

**EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S. A.**



**PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA  
INTERCONECTADO NACIONAL 2010 – 2024**

**GERENCIA DE PLANEAMIENTO**

**22 DE NOVIEMBRE DE 2010**

**PANAMÁ**

## CONTENIDO

TOMO I: ESTUDIOS BÁSICOS .....	9
Capítulo 1 Proyección de Demanda.....	9
1.1. INTRODUCCIÓN.....	9
1.2. SUMARIO.....	11
1.3. METODOLOGÍA Y ALCANCE.....	13
1.3.1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.....	14
1.3.2. EVALUACIÓN DE PRONÓSTICOS ANTERIORES (2006-2009) .....	19
1.3.3. CAMBIOS EN EL MODELO ORIGINAL.....	24
1.3.4. CAMBIOS FUTUROS EN EVALUACIÓN.....	26
1.3.5. ALCANCE DE LAS PROYECCIONES .....	26
1.4. EVOLUCION RECIENTE Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELECTRICO	28
1.4.1. INDICADORES SOCIOECONÓMICOS .....	30
1.4.2. INDICADORES ELÉCTRICOS.....	47
1.5. INTEGRACION DE BOCAS DEL TORO.....	61
1.6. CAMPAÑA DE AHORRO ENERGÉTICO .....	62
1.7. MEGA PROYECTOS ESTATALES.....	67
1.8. CURVAS TÍPICAS.....	75
1.8. PRONÓSTICOS DE DEMANDA, SEGÚN ESCENARIOS.....	80
1.8.1. ESCENARIO MEDIO O MODERADO.....	83
1.8.2. ESCENARIO ALTO U OPTIMISTA .....	84
1.8.3. ESCENARIO BAJO O PESIMISTA .....	85
1.8.4. ANALISIS ESTRUCTURAL DE LOS ESCENARIOS .....	86
1.8.5. DESAGREGACIÓN POR BARRA.....	91
1.9. CONCLUSIONES.....	93
1.10. REFERENCIAS .....	96
Capítulo 2: Estándares Tecnológicos y Costos de Transmisión .....	97
2.1 INTRODUCCIÓN.....	97
2.2 CRITERIOS TECNOLÓGICOS GENERALES.....	97
2.2.1 Líneas de Transmisión .....	98
2.2.2 Subestaciones.....	101
2.3 COSTOS DE COMPONENTES DE LA TRANSMISIÓN.....	106
2.3.1 Líneas .....	106
2.3.2 Subestaciones.....	110
Capítulo 3: Diagnóstico del Sistema de Transmisión de Corto Plazo .....	116
3.1 ANÁLISIS DEL AÑO 2010 .....	116
3.1.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.....	116
3.1.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO .....	116
3.1.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS .....	116
3.1.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD .....	117
3.1.5 ANÁLISIS MODAL .....	117
3.2 ANÁLISIS DEL AÑO 2011 .....	117

3.2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.....	117
3.2.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO .....	118
3.2.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS .....	118
3.2.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD .....	118
3.2.5 ANÁLISIS MODAL .....	119
3.3 ANÁLISIS DEL AÑO 2012.....	119
3.3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.....	119
3.3.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO .....	120
3.3.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS .....	120
3.3.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD .....	120
3.3.5 ANÁLISIS MODAL .....	121
3.4 ANÁLISIS DEL AÑO 2013.....	121
3.4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.....	121
3.4.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO .....	122
3.4.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS .....	122
3.4.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD .....	122
3.4.5 ANÁLISIS MODAL .....	123
3.5 NO EXPANSIONES EN TRANSMISIÓN CON CRECIMIENTO DE DEMANDA E INTRODUCCIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN NUEVOS AL SISTEMA.....	123
3.5.1 DEMANDA MÁXIMA DE INVIERNO 2010 .....	123
3.5.2 DEMANDA MÁXIMA DE INVIERNO 2011 .....	124
3.5.3 DEMANDA MÁXIMA DE INVIERNO 2012 .....	125
3.5.4 DEMANDA MÁXIMA DE INVIERNO 2013 .....	126
3.5.6 CONCLUSIONES.....	127
3.6 NIVELES DE CORTOCIRCUITO .....	129
TOMO II: PLAN INDICATIVO DE GENERACION.....	130
Capítulo 1: Resumen Ejecutivo .....	130
Capítulo 2: Introducción .....	144
Capítulo 3: Criterios y Parámetros .....	145
Capítulo 4: Pronóstico de Demanda .....	147
Capítulo 5: Sistema de Generación Existente.....	151
5.1 SISTEMA DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICO .....	153
5.2 SISTEMA DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICO.....	153
5.3 PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS Y TERMOELÉCTRICAS .....	155
5.4 AUTOGENERADORES .....	157
Capítulo 6: Fuentes de Generación .....	158
6.1 RECURSOS NATURALES .....	158
6.1.1 Potencial Eólico.....	158
6.1.2 Potencial Hidroeléctrico.....	165
6.1.3 Turba.....	169
6.2 GENERACIÓN CON COMBUSTIBLES FÓSILES.....	170
Capítulo 7: Sistema de Generación Futuro .....	171
7.1 PROYECTOS EÓLICOS con licencia definitiva.....	171
7.2 GENERACIÓN ELÉCTRICA CON TURBA.....	172

7.3 PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS CON PROCESO DE ADQUISICIÓN DE CONCESIÓN EN TRÁMITE .....	172
7.4 PROYECTOS TERMOELÉCTRICOS CON COMBUSTIBLES E INSUMOS IMPORTADOS.....	175
Capítulo 8: Pronósticos de Precios de los Combustibles .....	176
Capítulo 9: Planes de Expansión de Demanda Media .....	179
9.1 ALTERNATIVAS ANALIZADAS Y SUS SENSIBILIDADES.....	181
9.2 INTEGRACIÓN ENERGÉTICA PANAMÁ- COLOMBIA.....	222
9.3 RESUMEN.....	224
Capítulo 10: Planes de Expansión de Demanda Alta.....	232
Capítulo 11: Análisis de Riesgos Asociados .....	244
11.1 IDENTIFICACION Y EVALUACION DE RIESGOS .....	244
11.2 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DE LOS PROYECTOS .....	250
11.3 ANALISIS DE RIESGOS DEL CASO REGMHTCB10 .....	264
Capítulo 12: Conclusiones .....	280
TOMO III: PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN.....	288
ANTECEDENTES AL PLAN DE TRANSMISIÓN.....	288
Capítulo 1: Resumen Ejecutivo .....	300
1.1 OBJETIVO .....	300
1.2 INFORMACIÓN UTILIZADA .....	300
1.3 METODOLOGÍA .....	301
1.4 CRITERIOS .....	302
1.5 DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL .....	303
1.6 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE CORTO PLAZO .....	303
1.7 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ELÉCTRICO DE LARGO PLAZO .....	304
1.8 CONCLUSIONES .....	304
1.9 RECOMENDACIONES.....	305
Capítulo 2: Introducción .....	313
2.1 INFORMACIÓN UTILIZADA .....	314
2.1.1 DEMANDA .....	314
2.1.2 GENERACIÓN .....	315
2.1.3 PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE 2009 .....	318
2.1.4 PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2010 .....	319
2.1.5 PROYECTOS VIABLES IDENTIFICADOS .....	319
2.1.6 INFORMACIÓN PARA EL MODELO ENERGÉTICO.....	320
2.1.7 INFORMACIÓN DE DETALLE PARA EL ANÁLISIS ELÉCTRICO .....	321
Capítulo 3: Descripción del Sistema de Transmisión .....	322
3.1 SISTEMA DE TRANSMISIÓN .....	322
3.2 ESQUEMAS DE CONTROL DE EMERGENCIA .....	327
Capítulo 4: Criterios Técnicos .....	330
Capítulo 5: Metodología .....	335
Capítulo 6: Diagnóstico del Sistema de Transmisión de Corto Plazo .....	337
6.1 ANÁLISIS DEL AÑO 2010 .....	337
6.1.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.....	337
6.1.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO .....	337
6.1.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS .....	337
6.1.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD .....	338



6.1.5 ANÁLISIS MODAL .....	338
6.2 ANÁLISIS DEL AÑO 2011 .....	338
6.2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.....	338
6.2.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO .....	339
6.2.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS .....	339
6.2.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD .....	339
6.2.5 ANÁLISIS MODAL .....	339
6.3 ANÁLISIS DEL AÑO 2012 .....	340
6.3.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.....	340
6.3.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO .....	340
6.3.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS .....	340
6.3.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD .....	341
6.3.5 ANÁLISIS MODAL .....	341
6.4 ANÁLISIS DEL AÑO 2013 .....	341
6.4.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA.....	341
6.4.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO .....	342
6.4.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS .....	342
6.4.4 ANÁLISIS DE ESTABILIDAD .....	342
6.4.5 ANÁLISIS MODAL .....	343
6.5 NIVELES DE CORTOCIRCUITO .....	344
Capítulo 7: Plan de Expansión de Corto Plazo .....	345
Capítulo 8: Análisis del Sistema de Transmisión de Largo Plazo .....	351
8.1 ANÁLISIS DEL AÑO 2014 .....	351
8.1.1 ESCENARIOS REGMHTCB10, REGMHTCBEO10 y REGMHTTLA10 .....	351
8.2 ANÁLISIS DEL AÑO 2017 .....	352
8.2.1 ESCENARIOS REGMHTCB10, REGMHTCBEO10 y REGMHTTLA10 .....	352
8.3 ANÁLISIS DEL AÑO 2020 .....	353
8.3.1 ESCENARIOS REGMHTCB10, REGMHTCBEO10 y REGMHTTLA10 .....	353
8.4 ANÁLISIS CON COLOMBIA.....	354
Capítulo 9: Resultados de la Evaluación Técnica-Económica y Selección del Plan de Expansión .....	356
9.1 EVALUACIÓN ECONÓMICA DEL PLAN DE EXPANSIÓN .....	358
9.1.1 Calculo de los Beneficios del Plan de Expansión de Largo Plazo .	358
9.1.2 Calculo del Valor Presente de las Inversiones.....	359
9.2 EVALUACION DE ALTERNATIVAS .....	360
9.2.1 SIMULACIÓN SIN CONSIDERAR EXPANSIÓN DE LA RED .....	360
9.2.2 EXPANSION DE LA RED - Alternativa 1: .....	368
9.2.3 EXPANSION DE LA RED - Alternativa 2: .....	376
9.2.4. EXPANSION DE LA RED - Alternativa 3 .....	385
9.2.5. EXPANSION DE LA RED - Alternativa 4 .....	393
9.2.6. RESULTADOS Y SELECCION DEL PLAN RECOMENDADO .....	401
Capítulo 10: Plan de Expansión de Largo Plazo .....	404
Capítulo 11: Plan de Expansión del Sistema de Comunicaciones .....	409
Capítulo 12: Plan de Reposición de Corto Plazo .....	410

Capítulo 13: Plan de Reposición de Largo Plazo .....	411
Capítulo 14: Plan de Planta General .....	412
Capítulo 15: Plan de Ampliaciones de Conexión .....	413
Capítulo 16: Plan de Expansión de Transmisión Estratégico .....	420
Capítulo 17: Ingreso Máximo Permitido del Plan de Expansión 2010 .....	425
Capítulo 18: Conclusiones .....	432
Capítulo 19: Recomendaciones .....	434

## ANEXOS

Anexo 1	Fundamentos Teóricos de Regresión Lineal Múltiple
Anexo 2	Bondad de Ajustes Económicas y Regresiones Sectoriales
Anexo 3	Cuadros Soporte y Detalles de Cálculo
Anexo 4	Análisis de Flujo de Potencia, Estabilidad Transitoria y Corto Circuito
Anexo 5	Costos de Componentes de Transmisión
Anexo 6	Modelos Dinámicos
Anexo 7	Comentarios de la ASEP y Agentes
Anexo 8	Respuesta a los comentarios de la ASEP y Agentes
Anexo 9	Criterios de la Secretaría Nacional de Energía
Anexo 10	Salidas del caso REGMHTCB10
Anexo 11	Salidas del caso REGMHTCBEO10
Anexo 12	Salidas del caso REGMHTTLA10
Anexo 13	Jerarquía y Codificación de Casos
Anexo 14	Metodología Análisis de Riesgo
Anexo 15	Salidas de los Análisis de Riesgo
Anexo 16	Metodología del Modelo Optgen
Anexo 17	Costo Operativo Térmico
Anexo 18	Salida-Casos de Demanda Alta
Anexo 19	Comentarios de Agentes al Plan Indicativo de Generación.
Anexo 20	Respuesta a los Comentarios de los Agentes.
Anexo 21	Topologías de los Proyectos Hidroeléctricos
Anexo 22	Plan de Inversión
Anexo 23	Proyectos Candidatos
Anexo 24	Análisis de Flujo de Potencia con Centroamérica
Anexo 25	Análisis de Corto Circuito con Centroamérica
Anexo 26	Análisis de Estabilidad Transitoria con Centroamérica
Anexo 27	Análisis de Flujo de Potencia con Centroamérica y Colombia
Anexo 28	Análisis de Estabilidad Transitoria con Centroamérica y Colombia
Anexo 29	Análisis de Corto Circuito con Centroamérica y Colombia
Anexo 30	Plan de Reposición de Corto Plazo
Anexo 31	Plan de Reposición de Largo Plazo
Anexo 32	Plan del Sistema de Comunicaciones
Anexo 33	Plan de Planta General
Anexo 34	Herramientas de Cálculo
Anexo 35	Modelos Dinámicos
Anexo 36	Comentarios de Agentes al Plan de Expansión de Transmisión
Anexo 37	Respuesta a los Comentarios de los Agentes
Anexo 38	Análisis de Flujo de Potencia, Estabilidad Transitoria y Corto Circuito (Alternativa 3)
Anexo 39	Análisis de Flujo de Potencia, Estabilidad Transitoria y Corto Circuito (Alternativa 4)
Anexo 40	Comentarios de los Agentes y ASEP al Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional.

- Anexo 41 Respuesta a Comentarios de los Agentes y ASEP al Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional.
- Anexo 42 Perspectivas Mundiales del Precio del Crudo de Petróleo.



# TOMO I: ESTUDIOS BÁSICOS

## Capítulo 1 Proyección de Demanda

### 1.1. INTRODUCCIÓN

Este informe contiene los pronósticos de demanda de energía eléctrica, necesarios para las actualizaciones de los planes de Expansión<sup>1</sup>, en cumplimiento a lo estipulado, en el Reglamento de Transmisión (RT) aprobado por la Resolución JD-5216, de 14 de abril de 2005 y sus modificaciones posteriores.

Los pronósticos de demanda descritos en este informe serán utilizados en la revisión del Plan de expansión 2010-2024. Tal, como lo establece el RT se incluyen los datos, detalles metodológicos, resultados intermedios y finales de pronóstico de energía y potencia, a nivel del Sistema Principal de Transmisión y su desagregación al nivel de barras, de acuerdo con los requerimientos de los distintos estudios del Plan de Expansión.

La base metodológica es un modelo econométrico de regresión lineal, desarrollado con la asistencia técnica del Proyecto Regional de Energía Eléctrica para el Istmo Centroamericano (PREEICA). El modelo proporciona una serie de consumo de energía eléctrica, por sectores de consumo, con su correspondiente serie de demanda máxima total asociada a dicha energía, para quince años de proyección.

De acuerdo a lo estipulado en el Reglamento de Transmisión, se desagrega la demanda máxima y mínima y el factor de potencia, por barra del Sistema Principal de Transmisión, con base en las curvas típicas y simultaneidad de la demanda, provenientes de la base de datos estadísticos históricos del Centro Nacional de Despacho (CND) y de las Empresas Distribuidoras. En los casos que no se cuenta con información estadística histórica, se asumen comportamientos de áreas similares atendidas.

Adicionalmente, de acuerdo a solicitud de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) se incluye una desagregación del estimado de demanda, por distribuidora.

---

<sup>1</sup> Durante los años 2002-2005, de acuerdo a la resolución JD-2627, las actualizaciones de los Planes de Expansión se realizaban con base a los pronósticos provenientes del Informe Indicativo de Demanda elaborado anualmente, por el Centro Nacional de Despacho.



En primera instancia, se describe la metodología utilizada y el alcance de las proyecciones de consumo de energía eléctrica; luego, se reseñan los indicadores socioeconómicos y eléctricos que afectan dicho consumo y las premisas de los escenarios de proyección. Finalmente se presentan las proyecciones de consumo total y sectorial anual de energía eléctrica y la demanda máxima anual de potencia eléctrica.



## 1.2. SUMARIO

Estas proyecciones de demanda, indican que el consumo de energía eléctrica de del Sistema Interconectado Nacional podría presentar tasas de crecimiento, por el orden de 5.9 a 6.1% promedio anual, para todo el periodo de análisis, mientras que la potencia máxima exigida al sistema podría crecer entre 5.3 a 5.5%, de darse situaciones socioeconómicas pesimistas a una opción optimista, respectivamente. Es necesario mencionar que estas proyecciones no incluyen el efecto esperado de la campaña de Disminución de la Demanda Eléctrica Nacional. (Plan Bombillo)<sup>2</sup>

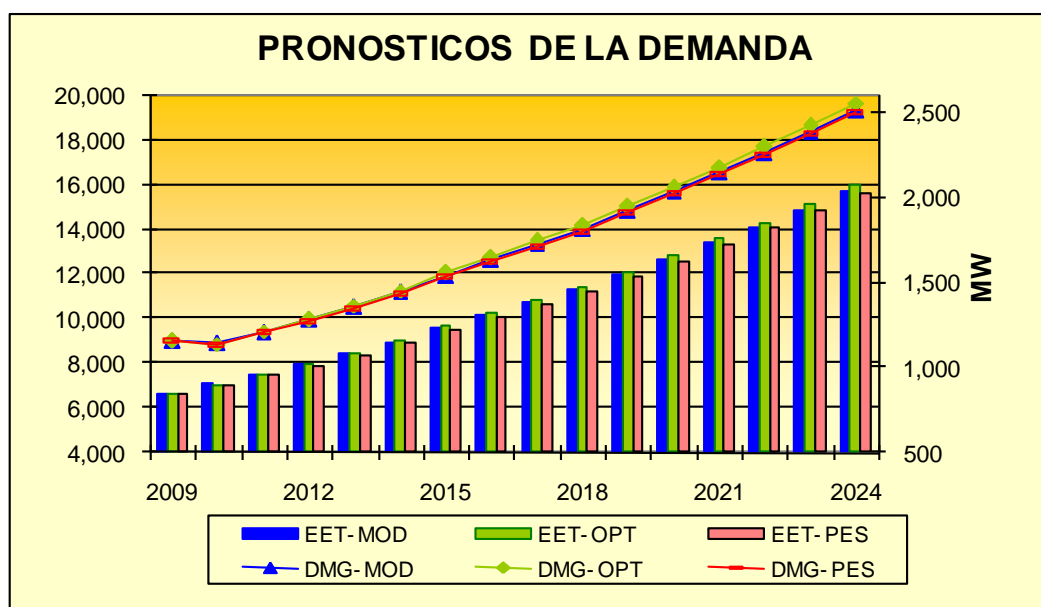


Figura 1.1

Las premisas básicas de estas proyecciones se fundamentan en las recientes perspectivas económicas de índole positivas de Panamá, en especial el resultado de los últimos tres años con crecimiento superiores a los promedios históricos. Basados en factores dinámicos externos, como el desarrollo del transporte marítimo y a las actividades de servicio conexas al Canal, resultado de un comercio mundial en expansión, y al efecto del boom inmobiliario producto del desarrollo de viviendas de alto costo dirigido a extranjeros.

En contraste, el presente año 2009 y los subsiguientes se presentan a la sombra de una crisis mundial económica, que le introduce significativas incertidumbres al proceso de pronóstico de la economía nacional, en el corto plazo.

<sup>2</sup> En el Acápito 1.6 se explica en detalle la introducción de esta variable en el desarrollo de los pronósticos de demanda.



Por consiguiente, el pronóstico para los años 2010-2013 de la demanda eléctrica en el país, se fundamentan principalmente en factores a lo interno de la economía nacional, liderizados por los trabajos de ampliación del Canal, de la ejecución de los proyectos estatales de infraestructura y de fuerzas dinámicas al entorno interno de manera que se mantenga el impulso del reciente y sostenido salto de la economía nacional. Aunque, no se deja de lado el efecto de la recuperación del comercio mundial en el 2010 y por ende la recuperación de la Zona Libre y sus actividades conexas.

Para el corto plazo (2010-2013), los cálculos reflejan crecimientos más altos, entre 6.0 y 6.4%, según la ocurrencia de escenarios moderado, optimista o pesimista, respectivamente. En el largo plazo (2014-2024), las tasas de crecimiento son levemente más moderadas, 5.8 y 5.9%, respondiendo a escenarios más conservadores con respecto a los parámetros económicos.

Los escenarios analizados se califican de conservadores, debido a las restricciones que le impone la serie histórica, sin precedentes de crecimientos sostenidos similares, a los rangos resultantes del corto plazo.

PERIODO	SIN CONSIDERAR AHORRO ENERGÉTICO					
	MODERADO		OPTIMISTA (ALTO )		PESISMISTA (BAJO)	
	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA
CORTO PLAZO (2010-2013)	6.19%	4.17%	6.35%	4.33%	6.01%	4.00%
LARGO PLAZO (2014-2024)	5.79%	5.78%	5.89%	5.88%	5.79%	5.79%
ANALISIS (2010-2024)	5.93%	5.35%	6.05%	5.46%	5.90%	5.31%

**Tabla 1.1**

Lo inédito en el Pronóstico de Demanda 2010-2024, es la incorporación de la carga futura de magnos proyectos de infraestructura, por parte del Estado, a partir del año 2013, en donde destacan el Proyecto integral de Saneamiento de la Bahía de Panamá y la construcción de un sistema de transporte masivo para la Capital del País, “El Metro”, adicional a otros nuevos proyectos estatales, en vías de realización, para su desarrollo dentro del periodo de análisis.<sup>3</sup>

<sup>3</sup> Construcción de la nueva Ciudad Gubernamental, Fases de expansión de la Cinta Costera de la Ciudad de Panamá, construcción de la fase final de la Autopista Panamá Colon (Santa Rita – Colón), y otras obras propuestas a nivel de perfil.





### 1.3. METODOLOGÍA Y ALCANCE

Estimar la demanda futura de energía eléctrica es una tarea compleja que requiere el análisis detallado de múltiples factores que inciden en su comportamiento. Todas las metodologías coinciden en que la evolución de la población, de la actividad económica y de los precios son los factores más significativos que afectan la demanda de energía eléctrica, los cuales, de alguna manera, son producto de los procesos tecnológicos y la situación socioeconómica y política.

Existen básicamente dos métodos para pronosticar demandas de energía eléctrica (analíticos y econométricos). Todos los métodos requieren información histórica estadística, cuyo proceso de recolección y análisis es fundamental en el proceso proyección.

Los modelos econométricos, generalmente de regresión múltiple, se basan en una función estadística de correlación de una variable aleatoria dependiente, explicada o endógena, respecto a varias variables aleatorias independientes, explicativas o exógenas. En este caso, se correlaciona el volumen de ventas de energía eléctrica con variables socioeconómicas.

Los modelos analíticos se basan en los análisis de carga, mediante los cuales se pronostica la demanda de energía eléctrica para cada tipo de consumidor, en función de su carga eléctrica instalada y del factor de uso de dicha carga. En el caso residencial, por ejemplo, se determina, mediante encuestas, los tipos y la cantidad de electrodomésticos usados en una vivienda típica rural y urbana, y de forma indirecta se estima el consumo de energía eléctrica.

Este método estadístico implica encuestas y análisis de información detallada, generalmente no disponible con la periodicidad requerida para proyecciones. Por ejemplo, la “Encuesta de Hogares”, realizada por el Instituto Nacional de Estadísticas y Censo (INEC), adscrito a la Contraloría General de la República (CGR), la cual es realizada cada 10 años. Este tipo de modelo es preferido por las empresas de distribución y comercialización, ya que el conocimiento de las características de sus clientes es primordial para el manejo de la demanda a ese nivel.

En cambio, ETESA como transportador utiliza un modelo econométrico desarrollado específicamente por PREEICA para el sistema eléctrico nacional, con el fin de pronosticar la demanda agregada de energía eléctrica, basada en la disponibilidad anual de información histórica del Producto Interno Bruto (PIB) y otras variables socioeconómicas en conjunto con las proyecciones de población elaboradas por el INEC; y el volumen de ventas de energía eléctrica, recopilado por la Comisión de Política Económica (COPE)<sup>4</sup>, la ASEP y/o las distribuidoras.

<sup>4</sup> Con la Ley 52 del 30 de julio de 2008, las funciones de la COPE serán parte de la Secretaría de Energía.



Adicionalmente, como se puede apreciar en la evaluación de los pronósticos elaborados en los años 2005-2007, el modelo indica una capacidad predictiva con un nivel de confianza promedio de 98%. Para los años 2008- 2009 este nivel de confianza ha disminuido a un promedio no menor de 96%. Parámetro de confianza aceptable para el corto plazo, lo cual permite calificar esta predicción entre bueno y excelente. El largo plazo de las proyecciones se constituye en una aproximación de múltiples probabilidades.

### 1.3.1. FUNDAMENTOS TEÓRICOS.

La regresión lineal múltiple se puede definir como una función estadística de dependencia lineal entre una variable aleatoria dependiente, explicada o endógena (Y) y varias variables aleatorias independientes, explicativas o exógenas (X).

$$Y = f_{\text{Lineal}}(X) = X \beta$$

Y= Variable explicada

X= Variable explicativa

$\beta$  = Parámetros de regresión.

Para desarrollar el modelo de regresión lineal múltiple, utilizado en estas proyecciones, se siguieron seis pasos generales. En primer lugar, se establecieron las hipótesis estadísticas que se quieren aceptar o rechazar, consistentes con la realidad panameña y la disponibilidad de información. En el segundo paso, se tradujeron estas hipótesis en un modelo matemático de regresión lineal múltiple, con notación matricial de variables explicadas, explicativas y se calcularon los parámetros de regresión respectivos.<sup>5</sup> En tercer lugar, se realizaron pruebas estadísticas de bondad de ajuste. Finalmente, se pronosticaron las variables explicativas y se calcularon las proyecciones de las variables explicadas. En el Anexo 1 se presentan los detalles metodológicos de cada paso.

Siguiendo el método de análisis de regresión lineal de los programas estadísticos E-VIEWS 4.1 y XLSTAT-Pro 6.1.9, se seleccionaron los siguientes cinco criterios estadísticos para verificar la bondad de ajuste de cada modelo de regresión lineal múltiple:

Correlación de variables: El coeficiente de correlación ( $R^2$ ) mide el porcentaje del cambio de una variable dependiente explicado por el cambio de las variables independientes, a través de un modelo de regresión lineal múltiple. Entre más cercano a uno mejor es el ajuste. El coeficiente de

<sup>5</sup> Variable **explicativa** o independiente es aquella que es manipulada por el investigador con el objeto de estudiar como incide sobre la variable dependiente o **explicada**.



correlación ajustado ( $R^2_{adj}$ ) es menor pero más realista, pues tiene en cuenta el número de variables explicativas. PREEICA seleccionó los modelos de regresión lineal múltiple cuyo coeficiente de correlación ajustado es mayor o igual a 90%.

$$90\% \leq R^2_{adj} \leq 100\%$$

Autocorrelación de observaciones: El coeficiente de auto correlación Durbin-Watson (d) mide el grado de correlación entre los residuos de observaciones sucesivas. Si es cercano a dos no hay autocorrelación, si es cercano a cero o cuatro hay autocorrelación positiva o negativa respectivamente. PREEICA seleccionó los modelos de regresión lineal múltiple cuyo coeficiente de autocorrelación Durbin-Watson se encuentra entre dos valores críticos, calculados para un nivel de confianza mayor o igual 90%.

$$d_U < d < 4 - d_U \quad 1 - \alpha \geq 90\%$$

Distribución normal de residuos: Los modelos de regresión lineal se fundamentan en el principio de que los residuos tienen una distribución normal, con un valor esperado de cero. En otras palabras, las diferencias entre los valores reales y los valores estimados deben depender exclusivamente de factores aleatorios. Para este fin, se usa el estadístico Jarque Bera ( $\chi$ ) el cual mide el ajuste normal de los residuos de regresión. PREEICA seleccionó los modelos de regresión lineal múltiple cuyo estadístico Jarque Bera ( $\chi$ ) es superior a un valor crítico, calculado para un nivel de confianza mayor o igual a 90%.

$$\chi > \chi_\alpha \text{ o } P(\chi_\alpha > \chi) \leq 1 - \alpha \quad 1 - \alpha \geq 90\%$$

Prueba estadística colectiva: La prueba estadística colectiva, también denominada análisis de varianzas (ANOVA), verifica que los estimadores de un modelo de regresión lineal múltiple no sean simultáneamente nulos. En otras palabras, esta prueba verifica que las variables explicativas sean simultáneamente relevantes dentro de un modelo de regresión. PREEICA seleccionó los modelos de regresión lineal múltiple cuyo estadístico F es superior a un valor crítico, calculado para un nivel de confianza mayor o igual a 90%.

$$F > F_\alpha \text{ o } P(F_\alpha > F) \leq 1 - \alpha \quad 1 - \alpha \geq 90\%$$

Prueba estadística individual: La prueba estadística individual, también denominada pruebas de intervalos de confianza, verifica que el estimador de una variable explicativa no sea nulo. En otras palabras, esta prueba verifica que cada variable explicativa sea relevante dentro de un modelo de regresión lineal múltiple. PREEICA seleccionó los modelos de regresión lineal múltiple cuyo estadístico t-student, se encuentra entre dos valores críticos, calculados para un nivel de confianza mayor o igual a 90%.



$$-t_{\alpha/2} < t < t_{\alpha/2} \text{ o } P(t_{\alpha/2} > |t|) \leq 1 - \alpha \quad 1 - \alpha \geq 90\%$$

Teniendo en cuenta estos cinco criterios o pruebas estadísticas de bondad de ajuste, se elaboraron los modelos de regresión lineal múltiple, que mejor explican las ventas históricas de energía eléctrica, en los sectores de consumo residencial, comercial, industrial y oficial.

En el Anexo 2 se presentan las tablas de bondad de ajuste y los modelos sectoriales de regresión lineal múltiple, los cuales se describen a continuación.

### **Sector Residencial:**

Para la proyección del consumo del Sector Residencial se seleccionó un modelo de regresión lineal múltiple que correlaciona las ventas de energía eléctrica en el sector residencial con la población urbana y rural de Panamá.<sup>6</sup>

$$GWHRES(T) = 0.9703 \times GWHRES(T-1) + 0.1194 \times POBURB(T) - 0.1868 \times POBRUR(T) + 99.0955$$

Con un nivel de confianza de 89%, se puede afirmar que las ventas de energía eléctrica en el sector residencial para el año  $t$   $GWHRES(t)$  son directamente proporcionales a las ventas de energía eléctrica del año anterior  $GWHRES(t-1)$  y a la población urbana del mismo año  $POBURB(t)$ , e inversamente proporcional a la población rural del mismo año  $POBRUR(t)$ . Este modelo de regresión lineal múltiple cumple con los cinco criterios o pruebas estadísticas de bondad de ajuste.

El precio ponderado real de la energía eléctrica, a la fecha no es relevante, debido a la inelasticidad del consumo de este sector, respecto al precio promedio histórico. Es importante señalar que, durante los últimos años (2002-2008), los precios pagados por los consumidores eléctricos de Panamá han recibido subsidios. Dichos subsidios se convierten en un elemento adicional que distorsiona los análisis de la conducta de los consumidores, respecto a los precios reales de la energía eléctrica.

<sup>6</sup> Como ejemplo se mostrara la ecuación correspondiente al sector residencial del escenario moderado, al igual que en los otros sectores.

**Sector Comercial:**

Para el sector comercial, se seleccionó un modelo de regresión lineal múltiple que correlaciona las ventas de energía eléctrica en el sector comercial con el PIB real representativo de dicho sector y el precio ponderado real de la energía eléctrica en Panamá. El PIB representativo del sector comercial incluye las actividades de “comercio al por mayor y al por menor” y los “hoteles y restaurantes”. Podrían incluirse otras actividades como las “inmobiliarias, empresariales y alquiler”, así como la “enseñanza privada”.

$$\text{GWHCOM}(T) = 0.9653 \times \text{GWHCOM}(T-1) + 0.1357 \times \text{PIBCOM}(T) - 15.9818 \times \text{PRETOT}(T) + 107.1580$$

Con un nivel de confianza de 90%, se puede afirmar que las ventas de energía eléctrica en el sector comercial para el año  $t$   $\text{GWHCOM}(t)$  son directamente proporcionales a las ventas de energía eléctrica del año anterior  $\text{GWHCOM}(t-1)$  y al PIB real representativo del sector comercial en el mismo año  $\text{PIBCOM}(t)$ , e inversamente proporcional al precio ponderado real de la energía eléctrica del mismo año  $\text{PRETOT}(t)$ . Este modelo de regresión lineal múltiple cumple con los cinco criterios o pruebas estadísticas de bondad de ajuste.

**Sector Industrial:**

El sector Industrial depende del desarrollo económico del sector manufacturero, así como de su sustitución por otras actividades económicas, tales como el comercio, la banca, la construcción, el transporte y las comunicaciones.

Teniendo en cuenta esta influencia, se seleccionó un modelo de regresión lineal múltiple que correlaciona las ventas de energía eléctrica en el sector industrial con el PIB real del sector manufacturero y un PIB real agregado de los siguientes sectores secundarios sustitutos: “comercio al por mayor y al por menor”; “hoteles y restaurantes”; “construcción”; “transporte, almacenamiento y comunicaciones”; y “servicios de intermediación financiera”.

$$\text{GWHIND}(T) = 0.4917 \times \text{GWHIND}(T-1) + 0.5807 \times \text{PIBMAN}(T) - 0.0076 \times \text{PIBSUB}(T) - 141.6821$$

Con un nivel de confianza de 90%, se puede afirmar que las ventas de energía eléctrica en el sector industrial para el año  $t$   $\text{GWHIND}(t)$  son directamente proporcionales a las ventas de energía eléctrica del año anterior  $\text{GWHIND}(t-1)$  y al PIB real del sector manufacturero en el mismo año  $\text{PIBMAN}(t)$ , e inversamente proporcional al PIB real de los sectores sustitutos en el mismo año  $\text{PIBSUB}(t)$ . Este modelo de regresión lineal



múltiple cumple con cuatro de los cinco criterios o pruebas estadísticas de bondad de ajuste.

**Sector Oficial:**

Finalmente, para el Sector de Consumo Oficial, se seleccionó un modelo de regresión lineal múltiple que correlaciona las ventas de energía eléctrica en el sector oficial, con el PIB real de Panamá:

$$\text{GWHOFI}(T) = 0.9118 \times \text{GWHOFI}(T-1) + 0.0074 \times \text{PIBREA}(T-1) - 6.7495$$

Con un nivel de confianza de 90%, se puede afirmar que las ventas de energía eléctrica en el sector oficial, para el año  $t$   $\text{GWHOFI}(t)$ , son directamente proporcionales a las ventas de energía eléctrica del año anterior  $\text{GWHOFI}(t-1)$  y al PIB real del año anterior  $\text{PIBREA}(t-1)$ . Este modelo de regresión lineal múltiple cumple con los cinco criterios o pruebas estadísticas de bondad de ajuste.



### 1.3.2. EVALUACIÓN DE PRONÓSTICOS ANTERIORES (2006-2009)

Con el objetivo de validar la capacidad predictiva del modelo de pronóstico de demanda utilizado, se desarrollo en el plan de expansión del periodo 2007-2021 un análisis comparativo de la proyección del consumo del año 2006, frente a los resultados reales preliminares del mismo año. Las conclusiones fueron que el modelo se desvió en -1.5% de las cifras preliminares de consumo (menores en 130 GWh), así como de una desviación de 1%, en cuanto al parámetro de DMG. Pero, luego de documentadas por la COPE las cifras reales del periodo 2006, mostraron una desviación de solo 75 GWh para un factor de desviación de solo -1.2% y una desviación en demanda máxima de menos del 1%.

En el desarrollo de este análisis, se verifico que los consumos asentados en el subsector “Bloque”, como “Grandes Clientes” desde el año 2001,<sup>7</sup> correspondían a volúmenes de consumo que habían migrado del sector industrial, transformándose los mismos en “Grandes Clientes”.<sup>8</sup> Dado que las diferencias de los sectores “Industrial” y “Bloque” fueron de magnitudes similares inversas (Ejemplo: -54.4 vs 52.4 GWh, del Escenario Optimista), se evidencia esta particular migración del consumo nacional.

En consideración que el modelo de predicción de PREEICA es un modelo de regresión lineal, este cambio en el registro de los consumos introducía distorsiones a las proyecciones de los consumos Industrial y Bloque. Por consiguiente, se procedió a partir de esta fecha, reubicar este incremento del consumo de bloque, en el Plan 2007-2021, como parte del consumo industrial. Este ajuste incrementa la diferencia del modelo con los datos preliminares registrados a la industria, señalando más claramente la tendencia errática de este sector, correspondiente a las propias características de la industria nacional.

Un análisis más exhaustivo realizado durante la elaboración de los Pronósticos subsiguientes, evidencia que hasta el 2004, los grandes clientes correspondieron en un 100% a consumos de tipo industrial, reduciéndose paulatinamente 95.3, 70.9, 68.3, 67 y 48%, respectivamente del año 2005 a 2009. La siguiente tabla, Tabla 1.2 muestra la evolución del consumo de los Grandes Clientes.

Por lo cual era incorrecto metodológicamente asignar todo el consumo de Bloque al sector industrial. Por consiguiente a partir del Pronóstico 2010-2024 se distribuirán los consumos de los grandes clientes, sectorialmente de acuerdo a la función principal a que se dediquen los grandes clientes.

<sup>7</sup> PROPUESTA DE MODIFICACIÓN AL RÉGIMEN TARIFARIO DEL SERVICIO PÚBLICO DE TRANSMISIÓN DE ELECTRICIDAD. ANEXO A DE LA RESOLUCIÓN No. JD-3233. Del 1º de julio de 2001 – 30 de junio de 2005.

<sup>8</sup> En primera instancia los “Grandes Clientes” durante el periodo 2001-2006 correspondían a CEMEX, Cemento Panamá, y empresas de Grupo MELO.





**CONSUMO GRAN CLIENTE**  
**ANUAL 2001 - 2010 POR MES**  
**EN MWh**

AÑOS	CONSUMO POR TIPO						CONSUMO TOTAL GRAN CLIENTE		PARTICIPACION		
	INDUSTRIAL		COMERCIAL		BLOQUE		CANTIDAD (MAX Anual)	CONSUMO TOTAL	IND	COMERCIAL	BLOQUE
	CANTIDAD (MAX Anual)	TOTAL	CANTIDAD (MAX Anual)	TOTAL	CANTIDAD (MAX Anual)	TOTAL					
2001	2	50,196.7					2	50,196.7	100.0%		
2002	2	70,784.1					2	70,784.1	100.0%		
2003	2	74,372.9					2	74,372.9	100.0%		
2004	7	98,610.0					7	98,610.0	100.0%		
2005	7	83,188.0	2	1,649.0			9	84,837.0	98.1%	1.9%	
2006	5	34,267.0	3	14,039.0			8	48,306.0	70.9%	29.1%	
2007	1	35,211.0	3	16,310.0			4	51,521.0	68.3%	31.7%	
2008	1	36,343.0	3	17,903.0			4	54,246.0	67.0%	33.0%	
2009	1	36,848.2	8	20,481.0	3	23,112.6	12	80,441.8	45.8%	25.5%	28.7%
2010	2	100,210.6	8	18,499.8	2	43,880.6	12	162,591.0	61.6%	11.4%	27.0%
<b>TOTAL</b>		<b>620,031.5</b>		<b>88,881.8</b>		<b>66,993.2</b>		<b>775,906.5</b>	<b>79.9%</b>	<b>11.5%</b>	<b>8.6%</b>

(\*) A partir del mes de octubre de 2009 el ítem comercial Ricamar corresponde a a la totalidad de los puntos de entrega o Grandes Clientes que corresponden a varios Supermercados de la Cadena 99 :  
S99 Los Andes, S99 La Cabima, S99 El Dorado, S99 Puerto Escondido, S99 Los Pueblos, S99 Ricamar

**Tabla 1.2**

Continuando con esta validación, se revisaron los pronósticos de los planes del año 2005 a la fecha, con el fin de verificar la bondad de la previsión del modelo diseñado por PREEICA, en el respectivo plan de expansión de cada año. Fecha inicial del periodo, que por instrucciones del Regulador, fue necesario que ETESA presentara anualmente su propio pronóstico de la demanda, que se complemente con el Informe Indicativo de la Demanda, elaborado por el CND. Como resultado, hasta el año 2007, los resultados históricos reales con respecto a las proyecciones anuales del modelo muestran en promedio desvíos menores a 3%.

Con respecto al pronóstico 2008-2022, el desvío promedio del escenario Moderado y Optimista, con las cifras preliminares del año 2008 se cuantificaron en 295 GWh, un 4.6% para la energía y 1.6% para la DMG. Pero al compararlo con las cifras reales documentadas el desvío de la energía llegó a 454 GWh o sea un 7.3%. Este desvío documentado se focalizaba en el monto de pérdidas global del sistema, registrado en una cantidad de 777 GWh, lo que resultaba en una diferencia promedio de más de 200 GWh, una caída considerable con respecto a los registros de pérdidas de los últimos años.

Esta fuerte reducción en el rubro de pérdidas totales del sistema, para el año 2008 requería de un análisis adicional, lo cual se evidenció en el presente en una corrección apreciable, a 924.3 GWh.<sup>9</sup> Con lo cual el desvío ajustado en el consumo eléctrico global se modificó a 4.8 %

<sup>9</sup> El error consistía, en la consideración que se tomó como exportación el saldo del intercambio del sistema (-73.4 GWh), en vez que la misma era realmente de importación de energía (73.4





De lo que se deduce, que el modelo de demanda PREEICA, presenta desviaciones importantes de las proyecciones de consumo, residencial, perdidas y en el global, con respecto a los datos reales registrados para los años 2008 y 2009.

En el cuadro de la página siguiente se presenta el cuadro de la validación utilizado, en el cual se comparan los estimados de pronósticos de los consumos sectoriales, del primer año del Pronóstico del Modelo de PREEICA del año anterior, con los resultados preliminares del año en curso en primera instancia y en segunda instancia cuando se obtienen los registros reales.

Como ejemplo, para el primer año de proyección del Plan de Expansión 2009-2023. También se presentaron las diferencias, nominales y porcentuales, respecto a los datos reales preliminares del año 2009. Los cuales se encontraban compendiados algunos hasta el mes de octubre y otros datos solo presentan cifras hasta el primer semestre del año en curso. Para lo cual se proyectan los meses restantes del año de acuerdo al comportamiento promedio de los consumos de estos meses en los últimos cinco años.

VARIABLE	CONSUMO 2009 (GWh)		
	PROYECCIÓN		2009 (R)
	ESCENARIO MODERADO	ESCENARIO OPTIMISTA	
Residencial	1,472.8	1,472.6	1,801.9
Comercial	2,596.5	2,602.2	2,482.5
Industrial	551.1	555.9	562.1
Oficial	769.2	771.3	732.2
Alumbrado	133.8	134.1	128.5
Autoconsumo	6.0	6.0	4.8
Bloque	204.4	208.2	23.1
Otros	9.1	9.1	2.9
Pérdidas	1,025.9	1,028.2	1,015.7
<b>TOTAL</b>	<b>6,768.8</b>	<b>6,787.6</b>	<b>6,753.7</b>
<b>DMG (MW)</b>	<b>1,111.8</b>	<b>1,114.9</b>	<b>1,154.0</b>

DESVIACION (Proyecciones menos registro Real)

VARIABLE	ESCENARIO MODERADO		ESCENARIO ALTO	
	GWh	%	GWh	%
Residencial	-329.1	-18.3%	-329.3	-18.3%
Comercial	114.0	4.6%	119.7	4.8%
Industrial	-11.0	-2.0%	-54.4	-9.7%
Oficial	37.0	5.1%	39.1	5.3%
Alumbrado	5.3	4.1%	5.6	4.4%
Autoconsumo	1.2	25.0%	1.2	25.0%
Bloque	181.3	785%	185.1	801.2%
Otros	6.2	213.8%	6.2	213.8%
Pérdidas	10.2	1.0%	12.5	1.2%
<b>TOTAL</b>	<b>15.1</b>	<b>0.2%</b>	<b>33.9</b>	<b>0.5%</b>
<b>DMG (MW)</b>	<b>-42.2</b>	<b>-3.7%</b>	<b>-39.1</b>	<b>-3.4%</b>

PROMEDIOS	
GWh	%
-329.2	-18.3%
116.8	4.7%
-32.7	-5.8%
38.1	5.2%
5.5	4.2%
1.2	25.0%
183.2	792.9%
6.2	213.8%
11.4	1.1%
24.5	0.36%
-40.7	-3.52%

GWh), durante el año 2008.



Como resultado de este ejercicio se infiere lo siguiente:

- a) La desviación del modelo, en el estimado del consumo global de energía, para el año 2009, es de solo 24.5 GWh lo cual representa un desvío promedio de solo 0.4%.
- b) El estimado de de DMG del pronóstico se queda corto en 41 MW al registro máximo del año de 1154.<sup>10</sup> La desviación porcentual es de -3.5%.
- c) Con respecto a las desviaciones sectoriales, los resultados fueron muy significativos en magnitud, en donde se destacan los sectores de consumo Residencial, Bloque y Comercial, en ese mismo orden. Aunque los desvíos fueron de sentido contrario entre sí, con los cual a nivel global se compensaron los efectos.
- d) La desviación con mayor peso significativo, fue el sector Residencial, que en el Escenario de Ahorro, recomendado en nuestro Plan de Expansión anterior, en consideración a la Campaña de Sustitución de los Bombillos Ineficientes, iniciada noviembre del 2008, preveía una disminución significativa del consumo del sector. Por lo cual se le aplico una disminución conservadora de 216 GWh al sector, para fijar su estimado en el año 2009 en 1,472.8 GWh, volumen de consumo superado por creces por los registros del año 2009, los cuales alcanzaron 1,802 GWh.<sup>11</sup> Lo que sugiere un mayor análisis de los resultados reales de la llamada “Operación Bombillo”. Esta situación será analizado en detalle en el Acápite 1.6.
- e) La variación de 183 GWh en el sector de consumo de Bloque se origina en el atraso de la Integración de la Provincia de Bocas del Toro al SIN, ya que se esperaba que la L/T Fortuna Changuinola estuviera en total operación desde octubre de del 2008. Adicionalmente no se cumplieron las iniciales expectativas de consumo del gran cliente de PTP, presentadas a su solicitud de conexión al SIN.<sup>12</sup>
- f) El registro de consumo del sector comercial tuvo esta vez una desviación significativa con respecto al previsto por el modelo de regresión múltiple, dado que sus actividades componentes están expuestas al entorno internacional y tuvieron correspondencia directa con la crisis global

<sup>10</sup> Reporte Diario de Operación del CND, del 4 de diciembre del 2009.

<sup>11</sup> Las expectativas del Programa de Sustitución de Bombillos a sus inicios eran muy optimistas, dados sus resultados recientes en otros sistemas eléctricos. Los estimados de consumo para esa fecha, previstos por la Secretaria de Energía y el ejecutor del Programa de Sustitución de Bombillos eran de mayor impacto sobre el sector residencial. En un escenario alternativo “Sin Ahorro”, para el año 2009, el consumo previsto para el sector residencial era de 1689.1 GWh, casi un 15 % superior al estimado sugerido en el plan y un 6% inferior al registro real alcanzado en el año.

<sup>12</sup> La S/E Changuinola estuvo operativa desde el mes marzo de 2009. Pero, debido a restricciones técnica de conexión, BOFCO no se integro al sistema hasta el mes de septiembre, con un consumo mensual promedio sobre los 5.5 GWh. Con respecto a PTP, por acciones de índole operativas propias de la industria tuvo un consumo variable desde el mes de abril, con un consumo promedio mensual de 0.5 GWh variable operación de PTP.



financiera- comercial que asolo el comercio mundial desde el tercer trimestre del año 2008.

- g) Los otros sectores de consumo estuvieron dentro de las expectativas del pronóstico.
- h) En el caso específico del consumo consolidado del sector industrial en conjunto con los Grandes Clientes, no presenta aun señales claras de su rumbo o destino, Con una recesión en el periodo 2001-2005, dio un giro sumamente positivo en el periodo 2005-2006 y un periodo de crecimiento levemente estable durante 2006-2008. Se preveía recesión del sector en el año 2009 (- 0.9%), en cambio el sector registro un crecimiento interanual de 8.1 %. Estas irregularidades del sector dificultan señalar con grados aceptables de confianza, una tendencia en el futuro inmediato.
- i) Los cambios en los principales sectores de consumo son derivados de la cambiante economía del País, que en los últimos cuatro años ha mantenido un crecimiento sostenido de 8.7 % del PIB. Se presenta este año, en un entorno de crisis económica- financiera global, en la cual la mayor parte de los países del orbe no tuvieron tasas de crecimiento positivas y Panamá logro crecimiento 2.4 %, débil si se comparan con los resultados alcanzados desde el año 2004.
- j) Con respecto al item de consumo “Pérdidas”, que al igual que en el año 2008 y 2009 se presentaban desviaciones con peso significativos, dado que se indicaban diferencias con respecto a los parámetros de la regresión. Los cuales no eran correspondientes con los valores de pérdidas registrados en los últimos años. Para la presente validación se corrigió por parte de la SNE, un error de registro en el año 2008.

En esa consideración, presentamos seguidamente resumidas las desviaciones de los resultados del modelo utilizado, en estos últimos años para la proyección de la demanda en el plazo inmediato. En el cual se compara el consumo proyectado del año inmediato versus los registros reales alcanzados, en magnitud y porcentual.

## EVALUACION PREDICTIVA DEL MODELO

AÑOS 2005 -2009

CATEGORIA	DESVIACION DEL MODELO				
	2005 ( REAL)	2006 ( REAL)	2007 ( REAL)	2008 ( REAL)	2009 (REAL)
ENERGIA TOTAL (GWh)	-198.9	-73.8	-37.6	307.5	24.5
DEMANDA MAXIMA (MW)	-23.0	8.9	-5.0	16.5	-40.7

Tabla 1.3



En términos generales, se observa que la capacidad predictiva del modelo para los años 2005 al 2007, mantuvo un nivel de confianza promedio de aproximadamente no menor de 98%.

Referente a los registros del año 2008 y del año 2009, la dispersión de los resultados fue mayor. Las desviaciones presentadas con respecto a los pronósticos de ETESA del año 2008 fueron de aproximadamente 5 % en energía y de menos de 2% en potencia. Con respecto a la desviación del año 2009 en energía es de 0.4 % y de casi - 4% en DMG.

### EVALUACION PREDICTIVA DEL MODELO AÑOS 2005 -2009

CATEGORIA	DESVIACION DEL MODELO (%)				
	2005 ( REAL)	2006 ( REAL)	2007 ( REAL)	2008 ( REAL)	2009 (REAL)
ENERGIA TOTAL	-3.48%	-1.26%	-0.54%	4.81%	0.36%
DEMANDA MAXIMA	-2.43%	0.93%	-0.50%	1.55%	-3.52%

**Tabla 1.4**

Estas desviaciones obedecen a principalmente a cambios coyunturales, del consumo residencial y comercial, en respuesta a la exposición económica ante situaciones de crisis internacional, más que a elementos combinados de índole nacional, que impliquen cambios estructurales en el consumo de electricidad nacional.

Aun con las presentes desviaciones de las proyecciones ante los registros reales del consumo eléctrico sectorial, podemos considerar que la capacidad de predicción del modelo de regresión múltiple utilizado en las proyecciones de demanda, se puede calificar de aceptable.

#### 1.3.3. CAMBIOS EN EL MODELO ORIGINAL.

Producto de la valuación de la capacidad de predicción del pronóstico de demanda elaborado en el año 2006-2020, frente al consumo preliminar del 2006 y las observaciones de la ASEP, ETESA se determinó la necesidad de ajustar el modelo a partir del Plan 2007-2021, en los siguientes aspectos:

2. El consumo de Grandes Clientes se sumó al Consumo Industrial. En el modelo del Plan 2006, el consumo de Grandes Clientes estaba ubicado en la categoría “Bloque”, aunque, dichos clientes eran en su mayoría industrias. Por otra



parte, el PIB de la Manufactura, variable explicativa del consumo industrial, no dispone de datos, para ajustarlo, con descuento del valor agregado producido por los “Grandes Clientes”.

Adicionalmente, el movimiento de activación de esta categoría de clientes y de la vuelta a clientes regulados introduce distorsiones a las proyecciones, para obtener una correlación por separado de la categoría Bloque (Grandes Clientes). En consecuencia, se decidió sumar estos dos grupos (Industria + Grandes Clientes), lo cual mejoró significativamente el nivel de la correlación del PIB Manufacturero, con el consumo de energía eléctrica del sector industrial.

La modificación de los componentes del consumo Bloque o “Grandes Clientes”, desde el inicio de esta modalidad en el consumo del año 2001, evidencio un cambio estructural en el consumo. Hasta el año 2004, los grandes clientes correspondieron en un 100% a consumos de tipo industrial, (cementeras y agroindustrias), reduciéndose paulatinamente su participación 95.3, 70.9, 68.3, 67 y 48%, respectivamente del año 2005 a 2009. Por lo cual era incorrecto metodológicamente asignar todo el consumo de Bloque al sector industrial.

Por consiguiente a partir del Pronostico 2010-2024 se asignaran los consumos de acuerdo a la función principal a que se dediquen los grandes clientes. En el año 2009 la estructura de los Grandes Clientes corresponde a Industrias 48%, Comercial 24% y Otro 28% (Integración Provincia de Bocas, BOFCO y PTP)

3. El Factor de Carga histórico (2001-2008) fue ajustado, calculándolo sin la DMG coincidente de la ACP, dado que la serie histórica adoptada de las estadísticas de COPE, contiene la demanda de energía asociada a la Autoridad del Canal de Panamá, mientras que la proyección de la demanda de energía eléctrica del país, a considerar en el Plan de Expansión, debe ser proyectada, sin los requerimientos asociados a las operaciones del Canal, debido a que dichos requerimientos son atendidos por la ACP.
4. Los pronósticos de los sectores Alumbrado Público, Autoconsumo y Otros, que en conjunto históricamente sólo representan 2.2% del consumo total, se mantienen con la misma participación estructural, debido a que no se ha encontrado una variable explicativa adecuada.
5. Se modificó el manejo de las tasas de crecimiento esperado del Producto Interno Bruto (PIB), del Valor Agregado de la Industria (PIBMAN) y de los precios de la Energía. En los estimados anteriores del modelo, las tasas de variación debían ser constantes a lo largo del horizonte de proyección. A partir del modelo del Plan 2007, se agregó una tabla, con las tasas de crecimiento anual esperadas, con el objetivo de modelar periodos y eventos especiales, como la ampliación del Canal.
6. La evolución de los precios de la energía eléctrica se desfazan un año, respecto al pronóstico del EIA-DOE, dado que el análisis histórico demostró sistemáticamente este comportamiento. Se asume que esta conducta, originada en el mecanismo de actualización semestral, establecida en el Régimen Tarifario de Distribución, prevalecerá, en el corto plazo, dado que



dicho mecanismo se mantiene en el régimen que entrará en vigencia en el año 2007. Los detalles se presentan en el análisis de la evolución reciente, acápite 4.2.2.

7. En el Pronóstico 2010-2024 se introduce la carga futura de Proyectos de Infraestructura, como el transporte masivo urbano metropolitano (METRO), el Proyecto de Saneamiento de la Bahía, Planta de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR). Los consumos de estos magnos proyectos de Estado serán asignados al sector de consumo Bloque por conveniencia metodológica y por ser altos consumos con características de Grandes Clientes.

#### **1.3.4. CAMBIOS FUTUROS EN EVALUACIÓN.**

ETESA mantiene un proceso de evaluación y búsqueda de nuevos modelos de proyección de demanda, que consideren más variables explicativas del consumo de energía eléctrica, en la proyección global y sectorial. Con el fin de satisfacer solicitudes, tanto de ASEP, como de los agentes.

Durante el año 2008 el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) financio una consultoría para la identificación de las herramientas de planeación de la transmisión eléctrica bajo incertidumbre, entre las cuales se incluye el proceso básico del pronóstico de la demanda.

Actualmente se continúan las evaluaciones de los resultados y precisión de los estimados de las proyecciones globales y sectoriales del Modelo PREEICA, para determinar las especificaciones que se requieren para desarrollar un nuevo modelo de predicción.

#### **1.3.5. ALCANCE DE LAS PROYECCIONES**

Las proyecciones de demanda requeridas para el planeamiento del Sistema Integrado Nacional, de acuerdo al Reglamento de Transmisión, se realizan con un horizonte de quince (15) años, correspondiendo, en este ejercicio, al periodo comprendido entre los años: 2010 y 2024.

El objetivo es proyectar el consumo nacional anual de energía eléctrica de la República de Panamá y la demanda máxima de generación asociada. Es importante aclarar que esta proyección excluye el autoconsumo de la Autoridad del Canal de Panamá (ACP) y los intercambios internacionales, (importación y exportación).

El horizonte histórico analizados consta de 38 años (1970 – 2008), periodo del cual se tabulan 80 variables de utilidad directa para los pronósticos, más otras 20 derivadas del primer grupo, para conformar una base de datos de 100 variables.



VARIABLES		DIRECTAS	INDIRECTAS	TOTAL	ESTRUCTURA
1	POBLACIÓN	4	3	7	7%
2	PRECIOS	1	2	3	3%
3	VALOR AGREGADO	57	12	69	69%
4	ELÉCTRICOS	18	3	21	21%
TOTAL		80	20	100	100%

**Tabla 1.5**

La base de datos está conformada por variables con series históricas adecuadas (mayores de 15 años) y posibilidades de actualización, para su continuidad. El listado detallado se presenta en la sección correspondiente a evolución reciente y perspectivas. (Acápite 1. 4)

En los últimos tres años se considero teóricamente razonable establecer solo dos contextos de proyección, para establecer una banda, dentro de la cual, se esperaba, se producirían los niveles de consumo real, un escenario conservador o “moderado” y un escenario de alto crecimiento u “optimista”. En el nuevo contexto de la situación económica global y sus efectos sobre entorno nacional en el corto y mediano plazo se decidió ampliar la banda del pronóstico. Por lo cual, desde el pronóstico anterior (2009-2023), se agregó el escenario bajo o pesimista.

- a) **Escenario Medio o Moderado:** con el objetivo de crear condiciones de crecimiento del consumo eléctrico conformes al contexto histórico, este escenario mantiene las tendencias de las variables explicativas, con una evolución conservadora; en consecuencia, estimándose un incremento del consumo de energía eléctrica, ligeramente superior al promedio histórico, dadas las evidencias de las recientes tendencias.
- b) **Escenario Alto u Optimista:** con el objetivo de visualizar un crecimiento alto del consumo eléctrico, respecto a los datos históricos, en este caso, se asumen cambios significativos de las variables explicativas, capaces de motivar incrementos del consumo de energía eléctrica superiores al promedio histórico, hasta un máximo razonable.
- c) **Escenario Bajo o Pesimista:** con el objetivo de considerar un cambio brusco de sentido en la tendencia de los últimos cuatro años de las variables de impacto, que produzcan disminuciones significativas en el consumo de energía eléctrica.

Respecto a la probabilidad de ocurrencia de los escenarios planteados, se podría afirmar que todos tienen igual posibilidad, dada la incertidumbre de las variables explicativas del modelo. Para matizar la probabilidad de ocurrencia de un escenario sobre los otros se requerirían de pronosticar los derroteros de





las variables socio-económicas que sustentan los escenarios, labor que trasciende los objetivos de este informe.

En el entorno internacional, las turbulencias financieras imperantes desde el año 2007 y a lo largo del presente año, crisis que comenzó en Estados Unidos también afectó el sector financiero de Europa y Asia, con sus efectos retardados a nivel global. Su dimensión e impacto sobre la economía mundial en el corto plazo aun son inciertos.

Sin embargo, dadas las incertidumbres de evolución de algunas variables en el corto y mediano plazo, el pronóstico medio tiene iguales posibilidades de ocurrencia. Consumos inferiores a los resultados del escenario moderado, originados en problemas bélicos internacionales o en catástrofes naturales regionales, por ejemplo, están fuera del alcance de estas proyecciones.

El escenario alto se fundamenta en el hecho, que a lo interno, Panamá se encuentra en una etapa de plena evolución y crecimiento económico sostenido.<sup>13</sup> Adicionalmente, se prevén en general favorables las condiciones socio políticas y económicas internas, basada principalmente en la ejecución de la ampliación del Canal de Panamá y otros megas proyectos de infraestructura en ejecución por el Estado.

En el escenario bajo o pesimista se contempla entre otras causas un alargamiento de la crisis internacional, más allá del periodo de dos años, lo que significaría que la actividad nacional más dinámica como es el Transporte, Almacenamiento y Comunicaciones, que explica más de un quinto de la economía nacional sufriría de un sostenido e importante des – aceleramiento. Lo cual sumado al efecto retardado de la crisis, en otras actividades influidas parcialmente por el estado de la economía mundial como son la Construcción, Hoteles y Restaurantes, la intermediación financiera, que en conjunto con la actividad de Transporte y Almacenamiento, explican la mitad del Producto Interno Bruto, definirían un des-aceleramiento total de los parámetros macroeconómicos.

#### **1.4. EVOLUCION RECIENTE Y PERSPECTIVAS DEL SECTOR ELECTRICO**

En esta sección se presenta la base de datos de referencia histórica del consumo eléctrico panameño y las variables explicativas asociadas al mismo. También, por considerarlo conceptualmente más apropiado, se presentan las perspectivas por grupo o sección de cada variable explicativa, para comprender las hipótesis de evolución.

---

<sup>13</sup> Como se ha mencionado anteriormente, la economía nacional se encuentra en una tendencia de crecimientos, aunque dado el entorno económico-comercial global este año el empuje económico ha desacelerado.





La base de datos incluye los indicadores estadísticos históricos anuales, correspondientes a los últimos 38 años (1970-2008); sin embargo, la descripción de la evolución, en la mayoría de los casos se circunscribe a los últimos 10 a 5 años, dado que corresponde al periodo de mayor influencia en las perspectivas.

Consecuentemente con el cronograma de trabajo para la elaboración de los “estudios básicos”, los datos del último año no están totalmente disponibles en las fuentes oficiales, en consecuencia se conforman con datos estadísticos mensuales disponibles de diferentes fuentes primarias (De los 6,8 ó 9 primeros meses del año en curso), en su mayoría preliminares a la fecha de cálculo de proyecciones (noviembre- diciembre de cada año); más estimaciones de los últimos meses, con base en promedios mensuales, lo cual conlleva a conformar un año base, de cierre, con posibles sub o sobre estimaciones.

A continuación se presenta un listado simplificado de la base de datos del modelo, con sus respectivas fuentes de información.



CANTIDAD	DESCRIPCIÓN	FUENTE	ESTRUCTURA			
<b>DATOS SOCIOECONÓMICOS</b>						
<b>POBLACIÓN</b>						
1	1 Población rural	Fórmula	79%			
2	2 Población rural masculina	CGR				
3	3 Población rural femenina					
4	4 Población urbana	Fórmula				
5	5 Población urbana masculina	CGR				
6	6 Población urbana femenina					
7	7 Población total	Fórmula		7	7%	
<b>PRECIOS</b>						
8	1 Inflación de Panamá	COPE	3	3%		
9	2 IPC anual de Panamá (1987 = 100)	Fórmula				
10	3 Precio ponderado real de energía eléctrica	Fórmula				
<b>VALOR AGREGADO (PIB)</b>						
11	1 Agricultura, silvicultura y caza	CONTRALORÍA GENERAL DE LA REPÚBLICA (CGR), TRES SERIES DE BASES DIFERENTES, (1970, 1982 Y 1996)	69	69%		
12	2 Pesca					
13	3 Explotación de minas y canteras					
14	4 Industria manufacturera					
15	5 Electricidad, gas y agua					
16	6 Construcción					
17	7 Comercio al por mayor y al por menor					
18	8 Hoteles y restaurantes					
19	9 Transporte, almacenamiento y comunicaciones					
20	10 Intermediación financiera					
21	11 Actividades inmobiliarias empresariales y alquiler					
22	12 Enseñanza privada					
23	13 Actividades de servicios sociales y de salud					
24	14 Otras actividades comunitarias, sociales y personales					
25	15 Servicio de intermediación financiera					
26	16 Productores de servicios gubernamentales					
27	17 Productores de servicios domésticos					
28	18 Derechos de importación e ITBM					
29	19 ITBM que grava las compras de los hogares					
30	20 Producto interno bruto del sector comercial					
31	21 Producto interno bruto del sector manufacturero					Fórmula
32	22 Producto interno bruto real según					
33	23 Producto interno bruto real de sectores sustitutos					
<b>DATOS DE CONSUMO DE ELECTRICIDAD</b>						
34	1 Facturación de energía eléctrica	IRHE 1970-1997 & ASEP 1998-2006	21	21%		
35	2 Factor de carga eléctrica	COMISIÓN DE POLÍTICA ECONÓMICA (COPE)				
36	3 Ventas de energía en alumbrado público					
37	4 Energía autoconsumida por distribuidoras					
38	5 Ventas de energía bloques independientes					
39	6 Generación bruta de energía eléctrica					
40	7 Ventas de energía en sector comercial					
41	8 Energía eléctrica disponible					
42	9 Ventas de energía en sector industrial					
43	10 Generación neta de energía eléctrica					
44	11 Ventas de energía en sector oficial					
45	12 Ventas de energía en otros sectores					
46	13 Pérdidas de energía eléctrica					Fórmula
47	14 Pérdidas no técnicas					COPE
48	15 Pérdidas técnicas en distribución					
49	16 Pérdidas técnicas en generación y transmisión					
50	17 Ventas de energía en sector residencial					
51	18 Ventas de energía en sectores básicos de consumo (residencial, comercial, industrial y oficial)					Fórmula
52	19 Ventas de energía eléctrica					
53	20 Demanda máxima de potencia eléctrica	COPE				
54	21 Potencia eléctrica instalada					
<b>TOTAL</b>			100	100%	100%	

Tabla 1.6

A continuación se describen algunos aspectos importantes de la evolución reciente de estos datos.

