecto ha sido presentado en el Plan de Expansión de Transmisión 2012. En este caso la central de carbón se conectaría a nivel de 115 KV.

Mediante estudios de flujos de potencia para el SIN, tanto en estado estable como en contingencia y posteriormente realizando un análisis económico, se determina que la "Alternativa 3" resulta técnicamente adecuada al menor costo. Por lo anterior, ETESA opta por la expansión del nuevo circuito Las Minas 2 – Panamá a nivel de 115 KV, ingresando en enero del año 2017.

En resumen, se presentan los refuerzos a ingresar al Sistema Principal de Transmisión para el **periodo seco del año 2017:**

- Nueva línea Panamá Las Minas 2, a nivel de 115 KV.
- Nueva subestación Panamá III a nivel de 230 KV, iniciando operaciones como seccionadora.

Para el modelado de la central de carbón se han tenido en cuenta las siguientes premisas:

- La central térmica se conectará a nivel de 115 KV en subestación Santa Rita.
- La vinculación al SIN se realizará mediante dos circuitos a nivel de 115 KV, con longitud aproximada de 6.75 Km (medidos desde la localización de la central hacia subestación Santa Rita). Para el modelado de estos circuitos ETESA asume valores estándar, de conductores 1200 ACAR (similares a los de la línea Santa Rita-Panamá II).
- La central térmica contará con dos unidades de generación, cada una de 100 MW a 13.8 KV, operando a un factor de potencia de 0.85 (similar a Petaquilla).



- Cada unidad cuenta con su propio transformador de potencia, 115/13.8 KV con capacidad de 110 MVA.
- Para el modelado de las centrales de Ciclo Combinado a base de Gas Natural Licuado se han tenido en cuenta las siguientes premisas:
- Las centrales de Ciclo Combinado contarán con su subestación elevadora (13.8/230 KV) localizada en Telfers, Provincia de Colón. Esta subestación se vinculará a subestación Panamá III por medio de tres (3) circuitos de transmisión a nivel de 230 KV y con longitud aproximada de 66.5 Km. Para el modelado de estos circuitos ETESA asume valores estándar, de conductores 1200 ACAR (similares a los de la línea Guasquitas-Panamá II).
- Cada central de ciclo combinado constará de 3 etapas con dos turbinas de gas de 85 MW y una turbina de vapor de 80 MW. Las unidades G1 y G2 son turbinas de gas y la unidad V3 es una unidad de vapor, la cual deberá estar presente en todo momento para completar el ciclo y depende de los gases de las turbinas de gas. Por lo anterior la unidad de vapor V3 no podrá ser despachada sola.
- Cada unidad de generación tiene su propio transformador elevador 230/13.8 KV, con capacidad de 90 MVA. La reactancia de estos transformadores son valores estándar.
- Los modelos dinámicos son similares a los del ciclo combinado en Bahía las Minas y Termo-Colón.

A nivel de distribución, se modelan las nuevas subestaciones de Costa del Este y Cativá de ENSA y también las expansiones de las subestaciones de Tinajitas y Tocumen con la adición de sus nuevos transformadores. Según información recibida por parte de ENSA, la subestación Costa del Este se alimentará radialmente desde subestación Monte Oscuro mediante una línea subterránea de doble circuito en 115 KV de 3.5 Km de longitud aproximadamente, y contará con dos transformadores de 50 MVA 115/13.8 KV. Por otra parte la subestación de Cativá (de ahora en adelante Cativá III), seccionará los actuales circuitos Las Minas 1 – France Field (115-30/31) y contará con una nueva línea de alimentación desde Subestación Las Minas 1. Harán la conexión hacia la entrada de la subestación en esquema anillado (similar al realizado en subestación Cerro Viento) y constará con 2 transformadores de potencia de 25 MVA 115/13.8 KV.

Para el **periodo seco del año 2017**, se utiliza el siguiente orden de mérito:



OR	DEN DE MÉRITO EPOCA SECA 2017
	DE MAS BARATO A MAS CARO
ORDEN	PLANTA
1	Hidroeléctricas de Pasada
2	Centrales Eólicas
3	CB200 (Carbón)
4	BLM-CARBON
5	Punta Rincón (MPSA)
6	Fortuna
7	CCGNL250 (Ciclo Combinado de Gas natural)
8	Bayano
9	Miraflores G9
10	Miraflores G10
11	Pacora
12	Panam
13	Miraflores G6
14	Cativá
15	El Giral II
16	El Giral
17	TCO Ciclo
18	BLM Ciclo
19	BLM G8
20	BLM 5 - JB
21	Miraflores G5
22	TCO 1
23	TCO 2
24	BLM 6 - JB
25	Miraflores G2
26	Miraflores G1

Durante el **periodo lluvioso** del año 2017, según el Plan Indicativo de Generación 2013, no se esperan nuevas plantas de generación a ingresar al SIN.

A continuación se muestran los proyectos de transmisión a ingresar para el periodo lluvioso del año 2017:

 Nueva subestación Metetí 230/34.5 KV con su respectivo circuito de integración al SIN a nivel de 230 KV con longitud aproximada de 215 Km.



Para el periodo lluvioso del año 2017, se utiliza el siguiente orden de mérito:

OR	DEN DE MÉRITO EPOCA LLUVIOSA 2017
	DE MAS BARATO A MAS CARO
ORDEN	PLANTA
1	Hidroeléctricas de Pasada
2	Centrales Eólicas
3	Fortuna
4	CB200 (Carbón)
5	BLM-CARBON
6	Punta Rincón (MPSA)
7	CCGNL250 (Ciclo Combinado de Gas natural)
8	Bayano
9	Miraflores G9
10	Miraflores G10
11	Pacora
12	Panam
13	Miraflores G6
14	Cativá
15	El Giral II
16	El Giral
17	TCO Ciclo
18	BLM Ciclo
19	BLM G8
20	BLM 5 - JB
21	Miraflores G5
22	BLM 6 - JB
23	TCO 1
24	TCO 2
25	Miraflores G2
26	Miraflores G1

En la Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2013, la Secretaría Nacional de Energía ha indicado a ETESA considerar dentro del Plan de Expansión 2013 la integración al SIN del sector de Panamá Este y con ello la Provincia de Darién⁵. Como respuesta a la solicitud realizada por la SNE, ETESA ha

_

⁵ Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2013, Secretaría Nacional de Energía, punto 3.1, párrafo 2.



realizado los análisis pertinentes de la integración de la Provincia de Darién mediante 2 opciones:

Opción1: Integración a nivel de 230 KV por medio de un circuito sencillo con 215 Km de longitud aproximada desde subestación Panamá II hasta una nueva subestación ubicada en Metetí. Esta subestación contará con un transformador 230/34.5 KV con capacidad de 30/40/50 MVA.

Opción 2: Integración a nivel de 115 KV por medio de un circuito sencillo con 215 Km de longitud aproximada desde subestación Panamá II hasta una nueva subestación ubicada en Metetí. La subestación contará con un transformador 115/34.5 KV y con capacidad de 15/20/25 MVA.

Para el modelado del circuito de transmisión y el transformador a instalarse, ETESA ha asumido valores típicos de parámetros, similares a los de algunos elementos instalados actualmente en el SIN. El pronóstico de demanda para la región ha sido suministrado por el agente distribuidor ENSA, para lo cual se utiliza la proyección de demanda estimada por el agente⁶, la subestación iniciará con una demanda de 9.8 MW (coincidente) para el año 2017. Tomando en cuenta que muy probablemente esta subestación tenga también el objetivo de servir de nodo de conexión al proyecto de interconexión eléctrica Colombia-Panamá, se ha optado por la integración del Darién a nivel de 230 KV.

A nivel de distribución ya se han informado sobre las expansiones reportadas por las distribuidoras ENSA y Gas Natural Fenosa, por lo tanto son consideradas para el periodo lluvioso.

La demanda en periodo máximo mantiene un factor de potencia de 0.97, asumiendo que los agentes consumidores por norma deben cumplir con el artículo 114 del Reglamento de Trasmisión. Esta situación ya ha sido expuesta anteriormente y la misma se mantiene.

8.1.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

8.1.2.1 OPERACION NORMAL

EPOCA SECA EN DEMANDA MÁXIMA:

Se despachan todas las centrales hidroeléctricas de pasada al 60% de su capacidad instalada y las centrales eólicas al 75% de su capacidad instalada, simulando la estacionalidad. Seguidamente se despacha la central de carbón (CB200) a plena capacidad, BLM Carbón también a plena capacidad y el auto-generador Minera Panamá con su generadora Punta Rincón, inyecta 73 MW al sistema de su oferta (tal cual ha informado el mismo agente en sus pronósticos). El embalse de Fortuna se despacha con 180 MW (3X60 MW c/u) y finalmente se despacha uno de los ciclo combinados de gas natural, en configuración 2+1, con sus dos

_

⁶ Nota DI-ADM-104-2013 del 20 de mayo de 2013.



turbinas de gas a plena capacidad y la turbina de vapor entregando 46 MW. La turbina de vapor no se despacha a plena capacidad ya que la demanda queda cubierta.

No ingresan los motores termo-eléctricos (entiéndase: El Giral, Cativá, Miraflores, Pacora y Pan-Am) ni los ciclo combinados de BLM y Termo-Colón. No se despacha Bayano.

Bajo el despacho descrito con anterioridad, aparecen sobrecargas en algunos transformadores a nivel de distribución, en las subestaciones de Locería, Santa María, San Francisco, Centro Bancario y Llano Bonito.

En cuanto al perfil de voltajes, se mantienen dentro del establecido en los criterios de calidad, cumpliéndose el criterio de calidad.

Los SVC se encuentran despachando reactivo de la siguiente forma:

- SVC en subestación Llano Sánchez 230 KV: 0.0 MVAR
- SVC en subestación Panamá II 230 KV: 0.0 MVAR

Ambos regulando sus respectivos nodos a nivel de 230 KV en un (1) p.u.

Se despachan 90 MVAR en S/E Llano Sánchez, 100 MVAR en S/E Panamá, 120 MVAR en S/E Panamá II 230 KV y 80 MVAR en S/E Panamá II 115 KV.

Se realiza un análisis de contingencias, encontrando solución a los flujos de potencia mediante la acción de los gobernadores de las unidades en línea a todas las pruebas realizadas.

Caso: Periodo Seco Extremo

Se realiza un análisis considerando un periodo seco extremo en el cual no se tengan aportes hidroeléctricos para la generación de energía y se deba disponer del total de la generación termo-eléctrica para abastecer la demanda. Este escenario busca evaluar el desempeño del Sistema Principal de Trasmisión ante esta condición extrema ya que se debe garantizar el suministro del total de la capacidad instalada térmica disponible.

El despacho de este escenario se compone de la siguiente manera: la generación hidroeléctrica de pasada se encuentra muy disminuida (inclusive alunas centrales salen de línea), no entra Estí (Gualaca, Lorena y Prudencia con ella), Changuinola, Bajo de Mina, Baitún, La Potra, Burica, Tabasará II, Barro Blanco y Bonyic. Se ha disminuido generación eólica, no se despacha la central Marañón. La C.H. Fortuna sale por completo del despacho.

Ingresa a despacho la central de carbón CB200, BLM Carbón y la oferta de Punta Rincón (72.8 MW). Con ello se despacha toda la oferta a base de carbón. Se encuentran en línea ambos ciclos combinados de gas natural a plena capacidad. Se despachan las centrales Miraflores G9 y G10, Pacora, Panam, Miraflores G6, Cativá, El Giral I y II y los ciclos combinados d Termo-Colón (2+1) y BLM (3+1), todas ellas a plena capacidad.



Observamos que se tiene en línea casi toda la oferta térmica a causa de un periodo seco extremo. Bajo el despacho realizado se observan voltajes elevados sin incumplir con el criterio de calidad) en la región noroeste del SIN (Changuinola, Cañazas, la Esperanza) por el orden de 1.04 p.u.

Concluimos entonces que en estado estable el sistema es capaz de transportar toda la capacidad instalada térmica en Colón.

Se procede a realizar un análisis de contingencias, encontrando solución por acción de gobernadores a todas las pruebas realizadas, sin sobrecargas que reportar. Tampoco se reportan violaciones de voltajes, por lo tanto el sistema opera de manera segura.

Los resultados a las simulaciones realizadas se muestran en el Anexo III-3.

EPOCA SECA EN DEMANDA MÍNIMA:

Durante el periodo de demanda mínima de época seca, se mantiene despachado el ciclo combinado de gas natural que se encontraba durante el periodo de demanda máxima (debido a restricciones operativas). Se saca de operación la central Fortuna para que recupere su nivel de embalse y se disminuye generación en las centrales de carbón de BLM y CB200, pero estas no se sacan del despacho debido a que se encontraban en línea durante el periodo de demanda máxima (por tiempo de encendido de la caldera y costos de arranque). Se retira la oferta de Minera Panamá en Punta Rincón ya que no es requerida, quedando abasteciendo su demanda el auto generador. Se disminuye la generación eólica al 60% de su capacidad instalada y se desplaza generación hidroeléctrica de pasada, ya que la demanda es muy inferior a la capacidad instalada.

No se despacha Changuinola, Tabasará II y Estí - (Gualaca, Lorena y Prudencia) ya que cuentan con un pequeño embalse de regulación, y se mantienen con una sola unidad las centrales Bajo de Mina, Baitún, Burica y algunas otras de mediana capacidad. Esto es necesario ya que la demanda queda cubierta.

Debido a las condiciones de despacho, se encuentran voltajes un poco elevados en el sector noroccidental del SIN sobre las subestaciones Changuinola, Cañazas y La Esperanza, en la red de 230 KV. Esto sucede debido a que no se despacha Fortuna, Changuinola y Estí, los cuales podrían regular el voltaje sobre la red de transmisión del sector, adicionalmente se ve muy reducida la generación hidroeléctrica de la región, la cual se vio desplazada por generación térmica en el centro de carga por parte de las centrales de carbón y ciclo combinado de gas natural.

Se realiza un estudio de contingencias al escenario obtenido, encontrando el cumplimiento de los criterios de calidad y seguridad para todas las pruebas realizadas y encontrando solución a los flujos de potencia mediante la acción de los gobernadores de las unidades en línea despachadas. Se concluye que el SIN opera de manera segura y con calidad.



EPOCA LLUVIOSA EN DEMANDA MÁXIMA:

Para este período, el despacho de generación se realiza de la siguiente manera: las centrales hidroeléctricas de pasada se despachan al 90% de su capacidad instalada y las centrales eólicas al 40% de su capacidad. Con ello se toma en cuenta el comportamiento estacional. Fortuna despacha dos unidades a 85 MW c/u y Bayano despacha dos unidades a 40 MW c/u. Los embalses de Fortuna y Bayano ingresan al despacho ya que al contar con generación hidroeléctrica de pasada, se permite que los niveles del embalse sean elevados y se tenga disponibilidad de energía en estos a un precio muy competitivo.

La central de carbón (CB200) ingresa con 2 unidades a 90 MW c/u y el ciclo combinado de gas natural se despacha en configuración 1+1, con la turbina de gas a plena capacidad (80 MW) y la de vapor generando 40 MW (ésta última no puede despacharse a plena capacidad, ya que el ciclo combinado no se encuentra en configuración 2+1).

No se tiene en línea ningún motor termoeléctrico (Miraflores, Pacora, Panam, Cativá y El Giral), y no se despachan los ciclos combinados de BLM y Termo-Colón. **La capacidad instalada del SIN es muy superior a la demanda**, y debido a esto no se compra la oferta al auto-generador Minera Panamá, S.A., quedando éste auto abasteciendo su demanda, sin inyecciones de energía al SIN. Tampoco se despacha la central de carbón el BLM.

Con el despacho descrito con anterioridad se reportan sobrecargas en algunos transformadores a nivel de distribución, sobre las subestaciones Locería, Santa María, San Francisco, Centro Bancario y Llano Bonito.

No se reportan violaciones al criterio de calidad, ya que por medio de la acción de los SVC, la compensación reactiva instalada en el SIN y la acción de las nuevas centrales termoeléctricas se logra mantener un perfil de voltajes adecuado tanto en 230 KV como en 115 KV.

Los SVC se encuentran despachando de la siguiente manera:

- SVC en subestación Llano Sánchez 230 KV: 63.91 MVAR
- SVC en subestación Panamá II 230 KV: 0.0 MVAR

Se realiza un análisis de contingencia al escenario, encontrando solución a todas las pruebas realizadas bajo la acción de gobernadores y sin violaciones a los criterios que reportar.

EPOCA LLUVIOSA EN DEMANDA MÍNIMA:

Se consumen 4.7 MW en subestación Metetí. La central de carbón permanece en línea ya que la misma se encontraba despachada durante el periodo de demanda máxima. Lo mismo sucede con el ciclo combinado de gas natural que permanece en despacho bajo configuración 1+1. Punta Rincón genera únicamente para abastecer la demanda de Petaquilla. Se desplaza completamente a Fortuna del despacho y se disminuye la generación eólica y la hidroeléctrica de pasada (teniendo que inclusive sacar de línea algunas centrales) ya que la demanda es muy inferior respecto a la capacidad instalada. Bayano no se despacha.



