



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.



Plan de Expansión del Sistema Interconectado
Nacional 2011 – 2025

Tomo III
Plan de Expansión de Transmisión

Gerencia de Planeamiento

ETE-DTR-GPL-016-2012

31 de Enero de 2012

PANAMÁ

CONTENIDO

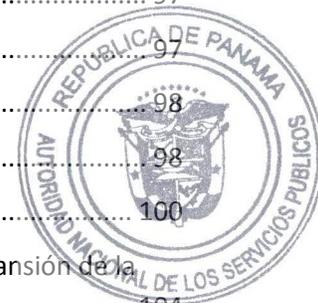
ANTECEDENTES AL PLAN DE TRANSMISIÓN	7
CAPÍTULO 1: RESUMEN EJECUTIVO	21
1.1 OBJETIVO	21
1.2 INFORMACIÓN UTILIZADA	21
1.3 METODOLOGÍA.....	21
1.4 CRITERIOS.....	24
1.5 DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL.....	24
1.6 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE CORTO PLAZO.....	24
1.7 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ELÉCTRICO DE LARGO PLAZO.....	25
1.8 CONCLUSIONES	25
1.9 RECOMENDACIONES	26
CAPÍTULO 2: INTRODUCCIÓN.....	34
2.1 INFORMACIÓN UTILIZADA	35
2.1.1 DEMANDA	35
2.1.2 GENERACIÓN	36
2.1.3 PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE 2010	40
2.1.4 PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2011.....	41
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	54
CAPÍTULO 4: CRITERIOS TÉCNICOS.....	58
CAPÍTULO 5: METODOLOGÍA	63
CAPÍTULO 6: DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO.....	65
6.1 ANÁLISIS DEL AÑO 2011.....	65
6.1.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.....	65
6.1.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO.....	66



6.1.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS.....	66
6.1.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD.....	66
6.1.5 ANÁLISIS MODAL.....	67
6.2 ANÁLISIS DEL AÑO 2012.....	67
6.2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.....	67
6.2.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO.....	67
6.2.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS.....	68
6.2.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD.....	68
6.2.5 ANÁLISIS MODAL.....	68
6.3 ANÁLISIS DEL AÑO 2013.....	68
6.3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.....	68
6.3.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO.....	69
6.3.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS.....	69
6.3.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD.....	69
6.3.5 ANÁLISIS MODAL.....	70
6.4 ANÁLISIS DEL AÑO 2014.....	70
6.4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.....	70
6.4.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO.....	71
6.4.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS.....	71
6.4.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD.....	71
6.4.5 ANÁLISIS MODAL.....	72
6.5 NIVELES DE CORTOCIRCUITO.....	73
6.6 ANÁLISIS ELÉCTRICOS DE LOS PROYECTOS DE REPOTENCIACIÓN Y SVC.....	74
6.6.1 OBJETIVO.....	74
6.6.2 METODOLOGÍA.....	74
6.6.3 CONSIDERACIÓN.....	74
6.6.4 SIMULACIONES Y RESULTADOS.....	74
6.6.5 CONCLUSIONES.....	79
CAPÍTULO 7: PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO.....	80
CAPÍTULO 8: ANÁLISIS DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO.....	96
8.1 ANÁLISIS DEL AÑO 2015.....	96



8.1.1 ESCENARIOS REGMHTCB11, REGMHTCBEO11 y REGMHTTLA11	96
8.2 ANÁLISIS DEL AÑO 2017	97
8.2.1 ESCENARIOS REGMHTCB11, REGMHTCBEO11 y REGMHTTLA11	97
8.3 ANÁLISIS DEL AÑO 2020	98
8.3.1 ESCENARIOS REGMHTCB11, REGMHTCBEO11 y REGMHTTLA11	98
8.4 ANÁLISIS CON COLOMBIA	100
Capítulo 9: Resultados de la Evaluación Técnica-Económica y Selección del Plan de Expansión de la Transmisión	104
9.1 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PLAN DE EXPANSIÓN	106
9.2 EVALUACION DE ALTERNATIVAS	109
9.2.2 EXPANSION DE LA RED - Alternativa 1:	119
9.2.3 EXPANSION DE LA RED - Alternativa 2:	129
9.2.4 Resultados y selección del plan recomendado:	145
CAPÍTULO 10: PLAN DE EXPANSIÓN A LARGO PLAZO	149
CAPÍTULO 11: PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES	157
CAPÍTULO 12: PLAN DE REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO	158
CAPÍTULO 13: PLAN DE REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO	159
CAPÍTULO 14: PLAN DE PLANTA GENERAL	160
CAPÍTULO 15: PLAN DE AMPLIACIONES DE CONEXIÓN	161
15.1 Subestación El Higo	161
15.2 Subestación Chan I 230 KV	162
15.3 Subestación Antón 230 KV	162
15.4 Adición de Transformador T3 de S/E Chorrera	162
15.5 Adición de Transformador T3 de S/E Llano Sánchez	163
15.6 Reemplazo de Transformadores	163
15.7 Proyecto SIEPAC	164
15.8 Proyecto de Interconexión Eléctrica Panamá – Colombia	167
CAPÍTULO 16: PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN ESTRATÉGICO	170
CAPÍTULO 17: IMPACTO TARIFARIO	174
CAPÍTULO 18: CONCLUSIONES	176
CAPÍTULO 19: RECOMENDACIONES	178





ANEXOS

Anexo III-1	Plan de Inversión
Anexo III-2	Proyectos Candidatos
Anexo III-3	Análisis de Flujo de Potencia con Centroamérica
Anexo III-4	Análisis de Corto Circuito con Centroamérica
Anexo III-5	Análisis de Estabilidad Transitoria con Centroamérica
Anexo III-6	Análisis de Flujo de Potencia con Centroamérica y Colombia
Anexo III-7	Análisis de Estabilidad Transitoria con Centroamérica y Colombia
Anexo III-8	Análisis de Corto Circuito con Centroamérica y Colombia
Anexo III-9	Plan de Reposición de Corto Plazo
Anexo III-10	Plan de Reposición de Largo Plazo
Anexo III-11	Plan del Sistema de Comunicaciones
Anexo III-12	Plan de Planta General
Anexo III-13	Herramientas de Cálculo
Anexo III-14	Modelos Dinámicos
Anexo III-15	Base de Datos (Año 2011 – Época Lluviosa Demanda Max)
Anexo III-16	Comentarios de la Autoridad de los Servicios Públicos al Plan de Expansión de Transmisión
Anexo III-17	Respuesta a los Comentarios de la Autoridad de los Servicios Públicos al Plan de Expansión de Transmisión



TOMO III – PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

ANTECEDENTES AL PLAN DE TRANSMISIÓN



Para el año 2008, el plan de expansión proponía soluciones a corto y largo plazo sobre la mejor forma de expandir la red de transmisión considerando diversos factores, que en su momento, eran determinantes tales como: horizonte de inversiones en proyectos de generación, proyectos de ahorro energético propuestos por el gobierno y desaceleración económica que sufrió el país como consecuencia de una crisis mundial por la que se atravesaba en aquel entonces.

Se proponía la expansión de la red mediante adición de circuitos sencillos y compensaciones reactivas en las diferentes subestaciones del sistema principal de transmisión, con lo cual se evitaría las sobrecargas en los circuitos principales del sistema, garantizando una operación confiable y segura.

El horizonte de generación presentado en el Plan Indicativo de Generación 2008-2022 (PIGEN) de acuerdo a lo que se presentaba en el mercado eléctrico era el siguiente:

PIGEN 2008			
CORTO PLAZO	PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	TOTAL (MW)
2008	EL GIRAL	50	103.5
	CONCEPCIÓN	10	
	CATIVÁ	43.5	
2009	CATIVÁ	43.5	178.5
	PASO ANCHO	5	
	T COLON	130	
2010	BLM CARBON		77.7
	ALGARROBOS	9.7	
	PANAPOWER	68	
2011	CHAN I	223	297.9
	GUALACA	25.1	
	MENDRE	19.8	
	BONYIC	30	

TOTAL A CORTO PLAZO (MW)	657.6
---------------------------------	--------------

BLM CARBÓN no añade Capacidad Instalada al Sistema ya que se trata de un cambio de tecnología.

Este plan consideraba el ingreso de **657.6 MW** en el corto plazo (2008-2011), por lo cual, esta propuesta presentada por ETESA a la Autoridad Nacional de Servicios Públicos (ASEP), cumplía con los requisitos técnicos-económicos para garantizar el suministro adecuado del total de la generación planeada.

La crisis económica por la que pasaba el mundo en aquel entonces, indicaba una desaceleración económica con implicaciones en el sector eléctrico, en el sentido de que no se darían nuevas inversiones en proyectos de generación, o los proyectos que se desarrollaban no estarían en operación al tiempo indicado, lo cual tendría como consecuencia contar con un espacio considerable de tiempo para el desarrollo de las expansiones propuestas en el Plan de Transmisión. Sin embargo, para el año 2009 no sucedió la desaceleración pronosticada, por el contrario, se dio un aumento súbito en proyectos de generación a corto plazo no esperado. Adicionalmente el factor tiempo para desarrollar las expansiones propuestas en el Plan de Transmisión 2008 y *la experiencia de ETESA en llevar a cabo proyectos de expansión mediante líneas sencillas (debido a retrasos por adquisición de servidumbre y permisos de acceso)* indicaron que la solución propuesta en el plan 2008 no se podría llevar a cabo en el tiempo estipulado para el cual se necesitaba el ingreso en operación de los circuitos.

Por los factores mencionados con anterioridad, ETESA se vio obligada a proponer soluciones técnica y económicamente viables a corto plazo, tales como, cambios de tecnología y que las mismas se encuentren al alcance, para dar solución al cambio no esperado.

El horizonte de generación planteado para el PIGEN 2009 se muestra a continuación:

PIGEN 2009			
CORTO PLAZO	PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	TOTAL (MW)
2009	EL GIRAL	50	200
	T COLON	150	
2010	GUALACA	25.1	107.2
	MENDRE	19.8	
	POTRERILLOS	4.2	
	COCHEA	12.5	
	ALGARROBOS	9.9	
	BLM CARBON		
2011	LORENA	35.7	421.3
	BONYIC	30	
	PEDREGALITO	20	
	BAJO DE MINA	52.4	
	MACANO	3.4	
	BAITÚN	86	
	EÓLICO I	150	
	PRUDENCIA	56.2	
	LAS PERLAS NORTE	10	
	LAS PERLAS SUR	10	
EL PORVENIR NORTE	3.3		
2012	CHAN I	223	420.9
	PANDO	32	

	MONTE LIRIO	51.6	
	TABASARA II	34.5	
	EL ALTO	60	
	BARRO BLANCO	19.8	

TOTAL A CORTO PLAZO (MW)	1149.4
---------------------------------	---------------

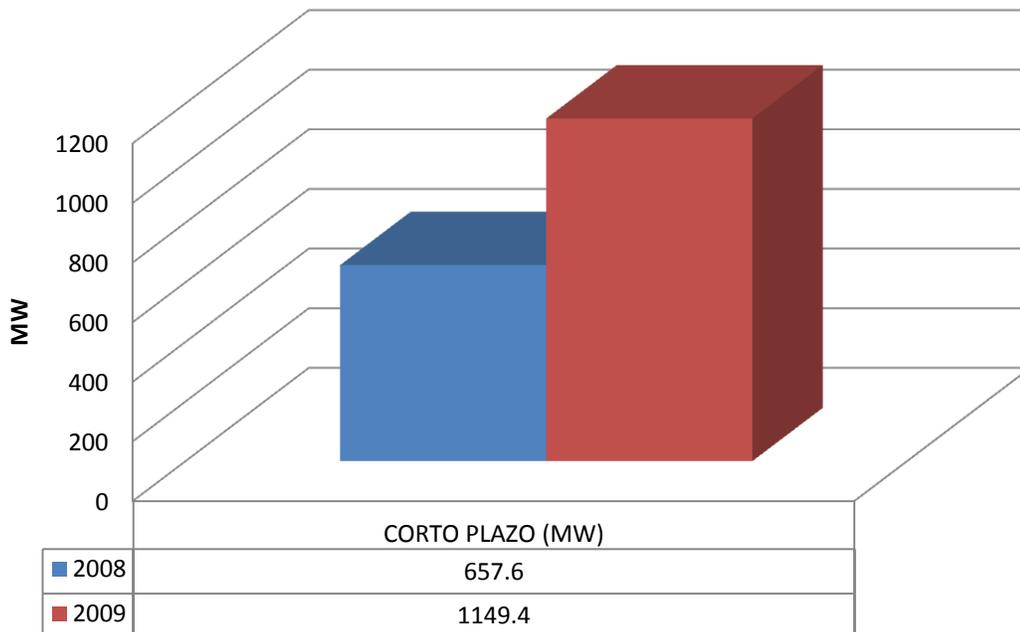
BLM CARBÓN no añade Capacidad Instalada al Sistema ya que se trata de un cambio de tecnología.

Como podemos observar, para el año 2009 se añaden **1149.4 MW** al Sistema Interconectado Nacional a corto plazo, esto es un incremento de **491.8 MW** respecto a la capacidad añadida a corto plazo mostrada en el PIGEN 2008, lo que representa un incremento de 75%.



AÑO	CAPACIDAD AÑADIDA (MW)	DIFERENCIA CON RESPECTO AL 2008 (MW)	% INCREMENTO/DECREMENTO
2008	657.6	0	0%
2009	1149.4	491.8	75%

Capacidad Añadida al SIN



El Plan de Transmisión presentado a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos para el periodo 2009-2023 contemplaba, una vez más, todas las adiciones y refuerzos necesarios a realizarse en el Sistema Interconectado Nacional, como resultado de un análisis realizado tomando en consideración

pronósticos de demanda para períodos de corto y largo plazo (2009-2023) y el Plan Indicativo de Generación 2009, el cual sufrió cambios importantes con respecto al del 2008, y que repercuten directamente en el Plan de Transmisión.

Es importante mencionar que los pronósticos de demanda utilizados para la confección del PESIN del 2009, introducían un factor de reducción en consumo en el sector residencial, debido a planes de ahorro energético por parte del Gobierno.

De los análisis técnicos y económicos realizados, se obtuvieron cuatro alternativas para expandir la red, todas ellas cumpliendo con los requisitos de seguridad y operativos, y que se presentan a continuación:

- I. **ALTERNATIVA 1: EXPANSIÓN CON EXPORTACIÓN AL MER Y COMPENSACIÓN SERIE 50% EN 2012 EN CIRCUITOS EXISTENTES (GUASQUITAS-VELADERO-LLANO SÁNCHEZ-PANAMÁ II) Y EXPANSIÓN ADICIONAL.**

Considera la compensación serie al 50% de los circuitos Guasquitas – Veladero – Llano Sánchez – Panamá – Panamá II, además de su repotenciación, aumentando su capacidad de transporte a 314 MVA para el año 2012. Se contempla el seccionamiento de los circuitos Llano Sánchez – Panamá II en las Subestaciones de Antón y Panamá, además de los nuevos circuitos Guasquitas – Llano Sánchez – Panamá II en 230 KV doble circuito montando inicialmente un circuito, doble conductor por fase, para el año 2015.

- II. **ALTERNATIVA 2: EXPANSIÓN CON EXPORTACIÓN AL MER Y COMPENSACIÓN SERIE 50% EN 2012 EN CIRCUITOS EXISTENTES (GUASQUITAS-VELADERO-LLANO SÁNCHEZ-PANAMA II) Y EXPANSIÓN EN CIRCUITO SIMPLE.**

Esta alternativa es similar a la anterior, solo que los circuitos nuevos de Guasquitas – Llano Sánchez – Panamá II, es en circuito sencillo con un conductor 1200 ACAR.

- III. **ALTERNATIVA 3: EXPANSIÓN CON EXPORTACIÓN AL MER REPOTENCIACIÓN EN 2012 Y CAMBIO DE CONDUCTOR EN LOS CIRCUITOS EXISTENTES (MATA DE NANCE – VELADERO – LLANO SÁNCHEZ – CHORRERA – PANAMA – PANAMA II) EN 2015, SIN EXPANSIÓN ADICIONAL.**

Considera la repotenciación de los circuitos Guasquitas – Veladero – Llano Sánchez – Panamá II, aumentando su capacidad de 250 MVA a 314 MVA. También realiza un cambio del conductor de los circuitos Mata de Nance – Veladero – Llano Sánchez – Chorrera – Panamá – Panamá II de un 750 ACAR a un conductor de alta temperatura de operación ACCR, elevando su capacidad de transporte de 193 MVA a más de 340 MVA por circuito. El circuito Llano Sánchez – Panamá II, se secciona en la S/E Panamá para el año 2015.

- IV. **ALTERNATIVA 4: EXPANSIÓN CON EXPORTACIÓN AL MER, REPOTENCIACIÓN EN 2012, COMPENSACIÓN SERIE 50% Y EXPANSIÓN ADICIONAL EN 2015.**



Considera la repotenciación de los circuitos Guasquitas – Veladero – Llano Sánchez – Panamá II, (230-12-13-14-15-16-17) a 314 MVA en el año 2012, compensación serie al 50% de las líneas Guasquitas – Veladero – Llano Sánchez (230-14-15-16-17) en 2015 y dos circuitos adicionales Llano Sánchez – Panamá II en 2015 y Guasquitas – Llano Sánchez en 2018, ambos con dos conductores por fase. Se considera la entrada del circuito Llano Sánchez – Panamá II en las Subestaciones Antón y Panamá.

Como todas las alternativas cumplían desde el punto de vista técnico con las normativas exigidas para la operación correcta y confiable del sistema, el escoger alguna de las opciones era una decisión básicamente *económica*. De las alternativas mencionadas, ETESA recomendó la ALTERNATIVA 4 para el PESIN 2009-2023, ya que esta es la que presentaba *mayores beneficios y menores costos en inversión*.

El horizonte de inversiones en proyectos de generación a corto plazo para el PIGEN 2010 se muestra a continuación:

PIGEN 2010			
CORTO PLAZO	PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	TOTAL (MW)
2010	PASO ANCHO	5	94.39
	LOS PLANETAS I	4.76	
	MACANO	3.43	
	BLM CARBON		
	BAJO DE MINA	56	
	GUALACA	25.2	
2011	LORENA	33.8	500.96
	CHAN I	222.46	
	PRUDENCIA	56	
	PEDREGALITO	20	
	EÓLICO I	80	
	BAITUN	88.7	
2012	COCHEA	12.5	55.75
	SAN BARTOLO	15.25	
	LAS PERLAS NORTE	10	
	LAS PERLAS SUR	10	
	MENDRE II	8	
2013	BONYIC	31.3	315.4
	PANDO	32.6	
	MONTE LIRIO	51.6	
	EL ALTO	68	
	CALDERA	4	
	LAS CRUCES	9.17	
	LOS ESTRECHOS	10	



	LA LAGUNA	9.3	
	RP-490	9.95	
	BAJO FRÍO	56	
	TIZINGAL	4.64	
	BARRO BLANCO	28.84	

TOTAL A CORTO PLAZO (MW)	966.5
---------------------------------	--------------

BLM CARBÓN no añade Capacidad Instalada al Sistema ya que se trata de un cambio de tecnología.



Como se puede observar, se introducen **966.5 MW** de capacidad instalada al Sistema Interconectado Nacional en un periodo de corto plazo (2010-2013).

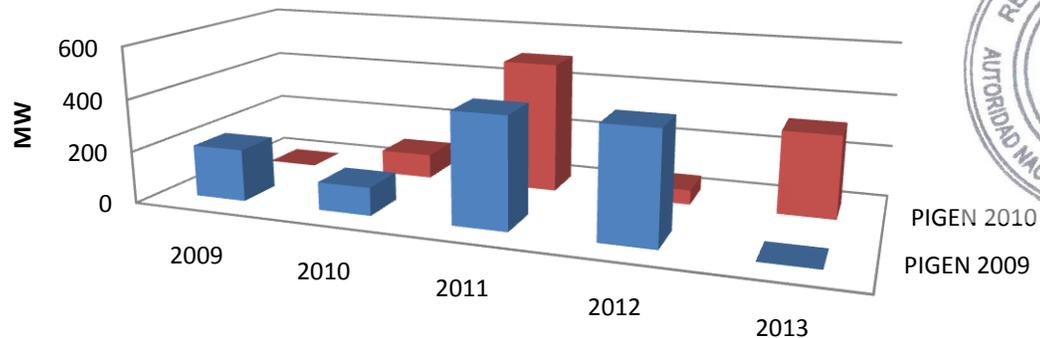
Debemos recordar que los proyectos considerados en el PESIN, son el resultado de un mercado eléctrico dinámico y como tal, no se tiene certeza del horizonte de generación a seguir para tomar en consideración un plan de transmisión consistente, ya que el plan de transmisión responde a los cambios en la oferta de generación presentada anualmente a ETESA por parte de los agentes.

Realizando un análisis comparativo entre los proyectos presentados a ETESA para los Planes de Generación 2009 y 2010 año por año, notamos lo siguiente:

CAPACIDAD AÑADIDA AL SIN POR AÑO (MW)					
PIGEN/AÑO	2009	2010	2011	2012	2013
PIGEN 2009	200	107.2	421.3	420.9	0
PIGEN 2010	0	94.39	500.96	55.75	315.4

Notamos que las exigencias a las que se somete el sistema de transmisión al corto plazo varía considerablemente, dependiendo de las capacidades a instalarse por año, lo que fuerza nuevamente a realizar cambios al Plan de Transmisión para poder cumplir con las exigencia en generación presentada al corto plazo.

Capacidad Añadida al SIN por año según PIGEN



	2009	2010	2011	2012	2013
■ PIGEN 2009	200	107.2	421.3	420.9	0
■ PIGEN 2010	0	94.39	500.96	55.75	315.4

Como se ha podido observar, las diferencias entre los Planes de Transmisión del período 2009-2023 al 2010-2024, radica en la cantidad de proyectos *por año a corto plazo* a introducirse al sistema, lo que fuerza a realizar modificaciones inesperadas a la red principal de transmisión.

Como se verá a continuación, el PESIN 2010-2024, introduce otras soluciones a considerarse, para hacerle frente a los cambios presentados, y que fueron desarrolladas bajo los siguientes criterios:

1. Tecnologías a las que se tenga disponibilidad.
2. Tiempo para desarrollar el proyecto.
3. Costo de inversión del proyecto.

Tomando en cuenta los criterios mencionados y el horizonte de generación presentado por los agentes este año, ETESA ha presentado en el Plan de Transmisión 2010-2024, dos alternativas *conceptualmente nuevas* que buscan dar respuesta a las condiciones a las que se someterá el Sistema Principal de Transmisión, con el objetivo de garantizar el transporte de todo el plantel propuesto a instalarse de forma confiable y segura, las cuales a manera de adelanto, se mencionan a continuación:

- I. ALTERNATIVA I: EXPANSIÓN CON EXPORTACIÓN AL MER REPOTENCIAMIENTO DE L/T EXISTENTES CON SISTEMAS DE SVC EN LAS S/E DE LLANO SÁNCHEZ Y PANAMÁ II, REPOTENCIAMIENTO DE LAS LÍNEAS EXISTENTES (GUASQUITAS-VELADERO-LLANO SÁNCHEZ-PANAMÁ II) Y EXPANSIÓN DE LLANO SÁNCHEZ – PANAMÁ II.

Se considera la repotenciación de los circuitos 230-1C-2B (Panamá – Panamá II), para finales del 2011, llevándoles a una capacidad de 350 MVA en estado de operación normal. Adicionalmente, se

repotenciarán los doble circuitos existentes desde la S/E Guasquitas hasta la S/E Panamá II (230-12-13-14-15-16-17), aumentando su capacidad a por lo menos 314 MVA en estado de operación normal. También se considera repotenciar el circuito 230-18 (Fortuna – Guasquitas) como refuerzo, aumentando a la misma capacidad mencionada, para el año 2012.

Repotenciación de los dobles circuitos existentes desde la S/E Mata de Nance hasta la S/E Panamá I (230-3A-4A-3B-4B-5A-6A-5B-6B), aumentándoles la capacidad de transporte a 350 MVA en estado de operación normal y 450 MVA en estado de contingencia, además de los circuitos FRONTERA-PROGRESO-MATA DE NANCE, llevándoles a la misma capacidad para el año 2013.

Incorporación de dos sistemas variables de compensación reactiva (SVC) de 300 MVAR, uno en 230 KV en S/E Llano Sánchez para el año 2014 y en otro en 115 KV en S/E Panamá II, para el año 2017, con el objetivo de brindar el soporte reactivo necesario a la red para transportar las cantidades pronosticadas a generar.

Expansión adicional de un circuito Llano Sánchez – Panamá II en julio de 2017.

- II. ALTERNATIVA II: EXPANSIÓN CON EXPORTACIÓN AL MER, REPOTENCIACIÓN L/T EXISTENTES TRAMOS PANAMA – PANAMÁ II EN INVIERNO DE 2011, DEL TRAMO FORTUNA – GUASQUITAS – VELADERO -LLANO SANCHEZ – PANAMÁ - PANAMÁ II, EN INVIERNO DEL 2012, DEL TRAMO LLANO SÁNCHEZ-LAS GUÍAS-CHORRERA-PANAMÁ EN VERANO DEL 2013 Y VELADERO – LLANO SÁNCHEZ EN INVIERNO DE 2017. SE INCLUYE EXPANSIÓN ADICIONAL EN 2014 Y 2015.

Esta alternativa considera la repotenciación a 350 MVA de las líneas 230-IC-2B (Panamá – Panamá II). Considera además, bancos de capacitores para brindar soporte reactivo al sistema para invierno del 2011. Un banco de 90 MVAR conectado en 230 KV en la S/E Llano Sánchez, y otro banco de 120 MVAR conectado en 115 KV en la S/E Panamá II.

Adicionalmente, se repotenciarán los doble circuitos existentes desde la S/E Guasquitas hasta la S/E Panamá II (230-12-13-14-15-16-17), aumentando su capacidad a por lo menos 314 MVA en estado de operación normal. Considera también repotenciar el circuito 230-18 (Fortuna – Guasquitas) como refuerzo, aumentando a la misma capacidad mencionada, para el año 2012. Para este mismo año se seccionan los circuitos Llano Sánchez – Panamá II en la S/E Panamá.

Repotenciación a 350 MVA de los circuitos 230-3A-4A-3B-4B desde la S/E Llano Sánchez a la S/E Panamá I, para verano de 2013.

Expansiones adicionales en el 2014, con un circuito Guasquitas – Llano Sánchez y en 2015 con un circuito Llano Sánchez – Panamá II. También en el 2015, se adicionan 60 MVAR al patio de 115 KV en la S/E Panamá.

Repotenciación de los circuitos 230-5A-6A a 350 MVA, en operación normal para invierno del 2017.



Ambas alternativas permiten el desarrollo de todos los proyectos de generación propuestos por los inversionistas y son técnicamente viables, por lo que, nuevamente, la decisión de recomendar alguna de ellas se vuelve de carácter *económico*. ETESA ha recomendado la ALTERNATIVA 1, ya que ésta deriva en mayores beneficios y menores costos de inversión.

Como consecuencia de sugerencias por parte de los agentes del mercado, el Centro Nacional de Despacho (CND) y la Autoridad Nacional de Servicios Públicos (ASEP), el Plan de Expansión de Transmisión 2010 ha incorporado la *evaluación* de dos alternativas adicionales (recomendadas en los planes 2008 y 2009 anteriores), con el objetivo de compararlas con las presentadas en el PESIN 2010, y evaluar el efecto que éstas tendrían sobre la Red Principal de Transmisión, incorporando la oferta presentada por los agentes este año a ETESA y un pronóstico de demanda actualizado según Estudios Básicos 2010. Las alternativas adicionales evaluadas de mencionan a continuación:

- III. ALTERNATIVA 3: EXPANSIÓN CON EXPORTACIÓN AL MER, CON INCORPORACIÓN DE SVC EN LAS S/E'S LLANO SÁNCHEZ Y PANAMÁ II. UN NUEVO DOBLE CIRCUITO EN 230 KV GUASQUITAS – LLANO SÁNCHEZ – PANAMÁ II Y UN SEGUNDO CIRCUITO FORTUNA – GUASQUITAS.

Esta alternativa fue propuesta por ETESA en el Plan de Expansión 2008-2022, y consistía básicamente en expansiones mediante circuitos sencillos y compensaciones reactivas. La misma ha sido ajustada según pronósticos de demanda presentados en los Estudios Básicos de este año y proyectos de generación del PIGEN 2010, con lo cual se han modificado fechas de entrada en operación de algunos proyectos que en aquel entonces cubrían la necesidad.

Se incorpora la S/E de Concepción 230/34.5 KV y Las Guías 230/34.5 KV para el año 2011. El soporte reactivo planificado se encuentra en bancos capacitivos en las S/E'S de Llano Sánchez y Panamá II para noviembre de 2011¹. Se tienen 90 MVAR en el patio de 230 KV en S/E Llano Sánchez y 120 MVAR en el patio de 115 KV de S/E Panamá II, los cuales serán incorporados posteriormente al sistema de compensación reactiva dinámico SVC de 300 MVAR en Llano Sánchez en julio del año 2014 y de 300 MVAR en S/E Panamá II en abril del año 2017.

Expansión a comienzos del año 2012 con un doble circuito Sta. Rita – Panamá II de capacidad de 213 MVA en estado normal y 248 MVA en contingencia, operado inicialmente en 115 KV con proyecciones a operarse en 230 KV para comienzos del año 2019 o cuando la demanda lo requiera. También, para inicios del año 2012, el refuerzo Changuinola – Guasquitas con conductores 750 ACAR (tramo Changuinola – Fortuna) y 1200 ACAR (tramo Fortuna – Guasquitas) con capacidad de operación de 225 MVA (normal) 366 MVA (contingencia).

Expansión en el año 2014 con el circuito Guasquitas – Llano Sánchez – Panamá II, doble circuito montando inicialmente un circuito, doble conductor por fase, con capacidad de 480 MVA en

¹ Se ha actualizado la fecha de entrada de los bancos capacitivos, según última información recibida por parte de la Gerencia de Proyectos de ETESA, los cuales ya han iniciado el desarrollo del mismo.

operación normal y 570 MVA en estado de contingencia; el segundo circuito se pronostica en operación para julio del año 2020 con la misma capacidad de conducción.

Un circuito adicional Fortuna – Guasquitas reforzando el sistema de transmisión debido al ingreso del proyecto Changuinola II para julio del año 2020 y el seccionamiento de los circuitos 230-12-13 en la S/E Panamá para este mismo año.

- IV. ALTERNATIVA 4: EXPANSIÓN CON EXPORTACIÓN AL MER, REPOTENCIACIÓN LT EN EL 2012, COMPENSACIÓN SERIE 50% Y EXPANSIONES ADICIONALES DE LA RED EN LLANO SÁNCHEZ – PANAMÁ II PARA EL AÑO 2014, GUASQUITAS – LLANO SÁNCHEZ Y FORTUNA – GUASQUITAS PARA EL AÑO 2017.



Consiste en la compensación serie al 50% de los circuitos 230-14-15-16-17 (Guasquitas – Veladero – Llano Sánchez) para julio de 2014 y la repotenciación del doble circuito Guasquitas – Veladero – Llano Sánchez - Panamá II aumentando su capacidad de 225 a 350 MVA en estado de operación normal y 450 MVA en contingencia para julio de 2012.

Esta alternativa es similar a la propuesta por ETESA en el PESIN 2009, ajustada a detalles e información actualizada para el PESIN 2010.

Compensación reactiva en: S/E Llano Sánchez (90 MVAR en 230 KV) y Panamá II (120 MVAR n 115 KV) en noviembre de 2011 y S/E Panamá (+60 MVAR en 115KV) para enero de 2014.

Expansión en Santa Rita – Panamá II (doble circuito) y Changuinola – Guasquitas, a inicios del año 2012, al igual que las demás alternativas descritas con anterioridad.

Expansión adicional de un circuito Llano Sánchez – Panamá II 480/570 MVA de capacidad para julio de 2014 y Fortuna – Guasquitas, Guasquitas – Llano Sánchez para el año 2017.

Finalmente, se considera el seccionamiento de los circuitos 230-12 y 13 en la S/E Panamá a llevarse a cabo en fases; el primero en julio del año 2012 y el segundo en julio de 2015.

Como se mencionó con anterioridad, la evaluación de estas dos últimas alternativas se realizó por sugerencia de la Autoridad Nacional de Servicios Públicos en conjunto con los agentes del mercado y el Centro Nacional de Despacho, con fines de evaluar las recomendaciones realizadas por ETESA en los planes de expansión presentados con anterioridad, comparándoles con la recomendada.

Luego de los análisis realizados, se ha encontrado que la *Alternativa 1*, presentada en El Plan de Expansión de Transmisión 2010, continúa resultando en mejores beneficios ya que es la propuesta con menor costo de inversión y mayor beneficio, que al igual que las demás cumplen con los criterios de Seguridad y Confiabilidad citados en las reglamentaciones.

A continuación, se muestra el horizonte de generación presentado en el PIGEN 2011:

PLAN DE GENERACIÓN 2011			
AÑO	PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	CAPACIDAD AÑADIDA AL SISTEMA (MW)
2011	Lorena	33.80	411.23
	Los Planetas I	4.50	
	BLM Carbón ¹	120.00	
	Pedregalito	20.00	
	Bajo de Mina	56.00	
	Changuinola	222.46	
	Pedregalito II	13.00	
	Prudencia	56.00	
	El Fraile	5.47	
2012	Baitún	88.70	159.45
	La Huaca	5.05	
	Las Perlas Norte	10.00	
	Gualaca	25.20	
	Las Perlas Sur	10.00	
	Mendre II	8.00	
	Cochea	12.50	
2013	Bajos de Totuma	5.00	440.14
	Caldera	4.00	
	Eólico I	150.00	
	RP-490	9.95	
	Bajo Frío	56.00	
	Monte Lirio	51.65	
	Pando	32.00	
	Tizingal	4.64	
	El Síndigo	10.00	
	San Andrés	9.00	
	Remigio Rojas	8.60	
	Bonyic	31.30	
El Alto	68.00		
2014	Cañazas	5.94	148.02
	La Laguna	9.30	
	Las Cruces	9.17	
	Los Estrechos	10.00	
	Ojo de Agua	6.46	
	San Bartolo	15.25	



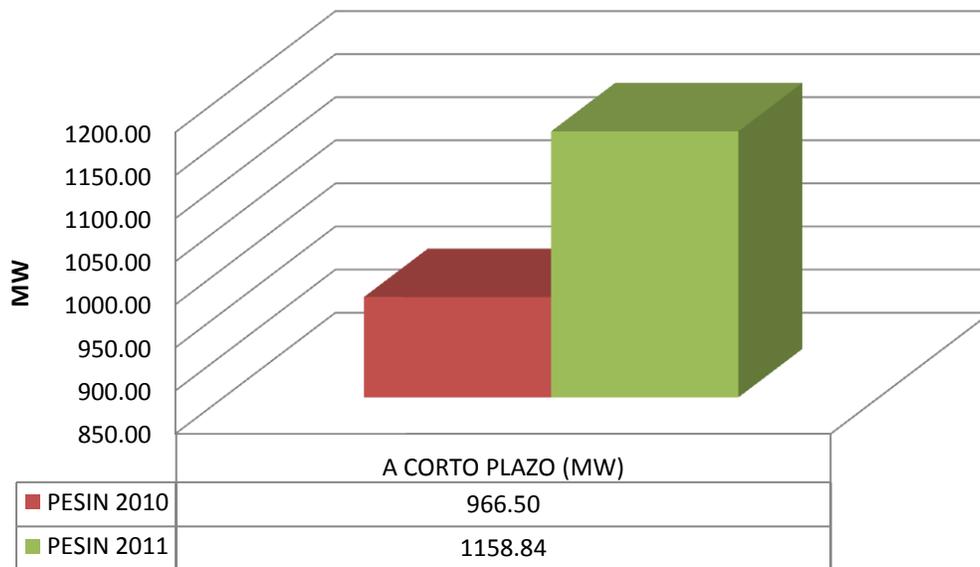
	Santa María 82	25.60	
	Los Planetas II	3.73	
	San Lorenzo	8.40	
	Burica	50.00	
	Potrerosillos	4.17	

TOTAL A INSTALARSE AL CORTO PLAZO (MW)	1158.84
---	----------------

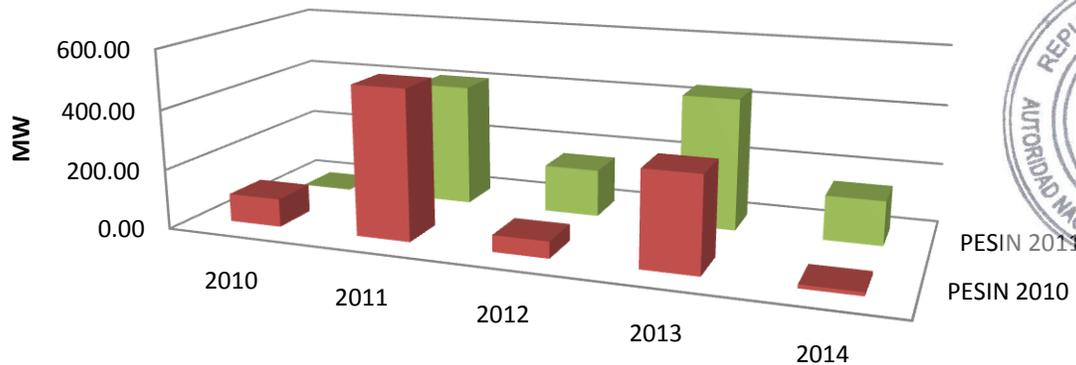


Se observa que entre los años 2011 al 2014 se estarán instalando **1158.84 MW** de Capacidad Instalada al Sistema Interconectado Nacional. Dicha cantidad representa un aumento de 19.90% en la Capacidad Instalada al Sistema en un horizonte de corto plazo, respecto al Plan de Expansión del 2010.

Capacidad Instalada Añadida al Sistema a Corto Plazo



Capacidad Añadida al SIN por PESIN



	2010	2011	2012	2013	2014
■ PESIN 2010	94.39	500.96	55.75	315.40	12.29
■ PESIN 2011	0.00	411.23	159.45	440.14	148.02

Para garantizar la incorporación del horizonte planificado de generación al Sistema, ETESA propone dos alternativas para expandir el Sistema, **las cuales son consistentes** a la propuesta recomendada en el Plan de Expansión de Transmisión 2010, basadas en repotenciación de circuitos existentes y compensación reactiva. Las mismas se resumirán a continuación y serán desarrolladas en el presente Tomo (tercero) del plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional:

- I. ALTERNATIVA 1: EXPANSIÓN CON EXPORTACIÓN AL MER Y REPOTENCIACIÓN EN L/T EXISTENTES PANAMÁ – PANAMÁ II EN 2011 Y PARA EL 2013 (CORREDOR FRONTERA – PANAMÁ Y GUASUITAS – PANAMÁ II). COMPENSACIÓN REACTIVA SVC EN S/E LLANO SÁNCHEZ Y PANAMÁ II Y EXPANSIONES PARA LOS AÑOS 2012, 2013 Y 2017.

Se propone la repotenciación de los circuitos 230-10-9B-9A-5B-6B-5A-6A-3B-4B-3A-4A, los cuales conforman el corredor central desde la Subestación Panamá hasta la Frontera; mediante el cambio de conductor a uno de alta temperatura de operación, aumentado la capacidad por circuito a por lo menos 314 MVA en estado de operación normal y 450 MVA en emergencia. También se propone la repotenciación de los circuitos 230-12-13-14-15-16-17, mediante retesado de conductores y refuerzos a las estructuras existentes, los cuales aumentará su capacidad de transporte a 350 MVA en operación normal y 450 MVA en contingencia para cada circuito. Estas repotenciaciones tendrán lugar durante el año 2013. Para el año 2011, se repotenciarán los circuitos 230-1C-2B (Panamá – Panamá II) llevándoles a 350 MVA en operación estable y 450 MVA en contingencia.

Para cumplir con los perfiles de voltajes adecuados en el sistema debido a la gran incorporación de generación tipo hidráulica en el sector oeste del país, se propone

compensación reactiva mediante bancos de capacitores: 90 MVAR en S/E Llano Sánchez en 230 KV para el 2012 y 120 MVAR en S/E Panamá II en 115 KV para la misma fecha. Posteriormente, estos bancos formarán parte de Sistemas de Compensación Reactiva (SVC) a instalarse en los mismos patios de las Subestaciones mencionadas y tendrán capacidad de 300 MVAR cada uno.

Expansión adicional en el año 2013 mediante un doble circuito que conectará S/E Santa Rita y Panamá II, con conductores de 230 KV pero en operación inicial a nivel de 115 KV. Adicionalmente, se propone la ampliación de estas Subestaciones para el año 2019, con el objetivo de energizar estos circuitos en 230 KV, debido al aumento de generación térmica en la costa atlántica del país.

Expansión con circuito Guasquitas-Cañazas-Changuinola, para contar con un corredor extra para el transporte de energía proveniente de proyectos de gran magnitud en el sector.

Finalmente, se propone una expansión mediante un circuito de dos conductores por fase y a nivel de 230 KV que uniría S/E Llano Sánchez y Panamá II, para el año 2017, con el objetivo de garantizar el suministro de energía a la demanda en centro de carga.

II. ALTERNATIVA 2: EXPANSIÓN CON EXPORTACIÓN AL MER Y REPOTENCIACIÓN EN L/T EXISTENTES PANAMÁ – PANAMÁ II EN 2011 Y PARA EL 2013 (CORREDOR FRONTERA – PANAMÁ Y GUASUITAS – PANAMÁ II). COMPENSACIÓN REACTIVA SVC EN S/E LLANO SÁNCHEZ Y PANAMÁ II Y EXPANSIONES PARA LOS AÑOS 2012, 2013 A NIVEL DE 230 KV. EXPANSIÓN A NIVEL DE 500 KV EN S/E LLANO SÁNCHEZ Y PANAMÁ II.

Se proponen las mismas expansiones que la alternativa anterior, con la diferencia de que en vez de expandir a nivel de 230 KV con un circuito de dos conductores por fase entre subestaciones Llano Sánchez – Panamá II, se aumentará el nivel de transformación a 500 KV entre estas subestaciones.

Se deberá ampliar las subestaciones con sus respectivos transformadores, interruptores y demás equipos necesarios para la correcta operación y monitoreo de dichos elementos y 195 Km de conductor ACAR 1200 KCM 18/19 en circuito sencillo, que transportará entre Llano Sánchez y Panamá II.

Los detalles de las alternativas tomadas en consideración y análisis técnicos-económicos se desarrollarán en los siguientes capítulos presentados en este Tercer Tomo “Plan de Expansión de Transmisión 2011”, correspondientes al PESIN 2011-2025.



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 Capítulo 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 2011 - 2025 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 enero de 2011. La distribución de cargas por barra se realizó con base a las demandas reales por punto de entrega registradas durante el año 2010.

Para el horizonte 2011 – 2025 se incluyeron los proyectos de generación obtenidos en los distintos escenarios del Plan Indicativo de Generación, entregado a la ASEP en abril de 2011.

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 2010, aprobado por la ASEP de acuerdo a la Resolución AN No. 4260-Elec del 21 de febrero de 2011 y los que ETESA ha identificado como prioritarios.



Se modela el sistema eléctrico con un total de 346 barras, 174 líneas, 154 transformadores de 2 devanados y 53 transformadores de 3 devanados, y 172 generadores y 148 cargas. También se modela la red de ACP de 44 KV y sus unidades de generación.

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 y Progreso.

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 2011 a 2014.

El análisis de corto plazo es la base para realizar el análisis de largo plazo, en el cual se incluye la identificación del plan de expansión óptimo con base en los proyectos candidatos, sus costos de inversión y la incidencia de éstos en los costos de operación. En la Figura 1.1 se ilustra esquemáticamente el procedimiento del análisis de largo plazo.

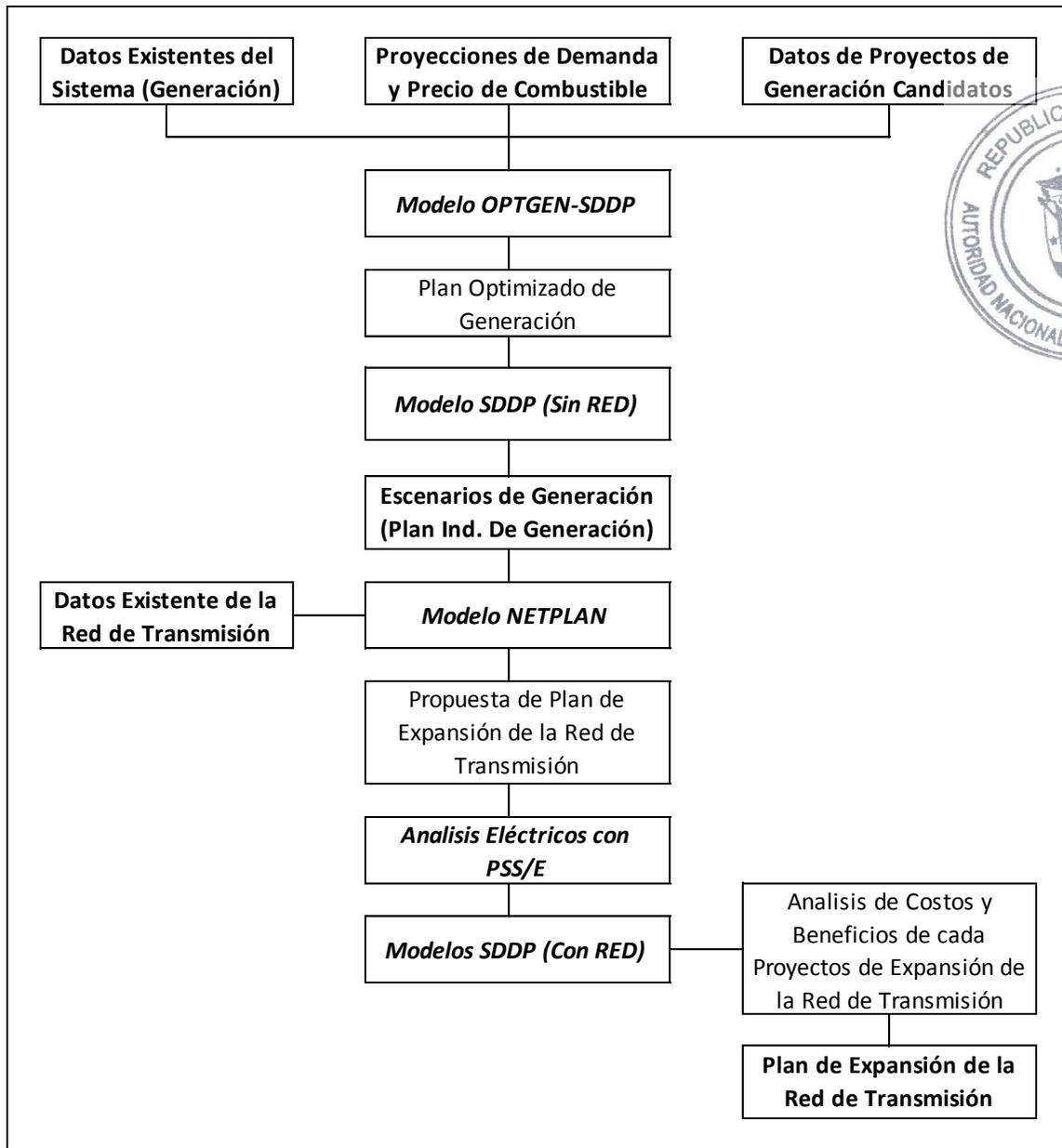


Figura 1.1 Metodología

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 son Corto y Largo Plazo que corresponden a un horizonte de 4 y 10 años respectivamente.

1.5 DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL

Los resultados obtenidos en el análisis del sistema actual (año 2011) indican que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, tanto en estado estable como contingencia y estabilidad transitoria.