### 1.4.1. INDICADORES SOCIOECONÓMICOS

Los indicadores socioeconómicos se circunscriben a datos demográficos, inflación y actividad económica.



## Datos Demográficos

La Dirección Nacional de Estadística y Censo de la Contraloría General de la República de Panamá realiza, cada década, censos nacionales de población y vivienda, en cuyos datos se basan las proyecciones de población que se ajusta cada cinco años. El último censo, fue en el año 2000, cuando se llevó a cabo el Décimo Censo Nacional de Población y el Sexto Censo Nacional de Vivienda. Por su parte, el Centro Latinoamericano y Caribeño de Demografía (CELADE) publica en Internet (<http://www.cepal.org/estadisticas/>) las estimaciones y proyecciones de la población de Panamá desde 1950 hasta 2050, segregándolas en áreas urbanas y rurales. Integrando estas dos fuentes de información se conformó la base de datos demográfica de Panamá desde 1970-2008.

La población urbana se caracteriza por tener una tasa de crecimiento relativamente alta, producto del desplazamiento de población del área rural y de inmigrantes de otros países, que casi en su totalidad se asientan en el área metropolitana. (Eje del Canal)

Según la más reciente proyección, publicada por el Instituto de Estadísticas y Censo, la población total de la República, al 1 de julio de 2009, se estima en 3.45 millones de personas, de las cuales el 64.4% (2.22 millones de personas) habita áreas urbanas.<sup>14</sup> Vale destacar que la Provincia de Panamá, con más de 51% de la población total, posee el mayor porcentaje de residentes en su área urbana, con 90.6%, lo que representa 1,6 millones de personas, equivalentes al 71.8% de la población total urbana del país. Si a esta cantidad le agregamos la población urbana de la provincia de Colon, con lo cual se conforma la conocida “Región Metropolitana” más de ciento sesenta y seis mil habitantes urbanos, con lo cual esta zona territorial comprende a un 79.6% (4/5) de la población urbana del país.

Para el periodo comprendido entre los años 2006 y 2010, la Contraloría pronostica un crecimiento anual de 1.66%, sin considerar los impactos de inmigración motivados por la ampliación del canal, ni los nuevos proyectos de “turismo residencial”.

---

<sup>14</sup> Estimaciones y Proyecciones de la Población Total, Urbana- Rural en la República de Panamá, por Provincia, Comarca Indígena, según Sexo y Grupos de Edad: Años 2000-2010 Boletín N° 11, de marzo del 2007.

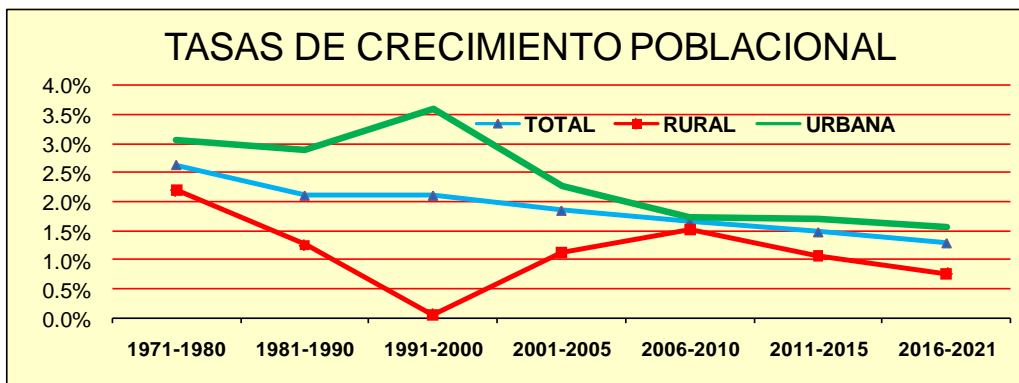


Figura 1.2

De acuerdo a dichas proyecciones, durante los 15 años del horizonte de planeamiento, (2009-2024), Panamá contará con un millón más de habitantes, aproximadamente, la mayoría de ellos, el 66%, habitando áreas urbanas. Estas proyecciones no consideran algunos eventos o condiciones recientes, que podrían incrementarlas.



Figura 1.3

Como se puede apreciar en la gráfica, la tendencia predominante es a profundizar la carga poblacional en las áreas urbanas. Este comportamiento obedece, tanto a la migración campo ciudad, como a los avances de urbanización, propios del desarrollo económico.

Adicional a los factores tradicionales considerados en las proyecciones de población, elaboradas por la Contraloría General de la República, tres grupos de



actividades en perspectivas, podrían propicia crecimientos de población no previstos:

- La ampliación del Canal. El impacto poblacional de esta actividad se esboza en la “Evaluación Socio-Económica del Programa de Ampliación de la Capacidad del Canal Mediante la Construcción del Tercer Juego de Esclusas<sup>15</sup>”
- Las actividades económicas y comerciales no tradicionales (mega puertos y astilleros entre otras). Aún no se dispone de información para medir este impacto.
- El “Turismo Residencial”. La construcción de edificios y conglomerados habitacionales destinados al “turismo residencial” de reciente promoción masiva, dispone de escasa información cuantitativa y abundante información cualitativa, de valor “condicional” para estimar el impacto poblacional, dado que la mayoría de ella es de carácter apreciativo de los promotores o grupos de interés. Los comentarios y afirmaciones provenientes de los empresarios de la construcción y los registros del comportamiento del Sector Construcción, evidenciado en las estadísticas del Índice Mensual de Actividad Económica (IMAE), publicado por la CGR, vislumbran un impacto significativo. La publicación del IMAE de Agosto/2006 afirma que *“El progresivo aumento del sector de la construcción, se reflejó en la demanda de insumos como el cemento y concreto premezclado... Este comportamiento se debió a los avances de las inversiones privadas, donde sobresalen proyectos residenciales, principalmente en la ciudad de Panamá, de igual forma, los proyectos destinados al turismo residencial, en la ciudad de Panamá, Coclé y Chiriquí...”* Los empresarios de la construcción afirman que el “boom” de la construcción en Panamá está destinado, en un 75% a la venta en el exterior<sup>16</sup>, especialmente en España.

El Informe Económico del Primer Semestre de 2006, publicado por el Ministerio de Economía y Finanzas, señala que *“En Panamá la actividad de la construcción atraviesa por una expansión (boom) sin precedentes que comenzó hace varios años y que no ha mostrado, hasta la fecha, señales de agotamiento. El mercado local está buscando atraer jubilados de los Estados Unidos, Canadá y Europa, especialmente españoles que están aprovechando las ventajas que se presentan con el cambio de moneda del euro al dólar, que les representa ahorros muy significativos al momento de comprar una propiedad...”* *“En total, hay más de 10 proyectos de edificios en construcción en Panamá que compiten entre los más altos de América Latina, con más de 50 pisos, y alrededor de 150 edificios más en*

<sup>15</sup> INDESA, abril de 2006. Consultado en la página Web de la Autoridad del Canal de Panamá. <http://www.acp.gob.pa/esp/plan/temas/ref-docs/>

<sup>16</sup> Revista Istmo, marzo/2006, Sección Rostros, Roberto Roy, constructor panameño, presidente de Ingeniería R&M. [www.revistaistmo.com/3-3/06-rostros.asp](http://www.revistaistmo.com/3-3/06-rostros.asp)



*construcción de menor envergadura que complementan la oferta de edificios en el mercado...*<sup>17</sup>

La cuantificación del impacto de complejos residenciales en el interior del país es más incierta, por falta de registros disponibles centralizados de permisos de construcción.

A pesar de la falta de información, para el escenario alto, se realizaron pronósticos, con los escasos datos disponibles, tales como el número de edificios en proyectos y los lugares de desarrollo residencial para extranjeros en Provincias Centrales, Chiriquí y Bocas del Toro, según las publicaciones en los medios de comunicación escrita local y el Informe Económico-Primer Semestre 2006, del Contralor. Adicionalmente, se asumió un promedio estimado de residencias por edificios o lugar poblado, y un porcentaje de ocupación anual, para calcular el impacto en el horizonte. Las hipótesis adoptadas se consideran conservadoras, frente a las expectativas generalizadas. El detalle de cálculos se presenta en el Anexo 3, cuadros No. 1, 2, 3 y 4.

Para el escenario pesimista se considero, que a menos se escenifiquen procesos catastróficos de envergaduras como guerras prolongadas, pandemias localizadas en el país, en consideración a criterios conservadores, los parámetros de población no serán menores a los indicados en el escenario moderado. A continuación se presenta un resumen comparativo de las tasas de la proyección de la Contraloría, utilizadas para el pronóstico moderado, frente a las tasas de crecimiento poblacional optimista, considerando los impactos inmigratorios de las actividades antes descritas.

#### TASAS ANUALES ACUMULATIVAS, SEGÚN ESCENARIOS

PERIODOS	MODERADO	OPTIMISTA	PESIMISTA
2007-2010	1.60%	2.31%	1.60%
2011-2015	1.46%	1.72%	1.46%
2016-2021	1.28%	1.23%	1.28%
2007-2023	1.42%	1.70%	1.42%

**Tabla 1.7**

### Inflación

Hasta mediados del 2004, la paridad del Balboa con respecto al dólar norteamericano, le había permitido a Panamá mantener una baja inflación. Históricamente este indicador había fluctuado alrededor del 1%. Registrándose en los últimos 20 años (1985-2005), un crecimiento promedio de 1.1% anual. En cambio, en correspondencia al periodo de crecimiento sostenido que el país tuvo

<sup>17</sup> Ministerio de Economía y Finanzas, Informe Económico del Primer Semestre de 2006, Págs. 37 y 38. <http://www.mef.gob.pa/informes/Inf.%20Eco.%20Primer%20Semestre%202006.pdf>



en los últimos cinco años (2004-2008)<sup>18</sup> se manifiesta una tasa promedio anual de 4.6%, dígitos solo alcanzados tan atrás en el tiempo, como el año 1982.

El estimado de inflación promedio anual para todo el 2008 fue de 8.7%, parámetro máximo en un periodo de más de 25 años, impulsado principalmente por el incremento sostenido de ese año de los combustibles y sus derivados. Este registro solo es superado por máximos de la serie correspondientes a los años 1979-1981, entronizados dentro de la anterior crisis económica mundial, provocada también, por el fuerte incremento de los precios del crudo, resultado del control de la producción y por consiguiente de la determinación de los precios por parte del naciente cartel de la OPEP y a una escasez mundial de liquidez por parte de los importadores netos de combustibles.



Figura 1.4

El año 2008 el IPC corona una variación 10% en el mes al mes de septiembre, con registros mensuales desde le mes que se incrementaban 3.5% por mes, tal que se auguraba una inflación para el año de hasta 2 dígitos, tasa de inflación no alcanzada anteriormente, hasta periodos tan lejanos como fueron los años 1979-1981, con la anterior crisis provocada por los incrementos de precios de los combustibles, de ese periodo.

Con la caída espectacular del precio del petróleo en el 2008, de un máximo de 146 dólares por barril de crudo en junio a un precio de aproximadamente 41 dólares a fin del año, con lo cual se minimizó la fuerte presión sobre la espiral de precios en el país y su efecto en el poder adquisitivo. Pero los altos índices mensuales alcanzados por el IPC durante el año 2008, se convirtió de inmediato en un des-acelerador del consumo domestico con su efecto derivado en todos los aspectos de la economía nacional.

<sup>18</sup> De acuerdo al Índice de Precios al Consumidor base 1987, empalmada con la serie base 2002, ambas publicadas por la Contraloría General de la República (Anexo 3, Cuadro No. 5).





El comportamiento del Índice de Precios al Consumidor (IPC), referente a octubre, noviembre y diciembre del 2008 con relación al anterior mes de septiembre, mostró descensos significativos y sostenidos, con respecto a los respectivos meses del año anterior 2007, el IPC creció mensualmente en este último trimestre en 9.5, 7.7 y 6.8%. El 14 de enero del presente año el INEC<sup>19</sup> presentó el registro final del año 2008 con respecto a la inflación, marcando el máximo de 8.7%.

Durante el año 2009, el IPC ha venido declinando mensualmente, desde el mes de enero con 4.9% a octubre a un 0.7% con respecto a los mismos meses del año 2008. El mes de noviembre registró un alza de 1.4 %, con respecto al mismo mes del año pasado. Los incrementos de precios se focalizan con mayor impulso en el agregado de Alimentos y Bebidas, en el cual los precios han disminuido más paulatinamente que los otros agregados principales del IPC.

Esta declinación de los indicadores de precios del año 2009 es consecuente principalmente con la desaceleración económica del presente año dada la disminución del comercio mundial, lo que disminuye la presión sobre los bienes a lo interno de la economía, en conjunto con la estabilización del precio internacional del crudo de petróleo en una banda entre 60 y 70 \$/b., causa principal del efecto inflacionario doméstico. Gracias a esto se proyecta una inflación acumulada anual **no mayor de 2.5%**, para el 2009.

Pero es necesario mencionar, que el efecto inflacionario total en Panamá, no puede ser representado únicamente por la variación del IPC, ya que por otro lado la paridad de nuestra moneda con el Dólar esconde la caída del poder adquisitivo de compra de nuestra economía, dado que los términos de intercambio son dependientes de la depreciación de la moneda norteamericana la cual ha disminuido su cotización en los últimos años con respecto a divisas fuertes como el Euro, el Yen y el oro (-50%).

---

<sup>19</sup> **INEC** nuevo nombre de la Dirección de Estadísticas y Censo (DEC), unidad administrativa de la Contraloría General de la República. Actualmente se denomina Instituto Nacional de Estadísticas y Censo (INEC).





## ACTIVIDAD ECONÓMICA

### EVOLUCION HISTORICA

Panamá tiene registrado tres series del Producto Interno Bruto (PIB), indicador que mide el estado o “salud” de la economía en el corto plazo, periodos trimestrales, cuyas cifras por categoría económica no son cien por ciento comparables y compatibles con el PIB anual. Por esta razón PREEICA, los desarrolladores del modelo utilizado por ETESA para el pronóstico de la demanda eléctrica, tomaron como referencia la Serie Base 1982, debido a que cubre un periodo de tiempo más extenso, 21 años (1980-2001). Los datos anteriores a 1980 se derivaron de la Serie Base 1970, mientras que los datos de 2002-2009 se derivaron de la nueva Serie Base 1996.

En las siguientes gráficas se presenta la evolución del PIB total y de la Industria Manufacturera.<sup>20</sup> El coeficiente de determinación de 0.8735 de la curva de tendencia polinómica, del PIB, muestra mayor dispersión en los valores de los últimos años con respecto a la media, en promedio se ha tenido un crecimiento estable de 3.98% anual, con pequeños periodos de contracción. Es importante señalar que las tasas de crecimiento, de los últimos cuatro años, se sitúan en 9.2% promedio anual.

### EVOLUCION DEL PRODUCTO INTERNO BRUTO AÑOS 1970-2009

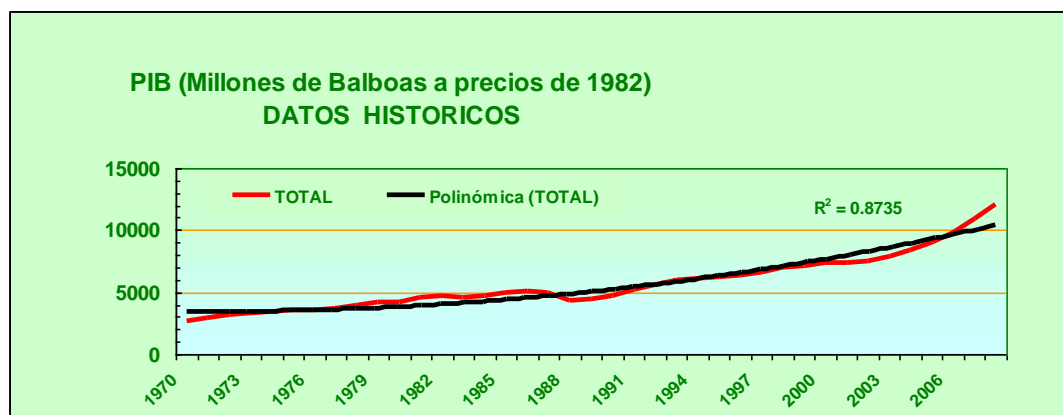


Figura 1.5

<sup>20</sup> Dada la importancia que tiene la Industria para el pronóstico de la energía eléctrica, se analiza la actividad económica de la Manufactura. Normalmente esta actividad es de consumo intensivo y corresponde a un segmento significativo del consumo



En cambio, el coeficiente de determinación de la serie de valor agregado de la Industria Manufacturera (0.7725) evidencia un comportamiento inestable, con periodos de contracción significativos y repetitivos no relacionados directamente, o derivados de políticas macroeconómicas. La última contracción se escenificó en el periodo de 1998 a 2003, con una disminución continua y significativa del producto interno bruto del sector, caída de aproximadamente 5% promedio anual.

Sin embargo, en el periodo subsiguiente que conforman los últimos cinco años esta tendencia giro en sentido contrario, el valor generado por esta actividad registró crecimientos de un poco menos del 4%. Los datos preliminares de la actividad económica para el 2009, no son favorables, ya que se prevé una caída del Producto de aproximadamente 1%.

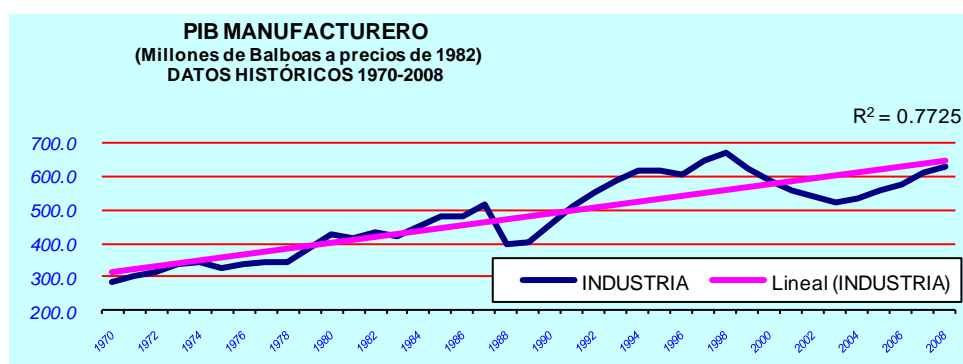


Figura 1.6

Así mismo, los insumos y cantidades físicas producidas de algunos productos manufacturados como son la madera aserrada, la fabricación de baldosas de granito, la fabricación de calzado, al igual que actividades de transformación de productos derivados de las actividades agropecuarias como el tabaco y la pesca para la producción de harina y aceite han disminuido significativamente y en algunos casos tienden a desaparecer.

Otros productos con algún proceso de transformación como son la sal marina, la leche pasteurizada, la industria de los derivados del tomate, bloques de cemento, de los cigarrillos tienen un derrotero errático, con caídas, subidas y estancamiento por periodos interanuales que no facilitan un pronóstico adecuado de estas actividades.



## EVOLUCIÓN RECIENTE

Consecuente con un periodo de expansión económica mundial 2004-2008, en que el Producto real estuvo creciendo a una tasa de 4.6%, Panamá mantuvo un crecimiento real promedio anual en los últimos cinco años de 8.7%, solo superado por los países en desarrollo con mayor dinamismo de Asia (China 10.8% e India 8.9%). Con las cifras estimadas para el año 2009, por debajo del 3% se puede decir que Panamá termina uno de sus mejores ciclos de alto crecimiento económico, en toda su historia republicana.

Esta desaceleración obedece principalmente a la presente crisis mundial, que afecta las actividades económicas nacionales más dinámicas e insertas en la economía global como el Transporte, Almacenamiento y Comunicaciones, la Intermediación Financiera, Comercio al por Mayor y Menor, los cuales corresponden al 43% del PIB. Además, es de destacar que las actividades Construcción, de Hoteles y Restaurantes, vinculadas al Turismo, a los cuales correspondían los mayores crecimientos en los últimos cinco años también muestran una fuerte desaceleración, los mismos explican un 8% del PIB. Por lo que entre todos explican más del 50% del PIB.

Con respecto a los factores de impulso extra nacional, las condiciones que se presentaron del 2005 al 2008, no preveían la alta volatilidad en los precios del petróleo y en consecuencia de la energía, afectando los precios de las principales materias primas en el pasado año, con lo cual llevo al mundo a un efecto inflacionario global y con alto impacto en la economía domestica.

## PERSPECTIVAS EN EL CORTO PLAZO

Para la estimación de los pronósticos de corto plazo, periodo 2009-2010, se considera como base el comportamiento de crecimiento promedio de las actividades económicas en el periodo 2001-2008, ajustados por la estructura de participación individual de las actividades y de los agregados sectoriales.

Como es regular, al inicio de cálculos de estas proyecciones, no se dispone de la información oficial respecto al crecimiento del PIB para todo el año, motivo por el cual ETESA estima la evolución del PIB, con base en diversas fuentes y apreciaciones, de entidades de prestigio en este campo.

Los pronósticos utilizados para este periodo provienen del Gobierno Nacional - Ministerio de Economía y Finanzas (MEF). De las Agencias Internacionales: FMI, BANCO MUNDIAL, CEPAL, BID. De las Instituciones Económicas Nacionales: Cámara de Comercio, Sindicato de Industriales (SIP). De los Consultores y Agencias de Riesgos: Deloitte, INDESA, Panama Economy Insight, Fitch Ratings, Moody's. De otras fuentes y expertos económicos: The Economist Magazine.



En primera instancia se consideran los promedios aritméticos simples de las estimaciones emitidas del PIB. En un segundo paso se verifican estas estimaciones con el desempeño, variación porcentual y estructura de participación según actividad económica y sector económico de producción, de la reciente base histórica del PIB. En una tercera fase se analizan los registros preliminares disponibles de los indicadores económicos de corto plazo, Producto Interno Bruto Trimestral (PIBT) y el Índice Mensual de la Actividad Económica (IMAE).<sup>21</sup>

Como en los últimos cinco años, periodo 2004-2008, han venido apareciendo diferencias significativas entre los registros anuales del PIB y del IMAE anualizado, diferencias que han ido en aumento a medida que transcurren los periodos anuales, indicando la necesidad de una revisión exhaustiva del IMAE, por parte de la entidad emisora, el INEC, de manera que permita nuevamente su acoplamiento con el indicador anual del Producto. Por lo cual en el desarrollo de este análisis se evito utilizar este indicador.

Con el fin de determinar un efecto multiplicador se analizo el desempeño histórico de los primeros semestres del año en el periodo 2005-2009, el cual refleja que los montos obtenidos de los sectores y actividades económicas al final del segundo semestre, aproximadamente duplican los montos acumulados del primer semestre. La excepción es la Actividad de Agricultura, Silvicultura y Caza que por efectos climáticos tiene su mejor desempeño en el primer semestre.

Por consiguiente, el estimado anual del PIB Total, considerando los valores trimestrales acumulados de la primera mitad del año, se afecta por el factor múltiple promedio de cada actividad económica, totalizada por sectores de producción. De esta manera se obtiene un estimado anual del PIB estructurado por actividad y sector económico. La variación porcentual estimada por este método para el año 2009, da un indicador anual de crecimiento de 3.4%, el cual se encuentra dentro del rango de los pronósticos consultados y levemente por encima del promedio aritmético.

Con el fin de precisar el comportamiento de la economía en el presente año, se ajusta la estructura obtenida al mejor estimado para el fin de año, que en este caso se considera el promedio aritmético modificado con la exclusión de los pronósticos máximo y mínimo, **con lo cual se obtuvo un estimado preliminar de crecimiento de 2.77%**. De aquí se derivan los montos esperados por sector y actividad. Para los detalles de los pronósticos emitidos y los cálculos para el año 2009, ver Anexo 3, Cuadro No. 6

---

<sup>21</sup> Los cuales son herramientas de análisis estadísticos, que registran los cambios estructurales ocurridos en la economía en periodo de tiempo menores a un año, lo que permite pronosticar el PIB con mayor precisión.



El monto del PIB Trimestral que el INEC registro para el tercer trimestre del año 2009, indica que el PIB creció en 2.1% acumulado durante los dos primeros trimestres del año. Este registro evidencia que la recesión mundial ha tenido efectos recesivos sobre el movimiento económico de los principales motores de nuestro sistema económico. Los registros trimestrales para el primer, segundo y tercer trimestres son de 3, 1.9 y 1.1% respectivamente.<sup>22</sup> Los mismos evidencian una desaceleración de la economía con respecto a los trimestres del año anterior.

Los Indicadores Mensuales de Actividad Económica (IMAE), elaborados por el INEC, señalan perspectivas de crecimiento mucho más pesimistas que las indicadas por el PIBT, con tasas acumuladas entre -0.28 y 1.2%, para el año 2009. Evidenciando un retroceso extremo con respecto a los mismos periodos del año anterior.

En consecuencia, para efectos de lograr un estimado consensuado con las diferentes fuentes nacionales e internacionales, el crecimiento del PIB para el año 2009 se calcula en primeras instancias el promedio simple de los estimados emitidos por las fuentes nacionales e internacionales, ajustándolo con los la tasa promedio trimestral, excluyendo los resultados del IMAE.<sup>23</sup>

Consecuentemente, se puede esperar que para el presente año 2009, la tasa de crecimiento del PIB se encuentre entre el 2.6 y 3.4%. Por consiguiente utilizando los últimos pronósticos emitidos para el año 2009 y tratando de mantener la estructura y crecimiento de las actividades, ETESA utilizara como **registro del PIB adecuado para el 2009, un parámetro de 2.6%**.

Dado que el modelo requiere un estimado por rama de actividad económica, se procede, como primera aproximación a estimar un crecimiento lineal con base en los últimos años; para posteriormente realizar ajustes de acuerdo a indicadores recientes de algunas actividades y al mismo tiempo de verificar el objetivo de mantener las estructuras participativas, similares a las mantenidas históricamente, a menos que los indicadores predigan lo contrario. En el Anexo 3, Cuadro No. 6 se presenta el detalle de cálculos y las tasas proyectadas según las diferentes fuentes.

Con respecto al futuro inmediato, año 2010. Los últimos pronósticos del PIB de las instituciones multilaterales influenciadas en la mejora de las condiciones a nivel mundial emitieron conceptos más favorables para el estado de la economía en el próximo año. Estas entidades asignan a Panamá un crecimiento moderado de la economía, entre 3.5 y 4.5%.<sup>24</sup> El MEF mantiene una expectativa

---

<sup>22</sup> Cifras Estimadas del Producto Interno Bruto Trimestral (PIBT), Tercer trimestre del 2009, emitida el 15 de diciembre del 2009

<sup>23</sup> La exclusión de los estimados del IMAE se explica en la página anterior.

<sup>24</sup> BID 5.0%, CEPAL 4.5%, FMI 3.7%.



medianamente favorable de 4.5 a 5% basado en los registros y proyectos en ejecución. Algunas consultoras privadas de asesoría económica, consideran un crecimiento económico para el año 2009 más conservador, definen un rango del PIB entre 2 y 2.5%.<sup>25</sup>

El análisis sectorial y por actividad económica del año 2010, lleva a presentar el pronóstico del próximo año, en tres escenarios: optimista, moderado y pesimista, de manera que contemplen el derrotero económico a efectos de los posibles impactos externos y de las variantes estructurales que se desarrollen en el ámbito interno. Los escenarios conllevarán alcanzar como **registros máximo, promedio y mínimo, de 5.08, 3.75, 1.4%**, respectivamente, correspondientes a los últimos pronósticos de los organismos internacionales de CEPAL y FMI. En el Anexo 3, Cuadro No. 7 se presenta el PIB estimado para el año 2010, por escenario, división económica y actividad.

## PERSPECTIVAS EN EL MEDIANO Y LARGO PLAZO

Para las proyecciones de demanda requeridas en el planeamiento eléctrico, se ha considerado la concepción de la evolución cíclica contenida en las proyecciones del PIB elaboradas por “INTRACORP Estrategias Empresariales” (2004), estudio revisado en abril del 2006, de cuyas proyecciones utilizadas en los análisis de la “Evaluación Socio-Económica del Programa de Ampliación de la Capacidad del Canal Mediante la Construcción del Tercer Juego de Esclusas”<sup>26</sup> de INDESA. Es un estudio completo dirigido a estimar las relaciones intersectoriales que confluyen en el crecimiento nacional.

En una primera instancia las tasas estimadas de crecimiento del PIB del estudio de INTRACORP, fueron ajustadas con los registros de crecimiento alcanzados por el PIB en los últimos tres años, dígitos muy superiores a los promedios históricos anteriores y al supuesto del modelo de estimación de la “permanencia” y/o surgimiento de actividades económicas adicionales (astilleros y mega puertos), asociadas al canal ampliado, durante los años de construcción y posteriores a la culminación de los trabajos de ampliación.

Pero en el transcurso del año anterior 2008 y el presente año en curso las perspectivas del entorno externo han variado ostensiblemente, con lo cual se ha decidido utilizar las tasas ajustadas de cambio indicadas por tres de los escenarios planteados por INTRACORP para el estudio revisado de la Ampliación del Canal.<sup>27</sup>

<sup>25</sup> The Economist Magazine 2.4%, Panamá Economy Insight 2%

<sup>26</sup> Estudio elaborado por INDESA, abril 2006.

<sup>27</sup> Estudio del Impacto Económico del Canal en el Ámbito Nacional, Volumen V, Anexos INTRACORP abril del 2006



Para lo cual se decidió que para el escenario moderado se podrían usar las tasas estimadas por el estudio de INTRACORP, en el supuesto más conservador, escenario más probable del Canal, Escenario No. 6, con expansión bajo el supuesto de costos máximos de obras de construcción en la ampliación del canal e incremento de peajes.<sup>28</sup> En contraste, para el escenario optimista se utilizan las tasas estimadas bajo los mismos supuestos pero considerando el mejor escenario posible, Escenario No. 7. Finalmente para definir el rumbo de la economía nacional en un escenario pesimista, se utilizó el peor escenario de ampliación del canal bajo los mismos supuestos, con el mayor estimado de costo de inversión, pero con incrementos promedio anual real de peajes de 3.5%.

Dado que los resultados recientes alcanzados por el PIB, en el periodo 2005-2008 y de la evidente desaceleración del crecimiento en el presente año 2009, ya sea en el escenario conservador u optimista con las tasas estimadas, se han dado diferencias positivas reales en promedio de 2%. En consideración a la frenada actual de la economía, dadas las tasas de crecimiento de corto plazo y respetando los ciclos económicos, no se plantearon sobretasas de ajuste a lo estipulado por el estudio de INTRACORP en los escenarios utilizados. Los valores reales del PIB alcanzados en el periodo 2008 y la estimación proyectada de los valores del primer semestre del 2009 son incrementados por las tasas estimadas de los escenarios seleccionados para inferir los valores del periodo 2011-2024.

Las perspectivas generalizadas de mediano plazo, prevén tasas de crecimiento **del PIB total de 6.5 % sostenido entre el 2011 y 2013**, derivados de factores dinámicos internos, producto de la construcción del tercer juego de esclusas, el auge de la construcción, el desarrollo de nuevas facilidades portuarias, la construcción de mega-infraestructura por parte del Estado.<sup>29</sup>

Los estimados de energía en largo plazo del pronóstico 2010-2024 consideran la posible instalación en el territorio nacional de mega proyectos de índole privada, vinculados a la refinación de petróleo y a actividades conexas con el sistema transístmico multimodal, facilitados por las obras de la Ampliación del Canal y a las ventajas comparativas que el país ofrece para el desarrollo exitoso de las actividades relacionadas con el intercambio mundial de mercancías.<sup>30</sup>

En conclusión la economía nacional se presenta en el corto plazo con la participación dinámica de varios factores internos, que prevén un crecimiento

<sup>28</sup> A partir del 1 de julio de 2007 entró a regir la propuesta de modificación de las reglas de arqueo y de los peajes del canal de Panamá para los años 2007, 2008 y 2009, aprobada por la Junta Directiva de la ACP el 25 de abril del 2007.

<sup>29</sup> Transporte masivo metropolitano (Metro), Saneamiento de la bahía (PTAR), entre otras inversiones de infraestructura del Estado. Consecuente con las medidas económicas de Estado anti cíclicas.

<sup>30</sup> Los efectos de estos megaproyectos no han sido incluidas en el presente análisis, debido a que aun se encuentran en evaluación, la dimensión de sus efectos aun son imprecisos.





sostenido en el mediano plazo. La economía mundial aun presenta posibles nubarrones que de profundizarse pueden tener efectos desfasados ocasionando características barreras al crecimiento sostenido en el mediano plazo 2011-2014, para luego la vuelta de un nuevo ciclo de crecimiento.

Por otro lado las agencias de desarrollo internacionales plantean la salida de la crisis mundial, pero explican que aún persisten dudas sobre el grado y temporalidad de crisis, ya que el escenario de las grandes economías del globo, aun generan incertidumbres y podrían afectar las expectativas de crecimiento de la economía domestica, dado su grado de inserción en la economía global.

Estas mismas agencias expresan, que solo la continuación de políticas contra cíclicas en los siguientes cinco años, como son: la expansión del gasto público, la facilitación de crédito estatal y la aplicación de programas en el área social relacionados al subsidio del consumo de los llamados grupos vulnerables permitirá enfrentar eficazmente los estertores de la crisis y preparar el camino para un desarrollo sostenido con un alto grado de aceptación social. Al presente, en el cambio de administración gubernamental se continúan y proyectan nueva obras de Estado con esta finalidad.

A continuación se presentan las tasas de crecimiento históricas y proyectadas, según los escenarios planteados, en consideración al panorama planteado de los previstos rumbos de la economía nacional.





**TASAS DE CRECIMIENTO ANUAL DEL PRODUCTO INTERNO BRUTO  
BASADOS EN ESCENARIOS DEL PERIODO POST- TRANSFERENCIA 2006-2025  
ESTUDIOS DE IMPACTO ECONOMICO DEL CANAL EN EL AMBITO NACIONAL  
MONTOS EN MILLONES DE BALBOAS DE 1996**

PERIODO	AÑOS	MEJOR ESCENARIO (1)		ESCENARIO MAS PROBABLE (2)		PEOR ESCENARIO (3)		
		MONTO	TASA	MONTO	TASA	MONTO	TASA	
REAL	2008	18917.7		18917.7		18917.7		
PRONOSTICO	2009	19,411.5	2.61%	19,411.5	2.61%	19,411.5	2.61%	
	1	2010	20,396.9	5.08%	20,139.4	3.75%	19,688.7	1.43%
	2	2011	22,140.3	8.55%	21,448.5	6.50%	20,717.3	5.22%
	3	2012	24,188.0	9.25%	22,842.6	6.50%	21,320.2	2.91%
	4	2013	26,025.4	7.60%	24,327.4	6.50%	22,596.0	5.98%
	5	2014	27,884.9	7.14%	25,908.7	6.50%	24,064.8	6.50%
	6	2015	29,998.1	7.58%	27,617.2	6.59%	25,492.4	5.93%
	7	2016	31,822.7	6.08%	28,791.1	4.25%	26,230.9	2.90%
	8	2017	33,569.3	5.49%	30,069.4	4.44%	27,209.2	3.73%
	9	2018	36,057.0	7.41%	32,062.9	6.63%	28,892.7	6.19%
	10	2019	38,295.9	6.21%	33,769.3	5.32%	30,282.3	4.81%
	11	2020	40,542.5	5.87%	35,469.4	5.03%	31,648.8	4.51%
	12	2021	42,061.6	3.75%	36,397.3	2.62%	32,253.2	1.91%
	13	2022	44,230.1	5.16%	37,797.0	3.85%	33,299.9	3.25%
	14	2023	46,827.3	5.87%	39,441.3	4.35%	34,547.5	3.75%
	15	2024	50,119.2	7.03%	41,826.0	6.05%	36,502.8	5.66%
	<b>PROMEDIO</b>		<b>6.29%</b>		<b>5.09%</b>		<b>4.21%</b>	

Fuente: Con base en un modelo macroeconómico de equilibrio general, preparado por INTRACORP para la ACP, en el estudio denominado Impacto Económico del Canal en el Ámbito Nacional, Abril 2006. Los pronósticos del PIB se desarrollaron utilizando las tasas de crecimiento del estudio, en los escenarios seleccionados.

**Tabla 1.8**

## SECTOR MANUFACTURERO

El historial estadístico de la Industria Manufacturera de los próximos años, no vislumbran elementos que muestren fuertes posibilidades de crecimientos importantes, sino al contrario está conformado de periodos de desarrollos erráticos de crecimiento, estancamiento y recesión. Pero en cambio los voceros del sector miran el futuro inmediato de manera positiva al creer, que el desarrollo general y sostenido de los otros sectores de la economía, la futura firma de los diversos tratados de comercio en negociación con Estados Unidos, Centroamérica, Chile y la Comunidad Europea entre otros presentan oportunidades que podrán ser aprovechadas por el sector, *“el Sector Manufacturero aspira a seguir creciendo, pero con una guía clara que determine el Gobierno Nacional”*.<sup>31</sup>

<sup>31</sup> Balance Económico de 2007 y Perspectivas hacia el 2008. Diciembre de 2007. Asesoría Económica, sindicato de Industriales (SIP)



Según estos voceros *“los indicadores económicos del sector dan muestras de crecimiento en magnitudes por encima del 5%, especialmente en productos agroindustriales dirigidos a la alimentación y las bebidas que podrían estar creciendo aproximadamente en 4%”*.<sup>32</sup> Tasas positivas (4% a 5%), son superiores a las históricas recientes, dadas las últimas tendencias de los sectores dedicados a la elaboración de otros productos alimenticios y bebidas, principalmente fabricación de azúcar, la producción, elaboración y conservación de carne, pescado, frutas, legumbres y hortalizas, aceites y grasas, de la que sobresale la producción de carne y productos cárnicos, edición, impresión y reproducción; actividades que muestran un dinamismo sostenido acorde con el auge económico del resto de la economía.

Aunque, el sector manufacturero había mantenido históricamente su participación estructural en el PIB de más de un 9%, durante gran parte de los registros de 1970-2000; y no obstante la motivación intrínseca del sector manufacturero, las tasas de crecimiento futuras de la industria manufacturera, se estiman inferiores a las históricamente reportadas por la economía total.

En los años recientes 2000-2008 la producción industrial ha disminuido, la cual en la práctica se ha estancado completamente, disminuyendo paulatinamente su participación en monto total del PIB, gracias a la dinámica de los otros sectores económicos y al propio agotamiento de viejas políticas en que sustentaba el sector, llegando hasta una participación estimada de 6.2 % en el año 2007, su registro más bajo en la serie, lo que corresponde a una tasa de declinación de aproximadamente 5% anual.<sup>33</sup> Para que el sector alcance tasas participativas mayores, requerirá de fuertes impactos del sector, que van más allá de la adaptación y modernización del sector que le permita competir por el mercado doméstico y las nuevas oportunidades derivadas del comercio exterior.

En consideración a estos antecedentes se infirió que es el parámetro adecuado para fijar el techo de las proyecciones del sector manufactura. En el caso del Escenario Moderado se plantea mantener una estructura participativa del PIB igual o menor al 6%, con tasas que representen el actual derrotero del sector. Para el Escenario Optimista se consideran tasas de mayor crecimiento que el escenario moderado, pero al tener mayor fuerza los sectores dinámicos, derivara en una participación declinante al total del PIB. Con respecto al escenario pesimista se aplican tasas disminuidas.

La importancia del sector manufacturero en los pronósticos de la energía, son fundamentales, porque siendo solo un 0.2% del total de clientes, su consumo

---

<sup>32</sup> Idem.

<sup>33</sup> Sustitución de Importaciones, Aranceles de protección, Certificados de Abono tributario (CAT)



alcanza el 11% de las ventas totales de energía en el sistema.<sup>34</sup> Por consiguiente, los costos crecientes de la energía eléctrica consumida que el sector ha debido soportar, se pueden convertir en un freno a la dinámica del sector, dependiendo de la estructura participativa de los costos en los diferentes procesos de transformación.

La metodología utilizada para aplicar las tasas a los respectivos escenarios se fundamentan en los mismos principios que se aplicaron para estimar las tasas respectivas de crecimiento del PIB Total. Las cuales desarrollo ETESA, basadas en los escenarios elaborados por INTRACORP, por medio de su Modelo Matemático de Insumo- Producto, para mostrar los impactos directos, inducidos, paralelos del llamado Conglomerado del Canal en la economía nacional.<sup>35</sup>

En consecuencia se estiman tasas acumuladas anuales de crecimiento para el periodo 2010-2024, de 3.2, 4.1 y 2.7%, en los respectivos escenarios moderado, optimista y pesimista del sector manufacturero. En el Anexo 3, Cuadro No. 10 se presenta el detalle de cálculos de la actividad industrial (Actividad económica de manufactura).

En el Anexo 3, Cuadros No. 11, 12 y 13, se presentan los registros históricos pronósticos anuales y gráficas de pronósticos, del PIB total y de la actividad industrial (Actividad económica de manufactura), según los tres escenarios del Pronostico 2010-2024. En el Cuadro No. 14 se presenta el resumen de los cuadros anteriores.

#### **1.4.2. INDICADORES ELÉCTRICOS**

A continuación se presentan datos históricos, situación actual, comentarios y perspectivas de algunas variables del sector eléctrico, importantes para definir las proyecciones de demanda de energía eléctrica.

##### **Consumo de Energía Total**

Históricamente, el consumo eléctrico de Panamá ha estado correlacionado con la economía del país, como se aprecia en la siguiente gráfica.

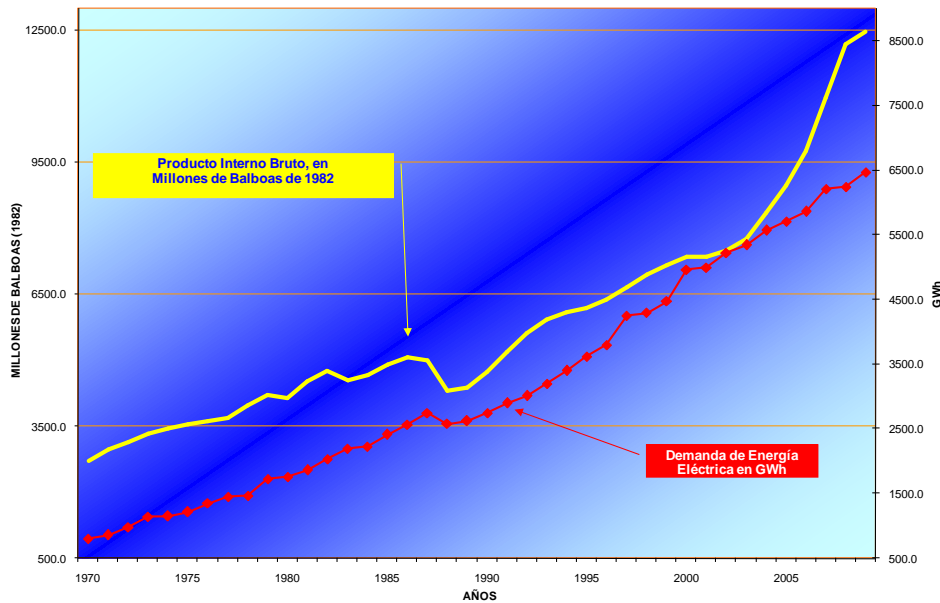
---

<sup>34</sup> De acuerdo a la información de los voceros del sector. Asesoría Económica del SIP

<sup>35</sup> "Estudio del Impacto Económico del Canal y el Proyecto de Ampliación en el Ámbito Nacional". Revisión, Abril de 2006.



**PIB Y CONSUMO TOTAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA,**



**Figura 1.7**

Pero como se observa en el grafico a partir del 2006 se tiene un incremento positivo en la tendencia del crecimiento del PIB mientras la tendencia de la demanda eléctrica se mantiene, con lo cual podemos decir que en los últimos tres años se produce más producto versus unidad de electricidad demanda, o en otras palabras se ha incrementado la productividad del país con respecto al insumo eléctrico, como se evidencia en la tabla siguiente

PRODUCTO INTERNO BRUTO Y DEMANDA DE ENERGIA											
AÑO	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	TASAS
PIB REAL (MILLONES \$)	7,345.7	7,365.2	7,495.8	7,758.7	8,358.6	8,972.3	9,771.1	10,981.9	12,188.1	12,484.0	6.1%
DEMANDA (GWh)	3,801.1	3,933.9	4,113.0	4,306.9	4,595.2	4,780.8	4,933.5	5,297.9	5,462.1	5,834.9	4.9%
PIB/ DEMANDA (\$/kWh)	1.933	1.872	1.822	1.801	1.819	1.877	1.981	2.073	2.231	2.140	1.1%

**Tabla 1.9**

A continuación se presentan las ecuaciones de balance energético usadas para relacionar los diferentes indicadores eléctricos:



### OFERTA

Energía Eléctrica Disponible = Generación Bruta – Autoconsumo  
+ Importaciones – Exportaciones  
Generación Neta = Generación Bruta – Autoconsumo

### DEMANDA

Demanda de energía eléctrica = Ventas de energía eléctrica + pérdidas de energía eléctrica

Ventas de energía eléctrica = Consumo de energía eléctrica

### BALANCE

Energía eléctrica disponible = Demanda de energía eléctrica

La participación porcentual promedio (2001-2009) de los principales sectores, indica que el 47% de la energía eléctrica se utiliza para el bienestar de los ciudadanos, mientras que el 53% se consume en actividades de producción económica, como se aprecia en la siguiente gráfica.

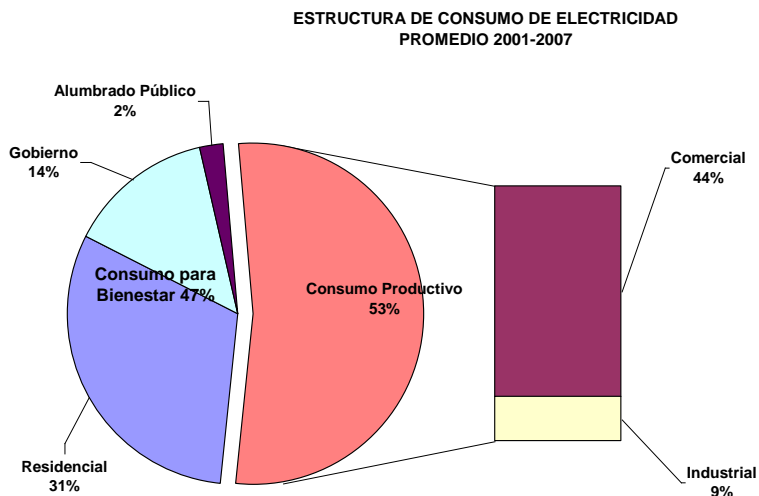


Figura 1.8



Al año 2009, la potencia eléctrica Instalada en Panamá, sin considerar las instalaciones de ACP no ofertadas ni Sistemas Aislados es de 1,806 MW<sup>36</sup>, mientras la demanda máxima sin considerar el autoconsumo de ACP, hasta inicios del mes de diciembre del año corriente, es de 1,122.0 MW.

La generación neta de energía eléctrica estimada para el 2009 es de 6,628.5 GWh, mientras que las ventas de energía eléctrica pronosticadas son de 5,834.9 GWh.

## PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

El análisis de la serie histórica de los precios promedios de la energía eléctrica (en Balboas de 1982), muestra un incremento promedio inferior al IPC. Los registros históricos anteriores a 1988 la tasa de incremento de los precios en 28 años fue de solo 1.3% de crecimiento real anual. De 1998 al año 2004 la tasa de incremento real anual fue de 0.3%, mientras en el periodo reciente 2004 al 2009, la tasa de incremento anual fue de 2.3%, para una tasa total de crecimiento para todo el periodo del nuevo régimen del sector eléctrico (1998-2009), de 1.2%.<sup>37</sup> Esto, a pesar de que los precios promedio calculados no consideran el efecto de los subsidios, ya que los Ingresos por ventas de las distribuidoras contienen, tanto lo facturado a los consumidores, como los subsidios recibidos.

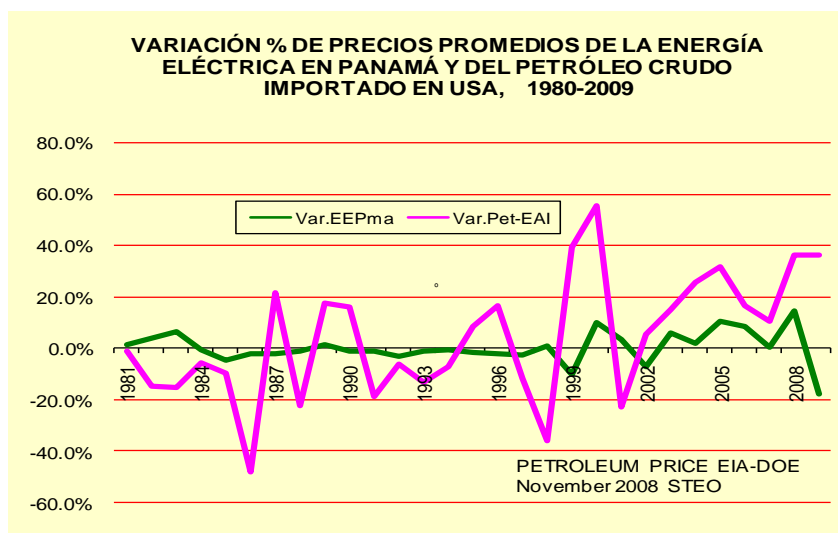


Figura 1.9

<sup>36</sup> Incluye 26 MW de pequeñas centrales conectadas a las redes de distribución, el volumen de oferta de ACP al SIN, No se incluye los 20.3 MW de Sistemas Aislados (8.3 de Petroterminales y 14 MW de de la zona Este de la Provincia de Panamá y Darién

<sup>37</sup> Se selecciono este periodo de referencia, para visualizar el efecto de privatización de la generación y distribución del sector eléctrico nacional.



Las perspectivas de los precios de la energía eléctrica en Panamá, se fundamentan en los pronósticos de precios del crudo de petróleo por la “EIA Energy Information Administration”.<sup>38</sup> Estas proyecciones de precios del petróleo crudo que van hasta el año 2030, se utilizan por considerarlas conceptualmente apropiadas para el análisis desarrollado, sumado a la disponibilidad de la información.

Como se señala en los cambios realizados al modelo, el análisis histórico demostró que, sistemáticamente la variación de los precios de la energía eléctrica de Panamá se desfasa un año, respecto a los precios promedios de importación de crudo, contenido en los pronósticos del EIA-DOE (Anexo 3, Cuadro No. 10). En consecuencia, para las proyecciones se asume que esta conducta, originada en el mecanismo de actualización semestral del Régimen Tarifario de Distribución, prevalecerá, en el corto y mediano plazo, dado que dicho mecanismo se mantiene en el régimen que entro en vigencia en el año 2007.

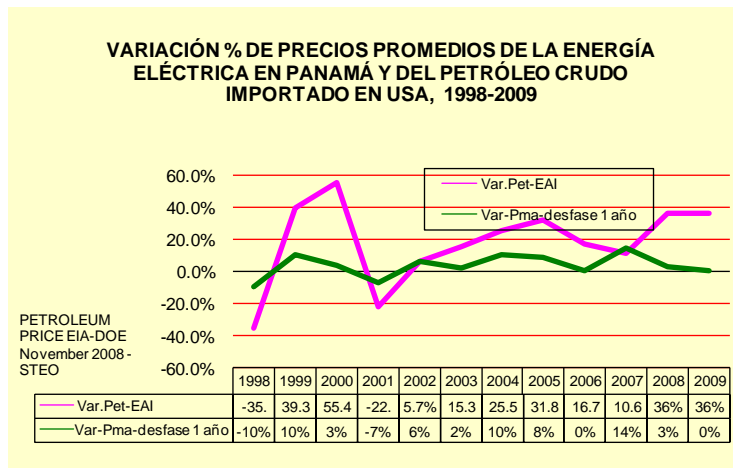


Figura 1.10

## PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES PARA GENERACION ELECTRICA

En la actualidad el precio alto y volátil del crudo, en el corto plazo, para la EIA – DOE, se fundamenta entre otras razones: en los riesgos geopolíticos en evolución, de un sostenido incremento de la demanda vegetativa de energía por las economías tradicionales, de las esperadas disminuciones de inventarios de crudos de las principales economías mundiales y de las actuales y persistentes restricciones de refinamiento de la industria, dado el volumen de inversión requerido. Adicionalmente, a las anteriores razones se agrega el efecto de un reciente incremento sostenido en el consumo mundial de crudo y sus derivados, especialmente de economías emergentes como India y China.

<sup>38</sup> Short-Term Energy Outlook, December 11, 2007 Release, Annual Energy Outlook 2008 (early Release), December 2007





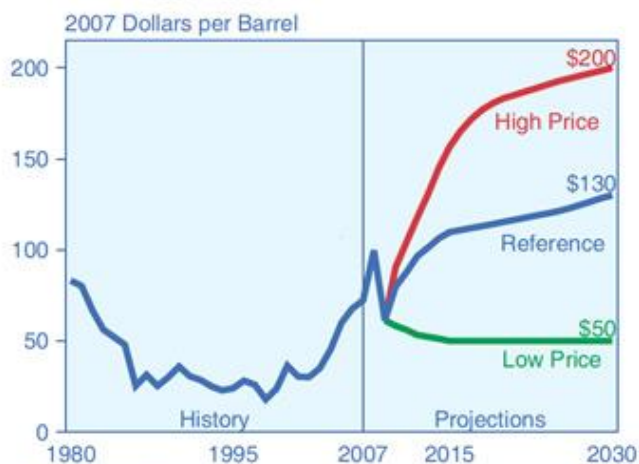
Los pronósticos de demanda anteriores emitidos por la Gerencia de Planeamiento se fundamentaban en las expectativas del EIA-DOE de mantener una proyección de referencia de los precios mundiales del crudo, similar a sus proyecciones de 25 años AEO2006 y AEO2007, AEO2008. En la que se visualizaba un comportamiento del precio del crudo estabilizándose en el corto plazo para luego en el periodo medio declinar en términos reales y luego incrementarse hasta un precio nominal menor al precio registrado en el último año del periodo de referencia.

En el presente análisis de la demanda eléctrica de Panamá, del periodo 2010-2024, se utiliza una nueva concepción futura de los precios de los combustibles líquidos, por parte de la EIA-DOE, reflejando la nueva situación geopolítica global, consecuente con los efectos de la reciente crisis económica-financiera.<sup>39</sup>

De acuerdo al EIA, los precios actuales del crudo son una fuente considerable de incertidumbre en las proyecciones. En esta nueva concepción, el EIA olvida la ficticia estabilización del precio del crudo y en su defecto se inclina ahora por un incremento paulatino de los precios hasta el año 2015, como en el caso de referencia con una tasa anual de crecimiento de 10.2% anual y de allí luego un crecimiento mínimo anual de 1% hasta el 2030.

En la siguiente figura se presentan gráficamente las perspectivas futuras del crudo de acuerdo a las proyecciones del EIA.

**Figure 29. World Oil Prices in Three Cases, 1980-2030**



Sources: **History:** Energy Information Administration (EIA), *International Energy Annual 2006* (June-December 2008), web site [www.eia.doe.gov/iea](http://www.eia.doe.gov/iea). **Projections:** EIA, *Annual Energy Outlook 2009*, DOE/EIA-0383(2009) (Washington, DC, June 2009), web site [www.eia.doe.gov/oiaf/aeo](http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo).

**Figura 1.11**

<sup>39</sup> International Energy Outlook 2009 IEO2009, mayo de 2009. Energy Information Administration





Las tres trayectorias del precio mundiales del crudo de petróleo, en el IEO2009 en términos constantes, resumen las perspectivas del EIA. Los tres casos del precio del petróleo se basan en escenarios distintos, cada uno con asunciones alternativas que reflejan supuestos sobre las fuentes y los costes de suministros de petróleo en el mundo.<sup>40</sup>

En el Caso de Referencia (conservador o moderado), el precio promedio del crudo utiliza como base 61\$/barril en el 2009, luego de obtener un pico máximo de 99.7\$/b. en el año 2008 en términos reales (nominales en 145.40 \$/b.), para el mes de julio. Luego, gracias a un incremento de la demanda y a esperados mayores costos de producción, el precio real se incrementaría en un 30% en términos constantes al 2010 y luego en incrementos equivalente a una tasa acumulada anual de 10.2% hasta el año 2015. Con un incremento gradual de 1% anual que le permita alcanzar en el 2030 un precio de 130.0 dólares (en dólares del 2006) o sobre los 189 dólares el barril de crudo en precios corrientes.<sup>41</sup>

Por otro lado, el EIA-DOE considera que los miembros de OPEP mantendrán su participación de 40 a 44 % del mercado durante el periodo de referencia. Adicionalmente la proyección AEO2009 considera que el desarrollo tecnológico incrementara un significativo potencial de productores NO OPEP en diversas regiones como Brasil, Azerbaiyán, Kazakstán y Canadá con las arenas petrolíferas o Bitumen (oil sands).

Además, los precios del crudo en el rango de los 30 a 60 dólares por barril (en dólares de 2006) han alcanzado niveles de precios lo suficientemente altos para hacer económicamente viables algunas fuentes alternativas de energía, como Etanol, Bio-fuel, CTL y GTL, entre otras.

Recientemente, los precios reales de los crudos han alcanzado los rangos de precios estimados anteriormente por el EIA-DOE, pero basado en concepciones distintas a su elaboración. En la práctica, los precios alcanzados obedecen a una inesperada recesión económica mundial iniciada por el colapso financiero e hipotecario de EEUU que fue exportado a las principales economías europeas y asiáticas, para luego afectar indirectamente al sector emergente más dinámico de la economía mundial, el grupo BRIC (Brasil, Rusia, India y China)

---

<sup>40</sup> En el Anexo No.4, PERSPECTIVAS MUNDIALES DEL PRECIO DEL CRUDO DE PETROLEO, se presentan los fundamentos de los tres casos de precios.

<sup>41</sup> El EIA-DOE presenta anualmente en Anual Energy Outlook (AEO) Tres proyecciones basadas en los análisis de sus especialistas, el Referente case, Low Oil Price case y el High Oil Price case. Cada uno basado en las premisas particulares del consumo mundial, producción, reservas probadas y no, y el desarrollo de fuentes alternativas.



Por consiguiente, ETESA considera que dado los precios vigentes de los crudos, de la situación actual del mercado, de los riesgos geopolíticos, y del efecto en el ámbito económico nacional, la reciente concepción del EIA sobre de los precios para el crudo de petróleo refleja más fielmente la noción futura de los precios de los combustibles.

Por lo cual propone para el escenario medio o moderado de energía eléctrica, la utilización de variación de los pronósticos de precios del llamado caso de Referencia del petróleo crudo (Reference Case Oil). Para el escenario optimista, se consideró utilizar la variación anual del pronóstico de precios bajos del crudo, o sea el caso Low Price Oil. Con respecto al escenario pesimista considera utilizar el High Price (Anexo 3, Cuadro No. 16)

Para los cálculos del EIA-DOE se utilizaron los pronósticos de la canasta de crudos ligeros bajos en sulfuro entregados a las refinerías en Estados Unidos (Imported Low Sulfur Light Crude Oil), el cual representa el grueso del crudo utilizado por las refinerías de ese país, ya que Norteamérica es un importador neto de hidrocarburos.

## DEMANDA MÁXIMA

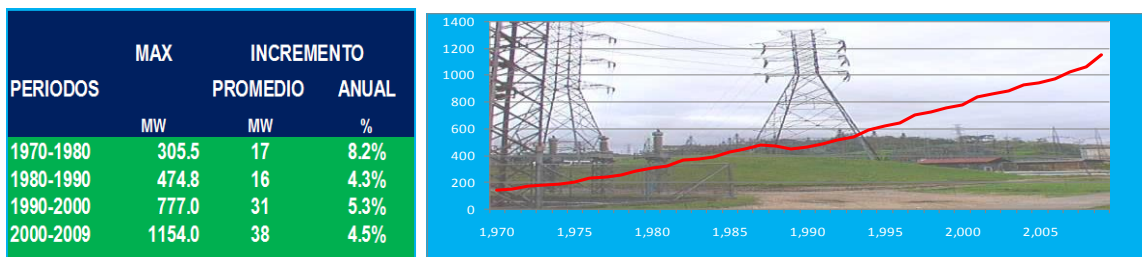


Figura 1.12

Tanto en la tabla, como en la gráfica, se muestra el constante incremento de la demanda máxima del sistema eléctrico panameño, registrándose incrementos porcentuales anuales promedios, no menores de 4.3%, lo que equivalen a incrementos anuales entre 28 y 30 MW, en promedio durante los últimos 18 años.

## FACTOR DE CARGA (FC)

La evolución del factor de carga del sistema eléctrico (FC), que representa la relación entre la carga promedio durante un periodo de tiempo dado y la carga máxima registrada en dicho periodo, (calculado sin la demanda, ni la energía utilizada en las operaciones del canal de Panamá), muestra una estabilidad consistente a través del tiempo, de acuerdo a los registros históricos anuales del sistema eléctrico nacional, con un factor promedio de 66.6 y una variación



promedio anual en todo ese largo periodo 1970 – 1998, de solo 0.2%.<sup>42</sup> Esta evolución, está asociada a invariables patrones de consumo de energía eléctrica de la sociedad panameña, la cual ha recibido escasas y eficientes señales de precios que incentiven formas de consumo más eficientes.

A partir de la reestructuración de la prestación del servicio público de electricidad en Panamá, periodo que va del año 1999 hasta el año 2008, el FC del sistema integrado tuvo un leve incremento, alcanzando un factor de 70.8 para el año 2008, con un factor promedio 70.2 para el periodo de diez años, con una variación promedio anual de 0.5%.<sup>43</sup>

Se espera que el estimado de registro del FC del año 2009, sea atípico, con un factor de 66.3, en razón especialmente de un incremento significativo de la potencia por efecto de la percepción de calor, con un uso general más eficiente de la energía residencial.

En consideración al comportamiento histórico del **FC**, el modelo desarrolla la siguiente ecuación, el cual deriva el estimado del factor, del pronóstico de la sumatoria de los sectores de consumo.

### **Factor de Carga = Energía Eléctrica Disponible \*1000/ (DMG \*8760h)**

A partir del periodo 2001-2007 el factor de carga mantuvo una estabilidad relativa que se ha mantenido alrededor de un factor de 70.6 u., pero en los dos últimos años 2008 y 2009, el **FC** registrado ha venido disminuyendo, con valores de 69.0 u. y 66.3 u. respectivamente.

Es importante señalar que esta involución o comportamiento irregular o inestable del FC, está asociado probablemente a variables tales como la penetración del servicio eléctrico a grupos no viables comercialmente. Situación consecuente con la integración de sistemas aislados y de nuevas aéreas de consumo, alejadas de los actuales centros de distribución. Caracterizados a su vez con consumos bajos, lo cual implica incremento en la potencia sin un respectivo incremento significativo en el consumo energético, correspondiente a las características intrínsecas de la población integrada. Por otro lado se tiene un retroceso paulatino, aunque irregular en la demanda industrial, uno de los principales sectores de consumo que inciden en la mejora de ese factor.

<sup>42</sup> Respetando la integridad estadística de la data histórica utilizada en el modelo de proyección, en donde no se considera el consumo interno de la ACP.

<sup>43</sup> LEY N° 6, del 3 de febrero de 1997. Con la cual reestructura el servicio eléctrico a partir del segundo semestre de 1998, separando y privatizando el sector eléctrico, en busca de una mayor eficiencia en la prestación del servicio.

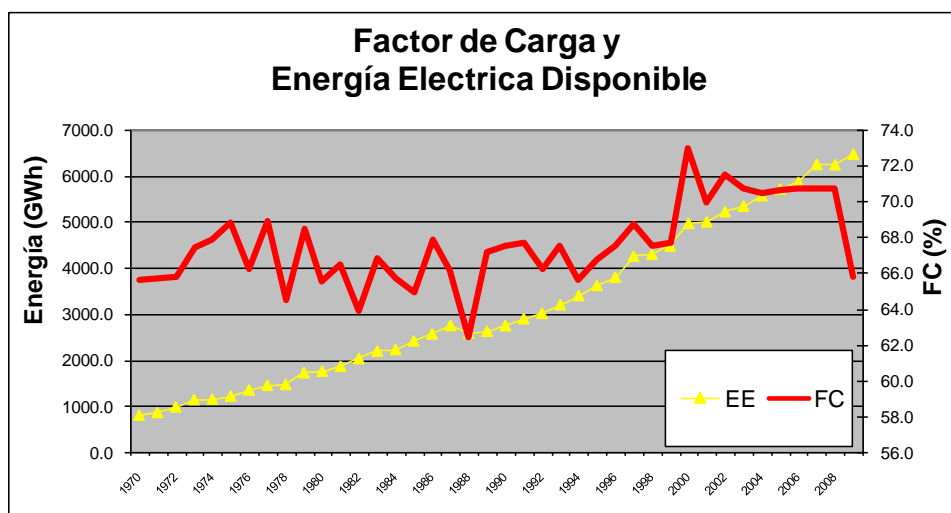


Figura 1.13

En conclusión, la explicación al fenómeno presentado en el **FC** de los últimos años, puede estar en la concurrencia de una diversidad de elementos, correspondientes al particular comportamiento de los principales sectores de consumo: residencial, oficial, comercial e industrial.

Por ejemplo, el sector residencial se afecta el nivel de consumo, afectado por el incremento del precio de la electricidad, consecuente con el efecto inflacionario de los combustibles. Este efecto es medido por el rubro electricidad dentro del Índice de Precios al Consumidor (IPC), el cual ha tenido en este último periodo, los últimos tres años una tasa de crecimiento acumulada anual de 10.5% al consumidor promedio.<sup>44</sup>

**VARIACION DE PRECIOS DE LA ELECTRICIDAD (IPC)  
AÑOS 2003-2008**

CLASE	AÑO					
	2003	2004	2005	2006	2007	2008
IPC ELECTRICIDAD(Base Oct200)	105.5	106.7	119.3	133.3	142.9	161
VARIACION (%)		1.1%	11.8%	11.7%	7.2%	12.7%

Tabla 1.10

Contraproducentemente la señal de precios en el sector residencial tiene efectos contradictorios en la determinación del FC, pues aporta a la disminución del consumo global del sistema, pero el sector participa parcialmente en el pico DMG.