Bajo el despacho descrito no se presentan violaciones a los criterios de calidad y seguridad. Sin embargo se presentan voltajes un poco elevados sobre el nodo de subestación Metetí a 230 KV. A continuación se presenta el reporte de voltajes sobre la red de 230 KV:

BUS# X NAMEX BA	ASKV AREA	V(PU) V(KV)	BUS# X NAMEX	BASKV AREA	V(PU) V(KV)
6000 FRONTPRO	230.00	6 1.0126 232.89	6001 PAN230	230.00	6 1.0070 231.62
6003 PANII230	230.00	6 1.0100 232.30	6005 CHO230	230.00	6 1.0102 232.35
6008 LSA230	230.00	6 1.0119 232.73	6011 MDN230	230.00	6 1.0118 232.72
6014 PRO230	230.00	6 1.0128 232.95	6096 FOR230	230.00	6 1.0167 233.84
6100 BAY230	230.00	6 1.0135 233.11	6105 PAM230	230.00	6 1.0102 232.35
6171 PAC230	230.00	6 1.0111 232.55	6178 EST230	230.00	6 1.0183 234.22
6179 GUA230	230.00	6 1.0183 234.21	6182 VEL230	230.00	6 1.0124 232.86
6240 EHIG230	230.00	6 1.0127 232.93	6260 CHA230	230.00	6 1.0238 235.47
6263 ESP230	230.00	6 1.0237 235.44	6330 BAI230	230.00	6 1.0132 233.04
6340 CAN230	230.00	6 1.0212 234.87	6345 PM230-29	230.00	6 1.0197 234.53
6360 GLA230	230.00	6 1.0184 234.23	6363 ZAM230	230.00	6 1.0184 234.24
6366 EVA230	230.00	6 1.0184 234.24	6380 BOQIII230	230.00	6 1.0118 232.72
6400 FRONTCHA	230.00	6 1.0240 235.52	6410 PET230	230.00	6 1.0113 232.59
6412 PRI230	230.00	6 1.0256 235.89	6415 CCGNL250A	230.00	6 1.0113 232.61
6420 CCGNL250B	230.00	6 1.0113 232.61	6429 TEL230	230.00	6 1.0113 232.61
6430 ECO230	230.00	6 1.0204 234.69	6440 MET230	230.00	6 1.0460 240.58
6471 PANIII230	230.00	6 1.0106 232.43	6500 FRONTDOM	230.00	6 1.0086 231.98
6590 24DIC230	230.00	6 1.0108 232.49	6680 BFR230	230.00	6 1.0132 233.03
6681 LPO230	230.00	6 1.0131 233.02	6683 SAL230	230.00	6 1.0131 233.02
6690 DOM230	230.00	6 1.0066 231.51	6691 ALT230	230.00	6 1.0061 231.40
6695 PDO230	230.00	6 1.0066 231.53	6698 MLI230	230.00	6 1.0059 231.36
6760 SBA230	230.00	6 1.0133 233.07	6790 SMA82	230.00	6 1.0123 232.83
6840 BUR230	230.00	6 1.0130 232.98	6860 BBL230	230.00	6 1.0130 232.99
6870 TABII 230	230.00	6 1.0123 232.82			

Notamos un voltaje de 1.0460 p.u. sobre Metetí 230 KV, causado por la línea de 215 Km de longitud que vincula el Darién con el resto del SIN. Para el nodo de 34.5 KV el voltaje se mantiene en 0.997 p.u. con el transformador regulando el nodo de baja con las derivaciones bajo carga en el lado de alta a un ratio de 1.044 (1.10 máximo).

Se realiza un análisis de contingencias, encontrando solución a los flujos de potencia para todas las pruebas realizadas, mediante la acción de los gobernadores de las unidades en línea. Se concluye que el SIN opera de manera segura.

8.1.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIA

Se realizaron pruebas de contingencia con el objetivo de verificar el cumplimiento del criterio de confiabilidad N-1 en la operación del sistema. En este Plan de Expansión, se ha utilizado la función ACCC del PSS/E para simular todas las contingencias que se decida considerar.

Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 y 115 KV se pueden observar en el Anexo III-3, donde se aprecia que, bajo las consideraciones de despacho descritas en la sección anterior, el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras y sobrecargas en elementos del Sistema Principal de Transmisión. Adicional, se ha verificado el cumplimiento del criterio N-1 para las contingencias citadas.

8.1.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realiza un estudio de Estabilidad Transitoria, simulando fallas trifásicas en distintos circuitos de 230 KV del sistema , salidas de centrales de generación y disparos en unidades de generación de mayor capacidad (causando un desbalance carga-generación), con el fin de



evaluar el comportamiento dinámico del SIN. Se obtienen resultados en frecuencia para la barra de Panamá 115 KV, voltajes en las barras de 230 KV y ángulos relativos de los generadores con respecto a la central hidroeléctrica Changuinola, observándose un comportamiento amortiguado de los mismos, lo que demuestra que el sistema permanece estable bajo estas condiciones. Estos análisis se realizaron para fallas trifásicas en los circuitos más críticos en la operación del sistema para esta época, considerando falla trifásica por 4 ciclos de la línea de transmisión y apertura de la misma. De manera similar, para los disparos de unidades de generación y salida de plantas, se simularon fallas y disparos según las protecciones primarias del sistema, para tiempos de 4 ciclos. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo III-5 de estabilidad transitoria.

Los parámetros utilizados para los distintos generadores del sistema corresponden, para los generadores existentes, a la información suministrada por estos en lo que respecta a los sistemas de excitación (reguladores de voltaje), gobernadores y estabilizadores. Para los generadores futuros, se emplearon modelos estándar similares a unidades generadoras que corresponden con la capacidad instalada de cada uno de ellos y de acuerdo al tipo de central, hidroeléctrica o termoeléctrica. En el Anexo III-12 se pueden observar los parámetros utilizados para cada central y su diagrama de bloque, de acuerdo a los modelos del programa PSS/ETM.

8.2 ANÁLISIS DEL AÑO 2021

8.2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para el año 2021, se considera el sistema del año 2017 y la entrada en operación de los proyectos de generación que se muestran en la siguiente tabla:

Fech	a	Proyecto	Capacidad Instalada (MW)	Total por año (MW)
2018	ene	Cerro Viejo	4	10.1
2018	ene	Cerro Mina	6.1	10.1
	ene	Los Trancos	0.95	
	ene	Remigio Rojas	6.5	
2019	ene	Lalín III (Gatú 46)	22	29.45
	ene	CC GNL BLM	160.00*	
	ene	CC GNL TCOL	150.00*	
	ene	Chan II	214	
2020	ene	El Remance	8	231.9
	ene	San Andrés II	9.9	



	ene	CC GNL200a	200	
2021	ene	Lalín II (Gatú 30.4)	30	248.4
	ene	Lalín I (Gatu 16.6)	18.4	
	To	otal (MW)		519.85

Notamos que para el año 2018 se espera el ingreso de 10.10 MW en generación hidroeléctrica de pasada.

Para el año 2019 se tiene la reconversión de los ciclos combinados en BLM y Termo-Colón a unidades que utilicen como combustible el Gas Natural Licuado, por lo tanto **no adiciona capacidad instalada al sistema**, sin embargo se adicionan 29.45 MW en generación hidroeléctrica de pasada.

Para el año 2020 ingresa la central hidroeléctrica Changuinola II, añadiendo 214 MW en generación hidroeléctrica al SIN. Adicionalmente se suman 17.9 MW en generación hidroeléctrica de pasada, con lo cual toda la generación a ingresar para el año 2020 da un total de 231.90 MW en capacidad instalada añadida al SIN.

Para el año 2021 se tiene el ingreso de un ciclo combinado de Gas Natural Licuado con capacidad instalada de 200 MW y también las centrales hidroeléctricas Lalín I y Lalín II, adicionando 48.4 MW al sistema de generación. Se añade un total de 248.4 MW al sistema.

En conclusión, en un horizonte de 4 años a partir del 2018 se agregan 519.85 MW al plantel de generación del SIN, de los cuales 319.85 MW son de tipo hidroeléctrico (61.5%) y 200 MW son de tipo termoeléctrico (38.5%), por lo cual concluimos que se sigue la tendencia a incluir generación hidroeléctrica al occidente del SIN.

Los proyectos hidroeléctricos Cerro Viejo, Cerro Mina y El Remance tendrán como punto de conexión la subestación San Bartolo a nivel de 34.5 KV. El esquema de conexión y modelado de estas centrales se ha representado según información recibida por parte del agente.

La central hidroeléctrica Los Trancos es una plata hidroeléctrica de menor capacidad de la cual se cuenta con poca información. Por este motivo se ha modelado utilizando valores típicos y asumiendo su conexión en la subestación de Llano Sánchez a nivel de 34.5 KV.

Remigio Rojas es un proyecto hidroeléctrico de menor capacidad y es llevado a cabo por la estatal EGESA. Se ha simulado según información recibida por parte del agente y su nodo de conexión será en la barra asociada al T2 en subestación Boquerón III.

Para el modelado de los proyectos hidroeléctricos Lalín, Lalín II y Lalín III se han utilizado valores típicos de elementos como transformadores, líneas, unidades de generación, gobernadores, modelos de máquina, estabilizadores y excitadores. Debido a que no se cuenta con información acerca de estos proyectos, ETESA ha asumido su conexión en la subestación



de Llano Sánchez a nivel de 230 KV y se ha estimado un esquema típico de proyectos en cascada.

Tomando en cuenta que EGESA no ha entregado los estudios eléctricos para el trámite de viabilidad de conexión y por lo tanto ETESA no cuenta con los datos necesarios para el modelado de la C.H. Changuinola II, se consideraron los siguientes supuestos para incluir el proyecto en la base de datos:

- ➤ El proyecto seccionará el actual circuito Changuinola-Cañazas (230-30) a los 37 Km medidos a partir de subestación Changuinola.
- La subestación eléctrica elevadora se localiza a 16 Km del punto de seccionamiento del circuito Changuinola-Cañazas (230-30).
- La línea de transmisión del proyecto utilizará conductores calibre 750 KCM tipo ACAR, similares a los del circuito 230-30. Esta línea será en doble circuito y se modela asumiendo parámetros similares a la línea Changuinola-Cañazas (incluyendo la mutua).
- La central hidroeléctrica contará con 2 unidades, cada una de 107 MW y trabajarán a un factor de potencia de 0.95 (típico), con voltaje de operación de 13.8 KV.
- > Cada unidad tendrá asociado su propio transformador elevador 230 Y/13.8 Δ KV, con capacidad de 120 MVA. Para el modelado del mismo se han asumido valores estándar.
- Los modelos de máquina, gobernador, excitador y estabilizador son similares a los utilizados para el modelado en la C.H. Changuinola.

El proyecto San Andrés II es un proyecto de menor capacidad, el cual ha iniciado trámites para conectarse en subestación Boquerón III. Se asume su nodo de conexión en 34.5 KV asociado al T2 de esta subestación.

Finalmente, se tiene el ingreso de un ciclo combinado a base de Gas Natural Licuado, con capacidad de 200 MW. Su modelado asume las siguientes premisas:

- ➤ La central térmica se ubicará en un sitio cercano a las anteriores centrales de ciclo combinado de gas natural ya modeladas para el año 2017. Por lo anterior se asume los mismos valores de circuitos.
- Se recuerda que la subestación elevadora de estos proyectos de ciclo combinado de gas natural se vinculará al SIN por medio de la subestación Panamá III a nivel de 230 KV. Con el ingreso de la última central, se añade un circuito en 230 KV reforzando las líneas de transmisión hacia el centro de carga, haciendo un total de cuatro (4) circuitos.
- ➤ El ciclo combinado se compone de tres (3) unidades, operando a nivel de 13.8 KV a un factor de potencia de 0.95. Las dos primeras unidades (G1 y G2) son turbinas de gas con capacidad de 70 MW c/u y la tercera (V3) es una turbina de vapor con capacidad de 60 MW.
- Los parámetros de modelo de máquina, gobernador y excitador son similares a las de las centrales de ciclo combinado operativas en la actualidad en el SIN.



Cada unidad contará con su transformador elevador, 230/13.8 KV con capacidad de 75 MVA. Loa parámetros de estos transformadores son valores típicos para estos elementos.

A causa del ingreso de Changuinola II al sistema, ETESA deberá reforzar el sector noroeste del SIN, aumentando la capacidad de la línea Guasquitas-Veladero llevándole de 275 MVA a 350 MVA. Adicional Changuinola II y tomando en cuenta que se espera el ingreso 105.8 MW hidroeléctricos, se deberá reforzar el troncal del SPT sobre la región central por medio de una nueva línea de transmisión que vincule occidente con oriente (esta sería la cuarta línea). Para evaluar las opciones de expansión ETESA ha considerado las siguientes alternativas:

- Alterativa 1: Línea Veladero Panamá III con dos conductores por fase calibre 1200 ACAR (24/13), diseñado para un nivel de tensión de 500 KV (incluyendo estructuras y servidumbre asociadas a este nivel de tensión) pero operado inicialmente a nivel de 230 KV, con lo cual la línea tendría una capacidad de 764/900 MVA.
- Alternativa 2: Línea Veladero Panamá III, similar a la presentada en el punto anterior, pero operada a nivel de 500 KV con lo cual el circuito tendría capacidad de 1,661/1,956 MVA. Este proyecto deberá incluir los transformadores elevadores 230/500 KV en cada subestación y la ampliación de ambas subestaciones con sus equipos asociados para la operación de esta línea.

Mediante análisis de flujos de potencia tanto en estado estable como en contingencia, se determina que técnicamente ambas alternativas cumplen con el propósito de reforzar el sistema troncal de transmisión. De manera adicional se alivia la carga reactiva que deberán suplir los SVC, ya que se añade un nuevo corredor a los flujos importados en el centro de carga desde occidente, repartiendo los flujos de potencia de manera más equitativa, lo que deriva en mayor capacidad remanente tanto en las líneas como en los SVC (que brindan estabilidad al sistema). Por lo anterior, la decisión de escoger alguna alternativa es básicamente económica, por lo cual se opta por la Alternativa 1 (230 KV) con miras a que en un futuro esta línea pueda ser energizada a nivel de 500 KV cuando sea requerido.

Concluyendo, se presentan los refuerzos requeridos por el Sistema Principal de Trasmisión, para asegurar el transporte de la capacidad instalada en el SIN, según el Plan de Generación 2013:

- Aumento de la capacidad en la línea Guasquitas-Veladero a 350 /450 MVA.
- Nueva LT Veladero-Panamá III con dos conductores por fase, diseñada para 500 KV pero operada inicialmente en 230 KV.

En cuanto a la red de distribución, las distribuidoras han reportado los siguientes refuerzos:

Nueva línea Brisas del Golf – Calzada Larga a nivel de 115 KV y con longitud aproximada de 15 Km. Esta expansión ingresará según ENSA para el año 2018.



- Expansión de la subestación de Llano Bonito con la adición de un nuevo transformador de 50 MVA 115/13.8 KV. Esta expansión ingresará durante el año 2019.
- Reemplazo del T1 en subestación Santa María por uno de 50 MVA 115/13.8 KV. Este proyecto se estima para el año 2019.
- Nueva subestación Gonzalillo 115/13.8 KV a partir del año 2021. Se alimentará desde subestación Panamá II mediante una línea de doble circuito de 10 Km de longitud aproximada y contará con un transformador de 50 MVA de capacidad.
- ➤ Aumento de capacidad de los circuitos Panamá II Cerro Viento (115-28/29) mediante el reemplazo de 7.5 Km en conductores tipo ACSR por ACCR. Se ha asumido un conductor Hawk 477 (26/7) con capacidad de 232.7/249.8 MVA. Este proyecto será para el año 2021.

Para el periodo seco del año 2021, se utilizará el siguiente orden de mérito:

ORDEN	DE MÉRITO EPOCA SECA 2021
DE	MAS BARATO A MAS CARO
ORDEN	PLANTA
1	Hidroeléctricas de Pasada
2	Centrales Eólicas
3	CB200 (Carbón)
4	BLM-CARBON
5	Punta Rincón (MPSA)
6	Fortuna
7	CCGNL250 y CCGNL200
8	TCO Ciclo
9	BLM Ciclo
10	Bayano
11	Miraflores G9
12	Miraflores G10
13	Pacora
14	Panam
15	Miraflores G6
16	Cativá
17	El Giral II
18	El Giral
19	Miraflores G5
20	Miraflores G2
21	Miraflores G1



Según el Plan Indicativo de Generación 2013, durante el **periodo lluvioso** del año 2021 no se espera que ingresen nuevas plantas de generación en el sistema.

Al igual que en los casos anteriores, para el periodo de demanda máxima, se modela la carga del SIN operando bajo un factor de potencia de 0.97 (-), considerando que los agentes consumidores cumplen con lo normado en el Reglamento de Transmisión en su artículo 114.

Para el **periodo lluvioso** del año 2021, se utiliza el siguiente orden de mérito:

ORDEN DE	MÉRITO EPOCA LLUVIOSA 2021
DE N	MAS BARATO A MAS CARO
ORDEN	PLANTA
1	Hidroeléctricas de Pasada
2	Centrales Eólicas
3	Fortuna
4	CB200 (Carbón)
5	BLM-CARBON
6	Punta Rincón (MPSA)
7	Bayano
8	CCGNL250 y CCGNL200
9	TCO Ciclo
10	BLM Ciclo
11	Miraflores G9
12	Miraflores G10
13	Pacora
14	Panam
15	Miraflores G6
16	Cativá
17	El Giral II
18	El Giral
19	Miraflores G5
20	Miraflores G2
21	Miraflores G1

8.2.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

8.2.2.1 OPERACION NORMAL

EPOCA SECA EN DEMANDA MÁXIMA:

El despacho de generación se compone de la siguiente manera: Todas las centrales hidroeléctricas de pasada se han despachado al 60% de su capacidad instalada, a excepción de Changuinola que entrega 167.08 MW (2X78 y la Mini-Chan con 8.66 MW) y Changuinola II



entrega 160 MW (2X80 MW c/u). Las centrales eólicas se despachan al 75% de su capacidad instalada. Con ello se toma en cuenta el efecto de la estacionalidad.

La central CB200 se despacha a plena capacidad al igual que BLM Carbón. Punta Rincón inyecta 60 MW aproximadamente al SIN de su oferta (según las estimaciones del agente Minera Panamá, S.A.). Como podemos notar, ingresa a despacho toda la oferta a base de carbón.

La central hidroeléctrica Fortuna despacha 180 MW (3X60 MW c/u) y Bayano no ingresa al despacho.

Se despacha un ciclo combinado de gas natural de 250 MW a plena capacidad (2+1) y adicionalmente se despacha un ciclo combinado de gas natural de 200 MW también a plena capacidad (2+1). Finalmente se despacha el ciclo combinado de Termo-Colón (ya convertido a gas natural) en configuración 1+1, entregando 64.5 MW. Este ciclo combinado no entra a plena capacidad ya que la demanda queda cubierta.

No se llaman a despacho los motores termoeléctricos.

Se tiene un perfil de voltajes adecuado sobre las redes de 230 y 115 KV, se observa una mejora sustancial en el perfil de voltajes en la red de 230 KV y esto es debido al ingreso de la subestación Panamá III, repartiendo los flujos de potencia más equitativamente sobre la red de transmisión, mejorando el requerimiento de reactivo y sumando confiabilidad.