1.6 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE CORTO PLAZO

Los resultados obtenidos en el análisis de corto plazo (año 2011-2014) indican que el sistema de transmisión cumple con los criterios establecido en el Reglamento de Transmisión, tanto en estado estable como en contingencia y estabilidad transitoria. Mayor información al respecto se puede observar en el Capítulo No. 6 del presente documento. En el corto plazo entran en operación los siguientes proyectos, algunos de los cuales ya se encuentran en construcción y otros que iniciaran próximamente su ejecución:

1. L. T. Santa Rita – Panamá II 115 KV y ampliaciones en ambas subestaciones
2. L. T. Guasquitas – Changuinola 230 KV (adición segundo circuito) y ampliaciones en subestaciones
3. Banco de Capacitores de 120 MVAR en S/E Panamá II 115 KV
4. Banco de Capacitores de 90 MVAR en S/E Llano Sánchez 230 KV
5. Repotenciación de la L.T. Panamá – Panamá II 230 KV
6. Repotenciación de la L. T. Guasquitas - Veladero - Llano Sánchez - Panamá II 230 KV
7. Repotenciación de la L. T. Mata de Nance - Veladero - Llano Sánchez – Chorrera – Panamá 230 KV
8. Repotenciación de la L. T. Mata de Nance – Progreso – Frontera 230 KV
9. Adición autotransformador T3 S/E Chorrera



10. Adición autotransformador T3 S/E Llano Sánchez
11. Adición autotransformador T4 S/E Panamá
12. S/E El Higo (Las Guías) 230 KV
13. Nueva S/E San Bartolo 230/34.5 KV.
14. SVC S/E Llano Sánchez 230 KV
15. Adición del T2 en S/E Boquerón 230/34.5 KV.



1.7 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ELÉCTRICO DE LARGO PLAZO

En el horizonte de largo plazo (2015 – 2025), se obtiene que para que el sistema de transmisión cumpla con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, se necesitan los siguientes refuerzos:

- Ampliación S/E Antón, adición de 2do circuito 230 KV
- Adición autotransformador T3 en Subestación Panamá II: debido al incremento de carga del área metropolitana y la necesidad de cumplir con el Criterio de Seguridad N-1 ante la pérdida de uno de los transformadores T1 o T2 de esta subestación, es necesario adicionar un tercer transformador T3 230/115 KV, 105/140/175 MVA en esta subestación para inicios del año 2015.
- Adición de un SVC +300 MVAR en la Subestación Panamá II
- Refuerzo Llano Sánchez – Panamá II 230 KV Etapa 1: es necesario reforzar el sistema de transmisión mediante la construcción de una nueva línea de transmisión Llano Sánchez – Panamá II 230 KV, doble circuito, montando inicialmente un circuito, para el año 2017.
- Refuerzo Santa Rita – Panamá II 230 KV: es necesario energizar en 230 KV la esta línea (operada inicialmente en 115 KV), para el año 2019, con la entrada en operación de proyectos térmicos en el área de Colón.

1.8 CONCLUSIONES

CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL

- El sistema actual, año 2011, cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a los niveles de tensión tanto en condiciones de operación normal como en contingencia.

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 2011-2025.
- 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 sin restricciones de transmisión, lo que implica que los proyectos planteados en planes de expansión anteriores fueron bien definidos, ya que ofrecen una operación confiable, de mínimo costo y sin déficit

esperado. El costo de la generación se afecta principalmente por los costos de combustibles y no por la falta de transmisión.

- Es importante destacar que actualmente se está atravesando por un incremento generalizado en los costos del petróleo, lo que afecta el costo de los combustibles y a su vez incrementa de manera importante el costo operativo de un sistema donde la generación térmica tiene un componente importante.
- Adicionalmente, para este plan, el costo del déficit es de 1850 USD/MWh, independientemente del porcentaje de racionamiento esperado, siendo que en planes anteriores ese costo era de 350 USD/MWh. Por lo anterior, cualquier racionamiento evitado tiene un peso relevante en los beneficios de cada proyecto que lo elimine.
- En caso de que se logren desarrollar los proyectos de generación hidráulica definidos en los Escenarios 1, 2 y 3 en los cuales aparecen más de 900 MW de proyectos de generación hidro y eólica en el corto plazo, se recomienda reforzar el sistema de transmisión mediante la repotenciación de las líneas de transmisión de 230 KV existentes.
- Además, se requiere para el año 2017 la adición de una línea Llano Sánchez – Panamá II 230 KV, doble circuito montando inicialmente el primer circuito, con la entrada en operación de nuevos proyectos hidroeléctricos en el occidente del país, especialmente Changuinola 2 (214 MW).
- Debido al aumento de capacidad en el área de Colón por la instalación de centrales térmicas, se requiere el refuerzo del sistema de transmisión con el doble circuito Sta. Rita – Panamá II.
- Para transportar toda la generación planificada, es necesario la instalación de Sistemas de Compensación Reactiva Dinámica (SVC), con el objetivo de mantener un perfil de voltaje adecuado en las redes de 230 KV y 115 KV.
- Como conclusión final del análisis técnico económico se recomienda la implementación de la Alternativa 1 de Expansión del Sistema de Transmisión (Expansión con exportación al MER repotenciamiento de L/T existentes con sistemas de SVC en las S/E de Llano Sánchez y Panamá II, repotenciamiento de las líneas existentes (Guasquitas-Veladero - Llano Sánchez - Panamá II) y expansión de Llano Sánchez – Panamá II) a efecto de la menor inversión, con una relación de beneficio - costo excelente.

1.9 RECOMENDACIONES

Año 2012:

- Adición del T3 en la S/E La Chorrera 60/80/100 MVA y 230/115/34.5 KV, debido a un aumento en la demanda en el sector Oeste.
- Adición del T3 en S/E Llano Sánchez 230/115 KV, 60/80/100 MVA. debido a un aumento en la demanda en provincias centrales.
- Repotenciación de los circuitos 230 -1C y 2B (Panamá – Panamá II) a 350 MVA.
- Reforzar el sistema de transmisión con la línea Changuinola - Guasquitas instalando el segundo circuito, ya que, con el aumento de la capacidad instalada de la central Changuinola 75, de 158 MW a 223 MW, además del Proyecto Hidroeléctrico Bonyic, con 30 MW, el circuito existente estaría sobre su límite térmico
- Instalación de un Banco de Capacitores de 120 MVAR en la Subestación Panamá II 115 KV.
- Instalación de Banco de Capacitores de 90 MVAR en S/E Llano Sánchez 230 KV.

- Instalación del transformador T4 de 230/115 KV, 210/280/350 MVA de la subestación Panamá.
- Reforzar 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 (operado 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.

**Año 2013:**

- Adición T2 S/E Boquerón III 230/34.5 KV

Año 2014:

- SVC en S/E Llano Sánchez 230 KV con capacidad aproximada de +300 MVAR.
- S/E El Higo (Las Guías) 230 KV.
- Repotenciación de líneas Guasquitas - Veladero – Llano Sánchez – Panamá II (líneas 230-12-13-14-15-16-17, aumentando de 225 MVA a un mínimo de 314 MVA (inicios de 2014).
- Repotenciación de líneas Mata de Nance - Veladero - Llano Sánchez – Chorrera – Panamá mediante cambio de conductor a uno de alta temperatura de operación, aumentando de 193 MVA a un mínimo de 350 MVA (mediados de 2014).
- Repotenciación de líneas Mata de Nance – Progreso – Frontera mediante cambio de conductor a uno de alta temperatura de operación, aumentando de 193 MVA a un mínimo de 350 MVA (mediados de 2014).
- Nueva S/E San Bartolo 230/34.5 KV, seccionando el circuito 230-15 (Veladero – Llano Sánchez).

Año 2015:

- Adición 2do circuito 230 KV en S/E Antón.
- Instalación del transformador T3 de 230/115 KV, 105/140/175 MVA de la subestación Panamá II

Año 2017:

- SVC en S/E Panamá II 230 KV con capacidad aproximada de +300 MVAR.
- Refuerzo L.T. Llano Sánchez – Panamá II 230 KV (doble circuito montando un circuito inicialmente).

Año 2019:

- Energizar en 230 KV la línea de transmisión Santa Rita – Panamá II 230 KV (operada inicialmente en 115 KV), requiere la ampliación a 230 KV en ambas subestaciones.

En la Tabla 1.1 se resumen los proyectos propuestos en el plan de expansión 2011 – 2025.

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.



Equipo	Año	Costo Miles B/.
Sistema Principal		
Repotenciación Línea Panamá – Panamá II 230 KV	2012	1,659
Refuerzo Santa Rita – Panamá II 115 KV	2012	20,878
Refuerzo Guasquitas – Changuinola 230 KV	2012	12,970
Banco de Capacitores 120 MVAR S/E Panamá II	2012	5,047
Banco de Capacitores 90 MVAR S/E Llano Sánchez	2012	5,711
Adición e Instalación Transformador T4 S/E Panamá	2012	8,112
Reposición Radios Enlace de Microondas	2013	633
Reemplazo de Rectificadores	2013	102
Equipamiento de Multiplexores	2013	104
Reposición de Crosconectores	2013	148
Torres de Emergencia	2013	792
Transformador Móvil de Reserva	2014	4,595
Ampliación de Cobertura de Radio Digital	2014	1,179
Repotenciación Líneas Guas-Vel-LLS-Pan II 230 KV	2014	8,320
Repotenciación Líneas MDN-VEL-LLS-CHO-PAN 230 KV	2014	52,902
Repotenciación Líneas MDN-PRO-FRO 230 KV	2014	3,860
SVC S/E Llano Sánchez 230 KV	2014	23,845
S/E Las Guías 2do circuito 230 KV	2014	3,310
S/E Antón 2do circuito 230 KV	2015	4,244
Adición Transformador T3 S/E Panamá II	2015	9,280
SVC S/E Panamá II 230 KV	2017	23,845
Refuerzo Llano Sánchez - Panamá II 230 KV Etapa 1	2017	77,445
Refuerzo Santa Rita – Panamá II 230 KV	2019	21,000
Plan de Reposición		
Protecciones	2010-2013	2,651
Subestaciones	2010-2013	1,925
Reemplazo T2 S/E Mata de Nance	2012	2,465
Reemplazo T3 Panamá	2016	4,882
Plan Estratégico		
S/E Boquerón III 230/34.5 KV	2011	8,400
Adición T2 S/E Boquerón III 230/34.5 KV	2013	4,450
S/E San Bartolo 230/34.5 KV	2014	10,913
Plan de Planta General		
	2010-2016	22,050
Sistema de Conexión		
	2011-2016	26,061

Tabla 1.1 Propuesta Plan de Expansión de Transmisión 2011 – 2025

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 2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL
1	TOTAL	13,989	32,375	56,540	61,837	64,917	50,383	56,243	22,507	10,996	3,991	373,778
2												
3	PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO	4,263	20,524	43,460	45,213	38,541	0	0	0	0	0	152,001
4	REFUERZO SANTA RITA - PANAMA II 115 KV	0	6,802	14,076	0	0	0	0	0	0	0	20,878
5	LINEA SANTA RITA - PANAMA II (CHAG.-PMA II y CHAG-CAC 115)	0	5,658	8,128	0	0	0	0	0	0	0	13,786
6	ADICION S/E SANTA RITA 115 KV	0	507	4,127	0	0	0	0	0	0	0	4,634
7	ADICIÓN S/E PANAMA II 115 KV	0	637	1,821	0	0	0	0	0	0	0	2,458
8	REFUERZO GUASQUITAS - CHANGUINOLA	1,995	6,120	4,855	0	0	0	0	0	0	0	12,970
9	L/T GUASQ. - CHANG. ADICION 2do CTO. 230 KV	1,423	3,725	2,211	0	0	0	0	0	0	0	7,359
10	ADICIÓN S/E CHANGUINOLA 230 KV	572	1,135	881	0	0	0	0	0	0	0	2,588
11	ADICIÓN S/E GUASQUITAS 230 KV	0	1,260	1,763	0	0	0	0	0	0	0	3,023
12	CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II	814	1,545	2,688	0	0	0	0	0	0	0	5,047
13	CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ	926	689	4,096	0	0	0	0	0	0	0	5,711
14	REPOT. LINEAS GUASQ-VEL-LLS-PAN II 230 KV	0	821	5,000	1,499	1,000	0	0	0	0	0	8,320
15	REPOT. LINEA PANAMA - PANAMA II 230 KV COND. ACSS	0	945	714	0	0	0	0	0	0	0	1,659
16	REPOT. LINEAS MDN-VEL-LLS-PAN-CHO-PAN 230 KV COND. ACSS	0	501	7,000	27,240	18,161	0	0	0	0	0	52,902
17	REPOT. LINEA MDN-PRO-FRONT 230 KV COND. ACSS	0	0	0	2,316	1,544	0	0	0	0	0	3,860
18	ADICION T4 S/E PANAMA	0	1,938	2,944	0	0	0	0	0	0	0	4,882
19	INSTALACION T4 PANAMA	0	1,163	2,067	0	0	0	0	0	0	0	3,230
20	SVC S/E LLANO SANCHEZ 230 KV	0	0	10	9,691	14,144	0	0	0	0	0	23,845
21	SUB EL HIGO (LAS GUIAS) 2do CTO.	0	0	10	2,475	825	0	0	0	0	0	3,310
22	TORRES DE EMERGENCIA	528	0	0	264	0	0	0	0	0	0	792
23	TRANFORMADOR MOVIL DE RESERVA	0	0	0	1,728	2,867	0	0	0	0	0	4,595
24												
25	PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO	0	0	0	75	10,571	37,402	50,272	22,507	10,996	3,991	135,814
26	REFUERZO S/E ANTON 2do CTO.	0	0	0	20	1,913	2,311	0	0	0	0	4,244
27	ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA II	0	0	0	20	7,399	1,861	0	0	0	0	9,280
28	SVC S/E PANAMA II 230 KV	0	0	0	15	521	7,314	13,597	2,398	0	0	23,845
28	REFUERZO LLANO SANCHEZ - PANAMA II ETAPA 1	0	0	0	20	738	25,856	36,380	14,451	0	0	77,445
29	L/T LLANO SANCHEZ - PANAMA II DOBLE CTO. 1 CTO. INICIAL	0	0	0	20	688	24,752	33,140	13,305	0	0	71,905
30	ADICIÓN S/E LLANO SANCHEZ 230 KV	0	0	0	0	25	552	1,620	573	0	0	2,770
31	ADICIÓN S/E PANAMA II 230 KV	0	0	0	0	25	552	1,620	573	0	0	2,770
32	REFUERZO SANTA RITA - PANAMA II 230 KV	0	0	0	0	0	60	295	5,658	10,996	3,991	21,000
33	ADICIÓN S/E SANTA RITA 230 KV	0	0	0	0	0	50	217	4,179	8,115	2,948	15,509
34	ADICIÓN S/E PANAMA II 230 KV	0	0	0	0	0	10	78	1,479	2,881	1,043	5,491
35												

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

36	PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES	0	75	0	1,680	411	0	0	0	0	0	2,166
37	REPOSICION DE RADIOS DE ENLACE DE MICROONDAS	0	75	0	558	0	0	0	0	0	0	633
38	REEMPLAZO DE RECTIFICADORES	0	0	0	102	0	0	0	0	0	0	102
39	EQUIPAMIENTO DE MULTIPLEXORES	0	0	0	104	0	0	0	0	0	0	104
40	REPOSICION DE CROSCONECTORES	0	0	0	148	0	0	0	0	0	0	148
41	AMPLIACION COBERTURA DE RADIO DIGITAL	0	0	0	768	411	0	0	0	0	0	1,179
42												
43	PLAN DE REPOSICIÓN	1,519	2,986	1,213	1,323	20	2,578	2,284	0	0	0	11,923
44	REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO	1,519	2,986	1,213	1,323	0	0	0	0	0	0	7,041
45	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA II	1,204	923	0	0	0	0	0	0	0	0	2,127
46	REEMPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E PANAMA	0	547	0	0	0	0	0	0	0	0	547
47	REEMPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E MATA DE NANCE	0	95	5	426	0	0	0	0	0	0	526
48	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T2 S/E MATA DE NANCE	0	1,257	1,208	0	0	0	0	0	0	0	2,465
49	ADQUISICIÓN EQ. MONITOREO EN LÍNEA DE TRANSFORMADORES	315	164	0	0	0	0	0	0	0	0	479
50	REEMPLAZO INTERRUPTORES 230 KV S/E PANAMA	0	0	0	852	0	0	0	0	0	0	852
51	SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS POR RELES	0	0	0	45	0	0	0	0	0	0	45
52	REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO	0	0	0	0	20	2,578	2,284	0	0	0	4,882
53	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA	0	0	0	0	20	2,578	2,284	0	0	0	4,882
54												
55	PLAN DE PLANTA GENERAL	2,008	1,431	1,301	14,442	2,868	0	0	0	0	0	22,050
56	EDIFICIO-ETESA	108	132	708	13,650	2,868	0	0	0	0	0	17,466
57	EQUIPO DE INFORMATICA	1,300	799	340	420	0	0	0	0	0	0	2,859
58	REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR	600	500	253	372	0	0	0	0	0	0	1,725
59												
60	SISTEMA DE CONEXIÓN	0	4,904	8,046	4,522	2,974	3,675	1,940	0	0	0	26,061
61	S/E EL HIGO (LAS GUIAS) 1r CTO.	0	0	5	3,650	1,219	0	0	0	0	0	4,874
62	ADICION T3 S/E LLANO SANCHEZ	0	2,372	678	0	0	0	0	0	0	0	3,050
63	ADICION T3 S/E CHORRERA	0	2,457	913	0	0	0	0	0	0	0	3,370
64	EQUIPOS PARA INST. T3 LLANO SÁNCHEZ	0	0	3,448	0	0	0	0	0	0	0	3,448
65	EQUIPOS PARA INST. T3 CHORRERA	0	0	2,987	0	0	0	0	0	0	0	2,987
66	REEMPLAZO INTERRUPTORES 34.5 KV S/E MATA DE NANCE	0	16	5	155	0	0	0	0	0	0	176
67	REEMPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E LLANO SANCHEZ	0	59	5	353	0	0	0	0	0	0	417
68	REEMPLAZO INTERRUPTORES 34.5 KV S/E LLANO SANCHEZ	0	0	5	171	0	0	0	0	0	0	176
69	REEMPLAZO T1 S/E LLANO SÁNCHEZ	0	0	0	20	1,735	1,940	0	0	0	0	3,695
70	REEMPLAZO T2 S/E CHORRERA	0	0	0	0	20	1,735	1,940	0	0	0	3,695
71	REEMPLAZO TT2 S/E CHORRERA (ATERRIZAJE)	0	0	0	173	0	0	0	0	0	0	173
72												
73	PLAN ESTRATÉGICO	6,307	2,093	3,228	6,830	5,305	0	0	0	0	0	23,763
74	S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	6,307	2,093	0	0	0	0	0	0	0	0	8,400
75	ADICION T2 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	0	0	1,156	3,294	0	0	0	0	0	0	4,450
76	S/E SAN BARTOLO 230/34-5 KV	0	0	2,072	3,536	5,305	0	0	0	0	0	10,913

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

	DESCRIPCIÓN	Fecha de Inicio de Operación Aprobada 2010	Observación	Nueva Fecha Plan 2011	Costo (Miles de B/.)
1	TOTAL				289,981
2					
3	PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO				152,001
4	REFUERZO SANTA RITA - PANAMA II 115 KV				20,878
5	LINEA SANTA RITA - PANAMA II (CHAG.-PMA II y CHAG-CAC 115)	09/02/2012	Cambio de fecha	10/01/2013	13,786
6	ADICION S/E SANTA RITA 115 KV	09/02/2012	Cambio de fecha	10/01/2013	4,634
7	ADICIÓN S/E PANAMA II 115 KV	09/02/2012	Cambio de fecha	10/01/2013	2,458
8	REFUERZO GUASQUITAS - CHANGUINOLA				12,970
9	L/T GUASQ. - CHANG. ADICION 2do CTO. 230 KV	25/01/2012	Cambio de fecha	01/02/2012	7,359
10	ADICIÓN S/E CHANGUINOLA 230 KV	25/01/2012	Cambio de fecha	01/02/2012	2,588
11	ADICIÓN S/E GUASQUITAS 230 KV	25/01/2012	Cambio de fecha	01/02/2012	3,023
12	CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II	13/12/2012	Cambio de fecha	23/03/2012	5,047
13	CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ	13/12/2012	Cambio de fecha	23/03/2012	5,711
14	REPOT. LINEAS GUASQ-VEL-LLS-PAN II 230 KV	01/07/2012	Cambio de fecha	01/01/2013	8,320
15	REPOT. LINEA PANAMA - PANAMA II 230 KV COND. ACSS	19/08/2011	Cambio de fecha	11/08/2011	1,659
16	REPOT. LINEAS MDN-VEL-LLS-PAN-CHO-PAN 230 KV COND. ACSS	01/07/2013		01/07/2013	52,902
17	REPOT. LINEA MDN-PRO-FRONT 230 KV COND. ACSS	01/07/2013		01/07/2013	3,860
18	ADICION T4 S/E PANAMA	16/02/2012	Cambio de fecha	13/12/2012	4,882
19	INSTALACION T4 PANAMA	16/02/2012	Cambio de fecha	13/12/2012	3,230
20	SVC S/E LLANO SANCHEZ 230 KV	01/07/2014		01/07/2014	23,845
21	SUB EL HIGO (LAS GUIAS) 2do CTO.	13/02/2012		01/01/2014	3,310
22	TORRES DE EMERGENCIA	30/12/2011		01/07/2013	792
23	TRANFORMADOR MOVIL DE RESERVA		Nuevo	01/07/2014	4,595
24					
25	PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO				135,814
26	REFUERZO S/E ANTON 2do CTO.	01/07/2015	Cambio de fecha	15/07/2015	4,244
27	ADICION TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA II	01/01/2016		01/01/2016	9,280
28	SVC S/E PANAMA II 230 KV	04/01/2017	Cambio de Fecha	01/07/2017	23,845
29	REFUERZO LLANO SANCHEZ - PANAMA II ETAPA 1				77,445
30	L/T LLANO SANCHEZ - PANAMA II DOBLE CTO. 1 CTO. INICIAL	01/07/2017		01/07/2017	71,905
31	ADICIÓN S/E LLANO SANCHEZ 230 KV	01/07/2017		01/07/2017	2,770
32	ADICIÓN S/E PANAMA II 230 KV	01/07/2017		01/07/2017	2,770
33	REFUERZO SANTA RITA - PANAMA II 230 KV				21,000
34	ADICIÓN S/E SANTA RITA 230 KV	01/01/2019		01/01/2019	15,509
35	ADICIÓN S/E PANAMA II 230 KV	01/01/2019		01/01/2019	5,491
36					
37	PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES				2,166
38	REPOCISION DE RADIOS DE ENLACE DE MICROONDAS	19/12/2011	Cambio de Fecha	01/12/2013	633
39	REEMPLAZO DE RECTIFICADORES		Nuevo	01/12/2013	102
40	EQUIPAMIENTO DE MULTIPLEXORES		Nuevo	01/12/2013	104
41	REPOSICIONDE CROSCONECTORES		Nuevo	01/12/2013	148
42	AMPLIACION COBERTURA DE RADIO DIGITAL		Nuevo	01/07/2014	1,179

EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA
PLAN DE INVERSIÓN
PLAN DE REPOSICIÓN Y PLANTA GENERAL
(MILES DE B./)

	DESCRIPCIÓN	Fecha de Inicio de Operación Aprobada 2010	Observación	Nueva Fecha Plan 2011	Costo (Miles de B./)
1	TOTAL				83,797
2					
3	PLAN DE REPOSICIÓN				11,923
4	REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO				7,041
5	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA II	01/03/2011	Cambio de Fecha	30/12/2011	2,127
6	REPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E PANAMA	30/12/2010	Cambio de Fecha	30/12/2011	547
7	REPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E MATA DE NANCE	30/12/2011	Cambio de Fecha	30/12/2013	526
8	REPLAZO TRANSFORMADOR T2 S/E MATA DE NANCE	16/02/2011	Cambio de Fecha	01/05/2012	2,465
9	ADQUISICIÓN EQ. MONITOREO EN LÍNEA DE TRANSFORMADORES	25/03/2010	Cambio de Fecha	30/12/2011	479
10	REPLAZO INTERRUPTORES 230 KV S/E PANAMA		Nuevo	30/12/2013	852
11	SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS POR RELES		Nuevo	30/12/2013	45
12	REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO				4,882
13	REPLAZO TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA	01/07/2016		01/07/2016	4,882
14					0
15	PLAN DE PLANTA GENERAL				22,050
16	EDIFICIO-ETESA			30/01/2014	17,466
17	EQUIPO DE INFORMÁTICA	30/12/2013		30/12/2013	2,859
18	REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR	30/12/2013		30/12/2013	1,725
19					
20	SISTEMA DE CONEXIÓN				26,061
21	S/E EL HIGO (LAS GUIAS) 1r CTO.	13/02/2012	Cambio de Fecha	01/01/2014	4,874
22	ADICION T3 S/E LLANO SANCHEZ	16/11/2011	Cambio de Fecha	01/05/2012	3,050
23	ADICION T3 S/E CHORRERA	16/11/2011	Cambio de Fecha	01/05/2012	3,370
24	EQUIPOS PARA INST. T3 LLANO SÁNCHEZ.	16/11/2011	Cambio de Fecha	01/05/2012	3,448
25	EQUIPOS PARA INST. T3 CHORRERA	16/11/2011	Cambio de Fecha	01/05/2012	2,987
26	REPLAZO INTERRUPTORES 34.5 KV S/E MATA DE NANCE	30/12/2011	Cambio de Fecha	30/12/2013	176
27	REPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E LLANO SANCHEZ	30/12/2011	Cambio de Fecha	30/12/2013	417
28	REPLAZO INTERRUPTORES 34.5 KV S/E LLANO SANCHEZ	30/12/2011	Cambio de Fecha	30/12/2013	176
29	REPLAZO T1 S/E LLANO SÁNCHEZ	01/07/2015		01/07/2015	3,695
30	REPLAZO T2 S/E CHORRERA	01/07/2016		01/07/2016	3,695
31	REPLAZO TT2 S/E CHORRERA (ATERRIZAJE)	01/07/2013		01/07/2013	173
32					
33	PLAN ESTRATÉGICO				23,763
34	S/E BOQUERON III 230/34.5 KV	31/01/2011	Cambio de Fecha	01/02/2011	8,400
35	ADICION T2 S/E BOQUERON III 230/34.5 KV		Nuevo	30/12/2013	4,450
36	S/E SAN BARTOLO 230/34-5 KV		Nuevo	30/01/2014	10,913

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 2011-2025 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:

- 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.
- Capítulo 5: se describe la metodología empleada en la elaboración del presente informe.
- Capítulo 6: presenta el diagnóstico del sistema de transmisión de corto plazo.
- Capítulo 7: se presenta el plan de expansión de corto plazo (2011 – 2014).
- Capítulo 8: se presenta el análisis del sistema de transmisión de largo plazo.
- Capítulo 9: se presenta la evaluación técnica – económica y selección del plan de expansión.
- Capítulo 10: se presenta el plan de expansión de largo plazo.
- Capítulo 11: se presenta el plan de expansión del sistema de comunicación.
- 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.

- Capítulo 15: se presenta el plan de ampliaciones de conexión.
- Capítulo 16: se presenta el plan de expansión de transmisión estratégico.
- Capítulo 17: se presenta las conclusiones del plan.
- 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 enero de 2011. En las siguientes tablas se presenta un resumen del pronóstico de demanda, tanto en energía como potencia, del año 2011 al 2025.

Tabla 2.1 Proyección de Demanda Media: Período 2011 – 2014

Año	Demanda	Consumo	Tasa de Crecimiento %	
	Máxima	Anual	Potencia	Energía
	MW	GWh		
2011	1256.6	7705.5	5.56	5.45
2012	1323.6	8116.2	5.33	5.33
2013	1405.8	8631.3	6.21	6.35
2014	1494	9184.6	6.28	6.41

Tabla 2.2 Proyección de Demanda y Energía: Período 2015 – 2025

Año	Escenario Medio	
	Energía (GWh)	Potencia (MW)
2015	9753.5	1584.6
2016	10339.9	1677.7
2017	10954.4	1775.1
2018	11617.8	1880.3
2019	12261.8	1982.0
2020	13018.2	2101.6
2021	13718.5	2211.8
2022	14450.6	2326.9
2023	15236.0	2450.3
2024	16119.3	2589.0
2025	17016.5	2729.7

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 2011-2014. 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.



Tabla 2.3 Proyectos de Generación de 2011– 2014

Entrada en Operación		Proyecto			
Año	Mes	Proyecto	Punto de Conexión	Barra a nivel de 115/230 KV en el que se refleja la generación	MW
2011	Mar	Lorena	S/E Zambrano	S/E Guasquitas	33.80
	Mar	Los Planetas 1	Línea 34-16	S/E Mata de Nance	4.50
	Abr	BLM (Conversión Carbón)	S/E Las Minas II	S/E Las Minas II	120*
	Abr	Pedregalito	S/E Boquerón III	S/E Boquerón III	20.00
	Jul	Bajo de Mina	S/E Bajo de Mina	S/E Progreso	56.00
	Ago	Chan I	S/E Esperanza	S/E Esperanza	222.46
	Sep	Pedregalito 2	S/E Boquerón III	S/E Boquerón III	13.00
	Sep	Prudencia	S/E El Valle	S/E Guasquitas	56.00
	Dic	El Fraile	Línea 34-19	S/E Llano Sánchez	5.47
2012	Mar	Baitún	S/E Baitún	S/E Progreso	88.70
	Abr	La Huaca	S/E Llano Sánchez	S/E Llano Sánchez	5.05
	May	Las Perlas Norte	S/E Boquerón III	S/E Boquerón III	10.00
	Jun	Gualaca	S/E Gualaca	S/E Guasquitas	25.20
	Jun	Las Perlas Sur	S/E Boquerón III	S/E Boquerón III	10.00
	Jun	Mendre 2	S/E Caldera	S/E Caldera	8.00
	Nov	Cochea	S/E Caldera	S/E Caldera	12.50
2013	Ene	Bajos de Totuma	S/E Boquerón III	S/E Boquerón III	5.00
	Ene	Caldera	S/E Caldera	S/E Caldera	4.00
	Ene	Eólico I	S/E Antón	S/E Antón	150.00
	Feb	RP - 490	S/E Boquerón III	S/E Boquerón III	9.95
	May	Bajo Frío	S/E Bajo Frío	S/E Progreso	56.00
	May	Monte lirio	S/E Dominical	S/E Dominical	51.65
	May	Pando	S/E Dominical	S/E Dominical	32.00
	Jun	Tizingal	S/E Boquerón III	S/E Boquerón III	4.64
	Jul	El Síndigo	S/E Caldera	S/E Caldera	10.00
	Ago	San Andrés	S/E Progreso	S/E Progreso	9.00
	Oct	Remigio Rojas	S/E Boquerón III	S/E Boquerón III	8.60
	Dic	Bonyic	S/E Changuinola	S/E Changuinola	31.30
	Dic	El Alto	S/E Dominical	S/E Dominical	68.00
2014	Ene	Cañazas	S/E San Bartolo	S/E San Bartolo	5.94
	Ene	La Laguna	S/E Las Cruces	S/E San Bartolo	9.30
	Ene	Las Cruces	S/E Las Cruces	S/E San Bartolo	9.17
	Ene	Los Estrechos	S/E San Bartolo	S/E San Bartolo	10.00
	Ene	Ojo de Agua	S/E Llano Sánchez	S/E Llano Sánchez	6.46
	Ene	San Bartolo	S/E San Bartolo	S/E San Bartolo	15.25
	Abr	Santa María 82	S/E Santa María	S/E Llano Sánchez	25.60
	Ago	Los Planetas 2	S/E Mata de Nance	S/E Mata de Nance	3.73
	Ago	San Lorenzo	S/E Mata de Nance	S/E Mata de Nance	8.40
	Dic	Burica	S/E Burica	S/E Progreso	50.00
	Dic	Potrerillos	S/E Caldera	S/E Caldera	4.17



* Esto corresponde a cambio de tecnología de unidades de vapor en base a carbón, no adiciona capacidad.

Todas estas son centrales hidroeléctricas, con excepción de la central eólica “Eólica 1” en el año 2013 con 150 MW.

2.1.2.2 GENERACIÓN PARA EL ANÁLISIS DE LARGO PLAZO

Para el horizonte de largo plazo, 2015 – 2025, 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 y Diesel).



Tabla 2.4 Proyectos de Generación de 2015 – 2025

Entrada en Operación		Proyecto				Total
Año	Mes	Proyecto	Punto de Conexión	Barra a nivel de 115/230 KV en el que se refleja la generación	MW	
2015	Ene	Barro Blanco	S/E Barro Blanco	S/E Barro Blanco	28.84	
2016	Abr	Tabasará II	S/E Tabasará	S/E Veladero	248.53	
	Dic	Chan II	S/E Changuinola II	S/E Changuinola II		
2017	Ene					
2018	Ene	Carbón A	S/E Santa Rita	S/E Santa Rita	250.00	
2019						
2020	Ene	Carbón B	S/E Santa Rita	S/E Santa Rita	250.00	
2021						
2022	Ene	Carbón C	S/E Santa Rita	S/E Santa Rita	250.00	
2023	Ene	Carbón D	S/E Santa Rita	S/E Santa Rita	250.00	
2024						
2025						

En la Tabla 2.5 se incluyen los tres (3) planes de expansión de generación para el escenario de Demanda Media, obtenidos en el Plan Indicativo de Generación.

Tabla 2.5 Planes de Generación

Entrada en Operación		DEMANDA POTENCIA		OFERTA				Entrada en Operación		DEMANDA POTENCIA		OFERTA				Entrada en Operación		DEMANDA POTENCIA		OFERTA																			
Año	Mes	MW	Δ%MW	Proyecto	MW	Capacidad Instalada Actual =	1942-18	Año	Mes	MW	Δ%MW	Proyecto	MW	Capacidad Instalada Actual =	1942-18	Año	Mes	MW	Δ%MW	Proyecto	MW	Capacidad Instalada Actual =	1942-18																
2011	Mar			Lorena	33.80			2011	Mar			Lorena	33.80			2011	Mar			Lorena	33.80			2011	Mar			Lorena	33.80										
	Mar			Los Planetas 1	4.50				Mar				Los Planetas 1	4.50				Mar				Los Planetas 1	4.50				Mar				Los Planetas 1	4.50							
	Abr			BLM (Conversión Carbón)	120'		120'		Abr				BLM (Conversión Carbón)	120'			120'	Abr				BLM (Conversión Carbón)	120'			120'	Abr				BLM (Conversión Carbón)	120'		120'					
	Abr			Pedregallo	20.00				Abr				Pedregallo	20.00				Abr				Pedregallo	20.00				Abr				Pedregallo	20.00							
	Jul	1,256.6	5.6	Bajo de Mina	56.00	411			411	2353	Jul	1,256.6	5.6	Bajo de Mina	56.00		411		411	2353	Jul	1,256.6	5.6		Bajo de Mina	56.00	411		411	2353	Jul	1,256.6	5.6	Bajo de Mina	56.00	411	411	2353	
	Ago			Chan I	222.46						Ago			Chan I	222.46							Ago				Chan I	222.46					Ago			Chan I	222.46			
2012	Sep			Pedregallo 2	13.00			2012	Sep			Pedregallo 2	13.00			2012	Sep			Pedregallo 2	13.00			2012	Sep			Pedregallo 2	13.00			2012	Sep			Pedregallo 2	13.00		
	Sep			Prudencia	56.00				Sep				Prudencia	56.00				Sep				Prudencia	56.00				Sep				Prudencia		56.00						
	Dic			El Fraile	5.47				Dic				El Fraile	5.47				Dic				El Fraile	5.47				Dic				El Fraile		5.47						
	Mar			Baitún	88.70				2012	Mar				Baitún	88.70				2012	Mar					Baitún	88.70			2012	Mar					Baitún	88.70			
	Abr			La Huaca	5.05					Abr				La Huaca	5.05					Abr					La Huaca	5.05				Abr					La Huaca	5.05			
	May			Las Perlas Norte	10.00					May				Las Perlas Norte	10.00					May					Las Perlas Norte	10.00				May					Las Perlas Norte	10.00			
Jun	3,323.6	5.3	Gualaca	25.20	159		159	2513		Jun	3,323.6	5.3	Gualaca	25.20	159		159	2513		Jun	3,323.6	5.3	Gualaca	25.20	159		159	2513		Jun	3,323.6	5.3	Gualaca	25.20	159	159	2513		
Jun			Las Perlas Sur	10.00						Jun			Las Perlas Sur	10.00			Jun					Las Perlas Sur	10.00			Jun					Las Perlas Sur	10.00							
Nov			Mendre 2	8.00						Nov			Mendre 2	8.00			Nov					Mendre 2	8.00			Nov					Mendre 2	8.00							
2013	Nov			Cochea	12.50			2013	Nov			Cochea	12.50			2013	Nov				Cochea	12.50			2013	Nov				Cochea	12.50								
	Ene			Bajos de Totuma	5.00				Ene				Bajos de Totuma	5.00				Ene				Bajos de Totuma	5.00				Ene				Bajos de Totuma	5.00							
	Ene			Caldera	4.00				Ene				Caldera	4.00				Ene				Caldera	4.00				Ene				Caldera	4.00							
	Ene			Eólico I	150.00		150			Ene				Eólico I	150.00			150		Ene				Eólico I		150.00		150		Ene				Eólico I	150.00		150		
	Feb			RP - 490	9.95				Feb				RP - 490	9.95				Feb				RP - 490	9.95				Feb				RP - 490	9.95							
	May			Bajo Frío	56.00				May				Bajo Frío	56.00				May				Bajo Frío	56.00				May				Bajo Frío	56.00							
	May			Monte Irío	51.65				May				Monte Irío	51.65				May				Monte Irío	51.65				May				Monte Irío	51.65							
	May	1,405.8	6.2	Pando	32.00	290			440	2953	May	1,405.8	6.2	Pando	32.00		290		440	2953	May	1,405.8	6.2	Pando		32.00	290		440	2953	May	1,405.8	6.2	Pando	32.00	290	440	2953	
	Jun			TERRA 4 - TIZINGAL	4.64					Jun				TERRA 4 - TIZINGAL	4.64				Jun				TERRA 4 - TIZINGAL	4.64				Jun				TERRA 4 - TIZINGAL	4.64						
	Jul			El Sindigo	10.00					Jul				El Sindigo	10.00				Jul				El Sindigo	10.00				Jul				El Sindigo	10.00						
	Ago			San Andrés	9.00					Ago				San Andrés	9.00				Ago				San Andrés	9.00				Ago				San Andrés	9.00						
Oct			Remigio Rojas	8.60				Oct				Remigio Rojas	8.60			Oct				Remigio Rojas	8.60			Oct				Remigio Rojas	8.60										
Dic			Bonyic	31.30				Dic				Bonyic	31.30			Dic				Bonyic	31.30			Dic				Bonyic	31.30										
Dic			El Alto	68.00				Dic				El Alto	68.00			Dic				El Alto	68.00			Dic				El Alto	68.00										
2014	Ene			Cañazas	5.94			2014	Ene			Cañazas	5.94			2014	Ene				Cañazas	5.94			2014	Ene				Cañazas	5.94								
	Ene			La Laguna	9.30				Ene				La Laguna	9.30				Ene				La Laguna	9.30				Ene				La Laguna	9.30							
	Ene			Las Cruces	9.17				Ene				Las Cruces	9.17				Ene				Las Cruces	9.17				Ene				Las Cruces	9.17							
	Ene			Los Estrechos	10.00				Ene				Los Estrechos	10.00				Ene				Los Estrechos	10.00				Ene				Los Estrechos	10.00							
	Ene			Ojo de agua	6.46				Ene				Ojo de agua	6.46				Ene				Ojo de agua	6.46				Ene				Ojo de agua	6.46							
	Ene	1,494.0	6.3	San Bartolo	15.25	148			148	3101	Ene	1,494.0	6.3	San Bartolo	15.25		148		148	3101	Ene	1,494.0	6.3	San Bartolo		15.25	148		148	3101	Ene	1,494.0	6.3	San Bartolo	15.25	148	148	3101	
	Abr			Santa Maria 82	25.60					Abr				Santa Maria 82	25.60				Abr				Santa Maria 82	25.60				Abr				Santa Maria 82	25.60						
	Ago			Los Planetas 2	3.73					Ago				Los Planetas 2	3.73				Ago				Los Planetas 2	3.73				Ago				Los Planetas 2	3.73						
	Ago			San Lorenzo	8.40					Ago				San Lorenzo	8.40				Ago				San Lorenzo	8.40				Ago				San Lorenzo	8.40						
Dic			Burica	50.00				Dic				Burica	50.00			Dic				Burica	50.00			Dic				Burica	50.00										
Dic			Potrerillos	4.17				Dic				Potrerillos	4.17			Dic				Potrerillos	4.17			Dic				Potrerillos	4.17										
2015	Ene	1,584.6	6.1	Barro Blanco	28.84	29		29	3130	2015	Ene	1,584.6	6.1	Barro Blanco	28.84	29	40	69	3170	2015	Ene	1,584.6	6.1	Barro Blanco	28.84	29	40	200	269	3370									
	Ene			Eólico II	40.00			Ene					Eólico II	40.00			Ene					Eólico II	40.00			Ene				Eólico II	40.00								
2016	Abr	1,677.7	5.9	Tabasará II	34.53	249		249	3378	2016	Abr	1,677.7	5.9	Tabasará II	34.53	249		249	3418	2016	Abr	1,677.7	5.9	Tabasará II	34.53	249		249	3618										
	Dic			Chan II	214.00			Dic					Chan II	214.00			Dic					Chan II	214.00			Dic				Chan II	214.00								
2017	Ene	1,775.1	5.8	Eólico III	80.00					2017	Ene	1,775.1	5.8	Eólico III	80.00	80		80	3498	2017	Ene	1,775.1	5.8	Eólico III	80.00	80		80	3698										
2018	Ene	1,880.3	5.9	Carbón A	250.00		250	3628	2018	Ene	1,880.3	5.9	Carbón A	250.00		250	3748	2018	Ene	1,880.3	5.9	CC GNL 250 A	250.00		250	3948													
2019	Ene	1,982.0	5.4	Eólico IV	120.00					2019	Ene	1,982.0	5.4	Eólico IV	120.00	120		120	3868	2019	Ene	1,982.0	5.4	CC GNL 250 B	250.00		250	4068											
2020	Ene	2,101.6	6.0	Carbón B	250.00		250	3878	2020	Ene	2,101.6	6.0	Carbón B	250.00		250	4118	2020	Ene	2,101.6	6.0	CC GNL 250 C	250.00		250	4318													
2021	Ene	2,211.8	5.2	Eólico V	250.00					2021	Ene	2,211.8	5.2	Eólico V	250.00			250	4368	2021	Ene	2,211.8	5.2	CC GNL 250 D	250.00		250	4568											
2022	Ene	2,326.9	5.2	Carbón C	250.00		250	4128	2022	Ene	2,326.9	5.2	Carbón C	2																									

2.1.3 PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE 2010

Se utilizan como referencia los proyectos aprobados por la ASEP del Plan de Expansión 2010, los cuales se presentan en la Tabla 2.6.

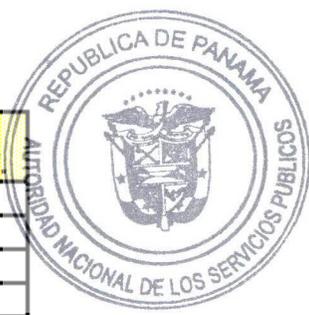
Tabla 2.6 Programa de Obras de Transmisión 2010 – 2024 del Plan de Expansión 2010

Equipo	Año	Costo Miles B.
Sistema Principal		
Sist. Comunicaciones – Mig. VHF a UHF	2010	1,518
Reposición Radios Enlace de Microondas	2011	633
Repotenciación Línea Panamá – Panamá II 230 KV	2011	1,826
Refuerzo Santa Rita – Panamá II 115 KV	2012	20,879
Refuerzo Guasquitas – Changuinola 230 KV	2012	13,257
Banco de Capacitores 120 MVAR S/E Panamá II	2012	8,261
Banco de Capacitores 90 MVAR S/E Llano Sánchez	2012	5,508
Repotenciación Líneas Guas-Vel-LLS-Pan II 230 KV	2012	8,320
Adición Transformador T4 S/E Panamá	2012	9,822
S/E Las Guías 230 KV	2012	4,783
Repotenciación Líneas MDN-VEL-LLS-CHO-PAN 230 KV	2013	52,902
Repotenciación Líneas MDN-PRO-FRO 230 KV	2013	3,860
SVC S/E Llano Sánchez 230 KV	2014	23,978
Sistema de Vigilancia Remota	2014	1,281
S/E Las Guías 2do circuito 230 KV	2015	4,783
S/E Antón 2do circuito 230 KV	2015	4,783
Adición Transformador T3 S/E Panamá II	2016	9,132
SVC S/E Panamá II 230 KV	2017	23,978
Refuerzo Llano Sánchez - Panamá II 230 KV Etapa 1	2017	62,920
Refuerzo Santa Rita – Panamá II 230 KV	2019	22,126
Plan de Reposición		
Protecciones	2009-2010	1,479
Subestaciones	2009-2012	3,710
Reemplazo T2 S/E Mata de Nance	2012	3,703
Reemplazo T3 Panamá	2016	4,629
Plan Estratégico		
S/E Concepción 230/34.5 KV	2011	8,400
S/E San Bartolo 230/34.5 KV	2013	10,363
Plan de Planta General		
	2010-2013	24,455
Sistema de Conexión		
	2010-2016	24,478



2.1.4 PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2011

El programa de obras propuesto por ETESA en este plan de expansión es el siguiente:



Equipo	Año	Costo Miles B/.
Sistema Principal		
Repotenciación Línea Panamá – Panamá II 230 KV	2012	1,659
Refuerzo Santa Rita – Panamá II 115 KV	2012	20,878
Refuerzo Guasquitas – Changuinola 230 KV	2012	12,970
Banco de Capacitores 120 MVAR S/E Panamá II	2012	5,047
Banco de Capacitores 90 MVAR S/E Llano Sánchez	2012	5,711
Adición e Instalación Transformador T4 S/E Panamá	2012	8,112
Reposición Radios Enlace de Microondas	2013	633
Reemplazo de Rectificadores	2013	102
Equipamiento de Multiplexores	2013	104
Reposición de Crosconectores	2013	148
Torres de Emergencia	2013	792
Transformador Móvil de Reserva	2014	4,595
Ampliación de Cobertura de Radio Digital	2014	1,179
Repotenciación Líneas Guas-Vel-LLS-Pan II 230 KV	2014	8,320
Repotenciación Líneas MDN-VEL-LLS-CHO-PAN 230 KV	2014	52,902
Repotenciación Líneas MDN-PRO-FRO 230 KV	2014	3,860
SVC S/E Llano Sánchez 230 KV	2014	23,845
S/E Las Guías 2do circuito 230 KV	2014	3,310
S/E Antón 2do circuito 230 KV	2015	4,244
Adición Transformador T3 S/E Panamá II	2015	9,280
SVC S/E Panamá II 230 KV	2017	23,845
Refuerzo Llano Sánchez - Panamá II 230 KV Etapa 1	2017	77,445
Refuerzo Santa Rita – Panamá II 230 KV	2019	21,000
Plan de Reposición		
Protecciones	2010-2013	2,651
Subestaciones	2010-2013	1,925
Reemplazo T2 S/E Mata de Nance	2012	2,465
Reemplazo T3 Panamá	2016	4,882
Plan Estratégico		
S/E Boquerón III 230/34.5 KV	2011	8,400
Adición T2 S/E Boquerón III 230/34.5 KV	2013	4,450
S/E San Bartolo 230/34.5 KV	2014	10,913
Plan de Planta General		
	2010-2016	22,050
Sistema de Conexión		
	2011-2016	26,061

Tabla 2-7 Programa de Obras Propuestas por ETESA Plan 2011

2.1.5 PROYECTOS VIABLES IDENTIFICADOS

Adicionalmente a los proyectos mencionados anteriormente, se incluyen dentro del conjunto de refuerzos viables 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 consideran 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
	Busbar		Busbar		(%)	km	MVA	kV	
LINEAS DE CIRCUITO SENCILLO									
1	GUASQUITAS	GUA-230	VELADERO	VEL-230	7.59	84.30	225	230	1200 ACAR
2	VELADERO	VEL-230	LLANO SANCHEZ	LLS-230	9.91	110.07	225	230	1200 ACAR
3	LLANO SANCHEZ	LLS-230	PANAMA 2	PA2-230	17.55	195.00	225	230	1200 ACAR
4	MATA DE NANCE	MDN-230	VELADERO	VEL-230	7.85	84.49	193	230	750 ACAR
5	LLANO SANCHEZ	LLS-230	CHORRERA	CHO-230	13.21	142.19	193	230	750 ACAR
6	CHORRERA	CHO-230	PANAMA	PAN-230	3.62	39.00	193	230	750 ACAR
7	PROGRESO	PRO-230	CONCEPCION	CON-230	2.51	27.00	193	230	750 ACAR
8	CONCEPCION	CON-230	MATA DE NANCE	MDN-230	2.51	27.00	193	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	225	230	1200 ACAR
11	LLANO SANCHEZ	LLS-230	PANAMA 2	PA2-230	17.49	195.00	225	230	1200 ACAR
12	GUASQUITAS	GUA-230	LLANO SANCHEZ	LLS-230	13.93	194.37	350	230	2X750 ACAR
13	LLANO SANCHEZ	LLS-230	PANAMA 2	PA2-230	13.93	195.00	350	230	2X750 ACAR
14	CHANGUINOLA	Chang230	GUASQUITAS	GUA-230	10.05	120.00	225	230	1200 ACAR
15	LLANO SANCHEZ	LLS-230	LAS GUÍAS ****	LGU-230	5.57	60.00	193	230	750 ACAR
16	LAS GUÍAS	LGU-230	CHORRERA ****	CHO-230	7.63	82.19	193	230	750 ACAR
17	SANTA RITA	SRITA-115	PANAMA 2	PA2-230	4.32	48.00	225	230	1200 ACAR
18	GUASQUITAS	GUA-230	FORTUNA	FDR-230	1.44	16.00	225	230	1200 ACAR
19	PANAMA 2 500	PA2-500	LLANO SANCHEZ 500	LLS-500	2.60	195.00	900	500	
20	LLANO SANCHEZ 500	LLS-500	GUASQUITAS 500	GUA-500	2.60	195.00	900	500	
21	PANAMA 2 500	PAN-500	GUASQUITAS 500	GUA-500	5.21	390.00	900	500	
LINEAS DE DOBLE CIRCUITO									
1	GUASQUITAS	GUA-230	VELADERO	VEL-230	7.59	84.30	225	230	1200 ACAR
2	VELADERO	VEL-230	LLANO SANCHEZ	LLS-230	9.91	110.07	225	230	1200 ACAR
3	LLANO SANCHEZ	LLS-230	PANAMA 2	PA2-230	17.55	195.00	225	230	1200 ACAR
4	MATA DE NANCE	MDN-230	VELADERO	VEL-230	7.85	84.49	193	230	750 ACAR
5	LLANO SANCHEZ	LLS-230	CHORRERA	CHO-230	13.21	142.19	193	230	750 ACAR
6	CHORRERA	CHO-230	PANAMA	PAN-230	3.62	39.00	193	230	750 ACAR
7	PROGRESO	PRO-230	CONCEPCION	CON-230	2.51	27.00	193	230	750 ACAR
8	CONCEPCION	CON-230	MATA DE NANCE	MDN-230	2.51	27.00	193	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	225	230	1200 ACAR
11	LLANO SANCHEZ	LLS-230	PANAMA 2	PA2-230	17.49	195.00	225	230	1200 ACAR
12	GUASQUITAS	GUA-230	LLANO SANCHEZ	LLS-230	13.93	194.37	350	230	2X750 ACAR
13	LLANO SANCHEZ	LLS-230	PANAMA 2	PA2-230	13.93	195.00	350	230	2X750 ACAR
14	CHANGUINOLA	Chang230	GUASQUITAS	GUA-230	10.05	120.00	225	230	1200 ACAR
15	LLANO SANCHEZ	LLS-230	LAS GUÍAS ****	LGU-230	5.57	60.00	193	230	750 ACAR
16	LAS GUÍAS	LGU-230	CHORRERA ****	CHO-230	7.63	82.19	193	230	750 ACAR
17	SANTA RITA	SRITA-230	PANAMA 2	PA2-230	4.32	48.00	225	230	1200 ACAR
18	PANAMA	PAN-230	PANAMA 2	PA2-230		12.94	350	230	636 ACSS
19	PANAMA	PAN-230	MATA DE NANCE	MDN-230		375.00	350	230	636 ACSS
20	MATA DE NANCE	MDN-230	PROGRESO	PRO-230		63.70	350	230	636 ACSS
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	

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 2-8.