<sup>44</sup> INEC, Panamá en Cifras, Años 2003-2008, Índice de precios al Consumidor según División Agrupación, Grupo, Bienes y Servicios Cuadro 351-03.



Por otro lado el sector de consumo industrial, la Manufactura es en la mayor parte de los sistemas eléctricos, el segmento de consumo que define en gran medida el parámetro **FC** del sistema, ya que contribuye grandemente al incremento o decremento del mismo, de recibir las señales de precio y regulación adecuadas.

Pero en el caso de nuestro sistema, la actividad de manufactura, carece de una verdadera industria pesada, ya que históricamente la industria nacional fue enfocada o incentivada hacia el área de “*sustitución de importaciones*”. Pero la existencia en el pasado de industrias con operaciones de una relativa intensidad energética, se han ido retirando a medida que el “*proceso económico de sustitución de importaciones*” finalizo. El nuevo enfoque económico del país, se enmarca en los servicios internacionales financieros y de transporte.

Por consiguiente, esta disminución paulatina de la participación en el consumo del sector industrial en la energía total y en su participación a la demanda máxima, debido a las actuales características de operación de nuestro sector de manufactura, tiende a disminuir el parámetro global del **FC**.

El sector comercial y servicios tiende a un aumento del consumo por el desarrollo de los nuevos centros comerciales y edificios de oficinas, pero a la vez sus instalaciones centrales de aire acondicionado contribuyen en demasía a los picos de demanda del final de la mañana y de los inicios de la tarde, en los días hábiles.

Adicionalmente el sector oficial mantuvo durante estos dos años, una exitosa campaña de ahorro energético que controló la tasa de incremento del consumo del sector, aunque el mismo haya crecido en volumen y en espacio de uso oficial. Pero el sector, por el tipo de operación propia no pudo contribuir en la disminución de la DMG.

El Modelo de proyección de la Demanda, utilizado por ETESA, para el pronóstico del mediano y largo plazo, requiere que se determine exógenamente, la evolución estimada de este parámetro del sistema eléctrico, para calcular la demanda máxima. Con el fin de optimizar el desarrollo del sistema, el escenario medio o moderado, se calculó un factor de carga afectado exclusivamente por la integración del consumo de Bocas del Toro, y de los megaproyectos de infraestructura estatal, asumiendo que la sociedad panameña, en términos generales, seguirá con sus hábitos de consumo similares a los históricos,

Al igual que en los PESIN anteriores, se proyectó el actual parámetro de **FC**, con la hipótesis de mejores prácticas empresariales y sectoriales, para inducir hábitos más eficientes de usos de la energía eléctrica en los consumidores panameños. Esta hipótesis, considera que en el largo plazo se establecerán las políticas energéticas o señales específicas de manejo de la demanda requeridas, para modificaciones de impacto, con cambios significativos a largo plazo en el comportamiento de consumo actual.



Con lo cual, para efectos del pronóstico, a pesar de la baja correlación lineal de los datos históricos del *FC*, (0.3374), con base en la fórmula de pronóstico lineal de programa Excel, se proyecta una mejora en el actual parámetro de *FC*, que partiendo del valor alcanzado de 66.3 en 2009 alcanza en el año 2021 un factor de 70.3, lo cual se considera consistente con datos históricos del *FC*.

Con respecto al escenario pesimista se plantea mantener las premisas del escenario moderado, pues se considera que el *FC* no puede o debe caer más sin afectar ostensiblemente el sistema.

En el Anexo 3, Cuadro No. 17 se presentan detalles del análisis y los cálculos concernientes al *FC*.

## PÉRDIDAS DE ENERGÍA

Las pérdidas de energía utilizadas por el modelo, surgen de la siguiente ecuación:

$$\text{Pérdidas totales} = \text{Energía Eléctrica Disponible} - \text{Ventas Totales de Energía}$$

Donde las pérdidas totales del sistema (PT) son el resultado acumulado de las pérdidas en transmisión y distribución con respecto a la energía disponible (EE).

### ENERGIA DISPONIBLE, VENTAS y PERDIDAS EN GWh

AÑOS	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009
ENERGIA DISPONIBLE (GWh)	4,967.5	4,999.9	5,221.7	5,342.6	5,571.0	5,711.0	5,861.3	6,208.8	6,239.6	6,515.8
VENTAS TOTALES (GWh)	3,801.1	3,933.9	4,113.0	4,306.9	4,595.2	4,780.8	4,933.5	5,297.9	5,462.1	5,834.9
PERDIDAS TOTALES (GWh)	1,166.4	1,066.0	1,108.7	1,035.7	975.8	930.2	927.8	910.9	777.5	794.5
PERDIDAS TRANSMISION(GWh)	173.0	134.0	186.8	150.9	184.2	155.5	114.9	121.3	149.7	138.9
PARTICIPACION PT/EE (%)	23.5%	21.3%	21.2%	19.4%	17.5%	16.3%	15.8%	14.7%	12.5%	12.2%
PARTICIPACION PTT/EE (%)	3.5%	2.7%	3.6%	2.8%	3.3%	2.7%	2.0%	2.0%	2.4%	2.1%
VARIACION ANUAL PT/EE		-8.6%	4.0%	-6.6%	-5.8%	-4.7%	-0.3%	-1.8%	-14.6%	2.2%
VARIACION ANUAL PTT/EE		-22.5%	39.4%	-19.2%	22.1%	-15.6%	-26.1%	5.5%	23.4%	-7.2%

Tabla 1.11

Como muestra la tabla anterior las pérdidas documentadas obtenidas de la ecuación, han declinado en el periodo 2000-2008 en casi un 5% anualmente mientras la energía disponible ha crecido en casi 3%,<sup>45</sup> las pérdidas en este periodo se han reducido de 1,166 a 777.5 GWh. Los datos preliminares del año 2009, muestran que las pérdidas totales representan el 12.2% de la energía disponible, equivalente al 13.6% de las ventas totales estimadas.

<sup>45</sup> Especialmente, gracias a la disminuciones que han tenido las pérdidas en los años 2008 y el estimado del 2009. Hasta el año 2007 las pérdidas habían declinado en una tasa anual de 3.5%. Pero la variación anual 2008-2007, de 15%, correspondiente a una disminución espectacular interanual de las pérdidas totales de 135 GWh, muy por encima por el promedio del periodo analizado.





Las pérdidas de transmisión, provenientes de las lecturas de energía recibida y entregada por el sistema de transmisión, registradas por el Sistema de Medición Comercial, administrado por el CND, documentan que en el año 2008, las pérdidas de transmisión (PTT) representaron el 2.3% de la energía disponible, equivalente al 2.7% de las ventas totales. Las proyecciones para el año 2009 de acuerdo a los registros al mes de octubre, permiten afirmar que se alcanzaran pérdidas de transmisión de 2.1% con respecto a la energía disponible, equivalente a su vez a 2.3% de las ventas totales.

La diferencia de las pérdidas totales a las anteriores, queda asignada al sistema de distribución, representando en el año 2008, el 10.4% de la energía disponible, equivalentes al 11.1% de las ventas totales. Parámetros todos significativos con relación a los presentados antes del 2006, cuando los parámetros estaban muy por encima del 15% de la energía disponible en sistema.

En los últimos años, los esfuerzos del sistema eléctrico estuvieron dirigidos a que se alcanzaran registros de pérdidas totales de distribución con respecto a las ventas, de menos de 15%, como evidencian las estadísticas del periodo histórico 2000-2008. En este periodo, el año 2008 presenta la máxima disminución, donde se alcanza un parámetro mínimo de 777.5 GWh, con una variación anual de 133.4 GWh con respecto al año anterior.

A la fecha se considera que las pérdidas técnicas de distribución han alcanzado parámetros entre el 6.5 y 7%, con respecto a las ventas totales,<sup>46</sup> Por consiguiente, se asume que las diferencias corresponden a las pérdidas No Técnicas de distribución, que es donde se han de enfocar en el futuro inmediato, los esfuerzos de disminución de las pérdidas de distribución.

En consideración, que a la fecha se han alcanzado registros de pérdidas totales de distribución significativos con respecto las ventas, en que se disminuyo las pérdidas en un solo año, 2008 en aproximadamente un 15%. Es de esperar que la disminución de las pérdidas en el futuro inmediato sean más graduales, con respecto a los avances obtenidos en la presente década, en que se paso de 27.8% en el 2001 a 14.2% en el año 2008, con respecto al volumen de las Ventas.

Para efectos de las proyecciones, tanto del escenario moderado, como del optimista, de manera conservadora, se asumió que las pérdidas de transmisión en ambos escenarios se incrementan a 2.7 de la energía disponible, equivalente probablemente a un 3.3% de las ventas totales, a partir del año 2010. En el año 2012 se estima que las mismas alcanzaran 3.6% de las ventas. Esta elevación

---

<sup>46</sup> En los últimos años, no se dispuso de información estadísticas segregada, con la oportunidad que los plazos de entrega de los estudios básicos exigen, por lo cual se ha hicieron las estimaciones respectivas (Anexo 42). Adicionalmente, las series históricas agregadas no concilian con el resto de los datos. ELEKTRA informa por medio de la Nota DDI-ADM-001-2010, que las pérdidas Técnicas de distribución se encuentran entre 6.5 y 7%



de las pérdidas esperadas de transmisión a partir del año 2010 es consecuente con el esperado incremento de la generación hidroeléctrica proveniente de Chiriquí y Bocas del Toro; en el corto plazo.

De mantenerse la programación actual y de no presentarse condiciones imprevistas, deberán entrar al sistema interconectado, de manera escalonada 107, 421 y 420 MW de nueva generación respectivamente en los años 2010, 2011 y 2012. Lo cual reduciría la participación de la generación térmica proveniente de las centrales eléctricas de los alrededores del centro de carga nacional, lo cual implica mayores flujos de transmisión provenientes del occidente del país.

De no existir cambios bruscos en el sistema, se estima que por lo menos las pérdidas totales de distribución mantendrán los parámetros alcanzados en el periodo 2008-2009, aproximadamente entre el 10% de la energía disponible aproximadamente un 11.5% de las ventas totales. Con lo cual se alcanzarían en el escenario moderado parámetros totales de pérdidas de 13.5, 13.7, 13.6% de las ventas totales respectivamente en los años 2010, 2011 y 2012.

Otra premisa general considerada en los escenarios de pérdidas, son que las pérdidas técnicas de distribución en el largo plazo (2014-2024), no deben ser mayores de 5%, consecuentes con cambios esperados de la regulación. Por consiguiente, para el presente análisis se ha considerado como metas al año 2013 alcanzar parámetros de 6%, 5% y 6.5%, de pérdidas técnicas, respectivamente en los escenarios moderado, optimista y pesimista.

Detalle de los Escenarios de pérdidas.

En el escenario moderado, las pérdidas totales se reducen de 18.8 en el 2006 a menos de 15% de las ventas totales, en el 2010, producto de la hipótesis de un esfuerzo moderado en controlar las pérdidas no técnicas, para mantener o reducir las mismas del 6.5% al 6% de las ventas totales, al año 2013.

Para el escenario optimista, la reducción de las pérdidas totales es mayor, llegando a 14% de las ventas totales en el 2010. Este escenario asume mejores prácticas empresariales de distribución, enfocadas a reducir las pérdidas no técnicas a menos de 5% en el 2013, al mismo tiempo de considerar mayor disponibilidad de pago, debido a la mejor situación económica general.

Con respecto a un escenario pesimista, se mantiene los parámetros alcanzados en transmisión en estos dos últimos años, sin mejoras algunas. Con respecto a la actividad de distribución, las pérdidas no técnicas permanecen en un parámetro de 6.5%, hasta el año 2013, casi 1% más con respecto al escenario optimista.

Los detalles de cálculo se presentan en el Anexo 3, Cuadro No. 18.





## 1.5. INTEGRACION DE BOCAS DEL TORO.

Con la puesta en servicio en este año de la S/E Changuinola 230/115/34.5 kV, se integra la provincia de Bocas del Toro al Sistema Interconectado Nacional (SIN). Al no tener a la fecha, la demanda potencial de esta área agregada a un agente específico de distribución del SIN, se ha incorporado la misma como parte del Modelo de Demanda. La carga correspondiente a dicha región, se simula como demanda adicional dentro del sector de consumo denominado “Bloque”, a partir del año 2009.

Para la estimación del nuevo consumo a conectarse en la S/E Changuinola, se utilizan los datos suministrados por la Empresa Bocas Fruit Co. (BOFCO), y la Empresa Petroterminal de Panamá, S.A. (PTP). La información de los detalles de la carga solicitada por estas empresas, fue enviada al Centro nacional de Despacho (CND) como participantes consumidores del Mercado Mayorista de Electricidad.

La primera es la responsable desde hace décadas, no solo de la autogeneración de electricidad para el consumo de sus actividades agroindustriales, sino también del suministro total a nivel de distribución en el área económica de la provincia.<sup>47</sup> Adicionalmente se incluyen como carga la solicitud de PTP, empresa dedicada al transbordo transoceánico de crudo de petróleo, con el fin de bombear el crudo de la terminal atlántica a la terminal de Charco Azul, en el océano pacífico. La solicitud consiste en conectar el SIN a su sistema de bombeo en el área de Chiriquí (S/E) Cañazas, con un requerimiento de hasta 200 GWh anuales.

Como resultado de esta condición, el CND modifica a partir del mes de julio de 2009 las demandas máximas y coincidentes del sistema.<sup>48</sup> A partir del presente año, por conveniencia metodológica, la suma de ambas previsiones de demanda se asigna en este estudio al Segmento de Bloque del Pronóstico.

Para el escenario moderado, se establece la tasa de crecimiento proporcionada por la sumatoria de estas previsiones, resultante de los contratos de suministro respectivos. Con la salvedad que durante el año 2009 se registran los consumos

---

<sup>47</sup> En el año 2010 se espera que se signe por ASEP, la concesión de distribución del área servida por BOFCO. Por lo cual la empresa frutera asumiría solo la energía de consumo para sus actividades agroindustriales.

<sup>48</sup> Mediante la nota **EGESA-GG-230-2009** del 02 de julio de 2009, la Empresa de Generación Eléctrica, S.A. (EGESA) como representante de **Bocas Fruit CO.**, entregó al CND las proyecciones de crecimiento de la demanda, consumo de energía, curvas típicas y demanda máxima, para los años 2009-2018.

Con la nota **REV-CND-2009-08-12-001** del 12 de agosto de 2009, la empresa Petro Terminal de Panamá, S.A. (PTP), entregó al CND las proyecciones de crecimiento de la demanda, consumo de energía, curvas típicas y demanda máxima, para los años 2009-2018.



reales acaecidos en los meses de septiembre y octubre, por ambas empresas, y se agregan las proyecciones previstas para el resto del año. Además, se agregan los consumos registrados temporalmente a ETESA durante este año, a partir de la puesta en servicio de la S/E Changuinola en el mes de marzo, consumos de energía correspondientes BOFCO y PTP, previos a la implementación de los respectivos contratos de suministro.

Para el escenario optimista, se establece un incremento adicional de 5% a las previsiones de BOFCO, a partir del año 2011, a efecto de una potencial expansión económica de la Provincia de Bocas del Toro, gracias a la disponibilidad del fluido eléctrico, que en combinación con los recursos naturales de la región y de los impactos de desarrollo del “turismo estacional y residencial”, impulsen positivamente un sostenido desarrollo regional. Con respecto a las previsiones de la demanda de PTP en un escenario optimista, se supone un incremento en un 15% adicional desde el año 2011, resultado de la reactivación del comercio mundial, favoreciendo la demanda internacional del crudo, con lo cual es de esperar un incremento en la actividad de trasvase transístmico, como a la expansión por parte de la empresa de actividades conexas y auxiliares.

Se estableció un escenario pesimista para efectos comparativos, en el cual se atrasa en un año la construcción del circuito 34-55, con lo cual se restringe el potencial a transmitir. Además, se considera una contracción de la demanda de BOFCO Y PTP a partir del año 2012, en 5% y 10% respectivamente.

Con la demanda prevista de BOFCO y la solicitud de conexión de PTP, la carga de la provincia de Bocas del Toro a atender por el SIN, se incrementa en el periodo evaluado de 28.7, 40.4 y 35.4% respectivamente en los escenarios moderado, optimista y pesimista. La diferencia en consumo eléctrico entre el escenario moderado y optimista y el escenario pesimista son de 14 y 11 GWh al final del periodo de referencia, año 2024, o sea entre un 9% y -7%. En el Anexo 3, Cuadro No.19, se presentan las tablas de pronóstico para la carga de la Provincia de Bocas del Toro, en el periodo 2009-2024.

## 1.6. CAMPAÑA DE AHORRO ENERGÉTICO

Como un fenómeno adicional al análisis de los escenarios planteados se contempló en el informe 2009-2023, el impacto de la ejecución de la campaña de sustitución a nivel residencial de todos los focos de tipo incandescentes por bombillos de tipo eficiente, lámparas fluorescentes compactas (LFC), con el fin de lograr ahorros energéticos significativos para el sistema y con efecto en las finanzas de los propios consumidores finales, aproximadamente 600,000 clientes de las empresas distribuidoras de electricidad.

Se esperaba que la campaña de sustitución total de la actual iluminación residencial ineficiente por LFC's a todos los clientes de las Empresa de



distribución tuviera un impacto inmediato y significativo en la Demanda Nacional. Teóricamente, el cambio de los Bombillos ineficientes, seis millones de unidades como meta final, representaba la reducción de una central de generación adicional de aproximadamente 60 MW en la Demanda Nacional, específicamente en horas punta nocturna.

La primera fase de la Campaña de Sustitución, preveía el reemplazo del 50% del total del programa de sustitución de bombillos, tres millones de focos en el área de influencia metropolitana, la Ciudad de Panamá y sus áreas suburbanas, la cual fue iniciada formalmente en noviembre del año 2008; luego de aproximadamente 150 días de campaña, a mediados del mes de abril se dio por finalizada.<sup>49</sup>

Las circunstancias de campo encontradas en la ejecución del proyecto, derivaron en una variación significativa de las premisas iniciales del Programa. La ejecución real del Programa demostró que la meta inicial de la primera fase, de sustitución de tres millones de focos en el área Metropolitana y zonas suburbanas de la Capital no se cumpliría. En consecuencia se revisó la meta final, para cubrir en la primera fase todo el país. Un 50% de la meta inicial del Programa de sustitución.

Al final de la campaña de sustitución se visitaron 498,702 viviendas o sea el 88% del universo inicial. Del total de viviendas visitadas se sustituyeron bombillos en 483,257 viviendas. El total de bombillos instalados fue de 2,993,154 unidades para un promedio por vivienda de 6 bombillos LFC instalados. Resultante en una potencia promedio sustituida de 62.1 vatios (watt) por unidad instalada.<sup>50</sup>

Las potencias consideradas de las LFC instaladas son de 5, 8, 14, 18 watts por bombillos incandescentes a sustituir de 25, 40, 60, 75, 100 y hasta 150 watts. Hasta el momento, esta reducción de potencia promedio por bombillo sustituido en las viviendas contactadas, es resultado de que se sustituyeron en las viviendas una gran proporción de focos de 75, 100 y 150 watts<sup>51</sup>.

Con esta data estadística, el informe final de la campaña estimo que la reducción de consumo por vivienda es de 44 kWh por mes, para un ahorro promedio en la factura eléctrica por iluminación de B/. 8.36 por vivienda.<sup>52</sup>

<sup>49</sup> Al 3 de febrero del 2009 se habían sustituidos 1,630,576 focos, contactado 240,367 viviendas. Esta cantidad de focos sustituidos correspondía al 54.4% de la meta de la primera fase, tres millones de focos.

<sup>50</sup> Informe Técnico Final de Proyecto: "Operación Bombillo". Panamá mayo/2009

<sup>51</sup> De las Estadísticas de la primera fase del Programa de Sustitución de Bombillos por LFC, ejecutado hasta el 11 de diciembre del 2008, en el área metropolitana, se destaca que de más de un millón de focos sustituidos (1,101,031), el 57.8% corresponde a focos con consumos mayores de 75 watts. En la siguiente proporción de 75, 100 y 150 watts, correspondían a 17.3, 37.4 y 3.1% respectivamente del total sustituido.

<sup>52</sup> Valorado kWh a B/. 0.19.



Por consiguiente, la campaña de sustitución de bombillos incandescentes implicaba un ahorro no menor de 255.2 millones de kWh al año (255.2 GWh), en el consumo residencial. Con respecto a la potencia, la sustitución total de los bombillos incandescentes apunta a reducir significativamente la demanda en hora punta nocturna. Estas cifras se traducen a la no emisión a la atmósfera de 210 mil toneladas de CO<sub>2</sub>, correspondientes a la no utilización para generar electricidad, de 666,434 barriles de combustible.

En consideración a los parámetros establecidos a la finalización de la campaña del Programa de sustitución de Bombillos Incandescentes por los nuevos tipos LFC, se muestra en la siguiente tabla los probables ahorros para el periodo de estudio.

<b>PROGRAMA DE SUSTITUCION DE BOMBILLOS INCANDESCENTES</b>	
<b>Año</b>	<b>ESTIMADO DE AHORRO GWh</b>
2009	216.48
2010	247.84
2011	240.40
2012	233.19
2013	164.34
2014	182.57
2015	200.80
2016	219.04
2017	237.27
2018	255.50
2019	255.50
2020	255.50
2021	255.50
2022	255.50
2023	255.50

**Tabla 1.12**

La inclusión de esta campaña como una variable al modelo de pronóstico, conlleva en reducir aproximadamente 255.5 GWh del pronóstico del sector residencial a partir del año 2010, la misma representaría aproximadamente una reducción de 12% del pronóstico de este sector a efecto de la iluminación.<sup>53</sup>

El estimado de ahorro deriva de un escenario probable, el cual inicia con 255.5 GWh, con una declinación del ahorro global del programa de 3% anual por focos defectuosos no reemplazados en los primeros cuatro años del Programa y al efecto negativo de una deserción del Programa del 25% del total de los

<sup>53</sup> En consideración al uso normal de iluminación de las viviendas en la cual se sustituyeron los focos incandescentes durante todo un año. Para el año 2009 se estima un ahorro potencial de 170 GWh, en ocho meses.



consumidores de menos de 200 kWh al mes, a partir del 2013, los cuales por el costo de venta a usuarios de los LFC regresarían a los bombillos incandescentes, de mantenerse en el mercado la existencia de estos focos incandescentes.

El escenario de ahorro contempla la eliminación paulatina de la comercialización en el país de los bombillos incandescentes y un abaratamiento de los LFC a partir de ese mismo año, 2014, lográndose una recuperación paulatina de los efectos del Programa de 5% anual, hasta la recuperación total del volumen de ahorro programado desde el año 2018.

La reducción del consumo eléctrico por iluminación residencial como resultado directo de la terminada campaña de sustitución de bombillos por LFC, permite la reducción de la potencia necesaria para abastecer los requerimientos de iluminación residencial. De acuerdo al Informe Final de la Campaña de Sustitución de Bombillos, la demanda máxima nocturna se reduce en 65,512 kW (65.5 MW).

Con respecto al pronóstico total el programa de sustitución representaría una reducción promedio 2.5% al total de energía, con una reducción anual que va de 161.7 a 255.5 GWh durante el periodo de análisis de 2009-2023. Con respecto a la reducción de la potencia demanda el ahorro promedio anual durante todo el periodo de análisis, es de 11.4 MW, con una reducción porcentual anual de 0.8%. Durante el periodo, el mínimo y máximo ahorro en potencia fue de 3.4 MW y 19.8 MW.

A continuación se presenta un cuadro consolidado de las tasas de crecimiento de los pronósticos con y sin efecto de la campaña de sustitución de los bombillos incandescentes por LFC, para el periodo de análisis 2009-2023 del respectivo Plan de Expansión del año anterior.

TASAS DE CRECIMIENTO (%)							
CONSIDERANDO AHORRO ENERGÉTICO							
PERIODO		MODERADO		OPTIMISTA (ALTO )		PESIMISTA (BAJO)	
		ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA
CORTO PLAZO	2009-13	5.27	4.97	5.46	5.16	5.13	4.82
LARGO PLAZO	2014-23	3.76	3.69	4.11	4.04	3.63	3.56
ANALISIS	2009-23	4.26	4.12	4.56	4.41	4.13	3.98

SIN CONSIDERAR AHORRO ENERGÉTICO							
PERIODO		MODERADO		OPTIMISTA (ALTO )		PESIMISTA (BAJO)	
		ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA
CORTO PLAZO	2009-13	5.70	5.02	5.89	5.21	5.56	4.88
LARGO PLAZO	2014-23	3.78	3.71	4.11	4.05	3.65	3.58
ANALISIS	2009-23	4.42	4.15	4.71	4.43	4.28	4.01

Tabla 1.13



Controversialmente, a los resultados esperados de la Campaña de Sustitución de Bombillos ineficientes, los registros del año 2009 al mes de septiembre y las proyecciones al resto del año, llevan a un crecimiento de la demanda del sector residencial de 13% con respecto a los registro de año 2008, con lo cual en vez de una reducción esperada en el consumo del sector residencial se proyecta un incremento del consumo de este sector.

Con respecto al comportamiento del consumo residencial en los años 2008 y 2007 se tuvieron crecimientos respectivos de 1.1 y 6.1 %. La tasa de crecimiento anual promedio del consumo residencial en el periodo quinquenal anterior (2003-2008) resulto en 4.2% anual. Este variable comportamiento del consumo residencial en estos últimos, no permite determinar ninguna tendencia.

Por esta razón, al no tener a la fecha un estudio formal y preciso que evidencie los cambios en el consumo residencial, atribuibles a la campaña de ahorro resultante de la sustitución de bombillos incandescentes por LFC'; se ha considerado no incluir en el presente pronóstico una versión que incluye ahorro.<sup>54</sup>

---

<sup>54</sup> En el informe de Pronóstico 2009-2023, los escenarios presentados incluían los efectos esperados de la Campaña de Sustitución de Bombillos.



## 1.7. MEGA PROYECTOS ESTATALES

Dentro del horizonte del presente pronóstico de energía eléctrica 2010-2024 se visualizan el desarrollo por parte del Estado, de magnas obras consumidoras de energía, en la que se destacan entre otros la Ampliación del Canal, el proyecto integral de Saneamiento de la Bahía, la implementación de un sistema de Transporte Masivo en la Ciudad de Panamá (METRO).<sup>55</sup> Los tres proyectos se encuentran en diferentes niveles de ejecución y de los mismos, solo el primero tiene garantizado el suministro de su carga, por lo cual los requerimientos directos de energía del mismo no han de ser considerados en el pronóstico.

Por el contrario, los posibles requerimientos futuros del proyecto de tratamiento de las aguas servidas de la Ciudad de Panamá (2013) y del Metro (2014), deben ser incorporados al Pronóstico de energía 2010-2024, dentro del segmento Bloque. A continuación una descripción somera de ambos proyectos, con la mejor estimación a la fecha, de los probables inicios de operación y de un estimado de carga que los mismos requerirán del Sistema Interconectado en el periodo de estudio.

### SANEAMIENTO DE LA BAHÍA

Considerado un “Proyecto de Estado”, el Saneamiento de la Bahía tiene como objetivo principal el mejoramiento de las condiciones sanitarias y ambientales del aérea metropolitana y la disminución de la contaminación de los ríos urbanos y las zonas costeras, lo que se traduce en una recuperación del ambiente ecológico y una mejora en el potencial turístico del área de la Bahía.<sup>56</sup>

Luego de evaluadas las alternativas posibles, el consultor de diseño del Proyecto,<sup>57</sup> seleccionó como solución, la implementación en toda la Ciudad de un nuevo sistema de intercepción e impulsión de las “aguas servidas” complementada con las respectivas estaciones de bombeo a una Planta de Tratamiento Aguas Residuales (PTAR), para la disposición final.

---

<sup>55</sup> En el periodo se han mencionado otros grandes proyectos, aunque a la fecha de edición de este informe, los mismos no estaban totalmente configurados. Entre los mismos tenemos la construcción de la nueva Ciudad Gubernamental, Una nueva fase de expansión de la Cinta Costera de la Ciudad de Panamá, construcción de la fase final de la Autopista Panamá Colon (Santa Rita – Colón), y otras obras propuestas a nivel de perfil.

<sup>56</sup> Informe “*Final Technical Assistance Report, Panama Bay Sanitation Project*”, de septiembre 2003 realizado por Hazen & Sawyer, desarrollado partir del Estudio del Plan Maestro CESOC de mayo de 2001.

<sup>57</sup> Nippon Koei Co., Ltd., contratada por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), en marzo del 2005.





El Proyecto está dividido en cuatro componentes principales:

- Construcción de Redes Sanitarias
- Construcción y Rehabilitación de colectoras y Líneas de impulsión
- Sistema interceptor
- Planta de Tratamiento de Aguas Residuales (PTAR)

El proyecto se construirá en dos etapas. La primera Etapa, corresponde al saneamiento de la ciudad, desde el Casco Viejo hasta el Corregimiento de Tocumén y tiene a su vez dos fases. La segunda etapa incorporaría el traslado y tratamiento de los aporte de las aguas residuales de nuevas estaciones de bombeo de Tocumén y de comunidades del área este. Aumentando la capacidad de tratamiento de la PTAR hasta un flujo de aguas servidas, en el año 2035 de hasta 6,196 m<sup>3</sup>.

La primera fase de la primera etapa, el cual consiste en la construcción de 47 km. de Redes y Colectoras ya está en ejecución e inició en el año 2006. De acuerdo al último Informe ejecutivo de avance del Proyecto,<sup>58</sup> se espera que las obras en ejecución de esta fase culminen totalmente en el presente año o a más tardar a principios del 2010.

La segunda fase de esta primera etapa consiste en la construcción de un sistema interceptor de aguas residuales, la planta de tratamiento (PTAR) y un servicio de consultoría para el gerenciamiento del Proyecto. El sistema de Túnel Interceptor de 8.2 km., ya licitado tiene orden de proceder desde el 29 octubre del presente año, con un tiempo de construcción de 42 meses.

La segunda fase del proyecto se complementa con la construcción de la Planta de Tratamiento de Aguas Residuales, la cual funcionara en el área de Llano Bonito, Corregimiento de Juan Díaz. El contrato de la PTAR está por adjudicar, al Consorcio Constructora Odebrecht, S.A., luego del concepto favorable del Consejo de Gabinete, emitido en la resolución de gabinete No.110, del 25 de agosto de 2009.

El contrato es por un monto de hasta 211.7 millones de dólares para la construcción de la PTAR y 33.9 millones de dólares más para la operación y mantenimiento por los siguientes 48 meses a la puesta en operación. De continuarse el cronograma sin retrasos importantes, la construcción de la PTAR deberá estar lista en 36 meses, luego de la orden de proceder, con lo cual las principales obras de esta primera etapa del Proyecto deberán estar listas y en operación entre los años 2013 y 2014.

Con respecto a los componentes electromecánicos del Proyecto diseñado para el sistema de conducción, los mismos consisten en siete grandes estaciones de

<sup>58</sup> Resumen Ejecutivo, septiembre del 2008





bombeo que transportan los flujos de hasta 1,600 lps, equipadas con bombas sumergibles que alcanzan potencias de hasta 600 HP. Cada estación de bombeo estará alimentada a través de dos circuitos independientes provistos por EDEMET o Elektra Noreste, dependiendo de la ubicación de cada estación de bombeo. Las principales partes del sistema eléctrico de las estaciones comprenderán un transformador dos generadores y un centro de control de motores (CCM).

Cinco de las subestaciones, se construirán en la primera etapa del Proyecto, son las estaciones de Paitilla, Boca La Caja, Río Abajo, Matías Hernández y Juan Díaz. Las dos estaciones de bombeo restantes Tocumén y Ciudad Radial entrarán en operación en el año 2020. Estas estaciones de Bombeo tendrán un consumo de energía en el horizonte del pronóstico que va de 16 a 22.7 GWh, del año 2013 al 2024.

**CONSUMO DE ENERGIA EN LAS ESTACIONES DE BOMBEO  
DEL SISTEAMA DE SANEAMIENTO DE LA BAHIA  
En kWh**

AÑO	ESTACIONES DE BOMBEO							TOTAL
	PAITILLA	BOCA LA CAJA	RIO ABAJO	MATIAS HERNANDEZ	JUAN DIAZ	CIUDAD RADIAL	TOCUMEN	
2013	5,290,000	3,602,000	2,397,000	2,645,000	2,149,000			16,083,000
2014	5,392,000	3,875,000	2,443,000	2,696,000	2,191,000			16,597,000
2015	5,494,000	3,949,000	2,498,000	2,747,000	2,232,000			16,920,000
2016	5,596,000	4,022,000	2,536,000	2,798,000	2,274,000			17,226,000
2017	5,692,000	4,095,000	2,582,000	2,849,000	2,315,000			17,533,000
2018	5,800,000	4,169,000	2,628,000	2,900,000	2,357,000			17,854,000
2019	5,902,000	4,242,000	2,674,000	2,951,000	2,398,000			18,167,000
2020	6,004,000	4,315,000	2,720,000	3,002,000	2,440,000	469,000	2,345,000	21,295,000
2021	6,106,000	4,388,000	2,767,000	3,053,000	2,481,000	477,000	2,385,000	21,657,000
2022	6,208,000	4,461,000	2,813,000	3,104,000	2,522,000	485,000	2,425,000	22,018,000
2023	6,309,000	4,535,000	2,859,000	3,155,000	2,564,000	493,000	2,465,000	22,380,000
2024	6,411,000	4,608,000	2,905,000	3,206,000	2,605,000	509,000	2,504,000	22,748,000
<b>TOTAL</b>	<b>70,204,000</b>	<b>50,261,000</b>	<b>31,822,000</b>	<b>35,106,000</b>	<b>28,528,000</b>	<b>2,433,000</b>	<b>12,124,000</b>	<b>230,478,000</b>

**Tabla 1.14**

En lo tocante a la PTAR, el sistema electromecánico está compuesto de:

- Subestación eléctrica con 2 transformadores de 12.75 MVA 13.8/4.16 kV
- Subestación eléctrica con 4 transformadores de 3.75 MVA 4.16kv/480v
- 16 motores para sopladores de 700 HP, 4.16 kV. 36000rpm
- Dos generadores diesel de 3.5 MVA, 4.16kv, 400 A, 1800 rpm;
- Cuatro paneles de fuerza con barras 5000 A, 480v, 3 fases;
- 24 Paneles de distribución desde 100 a 800 A, 480 v, 3 fases,



- Paneles para iluminación y fuerza para equipos auxiliares 50 y 100 A, 480 v, 3 fases
- Medidores eléctricos en 13.8 kV y 4.16 kV, 3 fases para voltaje, amperaje wattaje, potencia reactiva aparente, frecuencia, factor de potencia, demanda, armónicas, etc.

Por la magnitud de la demanda de potencia de la subestación eléctrica de casi 25 MVA, el estudio de NIPPON KOEY CO., LTD., recomienda que la empresa distribuidora de servicio eléctrico del área de concesión comercial, considere seriamente la posibilidad de construir una estación generadora de energía eléctrica cercano a la PTAR, para proveer directamente la energía al Proyecto o construir una L/T desde la subestación eléctrica de Cerro Viento, en 115 KV, de tal forma que las pérdidas sean mínimas en los casi 8 a 10 Km.<sup>59</sup>

El diseño básico de la PTAR incluye dos generadores capaces de suministrar el 66% de la carga total requerida por el proceso. Esto representa una tercera fuente de energía ya que la PTAR se diseñó con prioridad uno es decir que tiene fuente doble e independiente de energía. Si la falla es total en ambos circuitos las plantas diesel de emergencia pueden suplir en 4.16 kV a 480 a cada uno de los circuitos secundarios de los transformadores, pero solo un 1/3 de la carga total de cada circuito +/- 3.33 MVA por circuito, para un total de +/- 6.66 MVA para toda la instalación de tratamiento. Solo las cargas de los procesos de tratamiento indispensables serán conectadas a estos generadores. La carga total de PTAR en su etapa inicial es de 18 MW.

La capacidad máxima de carga de cada uno de los generadores diesel se diseñó para suplir la demanda de 28% de la potencia de total de 12.75 MVA de los transformadores de 13.8/4.16 kV. La capacidad combinada de estos dos generadores puede suplir de 56% de la potencia de la subestación conformada por dos transformadores para un total de 25.5 MVA. Estos generadores solo suplirán las cargas críticas de los procesos de tratamiento de la PTAR.

CONSUMO ELECTRICO DE PLANTA DE TRATAMIENTO AGUAS RESIDUALES ( En Gwh)												
AÑO	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
ENERGIA	40.7	41.4	42.2	43.1	43.9	44.8	45.7	46.6	54.7	55.4	56.2	57.0

**Tabla 1.15**

En consecuencia los requerimientos de energía que inciden en el SIN, en el horizonte del Pronóstico 2010-2024, por la operación y mantenimiento del Proyecto Integral de Saneamiento de la Bahía, incluyendo el consumo de las estaciones de bombeo se resumen en el siguiente cuadro.

<sup>59</sup> Dependiendo de la ubicación final de PTAR



<b>CONSUMO ELECTRICO PROYECTO SANEAMIENTO SANEAMIENTO DE LA BAHIA</b>			
<b>AÑO</b>	<b>CONSUMO (GWh)</b>		
	<b>ESTACIONES/ BOMBEO</b>	<b>PTAR</b>	<b>PROYECTO</b>
2013	16.1	40.7	56.7
2014	16.6	41.4	58.0
2015	16.9	42.2	59.1
2016	17.2	43.1	60.3
2017	17.5	43.9	61.4
2018	17.9	44.8	62.6
2019	18.2	45.7	63.8
2020	21.3	46.6	67.9
2021	21.7	54.7	76.3
2022	22.0	55.4	77.5
2023	22.4	56.2	78.6
2024	22.7	57.0	79.7
<b>TOTAL</b>	<b>230</b>	<b>572</b>	<b>802</b>

**Tabla 1.16**



## TRANSPORTE MASIVO DE LA CIUDAD DE PANAMÁ

La configuración urbana de la Ciudad de Panamá encuadrada por el mar Pacífico y el área de influencia del Canal de Panamá con los respectivos parques forestales han provocado que la ciudad crezca en forma alargada y triangular hacia el norte y este. La ciudad se ha extendido más allá de Juan Díaz hacia Pedregal, Mañanitas, Tocumén por el este. Hacia el norte los límites de la ciudad continua creciendo a lo largo de la Carretera Transístmica hasta un punto medio de la misma, el área de Chilibre. Como es normal en las ciudades latinoamericanas, en estos extremos de la ciudad se han afincado bolsones de la población trabajadora de menores ingresos, convirtiéndose los mismos en áreas dormitorio.

Este crecimiento alargado ha traído como consecuencia grandes problemas de movilización de la población más vulnerable que deben viajar de los centros dormitorio hacia los centros de trabajos y educativos en el extremo oeste de la ciudad, pegado a la entrada pacífica del CANAL. No existiendo al momento, alternativa posible que no sea la implementación de un sistema de transporte masivo para la ciudad.

El proyecto propuesto consiste inicialmente en dos líneas paralelas desde las áreas Este y Norte convergiendo el área de Calidonia-Albrook, conectadas por medio varias estaciones intermedias de acceso a las cuales serian alimentadas por líneas del nuevo Sistema de Buses Metropolitano, provenientes de las diversas comunidades de la ciudad.

Aunque este proyecto se encuentra en la etapa de conceptualización, la decisión política de su ejecución es un hecho, el mismo es parte fundamental del plan de gobierno de la presente administración (2009-2013).<sup>60</sup> La motivación política es tal que a la fecha, la Secretaría del Metro tiene una asignación presupuestaria significativa para iniciar la ejecución del proyecto en el año 2010, con lo cual se ha preparado el cronograma tentativo de desarrollo, se realiza un perfil geotécnico de la posible ruta inicial, se contrataron las empresas de consultoría y asesoramiento para implementar las licitaciones y la gestión de las posibles fuentes de financiamiento de la etapa inicial del proyecto.<sup>61</sup>

---

<sup>60</sup> El Consejo de Gabinete de la República de Panamá aprobó, el 2 de julio de 2009, por medio de un Decreto Ejecutivo la creación de la Secretaria del Metro en su primera reunión de la presente Administración 2009-2014.

<sup>61</sup> Se han firmado convenios con el Metro de Medellín para el asesoramiento en el diseño, planeación ejecución administración, operación de un metro en la ciudad de Panamá.



El diseño conceptual del proyectado Metro Capitalino es realizado por el consorcio suizo mexicano panameño POYRY, CAL y Mayor Geoconsult, ganadora de la licitación para consultor y asesor integrador del sistema Metro de Panamá. El sistema de transporte masivo es dinámico, la demanda o cantidad de usuarios crece a medida que se conectan más comunidades, lo que implica que se construiría por etapas, el sistema se expandiría o se le agregarían nuevas rutas para cubrir las aéreas de acuerdo con las exigencias de su demanda. Proyecto para el cual el Gobierno Panameño pretende invertir en la primera etapa, construcción de la primera línea del Metro, más de mil millones de dólares.

La primera ruta del sistema de transporte masivo se pretende este en operación a más tardar a inicio del año 2014. Como a la fecha no existe la información técnica de operación, se simulan los posibles requerimientos de energía eléctrica dentro del periodo de pronóstico por medio del “benchmarking” de proyectos similares en países vecinos.<sup>62</sup>

Se considera una demanda máxima de 10 MW en su primer año de operación con un posible crecimiento total de 15 MW, de la primera ruta en un lapso de 5 años. La previsión del Metro es de implementar fases de una segunda y tercera ruta, a partir del año 2018, con sus respectivas estaciones de conexión, con una demanda adicional de 8 MW incrementándose a 12 MW,<sup>63</sup> en el horizonte del estudio del pronóstico, para una demanda máxima en el año 2024 de 27 MW.

En consideración al estimado de uso del transporte propuesto, se determino un perfil de carga horaria, días laborables, sábados, domingo y de los días de asueto del país. Con lo cual se definió, el monto de energía anual que este proyecto demandaría al SIN del año 2014 a 2024. En el cuadro siguiente se resume el estimado de consumo en energía por el propuesto METRO.

---

<sup>62</sup> En su defecto se puede utilizar el informe del monorriel desarrollado para Panamá por la empresa japonesa. El cual tiene características similares a la alternativa a seleccionar.

<sup>63</sup> Se considera que la entrada de las fases de las nuevas líneas implican una demanda de 80% de la demanda inicial.



<b>CONSUMO ENERGETICO DEL METRO DEMANDA ANUAL</b>		
<b>Año</b>	<b>ENERGIA</b>	
	<b>Demanda MWh</b>	<b>Demanda GWh</b>
<b>2014</b>	<b>47,118.0</b>	<b>47.1</b>
<b>2015</b>	<b>51,829.8</b>	<b>51.8</b>
<b>2016</b>	<b>56,541.6</b>	<b>56.5</b>
<b>2017</b>	<b>61,253.4</b>	<b>61.3</b>
<b>2018</b>	<b>98,947.8</b>	<b>98.9</b> **
<b>2019</b>	<b>103,659.6</b>	<b>103.7</b>
<b>2020</b>	<b>108,371.4</b>	<b>108.4</b>
<b>2021</b>	<b>113,083.2</b>	<b>113.1</b>
<b>2022</b>	<b>117,795.0</b>	<b>117.8</b>
<b>2023</b>	<b>122,506.8</b>	<b>122.5</b>
<b>2024</b>	<b>127,218.6</b>	<b>127.2</b>

**Tabla 1.17**

### CONSOLIDADO DEL CONSUMO BLOQUE

Por convección del modelo de demanda de PREEICA, se totaliza el consumo de la nueva carga de los mega proyectos de infraestructura y del consumo correspondiente a la integración de la Provincia de Bocas del Toro en el segmento de consumo Bloque, para los respectivos años en que se incrementa la carga.

Considerando que la demanda originada en la utilización de los servicios brindados por las infraestructura de los mega proyectos de transporte y de saneamiento de la ciudad son indispensables, donde la potencia y la energía consumida son directamente dependientes de las necesidades de la población de la zona metropolitana. Es de esperar que a este parámetro, no se le consideren variaciones con respecto al escenario optimista o al pesimista.

En el Anexo 3, Cuadro No 20, se presentan las tabla consolidada de pronóstico para la carga del segmento Bloque del consumo.



### 1.8. CURVAS TÍPICAS.

Las curvas típicas de cargas son perfiles que representan la potencia consumida en función del tiempo. A continuación se presentan las curvas típicas de demanda de las distribuidoras

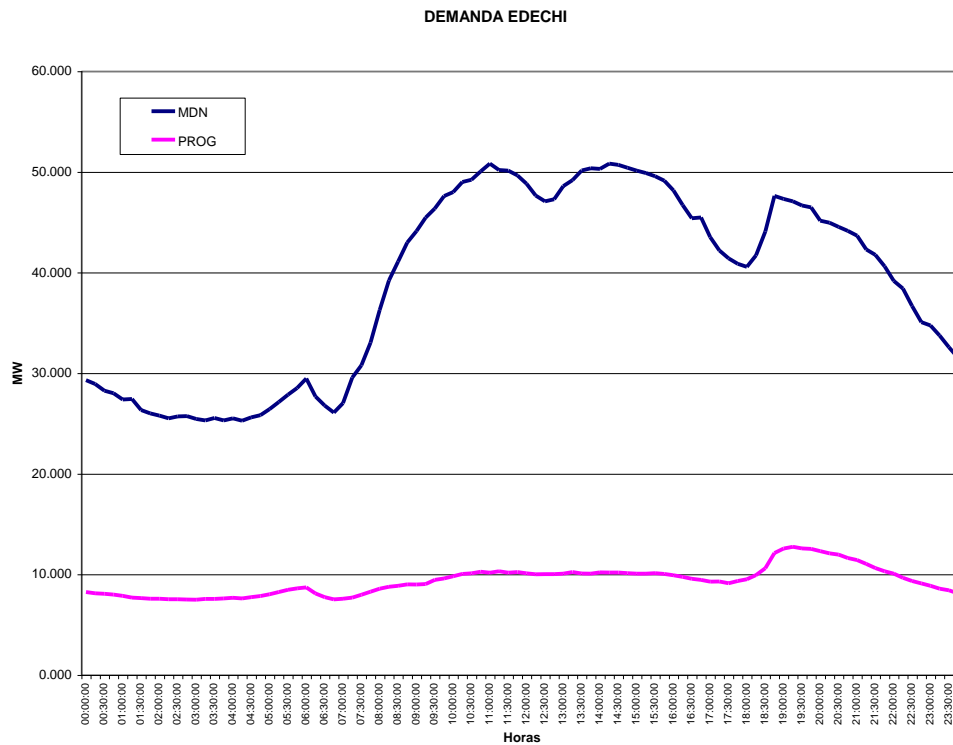
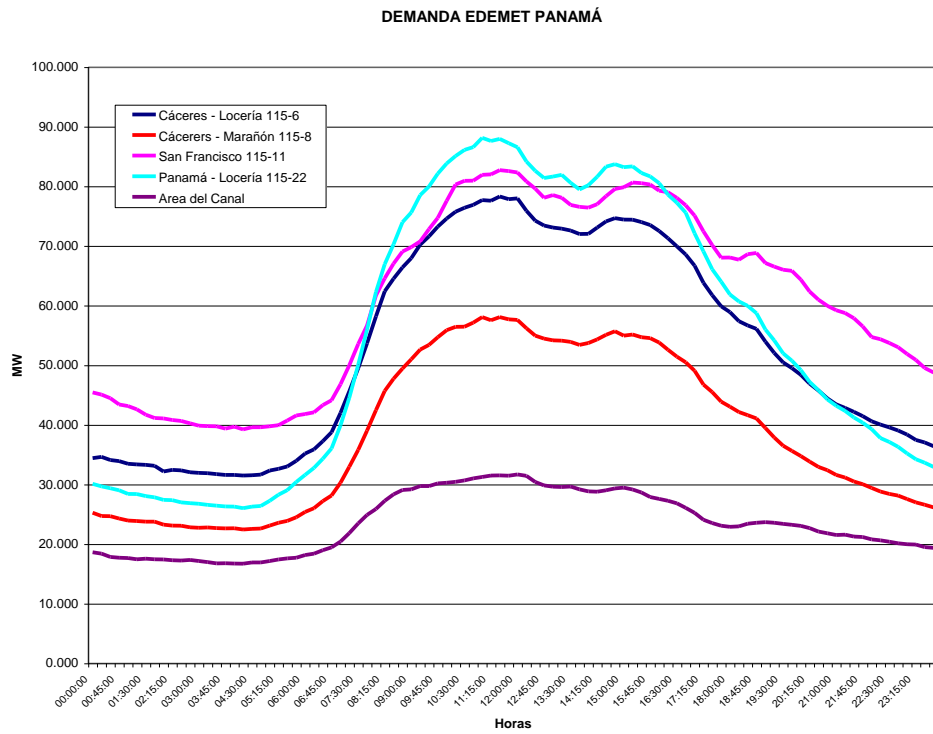
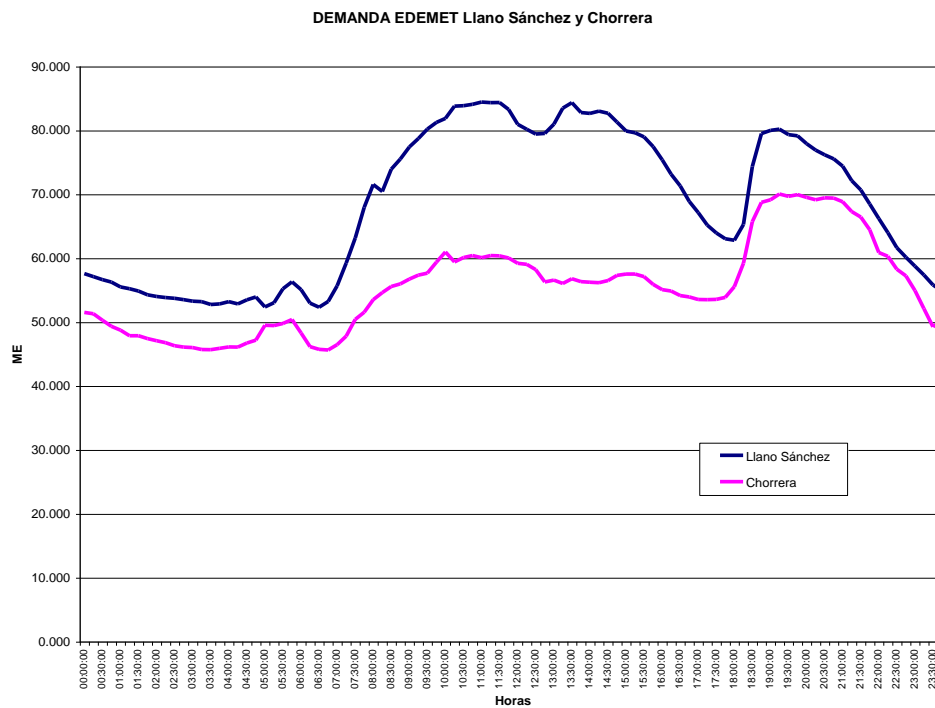


Figura 1.14

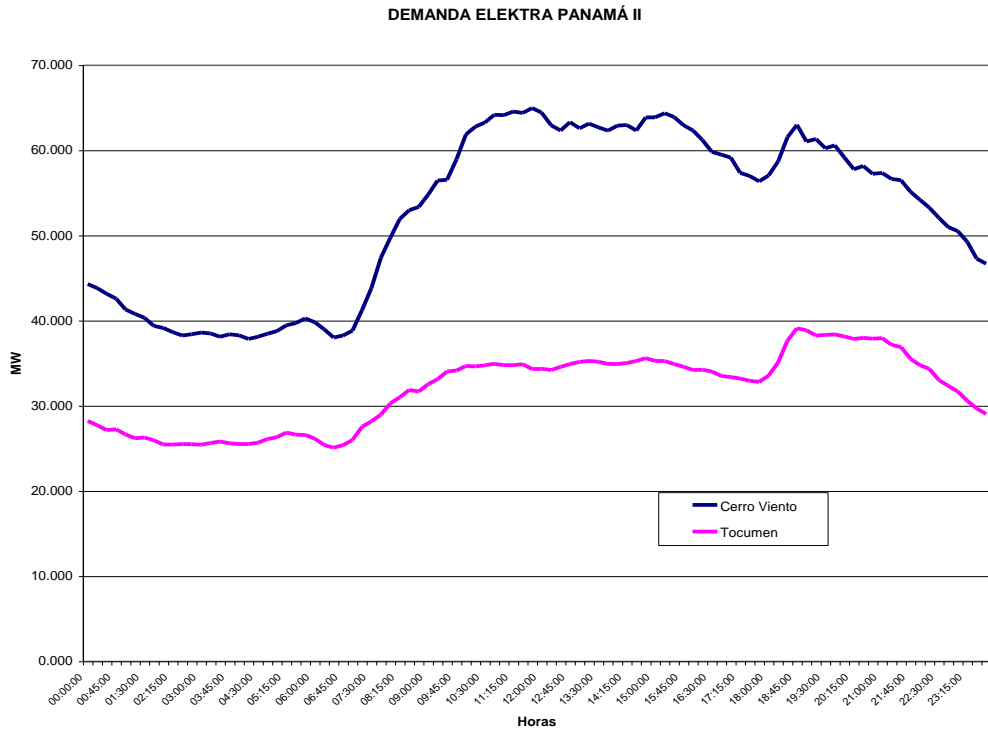


**Figura 1.15**

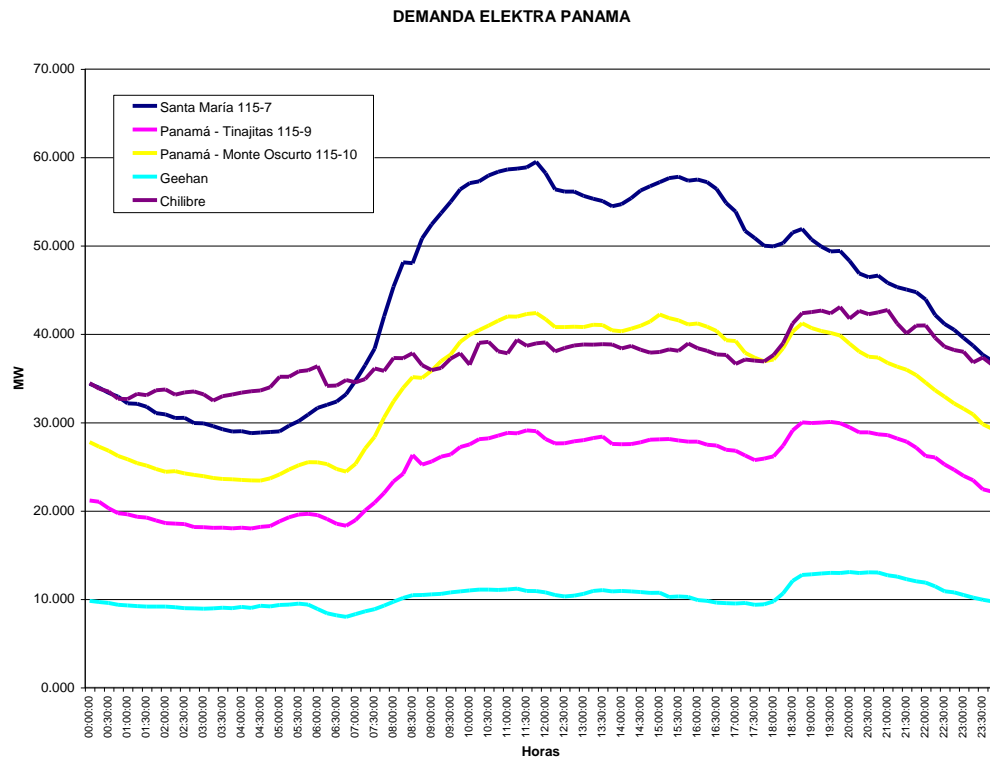


**Figura 1.16**

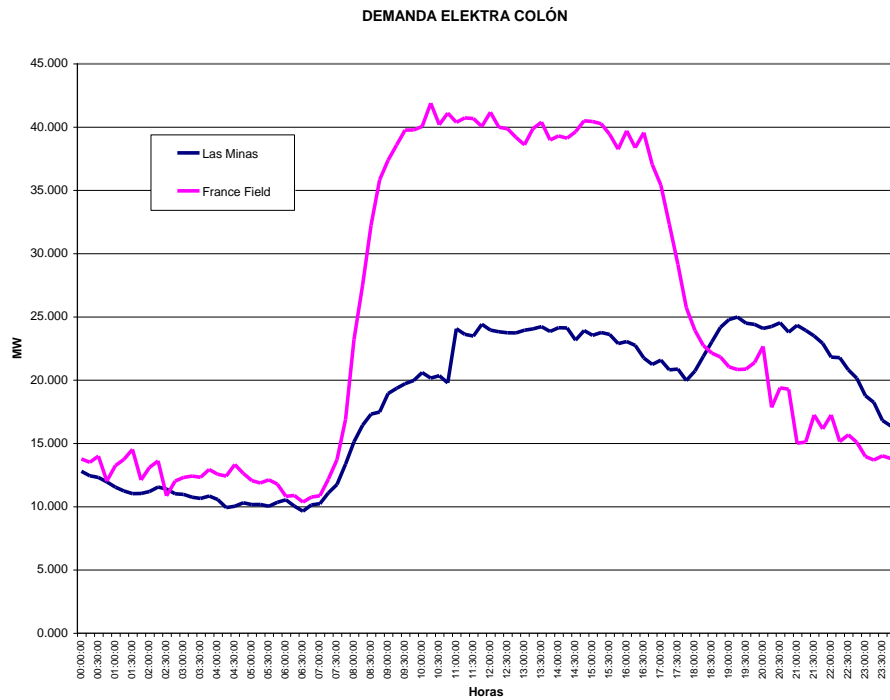




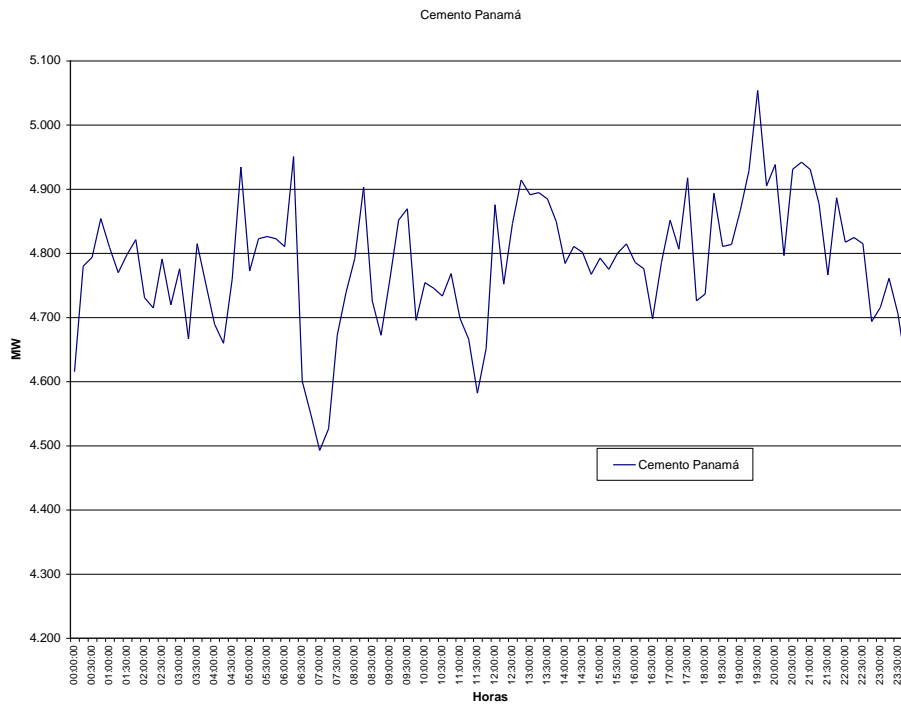
**Figura 1.17**



**Figura 1.18**



**Figura 1.19**



**Figura 1.20**

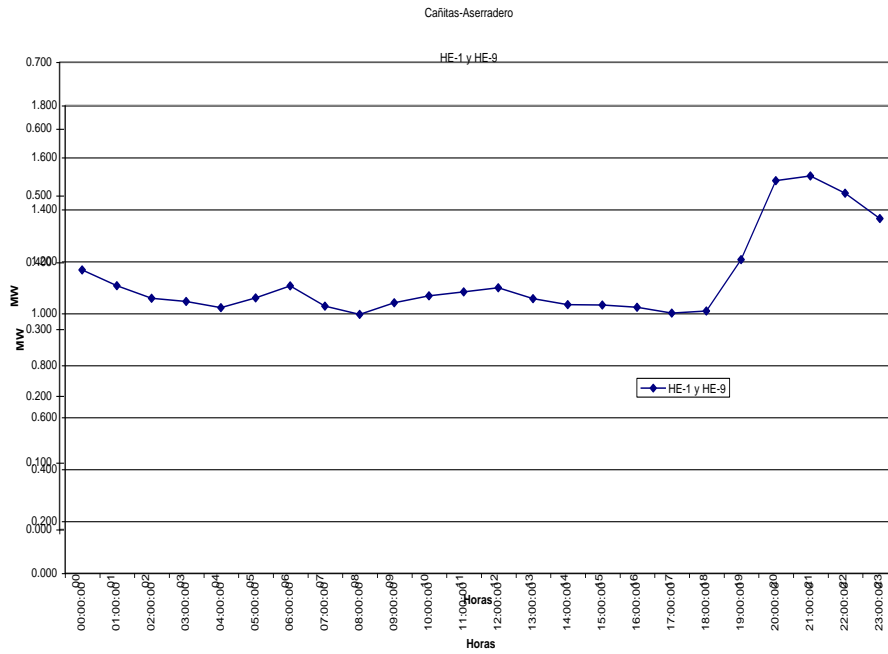


Figura 1.21



## 1.8. PRONÓSTICOS DE DEMANDA, SEGÚN ESCENARIOS

En la siguiente tabla se presenta un resumen de las premisas de los escenarios planteados.

**EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA, S. A.**  
**PLAN DE EXPANSIÓN 2010 - 2024**  
**PROYECCIONES DE DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DE LA REPÚBLICA DE PANAMÁ**  
**RESUMEN DE PREMISAS, SEGÚN ESCENARIOS**

VARIABLE	DESCRIPCIÓN CONCEPTUAL	ESCENARIO MEDIO = MODERADO			
		AÑO 1	ANUAL	CORTO PLAZO	LARGO PLAZO
		2009	2010	2009-2013	2014-2023
<b>PIB</b>	Con crecimiento promedio anual de acuerdo al escenario mas probable de la Ampliación del Canal de INTRACORP. Estudio de Ampliación del Canal Escenario No. 6	2.61%	3.75%	5.17%	5.06%
<b>PIEMAN</b>	Tasas de crecimiento de tendencia reciente inferiores al PIB Total, sincronizadas con la evolución ciclica global, manteniendo su participación estructural, en 6% del PIB Total. Estructura Ajustada al comportamiento sector secundario de la economía en el escenario mas probable de INTRACORP.	-0.92%	0.96%	0.26%	4.21%
<b>BLOQUE</b>	Demanda consolidada Esc Moderado por la Integración de la Prov. Bocas del Toro mas los consumos previstos en los mega proyectos de infraestructura estatal (PTAR, Metro). Integración oct-2009. PTAR 2013, Metro 2014.	?	546.0%	82.70%	3.60%
<b>FACTOR DE CARGA</b>	Serie calculada con base en el FC del último año, afectado por consumo Bocas del Toro.	66.29	70.70	69.85	71.07
	Sustitución de Bombillos(Disminución del Fc)	-	-	-	-
<b>PERDIDAS</b>	Reducción del porcentaje de pérdidas, respecto a las Ventas Totales, según tendencia reciente.	13.97	14.54	14.33	13.25
		-0.4%	-0.4%	0.6%	-0.7%
<b>PRECIOS</b>	Tasas de crecimiento promedio de pronósticos de precios altos y de referencia del EIA-DOE	1.07	0.82	0.95	1.01
<b>POBLACION</b>	Tasas de proyecciones de población de la Contraloría General de la República.	1.62	1.46	1.46	1.23

VARIABLE	PREMISAS	ESCENARIO ALTO = OPTIMISTA			
		AÑO 1	ANUAL	CORTO PLAZO	LARGO PLAZO
		2009	2010	2009-2013	2014-2023
<b>PIB</b>	Con crecimiento promedio anual de acuerdo al mejor escenario de la Ampliación del Canal de INTRACORP. Estudio de Ampliación del Canal Escenario No. 7	7.78%	6.58%	4.32%	5.36%
<b>PIEMAN</b>	Serie similar al escenario moderado, en cuanto a la evolución ciclica y su relación con el PIB total, ligeramente superior al escenario moderado. Estructura Ajustada al comportamiento sector secundario de la economía en el mejor escenario de INTRACORP.	2.72%	5.27%	2.14%	5.26%
<b>BLOQUE</b>	Demanda consolidada Esc Optimista por la Integración de la Prov. Bocas del Toro mas los consumos previstos en los mega proyectos de infraestructura estatal (PTAR, Metro). Integración oct-2009. PTAR 2013, Metro 2014.	?	546.0%	86.40%	3.20%
<b>FACTOR DE CARGA</b>	Se asume la misma tendencia que el escenario moderado	66.29	70.70	69.85	71.07
	Sustitución de Bombillos(Disminución del Fc)	-	-	-	-
<b>PERDIDAS</b>	Se ajusta el Esc. la reducción del porcentaje de pérdidas, respecto a las Ventas Totales, según tendencia reciente.	13.97	14.30	14.18	13.54
		-4.40	-0.40	-0.40	-0.40
<b>PRECIOS</b>	Tasas de pronósticos de precios de referencia del EIA-DOE	1.07	0.82	0.98	1.02
<b>POBLACION</b>	Tasas de proyecciones de población de la Contraloría General de la República, ajustadas con el impacto de inmigración por trabajos de ampliación del Canal y "turismo residencial".	1.62	1.46	1.46	1.23



VARIABLE	PREMISAS	ESCENARIO BAJO = PESIMISTA			
		AÑO 1	ANUAL	CORTO PLAZO	LARGO PLAZO
		2009	2010	2009-2013	2014-2023
PIB	Con crecimiento promedio anual de acuerdo al peor escenario de la Ampliación del Canal de INTRACORP. Estudio de Ampliación del Canal Escenario No. 8	4.51%	5.57%	2.99%	3.79%
	0%	0.02	0.00	0.01	-0.01
PIBMAN	Serie similar al escenario moderado, en cuanto a la evolución cíclica y su relación con el PIB total, ligeramente superior al escenario moderado. Estructura Ajustada al comportamiento sector secundario de la economía en el peor escenario de INTRACORP. Escenario No.8	2.27%	3.29%	1.58%	3.50%
	0%	0.02	0.03	0.02	0.04
BLOQUE	Demanda consolidada Esc. Pesimista por la Integración de la Prov. Bocas del Toro mas los consumos previstos en los mega proyectos de infraestructura estatal (PTAR, Metro). Integración oct-2009. PTAR 2013, Metro 2014.	?	482.1%	79.80%	3.90%
FACTOR DE CARGA	Se asume la misma tendencia que el escenario moderado	70.70	70.70	71.53	72.54
	Sustitución de Bombillos (Disminución del Fc)	-	-	-	-
PERDIDAS	Se ajusto el Esc. la reducción del porcentaje de pérdidas, respecto a las Ventas Totales, según tendencia reciente.	13.97	14.50	14.59	15.10
		-0.40	0.40	1.00	0.30
PRECIOS	Tasas de pronósticos de precios de referencia altos de los costos de referencia del EIA-DOE	1.07	0.83	0.94	0.99
POBLACION	Tasas de proyecciones de población de la Contraloría General de la República, ajustadas con el impacto de inmigración por trabajos de ampliación del Canal y "turismo residencial". Identicas al escenario moderado por no considerarse ninguna	1.65	1.60	1.50	1.29

SECTORES CONSUMO MINORITARIO	Participación porcentual constante, igual al último año de la serie histórica, respecto al consumo total, debido a que no se dispone de series históricas de variables explicativas. Dada la baja participación del conjunto, en el consumo total de energía,	2.6	2.7	18.5	2.7
	ALUMBRADO PÚBLICO	2.29	2.39	2.37	2.39
	AUTOCONSUMO	0.12	0.11	0.11	0.11
	OTROS	0.16	0.16	16.00	0.16

Tabla 1.18

A continuación se presenta el detalle sectorial de las proyecciones de demanda de energía eléctrica y potencia máxima resultante de la ejecución del modelo, previa descripción de las siglas utilizadas para su total comprensión:



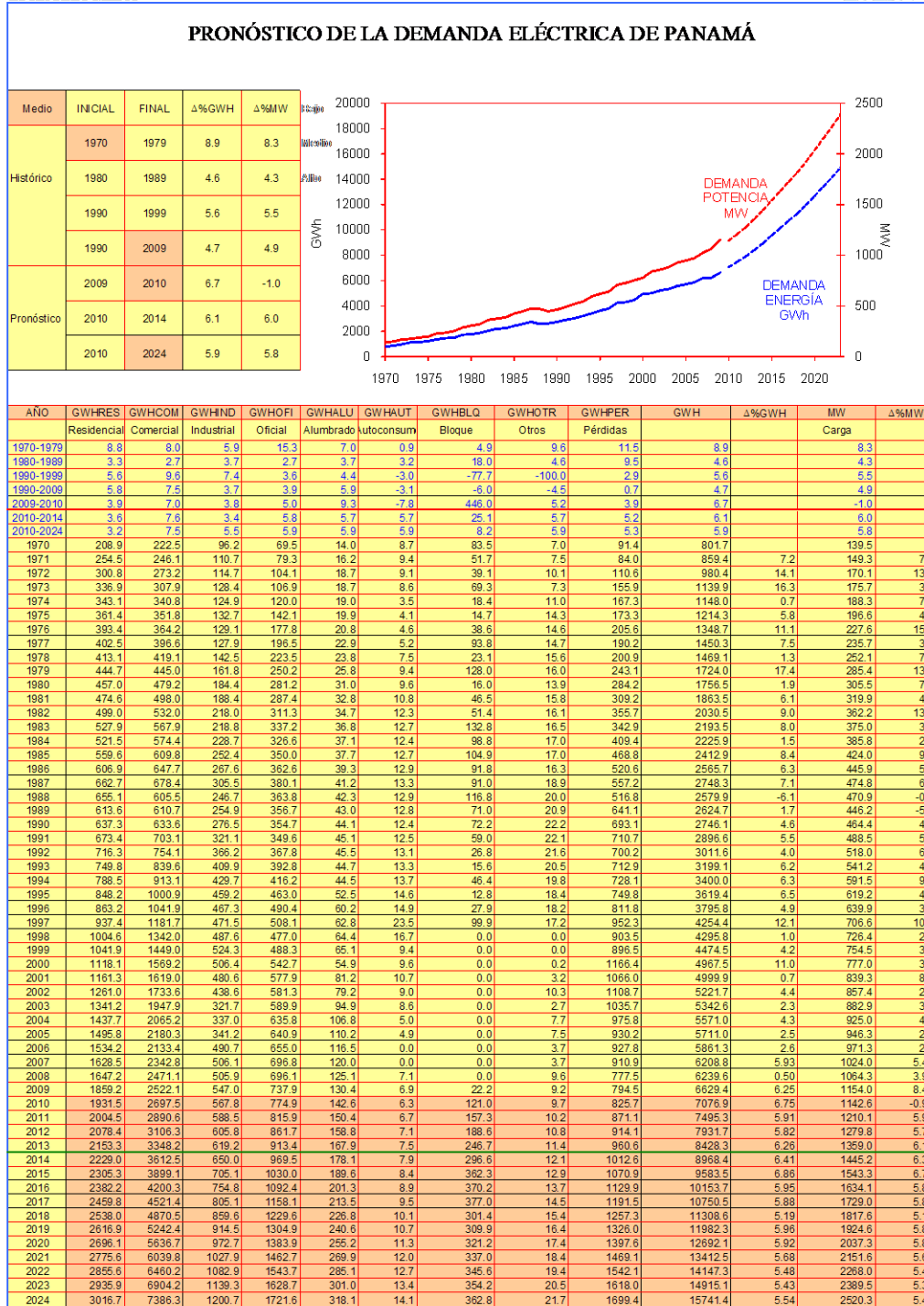
<b>SIGLA</b>	<b>SECTOR DE CONSUMO</b>	<b>DESCRIPCIÓN</b>
GWHRES	RESIDENCIAL	Consumo destinado al bienestar de la sociedad en sus hogares.
GWHCOM	COMERCIAL	Consumo destinado al confort y operación de los locales comerciales.
GWHIND	INDUSTRIAL	Consumo destinado a actividades productivas industriales.
GWHOFI	OFICIAL	Consumo destinado a las actividades al confort y operación de las oficinas públicas, hospitales, escuelas públicas y demás instalaciones propiedad del Estado
GWHALU	ALUMBRADO PÚBLICO	Consumo dedicado a la iluminación de calles y parques públicos.
GWHAUT	AUTOCONSUMO	Consumo dedicado al confort y operaciones de las empresas de distribución
GWHBLQ	BLOQUES INDEPENDIENTES	En este modelo se asignó al consumo de la provincia de Bocas del Toro.
GWHOTR	OTROS SECTORES	Representa a consumos atendidos, no caracterizados en los otros grupos (jubilados, tarifas especiales)
GWHPER	PÉRDIDAS TOTALES	Corresponde a las pérdidas de los sistemas de distribución y transmisión.

**Tabla 1.19**



### 1.8.1. ESCENARIO MEDIO O MODERADO

ETESA - EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.  
**PRONÓSTICO DE LA DEMANDA DE ELÉCTRICA DE PANAMÁ**  
**ESCENARIO MEDIO**



C:\Etesa\Gerencia... \Pronósticos de Demanda\Ponosticos de Demanda 2010-24 \ Sin Ahorro...

ETESA-PLAN 2008  
12-Feb-10

Tabla 1.20

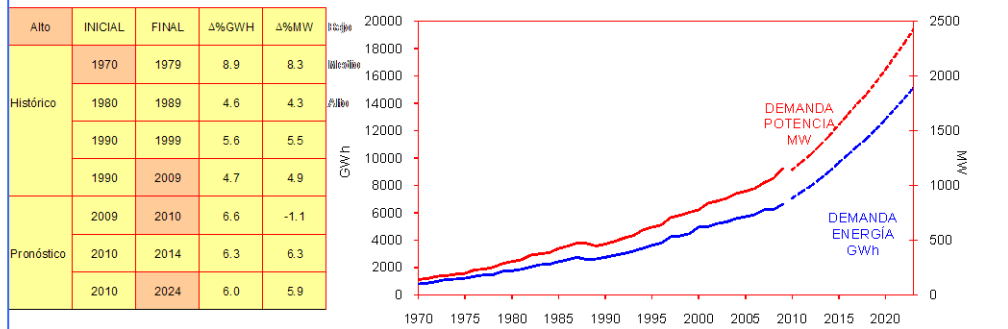


### 1.8.2. ESCENARIO ALTO U OPTIMISTA

ETESA - EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.  
PRONÓSTICO DE LA DEMANDA DE ELÉCTRICA DE PANAMÁ  
ESCENARIO ALTO



#### PRONÓSTICO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE PANAMÁ



AÑO	GWHRES	GWHCOM	GWHIND	GWHOFI	GWHALU	GWHAUT	GWHBLQ	GWHOTR	GWHPER	GWH	Δ%GWH	MW	Δ%MW
	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrado	Autoconsum	Bloque	Otros	Pérdidas			Carga	
1970-1979	8.8	8.0	5.9	15.3	7.0	0.9	4.9	9.6	11.5	8.9		8.3	
1980-1989	3.3	2.7	3.7	2.7	3.7	3.2	18.0	4.6	9.5	4.6		4.3	
1990-1999	5.6	9.6	7.4	3.6	4.4	-3.0	-77.7	-100.0	2.9	5.6		5.5	
1990-2009	5.8	7.5	3.7	3.9	5.9	-3.1	-6.0	-4.5	0.7	4.7		4.9	
2009-2010	3.9	7.1	4.3	5.2	9.5	-7.7	446.0	5.4	1.5	6.6		-1.1	
2010-2014	3.6	7.8	4.0	6.0	5.9	5.9	27.3	5.9	5.2	6.3		6.3	
2010-2024	3.2	7.6	6.2	6.0	6.1	6.1	8.5	6.1	5.2	6.0		5.9	
1970	208.9	222.5	96.2	69.5	14.0	8.7	83.5	7.0	91.4	801.7		139.5	
1971	254.5	246.1	110.7	79.3	16.2	9.4	51.7	7.5	84.0	859.4	7.2	149.3	7.0
1972	300.8	273.2	114.7	104.1	18.7	9.1	39.1	10.1	110.6	980.4	14.1	170.1	13.9
1973	336.9	307.9	128.4	106.9	18.7	8.6	69.3	7.3	155.9	1139.9	16.3	175.7	3.3
1974	343.1	340.8	124.9	120.0	19.0	3.5	18.4	11.0	167.3	1148.0	0.7	188.3	7.2
1975	391.4	351.9	132.7	142.1	19.9	4.1	14.7	14.3	173.3	1214.3	5.8	196.6	4.4
1976	393.4	364.2	129.1	177.8	20.8	4.6	38.6	14.6	205.6	1348.7	11.1	227.6	15.8
1977	402.5	396.6	127.9	196.5	22.9	5.2	93.9	14.7	190.2	1450.3	7.5	235.7	3.6
1978	413.1	419.1	142.5	223.5	23.8	7.5	23.1	15.6	200.9	1469.1	1.3	252.1	7.0
1979	444.7	445.0	161.8	250.2	25.8	9.4	128.0	16.0	243.1	1724.0	17.4	285.4	13.2
1980	457.0	479.2	184.4	281.2	31.0	9.6	16.0	13.9	284.2	1756.6	1.9	305.5	7.0
1981	474.6	498.0	188.4	287.4	32.8	10.8	46.5	15.8	309.2	1863.5	6.1	319.9	4.7
1982	499.0	532.0	218.0	311.3	34.7	12.3	51.4	16.1	355.7	2030.5	9.0	362.2	13.2
1983	527.9	567.9	218.8	337.2	36.8	12.7	132.8	16.5	342.9	2193.5	8.0	375.0	3.5
1984	521.5	574.4	228.7	326.6	37.1	12.4	98.8	17.0	409.4	2225.9	1.5	385.8	2.9
1985	559.6	609.8	252.4	350.0	37.7	12.7	104.9	17.0	468.8	2412.9	8.4	424.0	9.9
1986	606.9	647.7	267.6	362.6	39.3	12.9	91.8	16.3	520.6	2565.7	6.3	445.9	5.2
1987	662.7	678.4	305.5	380.1	41.2	13.3	91.0	18.9	557.2	2748.3	7.1	474.8	6.5
1988	655.1	605.5	246.7	363.8	42.3	12.9	116.8	20.0	516.8	2579.9	-6.1	470.9	-0.8
1989	613.6	610.7	254.9	356.7	43.0	12.8	71.0	20.9	641.1	2624.7	1.7	446.2	-5.2
1990	637.3	633.6	276.5	354.7	44.1	12.4	72.2	22.2	693.1	2746.1	4.6	464.4	4.1
1991	673.4	703.1	321.1	349.6	45.1	12.5	59.0	22.1	710.7	2896.6	5.5	488.5	5.2
1992	716.3	754.1	366.2	367.8	45.5	13.1	26.8	21.6	700.2	3011.6	4.0	519.9	6.0
1993	749.8	839.6	409.9	392.6	44.7	13.3	15.6	20.5	712.9	3199.1	6.2	541.2	4.5
1994	788.5	913.1	429.7	416.2	44.5	13.7	46.4	19.8	728.1	3400.0	6.3	591.5	9.3
1995	848.2	1000.9	459.2	463.0	52.5	14.6	12.8	18.4	749.8	3619.4	6.5	619.2	4.7
1996	863.2	1041.9	467.3	490.4	60.2	14.9	27.9	18.2	811.8	3795.8	4.9	639.9	3.3
1997	937.4	1181.7	471.5	508.1	62.8	23.5	99.9	17.2	952.3	4254.4	12.1	706.6	10.4
1998	1004.6	1342.0	487.6	477.0	64.4	16.7	0.0	0.0	903.5	4295.8	1.0	726.4	2.8
1999	1041.9	1449.0	524.3	488.3	65.1	9.4	0.0	0.0	896.5	4474.5	4.2	754.5	3.9
2000	1118.1	1569.2	506.4	542.7	54.9	9.6	0.0	0.2	1166.4	4967.5	11.0	777.0	3.0
2001	1161.3	1619.0	480.6	577.9	81.2	10.7	0.0	3.2	1066.0	4999.9	0.7	839.3	8.0
2002	1261.0	1733.6	438.6	581.3	79.2	9.0	0.0	10.3	1108.7	5221.7	4.4	857.4	2.2
2003	1341.2	1947.9	321.7	589.9	94.9	8.6	0.0	2.7	1035.7	5342.6	2.3	882.9	3.0
2004	1437.7	2065.2	337.0	636.8	106.8	5.0	0.0	7.7	975.8	5571.0	4.3	925.0	4.8
2005	1495.8	2180.3	341.2	640.9	110.2	4.9	0.0	7.5	930.2	5711.0	2.5	946.3	2.3
2006	1534.2	2133.4	490.7	656.0	116.5	0.0	0.0	3.7	927.8	5861.3	2.6	971.3	2.6
2007	1628.5	2342.8	506.1	696.8	120.0	0.0	0.0	3.7	910.9	6208.8	5.93	1024.0	5.42
2008	1647.2	2471.1	505.9	696.1	125.1	7.1	0.0	9.6	777.5	6239.6	0.50	1064.3	3.93
2009	1959.2	2522.1	547.9	737.9	130.4	6.9	22.2	9.2	794.5	6629.4	6.25	1154.0	6.43
2010	1931.4	2701.8	570.2	778.1	142.8	8.3	121.0	9.7	895.4	7065.7	6.58	1140.8	-1.14
2011	2004.5	2902.9	593.3	819.1	150.9	6.7	173.7	10.3	852.2	7513.7	6.34	1213.1	6.34
2012	2078.5	3129.7	612.2	868.1	159.7	7.1	209.5	10.9	893.9	7989.6	6.07	1285.9	6.00
2013	2153.3	3377.9	632.6	921.4	169.2	7.5	267.8	11.5	938.5	8479.7	6.40	1367.3	6.33
2014	2229.0	3647.0	667.9	978.9	179.6	8.0	317.7	12.2	987.6	9027.9	6.46	1454.8	6.40
2015	2305.3	3940.6	731.9	1041.2	191.5	8.5	382.3	13.0	1043.4	9667.6	7.09	1556.9	7.02
2016	2382.3	4252.8	791.5	1106.7	203.7	9.1	400.3	13.9	1100.4	10260.6	6.13	1651.3	6.07
2017	2459.8	4581.7	848.6	1174.7	216.4	9.6	407.1	14.7	1158.6	10871.4	5.95	1748.4	5.88
2018	2538.0	4939.2	910.5	1248.5	230.1	10.2	314.2	15.7	1220.6	11427.1	5.11	1836.6	5.04
2019	2616.9	5320.1	973.9	1326.3	244.4	10.9	322.9	16.6	1285.2	12117.2	6.04	1946.3	5.97
2020	2696.2	5723.6	1040.1	1407.9	259.5	11.5	334.4	17.7	1352.2	12843.1	5.99	2061.6	5.92
2021	2775.7	6136.7	1104.2	1489.5	274.7	12.2	350.5	18.7	1418.9	13581.2	5.75	2178.6	5.68
2022	2855.7	6570.0	1172.5	1574.2	290.6	12.9	359.3	19.8	1487.7	14342.7	5.61	2299.3	5.54
2023	2936.0	7030.0	1244.7	1663.7	307.4	13.7	368.1	20.9	1559.5	15144.0	5.59	2426.2	5.52
2024	3016.8	7527.4	1322.8	1760.9	325.4	14.5	377.0	22.1	1636.1	16002.9	5.67	2562.2	5.60

C:\Etesa\Gerencia - \Pronósticos de Demanda\Ponosticos de Demanda 2010-24 \ Sin Ahorro...

ETESA-PLAN 2008  
12-Feb-10

Tabla 1.21



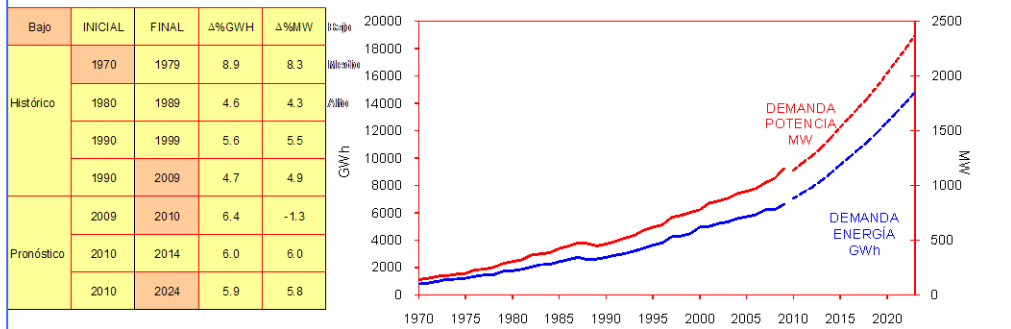


### 1.8.3. ESCENARIO BAJO O PESIMISTA

ETESA - EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.  
PRONÓSTICO DE LA DEMANDA DE ELÉCTRICA DE PANAMÁ  
ESCENARIO BAJO



#### PRONÓSTICO DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE PANAMÁ



AÑO	GWHRES	GWHCOM	GWHIND	GWHOFI	GWHALU	GWHALU	GWHBLQ	GWHOTR	GWHPER	GWH	Δ%GWH	MW	Δ%MW
	Residencial	Comercial	Industrial	Oficial	Alumbrado	Autoconsumo	Bloque	Otros	Pérdidas			Carga	
1970-1979	8.8	8.0	5.9	15.3	7.0	0.9	4.9	9.6	11.5	8.9		8.3	
1980-1989	3.3	2.7	3.7	2.7	3.7	3.2	18.0	4.6	9.5	4.6		4.3	
1990-1999	5.6	9.6	7.4	3.6	4.4	-3.0	-77.7	-100.0	2.9	5.6		5.5	
1990-2009	5.8	7.5	3.7	3.9	5.9	-3.1	-6.0	-4.5	0.7	4.7		4.9	
2009-2010	3.9	6.7	3.2	4.7	9.1	-8.0	382.1	5.0	4.9	6.4		-1.3	
2010-2014	3.6	7.4	3.3	5.6	4.2	23.4	27.4	-16.2	5.6	6.0		6.0	
2010-2024	3.2	7.4	5.2	5.8	5.4	9.8	8.9	-1.0	5.8	5.9		5.8	
1970	208.9	222.5	96.2	69.5	14.0	8.7	83.5	7.0	91.4	801.7		139.5	
1971	254.5	246.1	110.7	79.3	16.2	9.4	51.7	7.5	84.0	859.4	7.2	149.3	7.0
1972	300.8	273.2	114.7	104.1	18.7	9.1	39.1	10.1	110.6	980.4	14.1	170.1	13.9
1973	336.9	307.9	128.4	106.9	18.7	8.6	69.3	7.3	155.9	1139.9	16.3	175.7	3.3
1974	343.1	340.8	124.9	120.0	19.0	3.5	18.4	11.0	167.3	1148.0	0.7	188.3	7.2
1975	361.4	351.8	132.7	142.1	19.9	4.1	14.7	14.3	173.3	1214.3	5.8	196.6	4.4
1976	393.4	364.2	129.1	177.8	20.8	4.6	38.6	14.6	205.6	1348.7	11.1	222.6	15.8
1977	402.5	395.6	127.9	196.5	22.9	5.2	93.8	14.7	190.2	1450.3	7.5	235.7	3.6
1978	413.1	419.1	142.5	223.5	23.8	7.5	23.1	15.6	200.9	1469.1	1.3	252.1	7.0
1979	444.7	445.0	161.8	250.2	25.8	9.4	128.0	16.0	243.1	1724.0	17.4	285.4	13.2
1980	457.0	479.2	184.4	281.2	31.0	9.6	16.0	13.9	284.2	1756.5	1.9	305.5	7.0
1981	474.6	498.0	188.4	287.4	32.8	10.8	46.5	15.8	309.2	1863.5	6.1	319.9	4.7
1982	499.0	532.0	218.0	311.3	34.7	12.3	51.4	16.1	355.7	2030.5	9.0	362.2	13.2
1983	527.9	567.9	218.8	337.2	36.8	12.7	132.8	16.5	342.9	2193.5	8.0	375.0	3.5
1984	521.5	574.4	228.7	326.6	37.1	12.4	98.8	17.0	409.4	2225.9	1.5	385.8	2.9
1985	559.6	609.8	252.4	350.0	37.7	12.7	104.9	17.0	468.8	2412.9	8.4	424.0	9.9
1986	606.9	647.7	267.6	362.6	39.3	12.9	91.8	16.3	520.6	2565.7	6.3	445.9	5.2
1987	662.7	678.4	305.5	380.1	41.2	13.3	91.0	18.9	557.2	2748.3	7.1	474.8	6.5
1988	655.1	605.5	246.7	363.8	42.3	12.9	116.8	20.0	516.8	2579.9	-6.1	470.9	-0.8
1989	613.6	610.7	254.9	356.7	43.0	12.8	71.0	20.9	641.1	2624.7	1.7	446.2	-5.2
1990	637.3	633.6	276.5	354.7	44.1	12.4	72.2	22.2	693.1	2746.1	4.6	464.4	4.1
1991	673.4	703.1	321.1	349.6	45.1	12.5	59.0	22.1	710.7	2896.6	5.5	488.5	5.2
1992	716.3	754.1	368.2	387.8	45.5	13.1	26.8	21.6	700.2	3011.6	4.0	518.0	6.0
1993	749.8	839.6	409.9	392.9	44.7	13.3	15.6	20.5	712.9	3199.1	6.2	543.2	4.5
1994	788.5	913.1	429.7	416.2	44.5	13.7	46.4	19.8	728.1	3400.0	6.3	591.5	9.3
1995	848.2	1000.9	459.2	463.0	52.5	14.6	12.8	18.4	749.8	3619.4	6.5	619.2	4.7
1996	863.2	1041.9	467.3	490.4	60.2	14.9	27.9	18.2	811.8	3795.8	4.9	639.9	3.3
1997	937.4	1181.7	471.5	508.1	62.8	23.5	99.9	17.2	952.3	4254.4	12.1	706.6	10.4
1998	1004.6	1342.0	487.6	477.0	64.4	16.7	0.0	0.0	903.5	4295.8	1.0	726.4	2.8
1999	1041.9	1449.0	524.3	488.3	65.1	9.4	0.0	0.0	896.5	4474.5	4.2	754.5	3.9
2000	1118.1	1569.2	506.4	542.7	54.9	9.6	0.0	0.2	1166.4	4967.5	11.0	777.0	3.0
2001	1161.3	1619.0	480.6	577.9	81.2	10.7	0.0	3.2	1066.0	4999.9	0.7	839.3	8.0
2002	1261.0	1733.6	438.6	581.3	79.2	9.0	0.0	10.3	1108.7	5221.7	4.4	857.4	2.2
2003	1341.2	1947.9	321.7	589.9	94.9	8.6	0.0	2.7	1035.7	5342.6	2.3	882.9	3.0
2004	1437.7	2065.2	337.0	635.8	106.8	5.0	0.0	7.7	975.8	5571.0	4.3	925.0	4.8
2005	1495.8	2180.3	341.2	640.9	110.2	4.9	0.0	7.5	930.2	5711.0	2.5	946.3	2.3
2006	1534.2	2133.4	490.7	655.0	116.5	0.0	0.0	3.7	927.8	5861.3	2.6	971.3	2.6
2007	1628.5	2342.8	506.1	696.8	120.0	0.0	0.0	3.7	910.9	6208.8	5.93	1024.0	5.42
2008	1647.2	2471.1	505.9	696.1	125.1	7.1	0.0	9.6	777.5	6239.6	0.50	1064.3	3.93
2009	1859.2	2522.1	547.9	737.9	130.4	6.9	22.2	9.2	794.5	6529.4	6.25	1154.0	8.43
2010	1931.5	2689.9	564.3	772.7	142.3	6.3	106.8	9.7	833.2	7056.6	6.44	1139.3	-1.27
2011	2004.5	2878.0	583.1	812.4	141.8	12.8	157.3	4.0	877.9	7471.9	5.88	1206.4	5.88
2012	2078.4	3080.3	596.7	854.5	149.3	13.3	173.4	4.2	923.7	7873.9	5.38	1270.4	5.31
2013	2153.3	3318.7	611.5	905.2	157.9	14.0	231.5	4.5	976.1	8372.6	6.33	1350.0	6.26
2014	2229.0	3581.0	641.3	960.8	167.4	14.7	281.3	4.8	1034.6	8914.7	6.48	1436.5	6.41
2015	2305.3	3862.7	690.6	1019.9	178.0	15.4	341.1	5.1	1099.0	9517.1	6.76	1532.6	6.69
2016	2382.2	4156.5	734.3	1080.3	188.7	16.2	348.8	5.4	1164.6	10077.0	5.88	1621.7	5.81
2017	2459.8	4472.4	780.9	1144.6	200.1	17.0	355.6	5.7	1234.1	10670.2	5.89	1716.1	5.82
2018	2538.0	4816.3	830.9	1214.6	212.4	17.8	291.6	6.0	1308.9	11236.4	5.31	1806.0	5.24
2019	2616.8	5182.8	881.4	1288.4	225.2	18.7	299.8	6.4	1387.4	11907.1	5.97	1912.5	5.90
2020	2696.0	5571.4	934.8	1365.8	238.7	19.7	311.0	6.8	1469.8	12614.1	5.94	2024.8	5.87
2021	2775.6	5969.1	985.0	1443.1	252.4	20.6	326.6	7.2	1553.0	13332.7	5.70	2138.8	5.63
2022	2855.5	6383.6	1035.3	1522.5	266.5	21.5	335.0	7.6	1638.7	14066.2	5.50	2255.0	5.43
2023	2935.9	6820.8	1086.8	1605.6	281.2	22.5	343.4	8.0	1728.3	14832.4	5.45	2376.3	5.38
2024	3016.6	7295.7	1143.0	1696.4	297.1	23.5	351.8	8.5	1824.7	15657.3	5.58	2506.8	5.49

C:\Etesa\Gerencia - \Pronósticos de Demanda\Ponosticos de Demanda 2010-24 \ Sin Ahorro...

ETESA - PLAN 2008  
12-Feb-10

Tabla 1.22



## 1.8.4 ANALISIS ESTRUCTURAL DE LOS ESCENARIOS

Como resultado de estos análisis, la Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA) pronostica que la demanda de energía eléctrica crecerá anualmente entre 6.0, 6.2, y 6.35% a corto plazo (2010-2013), para los escenarios Bajo o Pesimista, Conservador o Moderado y el Alto o Optimista respectivamente. Igualmente, para el largo plazo (2014-2024) se estima que estos parámetros se encuentren dentro de los rangos de 5.79 y 5.89%. Estos resultados son dependientes del crecimiento de la población, la recuperación económica del país, la permanencia de las actuales políticas tarifarias y energéticas, el surgimiento de macroproyectos estatales y privados, las proyecciones de precios de los combustibles, el rumbo de la industria manufacturera y de los programas de reducción de pérdidas eléctricas.

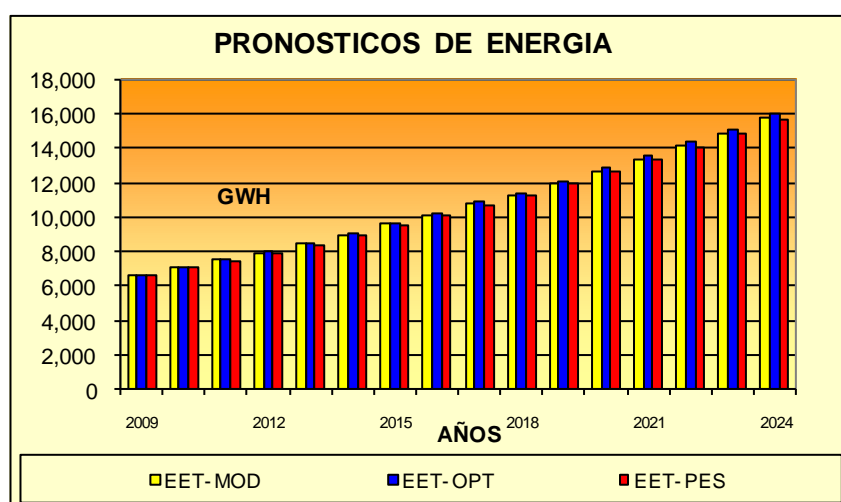


Figura 1.22

Para todo el período de análisis, 2010-2024 los respectivos escenarios de energía eléctrica crecerán en 5.9, 5.93 y 6.05%. La estrechez del rango de proyecciones entre los tres escenarios, con diferencias menores al 1%, obedece a la fuerza de los factores positivos, insertos en los escenarios analizados, que se perciben para el corto plazo. En consideración a las premisas tomadas para dichos años, especialmente los relacionados a la decisión tomada por la población panameña, al aprobar los trabajos de ampliación del Canal de Panamá, a los cuales están intrínsecamente relacionadas las hipótesis de crecimiento económico utilizadas en el pronóstico.

Con respecto al pronóstico de la demanda de potencia eléctrica, ETESA prevé un crecimiento acumulado anual entre 4.00, 4.17 y 4.33% a corto plazo (2010-2013) y entre 5.79, 5.78 y 5.89% a largo plazo (2014-2024) en los respectivos escenarios pesimista, conservador y optimista. Para todo el periodo de análisis (2010-2024), los resultados esperados, respectivamente son 5.31, 5.35 y 5.46%. En las figuras y tablas siguientes se muestra el resumen de las tasas de crecimiento previstas por escenario y periodo.

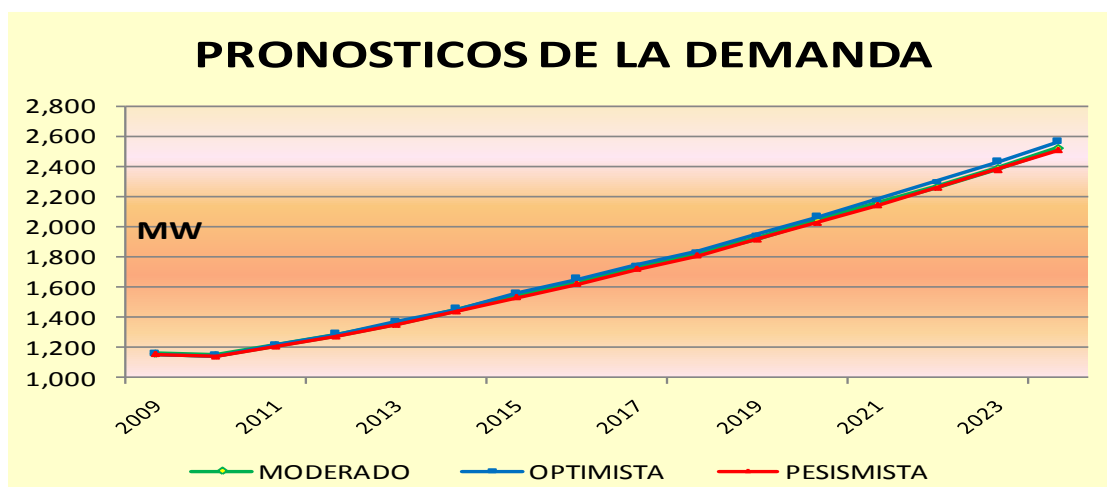


Figura 1.23

En consecuencia, los incrementos anuales de energía (GWh) y potencia (MW) en los tres escenarios analizados, muestran a efecto de las premisas utilizadas, muy poca diferencias entre sí. Con un fuerte impulso en el corto plazo empujado principalmente por la ejecución del magno proyecto de Ampliación del Canal y el desarrollo de varios mega proyectos estatales de infraestructura que se han de realizar, en estos años. Ver tabla siguiente.

INCREMENTO PROMEDIO ANUAL DE ENERGIA Y DEMANDA POR PERIODO						
SIN CONSIDERAR AHORRO ENERGETICO						
PERIODO	MODERADO		OPTIMISTA (ALTO )		PESIMISTA (BAJO)	
	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA
CORTO PLAZO (2010-2013)	449.7	51.3	462.6	53.3	435.8	49.0
LARGO PLAZO (2014-2024)	664.8	105.6	683.9	108.6	662.3	105.2
ANALISIS (2010-2024)	607.5	91.1	624.9	93.9	601.9	90.2

Tabla 1.23

Las mayores incertidumbres para el cumplimiento de los estimados de corto plazo de los escenarios moderado y optimista, radican en la continuación o no de los proyectos urbanísticos del sector construcción, los cuales podrían verse obstaculizados por las secuelas remanentes de la crisis global, escenificada en el periodo económico-financiero (2007-2009), a ejemplo, mayor restricción en el crédito bancario nacional y externo. En el caso del medio y largo plazo, la incertidumbre se presenta en la inserción de mega proyectos de índole privada no listados, ni considerados explícitamente en el pronóstico 2010-2024. El inicio de construcción, luego operación y explotación de estos macroproyectos de iniciativa privada, podrían incrementar las tasas de crecimiento, específicamente del escenario optimista.



Entre estos proyectos mencionados, pero no incluidos específicamente en las premisas de los escenarios por su incipiente estado de desarrollo tenemos: la mega refinería de petróleo en la provincia de Chiriquí; Proyectos mineros de envergadura; el Panama International Merchandise Mart (PIMM)<sup>64</sup>, la expansión portuaria (Mega Puerto de Farfán); Centro Multimodal, Industrial y de Servicios (CEMIS); Aeropuertos Internacionales en la Provincia de Colon y área de Azuero; Centro Energético de las Américas,<sup>65</sup> entre otros.

Los sectores de mayor demanda de energía eléctrica, seguirán siendo el sector comercial y el residencial, seguidos en orden por el segmento de las pérdidas de energía eléctrica, el sector oficial, el sector industrial y el alumbrado público. En el año 2008, la participación de estos sectores en el consumo eléctrico fue 39.6, 26.4, 12.5, 11.2 y 8.1%, en el mismo orden.

Mas o menos de acuerdo a los escenarios presentados, se espera que en el año 2024, esta estructura de consumo varíe a 46.6% en sector comercial, 19.3% sector residencial, 10.8% en pérdidas totales del sistema, 10.7% en el sector oficial, 7.3% en el sector industrial. El sector industrial y residencial se deben repartir el 2.5% alcanzado por el segmento de consumo de nominado Bloque, con un mayor peso la manufactura, que incluye el consumo de la Integración de la Prov. de Bocas del Toro, PTP, PTAR y el consumo de sub-actividad de transporte (Metro), que ha de entrar en operaciones, en el primer quinquenio del presente pronóstico.

De acuerdo a los registros de los dos últimos años 2008 y 2009, las pérdidas de energía eléctrica han alcanzado los parámetros de 12.5 y 12.0%. Con base en estos parámetros, el Pronóstico de Energía 2010-2024, mantiene estas mismas tasas de crecimiento levemente estabilizadas hasta el año 2024, en un rango entre 10.2 y 11.7% dependiendo de las premisas de los escenarios. Es importante anotar que en el periodo anterior a la reforma del subsector eléctrico (1989-2001), las pérdidas de energía eléctrica contabilizaban igual o mayor cantidad que el consumo agregado del sector industrial y oficial. En efecto en el año 2000, las pérdidas de energía eléctrica fueron de 1,166.4 GWh mientras que el consumo agregado el sector industrial y oficial fue de 1,049.1 GWh (506.4 GWh industrial y 542.1 GWh oficial).<sup>66</sup>

---

<sup>64</sup> Un centro de exhibición comercial permanente al por mayor en América Latina y el Caribe. Con una inversión de \$545 millones se construye en El Limón, Provincia de Colón, con un terreno de 560 hectáreas, el PIMM ocupara 50 Ha de ellas y estará ubicado entre la vía Transistmica y el Lago Gatún.

<sup>65</sup> Es un mega complejo petroquímico que incluye refinerías, plantas petroquímicas, instalaciones marinas y terminales de almacenamiento. La fase inicial del proyecto tiene un estimado de costo directo de \$1.300 millones.

<sup>66</sup> Este tema es comentado en el punto 1.4.2, de Pérdidas de Energía Eléctrica.



Los resultados para los 15 años de proyección del pronóstico, destacan la atención sobre el consumo de las actividades del sector comercial y de servicios, el cual pasa, aproximadamente del 40% al 46% del consumo total; por su parte, el consumo del sector residencial reduce su participación del 27% a aproximadamente 20%; el resto de los sectores de consumo (industrial, oficial, alumbrado público, autoconsumo y otros) mantienen relativamente sus participaciones, durante el horizonte de proyección.

Con el fin de validar los pronósticos presentados en este análisis, se comparan las proyecciones del Escenario Moderado, frente a los datos del Informe Indicativo de Demanda (2009-2018), elaborado por el Centro Nacional de Despacho.<sup>67</sup>

La siguiente grafica compara las proyecciones del Escenario Moderado de ETESA, versus los totales DMG coincidentes en la punta, del Centro Nacional de Despacho, presentándose diferencias anuales entre 2.1 y 8.8% , con un promedio anual para los diez años, de 5.7%. Estas discrepancias, que pueden ser consideradas mínimas, se explican por si solas en las diferencias metodológicas y enfoques conceptuales de cada proyección.

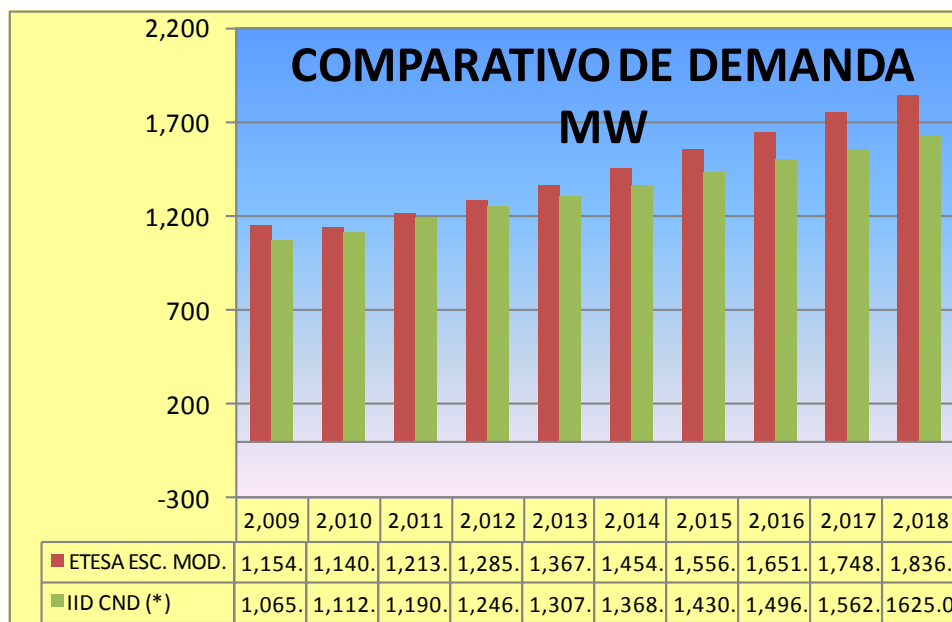


Figura 1.24

<sup>67</sup> Adenda No. 3, Informe Indicativo de Demandas 2009-2018, de octubre 2009



Las demandas totales de potencia utilizadas por el CND, corresponden a las documentadas en la Adenda No.3, del Indicativo de Demanda. En él, se incluye la información detallada y de última hora de los requerimientos de energía y potencia agregada al segmento de los Grandes Clientes. Específicamente, volúmenes de energía y potencia de varios Supermercados metropolitanos, y otras industrias existentes, modificando las demandas totales coincidentes con las pérdidas en punta del consumo.

En las Adendas anteriores, del Informe Indicativo de Demandas, la No.1 y No. 2, de los meses de julio y septiembre, respectivamente, se incluyeron las demandas previstas, consumo de energía, curvas típicas para los siguientes diez años de Bocas Fruit CO. (BOFCO) y la empresa Petro Terminales de Panamá (PTP).

Es necesario destacar que las desviaciones promedio de los pronósticos de ETESA con la demanda agregada de los Agentes Distribuidores son de apenas 4.1% para los primeros cinco años (2009 y 2013), coincidente con el corto plazo del pronóstico. Para el segundo quinquenio, años 2014-2018, se tienen diferencias mayores en promedio de 7.2%, acrecentándose anualmente estas diferencias, de 4.9 a 8.8%. Ambos porcentajes promedio de discrepancias son aceptables, con lo cual se valida los pronósticos, en especial los resultados en el periodo de corto plazo.



### **1.8.5 DESAGREGACIÓN POR BARRA**

En la siguiente página se presenta la desagregación de la Demanda Máxima de Generación, por participante consumidor y por barra.

Esta desagregación se calculó con base en los datos históricos registrados a diciembre del 2007. Los resultados obtenidos concuerdan con la información suministrada por las distribuidoras.

Se incluye la demanda de la subestación Las Guías, a construirse en el año 2009 en los límites de la provincia de Coclé.

El Cuadro No. 25 del archivo electrónico del Anexo 3, contiene los datos de esta desagregación.



**DEMANDA MAXIMA DE GENERACION , POR PARTICIPANTE CONSUMIDOR Y POR BARRA. 2010-2024 (MW)**

	2008	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
<b>ELEKTRA</b>																
Santa María	69.01	72.98	75.55	77.84	81.97	86.79	92.34	97.30	102.37	107.31	113.39	119.75	126.11	132.51	139.08	146.05
BLM	43.85	46.36	48.00	49.45	52.08	55.14	58.67	61.82	65.04	68.18	72.04	76.08	80.12	84.19	88.36	92.79
France Field	49.98	52.85	54.72	56.38	59.37	62.86	66.88	70.47	74.14	77.72	82.13	86.73	91.34	95.98	100.73	105.78
Tocumen	42.53	44.97	46.56	47.97	50.52	53.48	56.91	59.96	63.09	66.13	69.88	73.80	77.72	81.66	85.71	90.01
Chilibre	42.18	44.60	46.17	47.57	50.10	53.04	56.44	59.47	62.57	65.59	69.30	73.19	77.08	80.99	85.00	89.26
Cerro Viento	74.79	79.08	81.87	84.36	88.83	94.05	100.07	105.45	110.94	116.29	122.88	129.77	136.67	143.60	150.72	158.27
Monte Oscuro	45.54	48.16	49.86	51.37	54.10	57.27	60.94	64.21	67.56	70.82	74.83	79.03	83.23	87.45	91.78	96.38
Geehan	12.54	13.26	13.73	14.14	14.89	15.77	16.78	17.68	18.60	19.50	20.60	21.76	22.92	24.08	25.27	26.54
Tinajitas	32.04	33.88	35.07	36.14	38.06	40.29	42.87	45.17	47.53	49.82	52.64	55.60	58.55	61.52	64.57	67.81
<b>Total</b>	<b>412.46</b>	<b>436.15</b>	<b>451.52</b>	<b>465.23</b>	<b>489.91</b>	<b>518.69</b>	<b>551.91</b>	<b>581.54</b>	<b>611.82</b>	<b>641.36</b>	<b>677.71</b>	<b>715.71</b>	<b>753.74</b>	<b>791.98</b>	<b>831.23</b>	<b>872.89</b>
<b>EDEMET</b>																
Locería	85.50	90.41	93.59	96.44	101.55	107.52	114.40	120.55	126.82	132.95	140.48	148.36	156.24	164.17	172.30	180.94
Marañón	97.56	103.16	106.79	110.04	115.87	122.68	130.54	137.55	144.71	151.70	160.29	169.28	178.27	187.32	196.60	206.45
San Francisco	87.69	92.73	95.99	98.91	104.16	110.27	117.34	123.64	130.07	136.36	144.08	152.16	160.25	168.38	176.72	185.58
Centro Bancario	70.15	74.18	76.80	79.13	83.33	88.22	93.87	98.91	104.06	109.08	115.27	121.73	128.20	134.70	141.38	148.46
Llano Sanchez 115	101.72	100.76	104.32	107.48	113.19	119.83	127.51	134.35	141.35	148.18	156.57	165.35	174.14	182.97	192.04	201.66
Llano Sanchez 34	0.22	0.23	0.24	0.25	0.26	0.28	0.29	0.31	0.33	0.34	0.36	0.38	0.40	0.42	0.44	0.46
Las Guías	0.00	19.42	20.11	20.72	21.82	23.10	24.58	25.90	27.25	28.56	30.18	31.87	33.57	35.27	37.02	38.87
Chorrera 34	69.71	61.09	63.24	65.16	68.62	72.65	77.31	81.46	85.70	89.84	94.93	100.25	105.58	110.93	116.43	122.27
Miraflores 44	16.08	17.00	17.60	18.14	19.10	20.22	21.52	22.67	23.85	25.00	26.42	27.90	29.39	30.88	32.41	34.03
Balboa 44	14.48	15.31	15.85	16.33	17.20	18.21	19.38	20.42	21.48	22.52	23.79	25.13	26.46	27.80	29.18	30.64
Summit 44	1.59	1.68	1.74	1.79	1.89	2.00	2.13	2.24	2.36	2.47	2.61	2.76	2.90	3.05	3.20	3.36
Gamboia 44	2.41	2.55	2.64	2.72	2.86	3.03	3.23	3.40	3.58	3.75	3.96	4.18	4.41	4.63	4.86	5.10
Agua Clara 44	2.41	2.55	2.64	2.72	2.86	3.03	3.23	3.40	3.58	3.75	3.96	4.18	4.41	4.63	4.86	5.10
<b>Total</b>	<b>549.53</b>	<b>581.08</b>	<b>601.56</b>	<b>619.82</b>	<b>652.71</b>	<b>691.04</b>	<b>735.31</b>	<b>774.78</b>	<b>815.13</b>	<b>854.49</b>	<b>902.91</b>	<b>953.54</b>	<b>1004.20</b>	<b>1055.16</b>	<b>1107.44</b>	<b>1162.94</b>
<b>EDECHI</b>																
Mata de Nance 34	60.79	64.28	66.55	68.57	72.21	76.45	81.34	85.71	90.17	94.53	99.88	105.49	111.09	116.73	122.51	128.65
Progreso	12.06	12.75	13.20	13.60	14.32	15.16	16.13	17.00	17.89	18.75	19.81	20.92	22.03	23.15	24.30	25.52
<b>Total</b>	<b>72.85</b>	<b>77.03</b>	<b>79.75</b>	<b>82.17</b>	<b>86.53</b>	<b>91.61</b>	<b>97.48</b>	<b>102.71</b>	<b>108.06</b>	<b>113.28</b>	<b>119.70</b>	<b>126.41</b>	<b>133.12</b>	<b>139.88</b>	<b>146.81</b>	<b>154.17</b>
<b>TOTAL DIST.</b>	<b>1034.84</b>	<b>1094.27</b>	<b>1132.83</b>	<b>1167.21</b>	<b>1229.15</b>	<b>1301.34</b>	<b>1384.70</b>	<b>1459.04</b>	<b>1535.01</b>	<b>1609.13</b>	<b>1700.31</b>	<b>1795.66</b>	<b>1891.06</b>	<b>1987.02</b>	<b>2085.48</b>	<b>2190.00</b>
<b>CEMENTO PANAMA</b>	5.94	8.12	8.05	8.23	8.23	8.23	8.23	8.23	8.26	8.26	8.26	8.26	8.26	8.26	8.26	8.26
<b>PTP (Ch. Grande)</b>	0.00	15.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37.00	37
<b>CHANGUINOLA</b>	0.00	11.87	12.35	12.86	13.39	13.95	14.54	15.15	15.80	16.48	17.20	17.95	18.75	19.56	20.40	21.28
<b>TOTAL DEMANDA</b>	<b>1,040.78</b>	<b>1,129.26</b>	<b>1,190.23</b>	<b>1,225.30</b>	<b>1,287.77</b>	<b>1,360.52</b>	<b>1,444.47</b>	<b>1,519.42</b>	<b>1,596.07</b>	<b>1,670.87</b>	<b>1,762.77</b>	<b>1,858.87</b>	<b>1,955.07</b>	<b>2,051.84</b>	<b>2,151.14</b>	<b>2,256.54</b>
<b>Pérdidas Trans. MW</b>	23.52	20.04	25.77	57.60	69.13	75.78	82.43	89.08	95.73	96.73	97.73	98.73	99.73	100.76	101.76	102.76
<b>Pérdidas Trans. %</b>	2.21%	1.74%	2.12%	4.49%	5.09%	5.28%	5.40%	5.54%	5.66%	5.47%	5.25%	5.04%	4.85%	4.68%	4.52%	4.36%
<b>TOTAL GENERACIÓN</b>	<b>1,064.30</b>	<b>1,149.30</b>	<b>1,216.00</b>	<b>1,282.90</b>	<b>1,356.90</b>	<b>1,436.30</b>	<b>1,526.90</b>	<b>1,608.50</b>	<b>1,691.80</b>	<b>1,767.60</b>	<b>1,860.50</b>	<b>1,957.60</b>	<b>2,054.80</b>	<b>2,152.60</b>	<b>2,252.90</b>	<b>2359.3</b>



## 1.9. CONCLUSIONES

Para el corto plazo (2009-2013), de acuerdo a la información reciente y disponible y a los análisis y cálculos realizados, la demanda de energía eléctrica de Panamá podría presentar tasas de crecimiento crecientes, por el orden de 5.2 a 5.7% promedio anual, mientras que la potencia máxima exigida al sistema podría crecer de 4.9 a 5.1%, de darse situaciones socioeconómicas moderadas, optimistas o pesimistas.

La estrechez del rango de proyecciones del corto plazo, con diferencias menores al 0.5%, obedece a la fuerza de los factores positivos que se perciben para dichos años, especialmente los relacionados a la decisión tomada por la población panameña, al aprobar los trabajos de ampliación del Canal de Panamá y a la ejecución en el corto plazo de magno proyectos estatales de infraestructura, dentro de las medidas gubernamentales anti cíclicas, a los cuales están intrínsecamente relacionadas las hipótesis de crecimiento económico, tanto moderado, como las opciones optimista y pesimista.

Por consiguiente, la inclusión de los consumos previstos de los proyectos de Saneamiento de la Bahía de Panamá y de la implementación de un sistema de transporte masivo en la Ciudad de Panamá (Metro), se incorporan dentro del segmento de consumo Bloque, en conjunto con la energía correspondiente a la región recién integrada al SIN, la región económica de Changuinola, en la provincia de Bocas del Toro. En la cual el segmento Bloque pasa de aproximadamente 120.9 GWh en el año 2010 a 362, 377 y 352 GWh en el año 2024, respectivamente en los escenarios Moderado, Optimista y Pesimista.

En la presente edición del Pronóstico de Demanda 2010-2024 no se incluyó los estimados de ahorros de energía, resultantes de la campaña de sustitución de focos incandescentes por iluminación eficiente de menor consumo, ya que la evidencia correspondiente al sector residencial hasta el mes de septiembre del presente año, no denota una reducción en el consumo sino por el contrario se tiene un crecimiento de 13% con respecto a los registros respectivos del año 2008. La misma será reconsiderada, cuando se presente un estudio más formal que evidencie los ahorros en consumo, atribuibles directamente a la sustitución de los bombillos.

Entre las mayores incertidumbres que se evidencian en el presente pronóstico, se refieren a la precisión del comportamiento de la economía nacional en el periodo de corto plazo (2010-2013). Específicamente del total de la economía nacional, de los agregados sectoriales y de las diversas actividades económicas. En consideración del excelente comportamiento promedio del crecimiento alcanzado en el periodo 2004-2008, con una tasa de crecimiento anual acumulada de 8.7%, versus al previsto crecimiento para el año 2009, por debajo del 3%. La última estimación del comportamiento esperado de la economía nacional, para el año 2010 es de 4.5%.



Esta significativa desaceleración de la economía nacional, relativamente positiva dentro de un entorno mundial de recesión, introduce grandes incertidumbres en el desempeño de todas las actividades domésticas, en el corto y mediano plazo.

A la fecha, son inciertos los efectos derivados de la crisis hipotecaria norteamericana en la economía nacional, la cual fue traspasada globalmente al área financiera. Al igual que sus efectos retardados en los mercados mundiales de las materias primas, que conllevaron a una disminución del comercio mundial, lo que se traduce en la disminución significativa de la utilización de la vía acuática del Canal; con sus efectos colaterales en las actividades conexas, principal motor de la economía nacional.

Otra incertidumbre importante originada en la crisis económica global, es la certeza de continuación de grandes proyectos urbanísticos en la urbe metropolitana y en las aéreas de descanso en desarrollo a lo largo del país. Estos proyectos han sido obstaculizados por factores no previstos en su previa programación, reticencia del crédito bancario a promotores y a las hipotecas individuales, por los bancos nacionales y del exterior, con su efecto directo principalmente en una de las actividades económicas más dinámicas de los años recientes, Construcción, y de los proveedores de insumos para su actividad, uno de los principales motores del alto crecimiento en el periodo 2005-2008.

De profundizarse la crisis mundial, a lo interno de Panamá se esperaría un efecto importante en el desarrollo de la construcción, a la caída de los denominados turismos de temporada y/o residencial, y por consiguiente de las actividades concernientes a la explotación de hoteles y restaurantes.

Adicionalmente se tienen incertidumbres con respecto a los posibles retrasos o adelantos en la ejecución de mega proyectos de índole privada, no listados, ni considerados explícitamente en este análisis, los cuales podrían incrementar las tasas de crecimiento del escenario optimista, en forma directa e indirecta. Los proyectos identificados, son de un alto valor de inversión y corresponden en gran parte a empresas con un potencial uso intensivo de la energía eléctrica.

Entre los proyectos no listados, ni incluidos en este análisis podemos mencionar: la magna refinería de petróleo en el aérea de Chiriquí; proyectos mineros de magnitud, la expansión portuaria; El Centro Multimodal, Industrial y de Servicios; Centro energéticos de las Américas; la expansión de los corredores viales metropolitanos norte y sur. Algunos se encuentran posiblemente en niveles incipientes de ejecución en el corto y mediano plazo

Finalmente habrá que esperar el derrotero de la economía mundial, aunque las perspectivas de las instituciones multilaterales, han emitido conceptos en la cual se afirma que la crisis global tocó piso, aunque, el escenario futuro de las principales economías del globo, aun generan incertidumbres y podrían afectar las



expectativas de crecimiento del comercio mundial en el corto plazo y por ende en la economía nacional, dado el fuerte grado de inserción en la economía mundial.

De durar más de un año la recuperación económica-financiera global, habrá que determinar con mayor precisión en qué grado incidirá la crisis en la actividad de transporte, almacenamiento y comunicaciones (Canal de Panamá), la cual ha correspondido a más de un quinto del PIB, en los últimos tres años. El pronóstico de energía esperado para el próximo año 2010, se basó en la ocurrencia de un crecimiento de la economía de 3.75%. Con respecto a los pronósticos de energía en el corto plazo, años 2010-2013, se fundamentan en una tasa de crecimiento anual entre el 3.7 y 6.7%, correspondientes a los escenarios Pesimista y Optimista.

Para el largo plazo (2014-2024), los cálculos presentan un rango de crecimiento anual de la economía entre 4.5 a 6.1%, según la ocurrencia de los escenarios analizados. Los escenarios se califican de conservadores, debido a las restricciones que le impone la serie histórica, sin precedentes de crecimientos sostenidos, similares a los rangos alcanzados en los años recientes.

Con respecto a los indicadores eléctricos del modelo se concluye:

- De acuerdo a los registros de los últimos tres años, se evidencia que el país obtiene más producto por unidad de energía eléctrica consumida. \$PIB/kWh crecientes.
- La nueva concepción de precios internacionales del crudo de petróleo por parte de la EIA, reconoce que el precio esperado de los combustibles es creciente. Debido principalmente al incremento mundial de la demanda, a una restricción mundial en el proceso de refinación, a costos incrementales de la oferta del crudo y de las nuevas alternativas de combustible. Por lo cual es de esperar que en el corto y mediano plazo el sistema suministre energía eléctrica, con precios reales crecientes, consecuente con el mayor costo del componente térmico.
- El Factor de Carga **FC** ha venido disminuyendo de un factor promedio de 70.5 u, en el periodo 2001-2007, a 69.0 y 66.3 u. en los años 2008 y 2009. Este comportamiento del **FC** en los dos últimos años está asociado principalmente a un paulatino retroceso en la demanda de tipo industrial, mientras se incrementa el consumo comercial y gubernamental, en las horas de punta.
- Los registros preliminares de las pérdidas totales del sistema en el año 2008, denota un inusual decrecimiento de aproximadamente 15%, con respecto al registro del año anterior, volumen de pérdidas que se repite en el año 2009. Esta fuerte reducción en el periodo 2008-2009 en el parámetro de pérdidas totales, al presente no tiene una explicación razonable.

## 1.10. REFERENCIAS

1. Centro Nacional de Despacho (CND) de Panamá; Gerencia de Operaciones; Informe indicativo de demandas; 2009-2018.
2. Comisión de Política Energética (COPE) de Panamá; Compendio estadístico energético; [www.mef.gob.pa/politica\\_energetica/documentos.asp](http://www.mef.gob.pa/politica_energetica/documentos.asp); 1970-2008 y cuadros preliminares 2009.
3. Contraloría General de la República de Panamá; Dirección de Estadística y Censo; Censos nacionales de población (X) y vivienda (VI); [www.eclac.cl/redatam/g4help/panama/censos](http://www.eclac.cl/redatam/g4help/panama/censos); Mayo 2000.
4. Contraloría General de la República de Panamá; Dirección de Estadística y Censo; Producto Interno Bruto; Indicadores Mensuales de Actividad Económica, Índice de Precios al Consumidor.
5. Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) de Panamá, información preliminar 2009.
6. Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE) de Panamá; Historial eléctrico nacional; Ingresos nominales facturados por ventas de energía eléctrica; 1970-1997.
7. Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) de Panamá; Dirección de Análisis y Políticas Económicas; Estimación de la población total de Panamá; 2001-2006.; Informe Económico Primer Semestre 2006.
8. Autoridad del Canal de Panamá/INDESA/INTRACORP: Evaluación Socioeconómica del Programa de Ampliación de la Capacidad del Canal Mediante la Construcción del Tercer Juego de Esclusas; Abril 2006.

## **Capítulo 2: Estándares Tecnológicos y Costos de Transmisión**

### **2.1 INTRODUCCIÓN**

En todo proceso de planeamiento de un sistema eléctrico, es evidente que al momento de plantear o proponer variantes o alternativas se consideran ciertos criterios predefinidos en lo que se refiere al tipo de instalación que se propone (tecnología, tipos constructivos, materiales, etc.); en todos los casos adaptadas a las características del sistema bajo análisis.

Por tal motivo, nace la necesidad de definir para el Plan de Expansión del Sistema de Transmisión ciertos criterios constructivos que presuponen un análisis técnico-económico previo en función de variables asociadas al mercado y a la ubicación física de la obra (densidad de carga, calidad de servicio, nivel de contaminación, aspectos ambientales, etc.).

El objetivo de los estudios de planeamiento de mediano y largo plazo es determinar la alternativa óptima de expansión, y por lo tanto es relevante contar con los costos que adecuadamente valoricen las diferencias entre alternativas. Adicionalmente, como se requiere incluir los costos en un esquema tarifario, resulta necesario determinar los costos de las instalaciones lo más cercano posible a su valor real de mercado.

Esta condición también impone, considerar en un mayor detalle los elementos de costos que intervienen en las obras planteadas; contemplando todos los ítems y considerando los gastos que se efectúen hasta su operación comercial.

A raíz de estas consideraciones, el informe presentado a continuación muestra de forma detallada y descriptiva dentro de sus secciones los últimos criterios tecnológicos utilizados en las líneas y las subestaciones para cumplir con los estándares de calidad y suministro y las metodologías utilizadas en el cálculo de los costos de componentes de transmisión.

### **2.2 CRITERIOS TECNOLÓGICOS GENERALES**

Esta sección tiene como finalidad señalar aquellos criterios a utilizar en las instalaciones que se propongan para la expansión del sistema de transmisión, tomando en consideración las características del sistema actualmente en operación.

## 2.2.1 Líneas de Transmisión

### 2.2.1.1 Generalidades

El sistema de transmisión eléctrico de propiedad de ETESA está conformado por líneas de 230 y 115KV. Actualmente, la longitud total de líneas de 230KV es de 883 Km. en líneas de doble circuito y 183.7 Km. en líneas de circuito sencillo. Para las líneas de 115KV la longitud total de líneas de doble circuito es de 131.8 Km. y para líneas de circuito sencillo de 39.9 km.

### 2.2.1.2 Tipos de conductores

El crecimiento de la demanda, la ubicación del potencial hídrico, la alta humedad asociada al clima tropical lluvioso, el sistema existente y la estrechez de nuestro país aunada a su posición costera, involucra que en el diseño de las líneas de transmisión se contemplen factores como el mayor transporte debido al desarrollo de nuevas centrales de generación, los efectos de la temperatura en los conductores, la flexibilidad y óptimo acople de nuevas tecnologías con el sistema existente y la susceptibilidad de los conductores al efecto de la corrosión salina, la longitud de la línea, las características de la carga, entre otros.

En resumen, los criterios básicos generales utilizados por ETESA para seleccionar el tipo de conductor en una línea de transmisión son:

- a. la selección de la configuración geométrica de las fases.
- b. la determinación de los tipos de conductores a evaluar
- c. el análisis del diámetro mínimo aceptable
- d. el análisis preliminar, en función del Valor Presente Neto, para la selección de la faja de calibres de los conductores.
- e. el análisis de sensibilidad de las alternativas.

A partir de diversos estudios realizados, ETESA ha implementado para las últimas líneas de transmisión de 230 KV y 115KV; el conductor ACAR - Conductor de Aluminio Reforzado con Aleación de Aluminio – 1200kcmil (24/13)<sup>68</sup>, el conductor ACAR 750 kcmil (18/19) y el conductor ACSR/AW - Conductor de Aluminio Reforzado con Acero Revestido de Aluminio - 636 kcmil (26/7), GROSBEAK/AW, respectivamente.

En el Anexo 5 de éste capítulo se detallan los criterios básicos generales para la selección óptima del conductor que garantizan la optimización de los conductores.

### 2.2.1.3 Estructuras

Varias familias de estructuras han sido consideradas para cubrir los requerimientos de las líneas de transmisión de ETESA, incluyendo estructuras de diversos tipos constructivos para uno y dos circuitos.

<sup>68</sup> Estudio realizado por el Consorcio LEME-CEMIG denominado "Selección Técnico-Económica de Conductores para la línea de transmisión 230KV", en Octubre de 1997.

Las estructuras de acero galvanizados, auto soportantes, con silueta del tipo tronco-piramidal y de base cuadrada son las de mayor aplicación en Panamá.

La nueva tendencia en el diseño de las líneas, respecto a las estructuras a utilizar, estipula considerar ciertos aspectos como lo son:

- a. Optimización: La eficiencia mecánica de la estructura y el aspecto económico involucra que en el diseño se contemplen las características de aplicación mecánica del conjunto de estructuras definidos.
- b. Peso de la estructura: Las cargas mecánicas y la altura de la estructura involucra que en el diseño se contemplen el peso de las estructuras.
- c. Esfuerzos mecánicos: La velocidad del viento es una de las principales cargas del dimensionamiento de la estructura, lo que involucra que en el diseño se contemplen el modelado de los datos de viento y determinación de la velocidad de viento de referencia para el proyecto en base a la metodología IEC 826.
- d. Perfil topográfico: La ubicación de las estructuras en el terreno involucra que en el diseño se contemple el levantamiento de un perfil topográfico de la línea de transmisión considerando:
  - d.1. Las distancias de seguridad verticales para las condiciones de potencia máxima y de emergencia.
  - d.2. Las distancias laterales de seguridad y el límite de la franja de servidumbre.
  - d.3. La separación entre líneas en el tramo de paralelismo.
  - d.4. Las características de aplicación geométrica de las estructuras, tales como ángulo en la línea, vanos adyacentes, alturas.
  - d.5. Las distancias eléctricas en la estructura: ángulos de balance de la cadena, ángulo de salida de la grapa del cable conductor.
  - d.6. Los límites de ángulo de inclinación del conductor e hilos de guarda en la salida de la grapa.
  - d.7. Las condiciones de mejor ubicación de cada estructura con confirmación a través de inspección de campo.
  - d.8. Las cargas mecánicas de las cadenas de aisladores.