Los SVC se muestran despachando de la siguiente manera:

- SVC en subestación Llano Sánchez: 0.0 MVAR
- > SVC en subestación Panamá II: 10.7 MVAR.

Se debe mencionar que se ha despachado toda la compensación reactiva en bancos capacitivos disponibles en el SIN.

Dentro de los análisis de contingencias, se incluyen la salida del proyecto Lalín por medio del disparo de ambas líneas que lo vinculan a subestación Llano Sánchez, el disparo de una unidad de Changuinola II y el disparo de la central térmica del ciclo combinado de gas natural

Caso – Periodo Seco Extremo:

Se procedió a la simulación de un escenario especial en el cual se extienda el periodo seco y no se cuente con aportes hidrológicos para la generación de energía. Por lo anterior, el despacho de generación se ve afectado a incluir generación termoeléctrica para cubrir la demanda. El objetivo de realizar este escenario es evaluar el Sistema Principal de Transmisión ante las nuevas centrales termoeléctricas (Gas Natural y Carbón) en caso de ser requeridas todas a la vez en un momento dado, por causa de seguías u algún otro motivo en particular.



Se despachan a plena capacidad: la central de carbón (2X95 MW), BLM Carbón (3X38 MW) y Punta Rincón inyecta 60 MW (según información recibida por parte del agente), es decir que toda la oferta de las centrales a base de carbón es despachada.

Se despachan también a plena capacidad ambos ciclos combinados de 250 MW en configuración 2+1 con 236 MW c/u. El ciclo combinado de gas natural de 200 MW es despachado a plena capacidad (190 MW). Los ciclos combinados convertidos a gas natural de Termo-Colón y BLM se despachan a plena capacidad cada uno con 141 MW y 137 MW, respectivamente. Con lo anterior, se despacha toda la oferta de aquellas centrales cuyo combustible sea el gas natural.

Los embalses no se despachan, simulando el periodo de sequía. Bayano, Fortuna, y Changuinola II quedan fuera del despacho. Changuinola queda parcialmente despachada con una unidad y la Mini-Chan en línea.

También se despachan las centrales térmicas de Miraflores (unidades 9, 10 y 6), Pacora, Panam, Cativá, El Giral II y El Giral.

Se reduce la generación hidroeléctrica de pasada, algunas centrales quedan fuera del despacho. Finalmente la generación eólica aporta el 75% de su capacidad instalada, por tratarse de un periodo seco (mayor aporte eólico para generación).

Los SVC no despachan potencia reactiva, a causa del despacho térmico que se ha simulado, el cual aporta potencia reactiva a la demanda. Se debe mencionar que se obtiene un perfil de voltajes adecuado, tanto en 230 KV como en 115 KV.

No se reportan violaciones a los criterios de calidad y seguridad, por lo tanto el sistema opera de manera adecuada.

EPOCA SECA EN DEMANDA MÍNIMA:

El ciclo combinado de Termo-Colón permanece en el despacho ya que en la demanda máxima se encontraba en línea. De igual manera sucede con ciclos combinados a base de gas natural, ya que no salen del despacho por encontrarse en línea para el periodo de demanda máxima, sin embargo se les disminuye su generación quedando en configuración 1+1 ambos.

La central hidroeléctrica Fortuna sale del despacho por completo y se retira la inyección de Punta Rincón por parte de Minera Panamá, S.A. ya que no es requerida. Por lo anterior la central de Punta Rincón abastece solo la demanda de Petaquilla.

Las centrales de carbón en BLM y CB200 no salen del despacho, ya que la caldera debe permanecer en línea debido a que se ha requerido en el periodo de demanda máxima. Por este motivo BLM Carbón y CB200 permanecen en línea pero se disminuye su generación.

Las centrales eólicas e hidroeléctricas disminuyen su generación. Las eólicas quedan despachando el 60% de su capacidad instalada y se apagan unidades hidroeléctricas en aquellas centrales que cuenten con algún pequeño embalse de regulación.



Con el despacho descrito no se tienen violaciones a los criterios de calidad y seguridad, ya que no se reportan sobrecaras en los elementos del SPT y se cuenta con un perfil de voltajes adecuado.

Se desactivan todos los bancos capacitivos a nivel de transmisión y se ha tenido que activar reactores en las subestaciones de Llano Sánchez y Mata de Nance. Nos SVC no despachan reactivo.

EPOCA LLUVIOSA EN DEMANDA MÁXIMA:

El despacho de generación esperado para este periodo se compone de la siguiente manera: Las centrales hidroeléctricas de pasada despachan el 95% de su capacidad instalada, sin embargo no todas las centrales despachan todas sus unidades de generación. Lo anterior es debido a que se ha tratado de plasmar el efecto de la salida forzada de algunas unidades de generación durante el periodo y de manera adicional la poca probabilidad detener generando a plena capacidad todas las unidades hidroeléctricas al mismo tiempo.

Las centrales eólicas despachan el 45% de su capacidad instalada, tomando en consideración que se trata de un periodo lluvioso con poco aporte eólico.

Fortuna se despacha con dos (2) unidades, ambas a 90 MW y Bayano se despacha con dos (2) unidades, ambas a 50 MW. Con ello se toma en cuenta que ambos embalses contarán con suficiente energía reservada en sus embalses para su despacho durante el periodo de demanda máxima, debido a que no se ven exigidas de mayor manera por el aporte adicional que brindan las hidroeléctricas al occidente del país. Lo anterior supone que el precio de los embalses en un futuro será más competitivo que en la actualidad.

La central CB200 de carbón se despacha con dos (2) unidades, ambas a 90.5 MW y BLM Carbón despacha sus tres (3) unidades a 32 MW c/u. No se compra el excedente al auto-generador Minera Panamá de su planta Punta Rincón, por lo tanto el agente abastece su propia demanda.

Se despacha un ciclo combinado de gas natural en configuración 1+1, entregando 110 MW y el ciclo combinado de Termo-Colón (convertido a gas natural) se despacha en configuración 1+1 entregando 67 MW. Los demás ciclos combinados a base de gas natural (incluyendo BLM Ciclo) no se despachan ya que la demanda queda cubierta.

No se tienen generando los motores termoeléctricos, ya que no son requeridos.

A continuación se muestra el perfil de voltajes del escenario analizado:



BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000:

BUS# X NAME	X BASKV ARI	EA V(PU)	V(KV)	BUS#	X NAME	X BASKV	AREA	V(PU)	V(KV)
6100 BAY230	230.00	6 1.0175	234.02	6171	PAC230	230.00	6	1.0044	231.02
6260 CHA230	230.00	6 1.0107	232.46	6263	ESP230	230.00	6	1.0088	232.02
6366 EVA230	230.00	6 1.0032	230.73	6400	FRONTCHA	230.00	6	1.0109	232.50
6410 PET230	230.00	6 1.0104	232.38	6412	PRI230	230.00	6	1.0349	238.02
6415 CCGNL250A	230.00	6 1.0044	231.00	6420	CCGNL250B	230.00	6	1.0044	231.00
6425 CCGNL200A	230.00	6 1.0044	231.00	6429	TEL230	230.00	6	1.0044	231.00
6430 ECO230	230.00	6 1.0020	230.46	6440	MET230	230.00	6	1.0309	237.11
6450 LAL230	230.00	6 1.0019	230.43	6460	CHAII230	230.00	6	1.0127	232.92
6590 24DIC230	230.00	6 1.0018	230.41	6790	SMA82	230.00	6	1.0013	230.29

BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000:

BUS# X NAME -	X BASKV A	AREA V(PU)	V(KV)	BUS# X NAME	X BASKV	AREA V(PU) V(KV)
6000 FRONTPRO	230.00	6 0.9939	228.59	6001 PAN230	230.00	6 0.9858 226.73
6005 CHO230	230.00	6 0.9852	226.60	6011 MDN230	230.00	6 0.9844 226.41
6014 PRO230	230.00	6 0.9929	228.38	6096 FOR230	230.00	6 0.9894 227.57
6105 PAM230	230.00	6 0.9852	226.60	6178 EST230	230.00	6 0.9859 226.77
6179 GUA230	230.00	6 0.9859	226.75	6182 VEL230	230.00	6 0.9779 224.92
6240 EHIG230	230.00	6 0.9885	227.35	6330 BAI230	230.00	6 0.9965 229.20
6340 CAN230	230.00	6 0.9907	227.87	6345 PM230-29	230.00	6 0.9874 227.09
6360 GLA230	230.00	6 0.9926	228.29	6363 ZAM230	230.00	6 0.9993 229.84
6380 BOQIII230	230.00	6 0.9890	227.47	6471 PANIII230	230.00	6 0.9921 228.19
6500 FRONTDOM	230.00	6 0.9950	228.84	6680 BFR230	230.00	6 0.9963 229.14
6681 LPO230	230.00	6 0.9964	229.17	6683 SAL230	230.00	6 0.9963 229.15
6690 DOM230	230.00	6 0.9949	228.84	6691 ALT230	230.00	6 0.9958 229.03
6695 PDO230	230.00	6 0.9962	229.12	6698 MLI230	230.00	6 0.9964 229.17
6760 SBA230	230.00	6 0.9837	226.24	6840 BUR230	230.00	6 0.9939 228.60
6860 BBL230	230.00	6 0.9801	225.42	6870 TABII 230	230.00	6 0.9792 225.22

En rojo se resaltan los voltajes que se encuentran por el orden de 0.97 pu. Observamos una mejoría en el perfil de voltajes esperado para un periodo típico lluvioso, respecto a los encontrados para los años anteriores. Esto es a causa de la nueva línea Veladero-Panamá III, la cual reparte los flujos de potencia más equitativamente, reduciendo el requerimiento reactivo en el SPT consecuencia del transporte de la gran cantidad de energía hacia el centro de carga.

Los SVC se muestran despachando las siguientes cantidades de potencia reactiva:

- SVC en subestación Llano Sánchez: 198.92 MVA
- SVC en subestación Panamá II: 93.03 MVA.

Ambos regulando sus respectivos nodos a nivel de 230 KV en un (1) p.u.

Caso – Periodo Lluvioso Extremo:

Con el objetivo de evaluar el desempeño del Sistema Principal de Transmisión bajo la condición más crítica durante el periodo lluvioso, se realiza un escenario especial que considera el siguiente despacho de generación: Todas las centrales hidroeléctricas de pasada se encuentran en línea y despachadas al 95% de su capacidad instalada (esto incluye a Changuinola y Changuinola II), Las centrales eólicas se despachan al 45% de su capacidad instalada. Con ello se imprimen condiciones de un periodo lluvioso con abundancia de agua y producción moderada de energía eólica.

La C.H. Fortuna se despacha a plena capacidad (3X95 MW).



Las centrales térmicas de BLM Carbón (3X38 MW) y CB200 (2X95 MW) se despachan a plena capacidad. La central térmica de Punta Rincón inyecta 60 MW al SIN (según estimaciones del agente). Con ello se despacha toda la oferta térmica a base de carbón disponible.

La central hidroeléctrica Bayano no ingresa al despacho ya que la demanda queda cubierta.

Notamos que no se despacha la oferta de los ciclos combinados a base de gas natural (incluyendo a BLM Ciclo y Termo-Colón ciclo reconvertidos a gas natural). Tampoco se despacha la oferta de los motores termo-eléctricos.

Observamos que no existen sobrecaras sobre el troncal del SPT como sería de esperarse, consecuencia de la inclusión de nueva generación hidroeléctrica al occidente (Changuinola II, Lalín II y Lalín III). Lo anterior es debido al refuerzo del circuito Veladero-Panamá III (2 conductores por fase) el cual ha aumentado la capacidad de transporte del SIN y brindado mayor confiabilidad al sistema.

A continuación se muestra el reporte de voltajes sobre la red de 230 KV:

BUSES WITH VOLTAGE GREATER THAN 1.0000: BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV) BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV) 6171 PAC230 6263 ESP230 6100 BAY230 230.00 6 1.0026 230.60 230.00 6 1.0003 230.06 6 1.0078 231.79 6260 CHA230 230.00 230.00 6 1.0057 231.31 6 1.0104 232.39 6410 PET230 230.00 6440 MET230 230.00 6400 FRONTCHA 230.00 6 1.0080 231.83 6412 PRI230 230.00 6 1.0355 238.18 6 1.0309 237.11 6460 CHAII230 230.00 6 1.0093 232.14 230.00 6 1.0020 230.45 6450 LAL230 230.00 6790 SMA82 6 1.0013 230.29 BUSES WITH VOLTAGE LESS THAN 1.0000: BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV) BUS# X-- NAME --X BASKV AREA V(PU) V(KV) 6000 FRONTPRO 230.00 6 0.9900 227.70 6001 PAN230 230.00 6 0.9812 225.68 6005 CHO230 230.00 6 0.9774 224.79 6008 LSA230 230.00 6 1.0000 230.00 6 0.9768 224.66 6011 MDN230 230.00 6014 PRO230 230.00 6 0.9888 227.42 6096 FOR230 230.00 6 0.9837 226.26 6105 PAM230 230.00 6 0.9774 224.79 6 0.9778 224.90 6178 EST230 230.00 6179 GUA230 230.00 6 0.9777 6240 EHIG230 230.00 6182 VEL230 230.00 6 0.9645 221.83 6 0.9821 225.88 6330 BAI230 230.00 6 0.9932 228.43 6340 CAN230 230.00 6 0.9834 226.18 6345 PM230-29 230.00 6 0.9793 225.25 6360 GLA230 230.00 6 0.9851 226.56 230.00 6 0.9925 228.27 6363 ZAM230 6366 EVA230 230.00 6 0.9965 229.19 6380 BOQIII230 230.00 6 0.9833 226.17 6415 CCGNL250A 230.00 6 0.9886 227.37 6420 CCGNL250B 230.00 6 0.9886 227.37 6425 CCGNL200A 230.00 6 0.9886 227.37 6429 TEL230 230.00 6 0.9886 227.37 6430 ECO230 230.00 6 0.9956 228.98 6471 PANIII230 230.00 6 0.9849 226.53 6500 FRONTDOM 230.00 6 0.9925 228.27 6590 24DIC230 6680 BFR230 230.00 6 0.9998 229.96 230.00 6 0.9928 228.35 6 0.9930 228.38 6681 LP0230 230.00 6683 SAL230 230.00 6 0.9929 228.37 230.00 6 0.9929 228.37 6691 ALT230 230.00 6 0.9945 228.73 6690 DOM230 230.00 6 0.9944 228.70 230.00 6 0.9736 223.93 6695 PD0230 6698 MLI230 230.00 6 0.9954 228.95 6840 BUR230 6760 SBA230 230.00 6 0.9903 227.78 230.00 6 0.9674 222.51 6870 TABII 230 230.00 6 0.9667 222.34 6860 BBL230

En rojo se resaltan aquello voltajes sobre los nodos de 230 KV que se encuentran en el orden de 0.96 a 0.97 p.u. Esto es a causa de la enorme exigencia sobre la red principal de transmisión al tener que evacuar toda la generación disponible al occidente (incluyendo generación eólica).



Los SVC se muestran despachando de la siguiente forma:

- SVC en subestación Llano Sánchez: 440.95 MVAR.
- SVC en subestación Panamá II: 295.41 MVAR.

Una vez más, resaltamos el preocupante hecho del efecto que tiene sobre el Sistema de Transmisión, el despachar la mayoría del requerimiento energético del país al occidente del mismo. El requerimiento de potencia reactiva para llevar a cabo el intercambio de energía entre oriente y occidente es simplemente exorbitante.

EPOCA LLUVIOSA EN DEMANDA MÍNIMA:

El sitio minero de Petaquilla tiene una demanda de 156.8 MW, según las estimaciones del propio agente y su demanda es alimentada por la central Punta Rincón. Por otra parte, la demanda en la provincia de Darién en S/E Metetí es de 6.3 MW según estimaciones de ENSA.

Durante el periodo de demanda mínima no se sacan de operación los ciclos combinados de gas natural que se encontraban en línea durante el periodo de demanda mínima por restricciones operativas), es decir, que los ciclos combinados de Termo-Colón y CCGNL250A permanecen en configuración 1+1 y despachando 67 MW y 110 MW respectivamente.

La situación descrita con anterioridad es la misma para las centrales a base de carbón. Estas no son desplazadas del despacho ya que durante el periodo de demanda máxima son requeridas. Se tiene entonces en línea las centrales de BLM Carbón (3X32 MW) y CB200 (2X90.5 MW). La central térmica de Punta Rincón de Minera Panamá, S.A. se mantiene en línea pero abasteciendo su propia demanda, sin inyecciones de energía al SIN ya que no es requerida su oferta.

Las centrales hidroeléctrica de embalse Bayano y Fortuna salen desplazadas del despacho. La central Changuinola II también sale del despacho y Changuinola I permanece en línea con una sola unidad (la Mini-Chan también permanece en línea). Las centrales eólicas disminuyen su generación al 30% de su capacidad instalada ya que la demanda es muy inferior a la capacidad instalada.

Se disminuye la generación hidroeléctrica de pasada, teniendo que inclusive sacar de operación algunas centrales ya que la demanda es muy inferior. Estas centrales hidroeléctricas han sido desplazadas por las centrales térmicas a base de carbón y gas natural, que por restricciones operativas no pueden ser sacadas de operación durante el periodo de demanda mínima si se encontraban despachadas durante el periodo de demanda máxima.

Bajo el despacho descrito no se presentan violaciones a los criterios de calidad y seguridad. Por lo tanto, el sistema opera de manera adecuada cumpliendo la normativa.

Los SVC no despachan potencia reactiva y se debe mencionar que el sistema requiere del uso de todos los bancos de reactores disponibles para lograr obtener un perfil de voltajes adecuado, a causa que no se cuenta con una regulación de tensión en el sector occidental por



haber desplazado las centrales de mayor capacidad (Fortuna, Changuinola II y parcialmente Changuinola). Se tienen unidades hidroeléctricas fuera de línea y el Sistema Principal de Transmisión se encuentra en bajo uso, lo que causa que las líneas de transmisión produzcan potencia reactiva, sin embargo, el SIN tiene un perfil de voltajes adecuado debido a la acción de los bancos de reactores.