Tabla 2-8 Escenarios para el análisis energético

Caso	Nombre	Descripción
1	REGMHTCB11	Escenario de generación hidrotérmico y Carbón con proyección de demanda media
2	REGMHTCBEO11	Escenario de generación hidrotérmico con carbón y proyectos eólicos con proyección de demanda media
3	REGMHTTLA11	Escenario de generación hidrotérmico con carbón, gas natural y eólicos con proyección de demanda media



El modelo energético cuenta con la información necesaria para realizar el análisis de expansión en el horizonte 2011-2025, 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.

La demanda modelada corresponde a la definida en el numeral 2.1.1. Los proyectos de generación son los que aparecen en el numeral 2.1.2.

2.1.7 INFORMACIÓN DE DETALLE PARA EL ANÁLISIS ELÉCTRICO

Se modela el sistema eléctrico para el año 2011 con un total de 252 barras, 133 líneas, 102 transformadores de dos devanados, 44 transformadores de tres devanados y 102 generadores. Para el año final del análisis eléctrico, 2020, se modela el sistema eléctrico con un total de 346 barras, 174 líneas, 154 transformadores de 2 devanados y 53 transformadores de 3 devanados, 172 generadores y 148 cargas. También se modela la red de ACP de 44 KV y sus unidades de generación.

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 y Progreso.

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. El modelo SDDP es un modelo muy utilizado en muchos países del mundo 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>)

Para los estudios de estabilidad los generadores se modelan con sus reguladores de velocidad, tensión y estabilizadores de potencia.

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-13 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 líneas de 230 y 115 KV. La longitud total de líneas de 230 KV es de 883 Km. en líneas de doble circuito y 200 Km. en líneas de circuito sencillo. Para las líneas de 115 KV, la longitud total de líneas de doble circuito es de 134.5 Km. y para líneas de circuito sencillo de 39.9 Km. La Tabla 3-1 a continuación presenta las líneas de transmisión de ETESA, su año de entrada en operación, longitud y capacidad en MVA, tanto para condiciones de operación normal como en contingencia. Adicional se presenta un resumen del porcentaje de cargabilidad y capacidad remanente por tramo para los circuitos y también para transformadores de ETESA.



Tabla 3-1 Líneas de Transmisión de ETESA

LINEAS DE 230 Y 115 KV DE ETESA						
LINEAS	NUMERACIÓN	SUBESTACIONES	AÑO	LONG. (Km.)	CAPACIDAD (MVA)	
					Normal	Cont.
LINEAS DE 230 KV DOBLE CIRCUITO	230-1A/B,2A	BAYANO - PACORA - PANAMA II	1976	68.14	186.0	350.0
	230-1C,2B	PANAMA II - PANAMA	1976	12.94	186.0	350.0
	230-3A,4A	PANAMA - CHORRERA	1978	39.00	193.0	366.0
	230-3B,4B	CHORRERA - LL.SANCHEZ	1978	142.19	193.0	366.0
	230-5A,6A	LL.SANCHEZ - VELADERO	1978	109.36	193.0	366.0
	230-5B,6B	VELADERO - MATA NANCE	1979	84.49	193.0	366.0
	230-7,8	MATA NANCE - FORTUNA	1984	37.50	193.0	366.0
	230-12,13	LL.SANCHEZ - PANAMA II	2006	195.00	225.0	450.0
	230-14,15	VELADERO - LL. SANCHEZ	2004	110.07	225.0	450.0
	230-16,17	GUASQUITAS - VELADERO	2004	84.30	225.0	450.0
			TOTAL		882.99	
		TOTAL x CIRCUITO		1,765.98		
CIRCUITO SENCILLO	230-9	MATA NANCE - PROGRESO	1986	54.00	193.0	366.0
	230-10	PROGRESO - FRONTERA	1986	9.70	193.0	366.0
	230-18	FORTUNA - GUASQUITAS	2003	16.00	225.0	450.0
	230-20A	FORTUNA - CAÑAZAS	2009	28.00	225.0	450.0
	230-20B	CAÑAZAS - CHANGUINOLA	2009	77.00	225.0	450.0
	230-21	CHANGUINOLA - FRONTERA	2011	15.00	225.0	450.0
			TOTAL		199.70	
		TOTAL x CIRCUITO		1,965.68		
LINEAS DE 115 DOBLE CIRCUITO	115-1A,2A	CACERES - STA. RITA	2004	46.60	150.0	175.0
	115-1B,2B	STA. RITA - B.L.MINAS	2004	6.20	150.0	175.0
	115-3A,B 4A,B	PANAMA - CHILIBRE - BLM	1972	55.70	93.0	175.0
	115-15,16	MATA NANCE - CALDERA	1979	25.00	93.0	175.0
			TOTAL		133.50	
		TOTAL x CIRCUITO		267.00		
CIRCUITO SENCILLO	115-12	PANAMA - CACERES	1976	0.80	93.0	175.0
	115-17	CALDERA - LA ESTRELLA	1979	5.80	93.0	175.0
	115-18	CALDERA - LOS VALLES	1979	2.00	93.0	175.0
	115-19	CALDERA - PAJA DE SOMBRERO	1982	0.50	93.0	175.0
	115-25	PROGRESO - CHARCO AZUL	1988	30.00	93.0	175.0
	115-37	PANAMA - CACERES SUBT.	2008	0.80	142.0	178.0
			TOTAL		39.90	
		TOTAL		306.90		



Capacidad de Transmisión Existente y Remanente Actual						
Líneas		Capacidad de la Línea (MVA)		MVA	% de	Capacidad Remanente
Circuito	Identificador	Normal	Emergencia	Transportados	Cargabilidad	
Bayano - Pacora	230-1A	186	350	91.40	49.14%	50.86%
Panamá II - Pacora	230-1B	186	350	122.40	65.81%	34.19%
Panamá II - Bayano	230-2A	186	350	95.20	51.18%	48.82%
Panamá - Panamá II	230-1C	186	350	140.00	75.27%	24.73%
Panamá - Panamá II	230-2B	186	350	140.00	75.27%	24.73%
Chorrera - Panamá	230-3A	193	366	178.00	92.23%	7.77%
Chorrera - Panamá	230-4A	193	366	160.00	82.90%	17.10%
Llano Sánchez - Chorrera	230-3B	193	366	151.60	78.55%	21.45%
Llano Sánchez - Chorrera	230-4B	193	366	120.00	62.18%	37.82%
Veladero - Llano Sánchez	230-5A	193	366	146.96	76.15%	23.85%
Veladero - Llano Sánchez	230-6A	193	366	148.19	76.78%	23.22%
Mata de Nance - Veladero	230-5B	193	366	134.95	69.92%	30.08%
Mata de Nance - Veladero	230-6B	193	366	136.50	70.72%	29.28%
Boquerón III - Mata de Nance	230-9A	193	366	72.03	37.32%	62.68%
Progreso - Boquerón III	230-9B	193	366	67.84	35.15%	64.85%
Frontera - Progreso	230-10	193	366	76.68	39.73%	60.27%
Fortuna - Mata de Nance	230-7	193	366	118.08	61.18%	38.82%
Fortuna - Mata de Nance	230-8	193	366	166.72	86.38%	13.62%
Llano Sánchez - Panamá II	230-12	225	450	141.39	62.84%	37.16%
Llano Sánchez - Panamá II	230-13	225	450	136.28	60.57%	39.43%
Veladero - Llano Sánchez	230-14	225	450	154.57	68.70%	31.30%
Veladero - Llano Sánchez	230-15	225	450	156.52	69.56%	30.44%
Guasquitas - Veladero	230-16	225	450	209.41	93.07%	6.93%
Guasquitas - Veladero	230-17	225	450	211.38	93.95%	6.05%
Fortuna - Guasquitas	230-18	276	459	262.03	94.94%	5.06%
Cañazas - Fortuna	230-20A	304	340	183.71	60.43%	39.57%
Esperanza - Cañazas	230-20B	304	340	200.02	65.80%	34.20%
Changuinola - Esperanza	230-20C	304	340	16.29	5.36%	94.64%
Frontera - Changuinola	230-21	304	340	115.15	37.88%	62.12%



Líneas		Capacidad de la Línea (MVA)		MVA Transportados	% de Cargabilidad	% de Capacidad Remanente
Círculo	Identificador	Normal	Emergencia			
Chilibre - Panamá	115-3A	93	175	35.99	38.70%	61.30%
Cemento Panamá - Panamá	115-4A	93	175	28.86	31.03%	68.97%
Las Minas II - Chilibre	115-3B	93	175	31.13	33.47%	66.53%
Las Minas II - Cemento Panamá	115-4B	93	175	15.01	16.14%	83.86%
Cáceres - Panamá	115-12	93	175	44.89	48.27%	51.73%
Cáceres - Panamá (Sub)	115-37	142	178	67.68	47.66%	52.34%
Santa Rita - Cáceres	115-1A	150	175	13.41	8.94%	91.06%
Santa Rita - Cáceres	115-2A	150	175	13.78	9.19%	90.81%
Las Minas I - Santa Rita	115-2B	150	175	14.49	9.66%	90.34%
Cativa II - Santa Rita	115-1B	150	175	13.27	8.85%	91.15%
Las Minas I - Cativa II	115-1C	150	175	6.99	4.66%	95.34%
Mata de Nance - Caldera	115-15	93	175	56.46	60.71%	39.29%
Mata de Nance - Caldera	115-16	93	175	54.56	58.67%	41.33%
La Estrella - Caldera	115-17	93	175	46.67	50.18%	49.82%
Los Valles - Caldera	115-18	93	175	47.58	51.16%	48.84%
Paja de Sombrero - Caldera	115-19	93	175	0.29	0.31%	99.69%
Progreso - Charco Azul	115-25	93	175	1.30	1.39%	98.61%

Subestación	Transformador	Devanado (KV)	Máxima Capacidad (MVA)	Carga (MVA)	Portentaje de Cargabilidad (%)	Capacidad Remanente (%)
Caldera	T1	115	62.5			
		34.5	62.5	26.65	42.63%	57.37%
Changuinola	T1	230	50	16.14	32.28%	67.72%
		34.5	50	46.41	92.82%	7.18%
Chorrera	T1	230	50			
		34.5	50	50.82	101.65%	-1.65%
	T2	230	56			
		34.5	56	50.82	90.76%	9.24%
Llano Sánchez	T1	230	70	54.92	78.46%	21.54%
		115	60	53.98	89.96%	10.04%
		34.5	30	8.34	27.79%	72.21%
	T2	230	70	53.00	75.71%	24.29%
		115	60	68.28	113.81%	-13.81%
		34.5	30			
Mata de Nance	T1	230	70	39.37	56.24%	43.76%
		115	60	41.91	69.85%	30.15%
		34.5	50	23.92	47.84%	52.16%
	T2	230	70	38.29	54.70%	45.30%
		115	60	40.98	68.30%	31.70%
		34.5	50	24.24	48.48%	51.52%
	T3	230	70	39.19	55.98%	44.02%
		115	60	44.40	74.00%	26.00%
		34.5	50	29.16	58.32%	41.68%
Panamá	T1	230	175	427.17	61.02%	38.98%
		115	175			
	T2	230	175			
		115	175			
	T3	230	350			
		115	350			
Panamá II	T1	230	175			
		115	175	99.59	56.91%	43.09%
	T2	230	175			
		115	175	100.51	57.43%	42.57%
Progreso	T1	230	50			
		115	50			
		34.5	50	25.83	51.65%	48.35%
	T2	230	50			
		115	50	1.44	2.88%	97.12%
		34.5	50	13.22	26.44%	73.56%



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. Posee diez subestaciones reductoras: Panamá II, Panamá, Chorrera, Llano Sánchez, Mata de Nance, Boquerón III, Progreso, Caldera, Charco Azul y Changuinola.

El principal centro de carga está ubicado en el área metropolitana de la ciudad de Panamá, donde se concentra aproximadamente el 70% de la demanda del país. Para servir esta demanda, ETESA cuenta con dos subestaciones reductoras, Panamá y Panamá II y una subestación seccionadora, Cáceres. Estas subestaciones alimentan por medio de líneas de 115 KV, propiedad de las empresas distribuidoras, las subestaciones de distribución propiedad de la empresa EDEMET (Locería, Marañón, Centro Bancario y San Francisco) y de ENSA (Santa María, Monte Oscuro, Tinajitas, Cerro Viento, Tocumen y Chilibre).

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).

La Tabla 3-2 a continuación presenta un detalle de las subestaciones reductoras de ETESA y la capacidad de transformación actual de cada una de ellas.

Tabla 3-2 Transformadores de ETESA

TRANSFORMADORES DE ETESA										
SUBESTACION	No.	CAPACIDAD (MVA)			CAPACIDAD	ELEVADOR REDUCTOR	VOLTAJES (KV)			CONEXION
		OA	FA	FOA			ALTA	BAJA	TERCI.	
PANAMA 2	1	105	140	175	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL
PANAMA 2	2	105	140	175	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL
PANAMA	1	105	140	175	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL
PANAMA	2	105	140	175	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL
PANAMA	3	210	280	350	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL
CHORRERA	1	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL
CHORRERA	2	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL
LLANO SANCHEZ	1	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL
LLANO SANCHEZ	2	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL
MATA DE NANCE	1	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL
MATA DE NANCE	2	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL
MATA DE NANCE	3	42	56	70	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL
PROGRESO	1	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL
PROGRESO	2	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL
CHARCO AZUL	1	18	24	24	OA/FA	REDUCTOR	115	4.16		EST/DEL
CHANGUINOLA	1	30	40	50	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	34.5	EST/EST/DEL
CALDERA	1	37.5	50	62.5	OA/FA/FOA	REDUCTOR	115	34.5		EST/DEL
BOQUERÓN III	1	50	66.7	83.33	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	34.5	13.8	EST/EST/DEL
TOTAL		1,095.5	1,460.7	1,819.8						

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

Para efectos de soporte de reactivo, el sistema cuenta con bancos de capacitores y reactores. El banco de capacitores se encuentra ubicado en la subestación Panamá, en el patio de 115 KV, con un total de 60 MVAR (4x15 MVAR). Los reactores se encuentran ubicados en las siguientes subestaciones: 80 MVAR en la subestación Llano Sánchez (60 MVAR en el patio de 230 KV (3x20 MVAR) y un banco de 20 MVAR en el patio de 34.5 KV), 60 MVAR en la subestación Veladero 230 KV y 40 MVAR (2x20 MVAR) en el patio de 34.5 KV de la subestación Mata de Nance.

Para el año 2011, se han realizado simulaciones con el programa PSS/E™, en régimen permanente con el objetivo de pronosticar el comportamiento del sistema para época lluviosa en demanda máxima como en demanda mínima (pico y valles del sistema), y de esta forma analizar flujos de potencia sobre la red de transmisión. Las simulaciones realizadas no consideran intercambios del SIN con el Sistema Eléctrico Regional (SER), debido a que el objetivo de este análisis es conocer el comportamiento intrínseco del sistema per se.

Para un escenario en demanda máxima y en época lluviosa (máxima exigencia al sistema) se tiene 1256.54 MW de Generación para alimentar una carga de 1214.34 MW a un Factor de Potencia de 0.985 (-). Se pronostica un intercambio de potencia en sentido occidente – oriente del país, de 465.8 MW medidos entre S/E Veladero y S/E Llano Sánchez. Aquellos circuitos que más carga reportaron respecto a su capacidad máxima en estado de operación normal son Fortuna-Guasquitas (153.3 MW al 68.1%), Fortuna-Cañazas (179.8 MW al 64.2%) y La Esperanza-Cañazas (193.8 MW al 69.2%), esto es debido al inicio de operaciones de la C.H. Changuinola. El resto de los circuitos se encuentran con cargabilidad inferior a aquellas que se han reportado, por lo cual se observa que no existen limitantes respecto a líneas de transmisión. En cuanto a transformadores se reportaron el T₁ y T₂ de S/E Chorrera con 47.8 MVA (95.7% de su capacidad máxima) cada uno; también el T1 y T2 de S/E Llano Sánchez con 60.4 MVA (86.4% de su capacidad máxima) cada uno. El resto de los transformadores en las S/E de ETESA se encuentran por debajo de los valores reportados.

Respecto a un escenario de demanda mínima (valle), se tiene 705.9 MW de generación para alimentar una carga de 667.9 MW a un factor de potencia de 0.94 (-). Se pronostica un intercambio de potencia en sentido occidente – oriente del país, de 460.6 MW medidos entre S/E Veladero y S/E Llano Sánchez (65.25% de la generación). Aquellos circuitos que más carga reportaron respecto a su capacidad máxima en estado de operación normal son Fortuna-Guasquitas (187 MVA al 83.1%), Fortuna-Cañazas (191.8 MVA al 68.5%) y Las Esperanza-Cañazas (200 MVA al 71.4%). En cuanto a transformadores se reportaron los T₁, T₂ y T₃ de S/E Mata de Nance con 40.9 MVA de carga (68.1% de su capacidad máxima), por lo que se concluye que no existen limitantes en el sistema para el escenario en demanda mínima.

En el Anexo III-15 se muestra, la Base de Datos para el SIN al año 2011, utilizada para los estudios eléctricos presentados en el presente Plan de Expansión. La misma 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 se presenta el diagrama unifilar simplificado del Sistema de Transmisión (Para el segundo semestre del presente año) y 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.

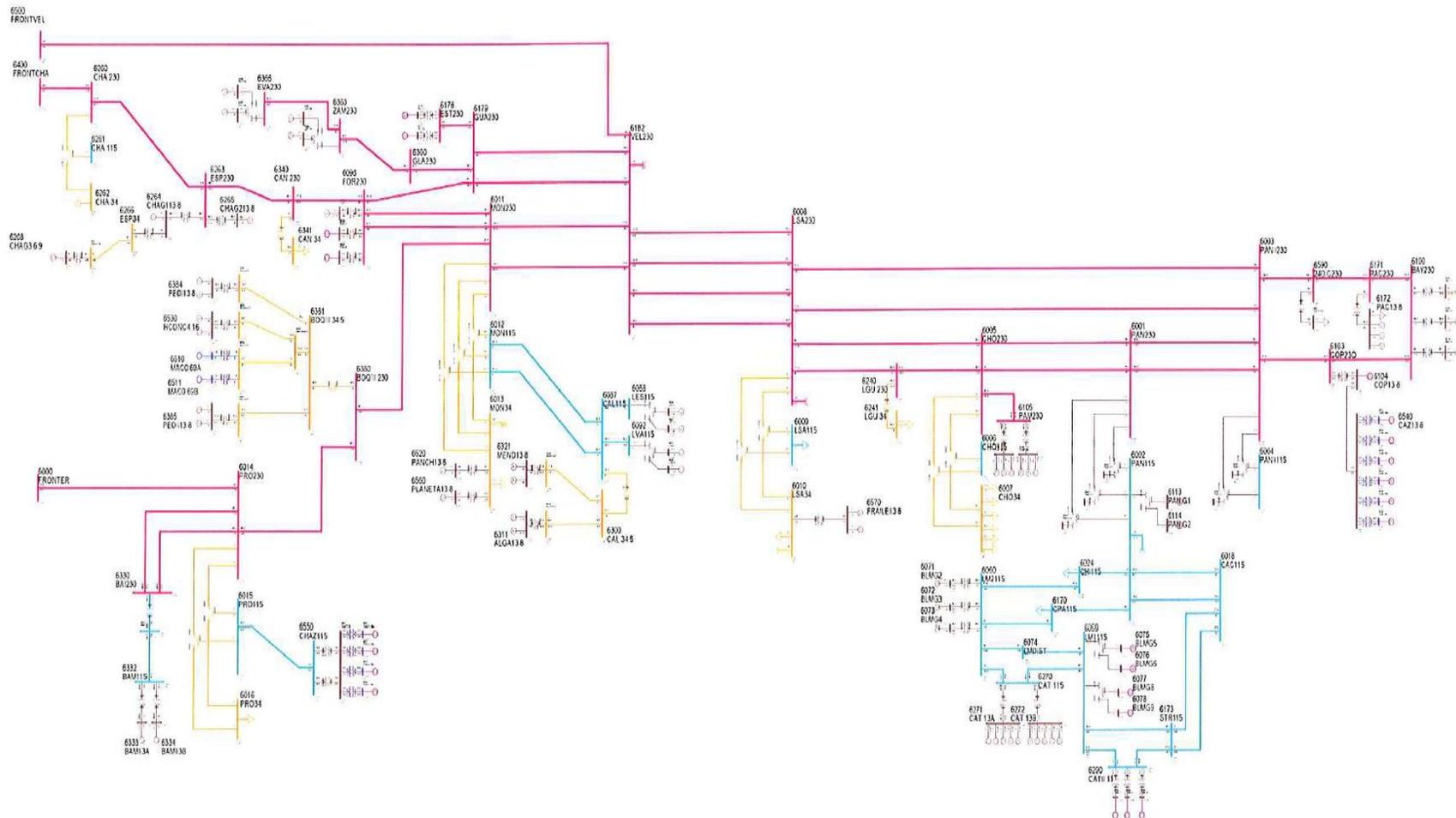


Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. Sistema Interconectado Nacional

ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica S.A.
Unimos Panamá con Energía



Esquema Unifilar Simplificado del Sistema de Transmisión de Panamá (Segundo Semestre del año 2011)



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: 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 para condiciones de contingencia sencilla deberá mantenerse en un rango entre 58.9 Hz y 61 Hz. Finalmente en condiciones de post-falla, podrá oscilar en un rango de $\pm 1.0\%$. 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 estar dentro del rango establecidos en el Reglamento de Trasmisión, el cual corresponde a $\pm 5\%$ del voltaje nominal en condiciones de operación normal. Durante la ocurrencia de una contingencia simple, el voltaje deberá permanecer dentro del rango de $\pm 10\%$ 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 $\pm 7\%$ 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 6 ciclos mediante la apertura del o los interruptores correspondiente, y su comportamiento deberá ser amortiguado.



En las Tablas 3-3 a 3-6 a continuación se presentan los valores actualmente utilizados los esquemas de control de emergencias:

Tabla 3-3 Desconexión por Baja Frecuencia

ESCALÓN	FRECUENCIA (HZ)	AGENTE	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	AMPERAJE (Amp.)	CARGA (MVA)	CARGA (MW)	TOTAL (MW)	PORCENTAJE (%)
1	59.30	EDEMET	MARANON	6-53	271.0	6.48	6.10	33.64	
		EDEMET	Arraján	19-2	229.0	5.48	5.47		
		EDEMET	Arraján	19-3	348.0	8.31	8.13		
		ENSA	Santa María	5-92	180.0	4.30	3.89		
		ENSA	Santa María	5-45	217.0	5.18	5.10		
		ENSA	TOCUMEN	TOC-2	217.0	5.18	4.95		
2	59.10	EDEMET	Locería	4-31	350.0	8.37	8.10	31.38	3.00%
		EDEMET	Locería	4-84	286.0	6.84	6.45		
		EDEMET	Centro Bancario	CEB-01	163.0	3.89	3.66		
		ENSA	CHILIBRE	7-59	121.0	2.88	2.82		
		ENSA	FRANCE FIELD	15-3	239.0	5.72	5.50		
		ENSA	FRANCE FIELD	15-4	205.0	4.90	4.85		
	58.90		PROGRESO	230-10					
3	58.75	EDEMET	Locería	4-85	103.0	2.45	2.28	31.81	3.00%
		EDEMET	Locería	4-81	267.0	6.39	6.12		
		EDEMET	Centro Bancario	CEB-02	146.0	3.48	3.34		
		EDEMET	El Tomo	16-11	315.0	7.54	7.42		
		ENSA	SANTA MARIA	5-94	221.0	5.29	5.11		
		ENSA	Tinajitas	TIN-4	275.0	6.58	6.17		
		ENSA	SANTA MARIA	5-36	60.0	1.45	1.37		
4	58.65	EDEMET	Locería	4-28	268.0	6.41	6.18	103.56	10.00%
		EDEMET	Locería	4-30	331.0	7.91	7.39		
		EDEMET	Locería	4-32	333.0	7.95	7.39		
		EDEMET	Locería	4-35	308.0	7.36	6.82		
		EDEMET	Locería	4-89	242.0	5.78	5.51		
		EDEMET	San Francisco	2-16	301.0	7.20	6.82		
		EDEMET	MARANON	6-54	343.0	8.19	7.65		
		EDEMET	El Tomo	16-14	341.0	8.15	8.09		
		EDEMET	Centro Bancario	CEB-03	226.0	5.39	5.08		
		ENSA	TOCUMEN	TOC-8	235.0	5.61	5.39		
		ENSA	TOCUMEN	TOC-3	156.0	9.49	9.00		
		ENSA	FRANCE FIELD	15-1	415.0	9.97	9.47		
		ENSA	CHILIBRE	7-60	100.0	2.38	2.34		
		ENSA	CERRO MIENTO	8-67	237.0	5.81	5.53		
ENSA	FRANCE FIELD	15-19	212.0	5.07	4.76				
		ENSA	SANTA MARIA	5-42	272.0	6.51	6.14		
5	58.40	EDEMET	LOCERIA	4-83	160.0	3.82	3.60	31.17	3.00%
		EDEMET	Locería	4-80	277.0	6.63	6.18		
		EDEMET	San Francisco	2-03	396.0	9.46	8.98		
		ENSA	TOCUMEN	TOC-6	277.0	6.63	6.49		
		ENSA	SANTA MARIA	5-96	262.0	6.25	5.92		
TOTAL								231.56	22.00%

NOTAS: DATOS DE EDEMET ACTUALIZADOS AL 28 DE MAYO DE 2010.

DATOS DE ENSA ACTUALIZADOS AL 04 DE OCTUBRE DE 2010

LOS TIEMPOS DE DE TECCIÓN DE LOS RELEVADORES ES DE 100 MILISEGUNDOS

LA INTERCONEXIÓN TIENE UMBRAL DE 1 SEGUNDO, DIRECCIONALIDAD DE FLUJO Y df/dt DE 300 mHz/seg.



Tabla 3-4 Desconexión por Bajo Voltaje

ESQUEMA DE DESCONEXION DE CARGA POR BAJO VOLTAJE

Fecha de entrada en vigencia: 13 de diciembre de 2004

ETAPA	VOLTAJE (KV) (Ref 115 KV)	TIEMPO DE DESCONEXIÓN CICLOS	APORTE REQUERIDO (MW)	AGENTE	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	CARGA MW	CARGA MVAR
1	105	30	35	EDEMET	MARAÑÓN	6-47	6.04	7.71
						6-50	3.15	1.13
						6-51	6.58	2.43
						6-52	5.68	1.96
						6-55	3.09	1.26
						6-58	3.00	1.03
						6-60	8.03	2.73
TOTAL	35.35	12.25						
2	105	54	20	ENSA	CERRO VIENTO	8-61	2.46	0.72
						8-62	2.50	1.02
						8-63	5.38	1.82
						8-64	6.11	2.00
						8-65	5.39	1.82
						TOTAL	21.84	7.11
3	105	180	25	EDEMET	SAN FRANCISCO	2-11	5.43	1.77
						2-15	6.67	2.22
						2-20	5.15	1.88
						2-22	8.88	2.83
						TOTAL	26.13	8.30
GRAN TOTAL							83.52	28.38



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

Tabla 3-5 Desconexión por Pérdida de Generación – Bayano

ESQUEMA DE DE SCONEXION DE CARGA POR PERDIDA DE GENERACIÓN - BAYANO

Fecha de entrada en vigencia: 26 de Julio de 2006

AGENTE	SUBESTACION	APORTE REQUERIDO (MW)	CIRCUITO	CARGA MW	CARGA MVAR
ENSA	MONTE OSCURO	40	3-101	5.71	1.71
			3-102	4.41	1.43
			3-103	1.67	0.71
			3-104	4.90	1.65
			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				42.96	15.13

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

Tabla 3-6 Desconexión por Pérdida del Transformador T3 de S/E Panamá

ESCALÓN	APORTE EXIGIDO (MW)	SUBESTACIÓN	CIRCUITO	AMPERAJE (Amp.)	CARGA (MVA)	CARGA (MW)	TOTAL (MW)
1	20.00	San Francisco	2-05	335.0	8.00	7.66	26.85
		San Francisco	2-06	224.0	5.35	5.18	
		San Francisco	2-20	226.0	5.41	5.15	
		San Francisco	2-18	202.0	4.83	4.35	
		San Francisco	2-10	200.0	4.77	4.51	
2	40.00	Centro Bancario	CEB-08	300.0	7.18	6.64	36.27
		Centro Bancario	CEB-09	147.0	3.51	3.33	
		Centro Bancario	CEB-10	369.0	8.81	8.23	
		Centro Bancario	CEB-11	2.0	0.05	0.03	
		Centro Bancario	CEB-12	134.0	3.21	2.92	
		Centro Bancario	CEB-13	350.0	8.36	7.71	
3	50.00	Locería	4-28	268.0	6.41	6.18	51.79
		Locería	4-29	390.0	9.33	8.57	
		Locería	4-30	331.0	7.91	7.39	
		San Francisco	2-15	294.0	7.03	6.67	
		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	
4	50.00	Locería	4-31	371.0	8.87	8.10	51.21
		Locería	4-87	147.0	3.51	3.26	
		Locería	4-34	150.0	3.58	3.33	
		Locería	4-35	308.0	7.36	6.82	
		Locería	4-89	242.0	5.78	5.51	
		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	
5	50.00	Marañóm	6-53	271.0	6.48	6.10	50.96
		Marañóm	6-54	343.0	8.19	7.65	
		Marañóm	6-52	251.0	6.01	5.68	
		Locería	4-84	286.0	6.84	6.45	
		Locería	4-85	103.0	2.45	2.28	
		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			
TOTAL							217.08



CAPÍTULO 4: CRITERIOS TÉCNICOS

El Sistema Interconectado Nacional debe cumplir con las normas de calidad de servicio contenidas en el Título VI: Normas de Diseño del Sistema de Transmisión del “Reglamento de Transmisión”.



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 %

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:

CONTINGENCIA

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



Se entiende por contingencia simple a aquellas fallas que afecten un solo elemento serie del Sistema Principal de Transmisión.

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.1.38 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.1.39 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 se considerará, para los efectos del estudio, que los demás elementos del SIN cumplen con las premisas básicas de operación establecidas en el Capítulo VII.2: OBLIGACIONES DE LOS USUARIOS DEL SERVICIO DE TRANSMISIÓN EN RELACIÓN A LA CALIDAD DE SERVICIO, del REGLAMENTO DE TRANSMISIÓN, esto es:

HORARIO	Vigencia de la norma:		
	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 4
	A partir del 1 de enero de 2003 hasta el 30 de abril de 2005	A partir del 1 de mayo de 2005 hasta el 31 de diciembre de 2006	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 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:

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 las 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

1. 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 66 mseg, y en interruptores de 115 KV 150 mseg) de la protección principal.
2. Una vez despejada la falla, la tensión no debe permanecer por debajo de 0.8 p.u. por más de 500 ms.
3. Después de la contingencia 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.
4. Las oscilaciones de ángulos de rotor, flujos de potencia y tensiones del sistema, deberán ser amortiguadas.
5. 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.
6. En caso de contingencia en una de las líneas, se permite la sobrecarga en las demás líneas del sistema hasta 20 minutos para permitir redespacho que alivie estas sobrecargas.
7. 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.
8. 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 hidrotérmico 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 demandas 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, desconsiderando – 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.

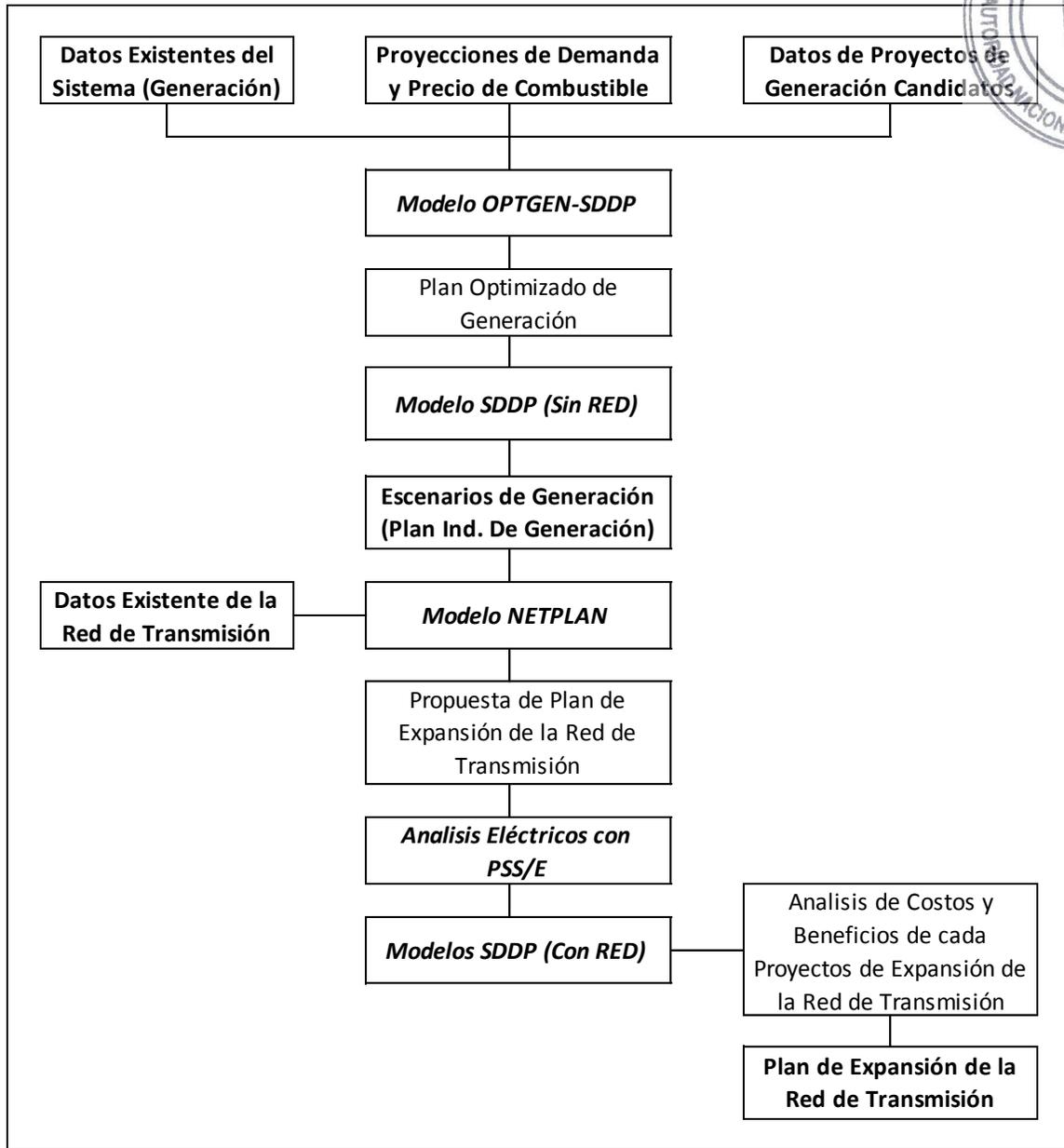


Figura 5.1: Metodología para los Estudios de Largo Plazo

CAPÍTULO 6: DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO



Se realizaron los análisis del sistema de transmisión de corto plazo, años 2011 – 2014 para los tres (3) escenarios de generación obtenidos en el Plan Indicativo de Generación. Los escenarios REGMHTCB11, REGMHTCBEO11 y REGMHTTLA11 son prácticamente iguales en este periodo, por lo que los resultados que se presentan a continuación son para todos los escenarios. Se considera en 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).

6.1 ANÁLISIS DEL AÑO 2011

6.1.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para el año 2011, se considera el sistema del año actual, con la entrada en operación de los siguientes proyectos:

Año	Mes	Proyecto	MW	MW
2011	Mar	Lorena	33.80	411
	Mar	Los Planetas 1	4.50	
	Abr	BLM (Conversión Carbón)	120*	
	Abr	Pedregalito	20.00	
	Jul	Bajo de Mina	56.00	
	Ago	Chan I	222.46	
	Sep	Pedregalito 2	13.00	
	Sep	Prudencia	56.00	
	Dic	El Fraile	5.47	

* Esto corresponde a cambio de tecnología de unidades de vapor utilizando carbón en vez de Bunker, no proporciona capacidad instalada adicional.

Para este año se considera que entrarán en operación los siguientes proyectos de expansión de transmisión:

- Subestación Boquerón III 230/34.5 KV
- Subestación El Higo (Las Guías) 230/34.5 KV conexión temporal (Tap)

6.1.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

6.1.2.1 OPERACION NORMAL

En condiciones de operación normal, se obtienen los resultados mostrados en el Anexo III-3. Como se puede observar, el nivel de tensión se encuentra dentro de los límites permitidos y no existen sobrecargas, de acuerdo al Reglamento de Transmisión.

6.1.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Para el año 2011, se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos de 230 KV Llano Sánchez – Panamá II, Panamá – Panamá II, Llano Sánchez – Veladero, Mata de Nance – Veladero, Boquerón - Mata de Nance, y Las Minas 2 - Chilibre (115 KV) las cuales fueron consideradas las más críticas del sistema. 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 el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión.

6.1.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realizaron análisis de estabilidad transitoria para fallas trifásicas en distintas barras 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 Bayano, 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 las mismas líneas a las que se les hizo contingencia en estado estable, 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-14 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 2012

6.2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para el año 2012, se considera el sistema del año anterior, el 2011, y la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos que se muestran en la tabla a continuación:



Año	Mes	Proyecto	MW	MW
2012	Mar	Baitún	88.70	159
	Abr	La Huaca	5.05	
	May	Las Perlas Norte	10.00	
	Jun	Gualaca	25.20	
	Jun	Las Perlas Sur	10.00	
	Jun	Mendre 2	8.00	
	Nov	Cochea	12.50	

Para este año se considera que entrarán en operación los siguientes proyectos de expansión de transmisión:

- Segundo circuito Guasquitas - Changuinola 230 KV
- Repotenciación de las líneas de 230 KV Panamá – Panamá II
- Banco de Capacitores de 90 MVAR en S/E Llano Sánchez
- Banco de Capacitores de 120 MVAR en S/E Panamá II
- Adición del autotransformador T3 en S/E Chorrera. 230/115/34.5 KV, 60/80/100 MVA.
- Adición del autotransformador T3 en S/E Llano Sánchez 230/115 KV, 60/80/100 MVA.
- Reemplazo de autotransformador T2 en la S/E Mata de Nance 230/115/34.5 KV
- Adición del autotransformador T4 230/115 KV S/E Panamá, 210/280/350 MVA
- Línea doble circuito 230 KV Santa Rita – Panamá II (operada inicialmente en 115 KV)

6.2.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

6.2.2.1 OPERACION NORMAL

En condiciones de operación normal, se obtienen los resultados para el nivel de tensión en las distintas barras del sistema, tanto para condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como en demanda mínima mostrados en el Anexo III-3. Como se puede observar, el nivel de tensión se encuentra dentro de los límites permitidos y no existen sobrecargas, de acuerdo al Reglamento de Transmisión.

6.2.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Para el año 2012, se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 y 115 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos Mata de Nance – Concepción, Mata de Nance – Veladero, Panamá – Panamá II, Llano Sánchez – Panamá II, Panamá – Cemento Panamá (115 KV), Guasquitas – Veladero y Mata de Nance – Caldera (115 KV), los cuales son considerados los más críticos del sistema. Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 y 115 KV del sistema se presentan en el Anexo III-3, en el que se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión.



6.2.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realizaron análisis de estabilidad transitoria para fallas trifásicas en distintas barras 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 Bayano, 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 las mismas líneas a las que se les hizo contingencia en estado estable, 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 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-14 se pueden observar los parámetros utilizados para cada central y su diagrama de bloque, de acuerdo a los modelos del programa PSS/E.

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 2013

6.3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para el año 2013, se considera el sistema del año anterior, el 2012, y la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos y eólicos que se muestran en la tabla a continuación:

Año	Mes	Proyecto	MW	MW
2013	Ene	Bajos de Totuma	5.00	446
	Ene	Caldera	4.00	
	Ene	Eólico I	150.00	
	Feb	RP - 490	9.95	
	May	Bajo Frío	56.00	
	May	Monte lirio	51.65	
	May	Pando	32.00	
	Jun	Terra4 - Tizingal	4.64	
	Jul	El Síndigo	10.00	
	Ago	San Andrés	9.00	
	Oct	Remigio Rojas	8.60	
	Dic	Bonyic	31.30	
Dic	El Alto	68.00		



Para este año se considera que entrarán en operación los siguientes proyectos de expansión de transmisión:

- Adición de transformador T2 en la S/E Boquerón III 230/34.5 KV

6.3.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

6.3.2.1 OPERACION NORMAL

En condiciones de operación normal, se obtienen los niveles de tensión en las distintas barras del sistema, tanto para condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como para demanda mínima, como se puede observar en el Anexo III-3. Como se puede observar, los niveles de tensión en las diferentes barras del sistema se encuentran dentro de los límites permitidos, de acuerdo al Reglamento de Transmisión.

6.3.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Para el año 2012, se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 y 115 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos de 230 KV Mata de Nance – Veladero, Guasquitas – Veladero, Llano Sánchez – Panamá II, Panamá – Panamá II y Mata de Nance – Caldera en 115, puesto que estas contingencias son consideradas las más críticas del sistema. 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 el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión.

6.3.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realizaron análisis de estabilidad transitoria para fallas trifásicas en distintas barras 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 Bayano, 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 las mismas líneas a las que se les hizo contingencia en estado estable 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 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-14 se pueden observar los parámetros utilizados para cada central y su diagrama de bloque, de acuerdo a los modelos del programa PSS/E.

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 2014

6.4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para el año 2014, se considera el sistema del año anterior, el 2013, y la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos que se muestran en la tabla a continuación:

Año	Mes	Proyecto	MW	MW
2014	Ene	Cañazas	5.94	148
	Ene	La Laguna	9.30	
	Ene	Las Cruces	9.17	
	Ene	Los Estrechos	10.00	
	Ene	Ojo de agua	6.46	
	Ene	San Bartolo	15.25	
	Abr	Santa Maria 82	25.60	
	Ago	Los Planetas 2	3.73	
	Ago	San Lorenzo	8.40	
	Dic	Burica	50.00	
	Dic	Potreros	4.17	

Para este año se considera que entrarán en operación los siguientes proyectos de expansión de transmisión:

- SVC +300 MVAR en la S/E Llano Sánchez 230 KV.
- Nueva S/E San Bartolo 230/34.5 KV

- Repotenciación de las líneas Guasquitas – Veladero - Llano Sánchez – Panamá II 230 KV (líneas 230-12,13,14,15,16,17).
- Repotenciación de las líneas Mata de Nance - Veladero - Llano Sánchez – Chorrera – Panamá 230 KV
- Repotenciación de las líneas Mata de Nance – Boquerón III – Progreso - Frontera 230 KV
- Subestación El Higo (Las Guías) conexión final



6.4.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

6.4.2.1 OPERACION NORMAL

En condiciones de operación normal, se obtienen los niveles de tensión en las distintas barras del sistema, tanto para condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como para demanda mínima, como se puede observar en el Anexo III-3. Como se puede observar, los niveles de tensión en las diferentes barras del sistema se encuentran dentro de los límites permitidos, de acuerdo al Reglamento de Transmisión.

6.4.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Para el año 2013, se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 y 115 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos de 230 KV Mata de Nance – Veladero, Panamá – Panamá II, Mata de Nance – Concepción, Llano Sánchez – Panamá II, Mata de Nance – Caldera (115 KV) y San Bartolo - Llano Sánchez, puesto que estas contingencias son consideradas las más críticas del sistema. 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 el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión.