#### *2.2.1.4 Aislamientos de las líneas*

A partir de las características electromecánicas de los aisladores, ETESA ha implementado en sus líneas de transmisión aisladores de porcelana o vidrio ANSI 52-5 ó ANSI 52-3 para los voltajes correspondiente a 230KV y 115KV, respectivamente con la única variante en la cantidad de aisladores.

Cabe mencionar que recientemente se ha utilizado la tecnología de polímero en áreas urbanas con limitaciones de servidumbre debido a la flexibilidad de su



estructura en relación al tamaño del aislador y su mejor comportamiento con el problema de la contaminación.

Con el objetivo de mantener los índices de confiabilidad y seguridad del sistema de transmisión, la tendencia en el diseño de las líneas, respecto al nivel de aislamiento a utilizar, considera ciertos aspectos como lo son:

- a. Criterio de Sobre voltaje de 60Hz: el mismo comprende dos factores, las sobretensiones a 60Hz y el problema de la contaminación. El primero, contempla la distancia del conductor-estructura en la condición de viento extremo, mientras que el segundo, permite determinar el tipo y cantidad de aisladores a utilizar de acuerdo al nivel de contaminación en el área del proyecto.
- b. Impulso de Maniobra: los voltajes transitorios que se generan como consecuencia de maniobras que se efectúan en el sistema tales como: interrupción de fallas, energización y desenergización de líneas involucra que en el diseño se contemplen estudios de simulación a condiciones de viento moderado para verificar el comportamiento del sistema ante estas circunstancias.
- c. Descargas atmosféricas (rayos): los impulsos ocasionados por las descargas atmosféricas directas e inducidas sobre las líneas involucran que en el diseño se contemple el estudio minucioso del comportamiento de los rayos sobre las líneas de transmisión a condiciones de viento mínimo.

#### *2.2.1.5 Herrajes y Accesorios*

Existe una gran variedad de herrajes y accesorios que pueden ser usados en las líneas de transmisión. Su selección dependerá principalmente de los siguientes factores:

- a. Tipo de aislador seleccionado
- b. Calibre del conductor
- c. Calibre del hilo de guarda
- d. Resistencia Mecánica deseada
- e. Los mantenimientos deseados
- f. La experiencia obtenida en proyectos de características similares.

Por tal motivo, en el diseño de las líneas, ETESA, normalizó la utilización de los herrajes largos denominados "herrajes para el mantenimiento de línea en caliente", los cuales poseen una configuración apropiada para realizar dicho mantenimiento.

#### *2.2.1.6 Hilo de Guarda*

La finalidad básica de los hilos de guarda de una línea de transmisión es la protección de los conductores contra la incidencia directa de descargas



atmosféricas (rayos). Como función secundaria, los hilos de guarda deben servir de retorno para las corrientes de secuencia cero durante la operación normal y, especialmente, durante las fallas fase-tierra. Debido a este último efecto, su influencia se hace sentir de forma tajante, en el dimensionamiento de las mallas de tierra de subestaciones, ya que la parte de corriente de retorno por los hilos de guarda, en el primer vano adyacente a la subestación, aliviará la malla de tierra, resultando en menores tensiones de paso y toque.

De esta forma se observa que la selección de los hilos de guarda es de suma importancia y es por tal motivo que ETESA ha establecido como requisitos mínimos en el diseño de la línea el cumplimiento de ciertos factores como lo son:

- a. Un adecuado ángulo de protección entre hilo de guarda y conductor. Con base a la experiencia y a diversos estudios se determinó el ángulo  $0^\circ$  como apropiado.
- b. Una adecuada distancia en el vano medio: la distancia que debe existir entre el conductor más alto y el hilo de guarda en el vano medio debe ser tal que no ocurra un flameo entre ambos y que a la vez exista un adecuado acoplamiento.

Finalmente, la decisión de la selección del hilo de guarda estará basada en consideraciones mecánicas más que eléctricas; por lo tanto, un buen hilo de guarda deberá tener una buena resistencia mecánica y ser resistente a la corrosión. Uno de los materiales que reúne estos requisitos es el Acero Revestido de Aluminio, muy comúnmente utilizado en las actuales líneas de transmisión, y denominado Alumoweld (marca registrada de Copperweld).

#### *2.2.1.7 Hilo de guarda OPGW – Optical Power Ground Wire*

La nueva tendencia en la selección de un hilo de guarda implica que el mismo, además de cumplir con sus funciones tradicionales, pueda abrir un compás en la búsqueda de nuevos focos que aseguren la confiabilidad y seguridad de la operación del sistema tales como comunicación, datos, tele protección, tele comandos, etc.

Y es por tal motivo que recientemente, ETESA ha incorporado dentro de sus proyectos el hilo de guarda OPGW, el cual, tiene el doble propósito de proveer las características físicas y eléctricas del hilo de guarda convencional y al mismo tiempo proveer las propiedades de transmisión de datos y comunicación a través de la fibra óptica.

### **2.2.2 Subestaciones**

#### *2.2.2.1 Generalidades*

Como parte integral del sistema de transmisión, las subestaciones funcionan como un punto de conexión y/o transformación para las líneas de transmisión, los



alimentadores de sub-transmisión, las plantas de generación y los transformadores de elevación y reducción.

El diseño de las subestaciones tiene como objetivo brindar confiabilidad, seguridad, flexibilidad al sistema y continuidad en el servicio con el menor costo de inversión satisfaciendo los requerimientos del sistema.

El sistema de transmisión de ETESA consta de trece (13) subestaciones, ocho (8) de ellas transformadoras y cinco (5) seccionadoras puras:

S/E Transformadoras y Seccionadoras			S/E Seccionadoras Puras	
230/115/34.5 KV	115/4.16KV	230/115/13.8 KV	115 KV	230 KV
Chorrera	Charco Azul	Panamá	Cáceres	Guasquitas
Llano Sánchez		Panamá II	Caldera	Veladero
Mata de Nance			Santa Rita	
Progreso				
Changuinola				

A continuación se detallan los criterios tecnológicos de cada uno de los componentes principales que se consideran en el diseño de las Subestaciones.

#### 2.2.2.2 Ubicación

La ubicación de una subestación estará sujeta a la función para la cual fue diseñada. Es decir, la función de las subestaciones seccionadoras es la de brindar mayor estabilidad al sistema cuando las líneas de transmisión son largas, por lo que no es necesario que estén ubicadas en un radio cerca de los centros de carga, en comparación a las subestaciones transformadoras; sin embargo, ambas deben contar con un terreno de fácil acceso, alto, plano, no muy rocoso y que excluya la posibilidad de inundación.

#### 2.2.2.3 Configuración del Sistema

La selección de la configuración del sistema determina el arreglo eléctrico y físico del equipo electromecánico y de la subestación. Al diseñar subestaciones de transmisión, factores como la confiabilidad, la economía, seguridad y simplicidad del sistema son los que marcarán el patrón a seguir en la designación del esquema adecuado; los cuales, a su vez, estarán ligados con la funcionalidad e importancia de la subestación.

Las subestaciones de ETESA tienen las siguientes configuraciones:

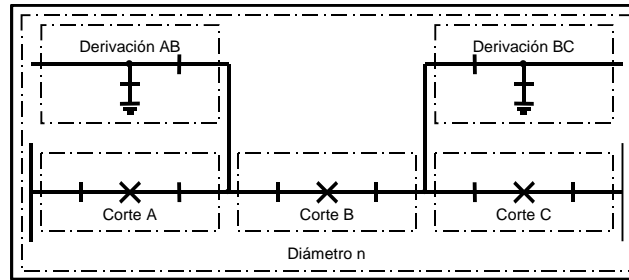
- a. **Configuración Barra sencilla:** es el esquema con el menor costo debido a su simplicidad. Sin embargo, factores como: la imposibilidad de hacer mantenimientos o extensiones de las barras sin desenergizar la subestación, la desenergización de toda la subestación por fallas producidas en la barra o en los interruptores y su exclusivo uso en lugares donde las cargas puedan ser interrumpidas o tengan otros arreglos alternos

de alimentación no brindan confiabilidad al sistema. La única subestación de ETESA que cuenta con este tipo de esquema es la Subestación de Charco Azul y el patio de 34.5 KV de la subestación Llano Sánchez.

- b. Configuración Barra Principal y de Transferencia: este tipo de configuración adiciona una barra de transferencia a la configuración barra sencilla, enlazando a ambas a través de un interruptor. Dentro de las ventajas que brinda esta configuración se puede mencionar: un bajo costo inicial, la flexibilidad de brindar mantenimiento a cualquier interruptor y la posibilidad de utilizar equipos de protección en la barra principal. Sin embargo, también existen desventajas que se deben analizar como lo son: el requerimiento de un interruptor extra para "amarrar" las barras, el proceso complicado de transferir la carga al momento de realizar mantenimientos y la desenergización de la subestación entera debido a fallas producidas en la barra o en los interruptores. La única subestación de ETESA que cuenta con este tipo de esquema es la Subestación Cáceres.
- c. Configuración Interruptor y Medio: es el esquema más comúnmente utilizado debido a su flexibilidad en la operación, alta confiabilidad, simplicidad, la posibilidad de transferir la carga mediante los interruptores, la posibilidad de realizar mantenimientos en una de las barras en cualquier momento y la continuidad del servicio aún cuando existan fallas en una de las barras. Dentro de las desventajas podemos mencionar la necesidad de un interruptor y medio por circuito, lo cual lo hace más costosa.

La configuración de las subestaciones de ETESA, en su mayoría es en esquema de interruptor y medio, ya que el sistema, desde su concepción a inicios de la década de 1970 fue diseñado y construido de esta manera, tomando en cuenta las características propias del sistema, siendo este longitudinal con líneas muy largas, lo que ameritaba un diseño capaz de brindar un alto grado de confiabilidad y seguridad. Todos los patios de 230, 115 y 34.5 KV de las distintas subestaciones tienen esta configuración, a excepción del patio de 34.5 KV de la subestación Llano Sánchez y la subestación Charco Azul, las cuales tienen configuración de barra sencilla, y la subestación Cáceres, con configuración de barra principal y transferencia; cabe mencionar que esta fue la primera subestación del sistema, construida a fines de la década de 1960.

Gráfico N° 1: Configuración Interruptor y Medio



#### 2.2.2.4 Tipos de Interruptores

Aún cuando la tecnología de gas SF<sub>6</sub> fue descubierta en 1900, no fue hasta 1947 cuando se produjo en escalas industriales en los Estados Unidos.

Ésta tecnología ha reemplazado por completo a los interruptores de aceite debido a ciertas ventajas como lo son:

1. Menor posibilidad de contaminación ambiental.
2. Menor peso de los interruptores, lo que resulta en menor costo de las obras civiles
3. Facilidad de transporte
4. Menor tiempo de instalación
5. Más económicos
6. Requerimientos de mantenimientos menores

Adicionalmente, el hexafloruro de azufre cuenta con dos propiedades claves las cuales son:

- a. el gas tiene una excelente fuerza dieléctrica.
- b. el gas posee una constante de tiempo térmico baja, alta absorción de electrones libres y alta estabilidad química lo que permite mayor capacidad en la extinción de los arcos eléctricos.

Conforme se mejora el diseño de interruptores de SF<sub>6</sub> de alta tensión, mayor importancia cobra la rapidez del mecanismo de operación. Dicho mecanismo ha de transformar el interruptor de un perfecto conductor en un perfecto aislador.

En la búsqueda de fiabilidad y simplicidad, ETESA ha implementado el mecanismo de operación por resorte. El principio de almacenamiento de energía, extremadamente fiable, permite que siempre esté disponible la energía suficiente para cerrar el interruptor y con ello tensar el resorte de disparo.

#### 3.2.2.5 Protecciones

ETESA utiliza dos tipos de protecciones dependiendo del largo de la línea de transmisión. Para una línea corta representada por un SIR > 4 (Source Impedance



Ratio)<sup>69</sup>, se utilizan protecciones diferenciales de línea; para las líneas medianas y largas ( $SIR < 0.5$ ) se utilizan las protecciones de distancia. Como respaldo de las protecciones de distancia y diferencial se utiliza la protección direccional de sobrecorriente de tierra que también sirve de respaldo de las protecciones de las líneas adyacentes.

Cada línea tiene dos protecciones, una primaria y otra secundaria completamente independientes. Esto es por confiabilidad, ya que si en algún momento una de las protecciones quedara fuera de servicio, la otra continuará funcionando. Son independientes porque están alimentadas por diferentes núcleos del mismo CT (Transformador de Corriente) y PT (Transformador de Voltaje); tienen caminos independientes de disparo, inicio de recierre, envío y recibo de tono y de alarmas y secuencia de eventos.

El recerrador debe programarse para realizar recierres monofásicos. Éste debe bloquearse cada vez que ocurre un disparo tripolar porque por normas de seguridad de operación, ETESA no admite recierre tripolar.

Para asegurar que las fallas a lo largo de la línea sean despejadas simultáneamente se usa el esquema PUTT (Permissive Underreach Transfer Trip). El PUTT requiere de un canal de comunicación para enviar y recibir el permisivo de disparo. Como respaldo de las protecciones de las líneas adyacentes se usa el esquema de fallo de interruptor remoto. ETESA tiene dos canales de comunicación por línea. En el caso de las líneas paralelas, éstas comparten ambos canales de comunicación. De esta forma, en cada canal se transmiten cuatro señales:

- a. envío/recibo de las protecciones de la línea 1
- b. envío/recibo de las protecciones de la línea 2
- c. envío/recibo de fallo de interruptor de la línea 1
- d. envío/recibo de fallo de interruptor de la línea 2

A partir de la Subestación Panamá II, ETESA ha implementado una nueva tecnología en el área de protecciones, la misma está basada en relevadores con microprocesadores debido a las grandes ventajas que presentan; por ejemplo, la opción de programar las funciones lógicas requeridas, un menor requerimiento de mantenimiento en comparación a los relés electromecánicos, la facilidad de contar con registros de fallas y de eventos, el acceso vía remoto, entre otras.

En el Anexo 5 de este capítulo se presenta un breve resumen de los aspectos más relevantes y requerimientos técnicos mínimos de las protecciones utilizadas por ETESA en los diseños de líneas de transmisión y subestaciones.

---

<sup>69</sup> SIR son las siglas en inglés para Source Impedance Ratio (Relación Fuente Impedancia). Este termino indica la tasa de la fuente detrás del relé a la impedancia de la línea

### 2.2.2.6 Compensaciones

Con el objetivo de analizar la necesidad de la adición de compensación reactiva capacitiva (banco de capacitores) al Sistema Principal de Transmisión, los técnicos de ETESA realizan simulaciones en estado estable (flujos de potencia) para verificar si para las condiciones de demanda máxima los niveles de tensión en las barras del Sistema Principal de Transmisión se encuentran dentro de los rangos establecidos en el Reglamento de Transmisión. Adicionalmente, se verifica que las unidades generadoras se encuentren proporcionando el reactivo necesario de acuerdo a su curva de capacidad.

Para la condición de demanda mínima, se verifica si es necesario la adición de compensación reactiva inductiva (banco de reactores) de tal forma que absorba el exceso de reactivo producido por las líneas de transmisión durante las horas de valle nocturno, análisis que se logra comprobando primeramente que las unidades generadoras del sistema estén absorbiendo el reactivo de acuerdo a lo especificado en su curva de capacidad de forma tal que se mantengan los niveles de tensión del sistema dentro de los rango permisibles.

## 2.3 COSTOS DE COMPONENTES DE LA TRANSMISIÓN

### 2.3.1 Líneas

A fin de estimar los costos de los componentes de las líneas de transmisión se tomarán como referencia los costos del listado de precios presentado en las licitaciones adjudicadas realizadas por ETESA más recientemente:

- a. Lic N° 003-2000 Línea Guasquita – Panamá II
- b. Lic N° 001-2001 Línea Bahía Las Minas – Colón – Cáceres

Producto de la relación existente entre el tamaño-peso del conductor y los tipos de estructuras, las características del diseño de la línea (circuito sencillo o doble) y del nivel de tensión definido, podemos resumir que las estimaciones de los costos dependerán directamente del tipo de conductor seleccionado, la tensión y del diseño establecido.

La metodología a utilizar por ETESA está basada en la categorización de las líneas dependiendo de lo señalado en el párrafo anterior de forma tal que se evalúen y estimen los costos de la línea paso a paso como si lo necesitáramos construir actualmente, es decir estimar su Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).

- a. Paso 1: Cálculo de costo unitario del equipamiento básico  
Mediante "Benchmarking" se realiza una comparación de precios entre los valores comerciales de los equipos básicos ( Ver Tabla N° 1).
- b. Paso 2: Cálculo de Montaje y Obras Civiles  
Los costos relacionados al montaje y obras civiles se establecen mediante un porcentaje en base a las especificaciones de la línea. Así, en la Tabla N°



2 se clasifican las líneas según la tensión 230KV ó 115KV sin diferenciar si las torres son de circuito sencillo o doble, además que se establece el caso puntual de la línea de circuito sencillo con torres previstas para doble circuito.

c. Paso 3: Cálculo de Otros Costos

Esta sección involucran los costos asociados a la ingeniería, administración, inspección y diseño de la obra. Para la evaluación de los mismos se ha estipulado la aplicación de los porcentajes establecidos en el Reglamento de Transmisión, Sección IX.1.2. para esos ítem. (Ver Tabla N° 3).

Estos costos unitarios de líneas fueron actualizados al año 2009 tomando en cuenta la variación del acero, aluminio y zinc, de acuerdo a sus costos internacionales. El acero y zinc se actualizó en base al Steel Review, publicación de MEPS, sección World Carbon Steel Price Index, Structural Section and Beams, el aluminio en base a London Metal Exchange y también al Índice de Precios al Consumidor para Bienes y Servicios Diversos en los Distritos de Panamá y San Miguelito.

Tabla N° 1: Costo Unitario de los equipos básicos de líneas de transmisión  
en B./ Km.

ITEM	DESCRIPCIÓN	COSTO UNITARIO (Miles de B./)
1	<b>Costo de Torres de Acero</b>	
	Torres de Cto. Sencillo	
	Línea 636 ACSR 115 KV	47.27
	Línea 750 ACAR 230 KV	41.60
	Línea 1200 ACAR 230 KV	55.47
	Torres de Doble Cto.	
	Línea 636 ACSR 115 KV	63.03
	Línea 636 ACSR 230 KV	65.25
	Línea 750 ACAR 230 KV	55.47
	Línea 1200 ACAR 230 KV	68.68
Línea 750 ACAR 230 KV 2 cond. por fase	92.45	
2	<b>Costo de Aisladores y Herrajes</b>	
	115 KV	5.00
	230 KV	4.81
	230 KV 2 cond. por fase	9.63
3	<b>Costo de Conductores</b>	
	Conductor 636 ACSR	22.60
	Conductor 750 ACAR	25.34
	Conductor 1200 ACAR	30.72
	230 KV 2 cond. por fase	50.67
4	<b>Costo de Hilo de Guarda y Accesorios</b>	
	OPGW	7.61
	7No.8	1.64
5	<b>Costo de Sistema de Puesta a Tierra</b>	
	115 KV	0.82
	230.00	3.94
	230 KV 2 cond. por fase	4.73



Tabla N° 2: Detalle porcentual asociados a los costos de Montaje y Obras Civiles

Detalle	Torres para Circuito Sencillo o Doble		Circuito Sencillo con Torres previstas para Doble	
	115 KV	230 KV	115 KV	230 KV
	%			
Montaje	27%	34%	36%	34%
Obras Civiles	10%	21%	14%	21%

Tabla N° 3: Detalle Porcentual de Otros Costos

Detalle	%
Contingencias	10%
Ingeniería	4%
Administración	4%
Diseño	3%
Inspección	3%
Interes Durante Construcción	6%

Tabla N° 4: Costo Unitario de las líneas de transmisión

Costos Unitarios de Líneas	
Líneas	B./km (Miles)
<b>115 KV</b>	
Doble Circuito Cond. 636 ACSR	232.65
Circuito Sencillo Cond. 636 ACSR	151.74
Circuito Sencillo Cond. 636 ACSR en torres para doble cto.	197.79
<b>230 KV</b>	
Doble Circuito Cond. 636 ACSR	271.36
Doble Circuito Cond. 750 ACAR	261.96
Doble Circuito 2 cond. por fase 750 ACAR	478.27
Doble Circuito Cond. 1200 ACAR	328.02
Circuito Sencillo Cond. 750 ACAR	169.35
Circuito Sencillo Cond. 1200 ACAR	209.50
Circuito Sencillo 2 cond. por fase 750 ACAR en torres para doble cto.	356.03
Circuito Sencillo Cond. 750 ACAR en torres para doble cto.	218.92
Circuito Sencillo Cond. 1200 ACAR en torres para doble cto.	294.67



### 2.3.2 Subestaciones

Con la finalidad de evaluar los costos de componentes de las subestaciones se adoptó una metodología que implica la estimación del costo de los equipos o instalaciones tomados en consideración como si necesitáramos construirlos actualmente, es decir su Valor Nuevo de Reemplazo (VNR).

Se establecieron cuatro categorías para los equipos y actividades:

- a. Equipos de Costos Unitarios: aquellos equipos que se pueden manejar con cantidades definidas.
- b. Equipos de Costos por Lote: aquellos equipos o sistemas que por sus características es difícil establecer una cantidad determinada de elementos, y dependen mucho del diseño de la subestación y condiciones propias del proyecto.
- c. Otras Actividades del proyecto
- d. Otros Costos asociados al Proyecto

#### 3.3.2.1 Cálculo de Costos de Equipos Unitarios

Adicional al análisis de los costos reales de obras de suministro, montaje y obras civiles para subestaciones adjudicadas en las licitaciones realizadas en los últimos cinco años, ETESA utilizó un proceso denominado "benchmarking", el cual involucra un estudio de mercado, para determinar los precios de los componentes de las instalaciones más económicos sin degradar el estándar de calidad de los mismos. A continuación se detallan las licitaciones comprendidas en el estudio y seguidamente se presentan los costos unitarios obtenidos:

- Licitación N° 019-96 S/E Panamá II: Subestación en configuración de interruptor y medio con un patio de 230 KV de 4 naves y 12 interruptores y un patio de 115 KV de 4 naves y 10 interruptores y 2 autotransformadores de 230/115 KV y 175 MVA cada uno.
- Licitación N° 004-00 S/E Guasquita - S/E Veladero - S/E Llano Sánchez (2001):
  - a. S/E Guasquitas: Subestación en configuración de interruptor y medio con un patio de 230 KV, de 2 naves y 6 interruptores.
  - b. S/E Veladero: Subestación en configuración de interruptor y medio con un patio de 230 KV, de 6 naves y 17 interruptores y 3 rectores en derivación de 20 MVAR cada uno.
  - c. S/E Llano Sánchez (Ampliación): Subestación en configuración de interruptor y medio con un patio de 230 KV, de 4 naves y 13 interruptores y 3 rectores en derivación de 20 MVAR cada uno.
- Licitación N° 005-01 S/E Colón (Santa Rita): Subestación en configuración de interruptor y medio con un patio de 115 KV, de 2 naves y 6 interruptores.



- Licitación N° 002-2002 Autotransformadores S/E Progreso y Manta de Nance: Suministro, Montaje y Obras Civiles de Autotransformadores de 230/115/32.5 KV; 50 MVA para S/E Progreso y 70 MVA para S/E Mata de Nance.
- Licitación No. 003-2002 Reactor 34.5 KV S/E Llano Sánchez: Suministro, Montaje, Pruebas Y Puesta En Servicio de un Reactor En Derivación De 20 MVAR y 34.5 KV para la Subestación Llano Sánchez.
- Acto Competitivo No. 056-2005 Adición Subestación Panamá 230 KV.
- Acto Competitivo No. 027-2006 Subestación Changuinola 230/34.5 KV.
- Licitación de las subestaciones del Proyecto SIEPAC, efectuado por la EPR en el año 2007.
- Licitación Pública No. de la Subestación Concepción 230/34.5 KV, efectuada en noviembre de 2009.

Tabla No. 5: Costos Unitarios de Equipos de Subestaciones

<b>S/E</b>			
<b>ITEM N°</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Costo Unitario Suministro B/.</b>
1	Interruptores 115 KV	-	82,360
2	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 115 KV	-	17,490
3	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 115 KV	-	11,490
4	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 115 KV	-	9,115
5	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 115 KV	-	9,975
6	Transformadores 115/230 KV 100/120/150 MVA	-	2,800,000
7	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 105/140/175 MVA	-	3,000,000
8	Sistema de extinción de incendio para transformadores	-	180,000
9	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 230 kV	-	1,300,000
10	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV para Reactor	-	55,000
11	Interruptores 230 KV, de disparo monopolar	-	110,000
12	Interruptores 230 KV, de disparo tripolar	-	75,000
13	Cuchillas Tripolares Motorizadas con cuchilla a tierra 230 KV	-	25,000
14	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 230 KV	-	20,000
15	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 230 KV	-	18,500
16	Pararrayos 192 KV	-	8,200
17	Pararrayos 96 KV	-	4,850
18	CT 230 KV	-	23,000
19	CT 115 KV	-	16,475
20	PT 230 KV	-	21,000
21	PT 115 KV	-	13,800
22	PT de Potencia y Potencial 115 kV	-	45,000
23	Autotransformador de Potencia 230/115/13.8 kV y 350 MVA	-	3,500,000
24	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 60/80/100 MVA	-	2,500,000
25	Autotransformador de Potencia 230/115/34.5 kV y 50 MVA	-	2,000,000
26	Transformador de Potencia 115/4,16 kV. y 24 MVA	-	750,000
27	Transformador de Puesta a Tierra 5 MVA , 34.5 kV	-	150,000
28	Banco de Capacitores 115 kV 15 MVAR	-	165,000
29	Interruptores 115 KV, Tripolar con seccionamiento y puesta a tierra incorporado	-	100,000
30	Interruptores 34.5 KV	-	58,900
31	Cuchillas Tripolares manuales sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	10,500
32	Cuchillas Tripolares manuales con cuchilla a tierra 34.5 KV	-	12,500
33	Cuchillas Tripolares Motorizadas sin cuchilla a tierra 34.5 KV	-	12,500
34	Reactor Trifásico de 20 MVAR, 34.5 kV	-	450,000
35	Pararrayos 34.5 KV	-	1,780
36	PT 34.5KV	-	8,500
37	CT 34.5 KV	-	8,375

### 2.3.2.2 Cálculo de Costos de Equipos tipo Lote

Dado que las Subestaciones de ETESA se pueden clasificar según su funcionalidad en subestaciones seccionadoras y transformadoras<sup>70</sup>. Y que éstas últimas contienen equipos de significativo costo en comparación a las primeras. Es importante evidenciar que la relación de los ítem por lotes aplicada indistintamente a todas las subestaciones de forma generalizada produciría un VNR alejado a los valores estándares.

Por tal motivo, en esta sección se plantea una metodología de cálculo de las relaciones porcentuales de los ítems 0002<sup>71</sup> mostrados en la tabla N° 5 para cada uno de estos grupos.

Cabe resaltar que para el cálculo de las subestaciones con equipos de transformación y regulación se empleó como base las licitaciones realizadas para las subestaciones Panamá II, Veladero y la ampliación de Llano Sánchez II, mientras que para el cálculo de las subestaciones sin equipos de transformación y regulación se empleó como base las licitaciones realizadas para las subestaciones Guasquitas y Santa Rita obteniendo como resultado las siguientes relaciones:

Tabla No. 6: Relación Porcentual de los Costos de Equipos por Lote

Detalle	%
Sistema de puesta a tierra	8.50
Servicios auxiliares	17.00
Herrajes, Estructuras y Soportes	50.00
Equipo de Protección, Control y Monitoreo	64.00
Equipo de Comunicaciones	16.00
Cables, conductores, ductos, etc.	14.00

Nota: sobre total de los costos unitarios.

### 2.3.2.3 Cálculo de Montaje y Obras Civiles

Para el cálculo de los ítem 0003<sup>72</sup> se tabuló de la lista de precios analizados, los costos totales para suministro, montaje y obras civiles. Posteriormente, se realizó una sumatoria entre licitaciones bajo el mismo criterio utilizado durante la sección anterior, obteniéndose como resultado una relación porcentual que representará el porcentaje de montaje y obras civiles con respecto al suministro.

<sup>3</sup> Nos referimos a aquellas subestaciones que cuentan con Auto-transformadores y Transformadores de potencia.

<sup>71</sup> Costos referentes a Sistemas de puesta a tierra, servicios auxiliares, herrajes, estructuras y soportes, equipos de protección, control y monitoreo, equipos de comunicaciones, cables, conductores y ductos.

<sup>72</sup> Costos referentes a montajes y obras civiles

Tabla No.7: Relación porcentual del Montaje y Obras Civiles

Detalle	%
Montaje	7.25
Obras Civiles Generales	24.0

Nota: sobre el total del suministro.

#### 2.3.2.4 Cálculo de Otros Costos

Para el caso de los ítems 0004<sup>73</sup> se empleó la relación porcentual utilizada comúnmente por ETESA para este tipo de proyectos:

Tabla No.8: Relación porcentual de Otros Costos

Detalle	%
Contingencias	5.00
Diseño	3.00
Ingeniería	4.00
Administración	4.00
Inspección	3.00
IDC	6.00
EIA	0.19

Nota: sobre total del costo base.

#### 2.3.2.5 Cálculo de Costos de Terreno

Los costos para los terrenos de cada Subestación, se obtuvieron de la información presentada en el Estudio de Actualización de Activos 2003.

#### 2.3.2.6 Cálculo del VNR para las Subestaciones

Para el cálculo del VNR para las subestaciones se estableció la siguiente metodología:

##### Paso 1: Obtención del Subtotal de equipos de costos unitarios

El *Subtotal de equipos de costos unitarios* se obtiene a partir de una suma-producto de todas las cantidades de los equipos por subestación ya definidas con los costos unitarios de dichos equipos.

<sup>73</sup> Costos referentes a contingencias, diseño, ingeniería, administración, inspección e intereses durante construcción

**Paso 2:** Obtención del Subtotal de costos unitarios sin equipos de transformación y regulación

El *Subtotal de equipos de costos unitarios sin equipos de transformación y regulación* se obtiene a partir de la resta del valor obtenido en el paso 1 y el monto de los equipos de transformación.

**Paso 3:** Subtotal Suministros

El *Subtotal Suministros* se obtiene al aplicarle los porcentajes descritos en la sección 3.2.2. al Subtotal obtenido en el paso 2, de esta forma estaremos determinando el valor de los equipos por lote. Y seguidamente se realiza una sumatoria que involucra los valores obtenidos de los equipos por lote y el Subtotal obtenido en el paso 1.

**Paso 4:** Total Costo Base

El *Total del Costo Base* se obtiene al aplicarle los porcentajes descritos en la sección 3.2.3. al Subtotal obtenido en el paso 3, de esta forma estaremos determinando el valor de los montajes y obras civiles. Y seguidamente se realiza una sumatoria que involucra los valores obtenidos de los montajes y obras civiles y el Subtotal obtenido en el paso 3.

**Paso 5:** Costo Total o VNR

El *Costo Total o VNR* se obtiene al aplicarle los porcentajes descritos en la sección 3.2.4. al Subtotal obtenido en el paso 4, de esta forma estaremos determinando el valor de los otros costos (contingencias, diseño, ingeniería, administración, inspección, intereses durante construcción). Y seguidamente se realiza una sumatoria que involucra los valores obtenidos de los otros costos y el Subtotal obtenido en el paso 4.

Tabla No.9: Costo Unitario de Subestaciones

<b>Costos Unitarios de Subestaciones (Miles de B./)</b>		
	<b>115 KV</b>	<b>230 KV</b>
Adición de 1 interruptor	1,229.40	1,756.79
Adición de 2 interruptores	2,112.97	3,019.78
Adición de 3 interruptores	3,330.48	4,776.56

En el Anexo 5 se presenta el detalle de los costos de líneas de transmisión y subestaciones, así como los criterios básicos para la selección óptima de conductores y requerimientos de protecciones de líneas y subestaciones.

## Capítulo 3: Diagnóstico del Sistema de Transmisión de Corto Plazo

Se realizaron los análisis del sistema de transmisión de corto plazo, años 2010 – 2013 para los tres (3) escenarios de generación obtenidos en el Plan Indicativo de Generación. Los escenarios REGMHTCB10, REGMHTCBEO10 y REGMHTTLA10 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).

### 3.1 ANÁLISIS DEL AÑO 2010

#### 3.1.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para el año 2010, se considera el sistema del año actual, con la entrada en operación de los siguientes proyectos:

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
2010	C. T. Bahía Las Minas (conversión a carbón)*	120.0
2010	C. H. Paso Ancho	5.0
2010	C. H. Los Planetas	4.7
2010	C. H. Macano	3.4
2010	C. H. Bajo de Mina	56.0
2010	C. H. Gualaca	25.2
	<b>TOTAL</b>	<b>94.3</b>

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

#### 3.1.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

##### 3.1.2.1 OPERACION NORMAL

En condiciones de operación normal, se obtienen los resultados mostrados en el Anexo 24. 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.

#### 3.1.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Para el año 2010, 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, Guasquitas – Veladero, Progreso – Mata de Nance 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 se pueden observar en el Anexo 24, 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.

### 3.1.4 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 26 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 35 se pueden observar los parámetros utilizados para cada central y su diagrama de bloque, de acuerdo a los modelos del programa PSS/E.

### 3.1.5 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.

## 3.2 ANÁLISIS DEL AÑO 2011

### 3.2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para el año 2011, se considera el sistema del año anterior, el 2010, y la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos que se muestran en la tabla a continuación:

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
2011	C. H. Lorena	33.8
2011	C. H. Changuinola 1	222.46
2011	C. H. Prudencia	56.0
2011	C. H. Pedregalito	20.0
2011	C. H. Baitún	88.7
2011	C. Eólica 1	80.0



FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
	TOTAL	500.96

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

- Subestación Concepción 230/34.5 KV
- Adición del T3 en S/E Chorrera. 230/115/34.5 KV, 50/50/50 MVA.
- Adición del T3 en S/E Llano Sánchez 230/115/34.5 KV, 70/60/30 MVA.
- Repotenciación de la línea Panamá – Panamá II.

### 3.2.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO

#### 3.2.2.1 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 24. 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.

### 3.2.3 ANÁLISIS DE CONTINGENCIAS

Para el año 2011, 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 24, 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.

### 3.2.4 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 26 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 35 se pueden observar los parámetros utilizados para cada central y su diagrama de bloque, de acuerdo a los modelos del programa PSS/E.

### 3.2.5 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.

## 3.3 ANÁLISIS DEL AÑO 2012

### 3.3.1 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 y eólicos que se muestran en la tabla a continuación:

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
2012	C. H. Cochea	12.5
2012	C. H. San Bartolo	15.25
2012	C. H. Las Perlas Norte	10.0
2012	C. H. Las Perlas Sur	10.0
2012	C. H. Mendre 2	8.0
	<b>TOTAL</b>	<b>55.75</b>

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

- Banco de Capacitores de 120 MVAR en Panamá II y 90 MVAR en Llano Sánchez
- Refuerzo Guasquitas – Changuinola 230 KV.
- Refuerzo Santa Rita – Panamá II.
- Repotenciación de las líneas Guasquitas – Veladero - Llano Sánchez – Panamá II 230 KV (líneas 230-12,13,14,15,16,17).
- Adición del transformador T4 230/115 KV S/E Panamá.
- Subestación Las Guías.

### **3.3.2 ANÁLISIS DE ESTADO ESTACIONARIO**

#### *3.3.2.1 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 24. 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.

### **3.3.3 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 24, 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.

### **3.3.4 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 26 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 35 se pueden observar los parámetros utilizados para cada central y su diagrama de bloque, de acuerdo a los modelos del programa PSS/E.



### 3.3.5 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.

### 3.4 ANÁLISIS DEL AÑO 2013

#### 3.4.1 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 que se muestran en la tabla a continuación:

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
2013	C. H. Bonyic	31.3
2013	C. H. Monte Lirio	51.6
2013	C. H. Pando	32.6
2013	C. H. El Alto	68.0
2013	C. H. Caldera	4.0
2013	C. H. Las Cruces	9.2
2013	C. H. Los Estrechos	10.0
2013	C. H. La Laguna	9.3
2013	C. H. RP-490	9.95
2013	C. H. Bajo Frio	56.0
2013	C. H. Tizingal	4.64
2013	C. H. Barro Blanco	28.84
	<b>Total</b>	<b>315.4</b>

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

- 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.
- 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.
- S/E San Bartolo.

### **3.4.2 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 24. 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.

### **3.4.3 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 24, 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.

### **3.4.4 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 26 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 35 se pueden observar los parámetros utilizados para cada central y su diagrama de bloque, de acuerdo a los modelos del programa PSS/E.

### **3.4.5 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.

### **3.5 NO EXPANSIONES EN TRANSMISIÓN CON CRECIMIENTO DE DEMANDA E INTRODUCCIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN NUEVOS AL SISTEMA**

En la presente sección se realizará un diagnóstico del comportamiento del sistema a corto plazo, considerando la situación en la que no se realicen expansiones a la red principal de transmisión, con crecimiento pronosticado en la demanda e introducción de nuevos proyectos de generación, según PESIN 2010. El objetivo del mismo es identificar las limitaciones de la red actual, más las obras aprobadas en construcción para atender la nueva demanda y generación definida en un escenario básico, y en el cual se prestará especial atención al corredor occidente – oriente del sistema.

Se utilizará el programa PSS/E para el análisis de red, haciendo simulaciones en los años a corto plazo considerando la época más crítica del año, ésta es, demanda máxima de invierno en la cual se presenta una mayor generación en el occidente del país y se deberá transportar grandes cantidades de energía por medio de la red principal de transmisión.

Se realizarán análisis de flujo de potencia, verificando cargabilidad en circuitos y transformadores. Se cumplirán con los criterios operativos y de seguridad normados en los reglamentos de Operación y Transmisión.

#### **3.5.1 DEMANDA MÁXIMA DE INVIERNO 2010**

Es la red actual con la entrada de los proyectos de: Paso Ancho, Los Planetas, Macano, Bajo de Mina y Gualaca. Las unidades 2, 3 y 4 de Bahía las Minas, ya se encuentran operativas con su caldera de carbón.

La demanda modelada es 1142.6 MW. En necesario mencionar que este es el pronóstico de demanda presentado en diciembre de 2009 con los Estudios Básicos utilizados para el PESIN 2010.

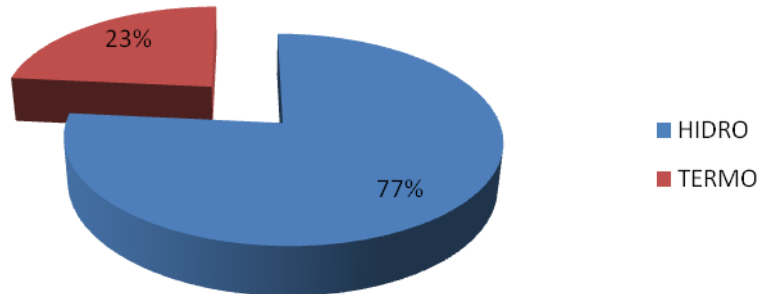
Se importa 49 MW a Panamá por medio de las interconexiones con el MER. No existen sobrecargas en líneas ni transformadores en la red principal. Los voltajes en los buses de 115 KV y 230 KV se encuentran dentro del rango permitido (0.95 p.u. – 1.05 p.u.).

El despacho de generación para este año está compuesto de la siguiente manera:

HIDRO	841.8	MW
TERMO	258.2	MW

<b>TOTAL</b>	<b>1100</b>	<b>MW</b>
--------------	-------------	-----------

### Generación año 2010



#### 3.5.2 DEMANDA MÁXIMA DE INVIERNO 2011

Se adicionan al plantel de generación los proyectos de Lorena, Changuinola, Prudencia, Pedregalito, Eólico I y Baitún.

La demanda modelada es de 1210.10 MW y Panamá se encuentra exportando al MER 100 MW.

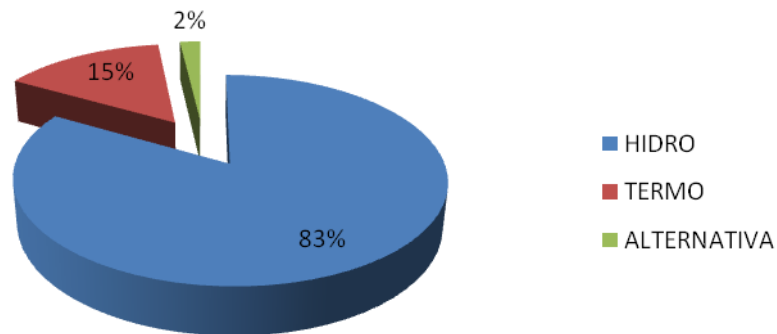
El despacho modelado se encuentra compuesto en un 83% por generación de tipo hidro, 15% térmica y sólo un 2% de tipo alternativa (eólica).

HIDRO	1111.4	MW
TERMO	198	MW
ALTERNATIVA	25	MW

<b>TOTAL</b>	<b>1334.4</b>	<b>MW</b>
--------------	---------------	-----------



### Generación Año 2011



Con este despacho se observa el circuito Llano Sánchez – Las Guías cercano al límite de cargabilidad conduciendo 192.6 MVA de 193 MVA permitidos, llegando al 99.8%. Se hace necesaria la activación de bancos capacitivos en S/E Panamá II y Llano Sánchez, ya que se observa bajo voltaje en la red de transmisión, pero con la inclusión de los mismos se ajustan los voltajes dentro del rango operativo permitido.

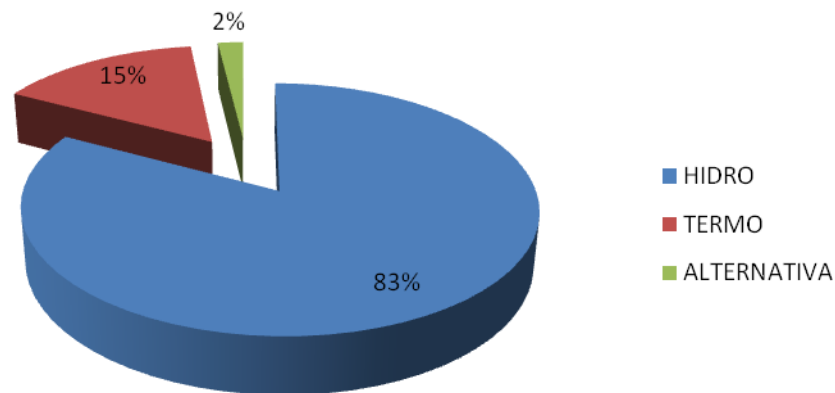
### 3.5.3 DEMANDA MÁXIMA DE INVIERNO 2012

Entran en operación los proyectos: Cochea, San Bartolo, Las Perlas Norte, Las Perlas Sur y Mendre II, adicionando 55.75 MW de capacidad instalada al sistema. La demanda modelada para este año es de 1279.8 MW, con una exportación al MER de 10.82 MW.

El siguiente cuadro muestra la composición del despacho modelado:

HIDRO	1074.1	MW
TERMO	198.5	MW
ALTERNATIVA	25	MW
<b>TOTAL</b>	<b>1297.6</b>	<b>MW</b>

## Generación Año 2012



Se observa sobrecargas en los circuitos de Chorrera – Llano Sánchez y Llano Sánchez – Las Guías. El primero transporta 196.6 MVA de 193 MVA en estado de operación normal, lo que significa el 101.8% de su capacidad de transporte. El segundo 208.3 MVA de 193 MVA lo que representa el 107.9 % de su capacidad en operación normal.

Adicional se puede observar que el circuito Chorrera – Las Guías, se encuentra cercano a su límite de capacidad al 97.3%, al igual que los circuitos 230-5A y 230-6A (Llano Sánchez – Veladero) con 98.6% cada uno; 230-14 (Llano Sánchez – Veladero) con 95.3 % y Llano Sánchez – San Bartolo con 97.8%.

Se puede notar una carencia de soporte reactivo en el sistema, lo que dificulta el mantener los voltajes de los principales buses del sistema dentro de los rangos permitidos. Esto se debe, al desplazamiento de centrales térmicas por la inclusión de generación de tipo hidro en el occidente del país, dejando sin aporte reactivo al centro de carga en el oriente, ya que estas quedan fuera de línea.

### 3.5.4 DEMANDA MÁXIMA DE INVIERNO 2013

Para este año el sistema cuenta con las siguientes plantas de generación: Bonyic, Pando, Monte Lirio, El Alto, Caldera, Los Estrechos, La Laguna, RP-490, Bajo Frío, Tizingal y Barro Blanco. El total de capacidad instalada añadida al sistema es de 315.4 MW y la demanda pronosticada para este año es de 1359 MW. Se tiene 73.71 MW de exportación hacia el MER.

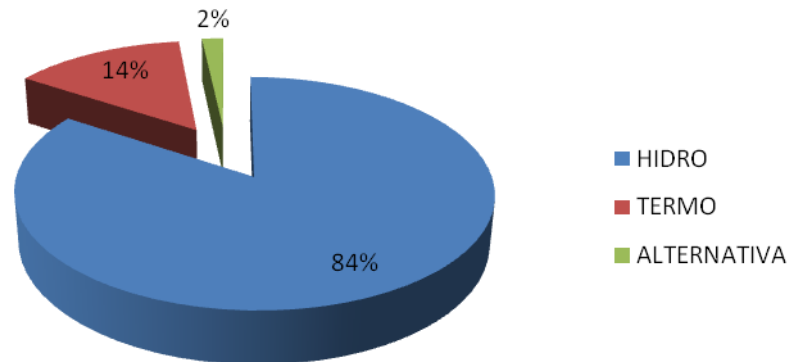
Composición del despacho modelado:

HIDRO	1217.1	MW
-------	--------	----

TERMO	201.9	MW
ALTERNATIVA	25	MW

TOTAL	1444	MW
-------	------	----

### Generación Año 2013



Se tienen depresiones de voltajes en la red de 230 y 115 KV. En el área metropolitana las S/E de Marañón, San Francisco, Monte Oscuro, Centro Bancario, Locería, Santa María y Tinajitas, presentan voltajes por debajo de 0.97 p.u. y por otra parte a nivel de 230 KV las S/E de Las Guías, Pan-am y Chorrera, están por debajo de 0.96 p.u., lo que evidencia la falta de reactivo en la red.

Se presentan sobrecargas en los siguientes circuitos: Chorrera – Llano Sánchez (106.9%), Chorrera – Las Guías (102.1%), Llano Sánchez – Barro Blanco (112.5%), Llano Sánchez – San Bartolo (101.9%) y Llano Sánchez – Las Guías (113.6%). Las siguientes se encuentran cerca a su límite en operación normal: Llano Sánchez – Veladero (97.8%) y Veladero – Barro Blanco (98.1%).

### 3.5.6 CONCLUSIONES

A corto plazo las plantas de generación a integrarse al Sistema Interconectado Nacional, son de tipo Hidroeléctrica, por lo que éstas se colocarán en la base de la generación, desplazando en el despacho a aquellos planteles termoeléctricos, por orden de mérito. Debido a la importancia que tienen las plantas termoeléctricas en el sistema aportando reactivo y por su cercanía al centro de carga, el desplazamiento mencionado, tiene como consecuencia que los elementos de soporte reactivo del sistema (Bancos de Capacitores) no se den abasto, causando falta de reactivo para los años 2012 y 2013, provocando depresiones de voltaje, principalmente en la red de 115 KV sobre el área metropolitana. A nivel de 230



KV, se hace evidente la falta de reactivo para el corredor central, en el sector de Antón, Las Guías y Chorrera.

Con el crecimiento de la demanda y de la oferta en generación, se tendrían problemas de transmisión de energía a partir del año 2012, en el corredor central del país Llano Sánchez – Las Guías – Chorrera a nivel de 230 KV, los cuales quedarían sobrecargados, ya que transportarían una cantidad de potencia mayor a la estipulada en operación normal la cual es de 193 MVA.

Para finales del año 2013, se evidencian sobrecargas en mayor cantidad de circuitos principales, partiendo desde la S/E Veladero por el corredor central (viejo) pasando por las futuras S/E de Barro Blanco y San Bartolo, Llano Sánchez, Las Guías y Chorrera.

El no realizar expansiones a la red de transmisión, aumentaría los costos de generación ya que al no poder generar energía proveniente de hidroeléctricas ubicadas en el occidente del país, ésta tendría que reemplazarse por centrales termoeléctricas, teniendo como consecuencia un costo marginal más elevado y para ETESA como institución un costo adicional ya que tendría que asumir el costo de generación no despachada al ser la limitante el sistema principal de transmisión.



### 3.6 NIVELES DE CORTOCIRCUITO

En el Anexo 25 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					
Nivel de Voltaje kV	Subestaciones				
	Panamá	Panamá II	Cáceres	Santa Rita	Chorrera
230	40	31.5	-	-	40
115	31.5	20	40	40	-
34.5	-	-	-	-	25
13.8	23	40	-	-	-

Nivel de Voltaje kV	Subestaciones				
	Llano Sánchez	Llano Sánchez (Ampliación)	Veladero	Guasquitas	Mata de Nance
230	31.5	40	40	40	40
115	40	-	-	-	25
34.5	25	-	-	-	40

Nivel de Voltaje kV	Subestaciones		
	Caldera	Progreso	Charco Azul
230	-	31.5	-
115	25	40	30
34.5	-	12	-

Como se puede observar comparando este cuadro con los niveles de falla del Anexo 25, la capacidad interruptiva en las subestaciones de ETESA es superior a los niveles de falla en estas.

## TOMO II: PLAN INDICATIVO DE GENERACION

### Capítulo 1: Resumen Ejecutivo

1.1 El presente estudio de planificación indicativo de la generación tomó como punto de partida los criterios y escenarios planteados por la Secretaría Nacional de Energía (SNE), entidad que estableció los siguientes criterios:

- (1) Los planes que se obtengan deben ser de mínimo costo traído a valor presente cumpliendo criterios de confiabilidad y calidad de suministro y que a su vez genere un beneficio óptimo.
- (2) Criterios de Confiabilidad de Energía:
  - i) Para ningún año del periodo de planificación se permiten déficit de energía que superen el 2% de la demanda de cualquier mes, en más del 5% de las series hidrológicas.
  - ii) No se permiten déficit de cualquier cantidad que aparezcan para el mismo mes de cualquier año del periodo de planificación en todas las series hidrológicas.
- (3) El Criterio de Confiabilidad de Potencia adoptado proviene de la Definición de Políticas y Criterios para la revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2010, indicado por la SNE en la que se establece que “el parque de generación propuesto debe tener en todo momento una reserva mínima correspondiente al porcentaje de reserva de confiabilidad de largo plazo calculada por el CND, de acuerdo a las reglas comerciales”.
- (4) El Costo de Racionamiento de Energía se establece para la presente revisión del Plan de Expansión en un valor único de 1,850 \$/MWh, que corresponde al Costo de la Energía No Servida (CENS).
- (5) Otros parámetros utilizados fueron: tasa de descuento del 12%, horizonte de 15 años para el plan de expansión, precios de mercado para los proyectos.

1.2 Se emplearon dos escenarios de crecimiento de la demanda provenientes del estudio respectivo: el escenario moderado (medio), con tasas de crecimiento anual de 5.93% en energía y 5.35% en potencia; y el escenario optimista (alto) con tasas de crecimiento anual de 6.05% y 5.46%, como se puede apreciar en los Gráficos N° 1.1 y 1.2.



GRÁFICO N° 1.1: Pronósticos de Producción de Energía (GWh).

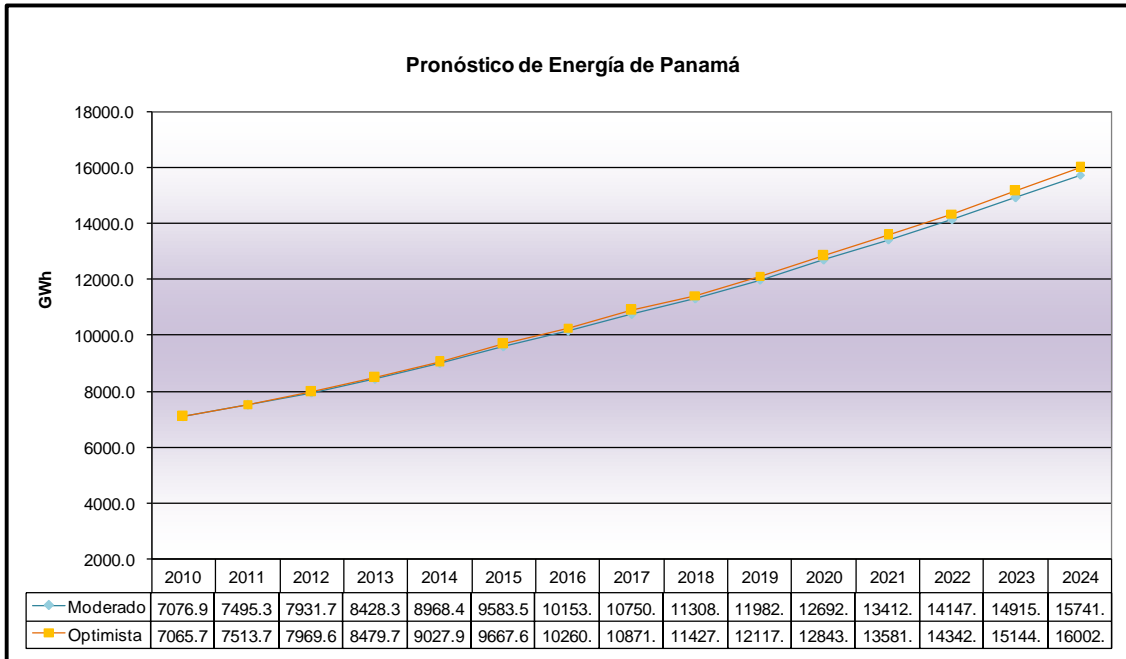
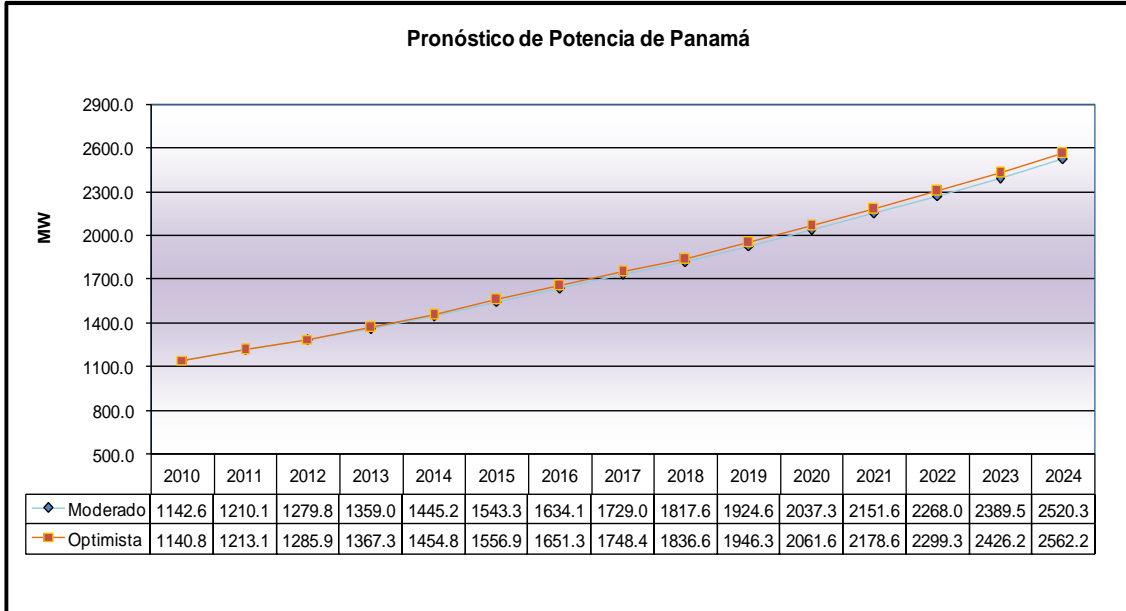


GRÁFICO N°1.2: Pronóstico de Demanda Máxima (MW).



1.3 La proyección de los precios de combustible utilizada en este estudio se presenta en el Cuadro N° 1.1. El Cuadro N° 1.2 incluye el poder calorífico de los combustibles modelados.

CUADRO N° 1.1: Proyecciones de Precios de Combustibles.

AÑO	(US\$/BBL)		(US\$/m3)	US\$/Ton-m
	Diesel Liviano	Bunker-C	Gas Natural	Carbón
2010	92.60	79.30	0.30	70.43
2011	94.82	81.45	0.33	69.65
2012	103.96	90.58	0.35	69.75
2013	112.83	99.27	0.37	70.03
2014	119.59	106.15	0.38	70.05
2015	125.02	110.95	0.38	70.85
2016	133.56	115.89	0.39	70.26
2017	140.91	121.90	0.39	70.43
2018	148.37	127.45	0.39	70.14
2019	154.28	131.73	0.40	69.92
2020	159.89	134.96	0.40	69.86
2021	164.48	139.82	0.41	69.55
2022	169.56	144.16	0.41	69.60
2023	175.84	149.17	0.41	69.40
2024	181.08	154.23	0.42	69.43

BBL: Barriles

Fuente: Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2010. Secretaría Nacional de Energía.

CUADRO N° 1.2: Poder Calorífico del Combustible.

Poder Calorífico	
Tipo de Combustible	Kcal/Gal
Búnker	36,514.00
Diesel Marino	33,515.00
Diesel Liviano	32,684.00
Tipo de Combustible	Kcal/Gal
Gas Natural	9,150.00
Tipo de Combustible	BTU/lb
Carbón	11,600.00

Fuente: Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2010. SNE.

1.4 El presente estudio parte del sistema de generación actual incluido en el Cuadro N° 1.3 y toma en cuenta los retiros planificados, como se indica en el Cuadro N° 1.4.





**CUADRO N° 1.3: Sistema de Generación Existente sin Pequeñas Centrales.**

AGENTE GENERADOR	NOMBRE DE LA PLANTA	TIPO DE PLANTA	TIPO DE COMBUSTIBLE	RENDIMIENTO (Gal/MWh)	POTENCIA FIRME (MW)	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	ENERGÍA ANUAL PROMEDIO (GWh)
EGE-Fortuna, S.A.	Fortuna	Hidroeléctrica	-	-	284.00	300.00	1600.00
AES Panamá	Bayano	Hidroeléctrica	-	-	160.00	260.00	577.00
AES Panamá	La Estrella	Hidroeléctrica	-	-	16.13	47.20	249.00
AES Panamá	Los Valles	Hidroeléctrica	-	-	17.63	54.76	304.00
AES Panamá	Estí	Hidroeléctrica	-	-	111.50	120.00	620.00
Istmus Hydropower Corp	Concepción	Hidroeléctrica	-	-	2.49	10.00	59.00
Caldera Energy Corp.	Mendre	Hidroeléctrica	-	-	3.92	20.00	100.00
BLM Corp, S.A.	BLM-2	Termoeléctrica	Búnker	86.07	26.60	40.00	-
BLM Corp, S.A.	BLM-3	Termoeléctrica	Búnker	80.58	21.41	40.00	-
BLM Corp, S.A.	BLM-4	Termoeléctrica	Búnker	81.62	19.63	40.00	-
BLM Corp, S.A.	Ciclo Comb.BLM	Termoeléctrica	Diesel Marino	64.83	102.50	160.00	-
Pedregal Power Company	Pacora	Termoeléctrica	Búnker	58.36	53.53	55.40	-
COPESA	Copesa	Termoeléctrica	Diesel Liviano	71.73	41.80	46.50	-
PAN-AM Generating Ltd.	Pan_Am	Termoeléctrica	Búnker	59.66	96.00	96.00	-
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Turbinas de Gas EGESA	Termoeléctrica	Diesel Liviano	116.34	35.00	42.80	-
Inversiones y Desarrollos Balboa, S.A.	Térmica Cativá	Termoeléctrica	Búnker	59.55	77.00	87.00	-
Térmica del Caribe, S.A.	El Giral	Termoeléctrica	Búnker	61.075*	46.72	50.40	-
Generadora del Atlántico, S.A.	Termocolón	Termoeléctrica	Búnker	55.00	138.75	150.00	-

<b>Total (MW)</b>	<b>1255</b>	<b>1620</b>
<b>Total Hidro</b>	<b>812</b>	<b>50%</b>
<b>Total Térmico</b>	<b>808</b>	<b>50%</b>
<b>Considerando Pequeñas Centrales</b>		
Hidroeléctrica	28.66	1.73%
Termoeléctrica	10.40	0.63%
<b>Total (MW)</b>		
<b>Tot Hidro</b>	<b>840.62</b>	<b>50.67%</b>
<b>Tot Termico</b>	<b>818.50</b>	<b>49.33%</b>
<b>TOTAL (MW)</b>	<b>1659.12</b>	

\*Promedio de rendimiento de El Giral I (61.51 Gal/MWh) y Giral II (60.64 Gal/MWh)  
 Información suministrada por los agentes del mercado y complementada con el "Informe de Confiabilidad de 2010" del CND

**CUADRO N° 1.4: Retiros de Plantas Térmicas.**

AGENTE GENERADOR	NOMBRE DE LA PLANTA	TIPO DE PLANTA	TIPO DE COMBUSTIBLE	CAPACIDAD INSTALADA	FECHA DE RETIRO
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Turbinas de Gas EGESA	Termoeléctrica	Diesel Liviano	42.8	01/01/2012

Se consideran como candidatos aquellos proyectos con estudios de reconocimiento, prefactibilidad o factibilidad que tienen emitida y vigente la respectiva resolución de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), entidad que certifica la obtención definitiva de la concesión para la explotación y operación; y/o tenga al menos la autorización de conducencia de la Autoridad Nacional del Medio Ambiente (ANAM) para tramitar la respectiva Concesión de Aguas. Estos proyectos están indicados en el Cuadro N° 1.5. Las Características de proyectos térmicos candidatos se incluyen en el Cuadro N° 1.6.

**CUADRO N°1.5: Proyectos Hidroeléctricos Candidatos.**

PROYECTO	TIPO DE PLANTA	AGENTE PROMOTOR	CAPACIDAD INSTALADA MW	POTENCIA FIRME MW	ENERGIA PROM. ANUAL GWh	COSTO FIJO O&M \$/KW-Año	COSTO DE CONSTRUCCION \$/KW	PUNTO DE CONEXIÓN AL SIN
Paso Ancho	Filo de Agua	Paso Ancho Hydro Power	5.00	4.30	36.29	5.00	1600.00	S/E propiedad UNIÓN FENOSA
Los Planetas 1	Filo de Agua	Altos de Francoli S.A.	4.76	0.71	30.00	5.00	3259.73	S/E Mata de Nance
Macano	Filo de Agua	Hidro Boquerón, S.A.	3.43	0.90	20.20	5.00	3208.87	S/E Concepción
Bajo de Mina	Filo de Agua	Ideal Panamá, S.A	56.00	20.07	265.60	5.00	2678.57	S/E Progreso
Gualaca	Filo de Agua	Bontex, S.A.	25.20	23.00	126.55	5.00	762.19	S/E Guasquitas
Lorena	Filo de Agua	Alternegy, S.A.	33.80	30.62	168.62	5.00	1022.31	S/E Guasquitas
Chan I	Embalse	AES Changuinola	222.46	175.00	1046.50	5.00	1748.63	S/E Chan 75 secciona línea 230-20
Prudencia	Filo de Agua	Alternegy, S.A.	56.00	50.00	273.15	5.00	1693.76	S/E Guasquitas
Pedregalito	Filo de Agua	Generadora Pedregalito, S.A.	20.00	3.30	100.00	5.00	2000.00	S/E Concepción
Baitún	Filo de Agua	Ideal Panamá, S.A	88.70	31.09	406.40	5.00	2151.16	S/E Progreso
Cochea	Filo de Agua	Hiromásquinas de Panamá, S.A.	12.50	2.20	57.50	5.00	2880.00	S/E Caldera
San Bartolo	Filo de Agua	Corporación de Energía del Istmo Ltd.	15.25	5.34	69.65	5.00	2426.87	S/E San Bartolo
Las Perlas Norte	Filo de Agua	Las Perlas Norte, S.A.	10.00	2.70	65.70	5.00	2000.00	S/E Concepción
Las Perlas Sur	Filo de Agua	Las Perlas Sur, S.A.	10.00	2.70	65.70	5.00	2000.00	S/E Concepción
Mendre 2	Filo de Agua	Electro Generadora del Istmo S.A.	8.00	2.80	38.68	5.00	2200.00	S/E Caldera
Bonyic	Filo de Agua	Hidroecológica del Teribe, S.A	31.30	22.22	156.00	5.00	3841.91	S/E Changuinola
Pando	Filo de Agua	Electron Investment	32.60	25.13	174.00	5.00	2355.83	S/E Concepción
Monte Lirio	Filo de Agua	Electron Investment	51.60	32.38	288.00	5.00	2402.33	S/E Concepción
El Alto	Embalse	Hydro Caisán, S.A.	68.00	22.14	260.00	5.00	2058.82	S/E Concepción
Caldera	Filo de Agua	Caldera Power Inc.	4.00	1.40	15.90	5.00	3054.50	S/E Caldera
Tizingal	Filo de Agua	Hidroeléctrica Tizingal S.A.	4.64	2.55	33.30	5.00	2498.38	S/E Concepción
Las Cruces	Filo de Agua	Corporación de Energía del Istmo Ltd.	9.17	3.21	42.00	5.00	2616.09	S/E San Bartolo
Los Estrechos	Filo de Agua	Hidroeléctrica Los Estrechos S.A.	10.00	3.50	44.40	5.00	2700.00	S/E San Bartolo
La Laguna	Filo de Agua	Reforestadora Cañazas, S.A.	9.30	3.26	46.34	5.00	2634.41	S/E San Bartolo
RP-490	Filo de Agua	Hidro Piedra, S.A.	9.95	1.79	55.04	5.00	4523.98	S/E Concepción
Bajo Frío	Filo de Agua	Fountain Intertrade Corp.	56.00	16.51	250.00	5.00	2946.43	S/E Progreso
Barro Blanco	Filo de Agua	Generadora del Istmo S.A.	28.84	10.92	124.83	5.00	3397.98	S/E Barro Blanco Secciona la Linea 230-6A
San Lorenzo	Filo de Agua	Hidroeléctrica San Lorenzo S.A.	8.12	0.44	40.48	5.00	3189.66	S/E Guasquitas
Potreros	Filo de Agua	Fuerza Hidráulica del Caribe, S.A.	4.17	1.46	27.21	5.00	2000.00	S/E Caldera
Pedregalito 2	Filo de Agua	Generadora Río Chico S.A.	13.00	4.55	55.60	5.00	2200.00	S/E Concepción
Tabasará II	Embalse	Consorcio Hidroeléctrico Tabasará, S.A.	34.53	11.90	148.50	5.00	3185.64	S/E Veladero
El Síndigo	Filo de Agua	Corporación de Energía del Istmo Ltd.	10.00	3.50	48.00	5.00	2200.00	S/E Caldera
Chan II	Embalse	AES Changuinola	214.00	150.38	1053.00	5.00	2570.09	S/E Chan 75 secciona línea 230-20

NE --> El promotor del proyecto no entregó esta información.