8.2.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIA

Se realizaron pruebas de contingencia con el objetivo de verificar el cumplimiento del criterio de confiabilidad N-1 en la operación del sistema. En este Plan de Expansión, se ha utilizado la función ACCC del PSS/E para simular todas las contingencias que se decida considerar.

Se encuentra solución por medio de la acción de gobernadores de las unidades en línea a todas las pruebas realizadas para todos los escenarios. No se reportan violaciones a los criterios de calidad y seguridad. Concluimos que el sistema opera de manera segura y cumple con el criterio N-1.

Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 y 115 KV se pueden observar en el Anexo III-3, donde se aprecia que, bajo las consideraciones de despacho descritas en la sección anterior, el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras y sobrecargas en elementos del Sistema Principal de Transmisión. Adicional, se ha verificado el cumplimiento del criterio N-1 para las contingencias citadas.

8.2.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realiza un estudio de Estabilidad Transitoria, simulando fallas trifásicas en distintos circuitos de 230 KV del sistema , salidas de centrales de generación y disparos en unidades de generación de mayor capacidad (causando un desbalance carga-generación), con el fin de evaluar el comportamiento dinámico del SIN. Se obtienen resultados en frecuencia para la barra de Panamá 115 KV, voltajes en las barras de 230 KV y ángulos relativos de los generadores con respecto a la central hidroeléctrica Changuinola, observándose un comportamiento amortiguado de los mismos, lo que demuestra que el sistema permanece estable bajo estas condiciones. Estos análisis se realizaron para fallas trifásicas en los circuitos más críticos en la operación del sistema para esta época, considerando falla trifásica por 4 ciclos de la línea de transmisión y apertura de la misma. De manera similar, para los disparos de unidades de generación y salida de plantas, se simularon fallas y disparos según las protecciones primarias del sistema, para tiempos de 4 ciclos. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo III-5 de estabilidad transitoria.

Los parámetros utilizados para los distintos generadores del sistema corresponden, para los generadores existentes, a la información suministrada por estos en lo que respecta a los sistemas de excitación (reguladores de voltaje), gobernadores y estabilizadores. Para los generadores futuros, se emplearon modelos estándar similares a unidades generadoras que corresponden con la capacidad instalada de cada uno de ellos y de acuerdo al tipo de central, hidroeléctrica o termoeléctrica. En el Anexo III-12 se pueden observar los parámetros



utilizados para cada central y su diagrama de bloque, de acuerdo a los modelos del programa PSS/E^{TM} .



CAPÍTULO 9: ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA INTEGRACIÓN DE DARIÉN AL SIN

ANTECEDENTES

El actual suministro de electricidad a la provincia fronteriza de Darién y al extremo este de la provincia de Panamá, no está conectado al Sistema Integrado Nacional (SIN). Las comunidades del área reciben la electricidad de sistemas aislados, por consiguiente, un servicio de calidad incierta, en algunos casos racionados y en muchos otros el servicio es inexistente.

El servicio eléctrico se suministra al área más activa de la provincia de Darién por un sistema troncal aislado, Santa Fe - Metetí - Yaviza. El resto de las comunidades reciben el servicio por medio de varios micro sistemas de generación aislados. Gracias a lo extenso de la provincia, a las diversas barreras naturales y a las particularidades e idiosincrasia de la propia población darienita, que tradicionalmente se comunica por vías alternativas a las terrestres, no se tienen enlaces directos entre las diversas y dispersas comunidades. El suministro eléctrico es provisto con un alto costo para su concesionario, ELEKTRA NORESTE (ENSA), servicio que en consideración a los incrementos esperados en los precios de los combustibles, se puede aproximar en el futuro inmediato, a un tope financiero. Además de ser el suministro un producto caro, la calidad tiende a no cumplir con las expectativas de crecimiento esperado para esta región.

Evidentemente la perspectiva de una carga en crecimiento para la provincia, de 10 a 16 MW en el periodo 2018 -2033, se puede servir con un sistema de tensión de 34.5 KV, originado en el extremo este del SIN, la S/E Bayano 230 KV. Sin embargo, una alimentación regional por medio de esta tensión es anti-económica, en razón a la larga distancia de 140 km entre la S/E Bayano y un punto intermedio, Tortí, y su conexión al actual sistema aislado Santa Fe - Metetí – Yaviza, originaría montos de pérdidas técnicas no aceptables.

Aunque, bajo las actuales condiciones, suministrar el servicio eléctrico al área económica de Darién por medio del diverso plantel térmico, ante la construcción de una Línea de Transmisión, interconectada al SIN, a simple, vista es económicamente más ventajoso mantener la situación actual. La necesidad soberana de integrar en todos los aspectos el territorio nacional, exige unir el país bajo un solo sistema eléctrico, lo cual es preponderante ante cualquier otro argumento.

Por consiguiente, la Secretaria Nacional de Energía SNE, encomendó a ETESA analizar y ejecutar, en el corto plazo, un proyecto que permita transportar la energía eléctrica necesaria para integrar la Provincia de Darién al SIN, desde la S/E Panamá II, en una tensión de 230 KV o de 115 KV.



DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

La provincia de Darién se caracteriza por su escasa infraestructura económica. Por años, el transporte marítimo, fluvial y aéreo constituyeron los únicos medios de comunicación dentro y hacia afuera de la provincia, no obstante lo cual las facilidades portuarias son limitadas y las pistas de aterrizaje ofrecen mínimas condiciones de seguridad. En la actualidad, la provincia ha sido conectada al resto del país por vía terrestre, gracias a la extensión de la Carretera Panamericana (CPA), desde Chepo a Yaviza, manteniéndose aun cerrado el aludido "Tapón del Darién".

El actual suministro eléctrico de la provincia de Darién, es el más arcaico e insuficiente del territorio nacional. Los servicios eléctricos en la provincia, los cuales variaron muy poco desde la década de 1970 al 2000, estaban compuestos tan sólo por algunos grupos de generación aislada. Estos sistemas de generación están ubicados en los siete principales centros poblados de la provincia, pero es preciso tener en cuenta que no siempre guardan relación con las necesidades reales de energía de los centros poblados antes mencionados. La concesión de este sistema pertenece actualmente a ENSA.

En la actualidad el sistema aislado principal, mejorado por ENSA, está conformado por los generadores y líneas de distribución – circuitos 210 y 215 – los cuales cubren los centros de población más dinámicos de la provincia: Santa Fe, Metetí, Yaviza, El Real y Pinogana, y otras pequeñas comunidades que se encuentran ubicadas de forma paralela al trayecto de la extendida Carretera Panamericana (CPA). La cobertura del servicio eléctrico, medida por el número de abonados, ha estado creciendo en el periodo 1997 - 2003 a una tasa anual de 14% y del periodo 2003 - 2009 creció a una rata de 10.1%; pasando de 1,446 clientes en 1997 a 6,158 clientes en el año 2009, con lo cual conforma más de dos tercios del número de abonados inscritos en los sistemas de la provincia.⁷

Para las comunidades alejadas del sistema paralelo a la Interamericana, existen pequeños sistemas aislados, como los circuitos de ENSA de La Palma, Garachiné, Jaqué, Tucutí y de Boca de Cupe. Los que con la excepción de los sistemas de La Palma y Boca de Cupe no son factibles integrarlos al sistema de Santa Fe – Yaviza, en el corto plazo por lo cual permanecerán por mucho tiempo como sistemas eléctricos "islas", debiendo los mismos responder ante incrementos del servicio con la expansión de los equipos térmicos.

De acuerdo al XI Censo de Población y VII Censo de Vivienda, se brinda en la provincia una cobertura eléctrica de 56% (en población y vivienda), que en conjunto con el servicio comunal de sectores mas aislados y dispersos se llega a una cobertura del servicio eléctrico en la provincia de 58%, muy por debajo del promedio nacional de 76% (según ASEP). Con la excepción de las comarcas indígenas, es la cobertura de servicio eléctrico más baja de la República.

⁷ Consejo nacional para el Desarrollo Sostenible –CONADES, Evaluación Externa final del Programa de Desarrollo sostenible de Darién –PSD Informe Final. Junio 2011 pagina 59. Preparado por OTSCORP, S.A.



Aunque La Palma, por tradición y gracias a las facilidades de comunicación aérea, marítima y fluvial fue el centro económico y administrativo de la provincia, con la llegada de la CPA al centro del territorio darienita, ha ido perdiendo preponderancia económica a favor de los centros poblados de Metetí y Yaviza. Es así como, consecuente con el relativo aislamiento terrestre que esta población mantiene con el resto de la provincia, ha pasado a un rol secundario en la actividad darienita, y en la actualidad solo conserva el rol administrativo. Esto se observa en una desaceleración del crecimiento poblacional, lo que ha derivado en la desaceleración del crecimiento del servicio eléctrico de esta población, el cual creció anualmente 12.5% en el periodo 2003 -2009, mientras había crecido 15.2% en el periodo 1997-2008.

El sistema eléctrico Santa Fé – Yaviza, abastece de energía eléctrica al eje económico de la provincia de Darién, que en el año 2009 correspondía al 70.1% de toda la energía distribuida en la provincia.⁸ La capacidad instalada actual de este sistema es de 9.3 MW efectivos, que sumados a los 2.7 MW del centro generador de La Palma, totalizarían 12 MW⁹ conformados principalmente por grupos Diesel de media velocidad que utilizan petróleo residual (Bunker).

El consumo de este sistema "ha crecido a una tasa anual de 10.7%, (similar al crecimiento del número de conexiones de 10.1%), entre el 2003 y 2009, la participación de este subsistema aumentó de 67.6% en 2003 a 70.1% en 2009. Mientras que la participación de La Palma en el número de conexiones se redujo.... Esto es indicativo de la pavimentación de la CPA como factor de crecimiento de las actividades económicas locales, que afectó en menor grado al **Viejo Darién** (La Palma)".¹⁰

La proyección de la demanda en energía de los sistemas eléctricos en la provincia de Darién, por ENSA se muestra en el Anexo N°1, donde la demanda totaliza 47.8 GWh en 2013, para llegar en el año 2033 a 98.1 GWh, lo que corresponde a una tasa de crecimiento anual sostenida de 3.7%. Pero al excluir los sistemas de Garachiné, Jaque y Tucutí, por la no factibilidad de integración, la tasa de crecimiento sostenida se mantiene en 3.7%. Ver Anexo III-6.

La siguiente tabla muestra, en resumen, la demanda anual pertinente al proceso de integración regional con el área de Darién. De la misma se infiere que el crecimiento de la demanda en energía, no varía con respecto a la cantidad de abonados. La tasa anual de crecimiento pronosticado para el sistema eléctrico Santa Fe – Yaviza – La Palma es de 3.66% del 2018 a 2025, y del año 2026 al 2033 es de 2.83%.

_

⁸ Consejo nacional para el Desarrollo Sostenible –CONADES, Evaluación Externa final del Programa de Desarrollo sostenible de Darién –PSD Informe Final. Junio 2011. Preparado por OTSCORP, S.A.

⁹ Esto requiere una interconexión del sistema Santa Fe – Metetí - Yaviza con La Palma, por medio de una futura línea de 34.5 kV.

¹⁰ Consejo nacional para el Desarrollo Sostenible –CONADES, Evaluación Externa final del Programa de Desarrollo sostenible de Darién –PSD Informe Final. Junio 2011. Preparado por OTSCORP, S.A. pagina 59.



INTEGRACION DE DARIEN AL SIN SISTEMA SANTA FE- YAVIZA - LA PALMA PROYECCCION DE DEMANDAS ANUALES DE ENERGIA

	ESCENARIO UNICO		
AÑO	MWh	Δ Anual %	
2013	44,052.6		
2014	46,554.4	5.68%	
2015	48,963.5	5.17%	
2016	51,405.3	4.99%	
2017	53,714.0	4.49%	
2018	56,039.5	4.33%	
2019	58,246.5	3.94%	
2020	60,527.3	3.92%	
2021	62,864.0	3.86%	
2022	65,200.8	3.72%	
2023	67,494.8	3.52%	
2024	69,788.8	3.40%	
2025	72,082.8	3.29%	
2026	74,376.9	3.18%	
2027	76,670.9	3.08%	
2028	78,964.9	2.99%	
2029	81,258.9	2.91%	
2030	83,552.9	2.82%	
2031	85,847.0	2.75%	
2032	88,141.0	2.67%	
2033	90,435.0	2.60%	
TASA ANUAI	L		
2013-2017		5.08%	
2018-2025		3.66%	
2026-2033		2.83%	

FUENTE: ENSA

TABLA 9-1

La máxima demanda de potencia anual estimada es mostrada en el Anexo III-6. Las tasas de crecimiento anual para los escenarios de máxima y mínima demanda, se estiman para el año 2018 valores de 10 y 4 MW de demanda máxima y mínima, para alcanzar en el año 2033 valores de 16 y 9 MW de demanda. Con lo que esperan tasas de crecimiento anual respectivas de 4% y 6% para el periodo 2018-2025, mientras crece anualmente en el periodo 2026-2033 solo de 2.8% y 4%. Esto es consistente con el desempeño esperado de una economía totalmente rural, sin ninguna perspectiva de desarrollo a la explotación futura de grandes recursos.



	ECCCION DE	TA FE- YAVIZA DEMANDA MA SCENARIO UNICO			
AÑO	MW	Δ Anual %	MW	Δ Anual %	
2018	9.8		4.2		
2019	10.2	3.93%	4.5	7.66%	
2020	10.6	3.91%	4.8	7.12%	
2021	11.0	3.85%	5.2	6.64%	
2022	11.4	3.71%	5.5	6.23%	
2023	11.8	3.51%	5.8	5.86%	
2024	12.2	3.39%	6.1	5.54%	
2025	12.6	3.28%	6.5	5.25%	
2026	13.0	3.18%	6.8	4.99%	
2027	13.4	3.08%	7.1	4.75%	
2028	13.8	2.99%	7.4	4.54%	
2029	14.2	2.90%	7.7	4.34%	
2030	14.6	2.82%	8.1	4.16%	
2031	15.0	2.74%	8.4	3.99%	
2032	15.4	2.67%	8.7	3.84%	
2033	15.8	2.60%	9.0	3.70%	
TASA ANUAL					
2018-2025		3.65%		6.33%	
2016-2023		2.83%		4.19%	
2020-2033		2.83%		4.1370	

FUENTE: ENSA

TABLA 9-2

En el corto plazo, ENSA, con el afán de disminuir pérdidas de distribución y hacer un uso óptimo de su sistema de generación y líneas de distribución, considera incorporar a este sistema eléctrico de la provincia de Darién, comunidades al oeste dentro de la provincia de Panamá, como Agua Fría y Tortí que son parte de su concesión, por medio de la extensión de la Líneas de subtransmisión en 34.5 KV. Así como continúa el mejoramiento de los sistemas de distribución, se electrifican comunidades cercanas a este sistema troncal, en los alrededores de Yaviza y el Real. Los requerimientos en generación derivados de estas expansiones están considerados en los pronósticos de ENSA.

La provincia del Darién promedia históricamente una participación activa de solo 0.5% del Producto Interno Bruto (PIB) del País, del cual 36.3% es resultado de las actividades de agricultura, ganadería y caza y silvicultura, 8.2% a efecto de la pesca y 41.4% a actividades gubernamentales como educación, salud y seguridad nacional. En cambio, las actividades más dinámicas de la economía nacional, representan en total menos del 6% de toda la actividad provincial; en detalle el comercio al por mayor y menor 2%, Transporte y almacenamiento 2.1 % y hoteles y restaurantes 1.3%. ¹¹

_

¹¹ Instituto Nacional de Estadísticas y Censo (INEC), Estimación del Producto Interno Bruto Provincial, según Categoría de Actividad Económica , a Precios de 1996: 1996 -2004



Con lo cual, la estructura actual de la demanda del servicio eléctrico de la provincia se circunscribe a la iluminación de los hogares, al servicio a pequeños negocios correspondientes al suministro de bienes y servicios tradicionales a áreas agrarias, al alumbrado público de las comunidades principales del área. Especialmente es el consumo gubernamental como es el servicio institucional de las escuelas, centros comunitarios, a los contados centros de salud y algunos de los viejos y nuevos cuarteles del servicio aeronaval (SENAN) y del Servicio Nacional de Fronteras (SENAFRONT), recientemente emplazados en la provincia.

Dentro del Programa de Desarrollo Sostenible de Darién (PDSD), se tiene como reto terminar el sistema potable a lo largo de la CPA, servicio que en algunos lugares requerirá de potencia adicional, por lo tanto, algún grado de energía eléctrica. Es también, parte del reto del PDSD, lograr la cobertura total de electricidad de 100% de las instalaciones públicas (escuelas, centros de salud, centros comunales). En la actualidad solo el 45.5 % de los centros educativos y el 69 % de los centros comunales cuentan con luz eléctrica. Aunque no se espera que todo este requerimiento eléctrico sea suministrado por sistemas de redes eléctricas, para áreas muy aisladas se propone la instalación de sistemas de celdas fotovoltaicas.

En consideración a estos antecedentes y al cumplimiento por parte del estado de integrar eléctricamente el país, la Secretaria Nacional de Energía ha emitido su política de expansión de la Red, como es integrar Darién al SIN, por lo cual se analiza la expansión de la RED nacional, a través de una línea de 215 km. Panamá II – Metetí, en 115 y/o 230 KV.¹³

OBJETIVOS

Objetivo general de la interconexión nacional: garantizar a lo largo del territorio nacional, una energía como la de cualquier centro urbano del área metropolitana, es decir, energía permanente, estable y al menor precio posible.

Objetivo Especifico de la interconexión de Darién al SIN: Construcción de una L/T 230 KV de 215 km. desde la subestación reductora de Panamá II a una nueva subestación reductora de transmisión 230/34.5 KV, en la provincia de Darién, con ubicación aproximada en Metetí. Con el objetivo de articular el servicio eléctrico de más de diez comunidades del sector más dinámico de la provincia, a lo largo del eje Santa Fe – Metetí – Yaviza – El Real; las cuales serán conectadas al SIN, una vez que llegue el cable a Metetí, donde ya existen las conexiones de distribución con sistemas de generación, con lo que se conectarán a las actuales redes a domicilio.