6.4.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realizaron análisis de estabilidad transitoria para fallas trifásicas en distintas barras 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 Bayano, 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 las mismas líneas a las que se les hizo contingencia en estado estable, 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 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-14 se pueden observar los parámetros utilizados para cada central y su diagrama de bloque, de acuerdo a los modelos del programa PSS/E.

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			
	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 estas.

6.6 ANÁLISIS ELÉCTRICOS DE LOS PROYECTOS DE REPOTENCIACIÓN Y SVC

6.6.1 OBJETIVO

Identificar de manera individual los beneficios que representan los proyectos de:

- a) Repotenciación Frontera- Mata de Nance-Panamá
- b) Repotenciación Guasquitas-Panamá II
- c) SVC en S/E Llano Sánchez.



6.6.2 METODOLOGÍA

Se realizarán corridas de flujo de potencia en estado estable, en primera instancia con el proyecto identificado como necesario y en segunda instancia sin el proyecto en operación, para el mismo caso (demanda, despacho y configuración de red). El objetivo, es identificar o dejar en claro, cual es el problema que se busca resolver con dicho proyecto y de esta forma evidenciar los beneficios que traería consigo el proyecto al SIN.

6.6.3 CONSIDERACIÓN

Los casos simulados, son los mismos que se han utilizado para la confección del Plan de Expansión de Transmisión 2011. En específico aquellos en Demanda Máxima de Época Lluviosa, para el año 2013 (en el caso de las repotenciones cuya fecha de entrada es en octubre de 2013) y Demanda Máxima para Época Lluviosa del año 2014 (para el caso del SVC, cuya entrada está programada en julio del año 2014).

6.6.4 SIMULACIONES Y RESULTADOS

- A) REPOTENCIACIÓN FRONTERA-PROGRESO-MATA DE NANCE-VELADERO-LLANO SÁNCHEZ-CHORRERA-PANAMÁ:

Con la repotenciación:

Para una generación de 1,405.7 MW, que alimenta una demanda de 1,294.95 MW a un factor de potencia de 0.985 (-) para demanda máxima, se tiene un despacho compuesto en su mayoría por generación hidráulica dada la estacionalidad. Las centrales hidráulicas de pasada se encuentran despachadas al 95% de su capacidad instalada (5% restante es reserva rodante del sistema). Centrales de embalse se tienen despachadas una unidad de la Central Fortuna con 70 MW y una de la central Bayano con 53.8 MW. Adicional se tiene una central eólica despachando 60 MW. Por parte de las centrales térmicas, se encuentran en el despacho las unidades 2, 3 y 4 de BLM con caldera de Carbón (BLM Carbón) con 114 MW en línea y las 3 unidades de la C.T. Pacora, aportando 50.7 MW.

En cuanto a soporte reactivo del sistema, se tienen activados los siguientes bancos de capacitores: 60 MVAR en S/E Panamá (115 KV), 120 MVAR en S/E Panamá II (115 KV) y 90 MVAR en S/E Llano Sánchez (230 KV). Nótese que para la época lluviosa del año 2013, ya se ve en la necesidad de la

activación de todo el soporte reactivo disponible en el SIN, con el fin de mantener un perfil de voltaje adecuado.

Del reporte de voltajes en las barras de 230 KV, notamos que no existen violaciones a las normativas en calidad de tensión ya que todas se mantienen en un rango entre 0.95 pu. Y 1.05 pu. Para estado estable, sin embargo hay que resaltar que en el área central del país (Chorrera, Panamá y Llano Sánchez), se tienen voltajes cercanos al límite inferior por el orden de 0.96 pu. Similar al análisis realizado para buses a nivel de 230 KV, los buses de 115 KV se encuentran todos dentro del criterio.



Del reporte de cargabilidad en líneas y transformadores, notamos que no existen sobrecargas en elementos del Sistema Principal de Transmisión (ya que la repotenciación se encuentra operativa).

Finalmente, del reporte de intercambios y áreas, notamos que existe un intercambio programado entre ACP y el SIN de 60 MW, tal cual se da en la operación del sistema para una demanda máxima. No existe intercambios entre el SIN con el resto del Sistema Eléctrico regional (SER).

Sin la repotenciación:

La simulación es para el mismo caso descrito con anterioridad, a excepción que los circuitos Frontera-Progreso-Mata de Nance y los dobles circuitos desde Mata de Nance hasta Subestación Panamá, se encuentran como en la actualidad a una capacidad de 193 MVA en estado de operación normal y 366 MVA en estado de contingencia.

Los resultados para el perfil de voltaje en la red de 230 y 115 KV no varían, debido a que el conductor colocado mantiene propiedades similares al 750 ACAR operativo en la actualidad.

Del reporte de cargabilidad podemos observar que:

- El circuito Chorrera-Llano Sánchez (230-3B), se encuentra en sobrecarga transportando 219.3 MVA de 193 MVA en estado de operación normal. Corresponde a un 113.6% de sobrecarga.
- El circuito El Higo-Chorrera (230-4B), se encuentra en sobrecarga transportando 209.6 MVA de 193 MVA en estado de operación normal. Corresponde a un 108.6% de sobrecarga.
- El circuito Llano Sánchez-El Higo (230-4C), se encuentra en sobrecarga transportando 232.7 MVA de 193 MVA en estado de operación normal. Corresponde a un 120.6% de sobrecarga.
- La doble terna Veladero-Llano Sánchez (230-5A y 230-6A), se encuentra en sobrecarga transportando 209.2 MVA cada uno de 193 MVA en estado de operación normal. Corresponde a un 108.4% de sobrecarga para cada circuito.

- La doble terna Mata de Nance-Veladero (230-5B y 230-6B), se encuentra cercano a su límite transportando 185.3 MVA cada uno de 193 MVA en estado de operación normal. Corresponde a un 96% de carga para cada circuito.
- El circuito Boquerón III-Mata de Nance (230-9A), se encuentra en sobrecarga transportando 194.1 MVA de 193 MVA en estado de operación normal. Corresponde a un 100.6% de sobrecarga.

Podemos concluir, de no realizarse la repotenciación, **prácticamente todo el corredor Mata de Nance a Panamá y el circuito 230-9A (Boquerón II – Mata de Nance) se encontraría en sobrecarga.** Esto es debido a que la mayoría de la generación que alimenta el centro de carga es de procedencia hidráulica e instalada al occidente del país.

Para que esta condición no se dé en el sistema y que ETESA no realice la repotenciación, debe existir altos niveles de intercambios entre Panamá con el SER, de tal forma que lo generado en el occidente se exporte al Sistema Regional y la demanda del SIN sea cubierta por unidades térmicas situadas cercanas al centro de carga (más caras) que se encuentran en la punta de la matriz energética, liberando de esta forma los corredores estresados que ya se han identificado.

B) REPOTENCIACIÓN GUASQUITAS-VELADERO-LLANO SÁNCHEZ-PANAMÁ II:

Con la repotenciación:

Se describió en la sección anterior. Recordar que el proyecto de la repotenciación Guasquitas-Panamá II y Mata de Nance-Panamá, entrarían a operar para la misma época.

Sin la Repotenciación:

No se ve alterado el perfil de voltajes en la red de 230 y 115 KV.

Del reporte de cargabilidad notamos que:

- La doble terna Veladero-Llano Sánchez (230-14 y 230-15), se encuentra en sobrecarga transportando 235.9 MVA cada uno de 225 MVA en estado de operación normal. Corresponde a un 104.8% de sobrecarga para cada circuito.

Hay que recordar que el corredor Guasquitas-Panamá II, tiene mayor capacidad de conducción que el analizado en la sección anterior ya que este cuenta con un conductor 1200 ACAR con mayor capacidad en estado de operación normal (225 MVA). Debido a esto no se reportan tantos circuitos en sobrecarga, sin embargo, el reglamento de transmisión específica que no puede existir sobrecargas en ningún elemento del Sistema Principal de Transmisión. Adicional hay que tener en cuenta que la Capacidad a Instalarse en el sistema en los años posteriores, seguirá en aumento, lo que indica que, de no repotenciar eventualmente se necesitará realizar el proyecto.



C) SVC EN S/E LLANO SÁNCHEZ A NIVEL DE 230 KV:

Con el SVC:

Para la época lluviosa del año 2014, se tiene una generación de 1,493.03 MW la cual alimenta una carga de 1,380.46 MW a un factor de potencia de 0.985 (-) para demanda máxima se tiene un despacho compuesto principalmente por centrales hidráulicas. Despachado se tienen 60 MW de potencia proveniente de una central eólica, todas las centrales hidráulicas de pasada despachadas al 95% de su capacidad instalada (incluyendo Changuinola). Centrales de embalse, participan Fortuna con una unidad aportando 75 MW y Bayano con una unidad con 70.5 MW. La mínima participación térmica es por parte de BLM Carbón (lo más económico) con 114 MW y la C.T. Pacora con 50.7 MW.

El soporte reactivo en el sistema lo aporta justamente el SVC en S/E Llano Sánchez, el cual despacha 285 MVAR (casi a plena capacidad), adicional se tienen activos 60 MVAR en S/E Panamá en 115 KV y 120 MVAR en S/E Panamá II también operando en 115 KV.

La necesidad de esta cantidad de reactivo tiene su explicación en la capacidad a instalarse en la Red entre los años 2011 y 2014 de **1,158 MW** (a corto plazo, ver tabla 2.3 del Plan), en su totalidad hidráulica y la cual se instalará al occidente del país (principalmente Chiriquí) **la cual necesita potencia reactiva para poder ser transportada en la Red de Transmisión.**

Del reporte de voltajes en los buses de 230 KV, notamos que todos se mantienen dentro de la normativa. De igual forma se puede decir que todos los buses en la red de 115 KV, cumplen con el criterio de calidad en estado de operación normal. Esto es debido al buen soporte reactivo que aporta el SVC y los bancos capacitivos en S/E Panamá y Panamá II.

Del reporte de cargabilidad, notamos que no existen sobrecargas en el Sistema Principal de Transmisión, debido a que se asume que las Repotenciones se encuentran operativas.

Del reporte de intercambio, generación, cargas y pérdidas, observamos que existe el acostumbrado cambio de 60 MW entre la ACP y el SIN para demanda máxima y no se tienen intercambios con el resto del Sistema Eléctrico Regional.

Sin el SVC:

Se ha tratado de realizar la simulación del caso en época lluviosa, demanda máxima para el año 2014, sin embargo **se encontró que debido a la falta de reactivo en el sistema, el caso no converge.** Se nota que el programa realiza el cambio de los derivadores bajo carga de los transformadores, con el objetivo de ajustar el voltaje, sin embargo, al encontrarse en su límite e incapaces de seguir regulando, el voltaje en la red de 230 KV y 115 KV decae a valores intolerables. Se realizará la simulación modificando el despacho, e incorporando generación en la Central



Bayano y generación tipo térmica desplazando generación hidráulica (rompiendo el despacho económico), con el objetivo de obtener una solución al flujo.

Se ha acondicionado el despacho de generación, disminuyendo generación hidráulica de pasada de las Centrales: La Estrella, Los Valles, Algarrobos, Mendre, Bajo de Mina, Gualaca, Lorena, Prudencia, Pedregalito, Pedregalito II, Macano, Concepción, Perlas Norte, perlas Sur, Cochea, Mendre II y RP-490. En total se ha disminuido 171.4 MW de generación hidráulica del caso. Se ha añadido generación a la Central Hidroeléctrica Bayano (próxima a entrar en línea por orden de mérito) y situada en centro de carga, quedando con 3 unidades a 70 MW. Para mantener perfil de voltajes adecuado, fue necesario poner en línea 2 unidades de la C.T. Pan-Am, ya que la red de 230 KV en la región central se encontraba cercana a límite inferior permitido.

Con los cambios realizados, se puede verificar que los voltajes en la red de 230 y 115 KV, se mantiene dentro de los criterios en las normativas. Adicional, no se observan sobrecargas en circuitos o transformadores en la red Principal de Transmisión, esto es debido a que la generación se ha modificado, disminuyendo en occidente y aumentando en centro de carga y la región central, liberando carga en circuitos.

Cabe señalar, que la solución a la situación de operar sin el SVC modificando el despacho de generación, implicaría un costo elevado, ya que se incurre en **generación obligada**. Se está desplazando generación de “costo cero”, para incluir generación en el embalse de Bayano (la cual podría guardarse para época seca) y térmica en Pan-am. **Esta situación es contraria a la política operativa del SIN.**



6.6.5 CONCLUSIONES

- De no realizarse la repotenciación Progreso-Mata de Nance-Panamá, prácticamente todo el corredor Mata de Nance a Panamá y el circuito 230-9A (Boquerón II – Mata de Nance) se encontraría en sobre carga. Esto es debido a que la mayoría de la generación que alimenta el centro de carga es de procedencia hidráulica e instalada al occidente del país.
- De no realizarse la repotenciación del corredor Guasquitas-Panamá II, se tendría en sobrecarga el doble circuito Veladero-Llano Sánchez (230-14 y 230-15) y los demás circuitos de este corredor, con cargas muy elevadas indicando que están próximos a sobrecargas. Se tendría que evaluar eventualmente a futuro la realización de este proyecto de no realizarse en este momento.
- De no incluirse en la operación del SIN el SVC, no se podría transportar la generación hidráulica situada en occidente, ya que el perfil de voltajes decaería a límites no tolerables. Se tendrían problemas operativos (DESLIGUE DE CARGA POR BAJO VOLTAJE), y la operación del SIN no sería estable y segura. Para corregir esta situación, se debe desplazar generación hidráulica situada en occidente, e introducir a despacho generación en Bayano y Térmica situada en el centro de carga, rompiendo el despacho económico, incurriendo en costos elevados para la operación del sistema (generación obligada) y operando en contra de la política de despacho en el SIN.



CAPÍTULO 7: PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO

Los proyectos identificados en el corto plazo, 2011 – 2014, son los que ya fueron aprobados en planes de expansión anteriores (PESIN 2010), muchos de los cuales se encuentran en ejecución o próximos a iniciar, los cuales se presentan en el presente capítulo. A continuación se presenta un cuadro con las fechas manejadas por la Gerencia de Proyectos de ETESA, sobre la ejecución de los proyectos mencionados en el corto plazo del Plan de Expansión de Transmisión 2010 (anterior), con el objetivo de realizar una actualización a las fechas de entrada de los mismos:



Fechas Vigentes para los Proyectos en Ejecución
 Al 10/03/2011

Nombre del Proyecto (Planeamiento)	Nombre del Proyecto (Proyectos)	Situación	Fecha de Puesta en Operación Estimada (G. Proyectos) (2)	Fecha Comprometida en PESIN - 2010 (Planeamiento)
Subestación Boquerón 3.	SE Concepción	Finalizado	30/01/2011	31/01/2011
Bancos de Capacitores en Llano Sánchez y Panamá II.	Banco de Capacitores 120MVAR (S/E Pmá II) y 90MVAR (S/E LLS)	Ejecución	14/03/2012	13/12/2012
Repotenciación de circuitos 230-1C y 230-2B (Panamá – Panamá II).	Repotenciación 1C-2B (S/E Panamá - S/E Panamá II)	Ejecución	12/08/2011	19/08/2011
Subestación Las Guías.	SE Las Guías	Diseño	28/09/2012	13/02/2012
T3 en Subestación Chorrera.	Adición del T3 - S/E Chorrera	Ejecución / Contratación (3)	01/08/2012	16/11/2011
T3 en Subestación Llano Sánchez.	Adición del T3 - S/E Llano Sánchez	Ejecución / Contratación (3)	01/08/2012	16/11/2011
Interconexión Changuinola – Cahuita, circuito 230-21.	L/T 230kV Fortuna - Changuinola - Frontera	Finalizado	24/02/2012	
Circuitos 115-45 y 115-46, Santa Rita – Panamá II.	LT Colón Fase II (Santa Rita - Panamá II)	Contratación	03/01/2013	09/02/2012
T4 en Subestación Panamá.	Adición T4 - S/E Panamá	Contratación (3)	27/09/2012	16/02/2012
Corredor Changuinola - Cañazas - Guasquitas (circuitos 230-29 y 230-30).	LT Guasquitas - Changuinola	Ejecución	29/01/2012	25/01/2012
Repotenciación del corredor Fortuna – Panamá II (circuitos 230-18, 230-17, 230-16, 230-15, 230-14, 230-13 y 230-12).	Repotenciación Guasquitas - Panamá II	Diseño	14/10/2013	01/07/2012
Subestación San Bartolo.	SE San Bartolo (4)	Por iniciar diseño	31/01/2014	01/02/2011
Seccionamiento del circuito 230-13 (Llano Sánchez – Panamá II) en Subestación Panamá.	No existe (1)			
Repotenciación de los circuitos 230-3A, 230-3B, 230-4A y 230-4B.	Repotenciación Mata de Nance - Panamá (3A/4A; 3B/4B; 5A/6A; 5B/6B)	Diseño	08/04/2014	01/07/2012

Notas:

- (1) Este proyecto no fue incluido en el presupuesto 2011 y 2012, ya que no aparece en el documento resumen del PESIN 2010.
- (2) Hace referencia a la fecha en que podría estar operando el proyecto, si se cumplen con los tiempos propuestos.
- (3) El proyecto fue dividido en dos (2) componentes:
El primero para el suministro y obra civil del TRAF0 y el segundo para el suministro, obras civiles y montaje de equipos asociados al TRAF0.
- (4) Fue incluido en el PESIN 2010, aprobado en febrero de 2011.

1. Refuerzo 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 la doble terna 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-Río 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.

Este refuerzo consiste en lo siguientes:

LINEAS

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

225 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



También será necesaria la 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: octubre de 2011

Inicio de Operación: enero de 2013

LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV		LINEA DE TRANSMISION DE 115 KV	
DOBLE CIRCUITO SANTA RITA - PANAMA II (DESDE CHAGRES)		DOBLE CIRCUITO SANTA RITA - CACERES (DESDE CHAGRES)	
CONDUCTOR 1200 ACAR		CONDUCTOR 636 ACSR	
MATERIALES	\$ 4,289,835.42	MATERIALES	\$ 2,542,601.26
FUNDACIONES	\$ 872,006.21	FUNDACIONES	\$ 256,549.82
DERECHO DE VÍA	\$ 45,898.15	DERECHO DE VÍA	\$ 21,946.79
MONTAJE	\$ 1,434,127.39	MONTAJE	\$ 679,909.39
CONTINGENCIA	\$ 664,186.72	CONTINGENCIA	\$ 350,100.73
INGENIERÍA Y ADMINISTRACIÓN	\$ 531,349.37	INGENIERÍA Y ADMINISTRACIÓN	\$ 280,080.58
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ 67,500.00	ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ 52,500.00
DISEÑO	\$ 199,256.02	DISEÑO	\$ 105,030.22
INSPECCIÓN	\$ 199,256.02	INSPECCIÓN	\$ 105,030.22
INDEMNIZACIÓN	\$ 270,000.00	INDEMNIZACIÓN	\$ 210,000.00
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$ 398,512.03	INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$ 210,060.44
TOTAL	\$ 8,971,927.32	TOTAL	\$ 4,813,809.43
TOTAL EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN		\$13,785,736.75	

Subestaciones:

Inicio de Construcción: octubre de 2011

Inicio de Operación: diciembre de 2012

ADICIÓN S/E SANTA RITA 115 KV		ADICIÓN S/E PANAMA II 115 KV	
SUMINISTRO	\$ 2,820,155.80	SUMINISTRO	\$ 1,496,425.70
MONTAJE	\$ 204,461.30	MONTAJE	\$ 108,490.86
OBRAS CIVILES GENERALES	\$ 676,837.39	OBRAS CIVILES GENERALES	\$ 359,142.17
CONTINGENCIAS	\$ 185,072.72	CONTINGENCIAS	\$ 98,202.94
DISEÑO	\$ 111,043.63	DISEÑO	\$ 58,921.76
INGENIERÍA	\$ 148,058.18	INGENIERÍA	\$ 78,562.35
ADMINISTRACIÓN	\$ 148,058.18	ADMINISTRACIÓN	\$ 78,562.35
INSPECCIÓN	\$ 111,043.63	INSPECCIÓN	\$ 58,921.76
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$ 222,087.27	INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$ 117,843.52
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ 7,032.76	ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ 3,731.71
TOTAL	\$ 4,633,850.87	TOTAL	\$ 2,458,805.13

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

TOTAL GENERAL	\$20,878,392.75
----------------------	------------------------

2. Refuerzo Guasquitas – Changuinola 230 KV

Debido al aumento de la capacidad instalada del proyecto Changuinola 1, de 158 MW a 223 MW por AES Changuinola, además de la futura entrada en operación del Proyecto Bonyic, con 30 MW, se ve la necesidad de reforzar el sistema de transmisión proveniente desde Changuinola.

En el Plan de Expansión de Generación, el proyecto hidroeléctrico Changuinola 1, aparece en todos los escenarios de generación con una capacidad instalada de 223 MW, al igual que el proyecto Bonyic, con 30 MW. Para su conexión al sistema y de manera que se garanticen los adecuados niveles de seguridad y confiabilidad del mismo, es necesaria la ampliación del sistema de transmisión entre las subestaciones Changuinola, Fortuna y Guasquitas 230 KV.

En la actualidad el circuito Guasquitas-Fortuna (230-18) es de conductor 1200 ACAR con estructuras para doble terna y diseñadas para operación a 230 KV. El circuito Fortuna – Esperanza - Changuinola (230-20 A, B y C) cuenta con un conductor 750 ACAR y estructuras para doble terna para operar a 230 KV. El proyecto propuesto, consiste en lo siguiente: instalación de conductor 1200 ACAR en el tramo Guasquitas hasta llegar a S/E Fortuna, en donde bordeará a la subestación Fortuna (no entrará a la Subestación) y se continuará el circuito con conductor 750 ACAR a partir de subestación Fortuna hasta llegar a S/E Changuinola. En resumen, el circuito Guasquitas-Changuinola contará con 2 tipos de conductores 1200 ACAR y 750 ACAR y el mismo no ingresará a S/E Fortuna.

Las adiciones necesarias son las siguientes:

LINEAS

Línea de 230 KV Changuinola – Guasquitas

Cantidad de circuitos: 1

Longitud: 121 Km.

Conductor: 750 y 1200 ACAR

Capacidad: 225 MVA (normal) 366 MVA (contingencia)

Nota: La condición de diseño de esta línea es a 75°C en operación normal.

Este proyecto utilizará las torres de las líneas Guasquitas – Fortuna y Fortuna – Changuinola, las cuales son para doble circuito, pero inicialmente con un solo circuito montado, por lo que este proyecto implica el montaje del segundo circuito entre las subestaciones Changuinola – Fortuna y Fortuna - Guasquitas.

Cabe resaltar que esta línea no entra en la subestación Fortuna, sino que la rodea y continúa hacia Changuinola.

SUBESTACIONES

También será necesaria la ampliación de las subestaciones Changuinola y Guasquitas:

Subestación:

Changuinola: adición de una nave de dos interruptores 230 KV



Guasquitas: adición de una nave 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

Línea:

Inicio de Construcción: diciembre de 2010

Inicio de Operación: enero de 2012



LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV AD. 2do CTO. GUASQUITA - FORTUNA		LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV AD. 2do CTO. FORTUNA - CHANGUINOLA		LINEA DE TRANSMISION DE 230 KV CIRCUITO SENCILLO	
CONDUCTOR 1200 ACAR		CONDUCTOR 750 ACAR		CONDUCTOR 750 ACAR	
MATERIALES	\$ 542,075.95	MATERIALES	\$ 2,831,681.57	MATERIALES	\$ 374,230.00
FUNDACIONES	\$ 20,056.81	FUNDACIONES	\$ 130,257.35	FUNDACIONES	\$ 204,142.47
DERECHO DE VÍA	\$ -	DERECHO DE VÍA	\$ -	DERECHO DE VÍA	\$ -
MONTAJE	\$ 357,228.05	MONTAJE	\$ 1,583,759.50	MONTAJE	\$ 146,922.70
CONTINGENCIA	\$ -	CONTINGENCIA	\$ -	CONTINGENCIA	\$ -
INGENIERÍA Y ADMINISTRACIÓN	\$ 73,548.86	INGENIERÍA Y ADMINISTRACIÓN	\$ 363,655.87	INGENIERÍA Y ADMINISTRACIÓN	\$ 58,023.61
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ 40,000.00	ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ 260,000.00	ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ 2,500.00
DISEÑO	\$ 27,580.82	DISEÑO	\$ 136,370.95	DISEÑO	\$ 21,758.85
INSPECCIÓN	\$ 27,580.82	INSPECCIÓN	\$ 136,370.95	INSPECCIÓN	\$ 21,758.85
INDEMNIZACIÓN	\$ -	INDEMNIZACIÓN	\$ -	INDEMNIZACIÓN	\$ -
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$ -	INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$ -	INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$ -
TOTAL	\$ 1,088,071.32	TOTAL	\$ 5,442,096.20	TOTAL	\$ 829,336.49
TOTAL EN LÍNEA DE TRANSMISIÓN				\$ 7,359,504.01	

Subestaciones:

Inicio de Construcción: diciembre de 2010

Inicio de Operación: enero de 2012

ADICIÓN S/E CHANGUINOLA 230 KV		ADICIÓN S/E GUASQUITAS 230 KV	
SUMINISTRO	\$ 1,756,195.00	SUMINISTRO	\$ 2,002,370.43
MONTAJE	\$ 354,124.39	MONTAJE	\$ 427,914.48
OBRAS CIVILES GENERALES	\$ 156,167.24	OBRAS CIVILES GENERALES	\$ 217,057.24
CONTINGENCIAS	\$ -	CONTINGENCIAS	\$ -
DISEÑO	\$ 67,994.60	DISEÑO	\$ 79,420.26
INGENIERÍA	\$ 90,659.47	INGENIERÍA	\$ 105,893.69
ADMINISTRACIÓN	\$ 90,659.47	ADMINISTRACIÓN	\$ 105,893.69
INSPECCIÓN	\$ 67,994.60	INSPECCIÓN	\$ 79,420.26
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$ -	INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$ -
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ 4,306.32	ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ 5,029.95
TOTAL	\$ 2,588,101.08	TOTAL	\$ 3,023,000.00

El total general de este proyecto, incluyendo líneas y adiciones a las Subestaciones Guasquitas y Changuinola es:

TOTAL GENERAL	\$ 12,970,605.09
----------------------	-------------------------

3. Banco de Capacitores S/E Panamá II

De acuerdo al Plan Indicativo de Generación 2011, en el período 2011 – 2014 entrarían en operación 1008 MW de proyectos hidroeléctricos en su gran mayoría, todos ellos ubicados en el occidente del país (provincias de Chiriquí y Bocas del Toro). Esto trae como consecuencia que para la época de invierno, en la cual se despacharían al máximo todas las centrales hidroeléctricas se necesitaría soporte de reactivo en el sistema, especialmente en el área de la ciudad capital de Panamá y Colón, donde se encuentra aproximadamente el 70% de la carga. Con este propósito, los análisis han determinado que es necesaria la incorporación al sistema de 120 MVAR de capacitores en la Subestación Panamá II conectados al patio de 115 KV.



Inicio de Construcción: marzo de 2011

Inicio de Operación: marzo de 2012

ADICIÓN DE CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II (115 KV)	
SUMINISTRO	\$ 2,924,242.22
MONTAJE	\$ 840,500.00
OBRAS CIVILES GENERALES	\$ 603,600.00
CONTINGENCIAS	\$ -
DISEÑO	\$ 131,050.27
INGENIERÍA	\$ 174,733.69
ADMINISTRACIÓN	\$ 174,733.69
INSPECCIÓN	\$ 131,050.27
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$ 69,893.48
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ -
TOTAL	\$ 5,049,803.61

4. Banco de Capacitores S/E Llano Sánchez

El crecimiento de la demanda 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 este Plan de Expansión se determina que es necesario considerar la adición de un banco de capacitores de 90 MVAR (3 bancos de 30 MVAR c/u) en el patio de 230 KV de la S/E Llano Sánchez.



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 3 bancos de 30 MVAR, se incluyen tres interruptores, uno para cada banco y todos los equipos y accesorios necesarios para la correcta instalación y operación de este banco.

Inicio de Construcción: marzo de 2011

Inicio de Operación: marzo de 2012

ADICIÓN DE CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SÁNCHEZ (230 KV)	
SUMINISTRO	\$ 3,815,085.92
MONTAJE	\$ 584,500.00
OBRAS CIVILES GENERALES	\$ 540,500.00
CONTINGENCIAS	\$ -
DISEÑO	\$ 148,202.58
INGENIERÍA	\$ 197,603.44
ADMINISTRACIÓN	\$ 197,603.44
INSPECCIÓN	\$ 148,202.58
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$ 79,041.37
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ -
TOTAL	\$ 5,710,739.32

5. Repotenciación Líneas Guasquitas - Veladero – Llano Sánchez - Panamá II

Para que el sistema de transmisión proveniente del occidente del país pueda transportar la generación de las plantas hidro identificadas en el Plan de Expansión Indicativo de Generación para la época de estación lluviosa del año 2013, en la cual se considera que han entrado en operación un total de 1010 MW, se tendrá que hacer una repotenciación a por lo menos 350 MW por circuito a estas líneas. Para esto se tendrá que revisar el diseño de estas líneas para permitir que los conductores operen en condiciones normales a aproximadamente 75°C, para lo cual será necesario aumentar la altura de los mismos. Se ha estimado que el costo de esta repotenciación es de aproximadamente B/. 8,320,000 el cual incluye *retensado del conductor* y *la posible adición de estructuras adicionales en las líneas para la elevación de los conductores*.

Esta repotenciación debe estar en operación para octubre de 2013. Esta repotenciación se refiere a las líneas 230-12,13,14,15,16,17.

Inicio del Proyecto: enero de 2011

Inicio de Operación: octubre de 2013

REPOTENCIACIÓN LÍNEAS GUA-VEL-LSA-PAN II 230 KV	
MATERIALES	\$ 4,000,000.00
MONTAJE	\$ 2,400,000.00
CONTINGENCIA	\$ 640,000.00
INGENIERÍA Y ADMINISTRACIÓN	\$ 512,000.00
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ -
DISEÑO	\$ 192,000.00
INSPECCIÓN	\$ 192,000.00
INDEMNIZACIÓN	\$ -
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$ 384,000.00
TOTAL	\$ 8,320,000.00



6. Repotenciación Líneas Panamá – Panamá II, MDN – VEL – LLS – CHO – PAN y MDN - PRO - FRO

Debido al incremento de generación hidroeléctrica en el occidente del país (Provincias de Chiriquí y Bocas del Toro) entre los años 2011 – 2014, de acuerdo al Plan Indicativo de Generación, mostrado en la siguiente tabla, se tendría un incremento de proyectos hidro de 1,008 MW, que sumado a los 621 MW existentes daría un total de 1,629 MW de generación hidro, la mayoría de estos de pasada o filo de agua.

Año	Incremento de Capacidad Hidro (MW) en el Occidente del País
2010	621.0 (existentes)
2011	411.0
2012	159.0
2013	290.0
2014	148.0
Total	1,629.0

Debido a que las líneas de transmisión actuales que provienen del occidente del país solo tienen capacidad para un total de 836 MW, es necesario aumentar la capacidad de transmisión de las mismas. En el Capítulo 9, se presentarán las alternativas evaluadas para solucionar la situación planteada, la cual ya fue explicada en detalle en los “Antecedentes al plan de Transmisión” al inicio del presente tomo.

De las alternativas de expansión consideradas, se determinó que la mejor opción es repotenciar estas líneas cambiándoles el conductor por un conductor de alta temperatura de operación, el cual puede operar en forma continua hasta a 200°C y puede llegar hasta 240°C para condiciones de emergencia. Esta repotenciación se refiere a las líneas 230-1C, 2B, 3A, 4A, 3B, 4B, 5A, 6A, 5B, 6B, 9, 10.

Línea Panamá – Panamá II

Inicio de Construcción: diciembre de 2010

Inicio de Operación: agosto de 2011

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



Línea Mata de Nance – Boquerón III - Progreso - Frontera

Inicio del Proyecto: enero de 2011

Inicio de Operación: octubre de 2013

REPOTENCIACIÓN LÍNEAS MDN-PRO-FRONT 230 KV	
MATERIALES	\$ 2,428,532.12
FUNDACIONES	\$ 56,341.95
MONTAJE	\$ 637,489.68
CONTINGENCIA	\$ 261,966.32
INGENIERÍA Y ADMINISTRACIÓN	\$ 104,755.30
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ -
DISEÑO	\$ -
INSPECCIÓN	\$ 183,282.75
INDEMNIZACIÓN	\$ -
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$ 187,341.82
TOTAL	\$ 3,859,709.94

Línea Mata de Nance – Veladero - Llano Sánchez – Chorrera - Panamá

Inicio del Proyecto: enero de 2011

Inicio de Operación: octubre de 2013

REPOTENCIACIÓN LÍNEAS MDN-VEL-LLS-CHO-PAN 230 KV	
MATERIALES	\$ 27,642,341.57
FUNDACIONES	\$ 641,302.32
DERECHO DE VÍA	\$ -
MONTAJE	\$ 14,512,229.32
CONTINGENCIA	\$ 3,590,573.76
INGENIERÍA Y ADMINISTRACIÓN	\$ 1,435,801.55
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ -
DISEÑO	\$ -
INSPECCIÓN	\$ 2,512,117.76
INDEMNIZACIÓN	\$ -
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$ 2,567,752.39
TOTAL	\$ 52,902,118.68



7. 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.

Inicio del Proyecto: septiembre de 2011

Inicio de Operación: Septiembre de 2012

ADICIÓN TRANSFORMADOR T4 S/E PANAMÁ		INSTALACIÓN TRANSFORMADOR T4 S/E PANAMÁ	
SUMINISTRO	\$ 3,743,480.56	SUMINISTRO	\$ 1,965,665.63
MONTAJE	\$ 89,955.84	MONTAJE	\$ 142,510.76
OBRAS CIVILES GENERALES	\$ 66,633.95	OBRAS CIVILES GENERALES	\$ 471,759.75
CONTINGENCIAS	\$ 195,003.52	CONTINGENCIAS	\$ 128,996.81
DISEÑO	\$ 117,002.11	DISEÑO	\$ 72,393.08
INGENIERÍA	\$ 156,002.81	INGENIERÍA	\$ 103,197.45
ADMINISTRACIÓN	\$ 156,002.81	ADMINISTRACIÓN	\$ 103,197.45
INSPECCIÓN	\$ 117,002.11	INSPECCIÓN	\$ 77,393.08
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$ 234,004.22	INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$ 154,796.17
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ 7,410.13	ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ 4,901.88
TOTAL	\$ 4,882,498.08	TOTAL	\$ 3,229,822.04
TOTAL GENERAL		\$ 8,112,320.12	



8. SVC Llano Sánchez

Debido a la gran cantidad de proyectos hidroeléctricos a incorporarse al sistema en los próximos años (2011 – 2014), por un total de 1158 MW, es necesario reforzar el soporte de potencia reactiva del sistema para 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 de +300 MVAR en la barra de 230 KV de la S/E Llano Sánchez, para mantener los niveles de voltaje del sistema dentro de los límites permisibles y para mantener la estabilidad del sistema ante fallas en líneas de transmisión.

Lo mencionado en el punto anterior queda en evidencia luego de análisis eléctricos realizados, los cuales demuestran que sin la existencia de este dispositivo en la operación del sistema, no es posible el transporte de toda la generación proveniente del occidente del país, sin operar el SIN bajo riesgo. A continuación se muestra la curva de Reactivo Vs Voltaje (Q Vs V) para el bus de Llano Sánchez en nivel de 230 KV:

Con intercambio de 266.09 MW de Panamá Hacia el SER:

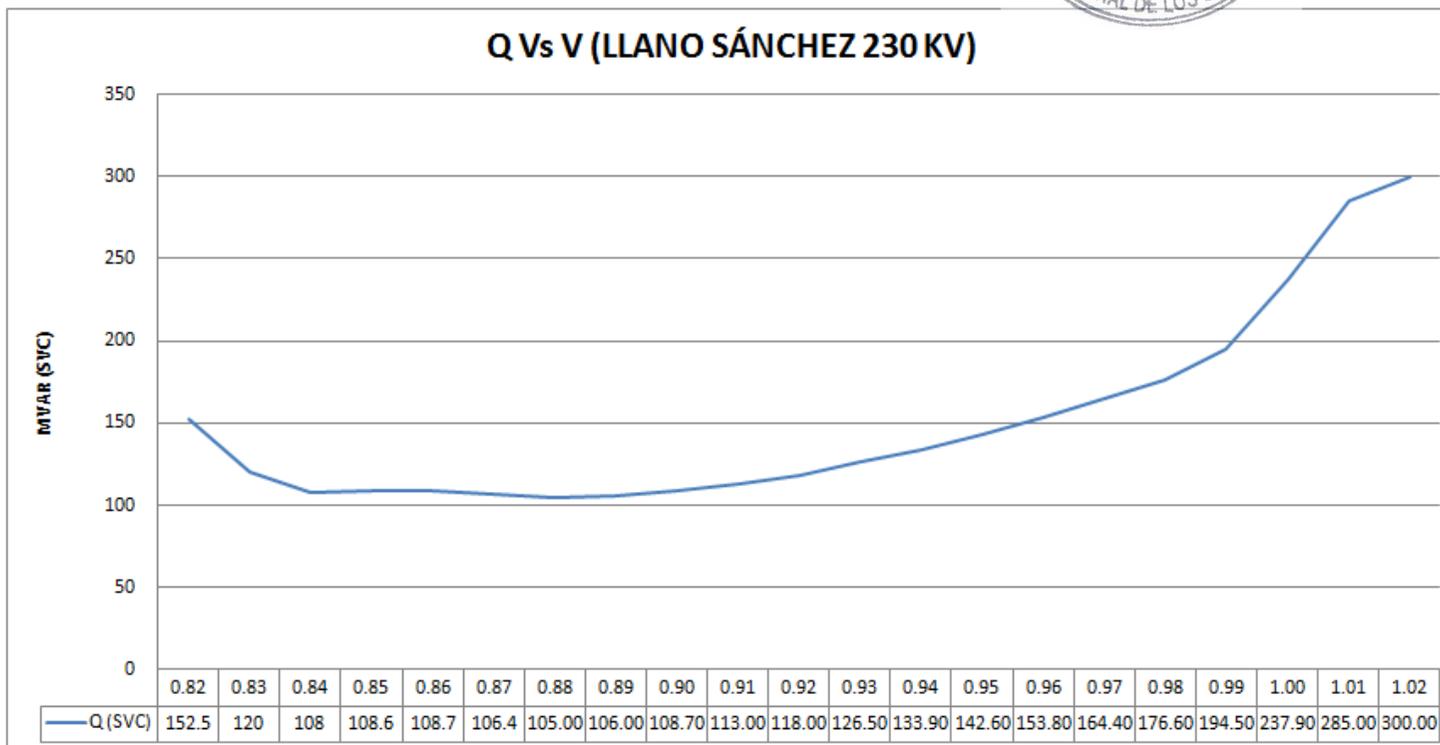
Q (SVC)	V en LSA
MVAR	p.u.
BLOWN UP	0.79
-9.50	0.80
-36.10	0.81
-42.60	0.82
-39.90	0.83
-37.60	0.84
-37.10	0.85
-33.30	0.86
-29.90	0.87
-25.40	0.88
-20.70	0.89
-12.80	0.90
-6.00	0.91
1.20	0.92
11.50	0.93
20.60	0.94
32.00	0.95
45.10	0.96
62.00	0.97
82.10	0.98
105.60	0.99
153.50	1.00
195.10	1.01
215.50	1.02
236.50	1.03
262.90	1.04
289.10	1.05
300.00	1.06



Curva Q Vs V para el Bus de Llano Sánchez a nivel de 230 KV, con intercambios pronosticados para la época lluviosa del año 2014. Demuestra que la operación del SIN sin el SVC es posible bajo el supuesto de Panamá exportando grandes cantidades de Potencia al SER, pero sin cumplir con un perfil de voltaje adecuado para la operación del SIN (Para Q= 0 MVAR, V en LSA = 0.9171).

Sin intercambios entre Panamá y el SER:

Q (SVC)	V en LSA
MVAR	p.u.
BLOWN UP	0.81
152.5	0.82
120	0.83
108	0.84
108.6	0.85
108.7	0.86
106.4	0.87
105.00	0.88
106.00	0.89
108.70	0.90
113.00	0.91
118.00	0.92
126.50	0.93
133.90	0.94
142.60	0.95
153.80	0.96
164.40	0.97
176.60	0.98
194.50	0.99
237.90	1.00
285.00	1.01
300.00	1.02



Curva Q Vs V para el Bus de Llano Sánchez a nivel de 230 KV, sin intercambios pronosticados para la época lluviosa del año 2014 (Panamá en operación aislada). Se concluye de la curva que, sin exportaciones en el sistema, *no es posible* operar el SIN sin el SVC. Se puede apreciar cómo la curva nunca llega a cruzar el cero de reactivo, lo cual es indicativo que el sistema colapsaría de no contar con el soporte reactivo aportado por el SVC.

El costo estimado de este equipo es el siguiente:

COSTO

Inicio del Proyecto: enero de 2012

Inicio de Operación: julio de 2014

SVC S/E LLANO SÁNCHEZ 230 KV	
SUMINISTRO	\$ 14,512,282.67
MONTAJE	\$ 1,052,140.49
OBRAS CIVILES GENERALES	\$ 3,482,947.84
CONTINGENCIAS	\$ 952,368.55
DISEÑO	\$ 571,421.13
INGENIERÍA	\$ 761,894.84
ADMINISTRACIÓN	\$ 761,894.84
INSPECCIÓN	\$ 571,421.13
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$ 1,142,842.26
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ 36,190.00
TOTAL	\$ 23,845,403.76



9. Refuerzo S/E El Higo (Las Guías) 2do cto.

Debido a la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos del nuevo 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 límites de carga y a la vez, se garantice los adecuados niveles de seguridad y confiabilidad del mismo. En este caso, el segundo circuito Llano Sánchez – Chorrera (230-3B) se secciona en la S/E El Higo (Las Guías), quedando de esta manera dos circuitos Llano Sánchez – El Higo – Chorrera en 230 KV.

En este sentido, es necesario realizar la ampliación de la S/E El Higo mediante la adición de una nave de tres interruptores 230 KV.

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

COSTOS

Inicio del Proyecto: Julio de 2012

Inicio de Operación: enero de 2013

ADICIÓN S/E EL HIGO 230 KV 2DO CIRCUITO	
SUMINISTRO	\$ 1,804,124.63
MONTAJE	\$ 130,799.04
OBRAS CIVILES GENERALES	\$ 432,989.91
SECCIONALIZACIÓN DE LÍNEA 230 KV	\$ 276,000.00
CONTINGENCIAS	\$ 132,195.68
DISEÑO	\$ 79,317.41
INGENIERÍA	\$ 105,756.54
ADMINISTRACIÓN	\$ 105,756.54
INSPECCIÓN	\$ 79,317.41
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$ 158,634.81
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ 5,023.44
TOTAL	\$ 3,309,915.41



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 2015 – 2020 para los distintos escenarios de generación del Plan indicativo de Generación se explican a continuación. El detalle de estos resultados se pueden apreciar en el Anexo III-3 “Análisis de Flujo de Potencia con Centroamérica” y el Anexo III-5 “Análisis de Estabilidad Transitoria con Centroamérica”.

Todos los análisis realizados para todos los escenarios de generación se hicieron con intercambio entre Centroamérica y Panamá, de acuerdo a los resultados obtenidos de los análisis del SDDP para el bloque de punta (demanda máxima) del Plan Indicativo de Generación.

Todos estos resultados se aprecian en el Anexo III-3.

8.1 ANÁLISIS DEL AÑO 2015

8.1.1 ESCENARIOS REGMHTCB11, REGMHTCBE011 y REGMHTTLA11

Para el año 2015 estos escenarios son prácticamente iguales por lo que tienen el mismo análisis y resultados.

ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

Se realizaron los análisis del sistema para las condiciones de operación en estado estable para el año 2015. Para estos análisis del sistema actual se consideraron los escenarios de demanda máxima y mínima de invierno y verano. Para este año, se considera que ya están en operación los proyectos de transmisión identificados en el corto plazo (2011 – 2014), indicados en la Tabla 1.1. Se considera la adición del segundo circuito en S/E Antón seccionando el circuito 230-12 (Llano Sánchez – Panamá II) En cuanto a generación se considera que para este año entran en operación los proyectos identificados en el Plan Indicativo de Generación.

OPERACION NORMAL

En condiciones de operación normal, los niveles de tensión en las distintas barras de 230 KV del sistema, tanto en condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como en demanda mínima, se encuentran dentro del límite permisible, por lo que el sistema opera dentro de los límites de tensión establecidos en el Reglamento de Transmisión.

OPERACION EN CONTINGENCIA

Para este escenario, para el año 2015 se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos, Frontera – Progreso, Mata de Nance – Caldera (115-16), Llano Sánchez – Veladero (230-15), Llano Sánchez – San Bartolo (230-4A), Llano Sánchez – Antón (230-3B), los cuales son considerados los más críticos del sistema. Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 KV se pueden observar en el Anexo III-3 donde se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión. Además, no existe sobrecarga en ninguno de los circuitos de 230 KV.



ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realizaron análisis de estabilidad transitoria para fallas trifásicas en distintas barras 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 Bayano, 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 las líneas antes mencionadas, con apertura en 4 ciclos de la línea de transmisión. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo III-5 de resultados de estabilidad.

8.2 ANÁLISIS DEL AÑO 2017

8.2.1 ESCENARIOS REGMHTCB11, REGMHTCBE011 y REGMHTTLA11

Para el año 2017 estos escenarios son prácticamente iguales por lo tienen los mismos análisis y resultados.

ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

Se realizaron los análisis del sistema para las condiciones de operación en estado estable para el año 2017. Para estos análisis se consideraron los escenarios de demanda máxima y mínima de invierno y verano. Se considera que entran en operación los proyectos identificados en el corto plazo (2011 – 2014) más los identificados hasta el año 2015. En el 2017 se adiciona un SVC en las Subestación Panamá II con capacidad máxima de +300 MVAR y una nueva línea de transmisión de Llano Sánchez - Panamá II con un circuito inicialmente y dos conductores por fase, con una capacidad superior a 400 MVA en estado de operación normal (un solo circuito inicialmente). También se encuentra en operación el tercer transformador en S/E Panamá II. En cuanto a generación se considera los proyectos que para este año entran en operación identificados en el Plan Indicativo de Generación 2011.

OPERACION NORMAL

En condiciones de operación normal, los niveles de tensión en las distintas barras de 230 KV del sistema, tanto en condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como en

demanda mínima, se encuentran dentro del límite permisible, por lo que el sistema opera dentro de los límites de tensión establecidos en el Reglamento de Transmisión.

OPERACION EN CONTINGENCIA

Para este escenario, se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos Mata de Nance – Caldera (115-16), Llano Sánchez – Veladero (230-15), Llano Sánchez – San Bartolo (230-4A), Llano Sánchez – Antón (230-3B) y Llano Sánchez – Barro Blanco (230-A1), los cuales son considerados los más críticos del sistema. Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 KV y 115 KV se pueden observar en el Anexo III-3 donde se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión. Además, no existe sobrecarga en ninguno de los circuitos de 230 o 115 KV.



ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realizaron análisis de estabilidad transitoria para fallas trifásicas en distintas barras 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 Bayano, 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 las líneas antes mencionadas, con apertura en 4 ciclos de la línea de transmisión. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo III-5 de resultados de estabilidad.

8.3 ANÁLISIS DEL AÑO 2020

8.3.1 ESCENARIOS REGMHTCB11, REGMHTCBE011 y REGMHTLA11

Para el año 2020 estos escenarios son prácticamente iguales por lo que tienen los mismos análisis y resultados.

ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

Se realizaron los análisis del sistema para las condiciones de operación en estado estable para el año 2020. Para estos análisis se consideraron los escenarios de demanda máxima y mínima de invierno y verano. Para este año, se considera que entran en operación los proyectos identificados en el corto plazo (2011 – 2014) más los identificados hasta el año 2017, con la entrada en operación de futuras plantas térmicas de carbón. Se considera que la línea Santa Rita – Panamá II operada inicialmente en 115 KV se eleva a nivel de tensión de 230 KV. En cuanto a generación, se considera que para este año entran en operación las centrales identificadas en el Plan Indicativo de Generación 2011.