Los datos para el proyecto de Chan I, incluyen a la Mini Hidro.

Los datos de Potencia Firme son provenientes de informes del Centro Nacional de Despacho.

Fuente: Actualización de la Base de Datos para el Plan de Expansión del SIN 2010 (Enero 2010)

Fuente: Información entregada a ETESA por los promotores de los proyectos. Revisión del Plan de Expansión de 2010.

**CUADRO N°1.6: Proyectos Térmicos Candidatos**

PROYECTOS DE EXPANSIÓN	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	RENDIMIENTO	COMBUSTIBLE UTILIZADO	COSTO DE O & M		COSTO DE CONSTRUCCIÓN \$/Kw
				FIJO (\$/kW-Año)	VARIABLE (\$/MWh)	
Motor de Media Velocidad	50	52 (1)	Búnker C	46.86	3.4	1,500.0
Motor de Media Velocidad	100	55.05 (1)	Búnker C	47.05	7.5	1,000.0
Ciclo Combinado	100	219.31 (3)	Gas Natural	35.87	2.0	1,300.0
Ciclo Combinado	150	219.31 (3)	Gas Natural	30.35	1.8	1,170.0
Ciclo Combinado	150	57.97 (1)	Diesel	35.87	2.4	1,300.0
Ciclo Combinado	200	204.7 (3)	Gas Natural	30.35	1.7	1,300.0
Ciclo Combinado	250	204.7 (3)	Gas Natural	30.35	1.7	1,100.0
Ciclo Combinado	250	54.35 (1)	Diesel	38.63	2.1	1,200.0
Turbina de Gas	50	292.42 (3)	Gas Natural	8.58	2.1	980.0
Turbina de Gas	100	277.8 (3)	Gas Natural	7.36	1.8	930.0
Turbina de Gas Diesel	100	72.46 (1)	Diesel	9.81	2.4	900.0
Carbón 150	150	0.51 (2)	Carbón	68.99	4.5	1,800.0
Carbón 250	250	0.39 (2)	Carbón	64.39	4.2	1,650.0

(1) El rendimiento de esta planta está expresado en Gal/MWh
(2) El rendimiento de esta planta está expresado en Ton/MWh.
(3) El rendimiento de esta planta está expresado en m3/MWh

Fuente: ETESA. Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR).

**1.5** Dentro de los proyectos considerados en el presente estudio no se tomaron en cuenta la fuente mareomotriz ni aquellos que utilizan turba como combustible debido a la falta de información técnica de estos tipos de tecnologías de generación. No obstante, en el Capítulo 6 se presenta la información disponible de este tema. Igualmente, se consideran en este estudio dos proyectos eólicos.

**1.6** Los planes de expansión se obtuvieron mediante la utilización de los modelos OptGen y SDDP. El modelo OptGen obtiene el programa de inversión de mínimo costo para cada caso, junto con un modelo de despacho que corresponde a una versión simplificada del SDDP. En el Anexo N° 16 se adjunta la información concerniente a la metodología utilizada por el modelo.

Luego, con el modelo SDDP, se verificó la satisfacción de los criterios de confiabilidad energética para obtener parámetros técnicos y económicos del despacho. Adicionalmente, se verificó para todos los planes que éstos cumplieran a cabalidad con los criterios de confiabilidad de potencia establecidos.

1.7 Se obtuvieron planes de expansión para cada uno de los siguientes escenarios establecidos por la Secretaría Nacional de Energía:

- a) **Caso N° 1:** Demanda media hidro-térmico considerando carbón dentro de un escenario regional (**REGMHTCB10**).
- b) **Caso N° 2:** Demanda media hidro-térmico con carbón más la incorporación de la energía eólica dentro de un escenario regional (**REGMHTCBEO10**).
- c) **Caso N° 3:** Demanda media hidro-térmico con carbón, energía eólica y considerando la incorporación de gas natural licuado a partir 2013 dentro de un escenario regional (**REGMHTTLA10**).

Es necesario destacar que en este estudio se ha seguido la siguiente prominencia: En primer lugar, se utilizan dos escenarios de crecimiento de la demanda. El moderado y el optimista. Se considero como proyectos fijos en el que todos aquellos promotores cuyos proyectos tienen fecha de entrada dentro del periodo fijo que estén efectivamente en construcción, cuenten con la debida viabilidad de conexión aprobada por ETESA o tengan la concesión temporal o definitiva para la explotación y operación. Luego, se establecen los casos con alternativas definidas por los candidatos hidráulicos y proyectos térmicos que utilizan tecnologías similares a las existentes. Las variantes de los casos corresponden a la inserción del carbón importado, gas natural licuado a partir del año 2013 y a la fuente renovable eólica.<sup>74</sup>

Los planes de expansión resultantes se muestran en el Cuadro N° 1.8. En el mismo, se puede observar que la mayor adición de unidades se da en los primeros cuatro años con ligeras diferencias, según el escenario, partiendo del caso REGMHTCB10 como base en el cual se adicionan 966.5 MW en el periodo fijo.<sup>75</sup> En el caso REGMHTCBEO10 se adicionan 175 MW más con respecto al caso REGMHTCB10 correspondientes a la incorporación de la segunda etapa del proyecto Eólico I y el proyecto Eólico II. El caso REGMHTTLA10 incorpora 200 MW adicionales al caso REGMHTCBEO10 debido a la entrada del gas natural licuado.

---

<sup>74</sup> A cada caso le corresponde un plan de expansión determinado.

<sup>75</sup> El periodo fijo para Plan de Generación del 2010 es de cuatro años. Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2010 (Pág.9).

### CUADRO N°.1.8: Planes de Expansión con Demanda Media.

PLANES DE EXPANSIÓN CON DEMANDA MEDIA																										
AÑO	DEMANDA					OFERTA Caso REGMHTCB10					OFERTA Caso REGMHTCBEO10					OFERTA Caso REGMHTTLA10										
	Escenario Moderado (Medio)					Mes	Proyecto	Capacidad MW			Total MW	Capacidad Instalada MW	Mes	Proyecto	Capacidad MW			Total MW	Capacidad Instalada MW	Mes	Proyecto	Capacidad MW			Total MW	Capacidad Instalada MW
	Energía GWh	% Crec.	Potencia MW	% Crec.				Hidro	Termo	Eolico					Hidro	Termo	Eolico					Hidro	Termo	Eolico		
Capacidad Instalada Actual (MW)																				1659.12						
2010	7076.90	0.00	1142.60	0.00	May	Paso Ancho	5.00			94.38	1753.50	May	Paso Ancho	5.00			94.38	1753.50	May	Paso Ancho	5.00			94.38	1753.50	
					Jun	Los Planetas 1	4.76					Jun	Los Planetas 1	4.76					Jun	Los Planetas 1	4.76					
					Ago	Macano	3.43					Ago	Macano	3.43					Ago	Macano	3.43					
					Sept	BLM (Carbon) <sup>(1)</sup>		120.00				Sept	BLM (Carbon) <sup>(1)</sup>		120.00				Sept	BLM (Carbon) <sup>(1)</sup>		120.00				
					Sept	Bajo de Mina	56.00					Sept	Bajo de Mina	56.00					Sept	Bajo de Mina	56.00					
					Sept	Gualaca	25.20					Sept	Gualaca	25.20					Sept	Gualaca	25.20					
2011	7495.30	5.91	1210.10	5.91	Ene	Lorena	33.80			500.96	2254.46	Ene	Lorena	33.80			160.75	2415.21	Ene	Lorena	33.80			160.75	2415.21	
					May	Chan I <sup>(2)</sup>	222.46					May	Chan I <sup>(2)</sup>	222.46					May	Chan I <sup>(2)</sup>	222.46					
					Jul	Prudencia	56.00					Jul	Prudencia	56.00					Jul	Prudencia	56.00					
					Ago	Pedregalito	20.00					Ago	Pedregalito	20.00					Ago	Pedregalito	20.00					
					Oct	Eolico I E1 <sup>(3)</sup>		80.00				Oct	Eolico I E1 <sup>(3)</sup>		80.00				Oct	Eolico I E1 <sup>(3)</sup>		80.00				
					Oct	Baltún	88.70					Oct	Baltún	88.70					Oct	Baltún	88.70					
2012	7931.70	5.82	1279.80	5.76	Ene	Cochea	12.50			55.75	2310.21	Ene	Cochea	12.50		105.00	160.75	2415.21	Ene	Cochea	12.50		105.00	160.75	2415.21	
					Mar	Eolico II						Mar	Eolico II			105.00	160.75	2415.21	Mar	Eolico II			105.00	160.75	2415.21	
					Oct	San Bartolo	15.25					Oct	San Bartolo	15.25					Oct	San Bartolo	15.25					
					Oct	Las Perlas Norte	10.00					Oct	Las Perlas Norte	10.00					Oct	Las Perlas Norte	10.00					
					Oct	Las Perlas Sur	10.00					Oct	Las Perlas Sur	10.00					Oct	Las Perlas Sur	10.00					
					Oct	Mendre 2	8.00					Oct	Mendre 2	8.00					Oct	Mendre 2	8.00					
2013	8428.30	6.26	1359.00	6.19	En	Bonyic	31.30			315.40	2625.61	En	Bonyic	31.30			385.40	2800.61	En	Bonyic	31.30			200.00	3000.61	
					Ene	Pando	32.60					Ene	Pando	32.60					Ene	Pando	32.60					
					Ene	Monte Lirio	51.60					Ene	Monte Lirio	51.60					Ene	Monte Lirio	51.60					
					Ene	El Alto	68.00					Ene	El Alto	68.00					Ene	El Alto	68.00					
					Ene	Caldera	4.00					Ene	Caldera	4.00					Ene	Caldera	4.00					
					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	La Laguna	9.30					Ene	La Laguna	9.30					Ene	La Laguna	9.30					
					Feb	RP-490	9.95					Feb	RP-490	9.95					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			70.00		May	Bajo Frío	56.00					
					Jun	Tisingal	4.64					Jun	Tisingal	4.64					Jun	Tisingal	4.64					
					Jul	Barro Blanco	28.84					Jul	Barro Blanco	28.84					Jul	Barro Blanco	28.84					
2014	8968.40	6.41	1445.20	6.34	Ene	San Lorenzo	8.12			12.29	2637.90	Ene	San Lorenzo	8.12			12.29	2812.90	Ene	San Lorenzo	8.12			12.29	3012.90	
					Dic	Potrerillo	4.17					Dic	Potrerillo	4.17					Dic	Potrerillo	4.17					
2015	9583.50	6.86	1543.30	6.79	Ene	Pedregalito 2	13.00			47.53	2685.43	Ene	Pedregalito 2	13.00			47.53	2860.43	Ene	Pedregalito 2	13.00		158.00	3060.43		
					Ene	Pedregalito 2	13.00					Ene	Pedregalito 2	13.00					Ene	Pedregalito 2	13.00		158.00	3060.43		
					Abr	Tabasara II	34.53					Abr	Tabasara II	34.53					Abr	Tabasara II	34.53		150.00	3060.43		
2016	10153.70	5.95	1634.10	5.88	Ene	El Sindigo	10.00			10.00	2695.43	Ene	El Sindigo	10.00			10.00	2870.43	Ene	El Sindigo	10.00			10.00	3070.43	
2017	10750.50	5.88	1729.00	5.81	Ene	Chan II	214.00			214.00	2909.43	Ene	Chan II	214.00			214.00	3084.43	Ene	Chan II	214.00			214.00	3284.43	
2018	11308.60	5.19	1817.60	5.12						0.00	2909.43						0.00	3084.43						0.00	3284.43	
2019	11982.30	5.96	1924.60	5.89	Ene	CB 250a		250.00		250.00	3159.43	Ene	CB 250a		250.00		250.00	3334.43	Ene	CB 250a		250.00		250.00	3284.43	
2020	12692.10	5.92	2037.30	5.86	Ene	CB 250b		250.00		250.00	3409.43	Ene	CB 250b		250.00		250.00	3584.43	Ene	CB 250b		250.00		250.00	3284.43	
2021	13412.50	5.68	2151.60	5.61	Ene	CB 250c		250.00		250.00	3659.43	Ene	CB 250c		250.00		250.00	3834.43	Ene	CB 250a		250.00		250.00	3534.43	
2022	14147.30	5.48	2268.00	5.41						0.00	3659.43						0.00	3834.43	Ene	CB 250b		250.00		250.00	3784.43	
2023	14915.10	5.43	2389.50	5.36						0.00	3659.43						0.00	3834.43						0.00	3784.43	
2024	15741.40	5.54	2520.30	5.47	Ene	CB 150a		150.00		150.00	3809.43	Ene	CB 150a		150.00		150.00	3984.43	Ene	CB 150a		150.00		150.00	3934.43	

1 Conversión de las unidades 2, 3 y 4 de Búnker a Carbón. No adiciona capacidad al sistema.  
2 El Proyecto Chan I incluye las centrales Chan 75 y Mini Chan.  
3 Eolico I E1 corresponde a la primera etapa del proyecto. De igual forma Eolico I E2, corresponde a la segunda etapa. (Es un solo proyecto)  
4 Conversión a Gas del Ciclo Combinado de Bahía Las Minas. No adiciona capacidad al sistema.  
5 Conversión a Gas del Ciclo Combinado Termo Colon. No adiciona capacidad al sistema.  
La capacidad instalada actual no incluye a las unidades de la Autoridad del Canal de Panamá.

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010.

El Cuadro N° 1.9 presenta los costos de inversión, operación y déficit de cada uno de los planes obtenidos. El plan cuyo costo total resulta más bajo es el que contempla el desarrollo hidro-térmico más carbón (REGMHTCB10). Con respecto a este plan, cabe mencionar que a pesar de que es el de mayor costo operativo su costo de inversión es mucho menor compensado de esta manera el costo total. Esto se debe a que a diferencia de los otros dos planes donde se agregan tecnologías que pudieran ser más eficientes y tener un costo operativo más rentable su costo de inversión es más alto debido a que va ligado al hecho de tener que construir o instalar infraestructura asociado al proyecto que representa un valor significativo dentro del componente del costo de inversión.

El plan de expansión generado al considerar expansiones carbón y fuentes eólicas (REGMHTCBEO10) tiene el segundo costo total más bajo. Su costo de operación es el más bajo de las tres alternativas y su costo de inversión supera el costo del caso REGMHTCB10. Estos costos resultantes son producto de la incorporación de un plan mayoritariamente hidráulico, además de incorporar tecnologías de generación eólica.

El plan con el costo total más alto es el que contempla la incorporación de gas natural licuado a partir del año 2013 en la cual se incorpora una unidad de ciclo combinado de 200 MW de capacidad instalada (caso REGMHTTLA10). Este plan tiene costo operativo inferior al caso REGMHTCB10 pero un costo de inversión superior. Sin embargo, es dependiente de la introducción del gas natural licuado a nuestro país.

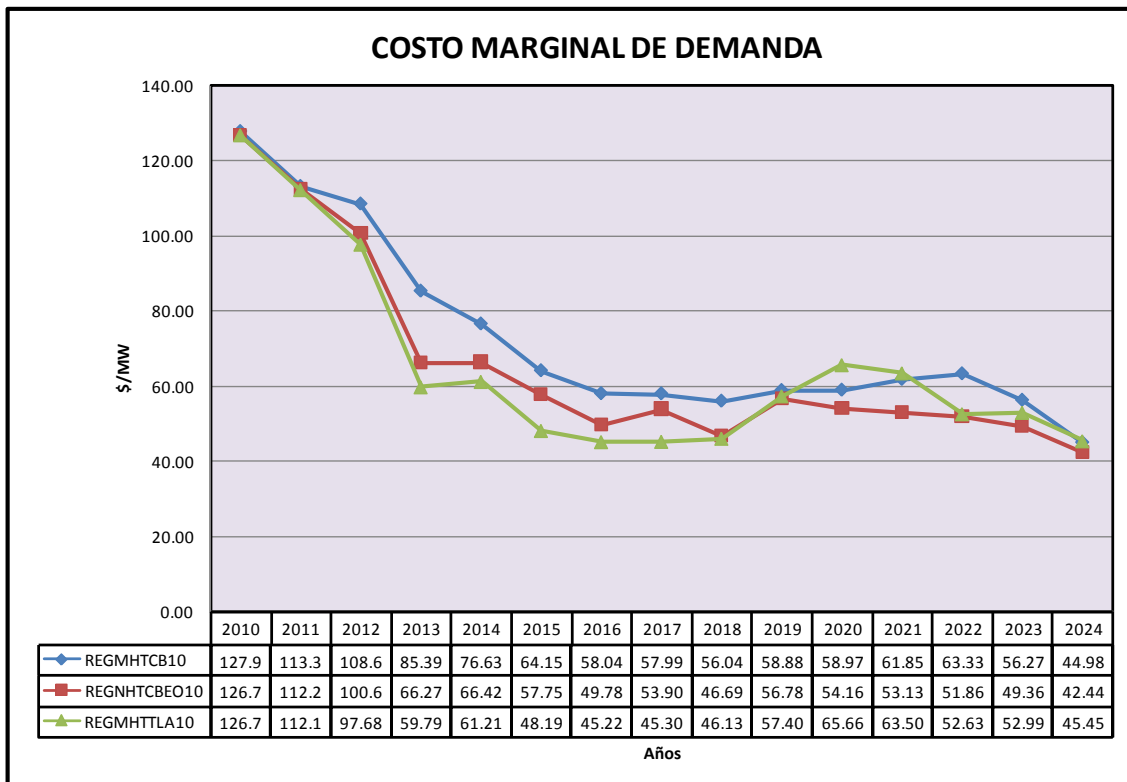
CUADRO N°. 1.9 Costos de Planes de Expansión.

CASOS	COSTO DE INVERSIÓN (Mill.\$)	COSTO DE OPERACIÓN (Mill.\$)	COSTO DE DÉFICIT (Mill.\$)	TOTAL
REGMHTCB10	1,916.79	1,111.75	0.000	<b>3,028.54</b>
REGMHTCBEO10	2,181.49	1,043.60	0.000	<b>3,225.09</b>
REGMHTTLA10	2,211.52	1,096.94	0.000	<b>3,308.46</b>

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010

El Gráfico N° 1.3 proporciona los costos marginales para los tres planes de expansión evaluados (REGMHTCB10, REGMHTCBEO10 y REGMHTTLA10). En general, los costos marginales descienden durante los primeros años del horizonte de estudio manteniendo valores entre 40 y 60 \$/MWh el resto del periodo. Como puede apreciarse, los costos marginales de los casos presentan variaciones a partir de 2012, en los casos REGMHTCBEO10 y REGMHTTLA10 esto es ocasionado por la adición de 105 MW de capacidad eólica (Proyecto Eólico II), en el año 2013 se integra la segunda etapa del proyecto Eólico I (70 MW), sumado esto en el caso REGMHTTLA10 entra en operación de una planta de gas natural en este mismo año.

**GRÁFICO N° 1.3: Costos Marginales de los Planes Evaluados.**

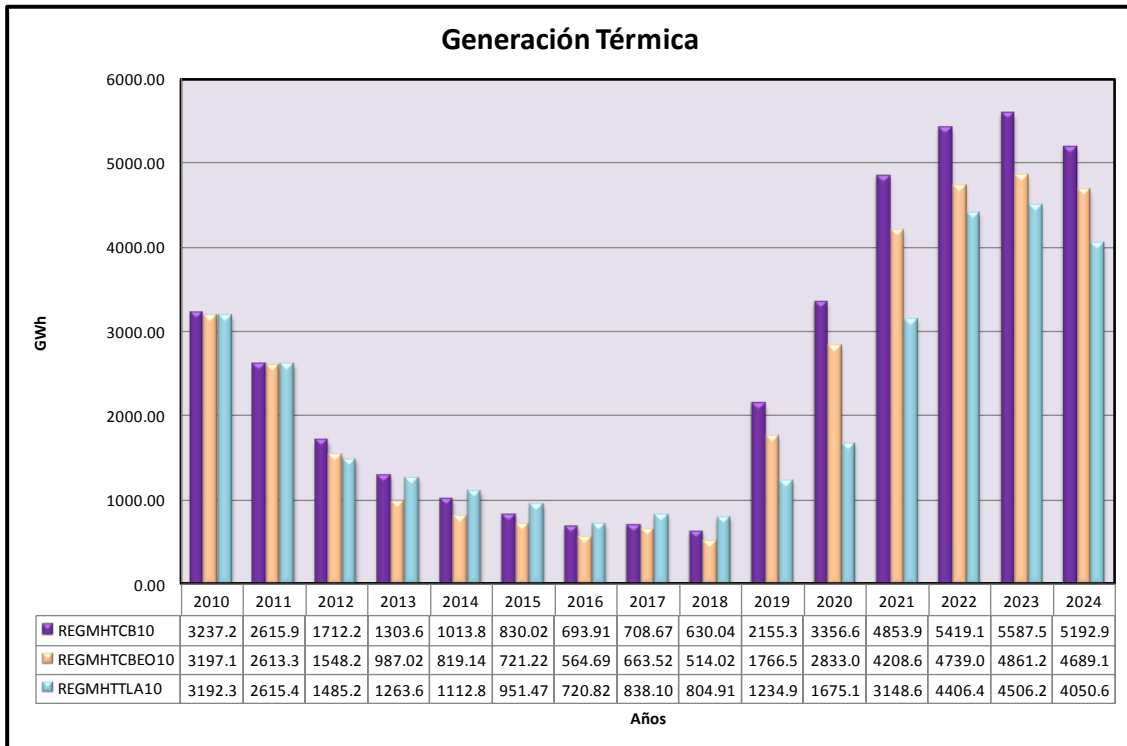


Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010

El Gráfico N° 1.4 permite apreciar la producción de energía de origen térmico para los tres escenarios de expansión con demanda moderada evaluados en este documento. Como era de esperarse debido al incremento de proyectos hidráulicos entre el año 2010 y el 2018, donde el 72% es el mínimo de la instalación de generación hidro (caso REGMHTTLA), el aporte de la generación térmica desciende de forma significativa de representar poco menos del 50% en el año 2010 a representar menos el 10% en el año 2018. Durante el periodo 2019-2024 crece la generación termoeléctrica, como consecuencia de la no incorporación de tecnologías renovables y del crecimiento natural de la demanda, además de la incorporación de nueva capacidad termoeléctrica hacia el final del horizonte.

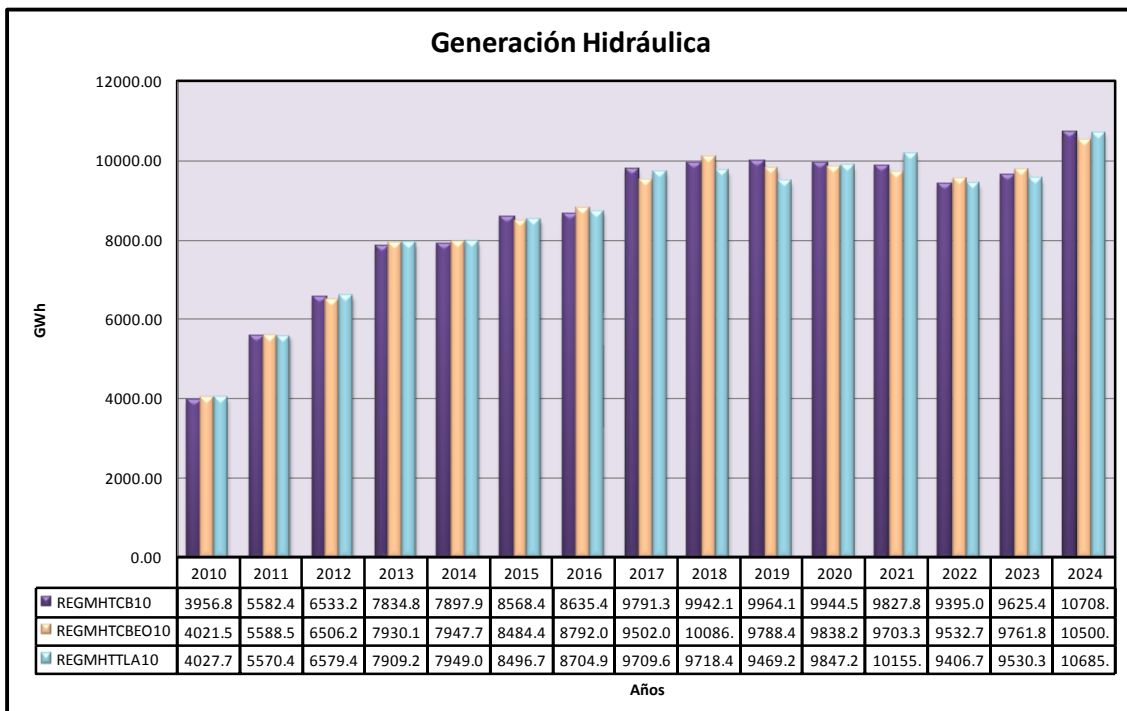
El Gráfico N° 1.5 muestra un resumen de generación hidráulica total de los escenarios de demanda media. El comportamiento durante los años 2010-2017 muestra un aumento en la generación hidroeléctrica producto de la incorporación de estos proyectos. No es hasta el años 2017 a partir del cual no se incorporan este tipo de tecnología en que deja de aumentar su generación y se mantiene a los largo del horizonte.

**GRÁFICO N° 1.4: Resumen de Generación Termoeléctrica Total de los Casos Evaluados.**



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010

**GRÁFICO N° 1.5: Resumen de Generación Hidroeléctrica Total de los Casos Evaluados**



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010





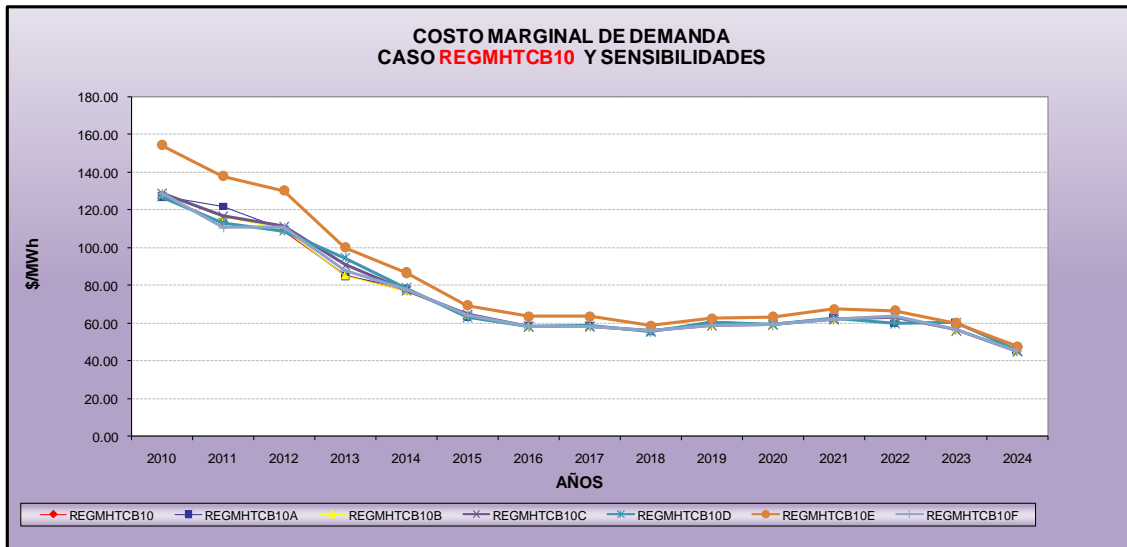
1.8 Se analizaron seis sensibilidades del caso REGMHTCB10, las cuales consideran el retraso del inicio de operaciones de proyectos significativos para el sistema al igual que una sensibilidad en base a variaciones en la proyección de los precios de los combustibles (caso REGMHTCB10E). Se evaluó el impacto del atraso en la entrada del proyecto hidroeléctrico Chan I (REGMHTCB10A), por ser proyectos de una capacidad significativa para el sistema actual. Igualmente, se evaluó el retraso del inicio de operaciones de los proyectos hidroeléctricos Gualaca, Lorena y Prudencia (REGMHTCB10B), así como el atraso de un año en la incorporación de los proyectos hidroeléctricos Bajo de Mina, Baitún y El Alto (REGMHTCB10C) y de los proyectos hidroeléctricos Pando, Monte Lirio y Barro Blanco (REGMHTCB10D). Como última sensibilidad se evaluó el impacto que pudiese tener para el sistema, en cuanto a las exportaciones e importaciones de energía, el atraso de un año en la entrada del proyecto de interconexión SIEPAC (REGMHTCB10F)

El Gráfico N° 1.6 permite realizar una comparación entre los costos marginales obtenidos para el caso REGMHTCB10 y cada una de las sensibilidades propuestas. Los costos marginales más altos se derivan de la sensibilidad que utiliza la proyección de los costos de combustibles alta (REGMHTCB10E). Se puede apreciar que para los demás casos mantienen costos marginales casi parecidos.

En vista de los estudios que se realizan para desarrollar el proyecto de interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia, se consideró un caso que involucra dicho proyecto con la finalidad de evaluar su impacto en el comportamiento del sistema nacional. Para tal efecto, se incluyó en el caso REGMHTCB10 el inicio de operaciones del proyecto de interconexión con Colombia en el año 2014. A este nuevo caso se le denominó REGCOLMHTCB10.

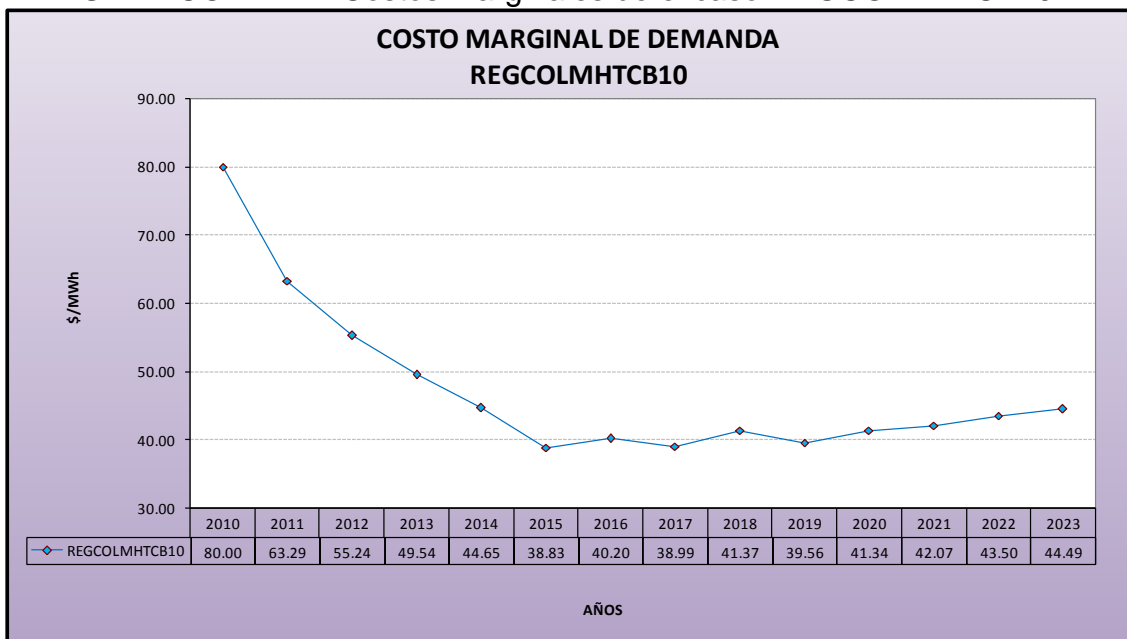
El Gráfico N° 1.7 presenta los costos marginales del caso REGCOLMHTCB10. Se observa una disminución de los costos marginales durante los primeros años del horizonte de estudio, a partir del año 2014 los costos marginales descienden manteniendo valores entre 35 y 45 \$/MWh el resto del periodo.

### GRÁFICO N° 1.6. Costos Marginales del Caso REGMHTCB10 y sus Sensibilidades



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010

### GRÁFICO N° 1.7: Costos marginales de el caso REGCOLMHTCB10.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010

Los análisis correspondientes a los planes obtenidos al considerar el escenario de demanda alta u optimista se presentan en el Capítulo 10 denominado Planes de Expansión de Demanda Alta. Para la construcción de los tres casos de demanda alta se utilizaron las mismas premisas de los casos de demanda moderada.

## 1.9 Conclusiones Finales:

- Básicamente para todos los escenarios considerados se mantiene el mismo plan de expansión hasta el año 2017, adicionándole ya sea una planta eólica o una planta de gas dependiendo del caso.
- Con respecto a los costos totales de los planes el que menor costo total presentó fue el caso REGMHTCB10, el cuál incorpora fuentes convencionales y carbón. pero manteniendo un costo operativo más alto.
- Es importante resaltar que, para los proyectos hidroeléctricos, se utilizaron los costos proporcionados por sus promotores, muchas veces basados en actualizaciones contables de los obtenidos por estudios de factibilidad del antiguo Instituto de Recursos Hidráulicos y Electrificación (IRHE). Esquemas alternativos de desarrollo y mejoras tecnológicas tienen el potencial de reducir los costos de los proyectos y mejorar su rentabilidad.
- Los planes basados en la introducción del gas en el sistema presentan costos marginales bajos a lo largo del horizonte de estudio. Cuando el carbón compite con el gas natural, en cualquiera de los casos, las opciones de generación en base al gas no tienen cabida ya que las plantas de carbón mantienen un costo operativo inferior al de las unidades de gas. Es importante resaltar que el precio del gas a diferencia del carbón ha sido afectado de forma más directa por el comportamiento alcista del petróleo en los últimos años.
- La introducción de proyectos eólicos en el sistema impactan en el costo marginal de éste. Sin embargo, es necesario resaltar el comportamiento aleatorio del viento, dada la capacidad de los proyectos de este tipo que se consideraron dentro del caso REGMHTCBEO10. Al considerar su incorporación al sistema, se vuelve necesario evaluar las condiciones del sistema que permitan absorber las variaciones en la generación de los proyectos eólicos originadas por tal comportamiento.



## Capítulo 2: Introducción

La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), tiene la responsabilidad de elaborar el Plan de Expansión de Generación para el Sistema Interconectado Nacional, de acuerdo a lo dispuesto en la Ley No. 6 del 3 de febrero de 1997. Este Plan de Expansión es de carácter indicativo.

El Plan de Expansión de Generación está basado en criterios y políticas establecidas para la expansión del Sistema Interconectado Nacional de largo plazo, de tal manera que los planes para atender la demanda sean suficientemente flexibles y adaptables a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras, ambientales y que cumplan los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad determinados por la Secretaría de Energía en cumplimiento a lo establecido en la ley N° 52 de 30 de julio de 2008 mediante la cual se crea la Secretaría de Energía, que asume las funciones y atribuciones de la Comisión de Política Energética, a la que hace referencia el artículo 19 de la Ley 6 del 3 de febrero de 1997

Las empresas de distribución y de generación deben suministrar a la Empresa de Transmisión Eléctrica, la información necesaria para preparar anualmente este Plan de Expansión.

En el presente documento se exponen los resultados correspondientes a la revisión y actualización del plan para el periodo 2010 – 2024, con especial énfasis en el establecimiento de los requerimientos de suministro de potencia y energía del sistema. Para tal efecto, se consideraron los siguientes antecedentes vigentes a saber:

- Resolución AN N°. 2296-Elec de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, del 30 de diciembre de 2008, mediante la cual se aprueba el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, correspondiente al año 2008.
- Solicitud de información para la elaboración del Plan de Expansión, hecha a los agentes en diciembre de 2009.
- Definición de política y criterios para la expansión del Sistema Interconectado Nacional 2010, emitidos por la Secretaría Nacional de Energía.

A partir de los antecedentes indicados se obtienen planes indicativos para cada uno de los escenarios establecidos por la Secretaría Nacional de Energía se llevan a cabo análisis de riesgo de estos planes bajo diferentes hipótesis de crecimiento de la demanda.

## Capítulo 3: Criterios y Parámetros

### a. Criterios Generales.

Los planes de expansión de mínimo costo seleccionados se obtienen a partir de diferentes tipos de estudios.

### b. Criterio de Mínimo Costo.

Como se indicó anteriormente, los planes que se obtienen son de mínimos costos totales (costos de inversión y de operación y costos de mantenimiento fijos y variables), traídos a valor presente. Adicionalmente, estos planes deben satisfacer los criterios establecidos de confiabilidad de potencia y de energía.

### c. Costo Incremental Promedio de Largo Plazo.

El Costo Incremental Promedio de Largo Plazo (CIPLP), representa el costo de largo plazo de servir una unidad adicional de demanda. Se calcula para un Plan de Expansión dado como la relación entre los incrementos anuales de costos totales (inversión, fijos y variables de operación y mantenimiento), actualizados al año referencial y los incrementos anuales de demanda, igualmente actualizados al año referencial. La tasa de actualización que se utiliza debe ser la misma tasa de descuento que se usó en el plan.

### d. Criterio de Confiabilidad.

Los criterios de confiabilidad utilizados son los siguientes:

#### Energía:

- I) Para ningún año del periodo de planificación se permiten déficit de energía que superen el 2% de la demanda de cualquier mes, en más del 5% de las series hidrológicas.
- II) No se permiten déficit de cualquier cantidad que aparezcan para el mismo mes de cualquier año del periodo de planificación en todas las series hidrológicas.

#### Potencia:

En el documento Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2010, elaborado por La Secretaría Nacional de Energía se establece una reserva mínima correspondiente al porcentaje de reserva de confiabilidad de largo plazo calculada por el CND de acuerdo a las reglas comerciales. Ver Informe de Confiabilidad 2010.

### e. Costo de Racionamiento de Energía.

Se establece como costo de racionamiento de energía para esta revisión del Plan de Expansión un valor único de 1,850 \$/MWh, que corresponde al CENS.

### f. Parámetros Técnicos y Económicos.

A continuación se listan los parámetros aplicables a este estudio de expansión:

- Dos escenarios de crecimiento de demanda máxima y de energía neta (Demanda Alta y Demanda Media), con base en los pronósticos realizados por ETESA, presentados a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos en enero de 2010, en el Compendio de Estudios Básicos.
- Un horizonte de planeamiento de 15 años a partir de 2010, con un periodo de extensión de 1 año.
- Se utilizan costos de mercado para las inversiones.
- Para el pronóstico de precios de combustibles se utilizó un escenario base de precios en torno a los **80 US\$/Barril** y un escenario de precios altos del orden de **100 US\$/Barril** para el crudo WTI. Para ambos escenarios se tomara el valor indicado como punto de partida en el año 2010 para aplicar la tendencia Alta ("High Price") de la proyección de combustible estimado por el Annual Energy Outlook de diciembre de 2009 de la EIA/DOE.
- Una tasa de descuento del 12%.

## Capítulo 4: Pronóstico de Demanda

De acuerdo a lo estipulado en el Reglamento de Transmisión aprobado por la Resolución JD-5216 del 14 de abril de 2005, ETESA debe elaborar el Pronóstico de Demanda y el mismo debe incluir los datos, detalles metodológicos y los resultados intermedios y finales respecto al pronóstico de energía - potencia a nivel del Sistema Principal de Transmisión y su desagregación al nivel de barras del mismo, en un todo de acuerdo con los requerimientos de los distintos estudios del Plan de Expansión. Para cumplir con esta tarea, ETESA, ha utilizado un modelo basado en regresión lineal para pronosticar la demanda eléctrica de Panamá para los próximos quince años.

Las incertidumbres asociadas al crecimiento de la demanda se acotan definiendo dos escenarios de demanda, tanto para la energía como para la potencia, esto es, un escenario de crecimiento **moderado o medio** y un escenario de crecimiento **alto u optimista**.

Estas proyecciones de demanda, indican que el consumo de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional podría presentar tasas de crecimiento, por el orden de 5.93 a 6.05% promedio anual, para todo el periodo de análisis, mientras que la potencia máxima exigida al sistema podría crecer entre 5.35 a 5.46%, de darse situaciones socioeconómicas pesimistas a una opción optimista, respectivamente.

Es necesario mencionar que estas proyecciones no incluyen el efecto esperado de la campaña de Disminución de la Demanda Eléctrica Nacional (Plan Bombillo), debido a diversos factores como lo son:

- El crecimiento en el 2009 de la demanda del sector residencial de 13% con respecto a los registros del año 2008, con lo cual en vez de una reducción esperada en el consumo del sector residencial se proyecta un incremento del consumo de este sector.
- El comportamiento variable del consumo residencial en los últimos años, los cuales para los años 2008 y 2007 muestran tasas de 1.1 y 6.1% respectivamente, mientras que la tasa de crecimiento anual promedio del consumo residencial en el periodo quinquenal anterior (2003-2008) resulto en 4.2% anual. Este comportamiento no permite determinar tendencia alguna.
- El no contar a la fecha con un estudio formal que evidencie los cambios en el consumo residencial, atribuibles a la campaña de ahorro resultante de la sustitución de bombillos incandescentes por LFC.

Las premisas básicas de estas proyecciones se fundamentan en las recientes perspectivas económicas de índole positivas de Panamá, en especial el



resultado de los últimos tres años con crecimiento superiores a los promedios históricos. Basados en factores dinámicos externos, como el desarrollo del transporte marítimo y a las actividades de servicio conexas al Canal, resultado de un comercio mundial en expansión, y al efecto del boom inmobiliario producto del desarrollo de viviendas de alto costo dirigido a extranjeros.

En contraste, el presente año 2010 y los subsiguientes se presentan a la sombra de una crisis mundial económica, que le introduce significativas incertidumbres al proceso de pronóstico de la economía nacional, en el corto plazo.

Por consiguiente, el pronóstico para los años 2010-2013 de la demanda eléctrica en el país, se fundamentan principalmente en factores a lo interno de la economía nacional, liderizados por los trabajos de ampliación del Canal, de la ejecución de los proyectos estatales de infraestructura y de fuerzas dinámicas al entorno interno de manera que se mantenga el impulso del reciente y sostenido salto de la economía nacional. Aunque, no se deja de lado el efecto de la recuperación del comercio mundial en el 2010 y por ende la recuperación de la Zona Libre y sus actividades conexas.

Para el corto plazo (2010-2013), los cálculos reflejan crecimientos más altos, entre 6.19 y 6.35%, según la ocurrencia de escenarios moderado, optimista o pesimista, respectivamente. En el largo plazo (2014-2024), las tasa de crecimiento son levemente más moderadas, 5.79 y 5.89%, respondiendo a escenarios más conservadores con respecto a los parámetros económicos.

Los escenarios analizados se califican de conservadores, debido a las restricciones que impone la serie histórica, sin precedentes de crecimientos sostenidos similares a los rangos resultantes del corto plazo.

Tabla 4.1: Tasa de Crecimiento por Escenario

PERIODO	SIN CONSIDERAR AHORRO ENERGÉTICO					
	MODERADO		OPTIMISTA (ALTO )		PESIMISTA (BAJO)	
	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA	ENERGIA	POTENCIA
CORTO PLAZO (2010-2013)	6.19%	4.17%	6.35%	4.33%	6.01%	4.00%
LARGO PLAZO (2014-2024)	5.79%	5.78%	5.89%	5.88%	5.79%	5.79%
ANALISIS (2010-2024)	5.93%	5.35%	6.05%	5.46%	5.90%	5.31%

Lo inédito en el Pronóstico de Demanda 2010-2024, es la incorporación de la carga futura de magnos proyectos de infraestructura, por parte del Estado, a partir del año 2013, como son el Proyecto integral de Saneamiento de la Bahía de Panamá y de la construcción de un sistema de transporte masivo para la Capital del País, el Metro, adicional a otros nuevos proyectos estatales para su desarrollo en el periodo de análisis, en vías de realización.





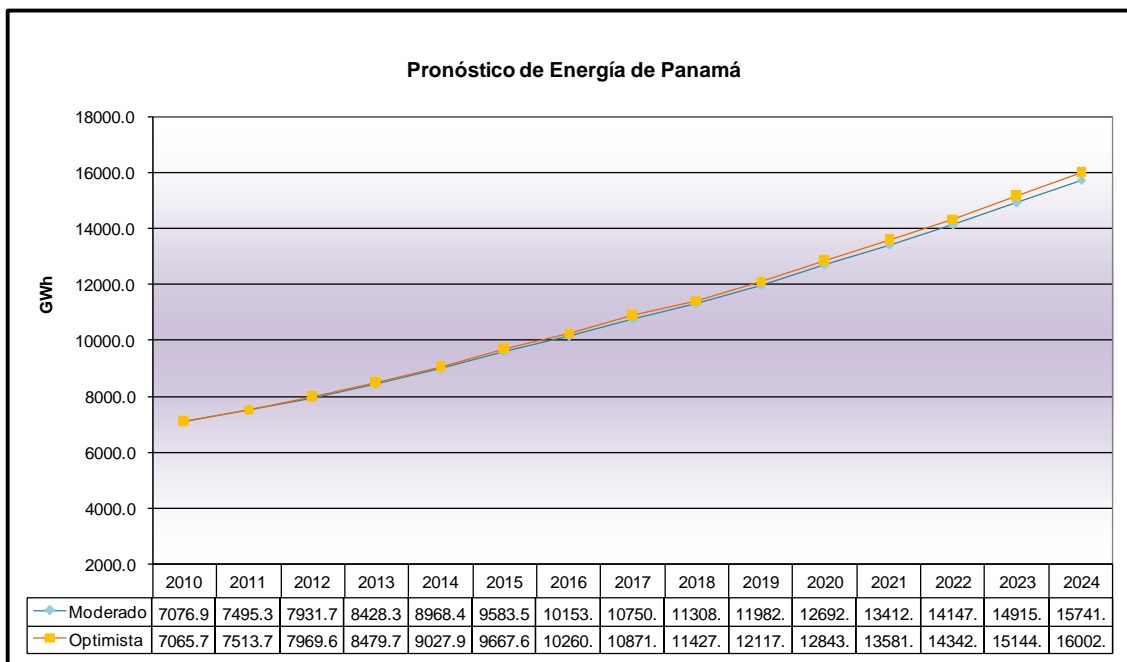
El Gráfico N° 4.1 presenta las proyecciones de producción de energía para el período 2010 - 2024, de los escenarios de crecimiento medio y alto. Podemos observar en esta figura que la demanda media tiene un porcentaje de crecimiento anual sostenido de 5.93%, mientras que para la demanda alta se tiene 6.05%.

El Gráfico N° 4.2 presenta las proyecciones de demanda máxima de potencia del período 2010 – 2024, para ambos escenarios de crecimiento: medio y alto. Para la demanda media tenemos un porcentaje de crecimiento anual sostenido de 5.35%, mientras que para demanda alta obtenemos 5.46%.

Es importante aclarar que esta proyección de demanda refleja la demanda máxima que atiende los requerimientos del consumo nacional excluyendo el autoconsumo de la Autoridad del Canal de Panamá (ACP) e intercambios (importación y exportación).

Cabe destacar que este capítulo presenta un extracto de la sección de Pronóstico de Demanda del Compendio de Estudios Básicos, editado por ETESA y entregado en enero del presente año a la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos y a los agentes, como lo determina el Reglamento de Transmisión.

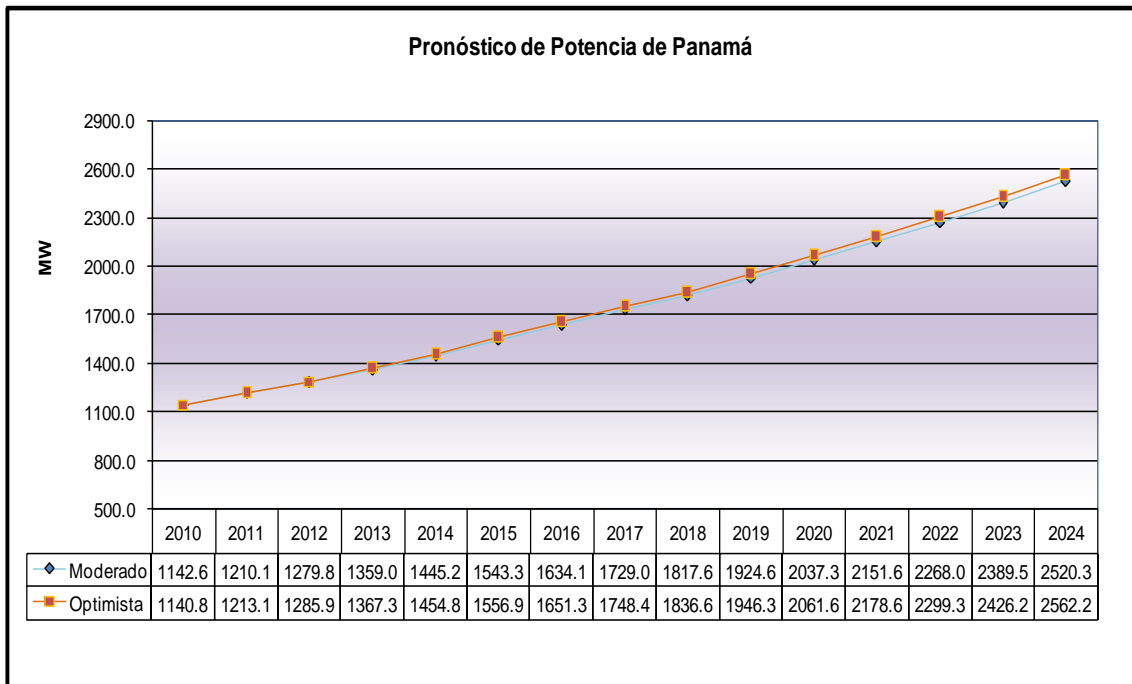
GRÁFICO N°. 4.1: Pronóstico de Producción de Energía



Fuente: ETESA. Estudios Básicos. Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2010.



GRÁFICO N°. 4.2: Pronóstico de Potencia.



Fuente: ETESA. Estudios Básicos. Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2010.

## Capítulo 5: Sistema de Generación Existente

La generación de los Agentes Productores del Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá y de las pequeñas centrales eléctricas propiedad de las distribuidoras conforma la capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Actualmente, el parque de generación cuenta con 1,659.12 MW<sup>[76]</sup>, de los cuales 840.62 MW son de centrales hidroeléctricas y 818.50 MW de centrales termoeléctricas. Esto equivale a 50.67% de capacidad instalada de origen hidroeléctrico y 49.33% termoeléctrico. Las cifras mencionadas no consideran las plantas de la Autoridad del Canal de Panamá (ACP), ni los sistemas aislados.

En el Cuadro N° 5.1 se detallan los diferentes agentes existentes con su capacidad instalada (MW), mientras que en el Gráfico N° 5.1 se muestra la distribución porcentual de los mismos en el sistema.

CUADRO N° 5.1: Capacidad Instalada Sistema Interconectado Nacional.

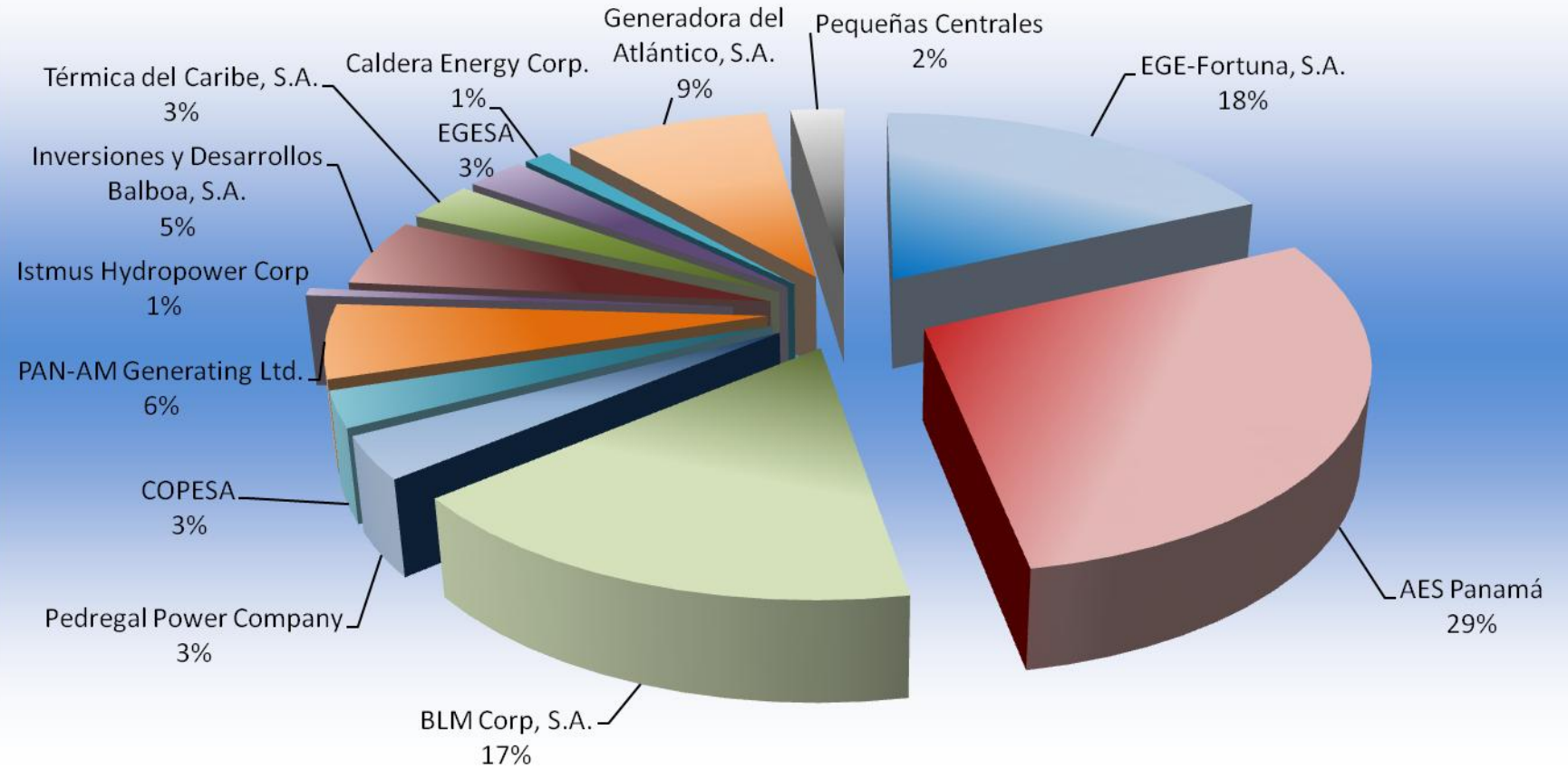
AGENTE GENERADOR	CAPACIDAD INSTALADA MW	%
EGE-Fortuna, S.A.	300.00	18.08%
AES Panamá	481.96	29.05%
BLM Corp, S.A.	280.00	16.88%
Pedregal Power Company	55.40	3.34%
COPESA	46.50	2.80%
PAN-AM Generating Ltd.	96.00	5.79%
Isthmus Hydropower Corp	10.00	0.60%
Inversiones y Desarrollos Balboa, S.A.	87.00	5.24%
Térmica del Caribe, S.A.	50.40	3.04%
EGESA	42.80	2.58%
Caldera Energy Corp.	20.00	1.21%
Generadora del Atlántico, S.A.	150.00	9.04%
Pequeñas Centrales	39.06	2.35%
<b>TOTAL (MW)</b>	<b>1659.12</b>	<b>100%</b>

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2010.

<sup>76</sup> Las cifras consideran a las Pequeñas Centrales.

GRÁFICO N° 5.1 Porcentaje de Participación de los Agentes.

### Capacidad Instalada por Agente Generador



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2010.

## 5.1 SISTEMA DE GENERACIÓN HIDROELÉCTRICO

Cuatro de las cinco principales hidroeléctricas existentes de la República de Panamá, están localizadas en la provincia de Chiriquí: La Estrella, Los Valles y Estí (centrales de pasada) y Fortuna. La central más importante del sistema. Hacia el lado este de la provincia de Panamá se encuentra Central hidroeléctrica Bayano, la cual posee el embalse de mayor tamaño en nuestro país.

La central Hidroeléctrica más reciente que se ha añadido al parque de generación es Mendre con 20 MW de capacidad instalada, localizada en la provincia de Chiriquí <sup>[77]</sup>. El Cuadro N° 5.2 muestra el sistema de generación existente de las diferentes unidades de generación que forman parte del SIN, con sus capacidades instaladas y sin incluir pequeñas centrales de este tipo.

Adicionalmente el sistema cuenta con pequeñas centrales hidroeléctricas, las mismas son de capacidades menores y forman parte de la generación propia de los agentes distribuidores. Por tener esta última característica, no se muestran en el resumen de plantas existentes (Cuadro N° 5.2), sino que se detallan aparte en el Cuadro N° 5.3.

## 5.2 SISTEMA DE GENERACIÓN TERMOELÉCTRICO

El principal plantel térmico del país es la central Termoeléctrica Bahía Las Minas, localizada en la provincia de Colón la cual ha aumentado su capacidad en 87 MW adicionales con la incorporación de Térmica Cativa a mediados del año 2008. En este mismo año también entro en operación el plantel térmico El Giral el cual se encuentra ubicado en el corregimiento de Buena Vista, distrito de Colón.

La última incorporación al sistema de generación termoeléctrico es la central de Termocolón con 150 MW de capacidad instalada, ubicado en Bahía las Minas, corregimiento de Cativa en la provincia de Colón.

En la provincia de Panamá se ubican el resto de las plantas térmicas. En el lado oeste de la ciudad de Panamá se encuentra PAN-AM y al lado este se localizan COPESA y PACORA. Las Turbinas de Gas propiedad de la Empresa de Generación Eléctrica S.A. (EGESA), con una capacidad instalada de 42.8 MW, están ubicadas a un costado del Centro Nacional de Despacho en la ciudad de Panamá. En el Cuadro N° 5.2 se muestran las principales características de las plantas térmicas existentes, sin incluir pequeñas centrales termoeléctricas. Entre estas características se incluyen el rendimiento expresado en Gal/MWh. Dicha unidad dada como factor de consumo para representar la eficiencia de las unidades térmicas se utiliza siguiendo el formato que se ha estandarizado en la modelación que se sigue en el modelo SDDP, para la realización del despacho económico, la que aunque no se representa

<sup>77</sup> Al momento de la confección del Plan Indicativo de Generación 2010, la Central Hidroeléctrica Mendre se mantenía en estado de prueba.

en la unidad convencional en base al contenido calórico del combustible está acorde con los valores declarados por los agentes al operador del mercado para la realización del despacho semanal.

Adicionalmente, al igual que hay pequeñas plantas hidroeléctricas, existen plantas termoeléctricas de capacidades menores, que forman parte de la generación propia de las distribuidoras y que se detallan en el Cuadro N° 5.3.

### CUADRO N° 5.2 Sistema de Generación Existente sin Pequeñas Centrales.

AGENTE GENERADOR	NOMBRE DE LA PLANTA	TIPO DE PLANTA	TIPO DE COMBUSTIBLE	RENDIMIENTO (Gal/MWh)	POTENCIA FIRME (MW)	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	ENERGÍA ANUAL PROMEDIO (GWh)
EGE-Fortuna, S.A.	Fortuna	Hidroeléctrica	-	-	284.00	300.00	1600.00
AES Panamá	Bayano	Hidroeléctrica	-	-	160.00	260.00	577.00
AES Panamá	La Estrella	Hidroeléctrica	-	-	16.13	47.20	249.00
AES Panamá	Los Valles	Hidroeléctrica	-	-	17.63	54.76	304.00
AES Panamá	Estí	Hidroeléctrica	-	-	111.50	120.00	620.00
Isthmus Hydropower Corp	Concepción	Hidroeléctrica	-	-	2.49	10.00	59.00
Caldera Energy Corp.	Mendre	Hidroeléctrica	-	-	3.92	20.00	100.00
BLM Corp, S.A.	BLM-2	Termoeléctrica	Búnker	86.07	26.60	40.00	-
BLM Corp, S.A.	BLM-3	Termoeléctrica	Búnker	80.58	21.41	40.00	-
BLM Corp, S.A.	BLM-4	Termoeléctrica	Búnker	81.62	19.63	40.00	-
BLM Corp, S.A.	Ciclo Comb.BLM	Termoeléctrica	Diesel Marino	64.83	102.50	160.00	-
Pedral Power Company	Pacora	Termoeléctrica	Búnker	58.36	53.53	55.40	-
COPESA	Copesa	Termoeléctrica	Diesel Liviano	71.73	41.80	46.50	-
PAN-AM Generating Ltd.	Pan_Am	Termoeléctrica	Búnker	59.66	96.00	96.00	-
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Turbinas de Gas EGESA	Termoeléctrica	Diesel Liviano	116.34	35.00	42.80	-
Inversiones y Desarrollos Balboa, S.A.	Térmica Cativá	Termoeléctrica	Búnker	59.55	77.00	87.00	-
Térmica del Caribe, S.A.	El Giral	Termoeléctrica	Búnker	61.075*	46.72	50.40	-
Generadora del Atlántico, S.A.	Termocolón	Termoeléctrica	Búnker	55.00	138.75	150.00	-
<b>Total (MW)</b>					<b>1255</b>	<b>1620</b>	
<b>Total Hidro</b>					<b>812</b>	<b>50%</b>	
<b>Total Térmico</b>					<b>808</b>	<b>50%</b>	

\* Promedio de rendimiento de El Giral I (61.51 Gal/MWh) y Giral II (60.64 Gal/MWh).

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2010.

### 5.3 PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS Y TERMOELÉCTRICAS

Las pequeñas centrales son aquellas plantas generadoras de menor capacidad que pertenecen a las distribuidoras, es decir forman parte de su generación propia o pertenecen a agentes privados cuya capacidad instalada sea menor a 10MW ya sea que estén conectados a la red de distribución o que mantengan un contrato con las mismas. A continuación en el Cuadro N° 5.3 se muestran las centrales pequeñas existentes.

CUADRO N° 5.3: Pequeñas Centrales.

AGENTE DE MERCADO	NOMBRE DE LA PLANTA	TIPO DE PLANTA	CAPACIDAD INSTAL. KW
EDEMET	La Yeguada	Hidroeléctrica	6,600.00
EDECHI	Dolega	Hidroeléctrica	3,120.00
EDECHI	Macho de Monte	Hidroeléctrica	2,496.00
EDECHI	Algarrobos	Hidroeléctrica	9,858.00
Arkapol	Arkapol	Hidroeléctrica	675.00
Hidro Panamá	Antón 1, 2 y 3	Hidroeléctrica	4,300.00
EDEMET	Capira	Termoeléctrica	5,500.00
EDEMET	Chitré	Termoeléctrica	4,500.00
Café de Eleta, S.A.	Candela	Hidroeléctrica	540.00
Empresas Melo, S.A.	Canopo	Termoeléctrica	400.00
Empresas Melo, S.A.	El Salto	Hidroeléctrica	340.00
Empresas Melo, S.A.	Río Indio	Hidroeléctrica	733.00
<b>TOTAL (KW)</b>			<b>39,062.00</b>
<b>(MW)</b>			<b>39.06</b>
<b>Total Hidro (KW)</b>			<b>28,662.00</b>
<b>(MW)</b>			<b>28.66</b>
<b>Total Térmico (KW)</b>			<b>10,400.00</b>
<b>(MW)</b>			<b>10.40</b>

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2010.