Esto permitirá no solamente terminar la conexión de la Red Nacional de alta tensión de frontera a frontera, sino que también servirá para facilitar en el futuro mediato la

_

¹² Consejo nacional para el Desarrollo Sostenible –CONADES, Evaluación Externa final del Programa de Desarrollo sostenible de Darién –PSD Informe Final. Junio 2011. Subcomponente de agua potable y saneamiento. Preparado por OTSCORP, S.A.

¹³ SNE: Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, 2013.



interconexión con Colombia. De este modo se brindará una solución adicional, para resolver el problema de abastecimiento nacional de electricidad en el mediano plazo y se balanceen las cargas contribuyendo a mitigar restricciones futuras en el sistema de transporte nacional oeste -este.

ANÁLISIS ECONÓMICO

METODOLOGÍA

El análisis económico de un proyecto se centra en la comparación de la totalidad de los beneficios versus los costos que implique la implementación del mismo, para la solución de un problema identificado.

Este proyecto se puede enfocar en dos fases, primero la integración de Darién al SIN por medio de una línea de transmisión, luego la Interconexión internacional con el sistema de eléctrico colombiano en 230 KV, y por consiguiente su expansión hacia el sistema eléctrico suramericano por medio de una futura línea Darién Frontera, que por reales ventajas económicas, permita en su momento transportar hasta 600 MW, en el sentido sur – norte.

En el caso de la interconexión internacional, se busca el criterio de mayor valor. A la fecha la "maximización de beneficios" de la interconexión, tiene grados de incertidumbre con respecto a la cantidades anuales de intercambio, a la propia entrada de operación de la interconexión, de los refuerzos de los sistemas, etc.; por lo cual el análisis a utilizar debe ser en su momento, el de "Mínimo Máximo Arrepentimiento".

En el presente informe no se considera esta segunda fase y solo se analizan los beneficios socio-económicos derivados de la integración de las comunidades de Darién a la Red nacional. Al ser los beneficios comunes a ambas alternativas de la integración eléctrica de la provincia de Darién y solo diferenciarse por los propios costos de las alternativas, el método óptimo debe ser seleccionar la alternativa al proyecto que tenga la más baja inversión, por lo cual se evaluará por el "Análisis de Mínimo Costo".

BENEFICIOS

En relación a los beneficios generales de impacto cualitativo, derivados de la integración Eléctrica Nacional se tiene:

- Reducción del impacto ambiental como consecuencia de la optimización del Despacho, con la reducción del uso de combustibles en los centros de generación de sistemas aislados.
- ii. Un incremento de calidad de la seguridad de abastecimiento regional asociado al fortalecimiento de la malla de la red regional.
- iii. Incremento de la cualidad del abastecimiento gracias a la aplicación de criterios de uso del sistema.
- iv. Expansión permanente de Integración hacia las regiones aisladas



Enfocándose en el análisis específico de la interconexión eléctrica regional, se pueden destacar los siguientes impactos cuantificables:

- v. Reducción de los precios medios de la energía generada en el corto plazo, como en el largo plazo.
- vi. Disminución de la volatilidad de los precios.
- vii. Mejora de la calidad del servicio.

Los beneficios directos por ahorros en el precio de la energía entregada y los posibles incrementos en el consumo eléctrico por calidad y precio, son comunes a ambas alternativas de la integración eléctrica de la provincia de Darién, y por lo cual son indiferentes para la toma de decisión a mínimo costo.

Los precios pagados por los consumidores de ENSA en Darién, son los mismos que los pagados por los consumidores en las aéreas servidas por el SIN, por lo cual no existirá diferencial de precios, derivados de la integración eléctrica. Por otro lado, los posibles incrementos en consumo originados por una mejora en la calidad de servicio eléctrico para comunidades netamente agrícolas, son imperceptibles. 15

Al ser los ahorros provenientes de la sustitución de energía generada por la combustión del equipo termo-diesel existente, el único beneficio directo, cuantificable e identificable, por efecto de la integración eléctrica de la provincia, corresponden en la evaluación a la totalidad de los beneficios o ingresos esperados. En realidad, en este caso es un beneficio de la concesionaria, que puede incrementar su utilidad al ofrecer su producto al mismo precio obtenido a un menor costo.

Con base en la información entregada por ENSA del equipamiento de los sistemas de generación ubicados en Santa Fe, Yaviza, La Palma y de Boca de Cupe, se determinaron los costos evitados unitarios por KWh factibles de sustitución por la interconexión a Darién (Anexo III-6). En concordancia con las pronósticos de generación se estiman los litros de combustibles a ahorrar con la interconexión con el SIN (Anexo III-6). El resumen de los combustibles ahorrados se muestra en la tabla siguiente.

-

¹⁴ La concesionaria ENSA, cobra la misma tarifa eléctrica en el Darién, que en el resto de su concesión. Al no existir diferencias en precios a nivel de consumo, por parte de la distribuidora, no se presentan beneficios adicionales por "excedentes del consumidor".

¹⁵ Se supone que los posibles impactos de la mejora en la calidad del servicio fueron considerados en los pronósticos de energía 2013-2033 de ENSA, derivados de las mejoras de las conexiones de subtransmisión y distribución del área.



RESUMEN COMBUSTIBLE CONSUMIDO				
AÑOS	BUNKER		DIESEL	
	LITROS (I)	BARRILES (b)	LITROS (I)	BARRILES (b)
2013	8,030,284	50,511	3,705,180	23,306
2014	8,459,780	53,213	3,937,439	24,767
2015	8,889,276	55,914	4,145,583	26,076
2016	9,318,772	58,616	4,362,253	27,439
2017	9,748,268	61,318	4,544,295	28,584
2018	10,177,764	64,019	4,730,716	29,757
2019	10,607,261	66,721	4,883,700	30,719
2020	11,036,757	69,422	5,058,497	31,818
2021	11,466,253	72,124	5,247,836	33,009
2022	11,895,749	74,825	5,437,176	34,200
2023	12,325,248	77,527	5,614,881	35,318
2024	12,754,747	80,229	5,792,586	36,436
2025	13,184,246	82,930	5,970,292	37,554
2026	13,613,745	85,632	6,147,997	38,672
2027	14,043,244	88,333	6,325,702	39,789
2028	14,472,743	91,035	6,503,408	40,907
2029	14,902,242	93,737	6,681,113	42,025
2030	15,331,741	96,438	6,858,818	43,143
2031	15,761,241	99,140	7,036,523	44,260
2032	16,190,740	101,841	7,214,229	45,378
2033	16,620,239	104,543	7,391,934	46,496

Un Barril(b) = 158.98 litros (l)

TABLA 9-3

Con la información en volumen de los combustibles ahorrados en generación, de los costos específicos de generación del equipamiento darienita y de los precios de los combustibles, a marzo de este año, puestos en las centrales de generación, se estiman los costos variables de generación evitados por la sustitución de la generación térmica en los sistemas aislados, por la energía eléctrica transportada por el SIN y entregada en la subestación reductora de Metetí (Anexo III-6). En otras palabras, se estiman los beneficios de integrar la región más dinámica de Darién al SIN, que son resumidos en la siguiente tabla.



INTEGRACION DE DARIEN AL SIN SISTEMA SANTA FE- YAVIZA - LA PALMA **COSTOS EVITADOS POR GENERACION ESCENARIO UNICO** AÑO Miles d3 Dolares (\$ '000) Δ Anual % 2018 11,396.9 2019 11,835.6 3.85% 2020 12,294.1 3.87% 2021 12,765.7 3.84% 2022 13,237.3 3.69% 2023 13,698.4 3.48% 2024 14,159.5 3.37% 2025 14,620.6 3.26% 2026 15,081.7 3.15% 2027 15,542.8 3.06% 2028 16,003.9 2.97% 2029 16,465.0 2.88% 2030 16,926.1 2.80% 2031 17,387.2 2.72% 2032 17,848.3 2.65% 2033 18,309.4 2.58% TASA ANUAL 2018-2025 3.62% 2026-2033 2.81%

FUENTE: ENSA

TABLA 9-4

COSTOS

Los costos de las alternativas corresponden a los montos de inversión de acuerdo a la tensión a transmitir, a los montos de servidumbre determinados por el propio perfil de la L/T, a los costos operación y mantenimiento asociados, a las pérdidas aceptables de la nueva red y cualquier costo inherente a la construcción de la futura red. Por otro lado, se debe considerar el costo de financiamiento derivado de la tasa actualización aceptada y a los periodos de pago.

En este caso, solo se incluyen como costos pertinentes de las alternativas evaluadas, los correspondientes a los montos de construcción, los costos de operación & mantenimiento de la L/T y de las subestaciones asociadas, como del gasto de depreciación de las instalaciones. Además, se incluyen los gastos financieros e impuestos para determinar los flujos de las alternativas.



Para la integración de la Provincia de Darién al SIN, se analizaron las siguientes alternativas:

Alternativa N° 1: L/T Circuito sencillo de 115 KV a Darién (Metetí), con torre para doble circuito, conductor 636 ACSR

S/E Metetí 115 KV

Adición S/E Panamá, 2 interruptores 115 KV

Alternativa N° 2: L/T Circuito sencillo de 230 KV a Darién (Metetí), con torre para doble circuito, conductor 1200 ACAR

S/E Metetí 230 KV

Adición S/E Panamá, 2 interruptores 230 KV

En el Anexo III-6 se dan los detalles de costos unitarios y por volumen de ambas alternativas. Los niveles de inversión que se debe realizar para cada una de las alternativas corresponden a los que se indica en la siguiente tabla:

COMPARACION DE ALTERNATIVAS INTEGRACIÓN DE DARIEN				
	ALT 1	ALT 2		
FASE 1	E4 040 E4	07.040.04		
LINEA	51,849.54	67,919.61		
S/E METETÍ	4,859.12	6,439.40		
A S/E PANAMA II	1,994.86	2,874.08		
TOTAL	58,703.52	77,233.09		

TABLA 9-5

En esta fase, el ahorro de pérdidas no se considera incidente, pues la carga a la cual es sometida cada una de las alternativas es muy baja, En el caso de valorizar dichas pérdidas, se apreciaría la potencia al valor actual de las transferencias de potencia y en el caso de la energía al valor medio de los costos marginales de energía.

RESULTADOS

Como vemos, la integración del Darién al SIN tiene una serie de beneficios directos, indirectos e inducidos a la economía de la provincia y al propio país, los cuales, en esta etapa, no son totalmente cuantificados por la dificultad de definición y valoración. Por consiguiente, en este informe, la decisión económica se basa en definir la alternativa de menor costo que cumpla con lo propuesto.

Plan de Expansión de Transmisión 2013 - 2027 Julio de 2013



Se ha realizado una evaluación económica a 25 años de la implementación de estas alternativas, de modo de saber, qué proyecto es conveniente construir. Para efectuar esta evaluación, se han tenido en cuenta los siguientes supuestos:

- Se utiliza un flujo de caja a 25 años y se asume una tasa de descuento de 12.0% anual.
- Para la inversión, se consideran las cifras detalladas anteriormente.
- No se consideró un valor residual de las instalaciones para cada alternativa, aunque se supone una vida útil de 35 años de las instalaciones y una depreciación lineal en dicho período.
- Los costos de operación y mantenimiento y los correspondientes a administración, se han calculado para cada año aplicando los porcentajes reconocidos en el régimen tarifario a los costos de inversión incurridos.
- No se consideraron pérdidas anuales de las alternativas.
- Se utilizo un financiamiento a 15 años, a una benévola tasa de interés de 6.5%.
- No se consideraron beneficios a una fase posterior.

Los resultados obtenidos de esta evaluación económica, no fueron satisfactorios en la medida que los únicos beneficios, son los costos evitados por generación térmica en el área. Los indicadores económicos de TIR, VPN y P/R son tan negativos, que en los flujos son indeterminados o no cuantificables Los flujos de caja pertinentes están en el Anexo III-6.

En atención a la calidad estratégica de la integración de Darién al SIN, como política de Estado en el sub sector eléctrico, se analizó la posibilidad económica de que los intereses y/o montos de las inversiones fueran parcial y/o totalmente asumidas por el Estado. Los resultados de los flujos de caja se muestran en el Anexo III-6.

El desarrollo de estos flujos de caja, demuestra que en las presentes condiciones solo la alternativa L/T en 115 KV (Anexo III-6), donada completamente por el Estado, es decir sin la recuperación de intereses y la amortización de fondos, sería factible. Aunque es necesario decir que en términos económicos, una tasa de actualización optima de 12.0%, el VPN sería negativo en 26 millones y solo recuperarían los gastos de O&M, depreciación e impuestos en 19 años.

Los resultados obtenidos de esta evaluación económica, se pueden apreciar en la siguiente tabla, la cual entrega un resumen de los costos-beneficios de cada alternativa.



CASO	ANEXOS	FLUJO DE CAJA 25 AÑOS En Miles o	VPN 12%	PERIODO DE RECUPERACION P/R AÑOS
		En wiles	ie \$03	ANOS
L/T 115 kV y S/E's Asociadas	No 10	-55,070	-49,468	
L/T 115 kV y S/E's Asociadas Sin Intereses	No 12	-30,608	-43,030	
L/T 115 kV y S/E's Asociadas Sin Intereses & Amortizacion	No 13	28,095	-26,091	19
L/T 230 kV y S/E's Asociadas	No 11	-106,799	-71,715	
L/T 230kV y S/E's Asociadas Sin Intereses	No 14	-74,541	-63,207	
L/T 230 kV y S/E's Asociadas Sin Intereses & Amortizacion	No 15	-29,566	-52,151	

TABLA 9-6

Por consiguiente el análisis de mínimo costo favorece la construcción de la L/T 115 KV de 215 Km. de la S/E Panamá II a una nueva S/E en Metetí, Darién, con un costo menor de 76%, con respecto a la alternativa en una tensión de 230 KV.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

El sistema del servicio eléctrico en Darién es el más arcaico y disperso en la República, aun con la mejoría de los últimos años por parte de ENSA, de los sistemas aislados, persiste en la comunidad la sensación de aislamiento. Por lo cual se presiona por su integración al resto de la Nación, en donde la integración eléctrica de la provincia al SIN, como lo fue la integración terrestre, por medio de la CPA, son parte de la política de Estado. Por lo cual ETESA recibió en el presente, instrucciones para considerar la ejecución de la integración de la red nacional eléctrica a Darién, en la Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, año 2013.

Para este Plan de Expansión, se analizó la integración por medio de una línea de transmisión, ya sea 230 o 115 KV desde la S/E Panamá II, hasta una nueva subestación en el área económica de Metetí, denominada S/E Metetí de 230/34.5 o 115/34.5 KV. Por la distancia no se encontró factible transmitir en 34.5 KV, descartando esta alternativa.

La Alternativa de L/T de 115 KV Panamá II – Metetí Darién es la alternativa de mínimo costo si se analiza solo la integración de la provincia de Darién al SIN en el corto plazo. Esta alternativa es marginalmente menos onerosa que la alternativa en 230 KV. Considerando la posible interconexión de Panamá con Colombia, en HVDC, la cual podría conectarse en esta nueva subestación de Metetí, se recomienda que la integración de la provincia de Darién se realice en 230 KV, para así contar un sitio para la llegada de esta línea de esta interconexión.



Para el adecuado desarrollo de este proyecto, se requiere que la concesionaria del sistema de distribución en Darién, ENSA, construya las respectivas obras de conexión a la S/E Metetí y la instalación del transformador reductor a 230/34.5 KV en S/E Metetí, al igual que las obras de sub-transmisión y distribución regionales para conectar las comunidades consideradas.

Como consideración final debemos hacer resaltar que los beneficios futuros por el intercambio eléctrico del sistema nacional y el sistema colombiano, gracias a una interconexión internacional con el sistema eléctrico regional suramericano son determinantes para un proyecto de la magnitud planteada.

El proyecto originaria ahorros derivados de la posposición de inversiones, los cuales son rubros esenciales en la evaluación financiera, que se convierten en elementos adicionales a la alternativa recomendada en el análisis comparativo de las alternativas del Proyecto.



CAPÍTULO 10: PLAN DE EXPANSIÓN A LARGO PLAZO

Tomando en cuenta el nuevo escenario de generación que considera las centrales generadoras hidro, 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, 2017 – 2024, son las siguientes:

Proyectos Identificados en el Largo Plazo

1. Nueva Línea Bahía Las Minas - Panamá 115 KV

Debido a la entrada en operación de los proyectos termoeléctricos en el área de Colón incluidos en el Plan Indicativo de Generación, específicamente una planta a base de carbón (CB200) con capacidad de 200 MW, que se conectará en la subestación Santa Rita, se ve la necesidad de reforzar el sistema de transmisión entre las subestaciones Bahía Las Minas y Panamá, con el fin de que las líneas de transmisión operen dentro de su límites permisibles de carga y a la vez, se garanticen los adecuados niveles de seguridad y confiabilidad del mismo. Debido a la poca capacidad de transmisión de la línea existente y a su tiempo de operación de más de 40 años, será necesario reemplazar esta línea, que tiene capacidad de 93/175 MVA y un conductor 636 ACSR, por una nueva línea de mayor capacidad. Esta nueva línea será una línea de doble circuito en 115 KV, y conductor 1200 ACAR con capacidad de 203/225 MVA.

Inicio del Proyecto: enero de 2015

LT BAHIA LAS MINAS - PANAMÁ 115 KV		
MATERIALES	\$	7,333,900
FUNDACIONES	\$	1,738,690
DERECHOS DE VÍA	\$	63,290
MONTAJE	\$	1,546,870
CONTINGENCIAS	\$	1,068,275
INGENIERÍA Y ADMINISTRACIÓN	\$	854,620
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$	135,000
DISEÑO	\$	320,483
INSPECCIÓN	\$	320,483
INDEMNIZACIÓN	\$	-
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$	640,960

TOTAL	Ś	14.022.570
IOIAL	7	17,022,370



2. Subestación Panamá III 230 KV

Debido al incremento de generación térmica en la provincia de Colón, con la entrada en operación para el 2017 de la central de ciclo combinado de Gas Natural Licuado GNL, con capacidad de 500 MW, será necesaria una nueva subestación en el área de la ciudad de Panamá, para poder recibir la generación de esta central y las líneas provenientes de la misma, ya que sería muy complicada la entrada de nuevas líneas de transmisión en la S/E Panamá II debido a que ésta se encuentra prácticamente rodeada y no se cuenta con rutas de acceso.