OPERACION NORMAL

En condiciones de operación normal, los niveles de tensión en las distintas barras de 230 y 115 KV del sistema, tanto en condiciones de demanda máxima de invierno y verano, como en

demanda mínima, se encuentran dentro del límite permisible, por lo que el sistema opera dentro de los límites de tensión establecidos en el Reglamento de Transmisión.

OPERACION EN CONTINGENCIA

Para este escenario, para el año 2020, se realizaron análisis de contingencia simple (N-1) de distintos circuitos de 230 KV del sistema de transmisión. Las contingencias analizadas corresponden a los circuitos Panamá – Panamá II (230-1C), Llano Sánchez – Veladero (230-15), Llano Sánchez – San Bartolo (230-4A), Llano Sánchez – Barro Blanco (230-A1), Guasquitas – Gualaca (230-22) y en 115 KV Caldera – Mata de Nance (115-16), las cuales son consideradas las más críticas del sistema. Los resultados de los niveles de tensión en las distintas barras de 230 KV se pueden observar en el Anexo III-3 donde se aprecia que el sistema de transmisión cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión. Además, no existe sobrecarga en ninguno de los circuitos de 230 KV.

ANÁLISIS DE ESTABILIDAD

Se realizaron análisis de estabilidad transitoria para fallas trifásicas en distintas barras 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 Bayano, 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 las líneas antes mencionadas, con apertura en 4 ciclos de la línea de transmisión. Los resultados de estos análisis se presentan en el Anexo III-5 de resultados de estabilidad.



8.4 ANÁLISIS CON COLOMBIA

Se realizaron análisis de flujos de potencia, estabilidad transitoria y corto circuito para los años 2015, 2017 y 2020 con la incorporación de la interconexión con Colombia a partir del año 2015. Los intercambios considerados con Colombia estuvieron basados en los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas con el SDDP, los cuales se muestran a continuación:

Intercambios con Colombia					
Año	Intercambio	Verano		Invierno	
		Max.	Min.	Max.	Min.
2015	Col > Pan	296	279	238	127
	Pan > CR	273	214	295	225
2017	Col > Pan	234	193	154	85
	Pan > CR	245	165	249	123
2020	Col > Pan	204	224	104	27
	Pan > CR	234	126	280	90



Considerando la Alternativa de Expansión No. 1 enunciada en el Capítulo 9 siguiente, los resultados indican que no es necesario ningún refuerzo adicional a los ya identificados, para el caso sin la interconexión. Esto se debe a que al llegar directamente a la Subestación Panamá II la potencia proveniente de Colombia, se descargan las líneas provenientes del occidente del país.

Todos los resultados de estas simulaciones se pueden observar en los Anexos III-6, III-7 y III-8.

Se analizará cada proyecto por individual con la entrada de la interconexión y sin la entrada de la interconexión, de tal manera que se identifique el impacto de la interconexión en el proyecto y los efectos que esto conlleva en la operación del sistema.

8.4.1 ADICIÓN S/E ANTÓN SEGUNDO CIRCUITO

De no realizarse el seccionamiento del segundo circuito Llano Sánchez-Panamá II (230-12), tomando como referencia un escenario en demanda máxima de época lluviosa para el año 2015 (el más exigente para el Sistema) y sin la operación de la interconexión, se encontró que con la falla del circuito 230-12 o de alguno de los circuitos 230-3C/4C (Llano Sánchez-El Higo) el sistema no se recuperaría satisfactoriamente teniendo inestabilidad en la operación del SIN. Se realiza el seccionamiento de este circuito de 195 Km por razones de confiabilidad y estabilidad al sistema. Con el seccionamiento, se logra una mejor distribución de los flujos en las líneas que atraviesan el sector central del país, se libera carga del circuito 230-13A (Panamá II-Antón), 230-13B (Llano Sánchez-Antón) y se consigue una mejora al perfil de voltajes en la red de 230 y 115 KV. Este análisis se ha realizado sin tomar en cuenta la entrada en operación de la interconexión.

Asumiendo el ingreso de la interconexión a operar en el sistema para el año 2015 con Colombia ingresando altos niveles de generación a Panamá, se realiza el mismo análisis de

flujo de potencia para el escenario, esta vez sin tomar en cuenta el seccionamiento del circuito 230-12 en S/E Antón. Los resultados muestran que existe un perfil de voltaje adecuado en la red de 230 y 115 KV, y los circuitos del Sistema Principal de Transmisión se encuentran bajo menor cargabilidad que el caso anterior. Esto es debido a que la generación proveniente desde Colombia se queda en el Centro de Carga, liberando estrés de la red de transmisión troncal de 230 KV, al no tener que transportar la potencia desde Chiriquí a Panamá. Es necesario mencionar que en las simulaciones se considera la operación de Panamá interconectado con el SER y con Panamá como Exportador de grandes cantidades de Potencia.

De lo anterior se concluye que, con la entrada de la interconexión y bajo la suposición de altos niveles de intercambio entre Colombia-Panamá y Panamá-SER, el sistema puede operar sin inconvenientes sin seccionar el circuito 230-12 en S/E Antón. Sin embargo, ETESA considera favorable el seccionamiento del circuito ya que el S/E Antón se conectan proyectos eólicos con capacidad de generación mayor, y adicional la realización del proyecto aporta una mejor distribución de flujos por el sistema, mayor confiabilidad y mejoras al perfil de voltajes sin adición de compensación reactiva extra.

8.4.2 ADICIÓN TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMÁ II

Para el sector Este del país se prevé un crecimiento importante de la demanda. La empresa Distribuidora ENSA (Elektra Noreste S.A.) tiene dentro de sus planes la expansión de la red de distribución con nuevas subestaciones (24 de Diciembre y Llano Bonito), sumada a la demanda creciente en S/E Geehan y la Ampliación de la S/E Tocumen en parte debido al aumento de carga que conlleva el proyecto de la ampliación del Aeropuerto de Tocumen y los proyectos residenciales cada vez más tendientes hacia este sector del país.

Por los motivos expuestos con anterioridad, ETESA deberá añadir capacidad de transformación a la S/E Panamá II ya que los 2 transformadores que se encuentran operativos en la actualidad, se verán en sobrecarga no pudiendo cumplir con las normas operativas de seguridad del SIN. Adicionalmente, la realización de trabajos de mantenimiento y libranzas en la S/E Panamá II, se hace más complicada al estar los transformadores cada vez con mayor carga, con lo que la adición del tercer transformador sería un aporte valioso para labores de mantenimiento y así brindar confiabilidad a la operación del SIN.

Debido a que el motivo por el cual es necesaria la adición del tercer transformador en S/E Panamá II, es independiente de la entrada en operación de la Interconexión Colombia-Panamá, el análisis para este proyecto no se realiza, ya que con la entrada de la interconexión de igual forma es necesaria la adición del transformador para de esta forma cumplir con la cobertura de la demanda de manera segura y confiable.

8.4.3 SVC EN S/E PANAMÁ II

Dentro del Plan de Expansión de Generación 2011-2025 se tiene 1286 MW de generación hidráulica y 150 MW de generación Eólica, situada en la base de la matriz energética para Panamá, ya que son tecnologías que suponen un costo cero de generación. Para transportar dicha generación al centro de carga a través de la red de transmisión es necesaria compensación reactiva, de lo contrario, se limitaría el transporte de esta generación al no



poder cumplir con un perfil de voltaje adecuado (intolerable) para el sistema, pudiendo inclusive ocasionar el colapso del SIN.

El ingreso para el año 2017 del SVC en S/E Panamá II, es necesaria para poder cumplir con el criterio de despacho económico al proporcionar el soporte reactivo necesario en centro de carga para poder aceptar la generación proveniente del occidente del País. En los análisis de flujo, se encuentra que no es posible la operación del sistema sin la inclusión del SVC en S/E Panamá II, bajo el criterio de despacho económico.

En adición es necesario mencionar que recientemente, producto de una consultoría ETESA ha confirmado lo expuesto en el presente Plan de Expansión y anteriores, de que es necesaria la adición de este SVC para poder incluir en el sistema mayor generación de tipo Eólica. Sobre la generación Eólica es necesario mencionar que ya se tiene información de proyectos que tienen viabilidad de conexión, licencia para generación y se encuentran en fases de diseño final e inclusive en construcción, añadiendo un gran aporte de generación de este tipo al sistema.

De no ingresar el dispositivo al sistema, sería imposible la operación del sistema con los aportes de estas plantas de generación renovables, incurriendo entonces en generación obligada (generalmente térmica o de tipo hidroeléctrica de embalse) y sobrecostos, contrarios a la política operativa del sistema y del estado en búsqueda de abaratamiento del costo de la energía eléctrica.

El ingreso de la Interconexión Colombia-Panamá no variará la necesidad de la inclusión del SVC, ya que generación de costo cero como la hidráulica y Eólica, siempre estarán despachadas y priorizadas para la cobertura de la demanda, independientemente Colombia Exporte hacia Panamá.

8.4.4 LÍNEA DE TRANSMISIÓN LLANO SÁNCHEZ - PANAMÁ II (PRIMERA ETAPA)

Debido a la capacidad instalada identificada en el horizonte de generación a corto y largo plazo, el reforzar la Red Principal de Transmisión se hace necesario para invierno del año 2017. El objetivo del corredor Llano Sánchez – Panamá II, es liberar la carga transportada por los corredores paralelos existentes en la red y de esta forma operar con mayor seguridad y cumpliendo con los criterios en las normativas, en específico el criterio N-1. Si la Interconexión Colombia-Panamá no se encuentra en operación, el corredor se hace de carácter obligatorio, para poder cubrir la demanda pronosticada al menor costo posible, transportando generación proveniente del occidente.

De ingresar la Interconexión Colombia-Panamá, la operación sin el refuerzo Llano Sánchez – Panamá II, es posible bajo el supuesto de Colombia como Exportador hacia Panamá en cantidades mayores a 150 MW. Esto tiene su explicación en el hecho de que la generación proveniente de Colombia desplaza generación en Panamá, descargando los corredores y haciendo no necesaria el transporte de la potencia desde occidente ya que esta es suplida por Colombia vía interconexión. Añadiendo el supuesto de que Panamá opere interconectado al SER, derivaría en menor uso del corredor central del Sistema de Transmisión (el cual es el que presenta mayor congestión), debido a que la generación exportada hacia el SER, provendría de centrales hidráulicas situadas al occidente y la generación extra para cubrir en centro de carga,



sería aportada por unidades de mayor costo (por despacho económico) situadas en el centro de carga (Térmicas o el embalse de Bayano).

Finalmente, tomando en cuenta que se trata de un proyecto a largo plazo y como tal puede ser reevaluado en versiones posteriores del Plan de Expansión, que el incluir o no el proyecto del circuito Llano Sánchez-Panamá II en el Plan de Expansión está sujeto a condiciones que se puedan dar en el corto y largo plazo como lo son el ingreso de la generación planificada o el ingreso de la Interconexión Colombia-Panamá y también que, es **obligación** de ETESA el garantizar el suministro de energía al menor costo para evitar posibles déficit, el proyecto del corredor Llano Sánchez - Panamá II es incluido como opción, de manera tal que se garantice el suministro de energía, independientemente se den o no las condiciones para la inclusión del proyecto de la interconexión o adición de nuevas centrales de generación al SIN.



8.4.5 REFUERZO SANTA RITA – PANAMÁ II EN 230 KV

De manera similar al proyecto analizado en el punto anterior, la segunda etapa del refuerzo Santa Rita – Panamá II energizándole en 230 KV, está sujeto a condiciones como lo son la adición al SIN de centrales de generación térmicas a base de carbón, a instalarse en específico en Subestación Santa Rita.

Para el caso en el que no se cuente con la interconexión Colombia-Panamá, se tiene un despacho compuesto principalmente por centrales hidráulicas y aportes de las centrales de carbón ubicadas en la costa atlántica en la provincia de Colón. Para época seca, cuando los aportes hidrológicos a las centrales hidroeléctricas disminuyen, las centrales de carbón junto a las eólicas representan el principal complemento para cubrir la demanda, por lo cual el aporte de estas centrales se hace importante. Se toma en cuenta el hecho de que al energizar un circuito a un mayor nivel de voltaje (que ya cuenta con conductores y estructuras para operar en 230 KV), se podría obtener mayor capacidad de transporte, sin necesidad de gestionar nuevos corredores con los contratiempos y gastos que conllevan los derechos de paso.

De tener operativa la interconexión y bajo el supuesto de elevadas importaciones de potencia proveniente desde Colombia, la energización del circuito Santa Rita – Panamá II no es requerida, ya que el aporte de las centrales de carbón deberá ser menor, al tener generación proveniente desde Colombia cubriendo parte de la demanda en el centro de carga. Sin embargo, al igual que el punto anterior, tomando en cuenta que se trata de un proyecto a largo plazo y como tal puede ser reevaluado en versiones posteriores del Plan de Expansión, que el incluir o no el proyecto de la segunda etapa de Santa Rita – Panamá II en el Plan de Expansión está sujeto a condiciones que se puedan dar en el corto y largo plazo como lo son el ingreso de la generación en la costa atlántica o el ingreso de la Interconexión Colombia-Panamá y también que, es **obligación** de ETESA el garantizar el suministro de energía al menor costo para evitar posibles déficit, el proyecto de energizar a 230 KV el circuito Santa Rita – Panamá II es incluido como opción, de manera tal que se garantice el suministro de energía, independientemente se den o no las condiciones para la inclusión del proyecto de la interconexión o adición de nuevas centrales de generación al SIN.

Capítulo 9: Resultados de la Evaluación Técnica-Económica y Selección del Plan de Expansión de la Transmisión

La expansión de la red a corto y largo plazo del PESIN 2011-2025, se plantea en dos planes alternativos, para satisfacer el escenario de generación nacional con mayor opción de realización, caracterizados ambos por la preferencia a la fuente hidroeléctrica, al crecimiento medio del precio de los combustibles y con exportación al MER.³ Para lo cual se utiliza la metodología descrita en el PESIN, que contempla en cada uno de las variantes de expansión, una serie de proyectos específicos, para satisfacer dentro del país, el transporte del flujo eléctrico en las mejores condiciones para el sistema.



El escenario de generación con mayor opción de realización entre los casos analizados en el Plan Indicativo de Generación (PEGIN) 2011-2025, es el denominado como el Caso REGMHTCB11. O sea, el Caso Hidrotérmico de Demanda Media, Con Carbón, que al igual que años anteriores considera una gran componente de proyectos hidroeléctricos, el desarrollo de generación térmica con base en el carbón e incorpora como novedad la inserción de un proyecto eólico, en el periodo firme.⁴

Este escenario incorpora en el mediano plazo proyectos térmicos con carbón y la introducción al sistema nacional del combustible gas natural a partir del año 2015, sin contemplar restricciones de tamaño de las instalaciones y/o límites máximos de montos de inversión. De acuerdo al PEGIN 2011, es el escenario de generación analizado de menor costo total de inversión y operación, con una alta probabilidad de implementación.

Evidentemente, los planes alternativos de expansión de la red, que se definieron para satisfacer este escenario de generación, contemplan diversas opciones de obras de transmisión, que a su vez afectan las decisiones de expansión de generación, en contrario al caso base o de referencia en el cual no se incluye expansión alguna de largo plazo. Solo se realizan las obras de transmisión ya planteadas, en el corto plazo que ya fueron aprobados en los planes de expansión anteriores (PESIN 2008 al PESIN 2010). De estos proyectos, algunos se encuentran en ejecución y el resto próximos a iniciar.

³ No se considera en este análisis, el escenario con la interconexión eléctrica con Colombia.

⁴ Proyecto eólico, con implementación en el corto plazo, con contrato de ejecución con ASEP y con viabilidad de conexión al sistema, aprobada por ETESA.

Como resultado de los análisis de la transmisión futura de la energía eléctrica, para el periodo 2011-2025, se identificaron nuevos proyectos de transmisión que se deberán implementar, de inmediato, con el fin de optimizar la red. Dada la reciente aceleración de la carga del sistema, la cual registro parámetros de 8.4% y 5.9%, asociado a incrementos de la demanda global de la energía de 5.6% y 8.19%, respectivamente en los años 2009 y 2010.

En consideración a lo ajustado del tiempo de repuesta, que requiere el incremento de la demanda y de la localización de la oferta, se analizaron y evaluaron técnicamente dos cronogramas alternativos de expansión de la red. Los cuales tienen la capacidad de transportar toda la oferta de generación del equipamiento hidroeléctrico nuevo y existente desde el oriente del país, al centro de carga nacional, zona metropolitana al este del país, cumpliendo las normas de calidad establecidas en el Reglamento de Transmisión con el menor costo posible. Los esquemas de expansión propuestos, son producto de la optimización de la red, con el modelo de planeamiento Power System Simulator for Engineer PSS.



Las dos alternativas consideradas son caracterizadas principalmente por la opción de re-potenciamiento del eje principal de transporte de la Red actual, en conjunto con la incorporación de equipos de compensación,⁵ que permitan un mejor manejo de los flujos. Con el fin de analizar el reforzamiento de la red en plazos menores a los previstos en los PESIN's anteriores.

Estas opciones de re-potenciamiento del actual eje principal del sistema de transmisión, tomadas por ETESA, son consecuentes con la dificultad, sobrecostos y alargamientos de los periodos de construcción de posibles alternativas basadas en la implementación de nuevas L/T, paralelas al actual eje principal de transporte nacional, dadas las recientes experiencias en la adquisición de los correspondientes derechos de paso.

El análisis y selección económica – financiera de la mejor alternativa de transporte, se evalúa por medio de un análisis de costo beneficio, en que los beneficios deben superar significativamente los costos de implementación y operación de la nueva red. Por consiguiente, la tarea consiste en seleccionar la alternativa de transmisión, que minimiza el costo de generación y transporte de la energía que se requiere para satisfacer la demanda pronosticada del Sistema Interconectado Nacional (SIN), en el periodo de análisis del PESIN 2011 -2025.⁶

⁵ **Static Var Compensation (SVC)**

⁶ Utilizando los factores descontados en un solo momento del tiempo, por convención se acepta que sea el momento, cero (inicio del plan, el primero de enero del año 2011.)

9.1 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PLAN DE EXPANSIÓN

La metodología utilizada en la evaluación económica del plan de expansión de la transmisión a corto y largo plazo, consiste en calcular el valor presente asociado a las inversiones proyectadas en los respectivos cronogramas de inversión, y compararlos contra el valor asociado de los beneficios energéticos de la implementación del plan. De acuerdo a los criterios de decisión de Valor Actual Neto VAN y de la Razón Beneficio Costo (RBC), en donde:

$$VAN_i = VPN_{BENEF} - VPN_{COST} \qquad RBC = VPN_{BENEF} / VPN_{COST}$$



Dado el caso, que las obras a realizar en el corto plazo estaban en ejecución o eran de obligante cumplimiento, de acuerdo a los PESIN's aprobados en los últimos años (2007-2010). Las obras de transmisión en este periodo, eran las mismas para todas las variantes de expansión y solo existían diferencias para el largo plazo.

Por lo cual, en los anteriores planes de expansión se evaluó por separado, las obras del corto y de largo plazo. En el caso del corto plazo, se consideraban las obras ya justificadas por los planes precedentes, y por consiguiente solo se comparaban entre sí, los flujos de beneficios netos de las diversas variantes en el largo plazo.

Desde el PESIN 2008-2022, se mantiene como política energética el aprovechamiento máximo del potencial hidroeléctrico. Por lo cual se tiene la inserción de una gran cantidad de proyectos hidroeléctricos de diversa capacidades y distribuidos en toda el área occidental del país. Lo que en conjunto del fuerte incremento de la demanda eléctrica en el futuro inmediato, implica la consideración de algunas modificaciones al sistema de transmisión dentro del periodo de corto plazo. En el que se han de demandar nuevas inversiones, en el llamado “*periodo firme*” (primeros cuatro años del periodo de análisis), lo que implica evaluar los presentes escenarios como planes alternativos de expansión, en la que se incluyen las respectivas opciones de corto y largo plazo.

9.1.1 Cálculo de los Beneficios del Plan de Expansión de Largo Plazo

La metodología para evaluar los beneficios asociados a los planes de expansión de costo mínimo, que se derivan de los respectivos cronogramas de las alternativas en análisis, consisten en contabilizar no solo el monto de las inversiones requeridas, sino se deben agregar los ahorros generados por cada alternativa o escenario de expansión planteado, en términos

del valor esperado del costo operativo total y de los posibles costos de falla generados al sistema de transmisión nacional.

Para evaluar el costo operativo esperado, el procedimiento se fundamenta en la utilización del modelo de despacho hidrotérmico, con restricciones de red de transmisión (SDDP), modelo que se utiliza para la planificación operativa del sistema Panameño.



Los parámetros básicos utilizados para la evaluación del costo operativo bajo el modelo SDDP se ilustran en la Tabla 9.1 a continuación.

Tabla 9.1: Parámetros básicos utilizados para evaluación del costo operativo.

Descripción	Valor
Sistema	Panamá
Objetivo del Estudio	Política Operativa
Tipo de Estudio	Aislado
Tamaño de la Etapa	Meses
Caudales	Series sintéticas
Programa de Mantenimiento	Representado
Configuración	Dinámica
Representación de la Red Eléctrica	Completa
Fecha Inicial	Enero de 2011
Horizonte del Estudio (meses)	180
Número de Series para Simulación	50
Número de Discretaciones	25
Numero de Bloques de Demanda	5
Numero de Años Adicionales	1
Tasa de Descuento (% a.a.)	12
Costo de Deficit (US \$ / MWh)	1,850.00

Por consiguiente, los beneficios de cualquier variante de Plan de expansión de la Red, son los ahorros derivados de las diferencias de costos operativos generados por el SDDP, o sea los costos operativos resultantes del transporte con las alternativas de expansión de la red actual versus la operación de la misma sin modificaciones.

9.1.2 Cálculo del Valor Presente de las Inversiones

Los costos económicos del plan de expansión resultan de valorar las inversiones respectivas a valor presente. Considerando, que la inversión de los proyectos asociado a los respectivos planes se paga anualmente, se obtienen los cronogramas de inversiones de los planes de pagos anuales o cronograma de pagos, que amerita cada escenario (valores expresados en miles de dólares):

De inmediato, Para cada proyecto se crea una tabla con la siguiente información:

- a) el tiempo de vida útil (en años),
- b) el número de pagos, que coincide con el horizonte de análisis (2011-2025)
- c) El valor presente del costo anual de inversión que coincide con el horizonte de análisis (2011-2025);
- d) El número de pagos residual, es decir, el número de pagos anuales después del horizonte de planificación;
- e) El valor presente, referido a enero de 2026, del valor residual de los pagos de la inversión anual de cada proyecto después del final de horizonte de planificación;
- f) El valor presente, calculado en enero de 2011, del anterior monto, correspondiente al valor residual de las inversiones.

Por lo cual, en primeras instancias el valor presente neto asociado a las inversiones de largo plazo del escenario respectivo es igual al valor presente de los pagos aplicados, durante el periodo de análisis 2011 - 2025. Pero para obtener el valor presente neto real de las inversiones, se debe disminuir el valor presente residual de las inversiones, al monto aplicado. Simbólicamente se representa estas valoraciones, por medio de las siguientes ecuaciones, de modo que el valor presente neto de las inversiones o costos incurridos de los planes es:

$$VPN_{\text{COSTOS}} = VPN_{\text{PAGOS}} - VPN_{\text{RESIDUAL}}$$

En síntesis la evaluación económica del PESIN, se realiza por medio de comparar los beneficios del plan, -consistentes en los ahorros derivados por la operación de la red con las mejoras del sistema de transmisión versus la operación con el estado alcanzado por la red actual- con los montos de inversión respectivos de cada variante de expansión.



9.2 EVALUACION DE ALTERNATIVAS

Para efecto del cálculo de los beneficios asociados a las alternativas del plan de expansión, versus los costos incurridos, se muestran primero los resultados de las simulaciones del modelo de despacho SDDP, sin considerar modificaciones al estado actual de la red de transmisión, con el fin de establecer la línea base.

En segundo lugar se calculan los costos operativos resultantes de las simulaciones de operación que contemplan, la implementación de las variantes de expansión de la Red, propuestas y analizadas como opciones de desarrollo probables de la Red.

En este punto es necesario, que se destaque que la sumatoria de los beneficios, valorados de cada opción de desarrollo de la Red, no toma en cuenta los beneficios económicos indirectos de la expansión. Como son los beneficios asociados a la reducción de las emisiones de gases (CO₂, SO_x, etc.) que se producen como subproducto del proceso de producción de energía eléctrica en centrales térmicas, especialmente las centrales que utilizan como combustible el Carbón (BLM Carbón, y CB250a). Ni tampoco otro beneficio económico indirecto importante, como es el efecto en la balanza nacional de pagos al reducir la factura internacional de combustibles, correspondiente en su totalidad a volúmenes importados, por recursos locales, como en nuestro caso es la fuerza hidráulica de nuestros ríos.



9.2.1 SIMULACIÓN SIN CONSIDERAR EXPANSIÓN DE LA RED

En esta simulación, solo se consideran inversiones de corto plazo aprobadas en los PESIN 2007-2010, que comprometen a ETESA a su ejecución, obras que se encuentran a la fecha en construcción o que el proceso de diseño, negociación e implementación pendiente se cubren aproximadamente hasta el año 2013.

Por lo general, no implican inversiones de alta magnitud en obras o financiamiento del propuesto sistema de transmisión nacional, que por nuevas condiciones no favorables del entorno financiero local y global, o de situaciones extremas no contempladas en los planes originales, puedan promover la postergación parcial o total de estas inversiones, aunque estén contempladas dentro del periodo firme o de corto plazo.

Entre las cuales se contemplan las obras de repotenciación de la L/T PAN - Pan II, 230 kV de 12.5 km y otras obras en proceso de construcción. En cambio, las obras de repotenciación de las L/T Gua -Vel, L/T MDN - Vel - LLS-CHO - PAN II y de la L/T MDN - PRO- FFONT de 230 kV, y las respectivas obras de adecuación en las subestaciones de conexión, no se incluyen.

Aunque todas estas obras estén programadas para el año 2013, o sea dentro del periodo de evaluación de corto plazo.

En la siguiente Tabla 9.3, se detallan las inversiones correspondientes a las obras comprometidas, en el corto plazo, que en este caso particular caracteriza al sistema sin expansión de la Red, Caso de Referencia.⁷

**Tabla 9.2: Cronograma de inversión del sistema de transmisión de Corto Plazo
Caso Sin Expansión de transmisión**

No. PROYECTOS	FECHA DE ENTRADA DEL PROYECTO	PROYECTOS DE EXPANSION			VIDA UTIL	COSTO INVERSION (10 ⁶ \$) AÑO 2010	COSTO ANUALIZADO (10 ⁶ \$)
		ORIGEN NOMBRE	DESTINO NOMBRE	OBSERVACION GENERAL			
1	01/01/2013	SRT-115	PA2-115	L/T 115kv 1Cto, SRT-PA2 750, ACAR2	30	13.79	1,711.44
2	01/01/2013	SRT-115	SRT-115	Adc. Nave 115 kv SANTA RITA	30	4.63	575.28
3	01/01/2013	PA2-115	PA2-1115	Adc. Nave 115 kv PANAMA II	30	2.46	305.15
4	01/02/2012	GUA-230	CHAN -230	L/T 230 kv 2Cto, GUA-CHAN 750, ACAR2	30	7.36	913.57
5	01/02/2012	CHAN -230	CHAN -230	Adc. Nave 230 kv CHANGUINOLA	30	2.59	321.28
6	01/02/2012	GUA-230	GUA-230	Adc. Nave 230 kv GUASQUITAS	30	3.02	375.29
7	01/04/2012	PA2-230	PA2-230	CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II	20	5.05	675.69
8	01/04/2012	LLS-230	LLS-230	CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ	20	5.71	764.58
9	01/10/2011	PAN-230	PRO - 230	REPOTENCIACION L PAN - PAN II 230 kv Cond. ACSS	30	1.66	205.95
10	01/01/2013	PAN-230	PAN-230	S/E PANAMA ADICION T-4	30	8.11	1,007.05
11	01/01/2013	LGU - 230	LGU - 230	Adc. Nave 230 kv S/E EL Higo 2do Cto (S/E LAS GUIAS)	30	3.31	410.92
MONTO TOTAL DE LA INVERSION						57.69	

A efectos de demostrar la metodología de evaluación seguida en este análisis se describen a continuación, los elementos correspondientes a este listado y las siguientes tablas de trabajo.

De la Tabla 9.2, se listan las inversiones de los 11 proyectos de obras comprometidos, en el corto plazo, la columna 2 indica la fecha estimada de entrada en operación, la columna 5 identifica el nombre o denominación de la obra, la columna 6 se ilustra el periodo de vida útil estandarizado para cada línea de transmisión, transformador o equipo auxiliar que pertenece al programa de inversiones. El costo total de inversión (en millones de dólares) se ilustra en la columna 7, mientras que el costo anualizado de cada proyecto (considerando la vida útil y una tasa de descuento de 12% se ilustra en la última columna).

A continuación se presenta el cálculo del valor presente asociado al cronograma de inversión de la Tabla 9.2. Considerando el monto de inversión de los proyectos de expansión, se obtiene el siguiente cronograma de

⁷ A la fecha de revisión tardía del documento, enero del 2012, se tienen costos de inversión actualizados, derivados de contratos adjudicados, en ejecución, para las obras listadas. Por consiguiente se modificaron a la baja algunos de los ítems del Caso Base.

pagos (valores expresados en miles de dólares). Ver en la página siguiente, la Tabla 9.3.

La primera columna de la Tabla 9.3, muestra el número de proyectos, que comprenden el escenario analizado. La segunda columna identifica los proyectos listados en orden de entrada en operación.⁸ Las columnas subsiguientes ilustran el repago anual de la inversión dentro del horizonte del programa de inversiones (años 2011-2025). Las últimas tres columnas muestran respectivamente el monto total de repago, el valor presente de cada sub proyecto al año de entrada en operación de los proyectos y su valor a enero del 2011.



Por ejemplo, el monto total de inversión directa de las obras comprometidas en el caso base es de 57.69 millones de dólares, mientras a valor presente de las

8

En concordancia con el listado de la Tabla 9.3

Tabla 9.3: Cronograma de pagos asociado al Caso Base o Referencia Sin Expansión del Sistema de Transmisión.

No.	IDENTIFICACION	No. PAGOS															PAGO TOTAL CORRIENTE	VALOR PRESENTE Ene-2001	VALOR PRESENTE Ene-2011
		1 ene-11	2 ene-12	3 ene-13	4 ene-14	5 ene-15	6 ene-16	7 ene-17	8 ene-18	9 ene-19	10 ene-20	11 ene-21	12 ene-22	13 ene-23	14 ene-24	15 ene-25			
1	L/T 115kV 1Cto, SRT-PA2 750, ACAR2			1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	22,248.78	\$11,179.96	\$8,909.83
2	Adc. Nave 115 kV SANTA RITA			575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	7,478.66	\$3,758.01	\$2,994.93
3	Adc. Nave 115 kV PANAMA II			305.15	305.15	305.15	305.15	305.15	305.15	305.15	305.15	305.15	305.15	305.15	305.15	305.15	3,966.89	\$1,993.35	\$1,588.59
4	L/T 230 kV 2Cto, GUA-CHAN 750, ACAR2		837.44	913.57	913.57	913.57	913.57	913.57	913.57	913.57	913.57	913.57	913.57	913.57	913.57	913.57	12,713.89	\$6,078.52	\$4,844.25
5	Adc. Nave 230 kV CHANGUINOLA		294.51	321.28	321.28	321.28	321.28	321.28	321.28	321.28	321.28	321.28	321.28	321.28	321.28	321.28	4,471.20	\$2,137.68	\$1,703.62
6	Adc. Nave 230 kV GUASQUITAS		344.01	375.29	375.29	375.29	375.29	375.29	375.29	375.29	375.29	375.29	375.29	375.29	375.29	375.29	5,222.73	\$2,496.99	\$1,989.97
7	CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II		506.76	675.69	675.69	675.69	675.69	675.69	675.69	675.69	675.69	675.69	675.69	675.69	675.69	675.69	9,290.69	\$4,383.11	\$3,493.10
8	CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ			573.44	764.58	764.58	764.58	764.58	764.58	764.58	764.58	764.58	764.58	764.58	764.58	764.58	10,513.00	\$4,959.76	\$3,952.67
9	REPOTENCIACION L PAN - PAN II 230 kV Cond. ACSS	51.49	205.95	205.95	205.95	205.95	205.95	205.95	205.95	205.95	205.95	205.95	205.95	205.95	205.95	205.95	2,883.36	\$1,270.72	\$1,012.69
10	S/E PANAMA ADICION T-4			1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	13,091.69	\$6,578.55	\$5,242.75
11	Adc. Nave 230 kV S/E EL Higo 2do Cto (S/E LAS GUIAS)			410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	5,341.90	\$2,684.29	\$2,139.24
TOTAL DE PAGOS ANUALES		51.49	2,762.12	7,266.21	7,266.21	7,266.21	7,266.21	7,266.21	7,266.21	7,266.21	7,266.21	7,266.21	7,266.21	7,266.21	7,266.21	7,266.21	97,222.79	\$47,520.94	\$37,871.64

Tabla 9.4: Cálculo del valor presente al Caso Base o Referencia Sin Expansión del Sistema de Transmisión.

PROYECTO	VIDA UTIL	PAGOS APLICADOS	VALOR PRESENTE		VALOR SALVADO	
			ENE-2011	ENE-2011	ENE-2026	ENE-2011
		Cant.	10 ³ \$	Cant.	10 ³ \$	10 ³ \$
1	L/T 115kV 1Cto, SRT-PA2 750, ACAR2	30	13	8,909.83	17	\$2,223.01
2	Adc. Nave 115 kV SANTA RITA	30	13	2,994.93	17	\$747.24
3	Adc. Nave 115 kV PANAMA II	30	13	1,588.59	17	\$396.36
4	L/T 230 kV 2Cto, GUA-CHAN 750, ACAR2	30	14	4,844.25	16	\$1,139.73
5	Adc. Nave 230 kV CHANGUINOLA	30	14	1,703.62	16	\$400.82
6	Adc. Nave 230 kV GUASQUITAS	30	14	1,989.97	16	\$468.19
7	CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II	20	14	3,493.10	6	\$475.18
8	CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ	20	14	3,952.67	6	\$537.69
9	REPOTENCIACION L PAN - PAN II 230 kV Cond. ACSS	30	14	1,012.69	16	\$258.96
10	S/E PANAMA ADICION T-4	30	13	5,242.75	17	\$1,308.07
11	Adc. Nave 230 kV S/E EL Higo 2do Cto (S/E LAS GUIAS)	30	13	2,139.24	17	\$533.74
				37,871.64		8,488.99



Inversiones incurridas, al horizonte del análisis es por 37.8 millones de dólares de enero del 2011.

De las Tablas 9.3 y 9.4, la primera columna identifica los proyectos del Caso en análisis. Subsiguientemente, para cada proyecto se ilustra:

- a) De la Tabla 9.3, de acuerdo al tiempo de vida útil (en años) y al a fecha de entrada en operación, se define el número de pagos que coincide con el horizonte de análisis (2011-2025) – por ejemplo, de la Tabla 9.3 el sub-proyecto N° 1, L/T 115 kV SRT-PMA 750 ACAR que entra en operación en Enero del 2013 tendría 13 pagos anuales de 2013 a 2025; para un pago total corriente de 22, 249 miles de dólares.
- b) El valor presente del costo anual de inversión coincide con el horizonte de análisis (2011-2025); siguiendo el ejemplo, el valor presente de la L/T 115 kV SRT-PMA, al año 2013 es de 11,179 miles de dólares y a precios del 2011 es de 8,909 miles de dólares (viene de la Tabla 9.3).
- c) El número de pagos residual, es decir, el número de pagos anuales después del horizonte de planificación; del ejemplo la L/T 115 kV SRT-PMA, tiene pendiente 17 pagos anuales. (columna 6, Tabla 9.4)
- d) El valor presente, referido a enero de 2025, del valor residual de los pagos de la inversión anual de cada proyecto después del final de horizonte de planificación; del proyecto ejemplo tenemos que la L/T 115 SRT-PMA, tiene un valor residual presente de 12,183 miles de dólares a inicios del año 2026. (ver columna 7)
- e) El valor presente, calculado a enero de 2011, del valor residual de las inversiones. En el caso del proyecto del ejemplo la L/T 115 kV SRT-PMA, tiene un valor residual de 2,223 miles de dólares en enero del 2010.(ver columna 8)
- f) Sumariamente, el sub proyecto de transmisión L/T 115 kV SRT-PMA, tiene un valor real de inversión incurrida o insumida de 6,613.7 miles de dólares a precios del año 2011.



Resumiendo, el Caso Base tiene 11 proyectos aprobados por los PESIN anteriores, proyectos que se encuentran en procesos de adquisición y/o implementación, con un respectivo nivel de avance. El monto de inversión directa comprometido es de 57.7 millones de dólares. Como gasto o inversión aplicada durante el periodo 2011-2025, tenemos un monto aproximado de 38 millones en dólares de 2011, el cual se detalla en la Tabla 9.4.⁹

De las Tablas 9.4 y 9.5 se determina el monto real de la inversión incurrida, se estima el valor de salvamento de los proyectos en aproximadamente 8.5 millones de dólares, con lo cual el gasto real incurrido en inversión es de aproximadamente 31 millones de dólares, para el caso de referencia.

⁹ El monto de inversión aplicado, corresponde a la sumatoria de pagos de los proyectos, a valor presente durante el periodo de análisis, años 2011 - 2025

**Tabla 9.5: Cálculo del Valor Real del Plan de Expansión– Caso Base
Caso sin Expansión del Sistema de Transmisión.**

Tasa de Descuento		12%
Monto de Inversión a ene-2011		37,871.64
Valor de Salvamento a ene-2011		8,488.99
Inversión Real a ene -2011		29,382.65



Simulación operativa del sistema de expansión de Red – Caso Base

El valor esperado del costo operativo es equivalente a la suma de los gastos esperados con combustibles y costo de racionamiento, para el suministro de la demanda durante el horizonte de planificación, de 2011 hasta 2025. Se ilustra en la tabla a continuación, – Tabla 9.6

Tabla 9.6: Valor esperado del costo operativo (total) y estadísticas – Caso sin Expansión de Transmisión

Costo Operativo (10³ \$)	Desviación Standard (10³ \$)	Costo Mínimo (10³ \$)	Costo Máximo (10³ \$)
9,832,212.15	122,783.48	9,549,262.28	10,192,993.04

Por lo tanto, el valor esperado los costos del sistema, por no expandir la red, se estima en aproximadamente US\$ 9,832 millones. El cual, corresponde al promedio de los costos operativos del sistema – sobre los 50 escenarios de generación considerados – de utilizar la red actual con las restricciones y congestiones de flujos, ocasionadas por no expandir el sistema. Valorado los gastos en combustibles y racionamiento durante el horizonte de planificación, a precios del año 2011.

El valor presente de costo operativo mínimo, sobre los 50 escenarios, es de US\$9,549 millones, mientras que el valor esperado máximo es de US\$ 10,192 millones. La estadística de costos operativos presenta una desviación estándar de cerca de US\$ 123 millones.

Descripción Grafica de la Red Sin Expansión

Para efectos comparativos, se ilustra el padrón de generación anual, del sistema de transmisión actual, sin expansión en la Figura 1. En que se observa que la componente hidroeléctrica aumenta significativamente respecto a la generación térmica, consecuente con la entrada en operación en el periodo 2011-2014, la hidroeléctrica Chan I y de otras

hidroeléctricas. Pasando la participación hidroeléctrica, de un 46 a un 75% de generación del sistema, a una tasa sostenida de 18%. A partir de ese año, gracias a las restricciones de la transmisión, la componente hidroeléctrica reduce su participación a lo largo del periodo de análisis 2015-2025, hasta una participación de 52% en el año 2025. Reduciendo la participación de la componente hidro, 5% anualmente.

En esta figura, también se verifica el racionamiento esperado, significativo a partir de año 2021, como se evidencia gráficamente, consecuente con las restricciones y congestiones de una red sin expansión.



Generación Promedio Anual - Panamá - REGMHTCB11 Sin Expansión de Transmisión.

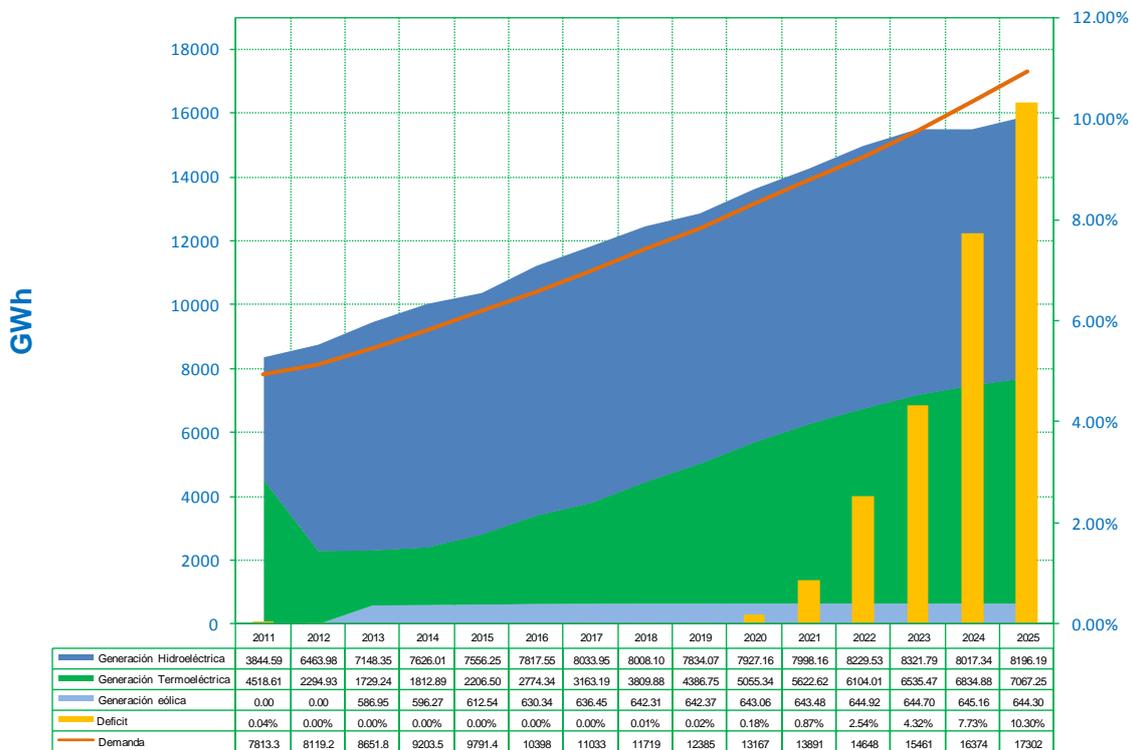


Figura 9.1: Generación promedio anual – Panamá – Caso sin Expansión Transmisión.

Con respecto a los efectos en los costos marginales de la demanda promedio del sistema, para el caso que no considera expansión en el largo plazo, se observa en la Figura 9.2, una reducción significativa de los valores de costo marginal de demanda para el corto plazo, 2011-2014 (resultado afectado por la entrada en operación de las nuevas centrales hidroeléctricas). En cambio se muestra un aumento paulatino, a medida que las restricciones de la red impiden el traslado de energía hidroeléctrica al centro de carga nacional, la ciudad de Panamá. Energía demandada, que deberá de ser suministrada, por el plantel térmico localizado en la costa atlántica, hasta la capacidad total de la configuración de red del sistema.

Valores que están afectados directamente por las restricciones y congestiones de red, que la creciente demanda y la nueva generación impactan en una red de transmisión, sin modificaciones. Tal es el caso que ya en el año 2023, la oferta es superada por la demanda en el periodo final de análisis, años 2023-2025.

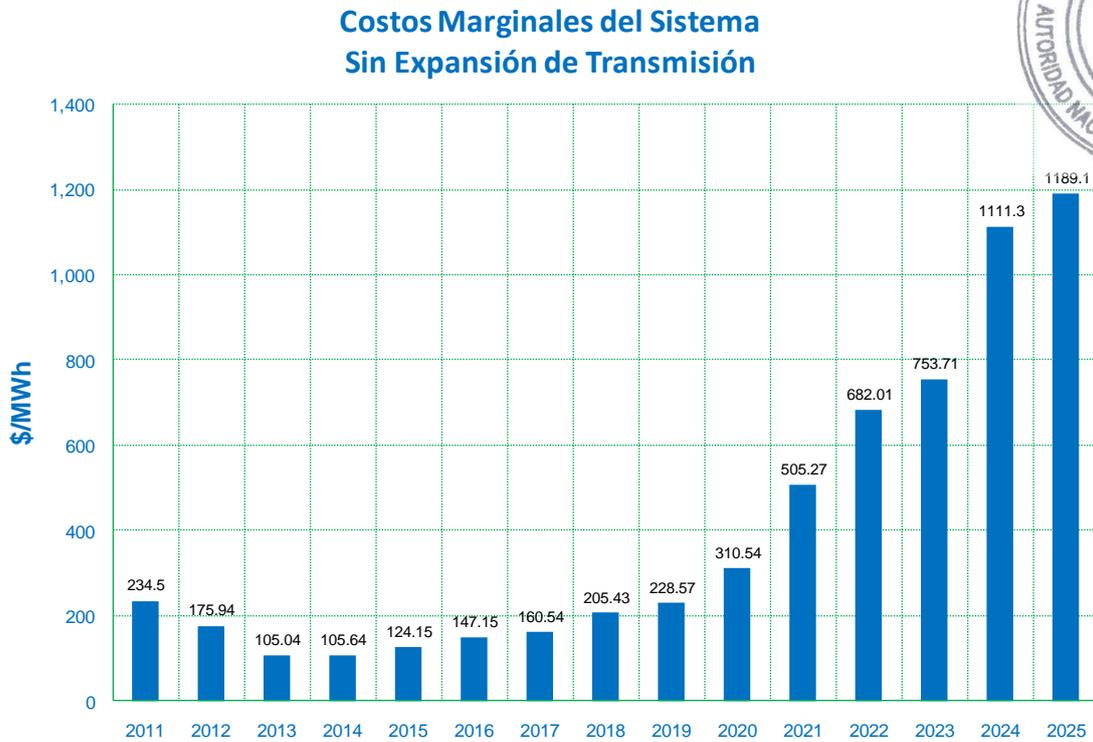


Figura 9.2: Costo Marginal de Demanda – Panamá – Caso Base Sin Expansión de la Red de Transmisión

En la siguiente Figura 9.3, se ilustra para el caso sin la expansión de largo plazo, los valores promedios observados para el costo marginal por barra del sistema de transmisión. Se observa que los valores aumentan significativamente para los años después de 2020, indicando una degradación creciente del sistema de transporte. Otra característica que se destaca en la figura es que los valores de costo marginal de barra presentan diferencias significativas entre las barras, indicando también el aislamiento de barras de la red de transmisión debido a congestionamientos del sistema de transporte de potencia.