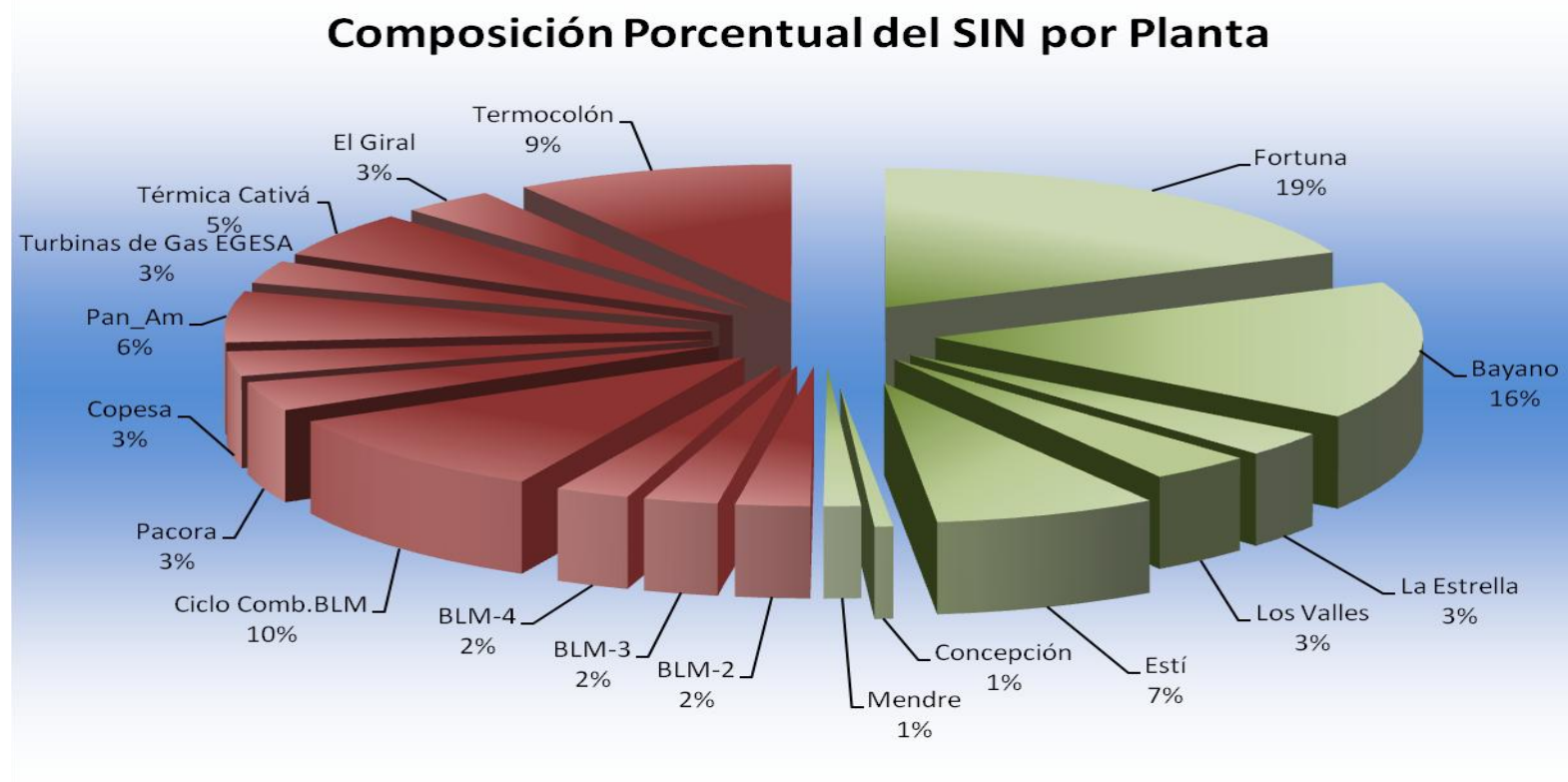
De los 1,620 MW instalados en la República de Panamá, sin tomar en cuenta las pequeñas centrales, 812 MW corresponden a plantas hidroeléctricas y 808 MW a plantas térmicas, lo que produce un total de 50.12% y 49.88% respectivamente <sup>[78]</sup>. En el Gráfico N° 5.2, se muestra la composición porcentual de ambos tipos de centrales en el sistema panameño.

Cabe destacar que el porcentaje de pequeñas centrales es tan bajo que no alterará la composición porcentual del sistema de manera significativa.

<sup>78</sup> Última actualización en febrero de 2010.



GRÁFICO N° 5.2: Composición Porcentual de Plantas Hidroeléctricas y Termoeléctricas.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2010.



## 5.4 AUTOGENERADORES

Se define como Autogenerador a la persona natural o jurídica que produce y consume energía eléctrica en un mismo predio, para atender sus propias necesidades y que no usa, comercializa o transporta su energía con terceros o asociados; pero que puede vender excedentes a otros Agentes del Mercado.

Para fines del presente estudio, el único Autogenerador declarado es la Autoridad del Canal de Panamá (ACP), con una capacidad instalada de 216 MW, de los cuales un 27.78% corresponde a plantas hidroeléctricas y el 72.22% restante a plantas térmicas.

El objetivo de la ACP es mantener el buen funcionamiento del Canal de Panamá, por lo que sus transacciones con el Mercado Mayorista se basan en ofertar sus excedentes de energía y potencia.

A continuación, se muestran en el Cuadro N° 5.4 las unidades de generación de la ACP.

CUADRO N°.5.4: Unidades de Generación de la ACP.

NOMBRE DE LA PLANTA	TIPO	CAPACIDAD INSTALADA EN MW
Gatún-1	Hidroeléctrica	3
Gatún-2	Hidroeléctrica	3
Gatún-3	Hidroeléctrica	3
Gatún-4	Hidroeléctrica	5
Gatún-5	Hidroeléctrica	5
Gatún-6	Hidroeléctrica	5
Madden-1	Hidroeléctrica	12
Madden-2	Hidroeléctrica	12
Madden-3	Hidroeléctrica	12
Miraflores-1	Termoeléctrica (Gas)	10
Miraflores-2	Termoeléctrica (Gas)	10
Miraflores-3	Termoeléctrica (Vapor)	25
Miraflores-4	Termoeléctrica (Vapor)	39
Miraflores-5	Termoeléctrica (Gas)	18
Miraflores-6	Termoeléctrica (Reciprocante)	18
Miraflores-7	Termoeléctrica (Reciprocante)	18
Miraflores-8	Termoeléctrica (Reciprocante)	18
<b>Total (MW)</b>		<b>216</b>
<b>Tipo</b>	<b>Total</b>	<b>Porcentaje</b>
Total Hidroeléctrica	60	27.78%
Total Termoeléctrica	156	72.22%

Fuente: Centro Nacional de Despacho. Informe de Planeamiento Operativo del SIN, I semestre de 2010.

## Capítulo 6: Fuentes de Generación

Ante la necesidad de contar en el futuro con alternativas viables a causa de los aumentos de precio de los derivados pesados del petróleo por efecto directo del incremento y especulación del crudo y la necesidad de mantener un sistema hidrotérmico para evitar el racionamiento de energía durante los periodos de sequía causados por el fenómeno de “El Niño”, es importante diversificar las fuentes de generación incluyendo alternativas como la turba, pequeñas micro y mini centrales hidroeléctricas, centrales eólicas, centrales térmicas de carbón y de gas natural. Se considerará para el presente plan esta última fuente, incluyendo las facilidades de regasificación e importación, según aplique, a partir del año 2013.

Los altos precios de los combustibles para generación eléctrica tienen consecuencias directas en los costos de la generación térmica, por lo cual el país se encamina a la aplicación de una política energética para mejorar la oferta eléctrica, enfocada en mantener el costo final de la energía en niveles aceptables.

Uno de estos caminos viables es considerar en el mediano plazo, el aprovechamiento de los recursos naturales del país maximizando su explotación, y diversificando las fuentes adicionando el uso del carbón, cuyo costo es menor comparado con los combustibles actualmente usados. Y en el largo plazo, se considerará el gas natural para que, en conjunto con las innovaciones tecnológicas de ciclos combinados, motores de media velocidad y turbinas de gas de alta eficiencia, abaraten en lo posible los requerimientos térmicos de expansión del sistema.

En los puntos siguientes, se presentan los recursos naturales y las otras alternativas para la generación futura considerados en este plan.

### 6.1 RECURSOS NATURALES

#### 6.1.1 Potencial Eólico

##### 6.1.1.1 Caracterización del Recurso

Una evaluación preliminar del recurso eólico en Panamá, elaborada en 1981, muestra que las áreas con mayores recursos están en la Costa del Caribe y en los pasos de vientos a lo largo de la Cordillera Central. Los vientos alisios cruzan transversalmente Panamá, al igual que a la vecina Costa Rica, que a la fecha aprovecha en más de 60 MW esta fuente de energía renovable.

En marzo del 2001, se presentaron los resultados del estudio “Desarrollo de la Energía Eólica en Panamá”, auspiciado por el Fondo para el Medio Ambiente

Global (FMAM) y administrado en Panamá por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo.<sup>79</sup>

El objetivo principal del Proyecto consistió en la identificación de las barreras que impiden el desarrollo de la fuente eólica como parte de la oferta eléctrica en Panamá, y el diseño y la implementación de un plan estratégico que considere el proceso de reestructuración del subsector eléctrico con el de facilitar la penetración de esta fuente.

Otros objetivos esperados eran:

- Valorar el potencial eólico en la República de Panamá, por medio un modelo atmosférico CLIMM (Modelo Mesoescala de Simulación Climática).
- Evaluar la factibilidad de generar electricidad en el ámbito comercial con esta fuente renovable.
- Generar la información pertinente para la preparación y el diseño de una granja eólica, con el fin de implementar un proyecto piloto con apoyo del GEF y demostrar la factibilidad comercial de la fuente en Panamá.

En concordancia con uno de los principales objetivos del estudio, se analizaron las condiciones institucionales que dificultan el desarrollo de la energía eólica en el país y se elaboraron diversas recomendaciones para la mejora del entorno institucional. A continuación se presentan las barreras que impiden el desarrollo de la fuente eólica como parte de la oferta eléctrica, identificadas en el estudio:

- *Barreras Monetarias:*

- a. Limitaciones de recursos monetarios de inversionistas.
- b. Limitaciones de recursos monetarios del sector eléctrico.

- *Barreras tecnológicas:*

- a. Capacidad de transmisión, extensión de la red y distancia de sitios ventosos.
- b. Despacho económico: el modelo actual de despacho empleado por el Centro Nacional de Despacho, está limitado en su capacidad de integrar sistemas de generación que están caracterizados por la fluctuación y la ausencia de pronóstico de la capacidad vigente. Utilizando el sistema existente, la generación eólica sería integrada como generación de pasada siempre y cuando se disponga de ella.

- *Barreras institucionales u organizacionales (incluso legales):*

- a. Modelo del Mercado Competitivo: la libre competencia entre las diversas fuentes de generación provocan que el aprovechamiento de la energía eólica esté ligada a la posibilidad de crear incentivos para el desarrollo de la misma, involucrando un impacto monetario macro-económico alto.

<sup>79</sup> FMAM, es conocido en el ámbito mundial como Global Environment Fund (GEF)

- b. Sistema tarifario para el uso de la red de transmisión.
- c. Legislación existente: la introducción de incentivos para la producción de electricidad de energía eólica requiere una modificación de la vigente Ley N°6 puesto que, según lo establecido en su artículo 68, cualquier ventaja que se conceda a un generador, se deberá conceder a todos los generadores existentes. Como esto está determinado por la Ley, un cambio de ésta norma sería necesario para apoyar la fuente eólica.
- d. Estabilidad de las regulaciones existentes.
  - *Barreras administrativas:*
    - a. La ausencia de requerimientos claros al desarrollador tiene incertidumbres asociadas, ya que el promotor debe poder estimar si su solicitud tendrá éxito.
  - *Otras Barreras*
    - a. Barreras psicológicas de la comunidad.
    - b. Experiencia local limitada de desarrolladores.
    - c. Experiencia limitada del despacho de la energía eólica.

Como conclusión, esta sección del estudio recomendó la implementación de un Plan Estratégico con actividades y metas a cumplir, que contemplarán todas las medidas identificadas que permitirán el desarrollo de la generación eléctrica, en el ámbito comercial en el país. (Informe de Estrategia y Análisis Institucional)<sup>80</sup>.

Otros resultados del estudio fueron:

- Datos eólicos medidos y analizados de seis sitios con potencial eólico a lo largo del Istmo.
- Mapa Eólico Nacional.
- Borrador de Contrato de Compra de Energía para un parque eólico.
- Viabilidad técnica–económica y financiera de un proyecto en el sitio de Cerro Tute, Distrito de Santa Fe, Provincia de Veraguas.<sup>81</sup>

Se recomendó la instalación inicial en dos etapas de un parque eólico piloto de 18 MW de capacidad total, cuyas condiciones de infraestructura permitan ampliaciones de la capacidad en razón de aprovechar el alto potencial de la zona seleccionada.

---

<sup>80</sup> Informe de Estrategias y Políticas para el Desarrollo de la Energía Eólica en Panamá, de marzo de 2002, por LAHMEYER INTERNACIONAL, bajos auspicios de PNUD- GEF

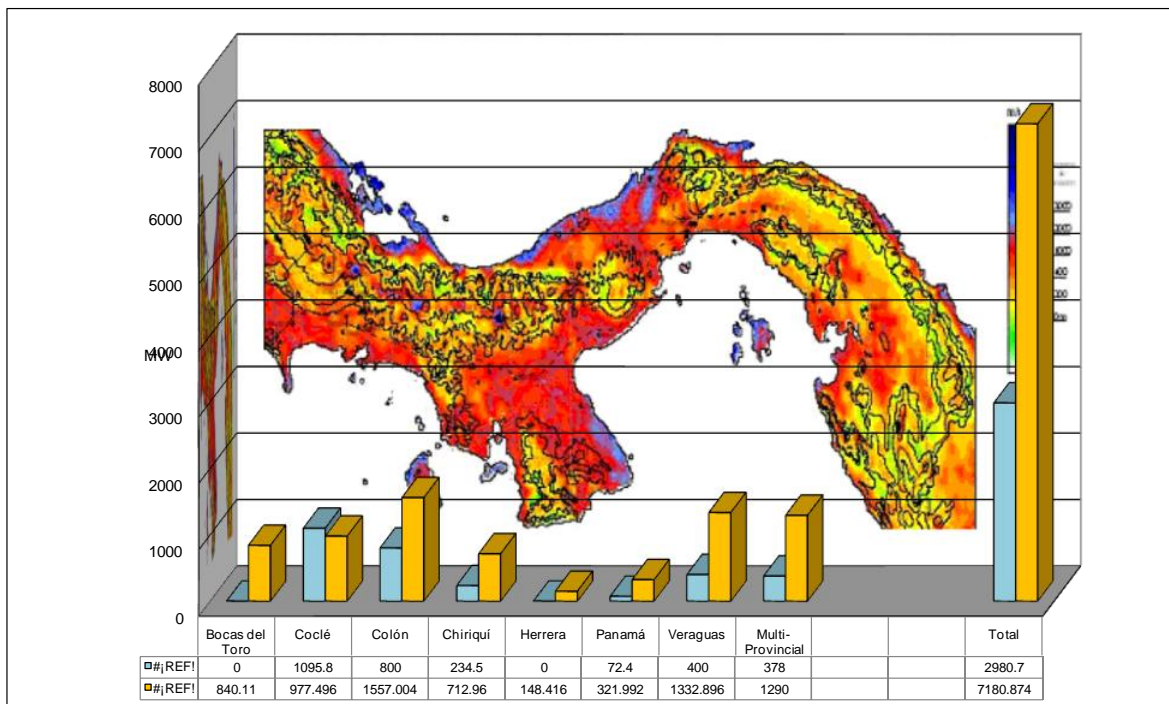
<sup>81</sup> Sitio más favorable, con parámetros comparables a los mejores sitios explotados.

El costo total del proyecto piloto se calculó en US\$ 21 millones, utilizando 24 aerogeneradores de 750 KW a una altura de 45 metros de altura, con los cuales se esperaba lograr un total de 67.5 GWh con un factor de capacidad de 42.8 %.

El costo unitario estimado del parque a la fecha del estudio fue de 1,167 US\$/KW, especialmente por el sobrecosto de la interconexión con el sistema eléctrico, ya que en este caso particular, al igual que gran parte de los proyectos eólicos, dadas las particularidades de la fuente, por lo general se encuentran alejados de la red de transmisión. En el proyecto piloto se consideró una conexión de media tensión como 34.5 KV, de no pensar en la utilización máxima del sitio eólico.

Utilizando como precio el costo nivelado de la energía eléctrica menor a 45.5 US\$/MWh, y un probable apoyo no reembolsable del GEF, por un monto equivalente a dos millones de dólares se estimó para esa fecha una tasa interna de rendimiento económico (TIRE) de 28.71%.

Gráfico N° 6.1 Mapa Eólico Nacional



Referencia: Informe de Estrategias y Políticas para el Desarrollo de la Energía Eólica en Panamá, de marzo de 2002, por LAHMEYER INTERNACIONAL.

Como resultado general del estudio, y bajo el supuesto de que la capacidad de transmisión eléctrica del Este-Centro del país se amplíe significativamente, los beneficios económicos del desarrollo de la generación eólica en el ámbito comercial para Panamá son:

- ✓ El viento no limita la instalación de parques eólicos en el país.
- ✓ La capacidad de integración a la red a partir del año 2001 se ubica entre los 100 MW y 300 MW.
- ✓ Se evidenció la complementariedad positiva entre la generación eólica y la generación hidroeléctrica, en los meses secos, de diciembre a mayo, manteniendo niveles aceptables de generación de las centrales de filo de agua en los meses lluviosos.
- ✓ Ahorro potencial de combustible 75,700 ton. diesel = 16,3 millones US\$/año, en dólares del 2000.
- ✓ Reducción de emisiones de gases de Invernadero
  - SO<sub>2</sub> No estimado.
  - NO<sub>x</sub> No estimado.
  - CO<sub>2</sub> 234.900 ton = 1.75 millones US\$ /año.
- ✓ Generación de puestos de trabajo
  - Directos durante la construcción 550-1100.
  - Directos de operación 30-40.
  - Indirectos 800-1600.

Como resultado del modelo atmosférico utilizado y bajo el supuesto que la capacidad de transmisión Este-Centro del país se duplicara, el estudio concluyó que el potencial de recurso viento no limitaba la instalación de los parques eólicos y en consideración a las condiciones particulares del sistema eléctrico nacional, estimó que el máximo potencial aprovechable o en capacidad de integración a la red se ubicaba entre los 100 y 300 MW.

### 6.1.1.2 Potencial Eólico en Trámite

Desde la terminación y entrega del estudio de potencial eólico; su análisis, conclusiones y recomendaciones, promovieron la solicitud a la Autoridad Nacional de Servicios Públicos (ASEP), de una gran cantidad de licencias para la construcción y operación de campos de generación eólica ubicados en las áreas que el estudio, determinó tener las mejores condiciones para la explotación del recurso viento. De las cuales se encuentran a la fecha, vigentes veintinueve licencias provisionales en todo el territorio nacional. La aprobación de las licencias por ASEP, son trámites correspondientes con la legislación pertinente

La licencia provisional para otorgar el derecho de construcción y explotación de plantas de generación de energía eléctrica es un requisito previo para la obtención de la licencia definitiva. Al optar por la licencia provisional, el promotor deberá aportar un cronograma que detalle las actividades a desarrollar para la explotación del recurso. El cronograma de las solicitudes de licencias para generación eólica, debe incluir el periodo de medición de vientos y debe aportar informes trimestrales de avance de las mismas.

La licencia provisional, con una validez de doce (12) meses, es intransferible y no autoriza la construcción y operación de la central respectiva. Las licencias provisionales podrán prorrogarse de conformidad con lo que se establezca en la resolución que las conceda.

Dentro del plazo de validez de la licencia provisional el solicitante debe cumplir con la presentación de todos los documentos establecidos. En caso de que dicha información no se presenten en tiempo oportuno, la licencia provisional quedará sin efecto.

En general la distribución geográfica de los sitios con potencial eólico en estudio, es derivada del estudio del potencial eólico, realizado en el año 2000. A la fecha, de todos los sitios eólicos en estudio, los cuales se encuentran en diversas fases de avance, solamente dos cuenta con viabilidad por ETESA.

A continuación, en el Cuadro N° 6.1, se listan las licencias emitidas y vigentes por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), para el desarrollo de parques eólicos. En total, se tramitan casi 2,980.7 MW a lo largo del país. En el Gráfico N° 6.2 presentamos la distribución geográfica de los sitios solicitados para licencias, los cuales corresponden al potencial electro-eólico identificado y en estudio, en el país.



**Cuadro N° 6.1: Licencias de Proyectos Eólicos.**

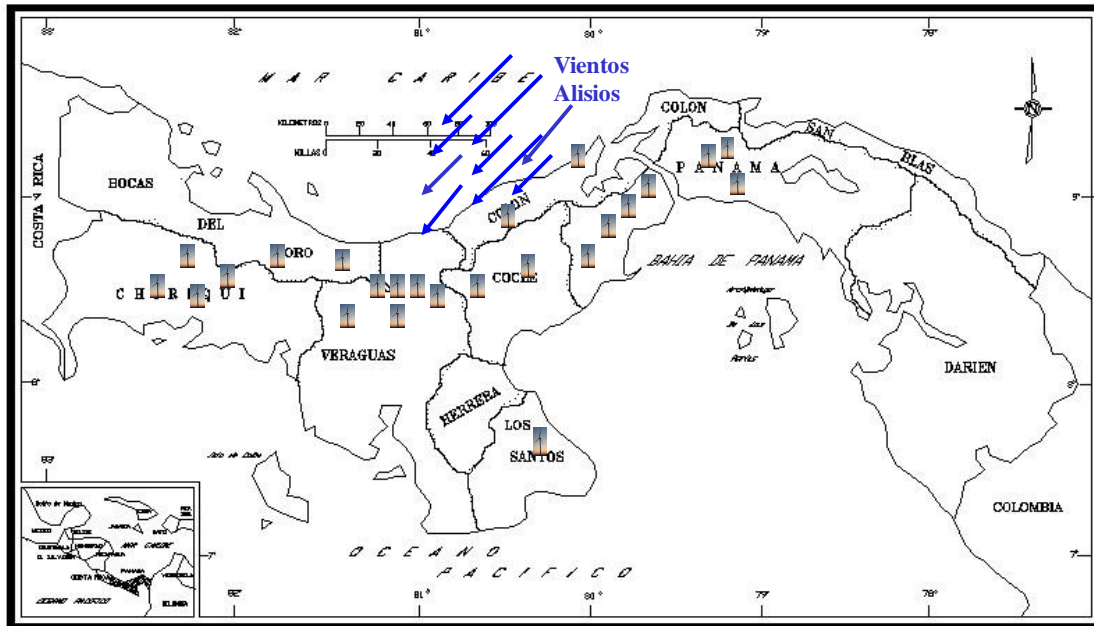
N°	Proyecto	Provincia	Ríos	Capacidad MW.	Empresa Promotora	Resolución	Estado del EIA	Estado
1	Antón	Coclé	Antón	246	Antón / ENRILEWS, S.A.	AN No.1762	Aprobado	Licencia Definitiva
2	Atlántico	Colón	Salud, Palmas Bellas, Nuevo Chagres y Piña, distrito de Chagres y el corregimiento de Cristóbal, distrito de Colón	200	Atlántico / AERO GENERADORES DE CERRO AZUL, S.A.	ANAELE-034	-	Licencia Provisional
3	Boquete	Chiriquí	Los Naranjos, Jaramillo y Caldera de Boquete	100	Boquete / SOCIEDAD EÓLICA DE PANAMÁ, S.A.	AN No.1816	-	Licencia Provisional
4	Cerro Jefe	Panamá	Pacora y Chilibre	52	Cerro Jefe / INNOVENT CENTRAL AMERICA, S.A.	AN No.3124	-	Licencia Provisional
5	Chorcha II	Chiriquí	Guariviara, Boca de Balsa y Solyo Comarca Ngobe Buglé	100	Chorcha II / RECURSOS RENOVABLES DE PANAMÁ, S.A.	AN No.1821	-	Licencia Provisional
6	Escudero	Veraguas	Gatucito, El Alto y Santa Fe Cabecera,	50	Escudero / HELIUM ENERGY PANAMÁ, S.A.	ANAEL-032	en proceso	Licencia Provisional
7	Gnoble Buglé	Multi provincial	Piedra Roja, Mününi, Cascabel y Jádeben	150	Gnoble Buglé / AEROGENERADORES EÓLICOS, S.A.	JD-5825	-	Licencia Provisional
8	Hornitos	Chiriquí	Hornitos	34.5	Hornitos / Energía y Servicios de Panamá, S.A.	AN No. 705	-	Licencia Provisional
9	Las Cumbres	Panamá	Las Cumbres	20.4	Las Cumbres / AEROGENERADORES IBEROAMERICANOS, S.A.	JD-5887	-	Licencia Provisional
10	Marañón	Veraguas	La Yeguada Monjarás	50	Marañón / INNOVENT CENTRAL AMERICA, S.A.	AN No.3201	-	Licencia Provisional
11	Marañón	Coclé	El Coco	40.8	Marañón / UNIÓN EÓLICA PANAMENÁ, S.A.	AN No.3204	-	Licencia Provisional
12	Nomé	Coclé	El Coco	40	Nomé / INNOVENT CENTRAL AMERICA, S.A.	AN No.3200	-	Licencia Provisional
13	Nuevo Chagres	Coclé	El Coco	42.5	Nuevo Chagres / UNIÓN EÓLICA PANAMENÁ, S.A.	AN No.3217	-	Licencia Provisional
14	Portobelo Ballestillas	Coclé	El Coco	59.5	Portobelo Ballestillas / UNIÓN EÓLICA PANAMENÁ, S.A.	AN No.3216	-	Licencia Provisional
15	RIQUITO III	Multi provincial	Los Santos	78	RIQUITO III / VIENTOS DEL CARIBE, S.A.	AN No.1692	En Ajuste	Licencia Provisional
16	Rosa de los Vientos	Coclé	El Coco Coclé Cañaveral	384	Rosa de los Vientos / UNIÓN EÓLICA PANAMENÁ, S.A.	AN No.3203	-	Licencia Provisional
17	San José del General	Colón	San José del Ge	600	San José del General / ENRILEWS, S.A.	AN No. 569	-	Licencia Provisional
18	Santa Cruz	Coclé	El Pajonal y El C	58	Santa Cruz / INNOVENT CENTRAL AMERICA, S.A.	AN No. 738	-	Licencia Provisional
19	Tesoro	Veraguas	El Cuay	105	Tesoro / HELIUM ENERGY PANAMÁ, S.A.	AN No.3124	-	Licencia Provisional
20	Toabré	Coclé	Toabré	225	Toabré / ENRILEWS, S.A. / FERSA PANAMÁ, S.A.	AN No. 570	Aprobado	Licencia Definitiva
21	Veraguas I	Veraguas	Los Valles	52	Veraguas I / CENTROAMERICANA DE RENOVABLES, S.A.	AN No.1293	En Desarrollo	Licencia Provisional
22	Veraguas II	Veraguas	Chitra	91	Veraguas II / CENTROAMERICANA DE RENOVABLES, S.A.	AN No.1294	-	Licencia Provisional
23	Veraguas III	Veraguas	Gatú y El Alto	52	Veraguas III / CENTROAMERICANA DE RENOVABLES, S.A.	AN No.1295	-	Licencia Provisional
24	VIENTO SUR	Multi provincial	Santa Fe, Cañazas y Nurum	150	VIENTO SUR / HELIUM ENERGY PANAMÁ, S.A.	AN No.1738	En Ajuste	Licencia Provisional
<b>TOTAL EN TRÁMITE</b>				<b>2980.7</b>				

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2010.



Gráfico N°. 6.2: Proyectos Electro-Eólicos

**SITIOS CON POTENCIAL EOLICOS CON LICENCIA EN TRAMITE EN EL AÑO 2010**



*Sitios con potencial electro-eólicos identificados y en trámite en la ASEP*

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2010.

**6.1.2 Potencial Hidroeléctrico**

Con base a la última re-evaluación realizada por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) del potencial resultante de los mejores esquemas de aprovechamientos en las cuencas de los Ríos Changuinola, Teribe, Santa María y San Pablo; la inclusión de los esquemas de proyectos micro, mini y medianos podemos indicar que el listado o catalogo de estudios hidroeléctricos cuenta con aproximadamente 180 proyectos que representan un potencial hídrico disponible inventariado de 3040.27 MW. En anexo 21 se pueden ver la topología de estos proyectos.

Es importante señalar que esta actualización permitió aumentar el catalogo de proyectos que conforman el potencial hídrico nacional en unos 651.17 MW.

El Cuadro N° 6.2 presenta la distribución provincial del potencial hídrico nacional inventariado.

Cuadro N° 6.2. Inventario del Potencial Hídrico

<b>Inventario ETESA<sub>2008</sub></b>	
<b>Provincia</b>	<b>Inventario actualizado MW</b>
Bocas del Toro	1169.00
Coclé	60.41
Colón	29.20
Chiriquí	878.66
Darién	1.03
Herrera	0.21
Los santos	0.28
Panamá	96.12
San Blas	0.14
Veraguas	805.22
-	<b>3040.27</b>

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2010.

Como datos relevantes de este inventario podemos mencionar que el mismo comprende estudios de proyectos hidroeléctricos a nivel de Reconocimiento con un potencial de 1030.06 MW, y unos 2010.21 MW en estudios de proyectos a nivel de Pre-factibilidad, Factibilidad y Diseño.

Las cuencas hidrográficas con mayor aprovechamiento hidroeléctrico son las siguientes:

- Cuenca del Río Changuinola con 1169 MW
- Cuenca del Río Santa María con 369.57 MW
- Cuenca del Río San Pablo con 243.52 MW.
- 1258.82 MW, lo integran diversas cuencas a nivel nacional, en la que destaca la cuenca del Río Chiriquí Viejo.

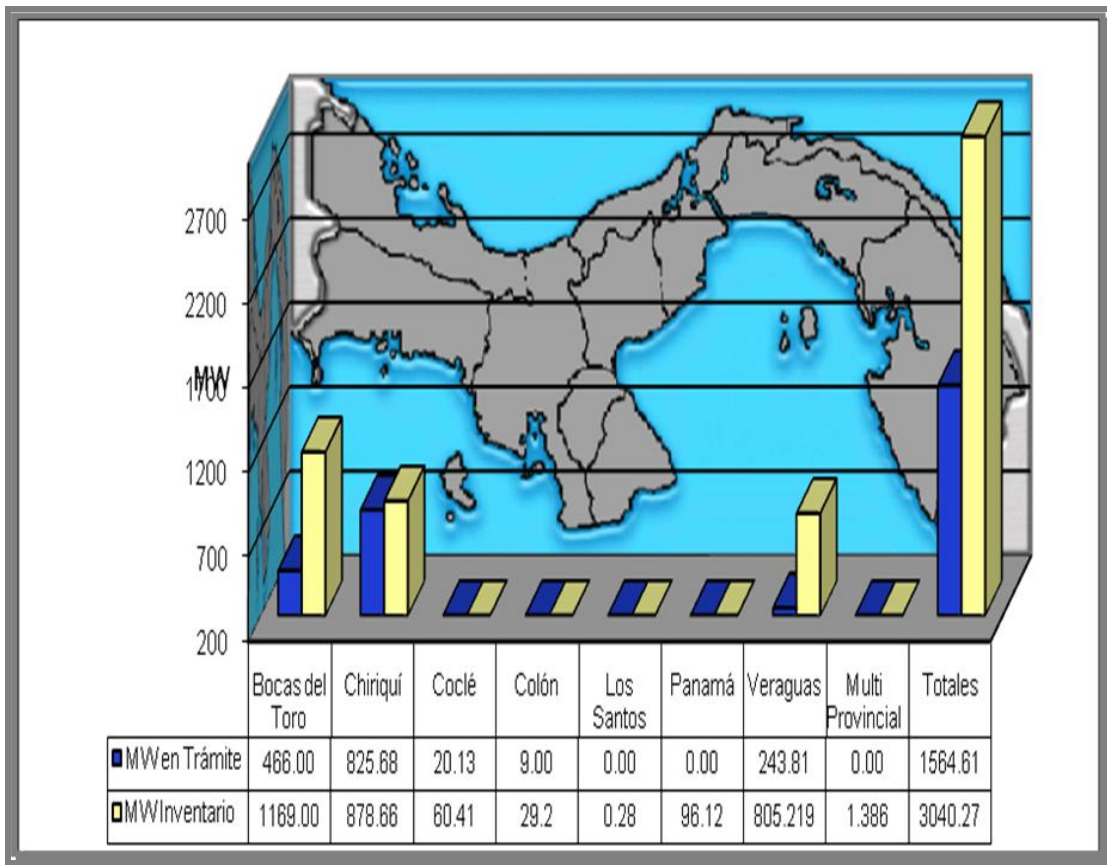
Un análisis que involucra el inventario actualizado de ETESA<sub>2008</sub> con las solicitudes de concesión y Contratos de Concesiones otorgadas por la Autoridad

Nacional de los Servicios Públicos (ASEP) indica que a marzo del 2010, se han otorgados o están en proceso de solicitud un total de 1564.61 MW, de los cuales 932.11 MW provienen del inventario actualizado de ETESA, es decir un 59.6% del potencial hidroeléctrico solicitado proceden del inventario y 632.50 MW que representan un 40.4% son de esquemas privados.

Lo anterior reafirma el aporte que brinda ETESA, a través del catalogo de Estudios de Proyectos Hidroeléctrico que pone a disposición de interesados en participar en el sector.

El Gráfico N° 6.2. Representa la distribución provincial del inventario y distribución provincial de lo otorgado o en trámite a la fecha en la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

Gráfico N° 6.2: Distribución Provincial Hídrico

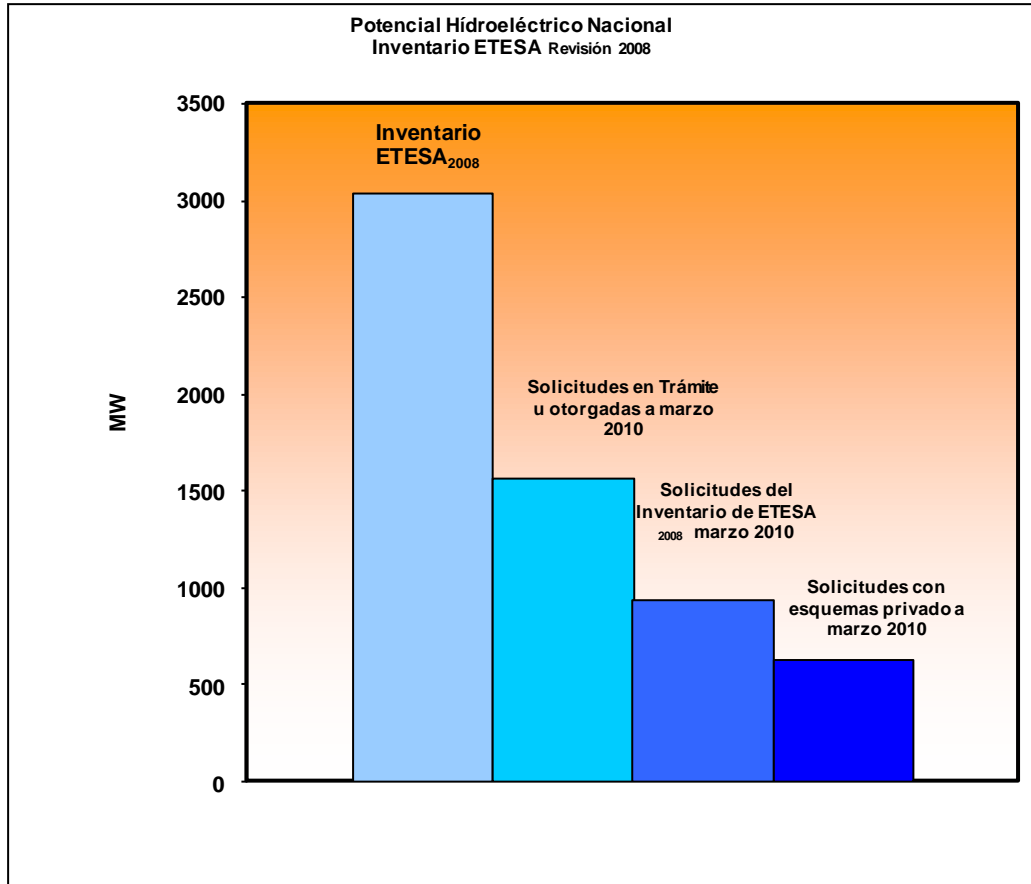


Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2010.

Actualmente el potencial hidroeléctrico nacional lo constituyen 900.62 MW instalados o existentes que incluye los instalados en la Autoridad del Canal de Panamá y la generación de las centrales menores de 10 MW.

El Gráfico N° 6.3 reproduce lo tratado en los párrafos anteriores.

Gráfico °6.3 Potencial Hídrico



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2010

Con base a la última re-evaluación realizada por ETESA del potencial resultante de los mejores esquemas de aprovechamientos en las cuencas de los Ríos Changuinola, Teribe, Santamaría y San Pablo; la inclusión de los esquemas de proyectos micro, mini y medianos, el Inventario de proyectos hidroeléctricos de ETESA para el año 2008, es de 3040.265 MW, que sumado a la capacidad hídrica existente se calculó un aproximado del potencial hidroeléctrico probable de la República de Panamá, equivalente a unos 3938.73 MW.

Este potencial hidroeléctrico estimado nacional se distribuye en 898.46 MW instalados o existentes, 1564.61 MW en proceso de trámite de concesión de los cuales 932.11 MW provienen del inventario ETESA 2008 y 632.5 MW de esquemas privados. Los 1475.66 MW restantes, son los que faltan por explotar o están libres del Inventario ETESA 2008.

### 6.1.3 Turba

En 1985, con el apoyo de la Agencia para el Desarrollo Internacional (AID), se localizó un depósito grande de turba de buena calidad y potencial, cerca de Changuinola, Provincia de Bocas del Toro en el noroeste de la República de Panamá.

El depósito de turba de Changuinola ocupa una zona de más 80 km<sup>2</sup>, con un, espesor promedio de 8 m. Del análisis de su geometría y composición, se estimó la cantidad del recurso de turba utilizable para combustible en alrededor de 118 millones de toneladas métricas (con un contenido de humedad de 35%).

Esta cantidad de turba es grande, comparada con niveles mundiales. Es suficiente para abastecer de combustible a una planta de energía de 30 MW por un período de más de 30 años. En el Cuadro N° 6.3 se presentan los resultados de las características físico-químicas del material

Cuadro N° 6.3: Resumen de los Resultados de los Ensayos de la Turba.

Tipo de Turba	Juncia.hierba-helecho (pastos), especies del tipo sagitaria y otras, bosques pantanoso, ninfeáceas sagitaria (lirios de agua), rizoforo, en transición
Contenido de fibra	26% de fibra, 58% hémico, 16% sáprico (región central)
Carbón fijo	34% (promedio del peso seco)
Materia volátil	62% (promedio del peso seco)
Ceniza	4% (promedio del peso seco)
Materia orgánica	96% (promedio del peso seco)
Humedad	85% a 95% (variación aproximada)
Valor calorífico	10,000 Btu/lb(promedio en seco) / 8,824 a 11,310 Btu/lb variación
PH	3.5 a 4.8 variación aproximada en área central
Densidad del Total	0.1g/cm <sup>3</sup> (aprox.)
Contenido de madera	Despreciable
Absorbencia (Capacidad de retención de agua)	De 1400% a 2400% (aprox.)
Temperatura de fusión de la ceniza	2270 °F temperatura inicial condiciones reductoras 2310 °F temperatura inicial condiciones de oxidación 2640 °F fluido condiciones reductoras 2670 °F condiciones de oxidación

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2010.

A la fecha, no existe información disponible y suficiente para caracterizar y modelar un proyecto de explotación de este recurso sólo o en combinación de

otros materiales aptos, para considerarlo como una alternativa viable dentro del inventario de proyectos de generación eléctrica.

## **6.2 GENERACIÓN CON COMBUSTIBLES FÓSILES**

En consideración a las directivas de la Secretaria Nacional de Energía de diversificar las fuentes de suministro de energía para producir electricidad, se contempla que en los análisis de los casos a desarrollar por ETESA, se promueva el desarrollo racional y sustentable de los recursos naturales y en su defecto a la utilización de fuentes energéticas no tradicionales en Panamá, como el gas natural y el carbón, utilizando la última tecnología para la mitigación de las emisiones de los gases de efecto invernadero y cumpliendo con las normas ambientales correspondientes.

La alternativa de suministro con gas natural, debe ser enfocada y analizada a través de la concreción del gas natural licuado cuya infraestructura está estipulada a instalarse en la provincia de Colón. ETESA prevé que esté en operación comercial a partir del año 2013.

La Secretaria Nacional de Energía sugiere evaluar la posibilidad de generación en base al carbón de la mina de Cerrejón, en La Guajira, Colombia. El precio de referencia del carbón debe considerar los costos de transporte del estudio efectuado por la firma SNC-Lavalin.

Con respecto a la generación termoeléctrica convencional en base a combustibles derivados del petróleo como el Búnker y Diesel Oil, la Secretaria de Energía sugiere utilizar los escenarios de proyección más recientes de la EIA-DOE.

## Capítulo 7: Sistema de Generación Futuro

### 7.1 PROYECTOS EÓLICOS CON LICENCIA DEFINITIVA

Como se mencionó en el capítulo anterior, actualmente existen en diversas etapas de avance, veintidós proyectos con licencias provisionales, para la caracterización y desarrollo de granjas eólicas, por la cantidad global de aproximadamente 4.4 GW.

A la fecha, ETESA tiene conocimiento de que se han dado avances importantes de proyectos eólicos. Los cuales ya han solicitado viabilidad de acceso a la red de transmisión de ETESA para estos proyectos.

La Autoridad de Servicios Públicos ha cancelado la Licencia Provisional otorgada a los promotores del Parque Eólico Santa Fe, para la explotación, instalación y operación del proyecto <sup>[82]</sup>. Por este motivo, el Parque Eólico Santa Fe no se ha tomado en consideración para el presente Plan de Generación.

En el Cuadro N° 7.1 se presentan las características de los proyectos eólicos con licencia definitiva otorgado por la Autoridad de los Servicios Públicos.

CUADRO N° 7.1: Proyectos Eólicos en con licencia Definitiva.

PROYECTO	PROVINCIA	LUGAR	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	EMPRESA PROMOTORA
Toabré I	Coclé	Toabré	80	Fersa Panamá S.A.
Toabré II	Coclé	Toabré	70	Fersa Panamá S.A.
Antón	Coclé	Antón	105	Fersa Panamá S.A.

El Parque Eólico Toabré se ha dividido en sus dos etapas correspondientes.

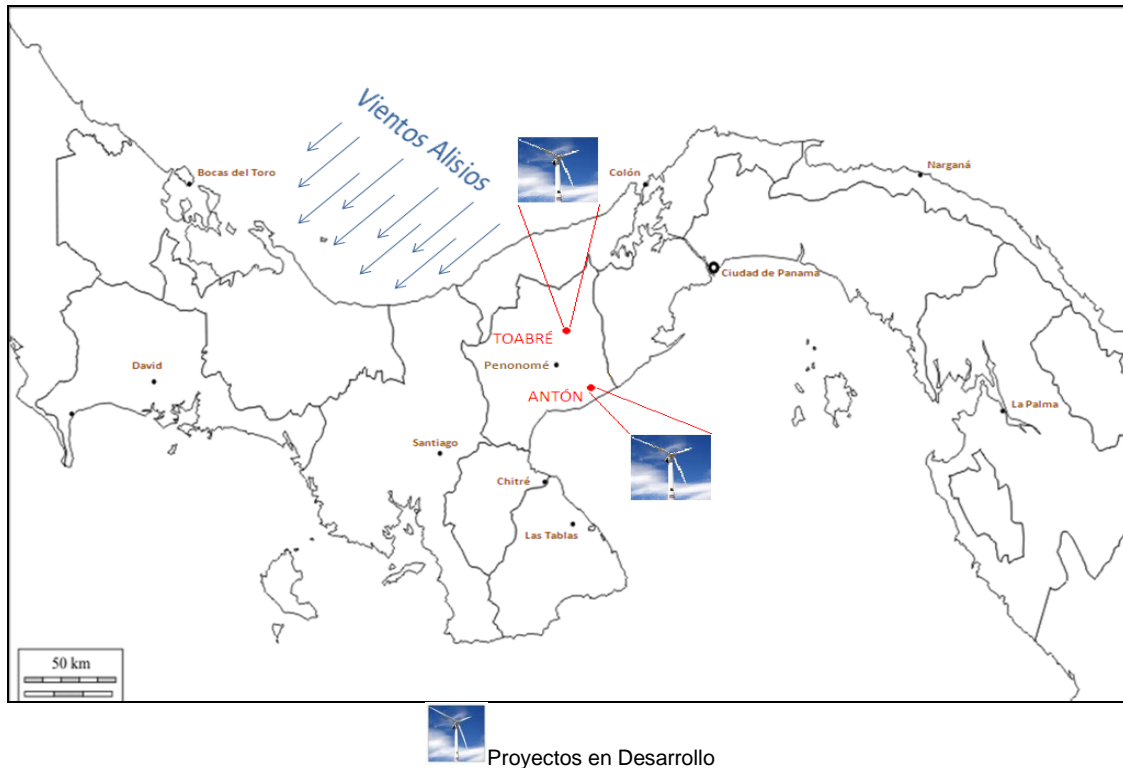
La Capacidad Instalada mostrada para el parque Eólico de Antón corresponde a la primera etapa del proyecto.

Fuente: Actualización de la base de datos para el Plan de Expansión del SIN de 2010.

<sup>82</sup> Resolución AN N° 3000-Elec, emitida por la Autoridad de Servicios Públicos (ASEP) el 6 de Octubre de 2009.

En el Gráfico N° 7.1, se ubican geográficamente los campos eólicos.

**GRÁFICO N° 7.1: Ubicación geográfica de Proyectos Eólicos con Licencia Definitiva.**



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2010

## 7.2 GENERACIÓN ELÉCTRICA CON TURBA

Al no existir al presente, ningún proyecto vigente con la disponibilidad de información técnica y económica para el desarrollo del proyecto y basado en los criterios establecidos por la Secretaria Nacional de Energía a través de la Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2010, se omite la inserción de este recurso como fuente de generación eléctrica a considerar en el Plan de Expansión de Generación 2010.

## 7.3 PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS CON PROCESO DE ADQUISICIÓN DE CONCESIÓN EN TRÁMITE

En el marco de la Ley No. 6 de Febrero de 1997, se establece que la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), tiene la facultad de otorgar concesiones de proyectos hidroeléctricos y geotérmicos.



Aún cuando se analizaron diversos proyectos que cuentan con concesión, muchos no fueron tomados en cuenta para el estudio debido a que no tenían la conducencia de aguas de la Autoridad Nacional del Medio Ambiente (ANAM), o en el caso que los promotores no entregaran la información completa que permitiera caracterizar y modelar el proyecto.

Dada la nueva disposición de la ASEP de retirar las concesiones a aquellos promotores que por una razón u otra se hayan retrasado significativamente en el inicio de la construcción de sus respectivos proyectos, no aparecen como plantas candidatas aquellos proyectos que mantienen esta situación. En consecuencia, el catálogo de proyectos hidroeléctricos candidatos al Plan de Expansión solamente incluye aquellos proyectos con estudios a nivel de reconocimiento, pre factibilidad o factibilidad.

En consenso la Secretaria de Energía, ASEP y ETESA determinaron cuales y a partir de qué fecha los proyectos con posibilidades reales de participar en el listado de candidatos, para los análisis de casos. El Cuadro N° 7.2 muestra las características generales y año de entrada de los proyectos hidroeléctricos candidatos considerados en el estudio de expansión.

**CUADRO N° 7.2: Proyectos Hidroeléctricos Candidatos.**

PROYECTO	TIPO DE PLANTA	AGENTE PROMOTOR	CAPACIDAD INSTALADA MW	POTENCIA FIRME MW	ENERGIA PROM. ANUAL GWh	COSTO FIJO O&M \$/KW-Año	COSTO DE CONSTRUCCION \$/KW	PUNTO DE CONEXIÓN AL SIN
Paso Ancho	Filo de Agua	Paso Ancho Hydro Power	5.00	4.30	36.29	5.00	1600.00	S/E propiedad UNION FENOSA
Los Planetas 1	Filo de Agua	Altos de Francoli S.A.	4.76	0.71	30.00	5.00	3259.73	S/E Mata de Nance
Macano	Filo de Agua	Hidro Boquerón, S.A.	3.43	0.90	20.20	5.00	3208.87	S/E Concepción
Bajo de Mina	Filo de Agua	Ideal Panamá, S.A.	56.00	20.07	265.60	5.00	2678.57	S/E Progreso
Gualaca	Filo de Agua	Bontex, S.A.	25.20	23.00	126.55	5.00	762.19	S/E Guasquitas
Lorena	Filo de Agua	Altermegy, S.A.	33.80	30.62	168.62	5.00	1022.31	S/E Guasquitas
Chan I	Embalse	AES Changuinola	222.46	175.00	1046.50	5.00	1748.63	S/E Chan 75 secciona línea 230-20
Prudencia	Filo de Agua	Altermegy, S.A.	56.00	50.00	273.15	5.00	1693.76	S/E Guasquitas
Pedregalito	Filo de Agua	Generadora Pedregalito, S.A.	20.00	3.30	100.00	5.00	2000.00	S/E Concepción
Baitún	Filo de Agua	Ideal Panamá, S.A.	88.70	31.09	406.40	5.00	2151.16	S/E Progreso
Cochea	Filo de Agua	Hidromáquinas de Panamá, S.A.	12.50	2.20	57.50	5.00	2880.00	S/E Caldera
San Bartolo	Filo de Agua	Corporación de Energía del Istmo Ltd.	15.25	5.34	69.65	5.00	2426.87	S/E San Bartolo
Las Perlas Norte	Filo de Agua	Las Perlas Norte, S.A.	10.00	2.70	65.70	5.00	2000.00	S/E Concepción
Las Perlas Sur	Filo de Agua	Las Perlas Sur, S.A.	10.00	2.70	65.70	5.00	2000.00	S/E Concepción
Mendre 2	Filo de Agua	Electro Generadora del Istmo S.A.	8.00	2.80	38.68	5.00	2200.00	S/E Caldera
Bonyic	Filo de Agua	Hidroecológica del Teribe, S.A.	31.30	22.22	156.00	5.00	3841.91	S/E Changuinola
Pando	Filo de Agua	Electron Investment	32.60	25.13	174.00	5.00	2355.63	S/E Concepción
Monte Lirio	Filo de Agua	Electron Investment	51.60	32.38	288.00	5.00	2402.33	S/E Concepción
El Alto	Embalse	Hydro Caisán, S.A.	68.00	22.14	260.00	5.00	2058.82	S/E Concepción
Caldera	Filo de Agua	Caldera Power Inc.	4.00	1.40	15.90	5.00	3054.50	S/E Caldera
Tizingal	Filo de Agua	Hidroeléctrica Tizingal S.A.	4.64	2.55	33.30	5.00	2498.38	S/E Concepción
Las Cruces	Filo de Agua	Corporación de Energía del Istmo Ltd.	9.17	3.21	42.00	5.00	2616.09	S/E San Bartolo
Los Estrechos	Filo de Agua	Hidroeléctrica Los Estrechos S.A.	10.00	3.50	44.40	5.00	2700.00	S/E San Bartolo
La Laguna	Filo de Agua	Reforestadora Cañazas, S.A.	9.30	3.26	46.34	5.00	2634.41	S/E San Bartolo
RP-490	Filo de Agua	Hidro Piedra, S.A.	9.95	1.79	55.04	5.00	4523.98	S/E Concepción
Bajo Frío	Filo de Agua	Fountain Intertrade Corp.	56.00	16.51	250.00	5.00	2946.43	S/E Progreso
Barro Blanco	Filo de Agua	Generadora del Istmo S.A.	28.84	10.92	124.83	5.00	3397.98	S/E Veladero
San Lorenzo	Filo de Agua	Hidroeléctrica San Lorenzo S.A.	8.12	0.44	40.48	5.00	3189.66	S/E Guasquitas
Potrenillos	Filo de Agua	Fuerza Hidráulica del Caribe, S.A.	4.17	1.46	27.21	5.00	2000.00	S/E Caldera
Pedregalito 2	Filo de Agua	Generadora Rio Chico S.A.	13.00	4.55	55.60	5.00	2200.00	S/E Concepción
Tabasará II	Embalse	Consorcio Hidroeléctrico Tabasará, S.A.	34.53	11.90	148.50	5.00	3185.64	S/E Veladero
El Síndigo	Filo de Agua	Corporación de Energía del Istmo Ltd.	10.00	3.50	48.00	5.00	2200.00	S/E Caldera
Chan II	Embalse	AES Changuinola	214.00	150.38	1053.00	5.00	2570.09	S/E Chan 75 secciona línea 230-20

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión del 2010

## 7.4 PROYECTOS TERMOELÉCTRICOS CON COMBUSTIBLES E INSUMOS IMPORTADOS

El catálogo de plantas generadoras térmicas consideradas para su inclusión en Plan de Expansión comprende a centrales, cuyas tecnologías son las más atractivas en el mercado actualmente y a los proyectos termoeléctricos en desarrollo con licencia vigente de explotación de la ASEP o con contratos de suministro, recientemente acordados con las distribuidoras.

Tal como se definió en el Capítulo N° 6, se consideran como prioritarios tecnologías de avanzada que utilicen el gas natural y el carbón mineral en sustitución de centrales tradicionales de combustibles pesados y medios.

El tamaño adecuado de las unidades se selecciona bajo criterios relacionados con la estabilidad del sistema. El Cuadro N° 7.3 presenta las características generales de los proyectos térmicos candidatos contemplados en este estudio.

CUADRO N° 7.3: Proyectos Térmicos Candidatos.

PROYECTOS DE EXPANSIÓN	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	RENDIMIENTO	COMBUSTIBLE UTILIZADO	COSTO DE O & M		COSTO DE CONSTRUCCIÓN \$/Kw
				FIJO (\$/kW-Año)	VARIABLE (\$/MWh)	
Motor de Media Velocidad	50	52 (1)	Búnker C	46.86	3.4	1,500.0
Motor de Media Velocidad	100	55.05 (1)	Búnker C	47.05	7.5	1,000.0
Ciclo Combinado	100	219.31 (3)	Gas Natural	35.87	2.0	1,300.0
Ciclo Combinado	150	219.31 (3)	Gas Natural	30.35	1.8	1,170.0
Ciclo Combinado	150	57.97 (1)	Diesel	35.87	2.4	1,300.0
Ciclo Combinado	200	204.7 (3)	Gas Natural	30.35	1.7	1,300.0
Ciclo Combinado	250	204.7 (3)	Gas Natural	30.35	1.7	1,100.0
Ciclo Combinado	250	54.35 (1)	Diesel	38.63	2.1	1,200.0
Turbina de Gas	50	292.42 (3)	Gas Natural	8.58	2.1	980.0
Turbina de Gas	100	277.8 (3)	Gas Natural	7.36	1.8	930.0
Turbina de Gas Diesel	100	72.46 (1)	Diesel	9.81	2.4	900.0
Carbón 150	150	0.51 (2)	Carbón	68.99	4.5	1,800.0
Carbón 250	250	0.39 (2)	Carbón	64.39	4.2	1,650.0

(1) El rendimiento de esta planta está expresado en Gal/MWh

(2) El rendimiento de esta planta está expresado en Ton/MWh.

(3) El rendimiento de esta planta está expresado en m3/MWh

Fuente: Costos Típicos de Plantas Térmicas. Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR).  
Revisión del Plan de Expansión de 2010.

## Capítulo 8: Pronósticos de Precios de los Combustibles

Para los precios de los combustibles convencionales (búnker C, diesel liviano y diesel marino) utilizados para la generación térmica en el país se considero un escenario base de precios en torno a los **80 US\$/Barril** y un escenario de precios altos del orden de **100 US\$/Barril** para el crudo WTI. Para ambos escenarios se tomara el valor indicado como punto de partida en el año 2010 para aplicar la tendencia Alta (“High Price”) de la proyección de combustible estimado por el Annual Energy Outlook de diciembre de 2009 de la EIA/DOE.

Esta metodología arrojó un precio para los combustibles, los cuales fueron acordados a usarse mediante la Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2010, emitido por la Secretaria Nacional de Energía y entregado a ETESA el 31 de diciembre de 2009.

El “Annual Energy Outlook (AEO)”, es una publicación anual del “Energy Information Administration (EIA)”, en donde se comentan y editan las proyecciones de suministro, demanda y precios de los combustibles en el mercado norteamericano, para un periodo de veinte años.

El Cuadro N° 8.1 nos presenta el poder calorífico para los distintos tipos de combustibles considerados en este estudio.

CUADRO N° 8.1: Poder Calorífico de los Combustibles.

Poder Calorífico	
Tipo de Combustible	Kcal/Gal
Búnker	36,514.00
Diesel Marino	33,515.00
Diesel Liviano	32,684.00
Tipo de Combustible	Kcal/Gal
Gas Natural	9,150.00
Tipo de Combustible	BTU/lb
Carbón	11,600.00

Fuente: Secretaría Nacional de Energía.

A continuación, se presenta la proyección de precios 2010-2024 de los combustibles utilizados para generar electricidad en los análisis del Plan de Expansión de Generación, estimados de acuerdo a lo establecido en la Definición de Política y Criterios para el Plan de Expansión del Sistema Interconectado

Nacional 2010. Dichas proyecciones de precios de los combustibles se muestran en el Cuadro N° 8.2.

CUADRO N° 8.2: Proyecciones de Precios de Combustibles.

AÑO	(US\$/BBL)		(US\$/m3)	US\$/Ton-m
	Diesel Liviano	Bunker-C	Gas Natural	Carbón
2010	92.60	79.30	0.30	70.43
2011	94.82	81.45	0.33	69.65
2012	103.96	90.58	0.35	69.75
2013	112.83	99.27	0.37	70.03
2014	119.59	106.15	0.38	70.05
2015	125.02	110.95	0.38	70.85
2016	133.56	115.89	0.39	70.26
2017	140.91	121.90	0.39	70.43
2018	148.37	127.45	0.39	70.14
2019	154.28	131.73	0.40	69.92
2020	159.89	134.96	0.40	69.86
2021	164.48	139.82	0.41	69.55
2022	169.56	144.16	0.41	69.60
2023	175.84	149.17	0.41	69.40
2024	181.08	154.23	0.42	69.43

BBL: Barriles

Fuente: Energy Information Administration's - U.S. Department of Energy (febrero 2010)

## 8.1 GAS NATURAL Y CARBÓN

En cumplimiento de la política energética del país, orientada a la generación de bajo costo por medio de alternativas viables, el Plan de Expansión de Generación estudia la posible instalación de unidades de 100, 150 y 250 MW de potencia, basadas en la utilización de gas natural y carbón, que se produce en países cercanos al área de Centroamérica y el Caribe.

Para este plan se considerará la generación a base de GNL, la cual contempla facilidades de regasificación e importación (el costo de las instalaciones de regasificación se incluirán en las plantas que generan a base de este combustible), según aplique, a partir del año 2013 y Carbón a partir del año 2015.

Los precios del gas natural dependen de muchos factores, tales como el costo del gasoducto y del volumen contratado. Para proyectar las variaciones de los promedios de los precios del GNL publicados por la EIA/DOE, se utilizarán las mismas tendencias del WTI indicadas anteriormente.



---

Para la generación a base de Carbón, de 11600 BTU / 6450 cal/Kg, se utiliza un precio de 63.93 US\$/Ton en el Escenario de Precios Base y un precio de 64.39 US\$/Ton en el Escenario de Precios Alto, de acuerdo a la UPME, mas 6.50 US\$/Ton por transporte.

## Capítulo 9: Planes de Expansión de Demanda Media

El estudio se realizó para un horizonte de 15 años (2010-2024), más un periodo de extensión de un (1) año para estabilizar los efectos terminales de los embalses. La hidrología fue tratada de manera estocástica a partir de los registros históricos de caudales para un período de 42 años (1957-1998). Se utilizaron dos escenarios de demanda: el escenario de crecimiento de demanda medio, con tasas de crecimiento anual de 5.93% en energía y 5.35% en potencia; y el escenario de crecimiento de demanda alto, con tasas de crecimiento anual de 6.05% y 5.46%. A partir de éstos, se realizaron varias simulaciones con el fin de obtener un plan de expansión de mínimo costo que considera diversas tecnologías como alternativas de expansión del sistema de generación.

Para obtener el cronograma de expansión de mínimo costo se utilizó el modelo OptGen. Posteriormente, se simuló con el modelo Stochastic Dual Dynamic Programming (**SDDP**) la operación del sistema para cada uno de los planes derivados del OptGen. La simulación del despacho se utiliza para validar el criterio de confiabilidad, además de obtener los parámetros técnicos y económicos del despacho que se incluyen en la descripción y el análisis de los resultados obtenidos con cada plan.

Para realizar el análisis que abarca este capítulo, se utiliza el modelo SDDP en modo operativo *Coordinado*. Cabe anotar que cuando se hacen análisis de sistemas interconectados, existen tres modos operativos para el SDDP: *Autónomo* (cada sistema se optimiza por separado), *Integrado* (se optimiza el despacho de todos los sistemas interconectados) y *Coordinado* (se optimiza cada sistema por separado y en la fase de simulación se toman en cuenta intercambios económicos con los países vecinos). Debido a la forma en que está estructurado el Mercado Eléctrico Regional es necesario utilizar el modo *Coordinado* del modelo. Adicionalmente, se consideraron los límites de intercambio entre los diferentes países antes y después del inicio de operaciones del proyecto SIEPAC.

En este análisis operativo se contempló la utilización de los planes de expansión nacionales aprobados por cada uno de los países de la región. Estos cronogramas de expansión se presentan en el Cuadro N° 9.1. También se consideró el inicio de operaciones de todos los tramos que componen el primer circuito del proyecto SIEPAC en base al último cronograma del mismo.

**CUADRO N°.9.1: Planes de expansión de todos los países que participan en el MER.**

Años	COSTA RICA		NICARAGUA		HONDURAS		EL SALVADOR		GUATEMALA	
	Proyectos	MW	Proyectos	MW	Proyectos	MW	Proyectos	MW	Proyectos	MW
2010	INGEN-BAGAZ PIRRIS EOL-BOT	55 128 50	LARREYNAGA TIZATE-U1 ALBANISA 4	17.2 56 40			CASSA OZATLAN	50 50	DUKE ENERGY TECUAMBU LPA III XACBAL SANTA TEREZA CRISTOBAL	60 44 80 94 19.4 19
2011	GEO-PAILAS MMV GARAB TORO 3	35 200 50	TIZATE-U2 TIZATE-U3 GEO CASITAS BRISA-U2	24 48 10 38	EÓLICO CECSA	100 150	CHAPARRAL 5 DE NOVIEMBRE CB 250-A	65.7 258.4 250	PALO VIEJO RHONDOZAC SANTA ROSA	80 32 90
2012	EOL-PROY1	20	LARREYNAGA SALTO YY TUMARIN PANTASMA	17.2 24.8 160 15			CERRON GRANDE	258.4	CB250-A ANIMAS-IZABAL ARCO-HUEHUE	250 10 198
2013	EOL-PROY 2 EOL-PROY 3 BOT PROY	100 100 100	GEO HOYO I BOBOKE GEO CHILTEP	40 70 40			CUTUCO	525	TRES RIOS CASCATA	50 114
2014			T. GENÉRICA 1	30	CB250-A TABLÓN	250 20				
2015			T. GENÉRICA 2	60	TORNILLITOS LLANITOS PATUCA 3 CB250-2	160.2 98.2 100 250	CIMARRON	261	XALALA	181
2016					JICTUYO	172.9			DIST 4	30
2017	GEO-PROY	35			CB 100	100				
2018	CB500-A	500			MMV 500	500			SAN MARCOS 4 SERCHIL CHULAC	26.7 140 340
2019					CB 300	300				
2020					PATUCA 2	270			CB250-B	250
2021					CB 200	200				
2022									CB250-C	250
2023	CB500-B	500								
2024										

\* Plantas en azul corresponden a proyectos hidroeléctricos y eólicos.



## 9.1 ALTERNATIVAS ANALIZADAS Y SUS SENSIBILIDADES

Los planes de expansión analizados en esta sección consideran el escenario de crecimiento de la demanda medio o moderado. Las propuestas de expansión consideradas incluyen proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos de similar tecnología a las existentes en el sistema, así como proyectos que utilizan carbón, proyectos eólicos y gas natural licuado a partir del año 2013. Igualmente, se contempla la ampliación de la capacidad de intercambio con la región centroamericana producto del inicio de operaciones del proyecto SIEPAC. Con la finalidad de evaluar el impacto de la alteración de los planes de expansión presentados en la operación del sistema, se realizaron diversas sensibilidades. Los casos evaluados en este estudio, así como las sensibilidades realizadas se detallan a continuación.

**Caso N° 1: Demanda** media hidro-térmico considerando carbón dentro de un escenario regional (**REGMHTCB10**).

Las sensibilidades de este caso son:

- \* REGMHTCB10A: Atraso de la entrada en operación del proyecto Chan I a enero 2012.
- \* REGMHTCB10B: Atraso de la entrada en operación de seis meses de los proyectos Gualaca (marzo 2011), Lorena (julio 2011) y Prudencia (enero 2012).
- \* REGMHTCB10C: Atraso de la entrada en operación de seis meses de los proyectos de Bajo de Mina (marzo 2011) y Baitun (junio 2012) y de un año del proyecto El Alto (enero 2014)
- \* REGMHTCB10D: Atraso de la entrada en operación de un año de los proyectos Pando (enero 2014), Monte Lirio (enero 2014) y Barro Blanco (julio 2014).
- \* REGMHTCB10E: Plan expansión del caso REGMHTCB10 considerando una proyección de combustible alto.
- \* REGMHTCB10F: Atraso de un año del proyecto SIEPAC.

**Caso N° 2: Demanda** media hidro-térmico con carbón más la incorporación de la energía eólica dentro de un escenario regional (**REGMHTCBEO10**).

**Caso N° 3: Demanda** media hidro-térmico con carbón, energía eólica y considerando la incorporación de gas natural licuado a partir 2013 dentro de un escenario regional (**REGMHTTLA10**).

## CASO N° 1: REGMHTCB10

### Descripción del Caso

En este caso se consideraron como proyectos hidroeléctricos y proyectos termoeléctricos de tecnologías similares a las que se emplean actualmente en nuestro país, así como aquellos proyectos que utilizan el carbón como combustible. Los costos resultantes son los siguientes:

Costo Total de Inversión: 1,916.79 M\$

Costo de Operación: 1,111.75 M\$

Costo de Déficit: 0 M\$

Costo Total: 3,028.54 M\$

En el Cuadro N° 9.2 se presenta el plan de expansión de mínimo costo obtenido para este caso. El plan generado presenta la adición al sistema de 1170.31 MW correspondientes a proyectos hidroeléctricos, 900 MW a proyectos termoeléctricos y 80 MW a proyectos eólicos (primera etapa Proyecto. Eólico I), para totalizar 1960.31 MW de capacidad incorporada en el horizonte de 15 años definidos para este estudio. Las unidades candidatas de carbón se consideraron a partir del año 2014 incorporándose la primera unidad de 250 MW en el año 2019.

El balance de capacidad instalada que se adiciona al sistema de generación según el tipo de tecnología es de un 54% correspondiente a unidades hidráulicas, mientras que el 42% a unidades termoeléctricas y un 4% de unidades eólicas.

Los costos marginales por bloque horario se presentan en el Gráfico N° 9.1, mientras que el Gráfico N° 9.2 muestra el comportamiento de los intercambios para el periodo evaluado. Como puede observarse, el costo marginal en el bloque de punta para el año 2010 es de 134.2 \$/MWh la cual disminuye anualmente hasta 59.12 \$/MWh en el año 2016. Esta tendencia mostrada por el costo marginal en este periodo se explica por la incorporación durante el periodo definido como fijo para la elaboración del plan de expansión de generación, es decir entre los años 2010 y 2013 se instalan 970 MW de proyectos hidroeléctricos. Entre el año 2017 y el año 2024 el costo marginal promedio del bloque de punta es de 59.24 \$/MWh.