Con este propósito se ha considerado la construcción de una nueva subestación Panamá III 230 KV, ubicada hacia el oeste de la S/E Panamá, posiblemente en el área de Clayton. Esta subestación seccionará la línea de Guasquitas - Panamá II y también la Tercera Línea Veladero – Panamá. De esta forma contará con conexión a las subestaciones Panamá y Panamá II.

Inicio de proyecto: enero de 2014

Inicio de Operación: enero de 2017

Subestación			
Panama III 230 KV			
	B/.		
Suministro	9,207,480		
Fundaciones	2,301,870		
Montaje	1,381,122		
Contingencias	644,524		
Ingeniería y Administración	1,031,238		
EIA	24,492		
Diseño	386,714		
Inspección	386,714		
IDC	773,428		
Terreno	2,500,000		
Total	18,637,582		

3. Línea a Darién

La Secretaria Nacional de Energía en la "Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2013" estableció que "Debe trabajarse en los planes de integración del Sector Panamá Este para que esté listo a corto plazo, en especial para la Provincia de Darién, a través de una línea de transmisión entre la subestación Panamá 2 y Santa Fé de Darién. Debe incluirse un ramal a su cabecera La Palma."

Bajo esta instrucción, se incluyó en este plan de expansión la integración al SIN de la Provincia de Darién, mediante la construcción de un línea de aproximadamente 215 km. desde la Subestación Panamá II a una nueva subestación Metetí 230 KV. Esta será una línea con torres para doble circuito, montando inicialmente un solo circuito. Será necesaria la ampliación del



patio de 230 KV de la Subestación Panamá II y la construcción de la nueva Subestación Metetí 230 KV.

Inicio de proyecto: enero de 2014

Linea Panama II - Meteti 230 KV			
	Miles de B/.		
Suministro	29,303.94		
Fundaciones	9,548.73		
Derecho de vía	446.88		
Montaje	10,052.07		
Contingencias	4,935.16		
Ingeniería y Administración	3,948.13		
EIA	537.50		
Diseño	1,480.55		
Inspección	1,480.55		
Indemnización	3,225.00		
IDC	2,961.10		
Total	67,919.61		

Adición Subestación Panama II 230 KV		
	B/.	
Suministro	1,639,840	
Fundaciones	409,960	
Montaje	245,976	
Contingencias	114,789	
Ingeniería y Administración	183,662	
EIA	4,362	
Diseño	68,873	
Inspección	68,873	
IDC	137,747	
Total	0.074.000	
Total	2,874,082	



Subestación Meteti 230 KV		
	B/.	
Suministro	1,639,840	
Fundaciones	409,960	
Montaje	245,976	
Contingencias	114,789	
Ingeniería y Administración	183,662	
EIA	4,362	
Diseño	68,873	
Inspección	68,873	
IDC	137,747	
Terreno	100,000	
Total	2,974,082	

4. Línea Veladero – Panamá III 500 KV (operada inicialmente en 230 KV)

Debido al incremento de generación hidroeléctrica en el occidente del país (Provincias de Chiriquí y Bocas del Toro) entre los años 2013 – 2021, de acuerdo al Plan Indicativo de Generación, se tendría un incremento de proyectos hidro y eólicos de 1,123 MW, que sumado a los 1,143 MW existentes daría un total de 2,255 MW de generación hidro y eólica, la mayoría de estos de pasada o filo de agua.

Año	Incremento de Capacidad Hidro y Eólica (MW) en el Occidente del País		
2012	1,143.0 (existentes)		
2013	120.0		
2014	428.0		
2015	108.0		
2016	144.0		
2017	4.0		
2018	10.0		
2019	29.0		
2020	232.0		
2021	48.0		
Total	2,266.0		

Debido a que las líneas de transmisión que provienen del occidente del país, incluyendo la tercera linera, solo tienen capacidad para un total de 1,840 MW, es necesario aumentar la capacidad de transmisión de las mismas.

Para esto se ha considerado la construcción una cuarta línea de transmisión proveniente desde el occidente del país, Subestación Veladero, hasta una nueva subestación de transmisión en el área de la ciudad capital, Panamá III. Debido a las restricción de rutas y servidumbres para el tendido de nuevas líneas de transmisión, se ha considerado que esta nueva línea sea construida en torres de 500 KV y dos conductores 1200 ACAR por fase, pero operada



inicialmente en 230 KV. Esta línea tendría una capacidad en 500 KV de 1,661 MVA en condición normal y 1,956 MVA en condiciones de emergencia, mientras que operando en 230 KV tendría 765 MVA en condición normal y 900 MVA en contingencia o emergencia.

Con esto se garantiza que el sistema de transmisión pueda transportar toda la generación hidroeléctrica y eólica ubicada en el occidente de país a los principales centros de carga, ciudades de Panamá y Colón hasta después del año 2021.

Para este proyecto, además de la construcción de esta nueva línea, será necesaria la ampliación de los patios de 230 KV de las subestaciones Veladero y Panamá III, ambas con la adición de dos naves de dos interruptores.

Inicio de proyecto: enero de 2016

Linea Veladero - Panama III 500 KV		
	Miles de B/.	
Suministro	66,153.88	
Fundaciones	28,216.41	
Derecho de vía	1,359.37	
Montaje	29,703.79	
Contingencias	12,543.35	
Ingeniería y Administración	10,034.68	
EIA	1,125.00	
Diseño	3,763.00	
Inspección	3,763.00	
Indemnización	4,500.00	
IDC	7,526.01	
Total	168,688.50	

Adición Subestación			
Veladero 230 KV			
	Miles de B/.		
Suministro	1,736.79		
Fundaciones	434.20		
Montaje	260.52		
Contingencias	121.58		
Ingeniería y Administración	194.52		
EIA	4.62		
Diseño	72.95		
Inspección	72.95		
IDC	145.89		
Total	3,044.00		



Adición Subestación		
Panama III 230 KV		
	Miles de B/.	
Suministro	1,736.79	
Fundaciones	434.20	
Montaje	260.52	
Contingencias	121.58	
Ingeniería y Administración	194.52	
EIA	4.62	
Diseño	72.95	
Inspección	72.95	
IDC	145.89	
Total	3,044.00	

5. Aumento de Capacidad Línea Guasquitas – Veladero

Según el Plan Indicativo de Generación 2013, para el año 2014 ingresa a operar la central hidroeléctrica Bonyic (con su codo de conexión en S/E Changuinola) y en el 2020 la central hidroeléctrica Changuinola II (con su subestación seccionando el circuito Cañazas-Changuinola), haciendo un total de 246 MW en capacidad instalada a añadirse en el sector noroccidental del SIN. Tomando en cuenta que actualmente en este sector del sistema se tiene en operación a Changuinola (218 MW), Estí (120 MW), Gualaca (25.39 MW), Lorena (33.8 MW), Prudencia (58.66 MW) y parte de la generación de Fortuna (300 MW), se hace necesario reforzar el Sistema Principal de Transmisión del sector norte-oeste del país.

Mediante análisis de flujo de potencia, se identificó que es necesario aumentar la capacidad de la línea Guasquitas – Veladero (230-16/17) de los actuales 275 MVA/CTO a 350 MVA/CTO como mínimo, con el fin de evacuar el total de la capacidad instalada a generarse en este sector.

Los estudios iníciales realizados han demostrado que para aumentar la capacidad de esta línea a por lo menos 350 MVA/CTO en condiciones de operación normal, solo será necesario realizar movimientos de tierra en sitios puntuales, cambio de herrajes o aisladores y de ser necesario, torres adicionales, para lograr aumentar la altura de los conductores a tierra, permitiendo así el aumento de capacidad deseado. Se ha estimado que el costo total para aumentar la capacidad de esta línea, con longitud de 84.3 Km será de aproximadamente B/. 1,000,000.

Estado: por licitarse

Inicio de Construcción: abril de 2020



Costo estimado; B/. 1,000,000

6. Energización Santa Rita – Panamá II 230 KV

Debido a que este es un proyecto a largo plazo, en revisiones posteriores del Plan de Expansión se verificará la necesidad de este proyecto, el cual depende de futuras plantas térmicas a instalarse en la provincia de Colón.

Debido a la entrada en operación de los proyectos termoeléctricos incluidos en el Plan Indicativo de Generación en el área de Colón, específicamente proyectos de Carbón de 250 MW, se ve la necesidad de reforzar el sistema de transmisión entre las subestaciones Santa Rita y Panamá II, con el fin de que las líneas de transmisión operen dentro de su límites permisibles de carga y a la vez, se garantice los adecuados niveles de seguridad y confiabilidad del mismo. Este refuerzo consiste en la energización en 230 KV de la línea Santa Rita – Panamá II, la cual estará operando inicialmente en 115 KV desde el año 2014. En este sentido, es necesario realizar las siguientes expansiones en las subestaciones:

Será necesaria la ampliación de las subestaciones Santa Rita y Panamá II:

<u>Santa Rita:</u> adición del patio de 230 KV con dos transformadores 230/115 KV, 100 MVA, dos naves de dos interruptores de 230 KV

Panamá II: adición de dos naves de dos interruptores 230 KV

En estas subestaciones se requiere todos los equipos y accesorios necesarios para la correcta instalación y operación de los nuevos interruptores.

COSTOS

Subestaciones:

Inicio del Proyecto: enero de 2018



ADICIÓN S/E SANTA RITA 230 KV		
SUMINISTRO	\$	9,438,582.84
MONTAJE	\$	684,297.26
OBRAS CIVILES GENERALES	\$	2,265,259.88
CONTINGENCIAS	\$	619,407.00
DISEÑO	\$	371,644.20
INGENIERÍA	\$	495,525.60
ADMINISTRACIÓN	\$	495,525.60
INSPECCIÓN	\$	371,644.20
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$	743,288.40
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$	23,302.13
TOTAL	\$:	15,508,477.11

ADICIÓN S/E PANAMÁ II 230 KV									
SUMINISTRO	\$	3,341,562.84							
MONTAJE	\$	242,263.31							
OBRAS CIVILES GENERALES	\$	801,975.08							
CONTINGENCIAS	\$	219,290.06							
DISEÑO	\$	131,574.04							
INGENIERÍA	\$	175,432.05							
ADMINISTRACIÓN	\$	175,432.05							
INSPECCIÓN	\$	131,574.04							
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$	263,148.07							
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$	8,249.71							
TOTAL	\$	5,490,501.24							

TOTAL GENERAL	\$20,998,978,35
TOTAL GLIVENAL	\$ Z0,330,310.3.



CAPÍTULO 11: 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. En el Anexo III-9 se presenta la descripción de cada uno de estos proyectos y su justificación.

	DESCRIPCIÓN	hasta 2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	TOTAL
51	PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES	0	1,111	4,034	1,706	159	192	0	0	0	0	0	0	0	7,202
52	REPOCISION DE RADIOS DE ENLACE DE MICROONDAS		633												633
53	EQUIPAMIENTO DE ETHERNET EN BACKBONE		71												71
54	EQUIPAMENTO DE MULTIPLEXORES MSAN-			159											159
55	PLANTAS ELECTRICAS AUXILIARES DE RESPALDO			121											121
56	INTERCONEX. POR FIBRA OPTICA DE VALBUENA, CHIMENEA Y TABOGA				481										481
57	EQUIP. Y DISPOSITIVOS DE COMUNIC. INTEGRACION NUEVOS AGENTES		274	183	91										548
58	AMPLIACION DE COBERTURA DE RADIO DIGITAL ASTRO		133	2,322	125										2,580
59	REPOSICION DE BANCOS DE BATERIAS			191											191
60	REPOSICION DE RECTIFICADORES			160	159	159	132								609
61	REPOSICION DE MULTIPLEXORES BAYLY			696	719										1,415
	REPOSICION DE CROSCONECTORES			162											162
	REPOSICION DE CENTRAL TELEFONICA			41											41
	REPOSICION DE TORRES				131										131
	REPOSICION DE AIRES ACONDICIONADOS						60								60
66	<u> </u>														



CAPÍTULO 12: PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de reposición identificados en el corto plazo. Mayor detalle se presenta en el Anexo III-7, en el cual se incluye la descripción de cada proyecto y su justificación.

	DESCRIPCIÓN	hasta													
		2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	TOTAL
67	PLAN DE REPOSICIÓN	0	1,132	8,151	10,208	9,055	7,779	817	950	3,308	475	0	0	0	41,876
68	REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO	0	1,132	7,392	9,233	3,574	0	0	0	0	0	0	0	0	21,332
69	REPOCISION DE TRANSF. SERVICIOS AUXILIARES MATA DE NANCE			48											48
70	SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS POR RELES		45												45
71	REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA			20	1,105	2,738									3,863
72	REEMPLAZO REACTORES R1 Y R2 S/E M. NANCE 20 MVAR			205	824										1,029
73	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 115 KV		100	422											522
74	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PANAMA 230 KV		158	1,421											1,579
	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 230 KV			948	105										1,053
76	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 230 KV				71										71
77	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 115 KV				309										309
78	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E CACERES 115 KV				370										370
	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA Y LLS 230 KV					147									147
80	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E PANAMA Y LLS 230 KV					303									303
81	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E LL. SANCHEZ 230 KV				31										31
82	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E CACERES 115 KV					18									18
83	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA Y MDN 230 KV				320										320
84	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA, CACERES Y CALDERA 115 KV			518	87										604
85	REEMPLAZO CTs S/E PANAMA 230 KV					368									368
	REEMPLAZO HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LINEAS 230 Y 115 KV			3,505	5,666										9,171
87	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA II		829	92											921
88	REEMPLAZO DE EQUIPO DE INYECCION SECUNDARIA			155											155
89	REEMPLAZO DE PROTECCIONES S/E CHARCO AZUL			59											59
90	AUTOMATIZACION DE S/E CACERES				346										346



CAPÍTULO 13: PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de reposición identificados en el largo plazo. Mayor detalle se presenta en el Anexo III-8, en el cual se incluye la descripción de cada proyecto y su justificación.

	DESCRIPCIÓN	hasta 2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	TOTAL
91	REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO	0	0	759	975	5,481	7,779	817	950	3,308	475	0	0	0	20,544
92	REEMPLAZO Y ADQ. DE PROT. DIFERENCIALES LINEAS 230 Y 115 KV			759	940	565	148								2,413
93	REEMPLAZO T1 S/E PROGRESO 50 MVA				20	895	1,774	299							2,988
94	REEMPLAZO T2 S/E PANAMA 175 MVA				15	807	2,811	441							4,074
95	REEMPLAZO T3 S/E PANAMA 350 MVA							20	950	3,308	475				4,753
96	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 230 KV						1,506								1,506
97	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E CALDERA 115 KV						742								742
98	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E PANAMA Y CHORRERA 230 KV					63	64								127
99	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA Y MATA DE NANCE 115 KV					54	160								213
100	REEMPLAZO HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LINEAS 230 Y 115 KV					2,986	508	57							3,551
101	REEMPLAZO DE PROTECCIONES S/E CHORRERA					111	65								176



CAPÍTULO 14: PLAN DE PLANTA GENERAL

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de Planta General. Mayor detalle se presenta en el Anexo III-10, en el cual se incluye la descripción de cada proyecto y su justificación.

	DESCRIPCIÓN	hasta													
	DECOMI CICIT	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	TOTAL
122	PLAN DE PLANTA GENERAL	593	10,577	5,110	2,451	1,101	4,043	0	0	0	0	0	0	0	23,875
123	EDIFICIO-ETESA		7,000	3,300	1,000										11,300
124	EQUIPO DE INFORMATICA	340	2,993	1,241	881	731	3,631								9,817
125	REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR	253	584	569	570	370	412								2,758



CAPÍTULO 15: PLAN DE AMPLIACIONES DE CONEXIÓN

Las siguientes solicitudes de acceso han sido aprobadas por ETESA. Se presenta a continuación una breve descripción de las mismas, con carácter informativo.

1. ADICIÓN DE TRANSFORMADOR T3 DE S/E LLANO SÁNCHEZ

Debido al aumento de carga en el sector de Provincias Centrales y con el propósito de cumplir con el Criterio de Seguridad N-1, se adicionará un tercer transformador en la S/E Llano Sánchez de 230/115 KV, 100/80/60 MVA.

La adición de este transformador implica ampliaciones de un interruptor en el patio de 230 KV, además de la ampliación del patio de 115 KV con una nave y dos interruptores nuevos. Se consideran todos los equipos necesarios para poner en operación el dispositivo. El costo de adquisición de este nuevo transformador y los equipos necesarios para su conexión es de B/. 4,123,000.

Estado: en ejecución

Contrato: GG-105-2010 con la empresa CELMEC para el autotransformador GG-082-2011 con la empresa CELMEC para la instalación

Orden de Proceder: 3 de febrero de 2011 para el autotransformador

30 de enero de 2012 para la instalación.

Entrada en Operación: agosto de 2013 para su conexión definitiva, se encuentra actualmente

operando con una conexión temporal.

Costo total: B/. 4,123,000

2. ADICIÓN DE TRANSFORMADOR T3 DE S/E CHORRERA

Debido al aumento de carga en el sector de Panamá Oeste y con el propósito de cumplir con el Criterio de Seguridad N-1, se adicionará un tercer transformador en la S/E Chorrera 230/115/34.5 KV, 100/80/60 MVA.

La adición de este transformador implica la ampliación de los patios de 230 y 34.5 KV incorporando un interruptor en el patio de 230 KV y la adición de una nave con dos interruptores en el patio de 34.5 KV de la S/E, además de todos los equipos necesarios para poner en operación el dispositivo. El costo de adquisición de este nuevo transformador y los equipos necesarios para su conexión es de B/. 4,203,000.

Estado: en ejecución

Contrato: GG-105-2010 con la empresa CELMEC para el autotransformador

GG-082-2011 con la empresa CELMEC para la instalación



Orden de Proceder: 3 de febrero de 2011 para el autotransformador

30 de enero de 2012 para la instalación.

Entrada en Operación: agosto de 2013 para su conexión definitiva, se encuentra actualmente operando con una conexión temporal.