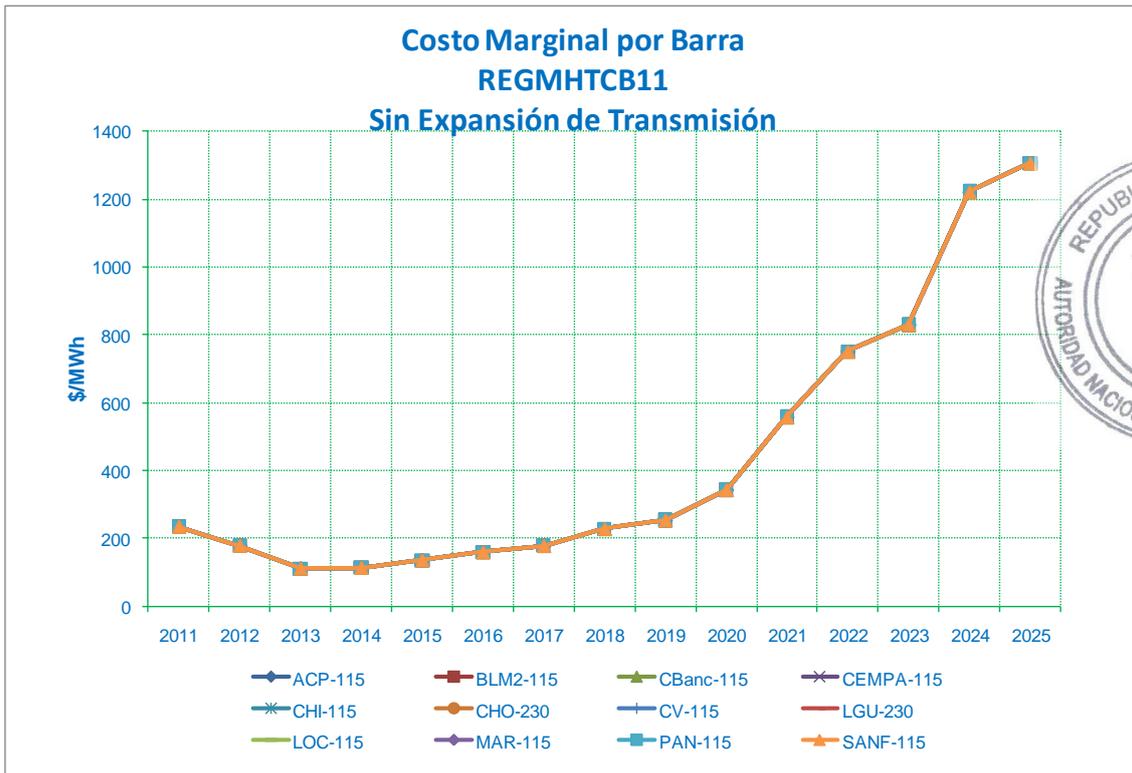


Figura 9.3: Costo Marginal de Barra – Panamá – Caso sin Expansión Transmisión.

A continuación, se describen y evalúan las opciones de expansión a la Red, planteados en el PESIN 2011-2025.

9.2.2 EXPANSION DE LA RED - Alternativa 1:

ESTA ALTERNATIVA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN 2011, PRESENTA LAS SIGUIENTES ADICIONES AL SISTEMA PRINCIPAL DE TRANSMISIÓN:

1. Repotenciación de los circuitos 230-2B y 230-1C (Panamá – Panamá II) aumentando su capacidad de 186 MVA en estado de operación normal a 350 MVA, y en contingencia de 350 a 450 MVA. Fecha de entrada en operación agosto del 2011.
2. Subestación reductora El Higo 230/34.5 KV, ubicada en el Distrito de San Carlos, la cual distribuirá carga en el sector, aumentando la confiabilidad y calidad del servicio. Fecha de entrada en operación agosto del 2011.
3. Subestación Transformadora Boquerón III, 3230/34.5 KV con una capacidad de transformación de 83.3 MVA, la cual tiene como objetivo, servir de punto de conexión al sistema a proyectos de generación cercanos al sector. La misma se encuentra operativa en la actualidad.
4. Ampliación de S/E Caldera, con la adición de un transformador 230/34.5 KV y 62.5 MVA, con el objetivo de conectar al SIN proyectos de generación cercanos al sector. La misma se encuentra operativa en la actualidad.
5. Adición del T3 de S/E Chorrera, con capacidad de 60/80/100 MVA y 230/115/34.5 KV, debido a un aumento en la demanda en el Sector Oeste. Entrada de operación en Agosto del año 2012.
6. Adición del T3 de S/E Llano Sánchez, con capacidad de 60/80/100 MVA, 230/115 KV. debido a un aumento en la demanda en Provincias Centrales. Entrada de operación en Agosto del año 2012.
7. Instalación del transformador T4 de 230/115 KV, 210/280/350 MVA de la subestación Panamá. Fecha de entrada en operación en septiembre de 2012.
8. Refuerzo Guasquitas – Changuinola a nivel de 230 KV, un circuito sencillo con conductor 750 y 1200 ACAR con capacidad de 225 MVA en estado de operación normal y 366 MVA en contingencia. Fecha de entrada en operación enero del año 2012.
9. Para transportar de manera eficiente y con calidad la cantidad pronosticada de energía a producirse, se reforzará el Sistema Principal de Transmisión con adición de Bancos de Capacitores en S/E Llano Sánchez y Panamá II. 90 MVAR a nivel de 230 KV en S/E Llano Sánchez y 120 MVAR a nivel de 115 KV en S/E Panamá II, los cuales brindarán soporte reactivo al SIN. Fecha de entrada en operación Marzo de 2012.
10. Refuerzo Santa Rita – Panamá II 115 KV, con un doble circuito de línea con conductores 1200 ACAR y 636 ACSR y capacidad de 150 MVA en operación normal y 250 MVA en estado de contingencia. Se considera también la ampliación de las S/E Santa Rita y Panamá II con sus debidas naves e interruptores. Circuito energizado inicialmente en 115 KV. Fecha de entrada en operación Enero de 2013.
11. Ampliación de S/E El Higo, seccionando el circuito 230-3B (Llano Sánchez – Chorrera), en esquema de interruptor y medio. Fecha de entrada en operación Enero de 2013.
12. Repotenciación del corredor Frontera – Progreso – Mata de Nance – Veladero – Llano Sánchez – Chorrera – Panamá, aumentando la capacidad de transporte de 193 MVA a 350 MVA en estado de operación normal y 366 MVA a 450 MVA en estado de contingencia. Fecha de entrada en operación Octubre del año 2013.
13. Repotenciación del corredor Fortuna – Guasquitas – Veladero – Llano Sánchez – Panamá II llevándoles de 225 MVA a 314 MVA en estado de operación normal y 450 MVA en emergencia. Fecha de entrada en operación Octubre del año 2013.



14. Adición del T2 en S/E Boquerón III 230/34.5 KV y capacidad de 83.3 MVA, con el objetivo de aumentar la capacidad de transformación de la S/E, debido al aumento de capacidad instalada añadida al sistema en el sector. Fecha de entrada en operación Mayo de 2013.
15. Adición de la S/E transformadora San Bartolo 230/34.5 KV y capacidad de 60 MVA, seccionando el circuito 230-15 (Llano Sánchez – Veladero), con el objetivo de contar con un punto de conexión al sistema de diversos proyectos de generación de la región. Fecha de entrada en operación Enero del año 2014.
16. Incorporación de un SVC (Static Var Compensator) con capacidad de 300 MVAR conectado a nivel de 230 KV en S/E Llano Sánchez. Los 90 MVAR conectados en esta Subestación formarán parte del dispositivo. Fecha de entrada en operación Julio del año 2014.
17. Ampliación a la S/E Antón, seccionando el circuito 230-12 (Llano Sánchez – Panamá II) en configuración de interruptor y medio. Fecha de entrada en operación Julio del año 2015.
18. Instalación del transformador T3 de 230/115 KV, 105/140/175 MVA de la subestación Panamá II. Fecha de entrada en operación Enero del año 2016.
19. Incorporación de un SVC (Static Var Compensator) con capacidad de 300 MVAR conectado a nivel de 115 KV en S/E Panamá II. Los 120 MVAR instalados en esta Subestación, formarán parte del dispositivo. Fecha de entrada en operación Abril del año 2017.
20. Refuerzo L.T. Llano Sánchez – Panamá II 230 KV (doble circuito montando un circuito inicialmente) dos conductores por fase, con capacidad de 480 MVA en estado de operación normal y 570 MVA en emergencia. Fecha de entrada en operación Julio del año 2017.
21. Energizar en 230 KV la línea de transmisión Santa Rita – Panamá II 230 KV (operada inicialmente en 115 KV), requiere la ampliación a 230 KV en ambas subestaciones. Fecha de entrada en operación Enero del año 2019.



El cronograma de inversión en el horizonte de largo plazo se ilustra en la tabla a continuación:

Tabla 9.7: Cronograma de inversión del sistema de transmisión de largo plazo, Alternativa 1

No. PROYECTOS	FECHA DE ENTRADA DEL PROYECTO	ORIGEN NOMBRE	PROYECTOS DE EXPANSION		VIDA UTIL	COSTO INVERSION (10 ⁶ \$) AÑO 2010	COSTO ANUALIZADO
			DESTINO NOMBRE	OBSERVACION GENERAL			
PLAN DE CORTO PLAZO							
1	01/01/2013	SRT-115	PA2-115	L/T 115kV 1Cto, SRT-PA2 750, ACAR2	30	13.79	711.44
2	01/01/2013	SRT-115	SRT-115	Adc. Nave 115 kV SANTA RITA	30	4.63	573.28
3	01/01/2013	PA2-115	PA2-1115	Adc. Nave 115 kV PANAMA II	30	2.46	305.15
4	01/02/2012	GUA-230	CHAN -230	L/T 230 kV 2Cto, GUA-CHAN 750, ACAR2	30	7.36	918.57
5	01/02/2012	CHAN -230	CHAN -230	Adc. Nave 230 kV CHANGUINOLA	30	2.59	321.28
6	01/02/2012	GUA-230	GUA-230	Adc. Nave 230 kV GUASQUITAS	30	3.02	375.29
7	01/04/2012	PA2-230	PA2-230	CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II	20	5.05	675.69
8	01/04/2012	LLS-230	LLS-230	CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ	20	5.71	764.58
9	01/10/2011	PAN-230	PRO -230	REPOTENCIACION L PAN - PAN II 230 kV Cond. ACSS	30	1.66	205.95
10	01/01/2013	PAN-230	PAN-230	S/E PANAMA ADICION T-4	30	8.11	1,007.05
11	01/01/2013	LGU -230	LGU -230	Adc. Nave 230 kV S/E EL Higo 2do Cto (S/E LAS GUIAS)	30	3.31	410.92
MONTO DE INVERSION DE CORTO PLAZO						57.69	
PLAN DE LARGO PLAZO							
12	01/01/2013	GUA-230	PAN II -230	Repo. L/T GUA-VEL - LLS-PAN II 230 kV Cond. ACSS	30	8.32	1,032.88
13	01/07/2013	MDN-231	PAN II -230	Repo. L/T MDN-VEL - LLS-CHO - PAN II 230 kV Cond. ACSS	30	52.90	6,567.45
14	02/07/2013	MDN-232	PRO -230	Repo. L/T MDN-PRO - FRONT- 230 kV Cond. ACSS	30	3.86	479.19
15	01/07/2017	LLS-230	LLS-230	SVC S/E LLS 230 KV	20	23.85	3,192.34
16	01/07/2015	ANT-230	PA2-230	S/E ANTON ADICION Nave 230 kv	30	4.24	526.87
17	01/07/2012	PAN-230	PAN-230	S/E PANAMA ADICION T-3	30	9.28	1,152.05
18	01/07/2014	PA2-115	PA2 115	SVC S/E PA2 230 KV	20	23.85	3,192.34
19	01/07/2017	LLS-230	PA2-230	L/T LLS - PAN II 230kv 1 Cto, LLS-PA2 750, ACAR2 Etapa 1	30	71.91	8,926.55
20	01/07/2017	LLS-230	LLS-230	Adc. Nave 230 kV LLANO SANCHEZ	30	2.77	343.88
21	01/07/2017	PAN-230	PAN-230	Adc. Nave 230 kV PANAMA II	30	2.77	343.88
22	01/01/2019	SRT-230	SRT-230	Adic. Naves 230 Kv SRT	30	15.51	1,925.34
23	01/01/2019	PA2-230	PA2-230	Adic. Naves 230 Kv PA2	30	5.49	681.67
MONTO TOTAL DE INVERSION DE LARGO PLAZO						224.74	

En la tabla anterior, no se incluye por ser una inversión del agente respectivo, FERSA, S.A., la línea de transmisión L/T PAB-230 a PA2-230, de 230 kV, el cual se refiere al seccionamiento del circuito 230 KV Llano Sánchez 230 – Panamá 2 en una nueva subestación Panamá Antón, en el 2011. Por consiguiente, la L/T PAA-230 a PA2-230, de 230 kV, es un nuevo circuito sencillo en 230 KV se refiere a la entrada en la subestación Panamá 2 del Tercer circuito de la línea, Llano Sánchez – Panamá 2, quedando entonces Llano Sánchez – Panamá 2 de 230 KV.

El monto total de inversión correspondiente a la Alternativa de Expansión N° 2, es de 282.4 millones.

En la siguiente figura se ilustra como quedaría el sistema de transmisión con estas modificaciones.

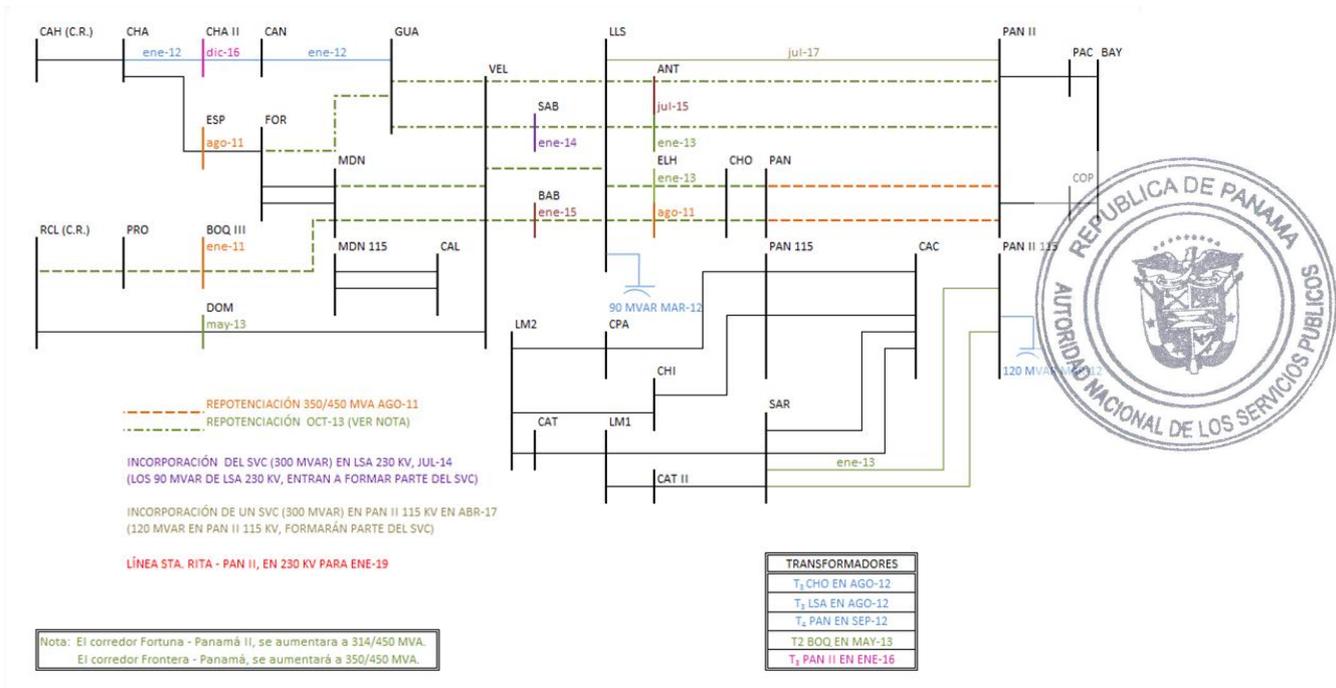


Figura 9.4

En la Tabla 9.7, correspondiente al listado cronológico de la entrada en operación de las inversiones de los 24 proyectos de obras que contempla la Alternativa 1 de Expansión de la Red

A continuación se presenta el cálculo del valor presente asociado al cronograma de inversión de la Tabla 9.7. Considerando el monto de inversión de los proyectos de expansión de la Alternativa 1, se obtiene el siguiente cronograma de pagos (valores expresados en miles de dólares. Ver en la página siguiente, la Tabla 9.8. El valor presente de las inversiones incurridas por esta alternativa en el horizonte del plan es por 137.6 millones de dólares de enero del 2011.

En razón que la vida útil promedio estandarizada de los proyectos de transporte de energía eléctrica es de 30 años, y que la mayoría de las obras de expansión tienen un periodo productivo más allá del horizonte del PESIN, con lo cual mantienen un importante valor residual. El gasto real de inversión incurrida en el periodo de análisis se valúa, deduciendo del monto aplicado el valor residual.

El valor real incurrido por la inversión directa de las obras de transmisión del plan analizado, se estima el valor residual de las inversiones de la alternativa, la cual se resume en la Tabla 9.9. En esta Tabla se presentan los elementos principales, del cálculo para determinar el valor presente real de los nuevos activos de expansión, al horizonte de la evaluación.

Tabla 9.8: Cronograma de pagos asociado a la Alternativa 1 del Plan de Expansión del Sistema de Transmisión.

No.	PROYECTOS IDENTIFICACION	No. PAGOS															PAGO TOTAL CORRIENTE	VALOR PRESENTE Ene-200	VALOR PRESENTE Ene-2011
		1 ene-11	2 ene-12	3 ene-13	4 ene-14	5 ene-15	6 ene-16	7 ene-17	8 ene-18	9 ene-19	10 ene-20	11 ene-21	12 ene-22	13 ene-23	14 ene-24	15 ene-25			
1	REPOTENCIACION L PAN - PAN II 230 kV Cond. ACSS	51.49	205.95	205.95	205.95	205.95	205.95	205.95	205.95	205.95	205.95	205.95	205.95	205.95	205.95	205.95	2,934.85	\$1,270.72	\$1,270.72
2	L/T 230 kV 2cto, GUA-CHAN 750, ACAR2		837.44	913.57	913.57	913.57	913.57	913.57	913.57	913.57	913.57	913.57	913.57	913.57	913.57	913.57	12,713.89	\$6,078.52	\$5,427.25
3	Adc. Nave 230 kV CHANGUINOLA		294.51	321.28	321.28	321.28	321.28	321.28	321.28	321.28	321.28	321.28	321.28	321.28	321.28	321.28	4,471.20	\$2,137.68	\$1,908.65
4	Adc. Nave 230 kV GUASQUITAS		344.01	375.29	375.29	375.29	375.29	375.29	375.29	375.29	375.29	375.29	375.29	375.29	375.29	375.29	5,222.73	\$2,496.99	\$2,229.46
5	CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II		506.76	675.69	675.69	675.69	675.69	675.69	675.69	675.69	675.69	675.69	675.69	675.69	675.69	675.69	9,290.69	\$4,383.11	\$3,913.49
6	CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ		573.44	764.58	764.58	764.58	764.58	764.58	764.58	764.58	764.58	764.58	764.58	764.58	764.58	764.58	10,513.00	\$4,959.76	\$4,428.36
7	L/T 115kV 1cto, SRT-PA2 750, ACAR2			1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	22,248.78	\$11,179.96	\$8,909.83
8	Adc. Nave 115 kV SANTA RITA			575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	7,478.66	\$3,758.01	\$2,994.93
9	Adc. Nave 115 kV PANAMA II			305.15	305.15	305.15	305.15	305.15	305.15	305.15	305.15	305.15	305.15	305.15	305.15	305.15	3,966.89	\$1,993.35	\$1,588.59
10	S/E PANAMA ADICION T-4			1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	13,091.69	\$6,578.55	\$5,242.75
11	Adc. Nave 230 kV S/E EL Higo 2do Cto (S/E LAS GUIAS)			410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	5,341.90	\$2,684.29	\$2,139.24
12	Repo. L/T GUA-VEL - LLS-PAN II 230 kV Cond. ACSS			1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	13,427.38	\$6,747.23	\$5,377.18
13	Repo. L/T MDN-VEL - LLS- CHO - PAN II 230 kV Cond. ACSS			3,283.72	6,567.45	6,567.45	6,567.45	6,567.45	6,567.45	6,567.45	6,567.45	6,567.45	6,567.45	6,567.45	6,567.45	6,567.45	82,093.10	\$39,617.93	\$31,573.36
14	Repo. L/T MDN-PRO - FRONT- 230 kV Cond. ACSS			239.60	479.19	479.19	479.19	479.19	479.19	479.19	479.19	479.19	479.19	479.19	479.19	479.19	5,989.93	\$2,890.73	\$2,303.75
15	SVC S/E LLS 230 kV				1,596.17	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	36,711.90	\$18,526.77	\$13,182.89
16	S/E ANTON ADICION Nave 230 kV					263.43	526.87	526.87	526.87	526.87	526.87	526.87	526.87	526.87	526.87	526.87	5,532.09	\$2,922.56	\$1,856.76
17	S/E PANAMA ADICION T-3					1,056.05	1,152.05	1,152.05	1,152.05	1,152.05	1,152.05	1,152.05	1,152.05	1,152.05	1,152.05	1,152.05	12,576.58	\$6,870.54	\$4,366.00
18	SVC S/E PA2 230 kV							1,596.17	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	27,134.89	\$15,761.40	\$10,013.55
19	L/T LLS -PAN II 230kV 1 Cto, LLS-PA2 750, ACAR2 Etapa 1							4,463.27	8,926.55	8,926.55	8,926.55	8,926.55	8,926.55	8,926.55	8,926.55	8,926.55	75,875.67	\$44,072.68	\$22,314.73
20	Adc. Nave 230 kV LLANO SANCHEZ							171.94	343.88	343.88	343.88	343.88	343.88	343.88	343.88	343.88	2,922.96	\$1,697.81	\$767.53
21	Adc. Nave 230 kV PANAMA II							171.94	343.88	343.88	343.88	343.88	343.88	343.88	343.88	343.88	2,922.96	\$1,697.81	\$767.53
22	Adc. Naves 230 Kv SRT									1,925.34	1,925.34	1,925.34	1,925.34	1,925.34	1,925.34	13,477.41	\$8,997.59	\$3,631.72	
23	Adc. Naves 230 Kv PA2										681.67	681.67	681.67	681.67	681.67	4,771.71	\$3,185.62	\$1,285.82	
TOTAL DE PAGOS ANUALES		51.49	2,762.12	11,822.40	16,941.89	19,857.54	20,216.98	26,620.30	33,023.63	35,630.64	35,630.64	35,630.64	35,630.64	35,630.64	35,630.64	35,630.64	380,659.37	\$200,509.62	\$137,493.09

Tabla 9.9: Cálculo del valor presente del plan de expansión. Alternativa 1

PROYECTO	VIDA UTIL	PAGOS APLICADOS	VALOR PRESENTE		VALOR SALVADO		
			Cant.	ENE-2009 10 ³ \$	Cant.	ENE-2025 10 ³ \$	
1	REPOTENCIACION L PAN - PAN II 230 kV Cond. ACSS	30	14	1,270.72	16	\$1,419.20	\$258.96
2	L/T 230 kV 2Cto, GUA-CHAN 750, ACAR2	30	14	5,427.25	16	\$6,246.15	\$1,139.73
3	Adc. Nave 230 kV CHANGUINOLA	30	14	1,908.65	16	\$2,196.63	\$400.82
4	Adc. Nave 230 kV GUASQUITAS	30	14	2,229.46	16	\$2,565.85	\$468.19
5	CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II	20	14	3,913.49	6	\$2,604.15	\$475.18
6	CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ	20	14	4,428.36	6	\$2,946.76	\$537.69
7	L/T 115kV 1Cto, SRT-PA2 750, ACAR2	30	13	8,909.83	17	\$12,182.92	\$2,223.01
8	Adc. Nave 115 kV SANTA RITA	30	13	2,994.93	17	\$4,095.14	\$747.24
9	Adc. Nave 115 kV PANAMA II	30	13	1,588.59	17	\$2,172.18	\$396.36
10	S/E PANAMA ADICION T-4	30	13	5,242.75	17	\$7,168.71	\$1,308.07
11	Adc. Nave 230 kV S/E EL Higo 2do Cto (S/E LAS GUIAS)	30	13	2,139.24	17	\$2,925.10	\$533.74
12	Repo. L/T GUA-VEL - LLS-PAN II 230 kV Cond. ACSS	30	13	5,377.18	17	\$7,352.52	\$1,341.61
13	Repo. L/T MDN-VEL - LLS- CHO - PAN II 230 kV Cond	30	13	31,573.36	17	\$46,733.84	\$8,527.50
14	Repo. L/T MDN-PRO - FRONT- 230 kV Cond. ACSS	30	13	2,303.75	17	\$3,410.12	\$622.24
15	SVC S/E LLS 230 KV	20	9	13,182.89	11	\$18,934.54	\$3,454.98
16	S/E ANTON ADICION Nave 230 kV	30	11	1,856.76	19	\$3,879.24	\$707.84
17	S/E PANAMA ADICION T-3	30	14	4,365.00	16	\$7,876.65	\$1,437.25
18	SVC S/E PA2 230 KV	20	12	10,013.55	8	\$15,826.09	\$2,887.78
19	L/T LLS -PAN II 230Kv 1 Cto, LLS-PA2 750, ACAR2 Etapa	30	9	22,314.73	21	\$67,484.04	\$12,313.78
20	Adc. Nave 230 kV LLANO SANCHEZ	30	9	767.53	21	\$2,599.69	\$474.36
21	Adc. Nave 230 kV PANAMA II	30	9	767.53	21	\$2,599.69	\$474.36
22	Adic. Naves 230 Kv SRT	30	7	3,631.72	23	\$14,859.90	\$2,711.48
23	Adic. Naves 230 Kv PA2	30	7	1,285.82	23	\$5,261.19	\$960.01
				137,493.09		243,340.31	44,402.18

De la Tabla 9.9, el valor presente residual asociado a las inversiones de la Alternativa 1, es de US\$ 44,402,184 en dólares de enero del año 2011.

**Tabla 9.10: Cálculo del Valor Real del Plan de Expansión– Alternativa 1
Caso con Expansión del Sistema de Transmisión.**

Tasa de Descuento		12%
Monto de Inversión a ene-2011		137,493.09
Valor de Salvamento a ene-2011		44,402.18
Inversión Real Equivalente al 1 de ene -2011		93,090.90

Por lo tanto, se concluye que el valor presente asociado al gasto de inversión de corto y largo plazo, del sistema de transmisión, listadas en la Tabla 9.7 están valoradas en US\$ 93.1 millones de dólares de enero del 2011.

Resultados de la simulación operativa considerando la expansión- Alternativa 1

El resultado para el valor esperado del costo operativo de la primera opción en que se considera la expansión del sistema (Tabla 9.7 está ilustrado en la tabla a continuación.

Tabla 9.11: Valor esperado del costo operativo (total) y estadísticas – Alternativa 1 Caso con Expansión del Sistema de Transmisión.

Costo Operativo (10 ³ \$)	Desviación Standard (10 ³ \$)	Costo Mínimo (10 ³ \$)	Costo Máximo (10 ³ \$)
5,337,985.90	75,051.05	5,166,054.84	5,511,091.43



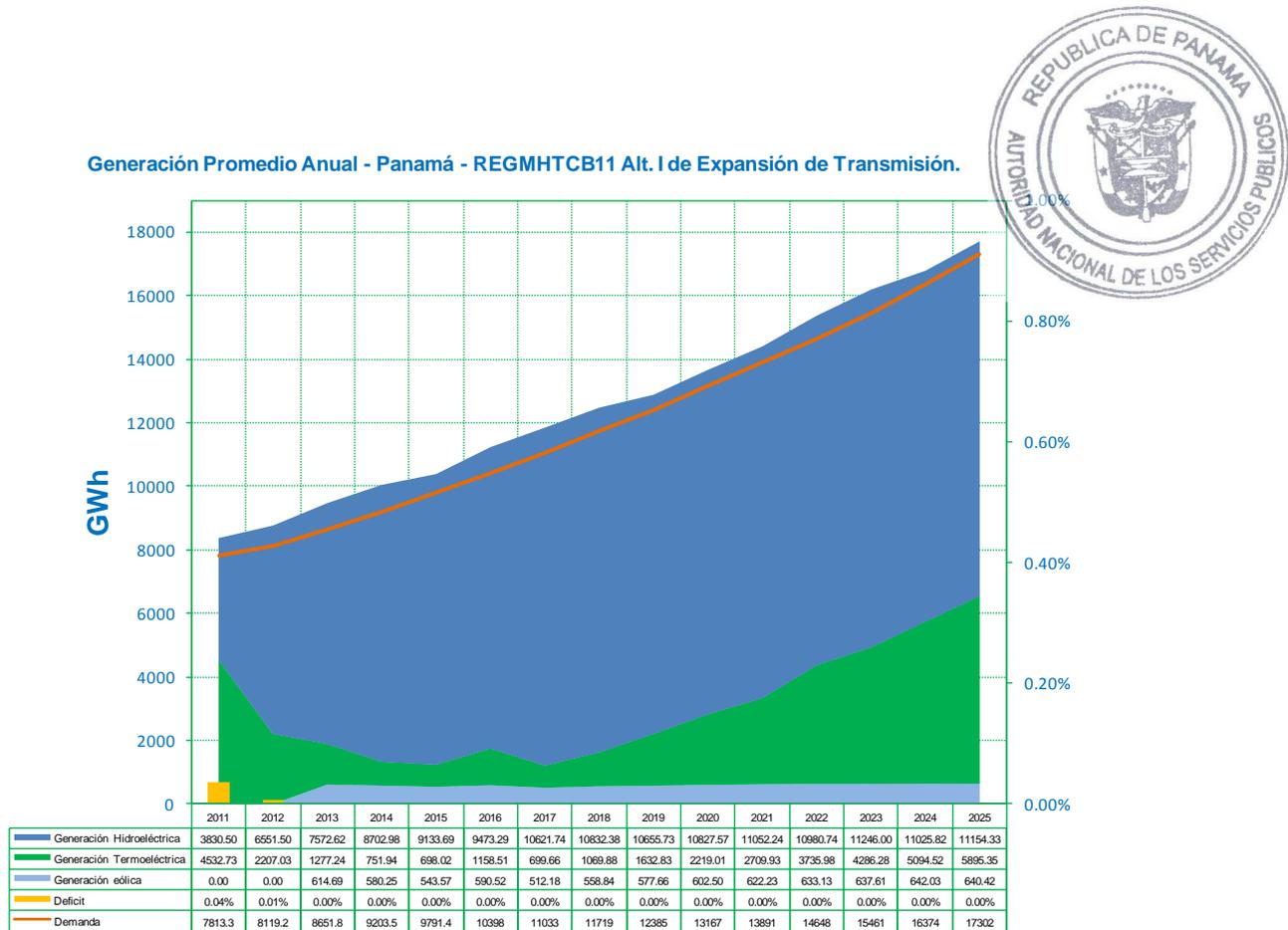
El valor estimado para los costos con combustibles y racionamiento es de US\$ 5,338 millones, una economía de cerca de 46% respecto al Caso Base o de Referencia, sin expansión de la Red (una economía esperada de **US\$ 4,494 millones**). Se debe destacar también que los valores estimados tanto para el costo mínimo (sobre los 50 escenarios) como también para el costo máximo también son inferiores con respecto al caso de referencia, en cerca de 46% respecto al valor mínimo y valor máximo.

Otro punto a destacar es la comparación de los beneficios esperados con la implementación del plan de expansión de largo plazo y su costo de inversión. Como ya mencionamos, los beneficios estimados en el periodo de análisis del PESIN, se estiman en cerca de **US\$ 4,494 millones**, mientras que el costo de inversión para el desarrollo e implementación del plan de expansión, presentado en la Tabla 9.7, es de aproximadamente **US\$ 282 millones** de inversión directa a valor presente, del año 2011. Los beneficios son mayores al gasto de inversión en 16 veces.

Pero al valuar el gasto de inversión dentro del periodo de análisis 2011-2025, el costo calculado de la inversión aplicada es de 137 millones. O sea un beneficio neto del periodo analizado de 353.5 millones. Con lo que la relación Beneficio-costo de esta alternativa de expansión es de 3.7.

Al considerar el monto residual de la inversión al fin del periodo de análisis, de **44 millones** de dólares a precios de enero del 2011, con lo cual se concluye que el gasto real inversión en el periodo es **de 93 millones**. Entonces la razón beneficio costo de la Alternativa 1 de expansión de la Red es mucho mas grande.

El comportamiento promedio para la producción de energía en el sistema Panameño, con el desarrollo de la alternativa 1 de la expansión del sistema de transmisión en el horizonte de largo plazo, se ilustra a continuación por la grafica presentada en la Figura 9.5.



**Figura 9.5: Generación promedio anual – Panamá – Alternativa 1
Caso con Expansión del Sistema de Transmisión.**

Respecto al resultado de generación promedio, se destaca – además de la reducción del déficit esperado (ilustrado por las barras verticales en la Figura 9.5 vs la Figura 9.1 – un aumento del valor esperado de la producción de energía en las plantas hidroeléctricas (promedio anual superior a 10,800 GWh sobre los 8,000 GWh anuales que permite el caso base), para los años después de 2015 – un incremento de cerca de 35%. La generación hidroeléctrica crece sustancialmente de 51% en el año 2011 al 90% en el año 2017, para disminuir su participación relativa a 63% en el año 2025. Una disminución paulatina de 4.5% anual del 2018 al 2025.

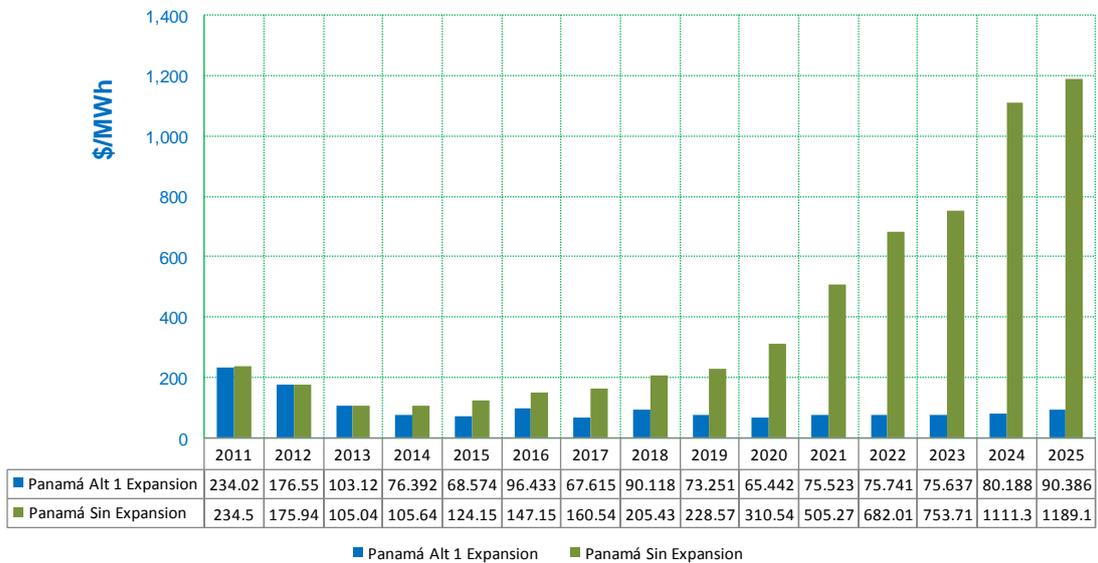
Asociado a este incremento en la producción hidroeléctrica, para un diferencial global de más de 11,200 GWh de origen hidroeléctrico, se observa también una importante reducción relativa de la producción de generación de la componente térmica, durante gran parte del periodo de análisis. Este diferencial de producción térmica valorado por los costos de combustibles evitados, contribuye parcialmente a justificar el monto global de beneficio de esta opción de expansión del sistema de transmisión en el horizonte de largo plazo.

La Figura 9.6, a continuación, ilustra los valores estimados para el costo marginal de demanda, para la Alternativa 1 del caso con expansión de largo plazo para el sistema de transmisión. El resultado más importante a destacar, con respecto a la variable del costo marginal de demanda, es una mejor estabilidad de los precios en el horizonte de largo plazo. La comparación con el Caso Base (sin Expansión), ya expuesto en la sección anterior, también ilustrado en la siguiente figura, se verifica un aumento paulatino, desde el año 2014, de 38% hasta más de 1,200 % en los valores estimados de los costos de producción en el año 2025.



Ahora, para el caso con la expansión de largo plazo de la red de transmisión, lo que se verifica es una estabilidad de los precios de energía en el largo plazo.

Costos Marginales del Sistema Alternativa 1 vs Base



**Figura 9.6: Costo Marginal de Demanda – Panamá – Alternativa 1
Expansión del Sistema de Transmisión**

Caso con

Por fin, el último resultado que se destaca es el costo marginal a nivel de barra, que está ilustrado a continuación.

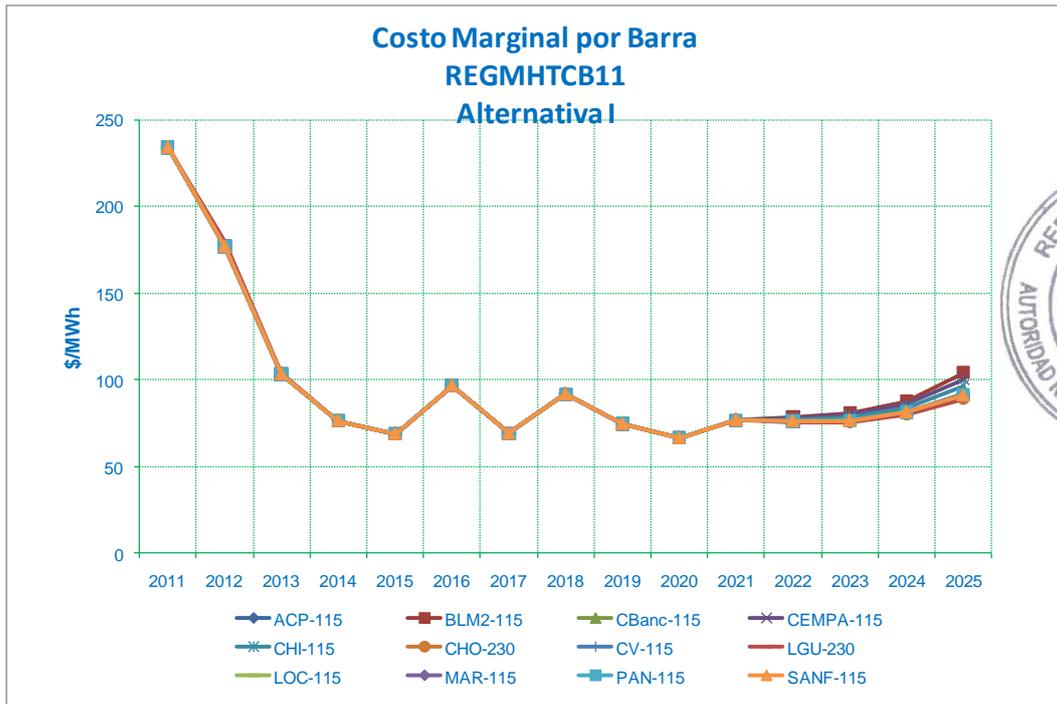


Figura 9.7: Costo Marginal de Barra – Panamá – Caso con Expansión Transmisión – Alternativa 1

Comparando, esta variable con los resultados del caso de referencia, se destaca que con la implementación de la expansión se observa también una disminución general a partir del año 2015, logrando una estabilidad espacial para los precios de la energía, después del año 2021. Indicando que la nueva red de transmisión, no está imponiendo restricciones de congestiónamiento para los cambios de energía entre los mercados consumidores del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Panamá, por el congestiónamiento de la Red. Con este diferencial de costos marginales se justifica gran parte de los 4,494 millones de dólares de ahorros de la expansión de la Red.

9.2.3 EXPANSION DE LA RED - Alternativa 2:

La Alternativa 2 para el Plan de Expansión de Transmisión 2011, presenta las siguientes adiciones al Sistema Principal de Transmisión:

Esta alternativa considera:

1. Repotenciación de los circuitos 230-2B y 230-1C (Panamá – Panamá II) aumentando su capacidad de 186 MVA en estado de operación normal a 350 MVA, y en contingencia de 350 a 450 MVA. Fecha de entrada en operación agosto del 2011.
2. Subestación reductora El Higo 230/34.5 KV, ubicada en el Distrito de San Carlos, la cual distribuirá carga en el sector, aumentando la confiabilidad y calidad del servicio. Fecha de entrada en operación agosto del 2011.
3. Subestación Transformadora Boquerón III, 3230/34.5 KV con una capacidad de transformación de 83.3 MVA, la cual tiene como objetivo, servir de punto de conexión al sistema a proyectos de generación cercanos al sector. La misma se encuentra operativa en la actualidad.
4. Ampliación de S/E Caldera, con la adición de un transformador 230/34.5 KV y 62.5 MVA, con el objetivo de conectar al SIN proyectos de generación cercanos al sector. La misma se encuentra operativa en la actualidad.
5. Adición del T3 de S/E Chorrera, con capacidad de 60/80/100 MVA y 230/115/34.5 KV, debido a un aumento en la demanda en el Sector Oeste. Entrada de operación en Agosto del año 2012.
6. Adición del T3 de S/E Llano Sánchez, con capacidad de 60/80/100 MVA, 230/115 KV. debido a un aumento en la demanda en Provincias Centrales. Entrada de operación en Agosto del año 2012.
7. Instalación del transformador T4 de 230/115 KV, 210/280/350 MVA de la subestación Panamá. Fecha de entrada en operación en septiembre de 2012.
8. Refuerzo Guasquitas – Changuinola a nivel de 230 KV, un circuito sencillo con conductor 750 y 1200 ACAR con capacidad de 225 MVA en estado de operación normal y 366 MVA en contingencia. Fecha de entrada en operación enero del año 2012.
9. Para transportar de manera eficiente y con calidad la cantidad pronosticada de energía a producirse, se reforzará el Sistema Principal de Transmisión con adición de Bancos de Capacitores en S/E Llano Sánchez y Panamá II. 90 MVAR a nivel de 230 KV en S/E Llano Sánchez y 120 MVAR a nivel de 115 KV en S/E Panamá II, los cuales brindarán soporte reactivo al SIN. Fecha de entrada en operación Marzo de 2012.
10. Refuerzo Santa Rita – Panamá II 115 KV, con un doble circuito de línea con conductores 1200 ACAR y 636 ACSR y capacidad de 150 MVA en operación normal y 250 MVA en estado de contingencia. Se considera también la ampliación de las S/E Santa Rita y Panamá II con sus debidas naves e interruptores. Circuito energizado inicialmente en 115 KV. Fecha de entrada en operación Enero de 2013.



11. Ampliación de S/E El Higo, seccionando el circuito 230-3B (Llano Sánchez – Chorrera), en esquema de interruptor y medio. Fecha de entrada en operación Enero de 2013.
12. Repotenciación del corredor Frontera – Progreso – Mata de Nance – Veladero – Llano Sánchez – Chorrera – Panamá, aumentando la capacidad de transporte de 193 MVA a 350 MVA en estado de operación normal y 366 MVA a 450 MVA en estado de contingencia. Fecha de entrada en operación Octubre del año 2013.
13. Repotenciación del corredor Fortuna – Guasquitas – Veladero – Llano Sánchez – Panamá II llevándoles de 225 MVA a 314 MVA en estado de operación normal y 450 MVA en emergencia. Fecha de entrada en operación Octubre del año 2013.
14. Adición del T2 en S/E Boquerón III 230/34.5 KV y capacidad de 83.3 MVA, con el objetivo de aumentar la capacidad de transformación de la S/E, debido al aumento de capacidad instalada añadida al sistema en el sector. Fecha de entrada en operación Mayo de 2013.
15. Adición de la S/E transformadora San Bartolo 230/34.5 KV y capacidad de 60 MVA, seccionando el circuito 230-15 (Llano Sánchez – Veladero), con el objetivo de contar con un punto de conexión al sistema de diversos proyectos de generación de la región. Fecha de entrada en operación Enero del año 2014.
16. Incorporación de un SVC (Static Var Compensator) con capacidad de 300 MVAR conectado a nivel de 230 KV en S/E Llano Sánchez. Los 90 MVAR conectados en esta Subestación formarán parte del dispositivo. Fecha de entrada en operación Julio del año 2014.
17. Ampliación a la S/E Antón, seccionando el circuito 230-12 (Llano Sánchez – Panamá II), en configuración de interruptor y medio. Fecha de entrada en operación Julio del año 2015.
18. Instalación del transformador T3 de 230/115 KV, 105/140/175 MVA de la subestación Panamá II. Fecha de entrada en operación Enero del año 2016.
19. Incorporación de un SVC (Static Var Compensator) con capacidad de 300 MVAR conectado a nivel de 115 KV en S/E Panamá II. Los 120 MVAR instalados en esta Subestación, formarán parte del dispositivo. Fecha de entrada en operación Abril del año 2017.
20. Ampliación de S/E Llano Sánchez y Panamá II, aumentando el nivel de transformación a 500 KV. Se propone un transformador de 500Y/230Y/115Δ KV en cada subestación con capacidad de 450/450/450 MVA y 195 Km de circuito sencillo, 1 conductor por fase ACAR 1200 KCM 18/19. Fecha de entrada en operación Julio del año 2017.
21. Energizar en 230 KV la línea de transmisión Santa Rita – Panamá II 230 KV (operada inicialmente en 115 KV), requiere la ampliación a 230 KV en ambas subestaciones. Fecha de entrada en operación Enero del año 2019.



El sistema quedaría entonces de la siguiente manera:

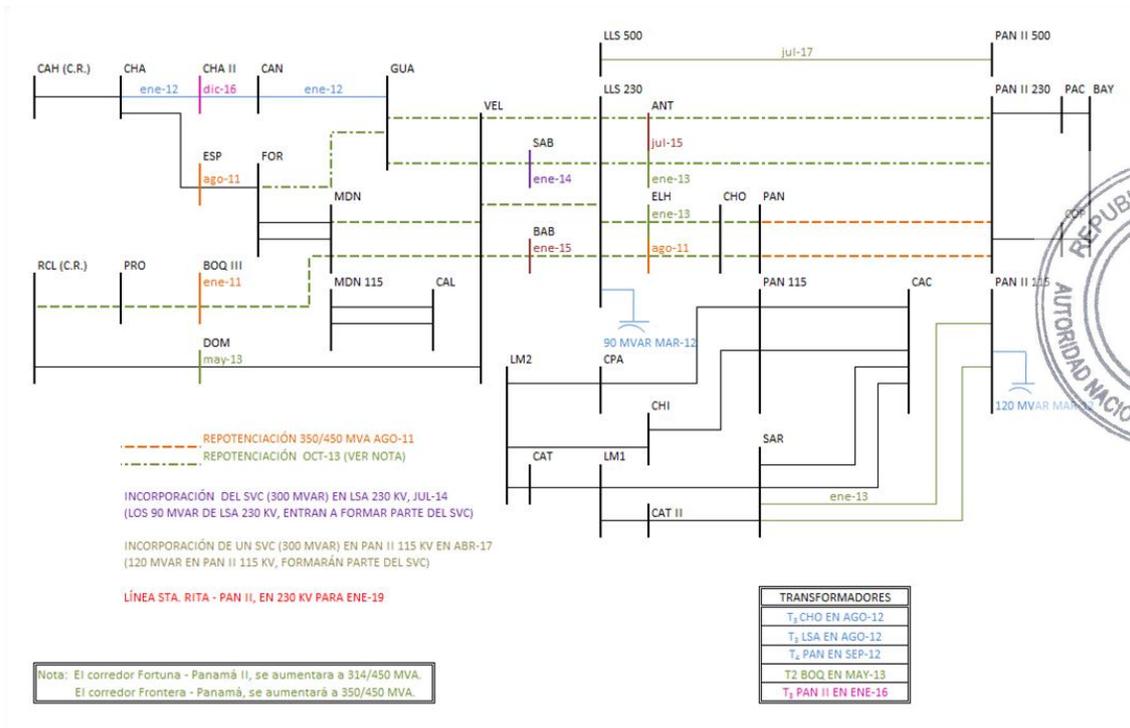


Figura 9.8

Esta alternativa es parcialmente similar a la anterior, con fechas diferentes en la entrada de la re-potenciación en el año 2013, de las líneas Llano Sánchez – Chorrera – Panamá --Panamá II, es en circuito sencillo, y se construye un nuevo circuito de L/T Guasquitas – Llano Sánchez. Igualmente, considera la entrada de la línea Llano Sánchez – Panamá II en las subestaciones Antón y Panamá en el año 2015.

En este caso se obtienen los siguientes resultados:

La expansión del sistema se presenta en la siguiente tabla, con la diferencia del costo de inversión de las líneas Guasquitas – Llano Sánchez y Llano Sánchez – Panamá II.