Costo total: B/. 4,203,000

3. REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES

Debido al prolongado trompo de utilización (más de 30 años) de los transformadores T1 de Llano Sánchez, T2 de Chorrera y TT2 de Chorrera (transformador de aterrizaje) es necesario el reemplazo de los mismos. Esto está justificado en el Informe presentado en el Plan de Reposición de Largo Plazo. Los transformador de Llano Sánchez y Chorrera se reemplazarán por unos de mayor capacidad (100/80/60 MVA) y serán de 230/115/34.5 KV. Así estas subestaciones cumplan con el Criterio de Seguridad N-1, de acuerdo a lo establecido en la modificación al RT. El transformador de tierra TT2 de S/E Chorrera se reemplazará por otro de iguales características, 19.9 MVAR y 34.5 KV.

Estado: por licitarse

Costo estimado:

T1 Llano Sánchez: B/. 4,069,000, entrada en operación enero de 2015 T2 Chorrera: B/. 4,069,000, entrada en operación enero de 2015 TT2 Chorrera: B/. 174,000, entrada en operación enero de 2015

4. REEMPLAZO DE INTERRUPTORES

Debido al prolongado trompo de utilización (más de 30 años) de los interruptores de las subestaciones Llano Sánchez (115 y 34.5 KV), Mata de nance (34.5 KV) y Progreso (34.5 KV), es necesario su reemplazo. La justificación de este reemplazo se presenta en el Anexo III-8, Plan de Reposición de Largo Plazo.

Estado: por licitarse

Costo estimado:

- Interruptores 115 KV S/E Llano Sánchez: B/. 155,000, entrada en operación junio de 2014
- Interruptores 34.5 KV S/E Llano Sánchez: B/. 121,000, entrada en operación junio de 2014
- Interruptores 34.5 KV S/E Mata de Nance: B/. 121,000, entrada en operación junio de 2014
- Interruptores 34.5 KV S/E Progreso: B/. 428,000, entrada en operación enero de 2015

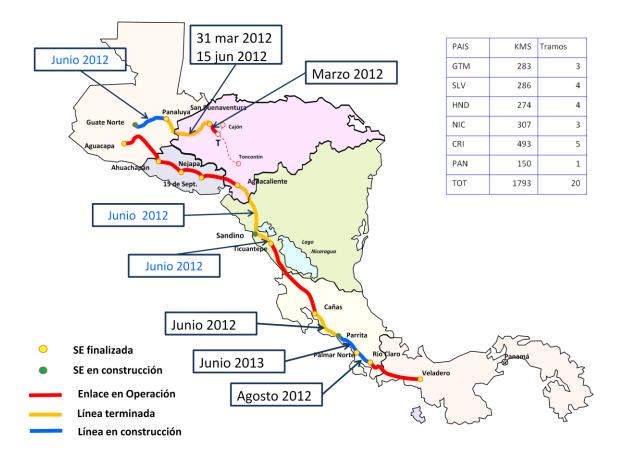


5. PROYECTO SIEPAC

Introducción

El proyecto Sistema de Interconexión Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC) consiste en la creación y puesta en marcha de un mercado eléctrico mayorista en América Central denominado Mercado Eléctrico Regional (MER) y sus organismos regionales CRIE y EOR y en el desarrollo del primer sistema de transmisión regional denominado Línea SIEPAC.

La infraestructura de transmisión del Proyecto SIEPAC es ejecutada por la Empresa Propietaria de la Red S.A. (EPR), empresa constituida en la República de Panamá, cuyos socios actuales son las empresas eléctricas de la región responsables de la transmisión nacional y las empresas ENDESA de España, ISA de Colombia y CFE de México, por partes iguales.





Estado de Avance del Proyecto a Mayo 2012

Tramos en operación

Enlace	Longitud Km	Entrada en operación
Rio Claro(CRI)-Veladero(PAN)	172,7	Diciembre 2010.
Ticuantepe(NIC)-Cañas(CRI)	255,9	Noviembre 2011.
3. 15 de setiembre(SLV)-Agua Caliente(HON)	146,9	Noviembre 2011.
Nejapa(SLV)-15 de Setiembre(SLV)	85,0	Marzo 2012.
Ahuachapán(SLV)-Nejapa(SLV)	89,0	Febrero 2012.
Aguacapa(GTM)-Ahuachapán(SLV)	118,5	Enero 2012.
7. San Buenaventura(HND)-Torre 43(HND)	12,5	Marzo 2012.
	880,5	

Tramos finalizados

Enlace	Longitud Km	Finalización
Panaluya(GTM)-San Buenaventura(HND)	216,1	Marzo 2012. Junio 2012.
2. Aguacaliente (HND)-Sandino(NIC)	182,9	Junio 2012.
Cañas(CRI)-Parrita(CR)	159,2	Junio 2012.
	558,2	

Tramos en construcción

Enlace	Longitud Km	Avance	Entrada en operación proyectada
Panaluya(GTM)-Guate Norte(GTM)	109,9	100%	Junio 2012.
Sandino(NIC)-Ticuantepe(NIC)	64,7	100%	Junio 2012.
Parrita(CRI)-Palmar Norte(CRI)	130,8	66%	Junio 2013.
Palmar Norte(CRI)-Río Claro(CRI)	50,7	93%	Agosto 2012.
	356,1		

Avance de las obras por país

30/04/2012	2012 Cimentaciones				Izado d	е		Tendido d	Avance Global	
30/04/2012		JIIII C IIIaCI	JI 163		Estructuras			Conductor	Linea	
	Total	Realiz.	%	Total	Realiz.	%	Total	Realiz.	%	%
GTM	662	662	100,0%	662	662	100,0%	282,8	272,5	96,4%	98,8%
SLV	736	736	100,0%	736	736	100,0%	286,0	286,0	100,0%	100,0%
HND	727	727	100,0%	727	727	100,0%	275,0	275,1	100,0%	100,0%
NIC	756	756	100,0%	756	756	100,0%	307,5	307,6	100,0%	100,0%
CRI	1353	1129	83,4%	1353	1002	74,1%	493,0	343,1	69,6%	75,7%
PAN	398	398	100,0%	398	398	100,0%	150,0	150,0	100,0%	100,0%
TOTAL	4632	4408	95,2%	4632	4281	92,4%	1794,4	1634,2	91,1%	92,9%



CAPÍTULO 16: PLAN ESTRATEGICO

1. Adición T2 Subestación Boquerón III 230/34.5 KV

La Subestación Boquerón III 230/34.5 KV entró en operación en febrero de 2011, la misma secciona la línea de transmisión 230-9 (Mata de Nance – Progreso) y cuenta con un transformador con capacidad máxima de 83.3 MVA. Esta subestación surgió como un proyecto estratégico que serviría para la conexión de proyectos hidroeléctricos de pequeña capacidad localizados cercanos a la misma y que clasifican como proyectos amparadas bajo del Ley No. 45 del 4 de agosto de 2004. Los promotores de estos proyectos habían enviado notas a ETESA indicando su intención de iniciar construcción pero no existían instalaciones para su conexión al Sistema Interconectado Nacional.

En esta subestación se conectará la central hidroeléctrica Concepción (10 MW) la cual se encuentra ya en operación conectada actualmente al sistema de distribución de EDECHI. Además de esta central se encuentran conectados los proyectos hidroeléctricos: RP-490 (14 MW), Las Perlas Norte (10 MW), Las Perlas Sur (10 MW), Pedregalito (25 MW), Pedregalito II (12.82) y Macano (3.56 MW) haciendo un total de 75.38 MW (sin contar Concepción), con lo que la capacidad de la Subestación Boquerón 3 queda copada.

Además de los proyectos antes mencionados, existen otros proyectos hidroeléctricos identificados en el área, algunos de los cuales ya han iniciado trámite con ETESA para su conexión a la subestación Boquerón III. A continuación se presenta un cuadro con los proyectos en el área.

Proyecto	MW
Porvenir Norte	4.00
Bugaba I	4.00
Bugaba II	7.00
La Herradura	4.00
La Cuchilla	10.00
Gariche I	6.47
Gariche II	4.00
Gariche III	4.00
Boquerón I	0.92
Boquerón II	0.92
Boquerón III	1.58
Total	46.89

Tabla 16-1

Adicional a estos proyectos, en el Plan Indicativo de Generación 2013 se consideran las centrales hidroeléctricas de Asturias (4.10 MW), Tizingal (4.64 MW), Bajo de Totuma (5.0 MW),



Chuspa (8.80 MW), Remigio Rojas (6.50 MW) y San Andrés II (9.90 MW), haciendo un total de 38.94 MW adicionales que deberán añadirse a la S/E Boquerón III como nodo de conexión.

La Figura 16-1 muestra la ubicación de estos proyectos y el recorrido de la línea 230-9, Mata de Nance – Progreso 230 KV y la S/E Boquerón III:

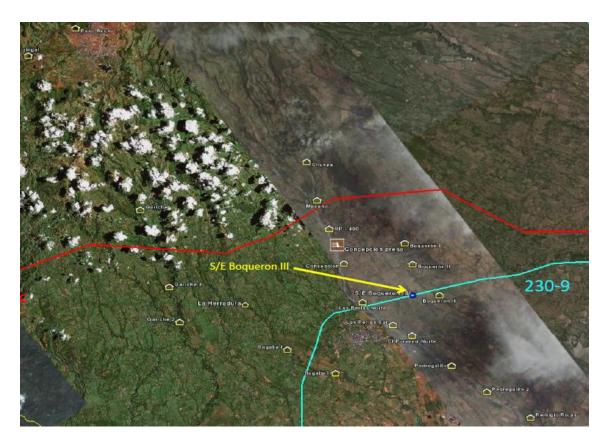


Figura 16-1

Con el objetivo de que se puedan conectar a la Subestación Boquerón III los proyectos hidroeléctricos identificados en el área, es necesaria la ampliación de la S/E Boquerón III mediante la adición de un segundo transformador 230/34.5 KV, 83 MVA. Para la adecuada conexión del transformador existente T1 y el nuevo T2 será necesaria la adición de dos naves de dos interruptores, además de los equipos necesarios para su conexión.

El costo de este proyecto es el siguiente:

Subestación:

Estado: por licitarse

Inicio del Proyecto: enero de 2013 Inicio de Operación: diciembre de 2014

Inversión: B/. 8,412,000



2. Subestación San Bartolo 230/115/34.5 KV

Existen en la actualidad 10 proyectos hidroeléctricos que han manifestado su intención de iniciar construcción y que se conectarían a la Subestación San Bartolo, algunos de los cuales califican dentro de la Ley No. 45. Entre estos tenemos los proyectos hidroeléctricos San Bartolo (15 MW), Las Cruces (20.7 MW), Los Estrechos (10 MW), La Laguna (10 MW), Cañazas (6 MW) y Santa María (26 MW), entre otros. Algunos de estos cuentan con Viabilidad de conexión aprobadas y los otros están en trámite. Los mismos tienen fechas de entrada en operación para inicios de 2015. Con el objetivo de poder conectar estos proyectos hidroeléctricos al Sistema Interconectado Nacional, es necesaria la construcción de una nueva subestación denominada San Bartolo.

A continuación se muestra un cuadro con los proyectos hidroeléctricos ubicados en el área:

PROYECTO	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	FECHA DE ENTRADA EN OPERACIÓN
Los Estrechos	10.00	Enero 2015
Santa María	26.00	Enero 2015
Cañazas	6.00	Enero 2015
Las Cruces	20.70	Enero 2016
San Bartolo	15.00	Enero 2016
La Laguna	10.00	Enero 2016
Cerro la Mina	6.00	Enero 2018
El Remance	9.00	Enero 2018
Cerro Viejo	4.00	Enero 2018
Santa Rosa	3.00	Enero 2018
TOTAL	109.70	

Tabla 16-2

De estos proyectos, dos de ellos, Santa María y El Remance, han informado su intención de conectarse a la Subestación San Bartolo en 115 KV, debido a la distancia a que se encuentran de ella, mientras que los otros proyectos se conectarán en 34.5 KV. Para lograr esto, la Subestación San Bartolo deberá contar con tres niveles de voltaje, 230 KV para la conexión a la red de transmisión, 115 KV para la conexión de los dos proyectos antes mencionados y 34.5 KV para la conexión de los ocho proyectos restantes, por consiguiente, el transformador de la subestación deberá ser de 230/115/34.5 KV.

Esta subestación contará con dos naves de tres interruptores de 230 KV para el seccionamiento del doble circuito Veladero – Llano Sánchez (líneas 230-14 y 230-15) y la misma estará ubicada aproximadamente a 40 km. de la subestación Veladero. También contará con una nave de dos interruptores de 230 KV para la conexión de un transformador



con capacidad aproximada de 150 MVA, 230/115/34.5 KV y sus equipos asociados (interruptores, cuchillas, protecciones, etc.)

Subestación:

Estado: licitación el 20 de diciembre de 2012

Inicio del Proyecto: enero de 2013 Inicio de Operación: enero de 2015

Inversión: B/. 18,085,000



CAPÍTULO 17: CONCLUSIONES

CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL

En el sistema actual, año 2013, condiciones de demanda máxima de época de invierno, se encuentra que no es posible lograr el despacho económico a causa de un déficit de reactivo en el sistema por lo que se observan depresiones de voltaje inaceptables sobre las redes de 230 y 115 KV. Para cumplir con los niveles de tensión y condiciones de operación normal y contingencias de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Transmisión, es necesario realizar un re-despacho de las unidades generadoras. De esta manera el sistema cumple con los criterios de calidad, seguridad y niveles de tensión, lográndose la convergencia para todos los casos, tanto en operación normal como de contingencias. Los análisis de estabilidad dinámica de las unidades de generación son satisfactorios y no existe asincronismo en ninguna unidad en el sistema, dada una contingencia. Se observa recuperación efectiva del sistema en cuanto a frecuencia.

CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL RESTO DEL PERIODO DE CORTO PLAZO (AÑOS 2014 – 2016)

Año 2014:

Para condiciones de demanda máxima de época de invierno, 2014, también se encuentra un déficit de reactivo en el SIN, que provoca serias depresiones de voltaje que no permiten general siguiendo un despacho económico. Para cumplir con los niveles de tensión y condiciones de operación normal y contingencias de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Transmisión, es necesario realizar un re-despacho de las unidades generadoras. De esta manera el sistema cumple con los criterios de calidad, seguridad y niveles de tensión, lográndose la convergencia para todos los casos, tanto en operación normal como de contingencias. Los análisis de estabilidad dinámica de las unidades de generación son satisfactorios y no existe asincronismo en ninguna unidad en el sistema, dada una contingencia. Se observa recuperación efectiva del sistema en cuanto a frecuencia.

Año 2015:

Para condiciones de demanda máxima de época de invierno, al igual que en los años anteriores, se encuentra que no es posible lograr el despacho económico a causa de un déficit de reactivo en el sistema por lo que se observan depresiones de voltaje inaceptables sobre las redes de 230 y 115 KV. Para cumplir con los niveles de tensión y condiciones de operación normal y contingencias de acuerdo a lo establecido en el Reglamento de Transmisión, es necesario realizar un re-despacho de las unidades generadoras. De esta manera el sistema cumple con los criterios de calidad, seguridad y niveles de tensión, lográndose la convergencia para todos los casos, tanto en



operación normal como de contingencias. Los análisis de estabilidad dinámica de las unidades de generación son satisfactorios y no existe asincronismo en ninguna unidad en el sistema, dada una contingencia. Se observa recuperación efectiva del sistema en cuanto a frecuencia.

Año 2016:

En condiciones de demanda máxima de época seca se elimina la restricción de voltaje presentada en los años anteriores por déficit de compensación reactiva en el SIN, debido al ingreso de los SVC. Sin embargo se encuentran limitantes en capacidad de transmisión sobre el troncal del SIN, causando al despacho de generación obligada para el periodo seco. Esta condición desaparece para el periodo lluvioso de este mismo año, cuando ingresa la tercera línea Veladero-Llano Sánchez-Chorrera-Panamá a nivel de 230 KV. Por lo tanto, para el periodo lluvioso el sistema opera de manera segura, cumpliendo los criterios de calidad sin necesidad de generación obligada como consecuencia de contar con los refuerzos mencionados.

CON RELACIÓN A LA EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

- En todos los casos analizados, la generación propuesta permite el adecuado abastecimiento de la demanda en el período 2013-2027.
- En general, para los escenarios analizados el sistema no presenta déficit de energía hasta el final del horizonte.
- El sistema presenta un costo operativo adecuado dada su composición. El costo de la generación se afecta principalmente por los costos de combustibles.
- En caso de que se logren desarrollar los proyectos de generación hidráulica definidos en los Escenarios 1, 2 y 3 en los cuales aparecen 876 MW de proyectos de generación hidro y eólica a corto plazo (2013-2016), se recomienda reforzar el sistema de transmisión mediante la construcción de los siguientes proyectos:
 - e) Una nueva línea transmisión de 230 KV doble circuito, conductor 1200 ACAR, Veladero Llano Sánchez Chorrera Panamá, para mediados del 2016.
 - f) Adición de dos SVC, en la S/E Llano Sánchez 230 KV y la S/E Panamá II 230 KV, para inicios de 2016, para proporcionar el soporte de potencia reactiva en el sistema.
 - g) Una nueva línea de 230 KV, doble circuito, conductor 1200 ACAR, de Mata de Nance – Boquerón III – Progreso – Frontera, con capacidad de 400 MVA/CTO. en reemplazo de la línea actual, para inicios de 2015.
 - h) Aumento de la capacidad de transmisión de la línea Mata de Nance Veladero a por lo menos 350 MVA/CTO. para mediados de 2014.
- Debido al aumento de generación en el área de Colón por la instalación de centrales térmicas (Carbón), se requiera una nueva línea de 115 KV, doble circuito con conductor 1200 ACAR, Las Minas 2 Panamá, con capacidad mínima de 203 MVA/CTO. en reemplazo de la línea existente, la cual tiene más de 40 años en operación y solo tiene



- capacidad de 93 MVA en operación normal. Este proyecto se estima inicie operaciones para el año 2017.
- Si se aumenta generación térmica en el sector atlántico, será necesaria la energización a 230 KV de la línea Santa Rita – Panamá II, para el año 2024.
- Como consecuencia de la entrada de proyectos de generación a base de Gas Natural Licuado como combustible y su capacidad instalada de 700 MW (2 plantas de 250 MW y una de 200 MW) entre los años 1017 al 2021, se requiere de un nuevo nodo de conexión para estos proyectos. Por lo tanto se propone la nueva subestación Panamá III, buscando también mallar el sistema y brindar mayor confiabilidad en la red de transmisión del sector capital. Se estima que la subestación iniciará operaciones para el año 2017, en principio operando como seccionadora ya que se habilitará un patio de 115 KV para brindar punto de conexión a las futuras expansiones de las distribuidoras.
- A causa del ingreso de Changuinola II para el año 2020 se requiere del aumento de capacidad de transmisión del SIN. Se propone entonces, una cuarta línea Veladero-Panamá III, dos conductores por fase, calibre 1200 tipo ACAR, diseñada para operar a 500 KV pero inicialmente operada a nivel de 230 KV, con lo cual tendrá capacidad de 764 MVA en operación normal y 900 MVA en emergencia. Adicionalmente se requiere del aumento en la capacidad de los circuitos Guasquitas Veladero a 350 MVA/CTO.



CAPÍTULO 18: RECOMENDACIONES

Año 2013:

- Realizar la conexión definitiva del T3 en Llano Sánchez y T3 en Chorrera, ya que actualmente se encuentran en operación por medio de una conexión temporal.
- Repotenciación de uno de los circuitos Panamá-Panamá II, con capacidad de 350 MVA/CTO como mínimo.
- Aumento en la capacidad de transmisión de los circuitos Mata de Nance-Veladero-Llano Sánchez-Chorrera-Panamá a 247 MVA/CTO.
- Reemplazo y adquisición de protecciones diferenciales Etapa II.

Año 2014:

- Repotenciación del segundo circuito Panamá-Panamá II, con capacidad de 350 MVA/CTO como mínimo.
- Instalación del transformador T4 en S/E Panamá, 230/115 KV, 210/280/350 MVA.
- Nueva Línea Santa Rita Panamá II 115 KV, doble circuito: refuerza el sistema de transmisión del área de Colón hacia Panamá, mediante la construcción de un tramo de línea desde el Río Chagres Panamá II 230 KV (operada inicialmente en 115 KV) y un tramo de línea desde el Río Chagres Santa Rita 115 KV, además de la ampliación en 115 KV de las Subestaciones Santa Rita y Panamá II.
- Instalación de Banco de Capacitores de 120 MVAR (4 x 30 MVAR) en S/E Panamá II 230 KV.
- Ampliación de 50 MVAR del Banco de Capacitores de S/E Panamá 115 KV (2 x 20 MVAR más 10 MVAR adicionales en los bancos existentes).
- Aumento de la capacidad de la línea Mata de Nance Veladero 230 KV a 350 MVA /CTO en estado normal y a 450 MVA/CTO en emergencia, mediante aumento de la altura de los conductores.
- Nueva S/E El Higo, seccionando ambos circuitos de Llano Sánchez-Chorrera (230-3B/4B).
- Adición T2 en S/E Boquerón III (230/34.5 KV).

Año 2015:

- Nueva S/E San Bartolo (230/115/34.5 KV), seccionando los circuitos 230-14 y 230-15 (Veladero Llano Sánchez).
- Nueva L/T 230 KV Mata de Nance Boquerón III Progreso Frontera, conductor 1200 ACAR, con capacidad de 400 MVA/CTO, que reemplaza la línea actual que es de circuito sencillo. De manera adicional una nueva línea Mata de Nance Progreso paralela, con conductor y capacidad similar (comparten torres de transmisión).
- Adición del T3 en subestación Panamá II (230/115/13.8 KV).
- > Reemplazo de los reactores R1 y R2 de 20 MVAR, 34.5 KV de la S/E Mata de Nance.
- Reemplazo del transformador de aterrizaje TT2 de la S/E Chorrera 34.5 KV por uno de igual capacidad 19.9 MVA



Año 2016:

- ➤ Tercera L/T de 230 KV doble circuito Veladero Llano Sánchez Chorrera Panamá, conductor 1200 ACAR y capacidad de 400 MVA/CTO. además de las ampliaciones de las subestaciones.
- SVC en S/E Llano Sánchez 230 KV.
- > SVC en S/E Panamá II 230 KV.
- ➤ Reemplazo de autotransformador T1 de S/E Mata de Nance 230/115/34.5 KV, por uno con capacidad de 100/80/60 MVA.
- Reemplazo del autotransformador T1 de la S/E Llano Sánchez 230/115/34.5 KV por uno con capacidad de 100/80/60 MVA. Este es un transformador de conexión.
- Reemplazo del autotransformador T2 de la S/E Chorrera 230/115/34.5 KV por uno con capacidad de 100/80/60 MVA. Este es un transformador de conexión.

Año 2017:

- Nueva LT Las Minas 2 Panamá 115 KV, doble circuito con conductor 1200 ACAR con capacidad de 203 MVA/CTO. (reemplazará la existente).
- Nueva subestación Panamá III, iniciando operaciones como seccionadora a nivel de 230 KV.
- ➤ Reemplazo autotransformador T1 S/E Progreso 230/115/34.5 KV, por uno de igual capacidad de 50/40/30 MVA.
- Reemplazo autotransformador T2 S/E Panamá 230/115 KV, por uno de igual capacidad de 175/140/105 MVA.

Año 2018:

Nueva subestación Metetí 230/34.5 KV con su respectivo circuito de integración al SIN a nivel de 230 KV.

Año 2020:

- ➤ Aumento de la capacidad en la línea Guasquitas-Veladero a 350/450 MVA.
- Nueva LT Veladero-Panamá III con dos conductores por fase, diseñada para 500 KV pero operada inicialmente en 230 KV.
- Reemplazo autotransformador T3 S/E Panamá 230/115 KV, por uno de igual capacidad de 350/280/210 MVA.

Año 2024:

➤ Energización a 230 KV de la línea Santa Rita — Panamá II, es necesario hacer las ampliaciones en 230 KV en ambas subestaciones.

Años 2013 - 2017:

En el período 2013 - 2017 se deberán adquirir las naves de 230 KV donde entran y salen líneas de transmisión de ETESA pertenecientes al Sistema Principal de Transmisión. Estas son S/E El Coco (2 naves de 3 interruptores), S/E la Esperanza (1 nave de 3 interruptores y extensión de



8. 5 km de línea de 230 KV doble circuito), S/E 24 de Diciembre (1 nave de 3 interruptores), S/E Cañazas (1 nave de 3 interruptores) y S/E Barro Blanco (1 nave de 3 interruptores).

En la Tabla 18-1 a continuación se presentan todos los proyectos propuestos en el Plan de Expansión 2013 y sus fechas de entrada en operación.

En el Anexo III-1 se presenta el plan de inversiones y las fechas de los proyectos propuestos en las cuales las fechas de entrada de los proyectos obedecen a un cronograma que considera tiempos de aprobación, estudios adicionales y tiempos de construcción.



PROYECTOS DE CARÁCTER GENERAL

En la Tabla 18-1 se resumen los proyectos propuestos en este plan de expansión y su fecha de entrada en operación. Los proyectos recomendados en esta tabla son independientes de los proyectos de conexión de transmisión de las nuevas plantas de generación que entren al sistema.

En el Anexo III-1 se presentan el plan de inversiones y las fichas de los proyectos propuestos.

	DESCRIPCIÓN	Nueva Fecha Plan 2013	Costo (Miles de B/.)
1	TOTAL		739,726
2			
3	PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO		308,699
4	LINEA SANTA RITA - PANAMA II 115 KV		20,301
5	LINEA SANTA RITA - PANAMA II (CHAGPMA II 230 y CHAG-CAC 115)	31/1/14	15,476
7	ADICION S/E SANTA RITA 115 KV ADICIÓN S/E PANAMA II 115 KV	31/1/14 31/1/14	2,923 1,902
8	CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II 230 KV	15/1/14	10,634
9	CAPACITORES 50 MVAR S/E PANAMA 115 KV	31/1/14	1,753
_	REPOT. LINEA PANAMA - PANAMA II 230 KV COND. ACSS	30/3/2013 y 30/3/14	1,659
11	NUEVA LINEA DOBLE CTO. M. NANCE - PROGRESO - FRONT 230 KV	00/0/2010 y 00/0/11	28,928
12	L/T MATA DE NANCE - PROGRESO (DOBLE CTO) - FRONT 230 KV*	31/1/15	23,610
13	ADICIÓN S/E MATA DE NANCE 230 KV	31/1/15	3,377
14	ADICIÓN S/E PROGRESO 230 KV	31/1/15	1,941
15	AUMENTO DE CAPACIDAD LINEA MATA DE NANCE - VELADERO 230 KV	31/5/14	1,000
16	SUB EL HIGO (LAS GUIAS) 2do CTO.	1/7/14	3,007
17	TORRES DE EMERGENCIA	1/12/14	264
18	ADICION TRANSFORMADOR T4 S/E PANAMA 350 MVA	31/1/14	10,432
19	ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA II 175 MVA	1/9/15	9,797
20	TRANFORMADOR MOVIL DE RESERVA	1/1/15	4,595
21	TERCERA LINEA VEL - LLS - CHO - PANAMA 230 KV		146,440
22	L/T VELADERO-LLANO SANCHEZ-CHORRERA-PANAMA II DOBLE CTO.	31/7/16	114,972
23	ADICIÓN S/E VELADERO 230 KV	31/7/16	6,932
24	ADICIÓN S/E LLANO SANCHEZ 230 KV	31/7/16	10,372
25	ADICIÓN S/E CHORRERA 230 KV	31/7/16	10,372
26	ADICIÓN S/E PANAMA 230 KV	31/7/16	3,792
27	SVC S/E LLANO SANCHEZ 230 KV 100 MVAR SVC S/E PANAMA II 230 KV 200 MVAR	31/1/16	14,606
	S/E P. EOLICO EL COCO 230 KV 2 NAVES	31/1/16 2014 - 2017	20,499 10.636
	S/E LA ESPERANZA 230 KV 1 NAVE	2014 - 2017	8,194
	S/E 24 DE DICIEMBRE 230 KV 1 NAVE	2014 - 2017	5,318
32		2014 - 2017	5,318
33	S/E BARRO BLANCO 230 KV 1 NAVE	2014 - 2017	5,318
34	O/E BARRO BEAROO 230 RV TRAVE	2014 - 2017	3,310
35	PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO	1	303,214
36	NUEVA LINEA BAHIA LAS MINAS - PANAMA 115 KV	1/1/17	14,022
37	NUEVA SUBESTACIÓN PANAMA III 230 KV	1/1/17	18,638
38	LINEA A DARIEN 230 KV		73,778
39	LINEA PANAMA II - METETI 230 KV	1/1/19	67,920
40	NUEVA S/E METETI 230 KV	1/1/19	2,874
41	ADICIÓN S/E PANAMA II 230 KV	1/1/19	2,984
42			174,776
43	LINEA VELADERO - PANAMA IIII 500 KV (OPERADA EN 230 KV)	1/1/21	168,688
44	ADICION S/E PANAMA III 230 KV	1/1/21	3,044
45 46	ADICIÓN S/E VELADERO 230 KV	1/1/21	3,044
46	AUMENTO DE CAPACIDAD LINEA GUASQUITAS - VELADERO 230 KV ENERGIZACION SANTA RITA 230 KV	1/1/21	1,000 21,000
47	NUEVA S/E SANTA RITA 230 KV	1/1/24	21,000 15,509
49	ADICIÓN S/E PANAMA II 230 KV	1/1/24	5,491
50	ADIOTOTO OF LET ANALYMA II 200 IV	1/1/24	3,491
51	PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES		7,202
-	REPOCISION DE RADIOS DE ENLACE DE MICROONDAS	1/12/13	633
	EQUIPAMIENTO DE ETHERNET EN BACKBONE	1/12/13	71
	EQUIPAMENTO DE MULTIPLEXORES MSAN-	1/12/14	159
	PLANTAS ELECTRICAS AUXILIARES DE RESPALDO	1/12/14	121
	INTERCONEX. POR FIBRA OPTICA DE VALBUENA, CHIMENEA Y TABOGA	1/12/15	481
	EQUIP. Y DISPOSITIVOS DE COMUNIC. INTEGRACION NUEVOS AGENTES	1/12/15	548
	AMPLIACION DE COBERTURA DE RADIO DIGITAL ASTRO	1/12/15	2,580
	REPOSICION DE BANCOS DE BATERIAS	1/12/14	191
60	REPOSICION DE RECTIFICADORES	1/6/14, 1/6/15, 1/6/16 y 1/6/17	609
	REPOSICION DE MULTIPLEXORES BAYLY	1/12/15	1,415
	REPOSICION DE CROSCONECTORES	1/12/14	162
	REPOSICION DE CENTRAL TELEFONICA	1/12/14	41
	REPOSICION DE TORRES	1/12/15	131
65	REPOSICION DE AIRES ACONDICIONADOS	1/6/17	60



67	PLAN DE REPOSICIÓN	7	41,876
	REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO		21,332
	REPOCISION DE TRANSF. SERVICIOS AUXILIARES MATA DE NANCE	1/12/14	48
	SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS POR RELES	10/12/13	45
	REEMPLAZO T1 S/E MATA DE NANCE 100 MVA	1/7/16	3,863
	REEMPLAZO REACTORES R1 Y R2 S/E M. NANCE 20 MVAR	1/6/15	1,029
	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 115 KV	1/6/14	522
	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PANAMA 230 KV	11/9/14	1,579
75	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 230 KV	28/1/15	1,053
76	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 230 KV	1/12/15	71
77	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA 115 KV	1/12/15	309
	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E CACERES 115 KV	1/12/15	370
	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E PANAMA Y LLS 230 KV	1/12/16	147
	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E PANAMA Y LLS 230 KV	1/12/16	303
	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E LL. SANCHEZ 230 KV	1/12/15	31
	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E CACERES 115 KV	1/12/16	18
	REEMPLAZO PTs S/E PANAMA Y MDN 230 KV	1/12/15	320
	REEMPLAZO PTS S/E PANAMA, CACERES Y CALDERA 115 KV	1/12/15	604
	REEMPLAZO CTs S/E PANAMA 230 KV	1/12/16	368
	REEMPLAZO HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LINEAS 230 Y 115 KV	1/12/15	9,171
	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA II	1/12/13	921
	REEMPLAZO DE EQUIPO DE INYECCION SECUNDARIA	1/12/14	155
	REEMPLAZO DE PROTECCIONES S/E CHARCO AZUL AUTOMATIZACION DE S/E CACERES	1/12/14 1/12/15	59 346
	REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO	1/12/15	20,544
	REEMPLAZO Y ADQ. DE PROT. DIFERENCIALES LINEAS 230 Y 115 KV	2014 2017	· · · · · · · · · · · · · · · · · · ·
	REEMPLAZO Y ADQ. DE PROT. DIFERENCIALES LINEAS 230 Y 115 KV REEMPLAZO T1 S/E PROGRESO 50 MVA	2014 - 2017 1/12/17	2,413 2,988
	REEMPLAZO 11 5/E PROGRESO 50 MVA REEMPLAZO T2 S/E PANAMA 175 MVA	1/12/17	4,074
	REEMPLAZO 12 3/E PANAMA 350 MVA	1/12/17	4,753
	REEMPLAZO 13 3/E PANAWA 330 WWA REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 230 KV	1/12/20	1,506
	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E CALDERA 115 KV	1/12/17	742
	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E PANAMA Y CHORRERA 230 KV	1/12/17	127
	REEMPLAZO PTS S/E PANAMA Y MATA DE NANCE 115 KV	1/6/16 (MDN) y 1/6/17 (PAN)	213
	REEMPLAZO HILO DE GUARDA ZONAS 1 Y 3 LINEAS 230 Y 115 KV	1/12/17 (Z1) y 1/12/18 (Z3)	3,551
	REEMPLAZO DE PROTECCIONES S/E CHORRERA	1/12/17	176
102		1	
103	SISTEMA DE CONEXIÓN		28,363
104	S/E EL HIGO (LAS GUIAS) 1ra NAVE 230 KV	1/7/14	9,580
105	ADICION T3 S/E LLANO SANCHEZ 100 MVA	30/6/13	4,123
106	ADICION T3 S/E CHORRERA 100 MVA	30/6/13	4,203
107	REEMPLAZO T1 S/E LLANO SÁNCHEZ 100 MVA	31/1/15	4,069
108	REEMPLAZO T2 S/E CHORRERA 100 MVA	31/1/15	4,069
	REEMPLAZO TT2 S/E CHORRERA (ATERRIZAJE)	31/1/15	174
	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E LLANO SANCHEZ 115 KV	1/6/14	155
	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E LLANO SANCHEZ 34.5 KV	1/6/14	121
	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E MATA DE NANCE 34.5 KV	1/6/14	121
	REEMPLAZO INTERRUPTORES S/E PROGRESO 34.5 KV	28/1/15	428
	REEMPLAZO CUCHILLAS MOTORIZADAS S/E LL. SANCHEZ 115 KV	1/12/16	95
	REEMPLAZO CUCHILLAS MANUALES S/E LL. SANCHEZ 115 KV	1/12/16	141
	REEMPLAZO PARARRAYOS S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV	1/12/15 y 1/12/17	48
	REEMPLAZO PTs S/E LL. SANCHEZ 115 y 34.5 KV	1/12/14	88
	REEMPLAZO PTs S/E PROGRESO 34.5 KV	1/12/15	95
	REEMPLAZO PTs S/E MATA DE NANCE 34.5 KV	1/12/16	44
	REEMPLAZO CTs S/E LLANO SANCHEZ 115 Y 34.5 KV	1/12/14	809
121	DI AN DE DI ANTA CENEDAL	4	00.075
122	PLAN DE PLANTA GENERAL	4/45/	23,875
	EDIFICIO-ETESA	1/12/15	11,300
	EQUIPO DE INFORMATICA	1/12/17	9,817
	REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR	1/12/17	2,758
126 127	PLAN ESTRATEGICO	-	06 407
		1/12/14	26,497
	ADICION TRANSFORMADOR T2 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV S/E SAN BARTOLO 230/115/34-5 KV	31/1/15	8,412 18,085
129	0/E 0/N D/N 10E0 200/ 110/04-0 NV	31/1/13	10,000

^{*} El tramo de Progreso - Frontera será de circuito sencillo.

Tabla 18-1