Tabla 9.12: Cronograma de inversión del sistema de transmisión. Alternativa 2

No. PROYECTOS	FECHA DE ENTRADA DEL PROYECTO	ORIGEN NOMBRE	PROYECTOS DE EXPANSION		VIDA UTIL	COSTO INVERSION (10 ⁶ \$) AÑO 2010	COSTO ANUALIZADO (10 ⁶ \$)
			DESTINO NOMBRE	OBSERVACION GENERAL			
PLAN DE CORTO PLAZO							
1	01/01/2013	SRT-115	PA2-115	L/T 115kV 1Cto, SRT-PA2 750, ACAR2	30	13.79	1,711.44
2	01/01/2013	SRT-115	SRT-115	Adc. Nave 115 kV SANTA RITA	30	4.63	575.28
3	01/01/2013	PA2-115	PA2-1115	Adc. Nave 115 kV PANAMA II	30	2.46	305.15
4	01/02/2012	GUA-230	CHAN -230	L/T 230 kV 2Cto, GUA-CHAN 750, ACAR2	30	7.36	913.57
5	01/02/2012	CHAN -230	CHAN -230	Adc. Nave 230 kV CHANGUINOLA	30	2.59	321.28
6	01/02/2012	GUA-230	GUA-230	Adc. Nave 230 kV GUASQUITAS	30	3.02	375.29
7	01/04/2012	PA2-230	PA2-230	CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II	20	5.05	675.69
8	01/04/2012	LLS-230	LLS-230	CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ	20	5.71	764.58
9	01/10/2011	PAN-230	PRO - 230	REPOTENCIACION L PAN - PAN II 230 kV Cond. ACSS	30	1.66	205.95
10	01/01/2013	PAN-230	PAN-230	S/E PANAMA ADICION T-4	30	8.11	1,007.05
11	01/01/2013	LGU - 230	LGU - 230	Adc. Nave 230 kV S/E EL Higo 2do Cto (S/E LAS GUIAS)	30	3.31	410.92
MONTO DE INVERSION DE CORTO PLAZO						57.69	
PLAN DE LARGO PLAZO							
12	01/01/2013	GUA-230	PAN II -230	Repo. L/T GUA-VEL - LLS-PAN II 230 kV Cond. ACSS	30	8.32	1,032.88
13	01/07/2013	MDN-231	PAN II-230	Repo. L/T MDN-VEL - LLS-CHO - PAN II 230 kV Cond. ACSS	30	52.90	6,567.45
14	02/07/2013	MDN-232	PRO -230	Repo. L/T MDN-PRO - FRONT- 230 kV Cond. ACSS	30	3.86	479.19
15	01/07/2014	LLS-230	LLS-230	SVC S/E LLS 230 KV	20	23.85	3,192.34
16	01/07/2015	ANT -230	PA2-230	S/E ANTON ADICION Nave 230 kv	30	4.24	526.87
17	01/01/2015	PAN-230	PAN-230	S/E PANAMA ADICION T-3	30	9.28	1,152.05
18	01/07/2017	PA2-115	PA2 115	SVC S/E PA2 230 KV	20	23.85	3,192.34
19	01/07/2017	LLS-230	PA2-230	L/T LLS-PAN II 500 kV 1 Cto, LLS-PA2 750, ACAR2 Etapa 1	30	134.40	16,684.91
20	01/07/2017	LLS-230	LLS-230	Adc. Nave 500 kV LLANO SANCHEZ	30	44.16	5,481.86
21	01/07/2017	PAN-230	PAN-230	Adc. Nave 500 kV PANAMA II	30	44.16	5,482.38
22	01/01/2019	SRT-230	SRT-230	Adic. Naves 230 Kv SRT	30	15.51	1,925.34
23	01/01/2019	PA2- 230	PA2-230	Adic. Naves 230 Kv PA2	30	5.49	681.67
MONTO TOTAL DE INVERSION DE LARGO PLAZO						370.02	



El cronograma de inversiones refleja las obras necesarias para cumplir el presente plan de expansión, el cual corresponde en su totalidad a veintitrés proyectos, por un monto aproximado de 428 millones de dólares, a precios de enero del 2011.

Considerando que la inversión de los proyectos se paga anualmente, asociado al plan de expansión que se ilustra en la Tabla 9.12, se obtiene el siguiente cronograma de pagos (valores expresados en miles de dólares de enero del 2011)

Tabla 9.13: Cronograma de pagos asociado al plan de expansión del sistema de transmisión

No.	PROYECTOS IDENTIFICACION	No. PAGOS															PAGO TOTAL CORRIENTE	VALOR PRESENTE Ene-2001	VALOR PRESENTE Ene-2011
		1 ene-11	2 ene-12	3 ene-13	4 ene-14	5 ene-15	6 ene-16	7 ene-17	8 ene-18	9 ene-19	10 ene-20	11 ene-21	12 ene-22	13 ene-23	14 ene-24	15 ene-25			
1	REPOTENCIAR L/T 230 kV PAN - PA2	51.49	205.95	205.95	205.95	205.95	205.95	205.95	205.95	205.95	205.95	205.95	205.95	205.95	205.95	205.95	2,934.85	\$1,270.72	\$1,270.72
2	L/T 230 kV GUA-CHAN		837.44	913.57	913.57	913.57	913.57	913.57	913.57	913.57	913.57	913.57	913.57	913.57	913.57	913.57	12,713.89	\$6,078.52	\$5,427.25
3	S/E CHANGUINOLA 230 kV		294.51	321.28	321.28	321.28	321.28	321.28	321.28	321.28	321.28	321.28	321.28	321.28	321.28	321.28	4,471.20	\$2,137.68	\$1,908.65
4	S/E GUASQUITAS 230 kV		344.01	375.29	375.29	375.29	375.29	375.29	375.29	375.29	375.29	375.29	375.29	375.29	375.29	375.29	5,222.73	\$2,496.99	\$2,229.46
5	S/E PANAMA II CAPACITORES 120 MVAR		506.76	675.69	675.69	675.69	675.69	675.69	675.69	675.69	675.69	675.69	675.69	675.69	675.69	675.69	9,290.69	\$4,383.11	\$3,913.49
6	S/E PANAMA II CAPACITORES 90 MVAR		573.44	764.58	764.58	764.58	764.58	764.58	764.58	764.58	764.58	764.58	764.58	764.58	764.58	764.58	10,513.00	\$4,959.76	\$4,428.36
7	L/T 115kV 1Cto, SRT-PA2 750, ACARZ			1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	1,711.44	22,248.78	\$11,179.96	\$8,909.83
8	Adc. Nave 115 kV SANTA RITA			575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	7,478.66	\$3,758.01	\$2,994.93
9	Adc. Nave 115 kV PANAMA II			305.15	305.15	305.15	305.15	305.15	305.15	305.15	305.15	305.15	305.15	305.15	305.15	305.15	3,966.89	\$1,993.35	\$1,588.59
10	S/E PANAMA ADICION T-4			1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	1,007.05	13,091.69	\$6,578.55	\$5,242.75
11	Adc. Nave 230 kV S/E EL Higo 2do Cto (S/E LAS GUIAS)			410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	410.92	5,341.90	\$2,684.29	\$2,139.24
12	Repo. L/T GUA-VEL - LLS-PAN II 230 kV kv Cond. ACSS			1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	1,032.88	13,427.38	\$6,747.23	\$5,377.18
13	Repo. L/T MDN-VEL - LLS- CHO - PAN II 230 kV kv Cond. ACSS			3,283.72	3,283.72	3,283.72	3,283.72	3,283.72	3,283.72	3,283.72	3,283.72	3,283.72	3,283.72	3,283.72	3,283.72	3,283.72	42,688.41	\$21,450.83	\$17,095.16
14	Repo. L/T MDN-PRO - FRONT- 230 kV kv Cond. ACSS			239.60	239.60	239.60	239.60	239.60	239.60	239.60	239.60	239.60	239.60	239.60	239.60	239.60	3,114.76	\$1,565.16	\$1,247.35
15	SVC S/E LLS 230 kV			1,596.17	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	36,711.90	\$18,526.77	\$13,182.89
16	S/E ANTON ADICION Nave 230 kV			263.43	526.87	526.87	526.87	526.87	526.87	526.87	526.87	526.87	526.87	526.87	526.87	526.87	5,532.09	\$2,922.56	\$1,856.76
17	S/E PANAMA ADICION T-3				1,056.05	1,152.05	1,152.05	1,152.05	1,152.05	1,152.05	1,152.05	1,152.05	1,152.05	1,152.05	1,152.05	1,152.05	12,576.58	\$6,870.54	\$4,365.00
18	SVC S/E PA2 230 kV						1,596.17	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	3,192.34	27,134.89	\$15,761.40	\$7,980.26
19	L/T LLS -PAN II 500 kV 1 Cto, LLS-PA2 750, ACAR2 Etapa 1						8,342.45	16,684.91	16,684.91	16,684.91	16,684.91	16,684.91	16,684.91	16,684.91	16,684.91	16,684.91	141,821.71	\$82,377.70	\$41,709.20
20	Adc. Nave 500 kV LLANO SANCHEZ						2,740.93	5,481.86	5,481.86	5,481.86	5,481.86	5,481.86	5,481.86	5,481.86	5,481.86	5,481.86	46,595.82	\$27,065.36	\$13,703.64
21	Adc. Nave 500 kV PANAMA II						2,741.19	5,482.38	5,482.38	5,482.38	5,482.38	5,482.38	5,482.38	5,482.38	5,482.38	5,482.38	46,600.25	\$27,067.94	\$13,704.95
22	Adc. Naves 230 Kv SRT								1,925.34	1,925.34	1,925.34	1,925.34	1,925.34	1,925.34	1,925.34	1,925.34	13,477.41	\$8,997.59	\$3,631.72
23	Adc. Naves 230 Kv PA2								681.67	681.67	681.67	681.67	681.67	681.67	681.67	681.67	4,771.71	\$3,185.62	\$1,285.82
	TOTAL DE PAGOS ANUALES	51.49	2,762.12	11,822.40	13,418.57	16,334.22	16,693.66	32,114.41	47,535.15	50,142.17	50,142.17	50,142.17	50,142.17	50,142.17	50,142.17	50,142.17	491,675.71	\$270,059.65	\$165,193.19

La evaluación del valor presente del cronograma de inversión de la Tabla 9.12 se presenta en detalle para cada proyecto en la tabla a continuación:

Tabla 9.14: Memoria de cálculo del valor presente del plan de expansión, Alternativa 2

PROYECTO	VIDA UTIL	PAGOS APLICADOS	VALOR PRESENTE		VALOR SALVADO		
			Cant.	ENE-2011 10 ³ \$	Cant.	ENE-2011 10 ³ \$	
1	REPOTENCIACION L PAN - PAN II 230 kV Cond. ACSS	30	14	1,270.72	16	\$1,419.20	\$258.96
2	L/T 230 kV 2Cto, GUA-CHAN 750, ACAR2	30	14	5,427.25	16	\$6,246.15	\$1,139.73
3	Adc. Nave 230 kV CHANGUINOLA	30	14	1,908.65	16	\$2,196.63	\$400.82
4	Adc. Nave 230 kV GUASQUITAS	30	14	2,229.46	16	\$2,565.85	\$469.19
5	CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II	20	14	3,913.49	6	\$2,604.15	\$1,313.48
6	CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ	20	14	4,428.36	6	\$2,946.76	\$537.69
7	L/T 115kV 1Cto, SRT-PA2 750, ACAR2	30	13	8,909.83	17	\$12,182.92	\$2,223.01
8	Adc. Nave 115 kV SANTA RITA	30	13	2,994.93	17	\$4,095.14	\$747.24
9	Adc. Nave 115 kV PANAMA II	30	13	1,588.59	17	\$2,172.18	\$396.36
10	S/E PANAMA ADICION T-4	30	13	5,242.75	17	\$7,168.71	\$1,308.07
11	Adc. Nave 230 kV S/E EL Higo 2do Cto (S/E LAS GUIAS)	30	13	2,139.24	17	\$2,925.10	\$533.74
12	Repo. L/T GUA-VEL - LLS-PAN II 230 kV Cond. ACSS	30	13	5,377.18	17	\$7,352.52	\$1,341.61
13	Repo. L/T MDN-VEL - LLS-CHO - PAN II 230 kV Cond. ACSS	30	13	17,095.16	17	\$46,733.84	\$8,527.50
14	Repo. L/T MDN-PRO - FRONT- 230 kV Cond. ACSS	30	13	1,247.35	17	\$3,410.12	\$622.24
15	SVC S/E LLS 230 KV	20	9	13,182.89	11	\$18,934.54	\$3,454.98
16	S/E ANTON ADICION Nave 230 kV	30	11	1,856.76	19	\$3,879.24	\$707.84
17	S/E PANAMA ADICION T-3	30	14	4,365.00	16	\$7,876.65	\$1,437.25
18	SVC S/E PA2 230 KV	20	12	7,980.26	8	\$15,826.09	\$2,887.78
19	L/T LLS -PAN II 500 kV 1 Cto, LLS-PA2 750, ACAR2 Etapa 1	30	9	41,709.20	21	\$126,136.64	\$23,016.09
20	Adc. Nave 500 kV LLANO SANCHEZ	30	9	13,703.64	21	\$41,442.46	\$7,561.98
21	Adc. Nave 500 kV PANAMA II	30	9	13,704.95	21	\$41,446.40	\$7,562.70
22	Adic. Naves 230 Kv SRT	30	7	3,631.72	23	\$14,859.90	\$2,711.48
23	Adic. Naves 230 Kv PA2	30	7	1,285.82	23	\$5,261.19	\$960.01
				165,193.19		379,682.38	69,280.46



De la Tabla 9.14, el valor presente residual asociado a las inversiones de la Alternativa 2, es de US\$ 69,280,455 en dólares de enero del año 2011.

**Tabla 9.15: Cálculo del Valor Real del Plan de Expansión– Alternativa 2
Caso con Expansión del Sistema de Transmisión.**

Tasa de Descuento		12%
Monto de Inversión al ene-2011		165,193.19
Valor de Salvamento a ene-2011		69,280.46
Inversión Real a ene -2011		95,912.73

Resultados de la simulación operativa considerando la expansión- Alternativa 2

El resultado para el valor esperado del costo operativo del caso en que se considera la Alternativa 2 del plan de expansión del sistema Tabla 9.12 está ilustrado en la tabla a continuación..

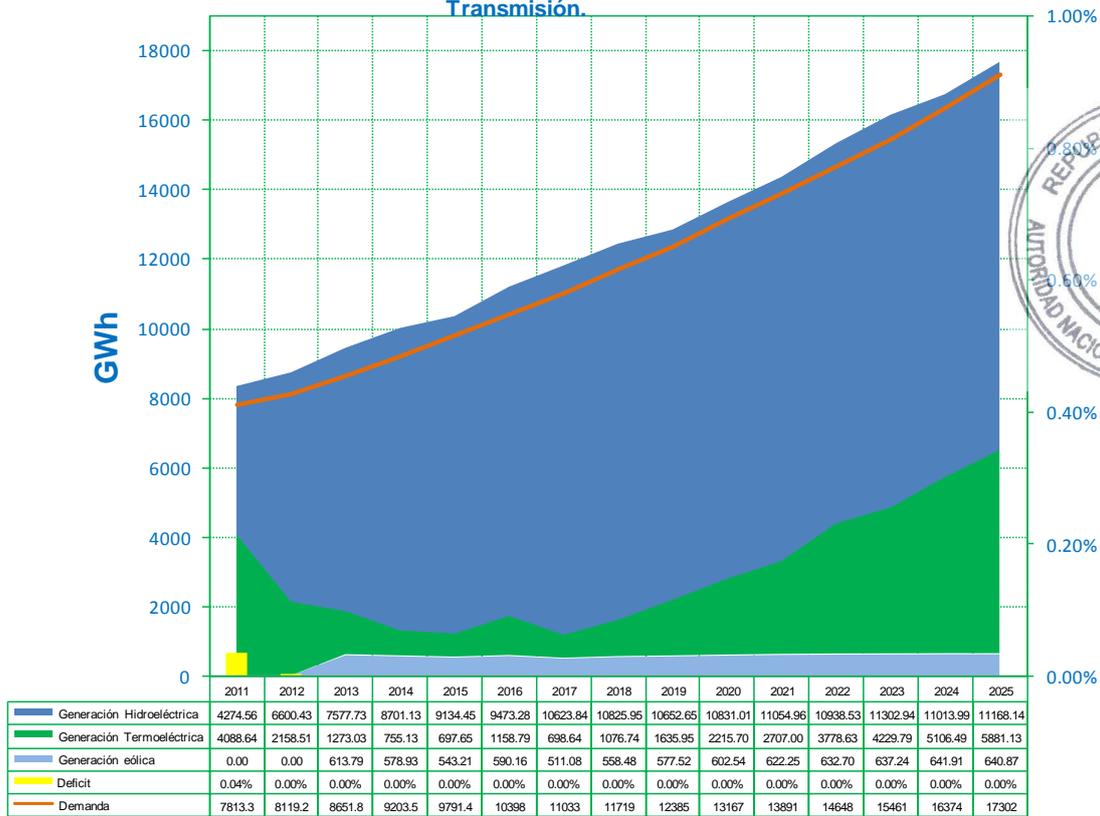
**Tabla 9.16: Valor esperado del costo operativo (total) y estadísticas – Alternativa 2
Caso con Expansión del Sistema de Transmisión.**

Costo Operativo (10 ³ \$)	Desviación Standard (10 ³ \$)	Costo Mínimo (10 ³ \$)	Costo Máximo (10 ³ \$)
5,250,167.12	74,247.20	5,082,445.75	5,386,485.18



Este valor estimado para los costos operativos resultantes de despachos sin restricciones y de la valoración de los racionamientos evitados, es de 5,250.3 millones, una economía de 46.6% con respecto al caso de referencia. Con respecto, a los valores máximo y mínimo son inferiores en 45.5% y 47.2% respectivamente, al caso sin expansión. La comparación absoluta del costo operativo esperado en ausencia de expansión del sistema, se estima que los beneficios sean de **US\$ 4,582 millones**, mientras que el costo de inversión real para el desarrollo e implementación del plan de expansión de largo plazo, presentado en la Tabla 9.15, es de aproximadamente **US\$ 96 millones** a valor presente.

El comportamiento promedio para la producción de energía en el sistema Panameño, con el desarrollo del sistema de transmisión planteado por la alternativa 2 en el horizonte de largo plazo, se ilustra por la grafica presentada en la Figura 9.9 a continuación.

Generación Promedio Anual - Panamá - REGMHTCB11 Alt. 2 de Expansión de Transmisión.

Figura 9.9: Generación promedio anual – Panamá – Alternativa Caso con Expansión del Sistema de Transmisión.

Se destaca – además de la reducción del déficit esperado (ilustrado por las barras verticales en la Figura 9.9 vs la Figura 9.1 – un aumento del valor esperado de la producción de energía en las plantas hidroeléctricas (promedio anual superior a 9,665 GWh sobre los 8,400 GWh anuales que permite el caso base), para los años después de 2015 – un incremento de cerca de 15%.

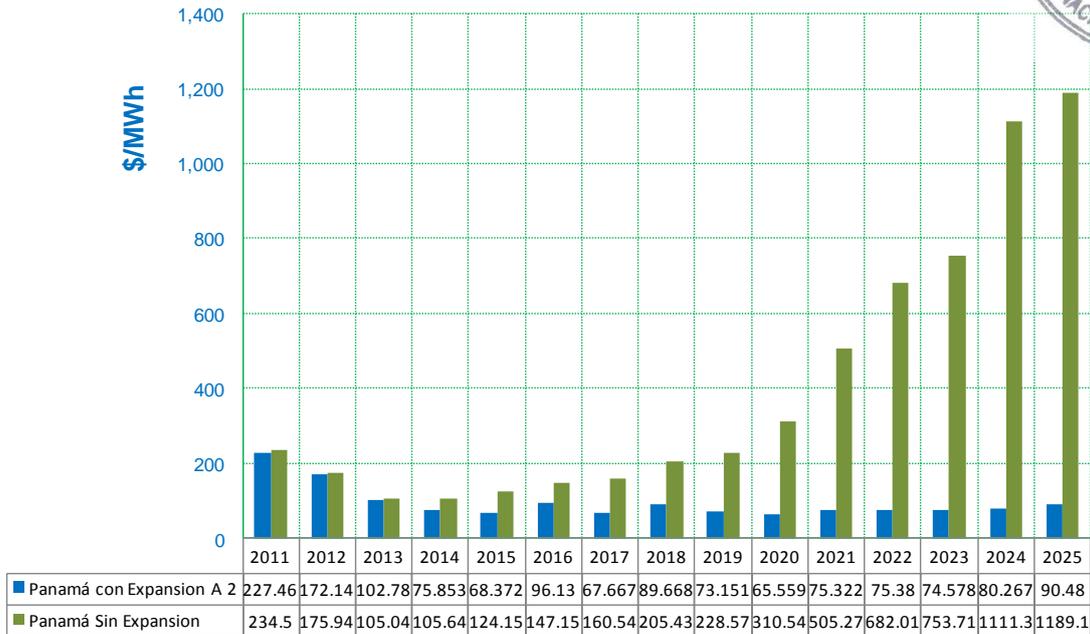
El incremento en la producción hidroeléctrica, presenta en el año 2025, un diferencial global de más de 6,893 GWh de origen hidroeléctrico, para una participación de 63% de la oferta disponible; se observa también un incremento de la producción de generación de la componente térmica, de 1,793 GWh en el periodo de análisis, aunque reduciendo su participación relativa de un 49% en 2011 a solo un 33%.¹⁰ Aunque estos excelentes parámetros de la participación hidroeléctrica al final al final del periodo no evidencian la bondad total de esta alternativa de transmisión. En detalle, la participación de la generación hidro presenta la misma participación relativa que la alterativa 1, pasando de 51% en 2011 a 89.8% al final del año 2017, para declinar relativamente un 4.5% anual al 2025.

¹⁰ Parámetros de producción superiores a los presentados por la Alternativa 1, en la sección anterior.

La Figura 9.10 a continuación ilustra los valores estimados para el costo marginal de demanda para la Alternativa 2 de expansión de largo plazo para el sistema de transmisión. Al igual que la Alternativa 1, el resultado más importante a destacar, respecto a la ilustración referente a la comparación de la variable de costo marginal de demanda, es la apreciación de una mejor estabilidad de los precios en el horizonte de largo plazo, con una disminución más que significativa de los costos pronosticados, con respecto al caso de referencia.

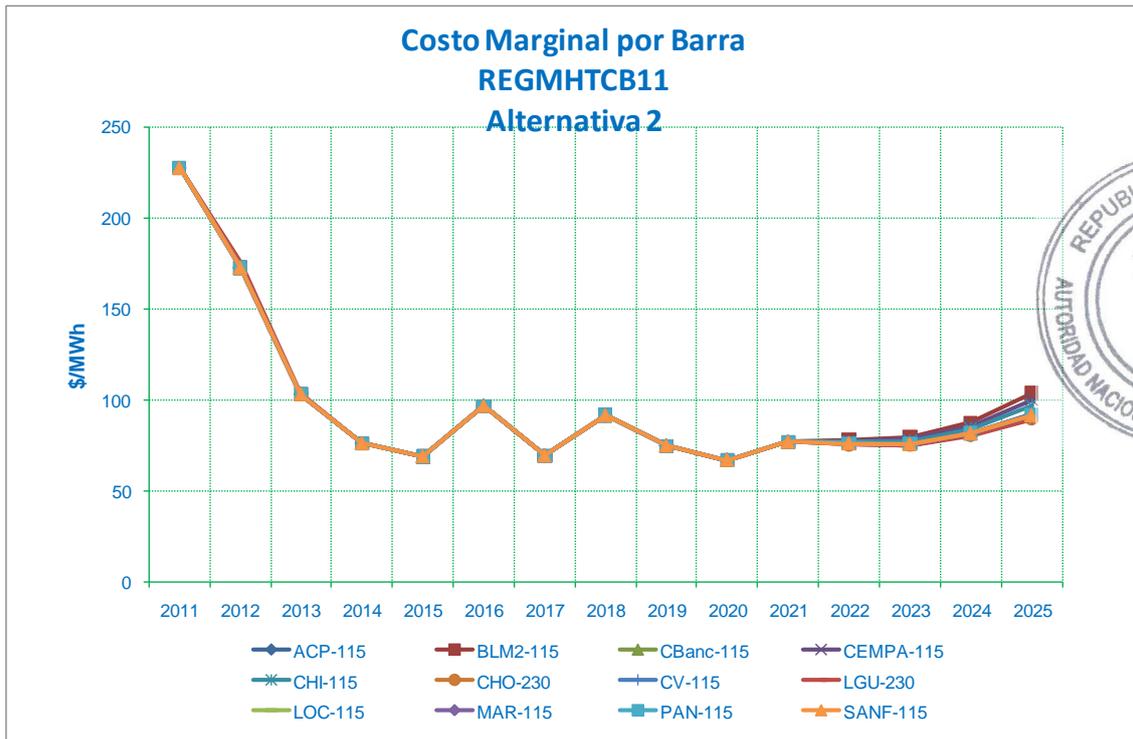


**Costos Marginales del Sistema
Alternativa 2 vs Base**



**Figura 9.10: Costo Marginal de Demanda – Panamá – Alternativa 2
Caso con Expansión del Sistema de Transmisión.**

La evaluación del comportamiento del costo marginal a nivel de barra, ilustrado a continuación en la Figura 9.11, es similar a la Alternativa 1, aunque con precios perceptiblemente menores. A partir del año 2015 se presenta una disminución de precios de la energía, lográndose una estabilidad después del año 2023. Lo que implica ausencia de restricciones y congestión de la Red en el largo plazo, justificando con excedencia esta opción ante el caso base.



**Figura 9.11: Costo Marginal de Barra – Panamá – Alternativa 2
Caso con Expansión del Sistema de Transmisión.**

Como ya mencionamos, los beneficios estimados de la Alternativa 2 de expansión del sistema son de **\$ 4,582 millones**, mientras que el costo de inversión directa para el desarrollo e implementación del plan de expansión de corto y largo plazo, presentado en la Tabla 9.12, es de aproximadamente **US\$ 428 millones**. **A simple vista, los beneficios son sumamente mayores a la inversión en más de 10 veces.**

Correspondiente a este monto de inversión directa, el costo de inversión aplicado es calculado en aproximadamente 165 millones. Con lo que el beneficio neto del periodo analizado se incrementa a 55 millones, resultando en una relación Beneficio-Costo del periodo es 91.

Por consiguiente, se infiere que la alternativa 2 de expansión del sistema de transmisión con estimados de beneficios mayores a la Alternativa 1 en beneficios en 3.5%, presenta una razón de Beneficio/costo ligeramente menor a la Alternativa 1 de expansión, consecuente con un monto de inversión directa mayor en 50%.

9.3 BENEFICIOS INDIVIDUALES DE LAS PRINCIPALES OBRAS DE TRANSMISIÓN CONTEMPLADAS EN EL PESIN 2011 – 2025

Las alternativas de solución presentadas, corresponden a planes o programas de obras de transmisión concatenadas, cuyo diseño satisfacen técnicamente la demanda anual máxima en invierno y verano, con los mínimos requerimientos aceptables de calidad, confiabilidad y seguridad **a mínimo costo, durante todo el periodo de análisis**. Por consiguiente, la falta de alguna de las obras o el cambio de orden a efecto de la postergación o adelanto significativo de la implementación de alguna otra de ellas, o en fin de la combinación de estas opciones, resultaría en la práctica en una nueva alternativa de solución al problema objetivo.



En razón que se requiere la presentación del beneficio individual que tienen las obras que componen el PESIN 2011-2025, con respecto al comportamiento de la red con y sin la implementación de las mismas, aunque los proyectos de forma individual no resuelvan el problema de la capacidad, seguridad y confiabilidad de la transmisión del sistema, por lo que cada de estos proyectos individuales por separado no presentaría beneficios significativos, a lo largo de todo el periodo de análisis.

Como mencionamos anteriormente los proyectos de Repotenciación la L/T Frontera –Progreso – Mata de Nance – Llano Sánchez – Panamá II y la L/T Guasquitas - Veladero – Llano Sánchez - Panamá II, al igual que el SVC en S/E Llano Sánchez, son la respuesta técnicamente factible y mas económica que ETESA encontró para resolver en el corto plazo el incremento de la oferta hidroeléctrica del área occidental del país.

La re potenciación de las L/T's del sistema troncal existente son parte del Plan de Expansión de corto plazo desde el año 2010, el cual está aprobado, y es a la fecha de total cumplimiento por parte de ETESA. Con respecto al SVC de la S/E Llano Sánchez, el cual originariamente es componente crucial de la expansión a largo plazo, desde el PESIN 2010, pasa en el Plan 2011 – 2025 a formar parte de los proyectos de corto plazo. Igualmente, al analizar el sistema sin este equipo, se tendría que generar con plantas térmicas, para que aporten el reactivo suficiente en las cercanías del centro de carga, lo que desplazaría generación hidroeléctrica disponible y más barata en el occidente del país.

El sistema requiere de la entrada en operación de las obras de repotenciación en el año 2014, para permitir luego entrar en el año 2017 el refuerzo del sistema por medio de la construcción de una L/T de doble circuito Llano Sánchez – Panamá II. O sea, que bajo condiciones

normales, los beneficios directos de ambas repotenciones al sistema de transmisión, corresponden al periodo 2014 -2016, tres años.

Con respecto al SVC, el requerimiento de reactivo en Llano Sánchez, dada la nueva capacidad de generación que será instalada en el occidente del país, entre los años 2011- 2014, obliga a la Red a tener como contrapeso una capacidad reactiva., para no caer en perfiles de voltaje, no tolerables por las normas del sistema. Lo que contraviene la política operativa del SIN, normado en las actuales reglas de transmisión del sistema. Sin estas instalaciones, se debe ya en el año 2014, desplazar energía hidráulica, a valor casi cero, por energía generada con base a la generación de todas las unidades de Bayano, la cual tiene un valor potencial en época seca, al igual que poner en marcha energía térmica sumamente costosa proveniente de la Central térmica Pan Am. Por consiguiente, el costo operativo de la red sin SVC se hace oneroso a partir del año 2014, al desplazar anualmente una porción de energía de costo “cero” por energía cada vez más cara.



Con estos antecedentes, ETESA presenta como parte del análisis de la Evaluación Técnico-Económica y Selección del PESIN 2011- 2025, la evaluación de las principales obras que componen la alternativa de expansión con mejor opción, Alternativa 1. En este punto es necesario mencionar que las obras de transmisión individuales dentro de un plan integral de transporte de la energía de un sistema, son difíciles de evaluar por separado, en razón que los efectos potenciales de las obras corresponden a todo el sistema y generalmente no son definidos sus impactos particulares como sus beneficiarios directos.

Por su importancia y efecto en el Plan, se analizan las repotenciones de líneas del eje principal del sistema de transmisión nacional (SIN). Análisis que requiere determinar el posible impacto en los costos operativos, costos marginales, etc.; para los años en que entran en operación estas obras. Se valora en especial, la limitación de la generación hidro en el occidente del país, la cual se deberá reemplazar con generación térmica más cara, ubicada cerca del centro de carga, área metropolitana del país.

Para esta evaluación de las obras indicadas, se utiliza la misma metodología del análisis planteada para el plan en forma integral. Se Incluyen todas las obras que conforman el plan de corto plazo y las obras que conforman el eje de transporte Santa Rita – Panamá – Panamá II, que se requieren para entregar en el principal centro de carga, la potencia y energía térmica generada desde el área atlántica de la zona metropolitana, área adyacente la Ciudad de Colón. Con la excepción de las obras planteadas en el largo plazo, versus las obras que se desean analizar individualmente.

D) REPOTENCIACIÓN FRONTERA-PROGRESO-MATA DE NANCE-VELADERO-LLANO SÁNCHEZ-CHORRERA-PANAMÁ:

La descripción de esta obra se encuentra en el punto 9.2.2 y reiterada en el punto 9.2.3. El monto de inversión asociado a esta obra se muestra en la siguiente tabla.



Tabla 9.17: Cronograma y Monto de inversión de la Repotenciación FRONT – PRO – MDN y MDN- LLS – CHO –PAN II. Alternativa 1 REP 1

No. PROYECTOS	FECHA DE ENTRADA DEL PROYECTO	ORIGEN NOMBRE	PROYECTOS DE EXPANSION		VIDA UTIL	COSTO INVERSION (10 ⁶ \$) AÑO 2010	COSTO ANUALIZADO (10 ³ \$)
			DESTINO NOMBRE	OBSERVACION GENERAL			
REPOTENCIACION MDN Pan II, 230 kV							
1	01/07/2013	MDN-231	PAN II-230	Repo. L/T MDN-VEL - LLS- CHO - PAN II 230 kV Cond. ACSS	30	52.90	6,567.45
2	02/07/2013	MDN-232	PRO -230	Repo. L/T MDN-PRO - FRONT- 230 kV Cond. ACSS	30	3.86	479.19
MONTO TOTAL DE INVERSION						56.76	

El monto total de inversión correspondiente únicamente al Re potenciamiento de la L/T MDN –LLS – CHO – Pan II, es de 56 millones 762 mil dólares de enero del 2011. Lo que se traduce en un valor presente asociado al gasto de inversión del proyecto listado y de las obras asociadas, enunciadas en la Tabla 9.18,¹¹ están valoradas en US\$ 24.7 millones de dólares de enero del 2011.

Tabla 9.18: Cálculo del Valor Real del Re Potenciamiento FRONT- PRO – MDN y MDN- LLS- CHO – PAN II Alternativa 1 Caso con Expansión del Sistema de Transmisión.

Tasa de Descuento	12%
Monto de Inversion a ene-2011	33,877.12
Valor de Salvamento a ene-2011	9,149.74
Inversion Real Equivalente al 1 de ene -2011	24,727.38

Resultados de la simulación operativa considerando solo el re potenciamiento de la L/T FRONT- PRO – MDN y L/T MDN – LLS – CHO - PAN II

La simulación es el resultado de un enfoque cruzado del costo operativo térmico a evitar complementado con una función de costo futuro (FCF), que refleja el valor esperado del

¹¹ Los montos de inversión de las obras asociadas y enunciadas para el cumplimiento de la Re Potenciación, son los mismos que se muestran en las alternativa 1 del Plan de Transmisión

sistema de generación durante el periodo de estudio. El FCF aumenta con el aumento del volumen turbinado, pues menos energía hidroeléctrica estará disponible en el futuro para desplazar energía térmica, siempre más cara. En suma los costos evitados contemplan, el costo térmico inmediato, más la suma del costo de déficit o de energía no servida (ENS), penalidad de vertimiento. Y el concepto de costo futuro de operación.

El resultado para el valor esperado del costo operativo evitado, derivado del re-potenciamiento Front – MDN – PAN II y obras asociadas a esta variante del plan de expansión del sistema. Está ilustrado en la tabla a continuación:



**Tabla 9.19: Resumen de Beneficios Imputables al SIN – Alternativa 1 Rep 1
Caso con Expansión del Sistema de Transmisión.**

RESUMEN DE BENEFICIOS IMPUTABLES AL SIN CON LA RE POTENCIACION L/T 230 KV FRON -PRO -MDN- LLS-CHO -PAN II			
AÑOS	SIN EXPANSION	Re Potenciacion FRONT -MDN- PAN II	AHORROS
2011	748,873	721,405	27,469
2012	280,442	262,454	17,987
2013	145,141	128,765	16,376
2014	140,228	118,729	21,499
2015	165,668	142,879	22,789
2016	202,996	173,210	29,786
TOTAL	1,683,348	1,547,442	135,905

Este valor estimado para los costos operativos resultantes de despachos con las restricciones y congestionamientos derivados de la limitación de la energía hidro disponible y barata que se ha de producir en el occidente del país. Una economía de 136 millones, con respecto al caso de referencia. La comparación absoluta del costo operativo esperado en ausencia de expansión del sistema, requiere de una inversión real aproximada de **US\$ 25 millones** a valor presente, de enero del año 2011. Con lo cual los beneficios netos directos de la implementación del proyecto de **Re potenciamiento de la L/T FRONT- PRO – MDN y L/T MDN – LLS – CHO** - se estiman en **US\$ 111 millones**.

E) REPOTENCIACIÓN GUASQUITAS-VELADERO-LLANO SÁNCHEZ-PANAMÁ II:

La descripción de esta obra es mencionada en el punto 9.2.2 y reiterada en el punto 9.2.3. El monto de inversión asociado a esta obra se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 9.20: Cronograma y Monto de inversión de la Repotenciación GUA – VEL – LLS – PAN II. Alternativa 1 REP 2

No. PROYECTOS	FECHA DE ENTRADA DEL PROYECTO	PROYECTOS DE EXPANSION		VIDA UTIL	COSTO INVERSION (10 ⁶ \$) AÑO 2010	COSTO ANUALIZADO
		ORIGEN NOMBRE	DESTINO NOMBRE			
MONTO DE INVERSION Re Pot GUA- VEL - LLS - PAN II						
1	01/01/2013	GUA-230	PAN II -230	Repo. L/T GUA-VEL - LLS-PAN II 230 kV kV Cond. ACSS	30	8.32
MONTO TOTAL DE INVERSION TOTAL						8.32



El monto total de inversión correspondiente únicamente al Re potenciamiento de la L/T GUA – VEL –LLS – PAN II, es de solo 8 millones 320 mil dólares de enero del 2011. Lo que se traduce en un valor presente asociado al gasto de inversión del proyecto listado y de las obras asociadas, enunciadas en la Tabla 9.18,¹² están valoradas en US\$ 4 millones de dólares de enero del 2011.

Tabla 9.21: Cálculo del Valor Real del Re Potenciamiento GUA - VEL – LLS - PAN II Alternativa 1 REP 2.

Tasa de Descuento		12%
Monto de Inversion a ene-2011		5,377.18
Valor de Salvamento a ene-2011		1,341.61
Inversion Real Equivalente al 1 de ene -2011		4,035.57

Resultados de la simulación operativa considerando solo el re potenciamiento de la L/T FRONT- PRO – MDN y L/T MDN – LLS – CHO - PAN II

El resultado para el valor esperado del costo operativo derivado del re potenciamiento GUA – VEL – LLS – PAN II y obras asociadas a esta obra componente de la Alternativa 1 del plan de expansión del sistema. Está ilustrado en la tabla a continuación:

¹² Los montos de inversión de las obras asociadas y enunciadas para el cumplimiento de la Re Potenciación, son los mismos que se muestran en las alternativa 1 del Plan de Transmisión

**Tabla 9.22: Resumen de Beneficios Imputables al SIN – Alternativa 1 Rep 2
Caso con Expansión del Sistema de Transmisión.**

RESUMEN DE BENEFICIOS IMPUTABLES AL SIN CON LA RE POTENCIACION L/T 230 KV GUA -VEL- LLS-CHO -PAN II			
AÑOS	SIN EXPANSION	Re Potenciacion FRONT -MDN- PAN II	AHORROS
2011	748,873	726,968	21,905
2012	280,442	247,084	33,358
2013	145,141	107,423	37,718
2014	140,228	91,588	48,640
2015	165,668	100,834	64,835
2016	202,996	132,364	70,632
TOTAL	1,683,348	1,406,260	277,088



Este valor estimado para el volumen de costos operativos resultantes de despachos con las restricciones y congestionamientos derivados de la limitación de la energía hidro disponible y barata que se ha de producir en el occidente del país. La valoración de los racionamientos evitados, es de 277 millones, con respecto al caso de referencia, en cantidades relativas. La comparación absoluta del costo operativo esperado en ausencia de expansión del sistema, requiere de una inversión real aproximada de **US\$ 4 millones** a valor presente, de enero del año 2011. Con lo cual los beneficios netos de la implementación del proyecto de **Re potenciamiento de la L/T GUA- VEL – LLS – PAN II** se estiman en **US\$ 273 millones**.

En suma, ambos proyectos de re potenciación producen abundantes beneficios que sobrepasan con creces las inversiones requeridas, cumpliendo con los requerimientos de la demanda de manera confiable y segura dentro del periodo de mayor impacto de estas obras, años 2011 – 2016. Al no solo desplazar costos de despacho más onerosos, sino también evitar la implementación de otras obras de mayor inversión, las cuales serian imposible de concluir dentro del espacio de tiempo disponible.

9.2.4 Resultados y selección del plan recomendado:

Del análisis económico de las propuestas de expansión de la red se infiere, que ambas alternativas de expansión, durante todo el horizonte de planificación, producen montos de ahorros considerables de generación y transporte al sistema, equivalentes a la suma de los gastos esperados por el consumo de los combustibles y al costo evitado de racionamiento. Ver Figura 9.20



Como conclusión preliminar de la evaluación económica, se puede mencionar que las opciones de expansión analizadas, presentan una relativa similitud de comportamiento, permitiendo el incremento del flujo proveniente del componente hidroeléctrico del oriente del país, reduciendo así mismo los volúmenes de déficits esperados del sistema, de no ampliarse la actual red. Por consiguiente, los costos marginales promedios anuales, muestran una estabilidad de precios en el largo plazo, en contraposición de una red de transmisión sin modificaciones. Por lo cual, la expansión de la red es requerida, para la operación óptima del sistema.

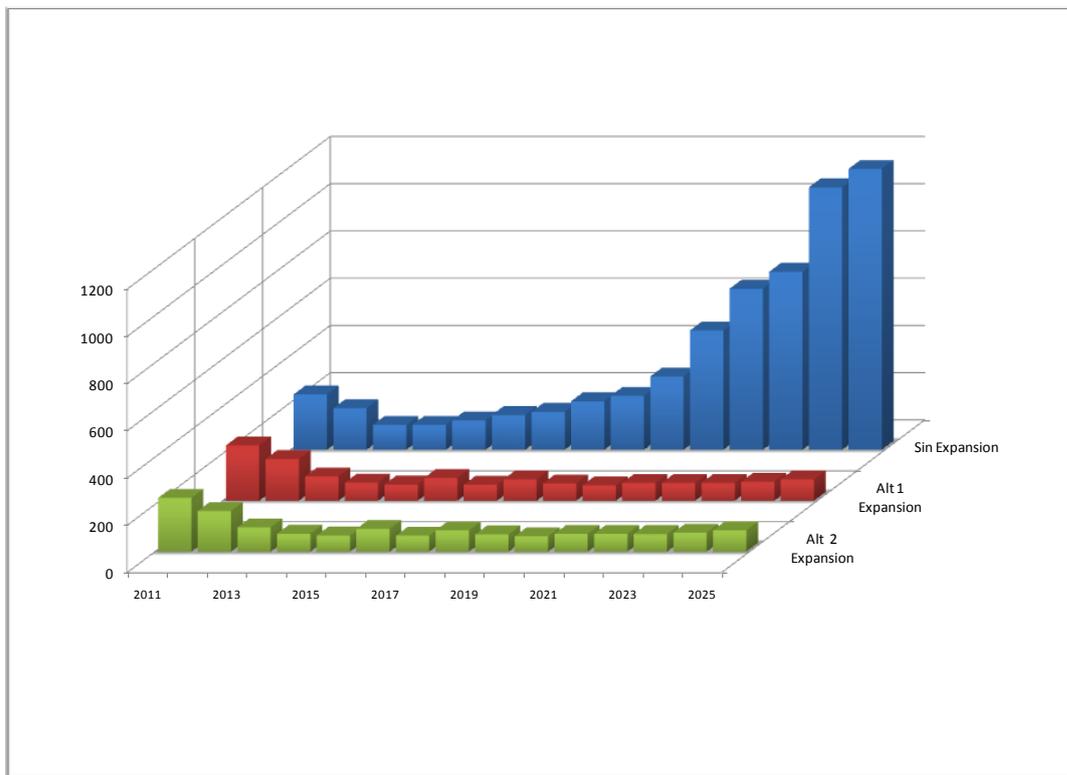


Figura 9.20: Costo Marginal de demanda Barra

La selección de la mejor alternativa de Expansión de la Red, se evalúa por medio de comparar los beneficios proyectados asociados a las diferentes alternativas de decisión de inversión con el correspondiente flujo proyectado de desembolsos, de manera de medir la capacidad financiera, con lo cual se han de resarcir los compromisos de pagos para su realización. Montos que deben ser significativamente mayores que las otras opciones propuestas.

En las secciones anteriores se cuantificaron los beneficios de cada alternativa y los respectivos montos de inversión comprometidos en el horizonte del plan. Resumiendo los datos sistematizados, se desarrollo la siguiente Tabla resumen:



Tabla 9.23: Resumen Comparativo de Alternativas

ALTERNATIVAS	COSTO OPERATIVO TOTAL	BENEFICIOS AHORROS	MONTO DE INVERSION			BC (B-C)	RBC B/C
			DIRECTA	APLICADO	REAL		
CASO BASE							
SIN EXPANSION DE RED	9,832.2	0.0	57.7	37.9	29.4		
ALTERNATIVA 1							
EXPANSION DE LA RED	5,338.0	4,494.2	282.4	137.5	93.1	4,269.5	70.54
ALTERNATIVA 2							
EXPANSION DE RED	5,250.2	4,582.0	427.7	165.2	95.9	4,212.0	68.87

Las alternativas de expansión planteadas en el PESIN 2011-2025, muestran ser beneficiosas, ya que la implementación de ambas variantes de expansión presentan superávit, al eliminar restricciones del flujo eléctrico, lo cual se traduce en ahorros en el despacho económico de la demanda del sistema, con respecto al Caso base, sin expansión de la Red. Estos costos evitados o beneficios de la implementación de las respectivas alternativas de expansión, son de más de 4,400 millones de dólares, a precios de de enero del 2011.

La comparación de los beneficios entre las dos alternativas de expansión presentadas en el PESIN 2011-2025 permite identificar diferencias entre ellas. Los ahorros de la Alternativa 2 son levemente mayores que los presentados en la alternativa 1 en aproximadamente 87 millones de dólares, derivado del mayor volumen de beneficios producidos, es menos del 2% sobre el monto de los beneficios de la alternativa 1. Este monto diferencial entre las alternativas es consecuente con la implementación de una nueva L/T Llano Sánchez Panamá II de 500 kV versus una configuración basada en una L/T de 230 kV, lo que permite un mejor despacho económico de la energía especialmente de origen hidroeléctrica. Con lo cual se favorece la expansión a través de la Alternativa 2 sobre la Alternativa 1.

Aunque, el monto de inversión directa favorece la implementación de la alternativa de expansión 1, en razón que la alternativa 2 es más onerosa por aproximadamente 146 millones

de dólares, un 65%. Lo que implicaría otro orden de merito, en razón a los requerimientos de inversión que cada configuración plantea.

Dada la contradicción de las señales indicadas de ahorros, costos directos aplicados y/o inversión real, no permiten tener una clara recomendación entre estas dos opciones de expansión, se requiere de un criterio que integre y compare todos los ingresos y egresos de las alternativas a la vez. En consideración a la información listada, se estima que el mejor criterio a utilizar, para seleccionar la propuesta de expansión óptima del sistema, son los indicadores de Beneficio- Costo y la Razón Beneficio-Costo.



De los resultados se confirma la Alternativa 2, que presenta un monto desembolsado, es más onerosa por 146 millones que la alternativa 1. Con los cual el criterio simple de evaluación de Beneficios – Costos, en dólares de del año 2011, es menor por 41.5 millones, por lo cual es posible decir que la Alternativa 1, produce mayores beneficios.

Con respecto a la razón Beneficio Costo, estas alternativas pueden mostrar resultados, que implicarían ordenes de merito diferentes, dependiendo del indicador de costo de inversión que se utilice. Ya sea que los indicadores de ahorros versus los costos de operación, sean directos, aplicados y/o reales.

Tabla 9.24: Razón Beneficio Costo

ALTERNATIVAS	RBC		
	DIRECTA	APLICADO	REAL
ALTERNATIVA 1 EXPANSION DE LA RED	20.0	45.1	70.5
ALTERNATIVA 2 EXPANSION DE RED	12.4	36.0	68.9

El indicador RCB medido a través de la inversión directa, o sea monto de inversión desembolsado y RCB aplicado, montos anuales aplicados a las obras del plan propuesto, valorado a valor presente de enero del 2011, favorecen la expansión de la red con la L/T en 230 kV, dada la relación de menor de costo de inversión. La RBC de la alternativa 1 supera en un 53% a la alternativa 2.

La Razón Beneficio/Costo, medida por medio de la inversión real de los planes alternativos, en que se considera el valor residual de los activos implementados en dólares de enero del año 2011, aun favorece levemente la alternativa 1, sobre la alternativa 2 con la L/T de 500 kV. La mínima ventaja alcanzada por la alternativa 1, de este indicador es solo 2%, en razón del peso del monto de valor de salvamento al final del horizonte del análisis.



En consideración que solamente en el criterio RBC medida a través de la inversión efectivamente desembolsada se favorece la propuesta de repotenciación sobre la L/T de 500 KV.

Consecuentemente, el análisis económico, recomienda la implementación de la Alternativa 1, consistente en la expansión de la Red a partir del año 2014, por medio de la repotenciación de varias líneas del sistema actual, el refuerzo con SVC y una nueva L/T Llano Sánchez – Panamá II de 230 kV que permitan el flujo eléctrico hacia el centro de carga sin las restricciones que el sistema actual de transmisión, le impondría al SIN, reforzada esta evaluación por ser la opción de menor monto de inversión directa, a realizar.

La inversión directa de la alternativa 2, una nueva L/T de 500 KV, es además más onerosa que la Alternativa 1, por más de 146 millones, cifra significativa para un sistema eléctrico que requiere invertir al costo mínimo.

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, 2015 – 2020, son las siguientes:

Proyectos Identificados en el Largo Plazo

1. Refuerzo Antón 2do circuito.

Debido a la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos del nuevo escenario incluido en el Plan Indicativo de Generación, se ve la necesidad de reforzar el sistema de transmisión entre las subestaciones Llano Sánchez y Panamá con el fin de que las líneas de transmisión operen dentro de su límites de carga y a la vez, se garantice los adecuados niveles de seguridad y confiabilidad del mismo. En este caso, el segundo circuito Llano Sánchez – Panamá II (230-12) se secciona en la S/E Antón, quedando de esta manera dos circuitos Llano Sánchez – Antón – Panamá II 230 KV

En este sentido, es necesario realizar la ampliación de la S/E Antón mediante la adición de una nave de tres 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

Inicio del Proyecto: enero de 2013

Inicio de Operación: julio de 2015

ADICIÓN S/E ANTON 2DO CIRCUITO	
SUMINISTRO	\$ 2,372,705.18
MONTAJE	\$ 172,021.13
OBRAS CIVILES GENERALES	\$ 569,449.24
SECCIONALIZACIÓN DE LÍNEA 230 KV	\$ 276,000.00
CONTINGENCIAS	\$ 169,508.78
DISEÑO	\$ 101,705.27
INGENIERÍA	\$ 135,607.02
ADMINISTRACIÓN	\$ 135,607.02
INSPECCIÓN	\$ 101,705.27
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$ 203,410.53
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ 6,441.33
TOTAL	\$ 4,244,160.78



2. Transformador T3 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 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.



Inicio del Proyecto: enero de 2013

Inicio de Operación: enero de 2016

ADICIÓN TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA II	
SUMINISTRO	\$ 5,647,697.44
MONTAJE	\$ 409,458.06
OBRAS CIVILES GENERALES	\$ 1,355,447.38
CONTINGENCIAS	\$ 370,630.14
DISEÑO	\$ 222,378.09
INGENIERÍA	\$ 296,504.12
ADMINISTRACIÓN	\$ 296,504.12
INSPECCIÓN	\$ 222,378.09
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$ 444,756.17
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ 14,083.95
TOTAL	\$ 9,279,837.55

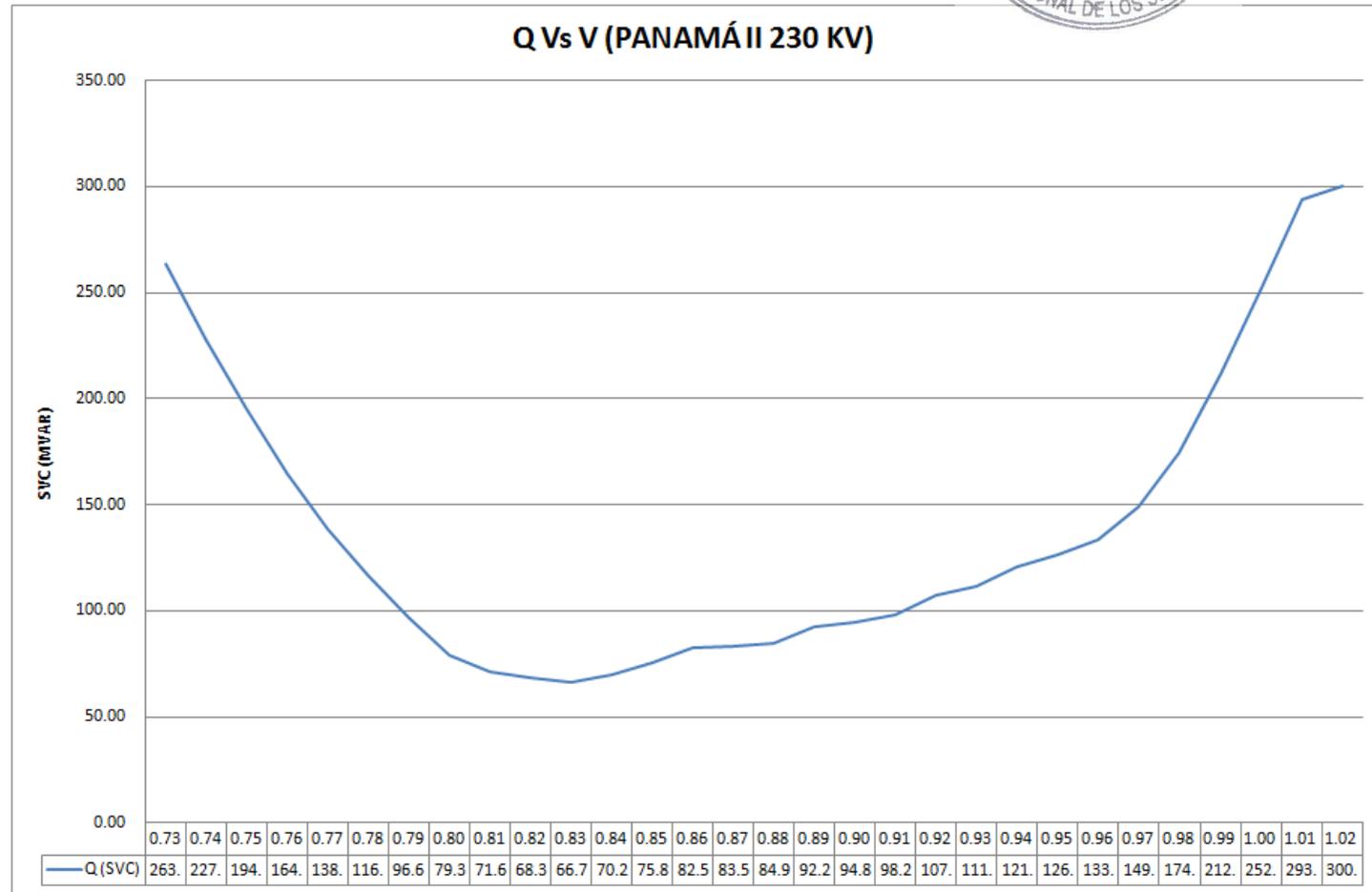
3. SVC Panamá II

Debido a la gran cantidad de proyectos hidroeléctricos a incorporarse al sistema en los próximos años (2011 – 2014), por un total de 1158 MW y la posible entrada en operación de los proyectos Barro Blanco (28.84 MW), Tabasará II (34.53 MW) y Changuinola II con 214 MW, es necesario reforzar el soporte de potencia reactiva en el área de la ciudad de Panamá, Subestaciones Panamá y 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 de +300 MVAR 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.

Lo anterior se evidencia en la siguiente curva de potencia Reactiva Vs Voltaje para el bus de la S/E Llano Sánchez a nivel de 230 KV:

Con intercambio de 189.89 MW de Panamá Hacia el SER:

Q (SVC)	V en PANII
MVAR	p.u.
NO CONVERGE	0.72
263.20	0.73
227.40	0.74
194.60	0.75
164.80	0.76
138.60	0.77
116.30	0.78
96.60	0.79
79.30	0.80
71.60	0.81
68.30	0.82
66.70	0.83
70.20	0.84
75.80	0.85
82.50	0.86
83.50	0.87
84.90	0.88
92.20	0.89
94.80	0.90
98.20	0.91
107.40	0.92
111.90	0.93
121.00	0.94
126.70	0.95
133.60	0.96
149.30	0.97
174.30	0.98
212.00	0.99
252.00	1.00
293.67	1.01
300.00	1.02



Curva Q Vs V para el nodo Panamá II a nivel de 230 KV. Asumiendo un intercambio pronosticado de 189.89 MW de Panamá exportando hacia el SER. Se puede observar como la curva no llega a alcanzar el 0 MVAR, Indicativo de que sin el dispositivo no es posible operar el sistema.

El costo estimado de este equipo es el siguiente:

COSTO

Inicio del Proyecto: enero de 2013

Inicio de Operación: abril de 2017

SVC S/E PANAMÁ II 230 KV	
SUMINISTRO	\$ 14,512,282.67
MONTAJE	\$ 1,052,140.49
OBRAS CIVILES GENERALES	\$ 3,482,947.84
CONTINGENCIAS	\$ 952,368.55
DISEÑO	\$ 571,421.13
INGENIERÍA	\$ 761,894.84
ADMINISTRACIÓN	\$ 761,894.84
INSPECCIÓN	\$ 571,421.13
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$ 1,142,842.26
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ 36,190.00
TOTAL	\$ 23,845,403.76



4. Refuerzo Llano Sánchez – Panamá II 230 KV Etapa 1

Debido a la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos incluidos en el Plan Indicativo de Generación en el área de Chiriquí, específicamente en la cuenca del río Chiriquí Viejo y Bocas del Toro, se ve la necesidad de reforzar el sistema de transmisión entre las subestaciones Llano Sánchez 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. En este sentido, es necesario realizar las siguientes expansiones:

LINEAS

Línea de 230 KV Llano Sánchez – Panamá II

Cantidad de circuitos: 1

(Las estructuras se consideran en configuración de doble circuito. Entrara a operar inicialmente en circuito sencillo).

Longitud: 195 km

Conductor: alta temperatura de operación

Capacidad: 350 MVA (mínima normal) 500 MVA (contingencia), capacidad estimada

SUBESTACIONES

También será necesaria la ampliación de las subestaciones Llano Sánchez y Panamá II:

Llano Sánchez: adición de una nave de dos interruptores 230 KV
 Panamá II: adición de una nave 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

Línea:

Inicio del Proyecto: enero de 2013

Inicio de Operación: julio de 2017



LT LLANO SÁNCHEZ-PANAMÁ II 230 KV	
MATERIALES	\$ 33,408,980.24
FUNDACIONES	\$ 7,162,243.98
DERECHOS DE VÍA	\$ 376,985.59
MONTAJE	\$ 11,779,239.84
CONTINGENCIAS	\$ 5,272,744.97
INGENIERÍA Y ADMINISTRACIÓN	\$ 4,218,195.97
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ 480,000.00
DISEÑO	\$ 1,581,823.49
INSPECCIÓN	\$ 1,581,823.49
INDEMNIZACIÓN	\$ 2,880,000.00
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$ 3,163,646.98
TOTAL	\$ 71,905,684.55

Nota: Los costos consideran a las estructuras en configuración de doble circuito.

Subestaciones:

Inicio del Proyecto: enero de 2013

Inicio de Operación: julio de 2017

ADICIÓN S/E LLANO SÁNCHEZ 230 KV	
SUMINISTRO	\$ 1,685,722.50
MONTAJE	\$ 122,214.88
OBRAS CIVILES GENERALES	\$ 404,573.40
CONTINGENCIAS	\$ 110,625.54
DISEÑO	\$ 66,375.32
INGENIERÍA	\$ 88,500.43
ADMINISTRACIÓN	\$ 88,500.43
INSPECCIÓN	\$ 66,375.32
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$ 132,750.65
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ 4,203.77
TOTAL	\$ 2,769,842.25



ADICIÓN S/E PANAMÁ II 230 KV	
SUMINISTRO	\$ 1,685,722.50
MONTAJE	\$ 122,214.88
OBRAS CIVILES GENERALES	\$ 404,573.40
CONTINGENCIAS	\$ 110,625.54
DISEÑO	\$ 66,375.32
INGENIERÍA	\$ 88,500.43
ADMINISTRACIÓN	\$ 88,500.43
INSPECCIÓN	\$ 66,375.32
INTERÉS DURANTE CONSTRUCCIÓN (IDC)	\$ 132,750.65
ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA)	\$ 4,203.77
TOTAL	\$ 2,769,842.25

El total general para el proyecto, incluyendo línea de transmisión y adición en las subestaciones Llano Sánchez y Panamá II es:

TOTAL GENERAL	\$ 77,445,369.05
----------------------	-------------------------

5. Refuerzo 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 sus 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. En este sentido, es necesario realizar las siguientes expansiones:



SUBESTACIONES

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

Santa Rita: 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 2015

Inicio de Operación: enero de 2019



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
----------------------	-------------------------

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-11 se presenta la descripción de cada uno de estos proyectos y su justificación.



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

	DESCRIPCIÓN	hasta 2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL
36	PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES	0	75	0	1,680	411	0	0	0	0	0	2,166
37	REPOSICION DE RADIOS DE ENLACE DE MICROONDAS	0	75	0	558	0	0	0	0	0	0	633
38	REEMPLAZO DE RECTIFICADORES	0	0	0	102	0	0	0	0	0	0	102
39	EQUIPAMIENTO DE MULTIPLEXORES	0	0	0	104	0	0	0	0	0	0	104
40	REPOSICIONDE CROSCONECTORES	0	0	0	148	0	0	0	0	0	0	148
41	AMPLIACION COBERTURA DE RADIO DIGITAL	0	0	0	768	411	0	0	0	0	0	1,179
42												

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-9, en el cual se incluye la descripción de cada proyecto y su justificación.



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

	DESCRIPCIÓN	hasta 2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL
43	PLAN DE REPOSICIÓN	1,519	2,986	1,213	1,323	20	2,578	2,284	0	0	0	11,923
44	REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO	1,519	2,986	1,213	1,323	0	0	0	0	0	0	7,041
45	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA II	1,204	923	0	0	0	0	0	0	0	0	2,127
46	REEMPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E PANAMA	0	547	0	0	0	0	0	0	0	0	547
47	REEMPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E MATA DE NANCE	0	95	5	426	0	0	0	0	0	0	526
48	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T2 S/E MATA DE NANCE	0	1,257	1,208	0	0	0	0	0	0	0	2,465
49	ADQUISICIÓN EQ. MONITOREO EN LÍNEA DE TRANSFORMADORES	315	164	0	0	0	0	0	0	0	0	479
50	REEMPLAZO INTERRUPTORES 230 KV S/E PANAMA	0	0	0	852	0	0	0	0	0	0	852
51	SISTEMA DE ADQUISICION DE DATOS POR RELES	0	0	0	45	0	0	0	0	0	0	45

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-10, en el cual se incluye la descripción de cada proyecto y su justificación.



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

	DESCRIPCIÓN	hasta										TOTAL
		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
52	REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO	0	0	0	0	20	2,578	2,284	0	0	0	4,882
53	REPLAZO TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA	0	0	0	0	20	2,578	2,284	0	0	0	4,882

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-12, en el cual se incluye la descripción de cada proyecto y su justificación.



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

	DESCRIPCIÓN	hasta 2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL
55	PLAN DE PLANTA GENERAL	1,900	1,793	593	2,194	7,095	6,728	1,747	0	0	0	22,050
56	EDIFICIO-ETESA	0	494	0	1,402	7,095	6,728	1,747	0	0	0	17,466
57	EQUIPO DE INFORMÁTICA	1,300	799	340	420	0	0	0	0	0	0	2,859
58	REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR	600	500	253	372	0	0	0	0	0	0	1,725

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.



15.1 Subestación El Higo

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 instalará una nueva Subestación en El Higo con lo cual se aliviará carga a las Subestaciones próximas (La Chorrera y Llano Sánchez).

Se reduciría en un 18.37% aproximadamente la carga en la S/E Chorrera y un 6.87% aproximadamente en la Subestación Llano Sánchez.¹³

Inicialmente se hará 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 el circuito antes mencionado. Dicha subestación constará con un patio de 230 KV y dos naves, la primera de ellas con tres interruptores para el seccionamiento de la línea de transmisión y el segundo con dos cuchillas para la conexión del transformador.

Inicio del Proyecto: Enero de 2010

Inicio de Operación: Enero de 2013

Inversión: B/. 3,310,000

¹³ Datos obtenidos según proyección de demanda en el sector suministrado a ETESA por la empresa de distribución EDEMET.

15.2 Subestación Chan I 230 KV

La empresa AES Panamá desarrolla el proyecto hidroeléctrico Changuinola 1, con capacidad de 223 MW, el cual debe entrar en operación a mediados del año 2011. Para la conexión de este proyecto, la empresa AES Panamá ha propuesto seccionar la línea Changuinola – Fortuna 230 KV, propiedad de ETESA, aproximadamente a 20 km. de la Subestación Changuinola y extender esta línea aproximadamente 8.5 km hasta el sitio de la central.

De esta forma quedaría una línea Fortuna – Chan75 – Changuinola de 230 KV. La subestación Chan75 230 KV tendría configuración de interruptor y medio y la disponibilidad para que en un futuro pueda ser ampliada cuando sea necesaria la adición del segundo circuito en la línea de transmisión proveniente desde la subestación Fortuna y para la conexión de los demás proyectos hidroeléctricos de la cuenca del Río Changuinola, tales como Chan2. Este proyecto es considerado como conexión, pero la nave de 230 KV de esta subestación que secciona la línea de ETESA y la extensión del circuito hacia la S/E Changuinola I, serán propiedad de ETESA. Se ha estimado que el costo de esta nave y la extensión del circuito de 230 KV serán de aproximadamente B/. 7,009,630.



15.3 Subestación Antón 230 KV

La empresa generadora FERSA PANAMÁ S.A. construirá el parque eólico Toabré, con una capacidad instalada de 150 MW, el cual se encuentra ubicado al norte de Antón, del cual ya cuenta con la licencia definitiva otorgada por la ASEP. Para la conexión de este parque eólico es necesaria la construcción de una nueva subestación Antón 230 KV, la cual consta de una nave de tres interruptores para seccionar un circuito de la línea Llano Sánchez – Panamá II.

La ASEP ha indicado a ETESA que la propiedad de las subestaciones que seccionen líneas del Sistema Principal de ETESA deben pasar a formar parte de los activos de ETESA, por lo cual el patio de 230 KV de esta subestación deberá ser adquirido por ETESA. ETESA deberá adquirir la primera Nave de la subestación, la cual secciona la línea de transmisión. Se estima que el costo aproximado de esta nave es de B/. 4,783,000 y la misma debe entrar en operación a inicios del año 2013.

15.4 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 230/34.5 KV, 100 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.

Inicio del Proyecto: enero de 2010
Inicio de Operación: agosto del 2012

Inversión: B/. 6,357,000 (incluye la adición y equipos para la instalación del transformador)

15.5 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 MVA.

La adición de este transformador implica 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 debe considerar todos los equipos necesarios para poner en operación el dispositivo.

Inicio del Proyecto: enero de 2010
Inicio de Operación: agosto del 2012

Inversión: B/. 6,498,000 (incluye la adición y equipos para la instalación del transformador)

15.6 Reemplazo de Transformadores

Debido al prolongado tiempo 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 (60/80/100 MVA) para que así estas subestaciones cumplan con el Criterio de Seguridad N-1, de acuerdo a lo establecido en la modificación al RT.

El costo estimado es el siguiente:

T1 Llano Sánchez: B/. 3,695,000, entrada en operación julio de 2015

T2 Chorrera: B/. 3,695,000, entrada en operación julio 2016

TT2 Chorrera: B/. 173,000, entrada en operación julio 2013

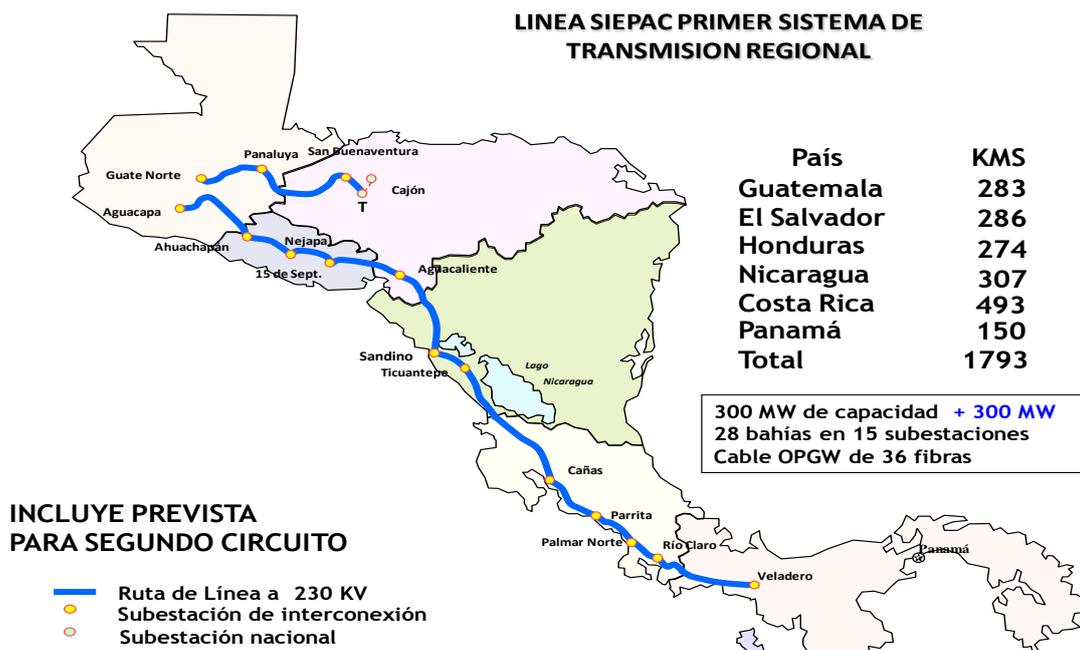


15.7 Proyecto SIEPAC

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 está siendo 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

De acuerdo al programa de ejecución de las obras se tiene contemplado la entrada en operación de los diferentes tramos de acuerdo al cronograma siguiente:

No. Tramo	Nombre del Tramo	Fecha Término	SE Asociada	Fecha Término
1	Aguacapa - Frontera con El Salvador	15/06/2011	Aguacapa	06/06/2011
			Ahuachapán	15/09/2011
2	Guatemala Norte - Panaluya	31/10/2011	Guate Norte	24/12/2011
			Panaluya	13/06/2011
3	Panaluya - Frontera con Honduras	30/09/2011	Panaluya	13/06/2011
			San Buenaventura	30/08/2011
4	Frontera con Guatemala - Ahuachapán	31/05/2011	Ahuachapán	15/09/2011
			Aguacapa	06/06/2011
5	Ahuachapán - Nejapa	31/10/2011	Ahuachapán	15/09/2011
			Nejapa	16/07/2011
6	Nejapa - 15 de Septiembre	30/06/2011	Nejapa	16/07/2011
			15 de Septiembre	15/07/2011
7	15 de Septiembre - Frontera con Honduras	30/06/2011	15 de Septiembre	15/07/2011
			Agua Caliente	
8	Frontera con El Salvador - Agua Caliente	30/06/2011	Agua Caliente	30/04/2011
			15 de Septiembre	15/07/2011
9	Agua Caliente - Frontera con Nicaragua	15/06/2011	Agua Caliente	15/07/2011
			Sandino	24/12/2011
10	Torre 43 - San Buenaventura	15/07/2011	San Buenaventura	30/08/2011
11	Frontera con Guatemala - San Buenaventura	15/08/2011	San Buenaventura	30/08/2011
			Panaluya	13/06/2011
12	Frontera con Honduras - Sandino	15/09/2010	Sandino	24/12/2011
			Agua Caliente	15/07/2011
13	Sandino - Ticuantepe	30/06/2011	Sandino	24/12/2011
			Ticuantepe	14/04/2011
14	Ticuantepe - Frontera con Costa Rica	31/12/2010	Ticuantepe	14/04/2011
			Cañas	14/04/2011
15	Frontera con Nicaragua - Cañas	31/12/2010	Cañas	14/04/2011
			Ticuantepe	14/04/2011
16	Cañas - Parrita	31/08/2011	Parrita	27/07/2011
			Cañas	14/04/2011
17	Parrita - Palmar Norte	30/09/2012	Parrita	27/07/2011
			Palmar Norte	30/05/2011
18	Palmar Norte - Río Claro	15/10/2011	Palmar Norte	30/05/2011
			Río Claro	25/11/2010



19	Río Claro - Frontera con Panamá	30/04/2010	Río Claro	25/11/2010
			Veladero	25/11/2010
20	Frontera con Costa Rica – Veladero	15/10/2009	Veladero	25/11/2010
			Veladero	25/11/2010



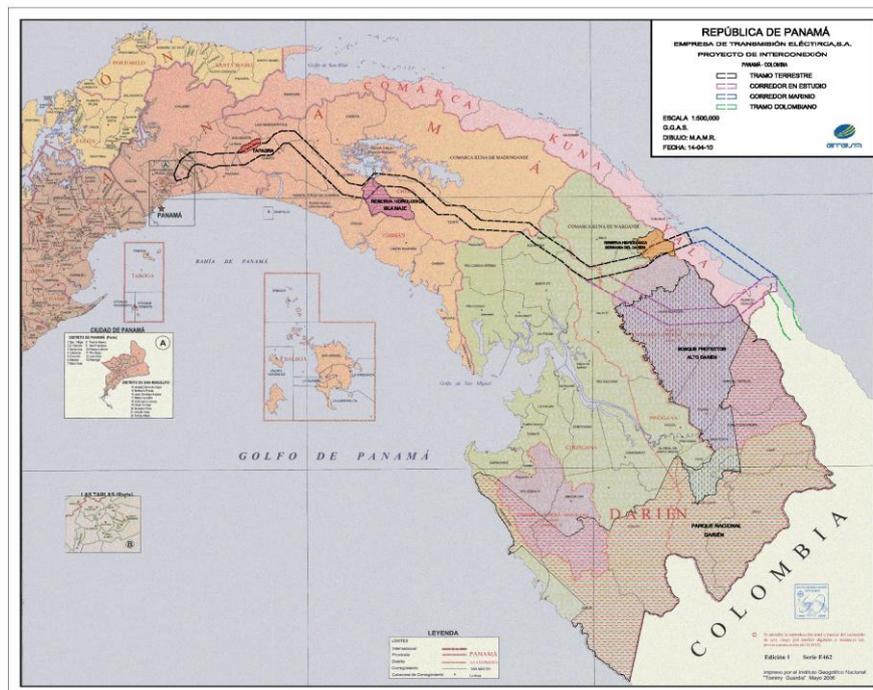
15.8 Proyecto de Interconexión Eléctrica Panamá – Colombia

Descripción Técnica

El proyecto consiste en la construcción de una línea de transmisión en corriente directa de aproximadamente 600 Kilómetros de longitud entre las subestaciones Cerromatoso en Colombia y Panamá II en Panamá, a un voltaje de 450 KV y con una capacidad de transporte de hasta 600 MW.

Los análisis eléctricos consideraron para las diferentes alternativas estudiadas, tecnologías en transmisión de energía eléctrica en alta tensión con corriente alterna (HVAC) y con corriente directa (HVDC). En corriente alterna (HVAC) se presentan problemas de estabilidad ante fallas o contingencias en cualquiera de los sistemas eléctricos de los dos países. En términos comerciales, esta tecnología no permitiría garantizar la exportación e importación de energía eléctrica en condiciones de mercado.

Debido a lo anterior y considerando además las ventajas técnicas de control de las transferencias de potencia entre los países, las asociadas a costos, rutas y manejo ambiental, se concluyó que las alternativas en tecnología de corriente directa (HVDC) son las más viable técnicamente. Con esta tecnología de transmisión en (HVDC) la interconexión Colombia - Panamá cumpliría con los criterios de calidad, seguridad y confiabilidad, definidos por las entidades reguladoras en cada país.



Situación Actual

La empresa Interconexión Eléctrica Colombia – Panamá, S.A. (ICP) responsable de la ejecución del proyecto, de acuerdo con un plan de trabajo definido, continúa avanzando en la ejecución de las actividades de viabilización del proyecto.

Con el apoyo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y aportes de las empresas ISA y ETESA se realizaron los estudios técnicos, económicos, financieros y regulatorios necesarios para el desarrollo del proyecto de interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia.

A la fecha se cuenta con los estudios eléctricos de detalle, los prediseños y las especificaciones básicas del proyecto. Se tiene la autorización de conexión en Colombia y se avanza en el proceso de solicitud de acceso al sistema de Panamá y a la red de transmisión regional. Con recursos de la misma Cooperación Técnica con el BID ya se ha iniciado el Estudio de Impacto Ambiental y Social, y se viene realizando además un trabajo complementario de análisis y concertación, que permita definir el corredor de ruta más favorable para el desarrollo de la interconexión en la zona de la frontera, considerando aspectos ambientales, sociales, técnicos y financieros.

La empresa ICP, con el apoyo de ISA y ETESA, trabajan en este momento en la generación de las condiciones que hagan posible la realización de la subasta de asignación de los derechos financieros de acceso a la capacidad de la interconexión.

Por su parte, el proceso que define el esquema armonizado Colombia-Panamá está en una etapa avanzada; los reguladores de los dos países deben emitir la normatividad definitiva, consistente con la regulación regional (MER), buscando optimizar el uso de la línea. Producto de estas definiciones, los agentes colombianos que deseen participar en el mercado eléctrico panameño deberán constituirse en Agentes de Interconexión Internacional, y registrarse ante las autoridades correspondientes, lo cual implica que deberán acatar la legislación nacional, adquiriendo por esta vía todos los derechos y obligaciones de los Agentes de Panamá (y quedando además habilitados para participar en el MER).



Plan de trabajo

Las actividades del proyecto en el mediano plazo, se resumen a continuación:

Tema	Fecha	Estado
Armonización regulatoria - Análisis complementarios propuesta regulatoria - Resolución definitiva	Trimestre 4 – 2010 Trimestre 2 – 2011	En ejecución
Estudios ambientales de detalle	2011	En ejecución
Diseño línea (ingeniería detallada)	2011	Por iniciar ejecución
Subasta para asignación de derechos de acceso a la capacidad de la interconexión	2011	Por ejecutar
Hito Fundamental	Subasta Exitosa = ingresos que aseguren viabilidad financiera del proyecto	
Modelo financiero (Estructuración)	2011	Por ejecutar [Fase 2]
Construcción y montaje	2012 – 2013 – 2014	–



CAPÍTULO 16: PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN ESTRATÉGICO

En el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2006, aprobado por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos mediante la Resolución AN No. 372-Elec, se incluyó el aprovechamiento de fuentes renovables ubicadas en las cuencas de los Ríos Chiriquí Viejo, Piedra y Chiriquí, por medio de los proyectos estratégicos de las subestaciones Boquerón III 230/34.5 KV y Ampliación de la Subestación Caldera 115/34.5 KV, con el propósito de recoger la generación de proyectos hidroeléctricos en dichas cuencas. El Estado proporcionará los fondos necesarios para la construcción de estos proyectos.



La Subestación Caldera 115/34.5 KV ya se encuentra en operación y en la misma ya se han conectado los proyectos Algarrobos (10 MW) y Mendre (20 MW).

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 amparados 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 conectarán las centrales hidroeléctricas Concepción (10 MW), Macano (3.4 MW) las cuales se encuentran ya en operación conectadas actualmente al sistema de distribución de EDECHI y Pedregalito (20 MW). Además de estas centrales se los proyectos hidroeléctricos Pedregalito II (13 MW), RP-490 (14 MW), Las Perlas Norte (10 MW) y Las Perlas Sur (10 MW) los cuales se encuentran en construcción e iniciarán operación próximamente. Todos estos proyectos suman un total de 80.4 MW, 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
Terra 4 - Tizingal	4.64
Remigio Rojas	8.60
Bajos de Totuma	5.00
Porvenir Norte	4.00
Bugaba I	4.00
Bugaba II	7.00
La Herradura	4.00
Chuspa	6.66
La Cuchilla	10.00
Gariche I	6.47
Gariche II	4.00
Gariche III	4.00
Boqueron I	0.92
Boqueron II	0.92
Boqueron III	1.58
Total	71.79



Tabla 17-1

La Figura 17-2 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:

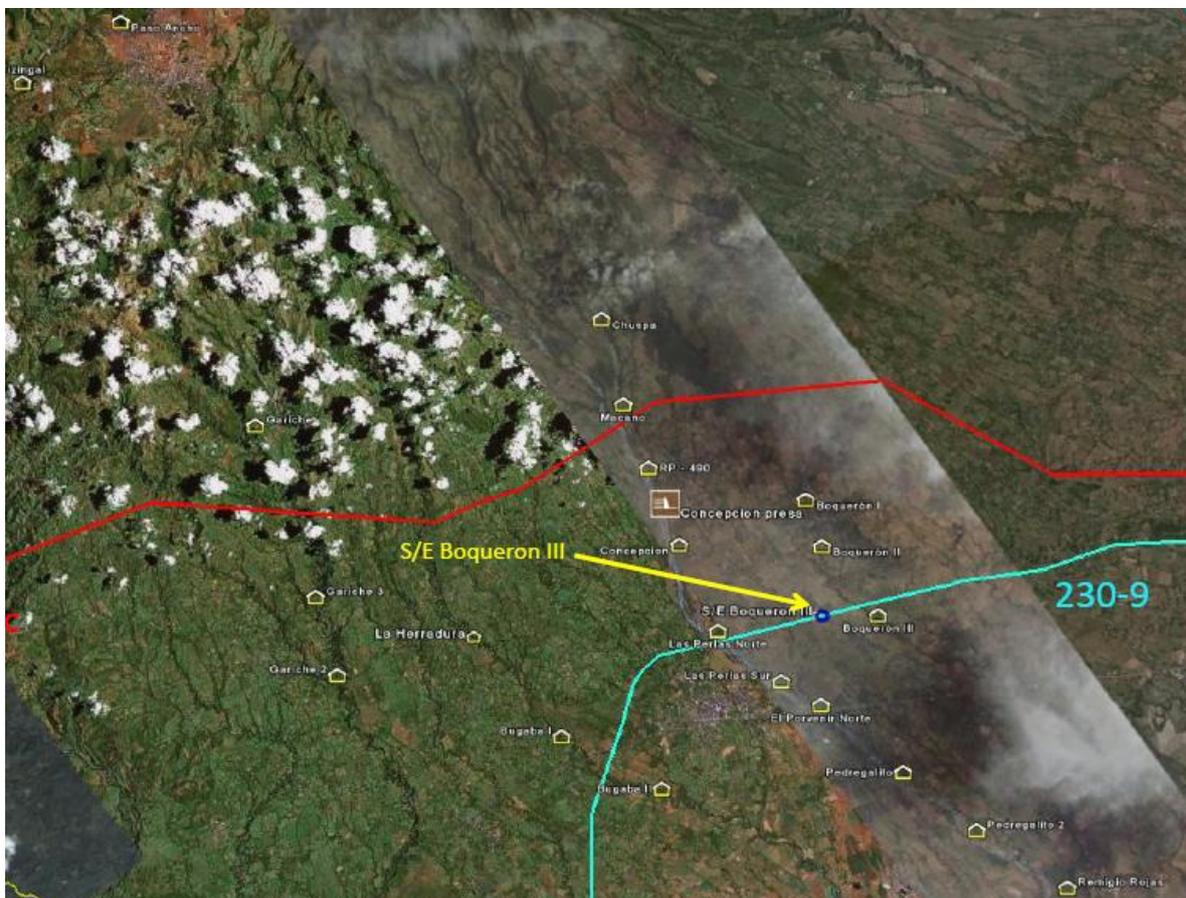


Figura 17-2

Con el objetivo de que se puedan conectar a la Subestación Boquerón III 230/34.5 KV los demás 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**, en la misma, además de los equipos necesarios para su conexión.

El costo de este proyecto es el siguiente:

Subestación:

Inicio del Proyecto: enero de 2012

Inicio de Operación: julio de 2013

Inversión: B/. 4,450,000



SUBESTACIÓN SAN BARTOLO 230/34.5 KV

En este Plan de Expansión de Transmisión del año 2011 se incluyeron varios proyectos hidroeléctricos de mediana capacidad, algunos de los cuales califican dentro de la Ley No. 45 y cuyos promotores ya han solicitado a ETESA su conexión. Estos son los proyectos hidroeléctricos San Bartolo (15 MW), Las Cruces (9.17 MW), Los Estrechos (10 MW), La Laguna (9.3 MW) y Cañazas (5.9 MW). Estos cinco proyectos hidroeléctricos ya cuentan con Viabilidad de Conexión otorgada por ETESA y están tramitando su Contrato de Acceso con ETESA. Los mismos tienen fechas de entrada en operación para inicios de 2014. Con el objetivo de poder conectar estos proyectos hidroeléctricos al Sistema Interconectado Nacional, es necesaria la construcción de una nueva subestación estratégica denominada San Bartolo 230/34.5 KV, similar a la Subestación Boquerón III, ya que estos proyectos se encuentran alejados de las subestaciones existentes de ETESA.

Esta subestación incluye dos naves de interruptores, una de tres interruptores para la conexión de la línea de transmisión y una segunda nave con dos interruptores para la conexión del transformador 230/34.5 KV, con capacidad máxima estimada de 80 MVA, con el propósito de absorber la generación de otros proyectos identificados en el área, que se puedan desarrollar en un futuro.

El costo estimado de este proyecto es el siguiente:

Subestación:

Inicio del Proyecto: enero de 2012

Inicio de Operación: enero de 2014

Inversión: B/. 10.913,000



CAPÍTULO 17: IMPACTO TARIFARIO

De acuerdo al literal j), numeral (vi), del Art. 73 y literal k) del Art. 74 del Reglamento de Transmisión, en esta sección se presenta evolución del cargo de transmisión, considerando los proyectos de expansión propuestos.

Para calcular la evolución de los cargos de transmisión, se estima el **Ingreso Permitido del Sistema Principal de Transmisión (IPSPT)**, mediante el modelo de Ingreso Máximo Permitido utilizado para el cálculo del periodo tarifario 2009-2013. Dicho modelo se modificó, para simplificarlo, excluyendo hojas no pertinentes a los cálculos de cargos por uso y conexión; para agilizar cálculos y evitar errores, sistematizando procedimientos de lectura de datos; para agregar información de los nuevos proyectos de inversión y años en el horizonte de análisis y obtener resultados comparativos, adicionándole las respectivas hojas.

El estimado del ingreso máximo permitido en el periodo 2013 – 2017 sería el siguiente, en miles de B/.

Año Tarifario	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Total
IMP	55,894	57,027	58,457	65.935	237,313

Con base a este estimado del IMP y los proyectos de expansión, considerando los que entrarían en operación hasta julio de 2017, se obtendrían los siguientes cargos por uso del sistema principal de transmisión:

GENERACION				
ZONA	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
1	0	5.41	6.38	12.02
2	53.88	56.07	52.30	47.35
3	35.26	44.75	44.87	41.32
4	0.71	1.08	5.19	4.28
5	0	0	0	0
6	0	0	0	0
7	0	0	0	0
8	0.79	0.62	0.47	0
9	6.67	1.27	4.24	0
10	0	0	0	39.84

DEMANDA				
ZONA	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
1	0	0	0	0
2	1.18	1.53	4.05	4.93
3	0.65	0.96	4.37	5.56
4	0	0	0	0
5	4.49	4.61	5.29	7.20
6	8.10	8.05	8.25	10.20
7	19.35	18.49	17.68	19.20
8	1.39	0.96	3.08	4.60
9	8.01	7.95	7.93	10.55
10	15.64	17.68	25.33	8.72



Estos cálculos se realizaron considerando que se eliminan los cargos negativos, de acuerdo a las últimas actualizaciones tarifarias.

CAPÍTULO 18: CONCLUSIONES

CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL

- El sistema actual, año 2011, cumple con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, en cuanto a los niveles de tensión tanto en condiciones de operación normal como en contingencia. Los resultados de estabilidad dinámica de las unidades de generación, son satisfactorias 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 A LA EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

- En todos los casos analizados la generación propuesta permite el adecuado abastecimiento de la demanda en el período 2011-2025.
- 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 sin restricciones de transmisión. Lo que implica que los proyectos planteados en planes de expansión anteriores fueron bien definidos, ya que ofrecen una operación confiable, de mínimo costo y sin déficit esperado. El costo de la generación se afecta principalmente por los costos de combustibles y no por la falta de transmisión.
- Es importante destacar que actualmente se está atravesando por un incremento generalizado en los costos del petróleo, lo que afecta el costo de los combustibles y a su vez incrementa de manera importante el costo operativo de un sistema donde la generación térmica tiene un componente importante.
- Adicionalmente, para este plan el costo del déficit es de 1850 USD/MWh, independientemente del porcentaje de racionamiento esperado, siendo que en planes anteriores ese costo era de 350 USD/MWh. Por lo anterior, cualquier racionamiento evitado tiene un peso relevante en los beneficios de cada proyecto que lo elimine.
- En caso de que se logren desarrollar los proyectos de generación hidráulica definidos en los Escenarios 1, 2 y 3 en los cuales aparecen 1158 MW de proyectos de generación hidro y eólica a corto plazo (2011-2014), se recomienda reforzar el sistema de transmisión mediante la repotenciación de las líneas de transmisión de 230 KV existentes.
- Además, se requiere para el año 2017 la adición de una línea Llano Sánchez – Panamá II 230 KV, doble circuito montando inicialmente el primer circuito, con la entrada en operación de nuevos proyectos hidroeléctricos en el occidente del país, especialmente Changuinola 2 (214 MW).
- Debido al aumento de capacidad en el área de Colón por la instalación de centrales térmicas, se requiere el refuerzo del sistema de transmisión Colón – Panamá II en 230 KV.
- Para transportar toda la generación planificada, es necesario la instalación de Sistemas de Compensación Reactiva Dinámica (SVC), con el objetivo de mantener un perfil de voltaje adecuado en las redes de 230 KV y 115 KV.
- Como conclusión final del análisis técnico económico se recomienda la implementación de la Alternativa 1 de Expansión del Sistema de Transmisión

(Expansión con exportación al MER repotenciamiento de L/T existentes con sistemas de SVC en las S/E de Llano Sánchez y Panamá II, repotenciamiento de las líneas existentes (Guasquitas-Veladero - Llano Sánchez - Panamá II) y expansión de Llano Sánchez – Panamá II) a efecto de la menor inversión, con una relación de beneficio - costo excelente.



CAPÍTULO 19: RECOMENDACIONES

Año 2012:

- Adición del T3 en la S/E La Chorrera 60/80/100 MVA y 230/115/34.5 KV, debido a un aumento en la demanda en el sector Oeste.
- Adición del T3 en S/E Llano Sánchez 230/115 KV, 60/80/100 MVA. debido a un aumento en la demanda en provincias centrales.
- Repotenciación de los circuitos 230 -1C y 2B (Panamá – Panamá II) a 350 MVA.
- Reforzar el sistema de transmisión con la línea Changuinola - Guasquitas instalando el segundo circuito, ya que, con el aumento de la capacidad instalada de la central Changuinola 75, de 158 MW a 223 MW, además del Proyecto Hidroeléctrico Bonyic, con 30 MW, el circuito existente estaría sobre su límite térmico
- Instalación de un Banco de Capacitores de 120 MVAR en la Subestación Panamá II 115 KV.
- Instalación de Banco de Capacitores de 90 MVAR en S/E Llano Sánchez 230 KV.
- Instalación del transformador T4 de 230/115 KV, 210/280/350 MVA de la subestación Panamá.
- Reforzar 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 (operado 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.



Año 2013:

- Adición T2 S/E Boquerón III 230/34.5 KV

Año 2014:

- SVC en S/E Llano Sánchez 230 KV con capacidad aproximada de +300 MVAR.
- S/E El Higo (Las Guías) 230 KV.
- Repotenciación de líneas Guasquitas - Veladero – Llano Sánchez – Panamá II (líneas 230-12-13-14-15-16-17, aumentando de 225 MVA a un mínimo de 314 MVA (inicios de 2014).
- Repotenciación de líneas Mata de Nance - Veladero - Llano Sánchez – Chorrera – Panamá mediante cambio de conductor a uno de alta temperatura de operación, aumentando de 193 MVA a un mínimo de 350 MVA (mediados de 2014).
- Repotenciación de líneas Mata de Nance – Progreso – Frontera mediante cambio de conductor a uno de alta temperatura de operación, aumentando de 193 MVA a un mínimo de 350 MVA (mediados de 2014).
- Nueva S/E San Bartolo 230/34.5 KV, seccionando el circuito 230-15 (Veladero – Llano Sánchez).

Año 2015:

- Adición 2do circuito 230 KV en S/E Antón.
- Instalación del transformador T3 de 230/115 KV, 105/140/175 MVA de la subestación Panamá II

Año 2017:

- SVC en S/E Panamá II 230 KV con capacidad aproximada de +300 MVAR.
- Refuerzo L.T. Llano Sánchez – Panamá II 230 KV (doble circuito montando un circuito inicialmente).

Año 2019:

- Energizar en 230 KV la línea de transmisión Santa Rita – Panamá II 230 KV (operada inicialmente en 115 KV), requiere la ampliación a 230 KV en ambas subestaciones.

**PROYECTOS DE CARÁCTER GENERAL**

En la Tabla 18-1 se resumen los proyectos propuestos en este plan de expansión. 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. En la Tabla 18-1 a continuación se presenta el resumen de las inversiones necesarias en el sistema de transmisión, hasta el año 2019.

Equipo	Año	Costo Miles B/.
Sistema Principal		
Repotenciación Línea Panamá – Panamá II 230 KV	2012	1,659
Refuerzo Santa Rita – Panamá II 115 KV	2012	20,878
Refuerzo Guasquitas – Changuinola 230 KV	2012	12,970
Banco de Capacitores 120 MVAR S/E Panamá II	2012	5,047
Banco de Capacitores 90 MVAR S/E Llano Sánchez	2012	5,711
Adición e Instalación Transformador T4 S/E Panamá	2012	8,112
Reposición Radios Enlace de Microondas	2013	633
Reemplazo de Rectificadores	2013	102
Equipamiento de Multiplexores	2013	104
Reposición de Crosconectores	2013	148
Torres de Emergencia	2013	792
Transformador Móvil de Reserva	2014	4,595
Ampliación de Cobertura de Radio Digital	2014	1,179
Repotenciación Líneas Guas-Vel-LLS-Pan II 230 KV	2014	8,320
Repotenciación Líneas MDN-VEL-LLS-CHO-PAN 230 KV	2014	52,902
Repotenciación Líneas MDN-PRO-FRO 230 KV	2014	3,860
SVC S/E Llano Sánchez 230 KV	2014	23,845
S/E Las Guías 2do circuito 230 KV	2014	3,310
S/E Antón 2do circuito 230 KV	2015	4,244
Adición Transformador T3 S/E Panamá II	2015	9,280
SVC S/E Panamá II 230 KV	2017	23,845
Refuerzo Llano Sánchez - Panamá II 230 KV Etapa 1	2017	77,445
Refuerzo Santa Rita – Panamá II 230 KV	2019	21,000
Plan de Reposición		
Protecciones	2010-2013	2,651
Subestaciones	2010-2013	1,925
Reemplazo T2 S/E Mata de Nance	2012	2,465
Reemplazo T3 Panamá	2016	4,882
Plan Estratégico		
S/E Boquerón III 230/34.5 KV	2011	8,400
Adición T2 S/E Boquerón III 230/34.5 KV	2013	4,450
S/E San Bartolo 230/34.5 KV	2014	10,913
Plan de Planta General		
	2010-2016	22,050
Sistema de Conexión		
	2011-2016	26,061


Tabla 18-1 Propuesta Plan de Expansión de Transmisión 2011 – 2025