Los intercambios muestran a Panamá básicamente como un país netamente exportador para todo el periodo de estudio exceptuando los años 2016 y 2018 donde la expansión de plantas hidráulicas en Centroamérica, en donde se instalan entre el año 2015 y el 2016 aproximadamente 1000 MW (El Salvador, Honduras y Guatemala) y 500 MW de carbón en Costa Rica en el 2018, hacen as atractivo para el sistema importar energía.

**CUADRO N° 9.2 Plan de Expansión del Caso REGMHTCB10.**

Caso REGMHTCB10											
AÑO	DEMANDA				OFERTA						
	Escenario Moderado (Medio)				Mes de Entrada en Operación	Proyecto	Capacidad MW			Total MW	Capacidad Instalada MW
	Energía GWh	% Crec.	Potencia MW	% Crec.			Hidro	Termo	Eolico		
Capacidad Instalada Actual (MW)										1659.12	
2010	7076.90	0.00	1142.60	0.00	Mayo Junio Agosto Agosto Septiembre Septiembre	Paso Ancho Los Planetas 1 Macano BLM (Carbon) <sup>(1)</sup> Bajo de Mina Gualaca	5.00 4.76 3.43 56.00 25.20		120.00	94.38	1753.50
2011	7495.30	5.91	1210.10	5.91	Enero Mayo Julio Julio Octubre Diciembre	Lorena Chan I <sup>(2)</sup> Prudencia Pedregalito Eolico I E1 <sup>(3)</sup> Baitún	33.80 222.46 56.00 20.00 88.70		80.00	500.96	2254.46
2012	7931.70	5.82	1279.80	5.76	Enero Octubre Octubre Octubre Diciembre	Cochea San Bartolo Las Perlas Norte Las Perlas Sur Mendre 2	12.50 15.25 10.00 10.00 8.00			55.75	2310.21
2013	8428.30	6.26	1359.00	6.19	Enero Enero Enero Enero Enero Enero Enero Enero Febrero Mayo Junio Julio	Bonyic Pando Monte Lirio El Alto Caldera Las Cruces Los Estrechos La Laguna RP-490 Bajo Frío Tizingal Barro Blanco	31.30 32.60 51.60 68.00 4.00 9.17 10.00 9.30 9.95 56.00 4.64 28.84			315.40	2625.61
2014	8968.40	6.41	1445.20	6.34	Enero Diciembre	San Lorenzo Potrerillo	8.12 4.17			12.29	2637.90
2015	9583.50	6.86	1543.30	6.79	Enero Abril	Pedregalito 2 Tabasara II	13.00 34.53			47.53	2685.43
2016	10153.70	5.95	1634.10	5.88	Enero	El Síndigo	10.00			10.00	2695.43
2017	10750.50	5.88	1729.00	5.81	Enero	Chan II	214.00			214.00	2909.43
2018	11308.60	5.19	1817.60	5.12						0.00	2909.43
2019	11982.30	5.96	1924.60	5.89	Enero	CB 250a		250.00		250.00	3159.43
2020	12692.10	5.92	2037.30	5.86	Enero	CB 250b		250.00		250.00	3409.43
2021	13412.50	5.68	2151.60	5.61	Enero	CB 250c		250.00		250.00	3659.43
2022	14147.30	5.48	2268.00	5.41						0.00	3659.43
2023	14915.10	5.43	2389.50	5.36						0.00	3659.43
2024	15741.40	5.54	2520.30	5.47	Enero	CB 150a		150.00		150.00	3809.43

1 Conversión de las unidades 2, 3 y 4 de Búnker a Carbón. No adiciona capacidad al sistema.

2 El Proyecto Chan I incluye las centrales Chan 75 y Mini Chan.

3 Toabré I corresponde a la primera etapa del proyecto. De igual forma Toabré II, corresponde a la segunda etapa. (Es un solo proyecto)

La capacidad instalada actual no incluye a las unidades de la Autoridad del Canal de Panamá.

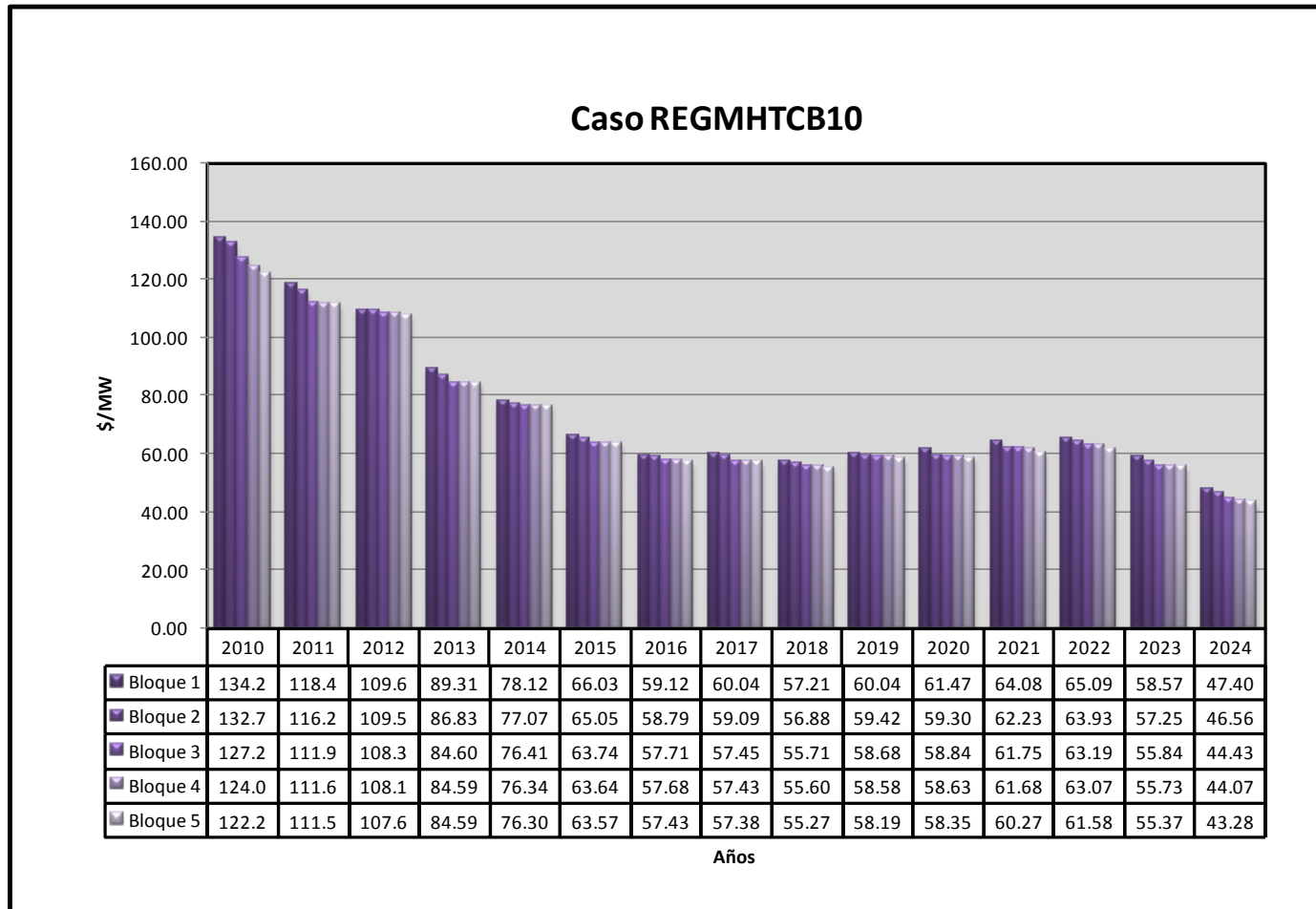
Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010.

El Gráfico N° 9.3 muestra la relación de la demanda máxima de generación, la capacidad instalada, la potencia firme anual y la DMG del SIN la cual incluye la reserva. Este grafico muestra que para los años 2016, 2018 y el 2023 la DMG y la potencia firme del sistema se igualan lo cual coincide con los años en que no se incorporan unidades que adicionan una capacidad (MW) que impacte de forma importante al sistema.

En el Gráfico N° 9.4 se observa que a lo largo del horizonte la demanda nacional es cubierta en su mayor parte por la generación hidroeléctrica. En el 2010 se presenta una proporción de 55% de generación de origen hidroeléctrico contra 45% de origen termoeléctrico. Esta proporción de generación hidráulica se incrementa a partir del año 2011 hasta llegar su punto más alto en el año 2018 en la cual el porcentaje de cobertura de la demanda de este año se cubre con 98% de energía hidráulica.

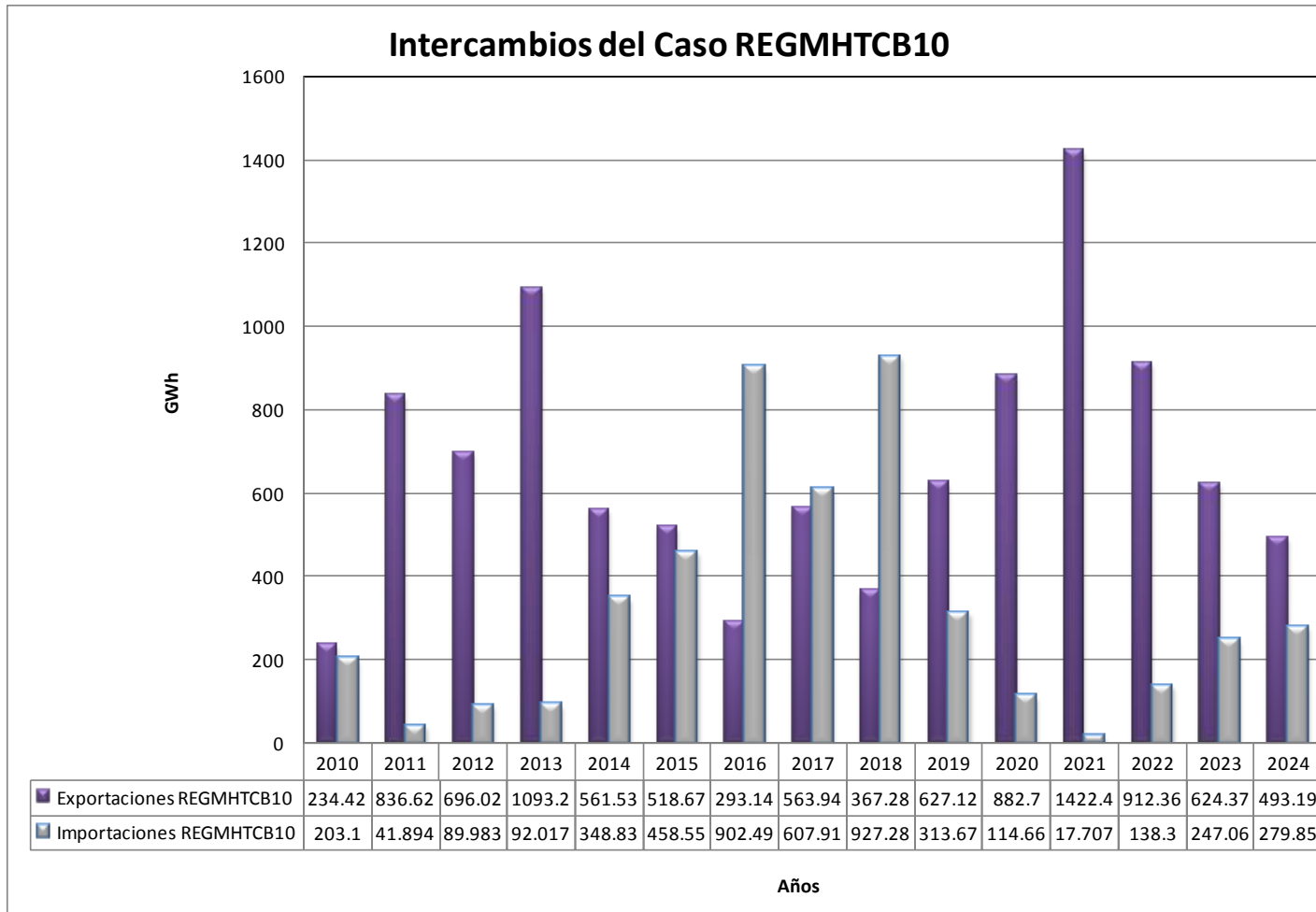
El Gráfico N° 9.5 nos permite una visión más detallada del comportamiento del factor de planta de las plantas termoeléctricas en el caso REGMHTCB10. En general, las plantas termoeléctricas existentes experimentan un descenso progresivo en sus valores de factor de planta con valores inferiores a un f.p.= 0.20 a partir del año 2015 a excepción BLM que realiza cambio de tecnología lo cual le permite generar a base de carbón la cual le permite mantener un factor de planta superior al 0.50 hasta el año 2018. A partir del año 2019 su factor de planta se mantiene entre un 0.30 y 0.40 debido a la entrada de la primera planta de carbón de 250 MW en el año 2019.

GRÁFICO N° 9.1: Costo Marginal por Bloque del Caso REGMHTCB10.



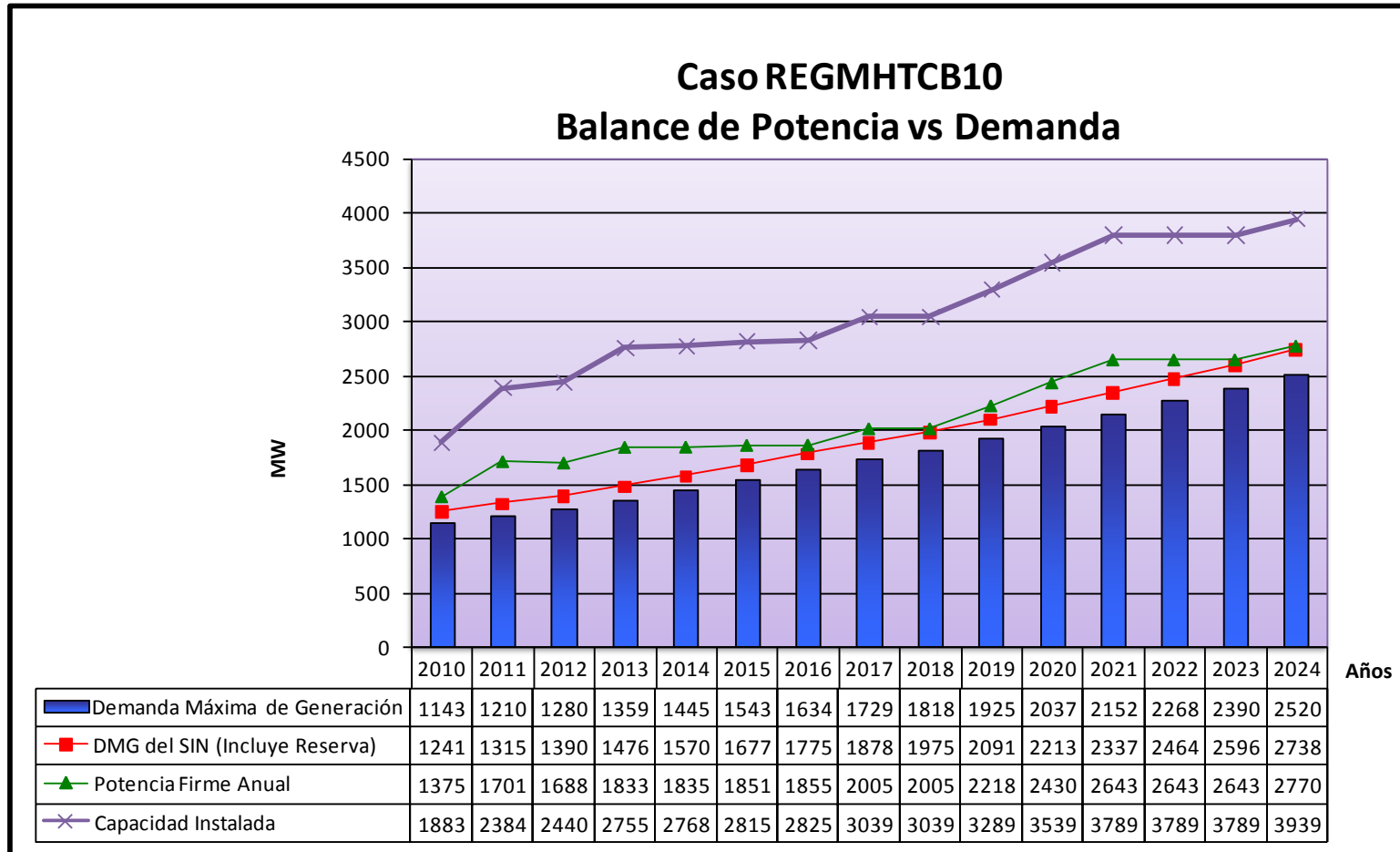
Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010.

GRÁFICO N° 9.2: Intercambios entre Panamá y Costa Rica del Caso REGMHTCB10.



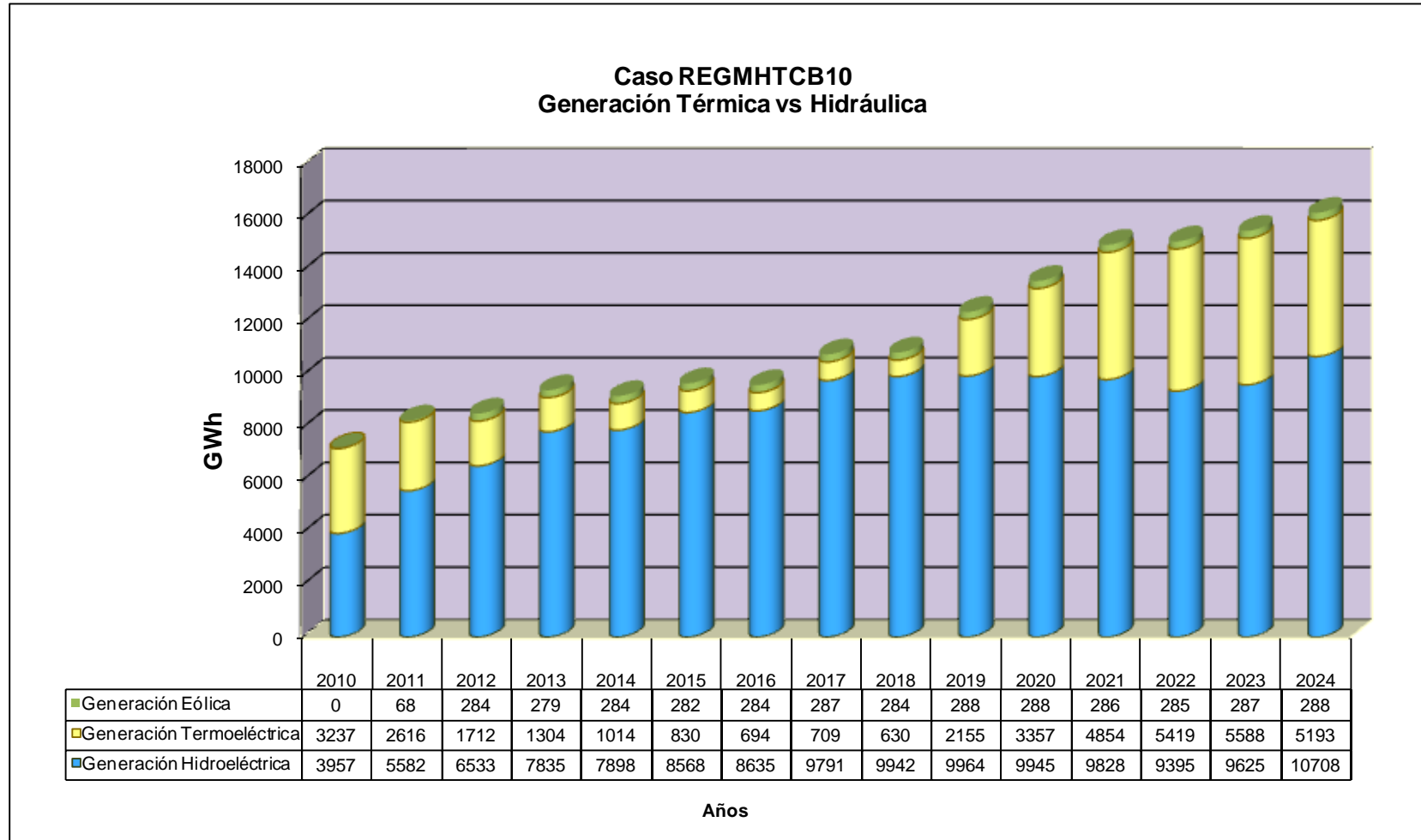
Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010

GRÁFICA N° 9.3: Balance de Potencia vs Demanda del Caso REGMHTCB10



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010

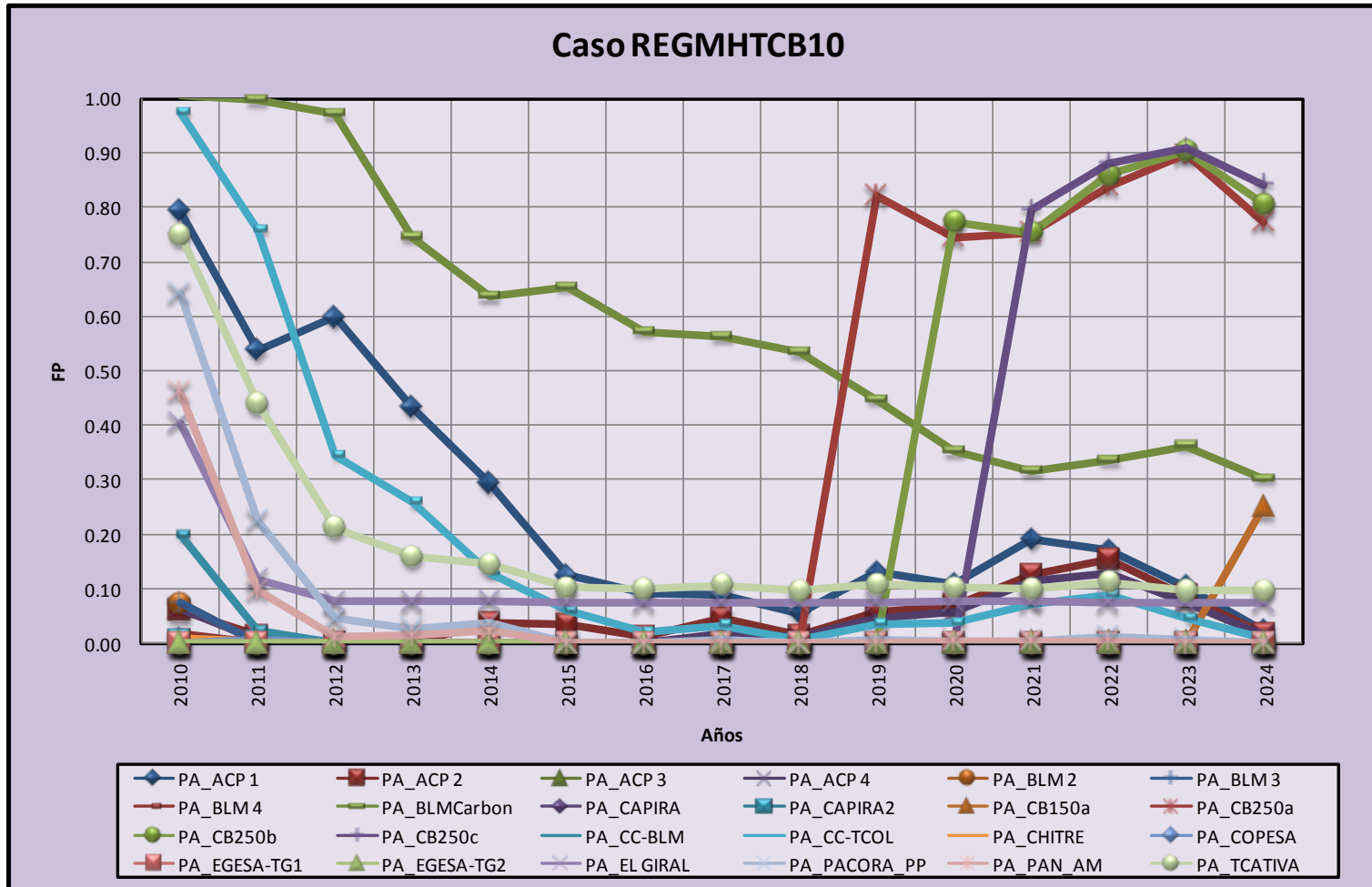
GRÁFICO N° 9.4: Generación Termoeléctrica, Hidroeléctrica y Eólica del Caso REGMHTCB10.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010



GRÁFICA N° 9.5: Factor de Planta de las Plantas Térmicas del Caso REGMHTCB10



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010

## Sensibilidades del Caso REGMHTCB10

### REGMHTCB10A

Dado el impacto que representa el proyecto hidroeléctrico Chan I ya que constituyen un incremento de 222.46 MW en la capacidad instalada del sistema, se considera en esta sensibilidad el comportamiento que tendría el sistema al retraso de 8 meses en el inicio de operación del proyecto. El Cuadro N° 9.3 presenta el cronograma de expansión original del caso REGMHTCB10 y el afectado por la sensibilidad antes descrita. Esta sensibilidad incide en el costo total de inversión, el costo de operación pero no en el costo de déficit ya que a pesar de la sensibilidad no se presentan déficit en el plan. Los costos ocasionados por esta sensibilidad al plan de expansión del caso REGMHTCB10 son los siguientes:

Costo total de inversión: 1,887.19 M\$

Costo de operación: 1,169.15 M\$

Costo de déficit: 0 M\$

Costo total: 3,056.34 M\$

El retraso de este proyecto tendría un efecto positivo en el costo de inversión dando como resultado una diferencia de 89 M\$ menos con referencia al costo de inversión de caso original pero el costo operativo aumentaría 57 M\$ debido a que no se contaría con 222.46 MW que se tendría que sustituir con energía más cara. De este modo, como muestra el Grafico N° 9.6, se percibe un aumento en el costo marginal de demanda para el año 2011 causado por la sensibilidad, año en el que el proyecto Chan I debería de entrar en operación de acuerdo al cronograma original. El incremento que produce dicha sensibilidad es de un 7.38% con respecto al caso original. Para los siguientes años el costo marginal muestra el mismo comportamiento que en el caso original. Por otra parte el comportamiento del intercambio de energía con Centroamérica se ve afectado significativamente por la sensibilidad, como se muestra en el Grafico N°9.7, se puede apreciar claramente la diferencia del 348 GWh que Panamá dejaría de exportar en caso de que el proyecto Chan I no entre en operación en la fecha prevista por el plan original. A causa de este retraso en la entrada en operación comercial las importaciones tendrían un aumento, pero a pesar de esto Panamá mantendría su condición de exportador de energía hacia Centroamérica.

### CUADRO N°9.3: Planes de expansión del caso REGMHTCB10 y la sensibilidad REGMHTCB10A.

Caso REGMHTCB10																		
AÑO	DEMANDA				REGMHTCB10						REGMHTCB10A							
	Escenario Moderado (Medio)				Mes de Entrada en Operación	Proyecto	Capacidad MW			Total MW	Capacidad Instalada MW	Mes de Entrada en Operación	Proyecto	Capacidad MW			Total MW	Capacidad Instalada MW
	Energía GWh	% Crec.	Potencia MW	% Crec.			Hidro	Termo	Eolico					Hidro	Termo	Eolico		
Capacidad Instalada Actual (MW)																		
																1659.12		
2010	7076.90	0.00	1142.60	0.00	Mayo	Paso Ancho	5.00					Mayo	Paso Ancho	5.00				
					Junio	Los Planetas 1	4.76					Junio	Los Planetas 1	4.76				
					Agosto	Macano	3.43					Agosto	Macano	3.43				
					Agosto	BLM (Carbon) <sup>(1)</sup>		120.00		94.38	1753.50	Agosto	BLM (Carbon) <sup>(1)</sup>		120.00		94.38	
					Septiembre	Bajo de Mina	56.00					Septiembre	Bajo de Mina	56.00				
					Septiembre	Gualaica	25.20					Septiembre	Gualaica	25.20				
2011	7495.30	5.91	1210.10	5.91	Enero	Lorena	33.80					Enero	Lorena	33.80				
					Mayo	Chan I <sup>(2)</sup>	222.46					Julio	Prudencia	56.00			278.50	
					Julio	Prudencia	56.00			500.96	2254.46	Julio	Pedregalito	20.00			2032.00	
					Julio	Pedregalito	20.00					Octubre	Eolico I E1 <sup>(3)</sup>					
					Octubre	Eolico I E1 <sup>(3)</sup>		80.00				Octubre	Baitún	88.70				
					Diciembre	Baitún	88.70					Diciembre	Baitún	88.70				
2012	7931.70	5.82	1279.80	5.76	Enero	Cochea	12.50					Enero	Cochea	12.50				
					Octubre	San Bartolo	15.25					Octubre	Chan I <sup>(2)</sup>	222.46				
					Octubre	Las Perlas Norte	10.00			55.75	2310.21	Octubre	San Bartolo	15.25			278.21	
					Octubre	Las Perlas Sur	10.00					Octubre	Las Perlas Norte	10.00			2310.21	
					Diciembre	Mendre 2	8.00					Diciembre	Las Perlas Sur	10.00				
					Diciembre	Mendre 2	8.00					Diciembre	Mendre 2	8.00				
2013	8428.30	6.26	1359.00	6.19	Enero	Bonyic	31.30					Enero	Bonyic	31.30				
					Enero	Pando	32.60					Enero	Pando	32.60				
					Enero	Monte Lirio	51.60					Enero	Monte Lirio	51.60				
					Enero	El Alto	68.00					Enero	El Alto	68.00				
					Enero	Caldera	4.00					Enero	Caldera	4.00				
					Enero	Las Cruces	9.17					Enero	Las Cruces	9.17				
					Enero	Los Estrechos	10.00			315.40	2625.61	Enero	Los Estrechos	10.00			315.40	
					Enero	La Laguna	9.30					Enero	La Laguna	9.30				
					Febrero	RP-490	9.95					Febrero	RP-490	9.95				
					Mayo	Bajo Frío	56.00					Mayo	Bajo Frío	56.00				
					Junio	Tizingal	4.64					Junio	Tizingal	4.64				
					Julio	Barro Blanco	28.84					Julio	Barro Blanco	28.84				
2014	8968.40	6.41	1445.20	6.34	Enero	San Lorenzo	8.12					Enero	San Lorenzo	8.12				
					Diciembre	Potreriillo	4.17			12.29	2637.90	Diciembre	Potreriillo	4.17			12.29	
2015	9583.50	6.86	1543.30	6.79	Enero	Pedregalito 2	13.00					Enero	Pedregalito 2	13.00				
					Abril	Tabasara II	34.53			47.53	2685.43	Abril	Tabasara II	34.53			2685.43	
2016	10153.70	5.95	1634.10	5.88	Enero	El Síndigo	10.00					Enero	El Síndigo	10.00				
									10.00	2695.43						10.00	2695.43	
2017	10750.50	5.88	1729.00	5.81	Enero	Chan II	214.00					Enero	Chan II	214.00				
									214.00	2909.43						214.00	2909.43	
2018	11308.60	5.19	1817.60	5.12						0.00	2909.43					0.00	2909.43	
2019	11982.30	5.96	1924.60	5.89	Enero	CB 250a		250.00			250.00	3159.43	Enero	CB 250a		250.00		250.00
2020	12692.10	5.92	2037.30	5.86	Enero	CB 250b		250.00			250.00	3409.43	Enero	CB 250b		250.00		250.00
2021	13412.50	5.68	2151.60	5.61	Enero	CB 250c		250.00			250.00	3659.43	Enero	CB 250c		250.00		250.00
2022	14147.30	5.48	2268.00	5.41						0.00	3659.43					0.00	3659.43	
2023	14915.10	5.43	2389.50	5.36						0.00	3659.43					0.00	3659.43	
2024	15741.40	5.54	2520.30	5.47	Enero	CB 150a		150.00			150.00	3809.43	Enero	CB 150a		150.00		150.00

1 Conversión de las unidades 2, 3 y 4 de Bónker a Carbón. No adiciona capacidad al sistema.

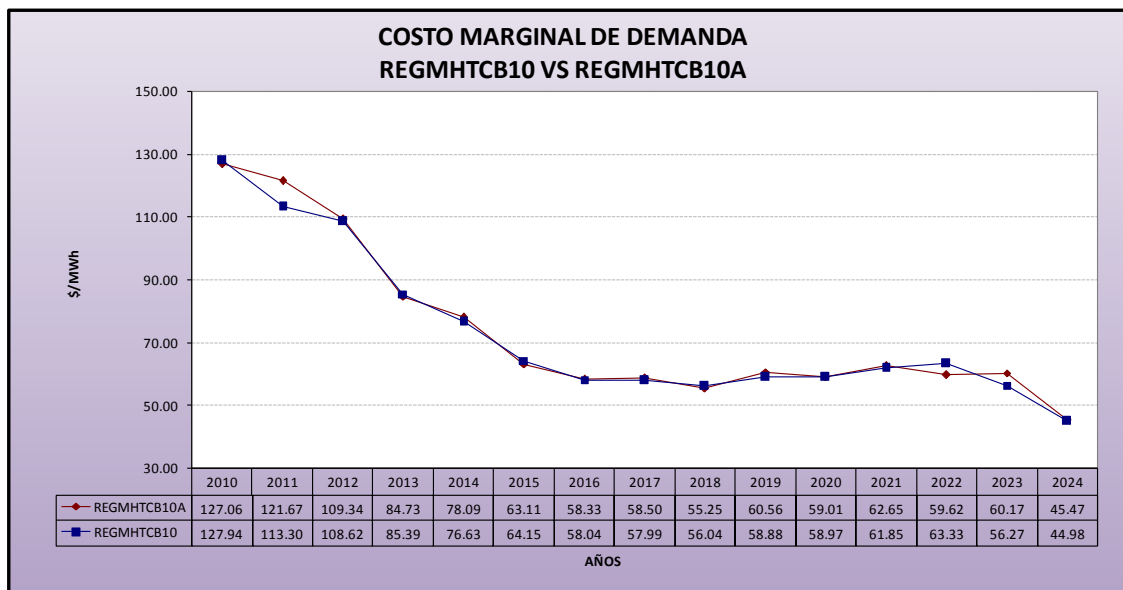
2 El Proyecto Chan I incluye las centrales Chan 75 y Mini Chan.

3 Eolico I E1 corresponde a la primera etapa del proyecto. De igual forma Eolico I E2, corresponde a la segunda etapa. (Es un solo proyecto)

La capacidad instalada actual no incluye a las unidades de la Autoridad del Canal de Panamá.

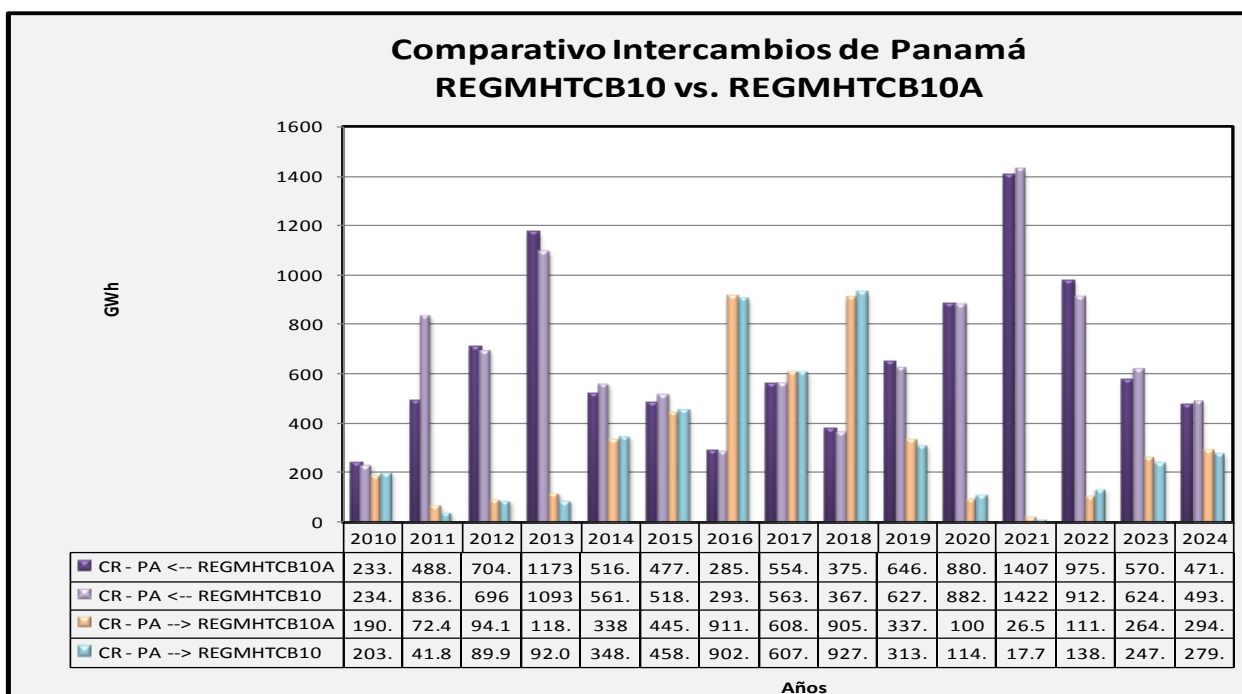
Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010.

**GRAFICO N° 9.6: Costos marginales del caso REGMHTCB10 y la sensibilidad REGMHTCB10A.**



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010.

**GRAFICO N° 9.7: Costos marginales del caso REGMHTCB10 y la sensibilidad REGMHTCB10A.**



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010.

## REGMHTCB10B

Esta sensibilidad considera los efectos ocasionados en el sistema, al atrasarse 6 meses el inicio de operaciones de los proyectos hidroeléctricos Gualaca (25.25 MW), Lorena (33.8 MW) y Prudencia (56 MW). El Cuadro N° 9.4, presenta el cronograma de expansión original del caso REGMHTCB10 y el afectado por la sensibilidad antes descrita. Esta sensibilidad impacta a los costos de inversión y de operación. Los costos ocasionados por esta sensibilidad al plan de expansión del caso REGMHTCB10 son los siguientes:

Costo Total de Inversión: 1,906.43M \$  
Costo de Operación: 1,129.87M \$  
Costo de Déficit: 0.00 M\$  
Costo Total: 3,036.30M\$

Como se muestra en el Gráfico N° 9.8, la diferencia entre los costos marginales del plan original y el afectado por esta sensibilidad no es significativa a lo largo del horizonte. Puesto que el costo marginal ocasionado es 3% mayor en 2011, y para los demás años analizados la diferencia no supera el 1%. Esto se explica ya que al retrasar la entrada de estos proyectos (hidroeléctricos), nos obliga a depender de centrales térmicas aumentando de esta forma nuestro costo marginal en el 2011.

De acuerdo al Gráfico N° 9.9, se aprecia la reducción del 14% (113.33 GWh) en las exportaciones de Panamá en el 2011, al comparar los intercambios del país con respecto a los del plan original. No obstante, Panamá mantiene una condición de exportador neto.

### CUADRO N° 9.4: Planes de Expansión del caso REGMHTCB10 y la sensibilidad REGMHTCB10B.

Caso REGMHTCB10B																				
AÑO	DEMANDA				REGMHTCB10						REGMHTCB10B									
	Escenario Moderado (Medio)				Mes de Entrada en Operación	Proyecto	Capacidad MW			Total MW	Capacidad Instalada MW	Mes de Entrada en Operación	Proyecto	Capacidad MW			Total MW	Capacidad Instalada MW		
	Energía GWh	% Crec.	Potencia MW	% Crec.			Hidro	Termo	Eolico					Hidro	Termo	Eolico				
<b>Capacidad Instalada Actual (MW)</b>																				
																	1659.12			
2010	7076.90	0.00	1142.60	0.00	Mayo Junio Agosto Agosto Septiembre Septiembre	Paso Ancho Los Planetas 1 Macano BLM (Carbon) <sup>(1)</sup> Bajo de Mina Gualaca	5.00 4.76 3.43 56.00 25.20		120.00		94.38	1753.50	Mayo Junio Agosto Agosto Septiembre	Paso Ancho Los Planetas 1 Macano BLM (Carbon) <sup>(1)</sup> Bajo de Mina	5.00 4.76 3.43 56.00		120.00		69.18	1728.30
2011	7495.30	5.91	1210.10	5.91	Enero Mayo Julio Julio Octubre Diciembre	Lorena Chan I <sup>(2)</sup> Prudencia Pedregalito Eolico I E1 <sup>(3)</sup> Baltún	33.80 222.46 56.00 20.00 88.70			80.00	500.96	2254.46	Marzo Mayo Julio Julio Octubre Diciembre	Gualaca Chan I <sup>(2)</sup> Lorena Pedregalito Eolico I E1 <sup>(3)</sup> Baltún	25.20 222.46 33.80 20.00 88.70			80.00	470.16	2198.46
2012	7931.70	5.82	1279.80	5.76	Enero Octubre Octubre Octubre Diciembre	Cochea San Bartolo Las Perlas Norte Las Perlas Sur Mendre 2	12.50 15.25 10.00 10.00 8.00				55.75	2310.21	Enero Enero Octubre Octubre Diciembre	Cochea Prudencia San Bartolo Las Perlas Norte Las Perlas Sur Mendre 2	12.50 56.00 15.25 10.00 10.00 8.00				111.75	2310.21
2013	8428.30	6.26	1359.00	6.19	Enero Enero Enero Enero Enero Enero Enero Enero Enero Enero Febrero Mayo Junio Julio	Bonyic Pando Monte Lirio El Alto Caldera Las Cruces Los Estrechos La Laguna RP-490 Bajo Frío Tizingal Barro Blanco	31.30 32.60 51.60 68.00 4.00 9.17 10.00 9.30 9.95 56.00 4.64 28.84			315.40	2625.61	Enero Enero Enero Enero Enero Enero Enero Enero Enero Enero Febrero Mayo Junio Julio	Bonyic Pando Monte Lirio El Alto Caldera Las Cruces Los Estrechos La Laguna RP-490 Bajo Frío Tizingal Barro Blanco	31.30 32.60 51.60 68.00 4.00 9.17 10.00 9.30 9.95 56.00 4.64 28.84				315.40	2625.61	
2014	8968.40	6.41	1445.20	6.34	Enero Diciembre	San Lorenzo Potrerillo	8.12 4.17				12.29	2637.90	Enero Diciembre	San Lorenzo Potrerillo	8.12 4.17				12.29	2637.90
2015	9583.50	6.86	1543.30	6.79	Enero Abril	Pedregalito 2 Tabasara II	13.00 34.53				47.53	2685.43	Enero Abril	Pedregalito 2 Tabasara II	13.00 34.53				47.53	2685.43
2016	10153.70	5.95	1634.10	5.88	Enero	El Sindigo	10.00				10.00	2695.43	Enero	El Sindigo	10.00				10.00	2695.43
2017	10750.50	5.88	1729.00	5.81	Enero	Chan II	214.00				214.00	2909.43	Enero	Chan II	214.00				214.00	2909.43
2018	11308.60	5.19	1817.60	5.12							0.00	2909.43							0.00	2909.43
2019	11982.30	5.96	1924.60	5.89	Enero	CB 250a		250.00			250.00	3159.43	Enero	CB 250a		250.00			250.00	3159.43
2020	12692.10	5.92	2037.30	5.86	Enero	CB 250b		250.00			250.00	3409.43	Enero	CB 250b		250.00			250.00	3409.43
2021	13412.50	5.68	2151.60	5.61	Enero	CB 250c		250.00			250.00	3659.43	Enero	CB 250c		250.00			250.00	3659.43
2022	14147.30	5.48	2268.00	5.41							0.00	3659.43							0.00	3659.43
2023	14915.10	5.43	2389.50	5.36							0.00	3659.43							0.00	3659.43
2024	15741.40	5.54	2520.30	5.47	Enero	CB 150a		150.00			150.00	3809.43	Enero	CB 150a		150.00			150.00	3809.43

1 Conversión de las unidades 2, 3 y 4 de Búnker a Carbón. No adiciona capacidad al sistema.

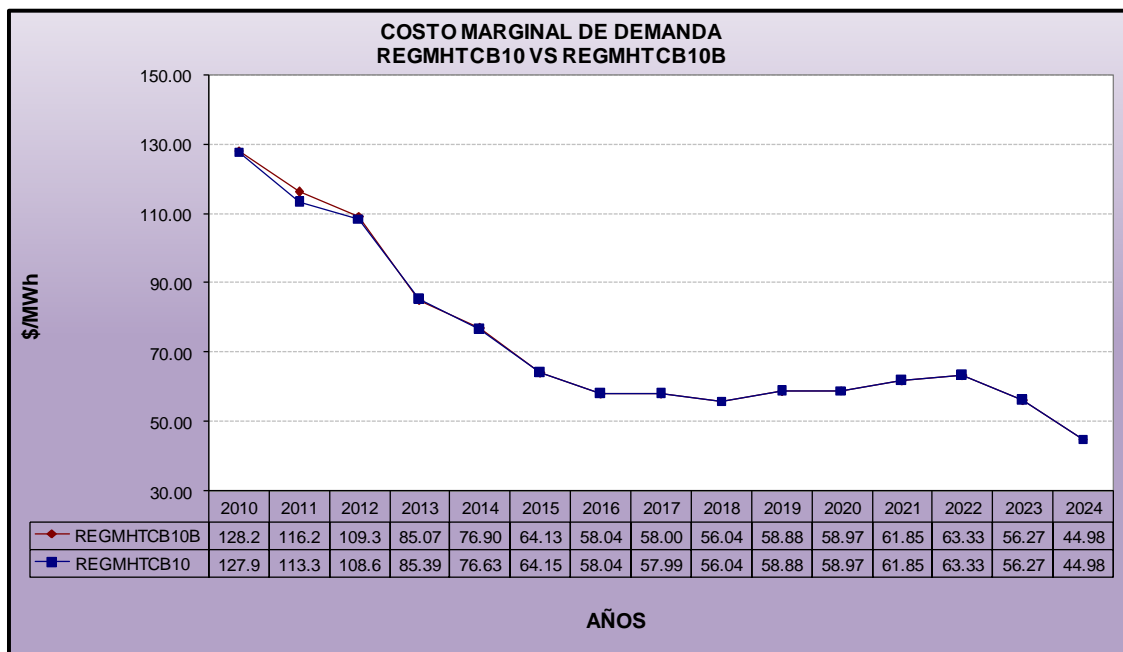
2 El Proyecto Chan I incluye las centrales Chan 75 y Mini Chan.

3 Eolico I E1 corresponde a la primera etapa del proyecto. De igual forma Eolico I E2, corresponde a la segunda etapa. (Es un solo proyecto)

La capacidad instalada actual no incluye a las unidades de la Autoridad del Canal de Panamá.

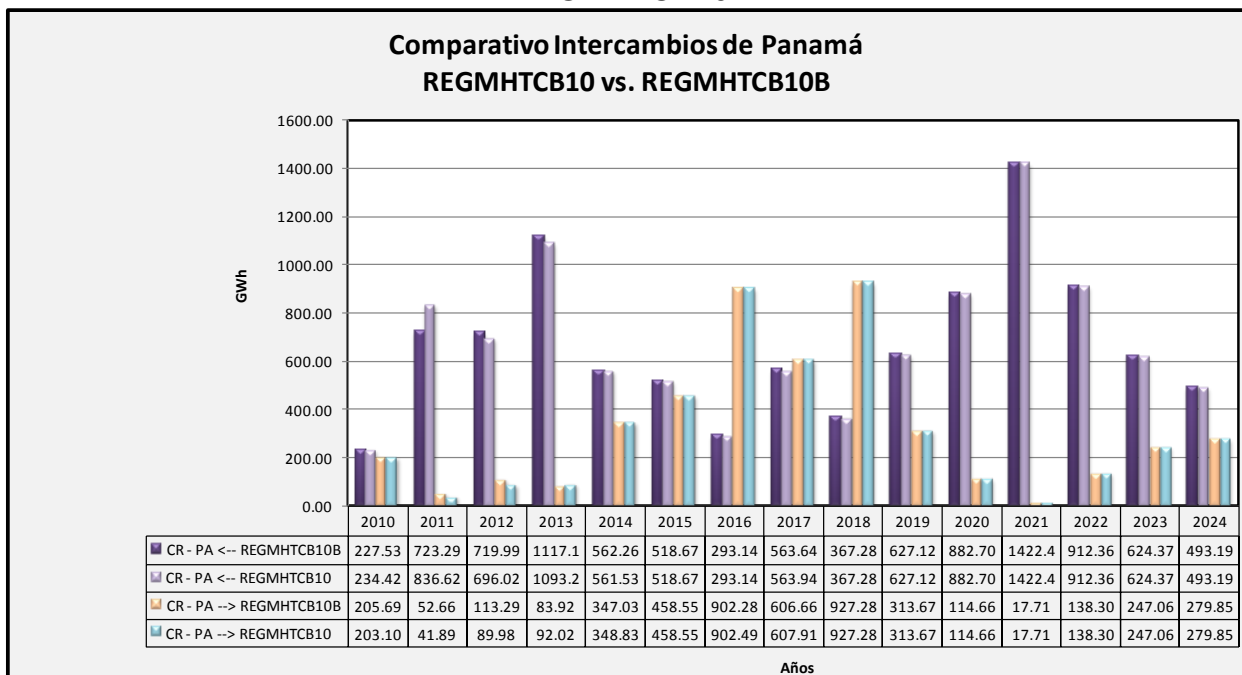
Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2010-2024

**GRAFICO N° 9.8: Costos marginales del caso REGMHTCB10 y la sensibilidad REGMHTCB10B**



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2010-2024

**GRÁFICO N° 9.9: Intercambios de Panamá del caso REGMHTCB10 y la sensibilidad REGMHTCB10B**



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2010-2024

## REGMHTCB10C

En esta sensibilidad se busca analizar el comportamiento que tendría el sistema con el atraso de seis meses en la fecha de entrada en operación de los proyectos Bajo de Mina, Baitun y un año en el proyecto El Alto, cuya capacidad instalada es de 56MW, 88.7MW y 68MW respectivamente. El Cuadro N° 9.5, presenta el cronograma de expansión original del caso REGMHTCB10 y el afectado por la sensibilidad antes descrita. Esta sensibilidad incide en el costo total de inversión, el costo de operación pero no en el costo de déficit ya que a pesar de la sensibilidad no se presentan déficit en el plan. Los costos ocasionados por esta sensibilidad al plan de expansión del caso REGMHTCB10 son los siguientes:

Costo total de inversión: 1,906.90 M\$

Costo de operación: 1,135.18 M\$

Costo de déficit: 0 M\$

Costo total: 3,042.08 M\$

Como muestra el Grafico N° 9.10, se presentan variaciones en los precios marginales de demanda para los años en que deberían de entrar los proyectos antes mencionados, mostrando un aumento de 2.76%, 2.14%, y 5.14% respectivamente con referencia a los años que se ven afectada en esta sensibilidad. El comportamiento que tiene el costo marginal en los siguientes años no muestra variaciones significativas. El comportamiento del intercambio de energía con Centroamérica se ve afectado como se muestra en el Grafico N° 9.11. Se puede apreciar una diferencia de (64 GWh, 60 GWh, 117 GWh) que Panamá dejaría de exportar en caso de que estos proyectos no entraran en las fechas previstas en el plan original. A causa de este comportamiento las importaciones tendrían un aumento, pero a pesar de esto Panamá mantendría su condición de exportador de energía hacia Centroamérica.



### CUADRO N° 9.5: Planes de expansión del caso REGMHTCB10 y la sensibilidad REGMHTCB10C.

Caso REGMHTCB10C																			
AÑO	DEMANDA				REGMHTCB10						REGMHTCB10C								
	Escenario Moderado (Medio)				Mes de Entrada en Operación	Proyecto	Capacidad MW			Total MW	Capacidad Instalada MW	Mes de Entrada en Operación	Proyecto	Capacidad MW			Total MW	Capacidad Instalada MW	
	Energía GWh	% Crec.	Potencia MW	% Crec.			Hidro	Termo	Eolico					Hidro	Termo	Eolico			
Capacidad Instalada Actual (MW)															1659.12				
2010	7076.90	0.00	1142.60	0.00	Mayo	Paso Ancho	5.00					Mayo	Paso Ancho	5.00					
					Junio	Los Planetas 1	4.76					Junio	Los Planetas 1	4.76					
					Agosto	Macano	3.43					Agosto	Macano	3.43					
					Agosto	BLM (Carbon) <sup>(1)</sup>		120.00		94.38	1753.50	Agosto	BLM (Carbon) <sup>(1)</sup>		120.00		38.38	1697.50	
					Septiembre	Bajo de Mina	56.00					Septiembre	Bajo de Mina	56.00					
					Septiembre	Gualaca	25.20					Septiembre	Gualaca	25.20					
2011	7495.30	5.91	1210.10	5.91	Enero	Lorena	33.80					Enero	Lorena	33.80					
					Mayo	Chan I <sup>(2)</sup>	222.46					Marzo	Bajo de Mina	56.00					
					Julio	Prudencia	56.00			500.96	2254.46	Enero	Chan I <sup>(2)</sup>	222.46				468.26	2165.76
					Julio	Pedregalito	20.00					Julio	Prudencia	56.00					
					Octubre	Eolico I E1 <sup>(3)</sup>		80.00				Julio	Pedregalito	20.00					
					Diciembre	Baitún	88.70					Octubre	Eolico I E1 <sup>(3)</sup>		80.00				
2012	7931.70	5.82	1279.80	5.76	Enero	Cochea	12.50					Enero	Cochea	12.50					
					Octubre	San Bartolo	15.25					Junio	Baitún	88.70					
					Octubre	Las Perlas Norte	10.00			55.75	2310.21	Octubre	San Bartolo	15.25				144.45	2310.21
					Octubre	Las Perlas Sur	10.00					Octubre	Las Perlas Norte	10.00					
					Diciembre	Mendre 2	8.00					Octubre	Las Perlas Sur	10.00					
					Diciembre	Mendre 2	8.00					Diciembre	Mendre 2	8.00					
2013	8428.30	6.26	1359.00	6.19	Enero	Bonyic	31.30					Enero	Bonyic	31.30					
					Enero	Pando	32.60					Enero	Pando	32.60					
					Enero	Monte Lirio	51.60					Enero	Monte Lirio	51.60					
					Enero	El Alto	68.00					Enero	El Alto	68.00					
					Enero	Caldera	4.00					Enero	Caldera	4.00					
					Enero	Las Cruces	9.17					Enero	Las Cruces	9.17					
					Enero	Los Estrechos	10.00			315.40	2625.61	Enero	Los Estrechos	10.00				247.40	2557.61
					Enero	La Laguna	9.30					Enero	La Laguna	9.30					
					Febrero	RP-490	9.95					Febrero	RP-490	9.95					
					Mayo	Bajo Frío	56.00					Mayo	Bajo Frío	56.00					
					Junio	Tizingal	4.64					Junio	Tizingal	4.64					
					Julio	Barro Blanco	28.84					Julio	Barro Blanco	28.84					
2014	8968.40	6.41	1445.20	6.34	Enero	San Lorenzo	8.12					Enero	San Lorenzo	8.12					
					Diciembre	Potreriillo	4.17			12.29	2637.90	Enero	El Alto	68.00				80.29	2637.90
					Diciembre	Potreriillo	4.17					Diciembre	Potreriillo	4.17					
2015	9583.50	6.86	1543.30	6.79	Enero	Pedregalito 2	13.00					Enero	Pedregalito 2	13.00					
					Abril	Tabasara II	34.53			47.53	2685.43	Abril	Tabasara II	34.53				47.53	2685.43
2016	10153.70	5.95	1634.10	5.88	Enero	El Síndigo	10.00			10.00	2695.43	Enero	El Síndigo	10.00				10.00	2695.43
2017	10750.50	5.88	1729.00	5.81	Enero	Chan II	214.00			214.00	2909.43	Enero	Chan II	214.00				214.00	2909.43
2018	11308.60	5.19	1817.60	5.12						0.00	2909.43							0.00	2909.43
2019	11982.30	5.96	1924.60	5.89	Enero	CB 250a		250.00		250.00	3159.43	Enero	CB 250a		250.00			250.00	3159.43
2020	12692.10	5.92	2037.30	5.86	Enero	CB 250b		250.00		250.00	3409.43	Enero	CB 250b		250.00			250.00	3409.43
2021	13412.50	5.68	2151.60	5.61	Enero	CB 250c		250.00		250.00	3659.43	Enero	CB 250c		250.00			250.00	3659.43
2022	14147.30	5.48	2268.00	5.41						0.00	3659.43							0.00	3659.43
2023	14915.10	5.43	2389.50	5.36						0.00	3659.43							0.00	3659.43
2024	15741.40	5.54	2520.30	5.47	Enero	CB 150a		150.00		150.00	3809.43	Enero	CB 150a		150.00			150.00	3809.43

1 Conversión de las unidades 2, 3 y 4 de Búnker a Carbón. No adiciona capacidad al sistema.

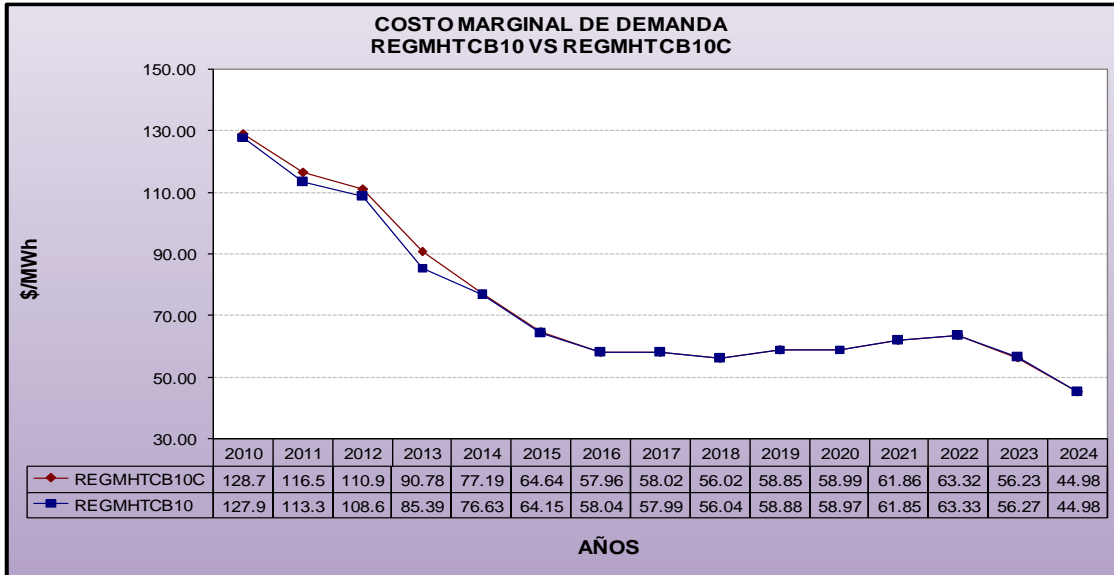
2 El Proyecto Chan I incluye las centrales Chan 75 y Mini Chan.

3 Eolico I E1 corresponde a la primera etapa del proyecto. De igual forma Eolico I E2, corresponde a la segunda etapa. (Es un solo proyecto)

La capacidad instalada actual no incluye a las unidades de la Autoridad del Canal de Panamá.

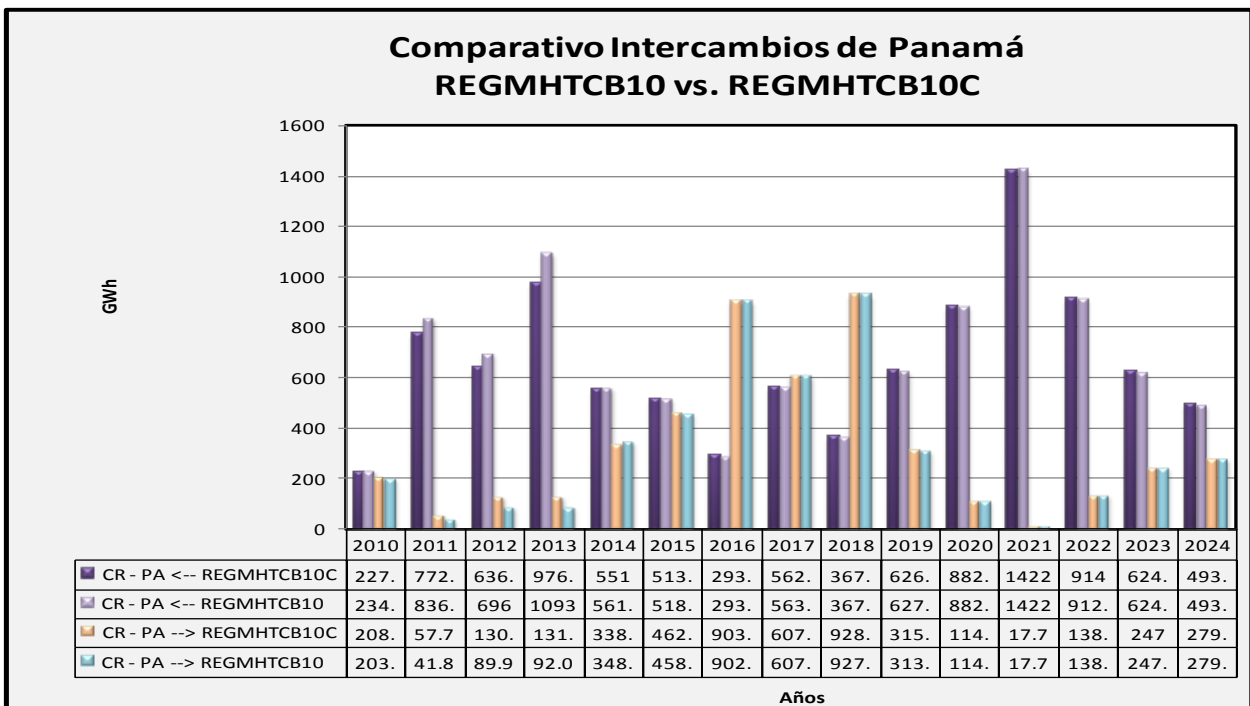
Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010.

**GRAFICO N° 9.10: Costos marginales del caso REGMHTCB10 y la sensibilidad REGMHTCB10C.**



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010.

**GRAFICO N° 9.11: Costos marginales del caso REGMHTCB10 y la sensibilidad REGMHTCB10C.**



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010.

## REGMHTCB10D

En esta sensibilidad se busca analizar el comportamiento que tendría el sistema con el atraso de un año en la fecha de entrada en operación de los proyectos Pando, Monte Lirio y Barro Blanco, cuya capacidad instalada es de 32.6MW, 51.6MW y 28.84MW respectivamente totalizando 113.04MW que no entrarían en operación en ese año. El Cuadro N° 9.6, presenta el cronograma de expansión original del caso REGMHTCB10 y el afectado por la sensibilidad antes descrita. Esta sensibilidad incide en el costo total de inversión, el costo de operación pero no en el costo de déficit ya que a pesar de la sensibilidad no se presentan déficit en el plan. Los costos ocasionados por esta sensibilidad al plan de expansión del caso REGMHTCB10 son los siguientes:

Costo total de inversión: 1,896.52 M\$

Costo de operación: 1,121.18 M\$

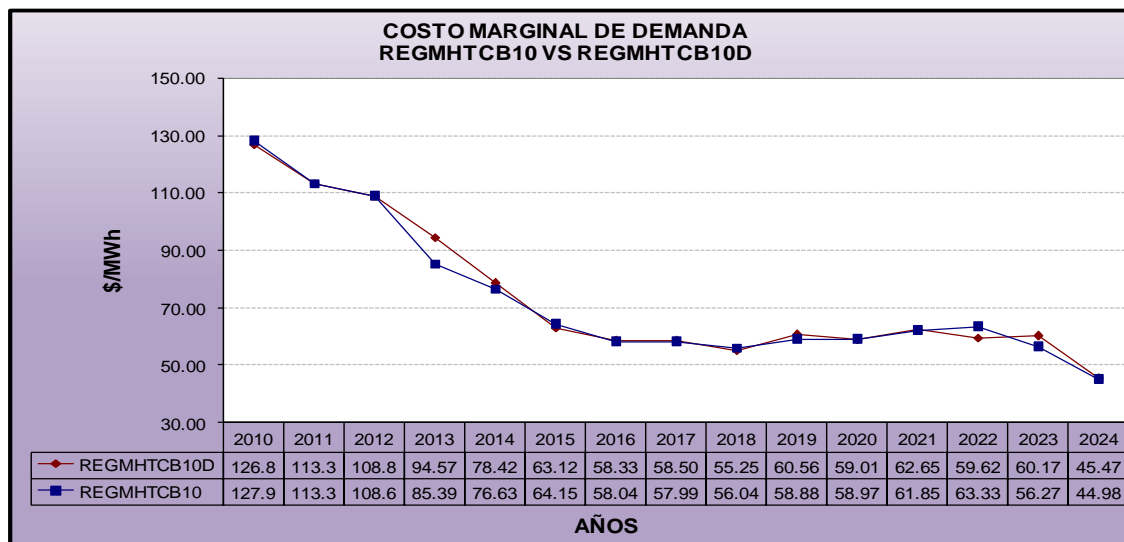
Costo de déficit: 0 M\$

Costo total: 3,017.70 M\$

Como muestra el Grafico N° 9.12, se presenta una leve variación en el precio marginal de demanda para el año 2013, coincidiendo esta con la fecha estipulada para que entre en operación los proyectos antes mencionados según el plan original. El aumento del costo marginal es de un 10.75% con referencia al caso original. El comportamiento que tiene el costo marginal en los siguientes años no muestra variaciones significativas. El comportamiento del intercambio de energía con Centroamérica se ve afectado como se muestra en el Grafico N° 9.13, se puede apreciar una diferencia de 203 GWh que Panamá dejaría de exportar en caso de que estos proyectos no entraran en las fechas previstas en el plan original. A causa de este comportamiento las importaciones tendrían un aumento de 71 GWh, pero a pesar de esto Panamá mantendría su condición de exportador de energía hacia Centroamérica.

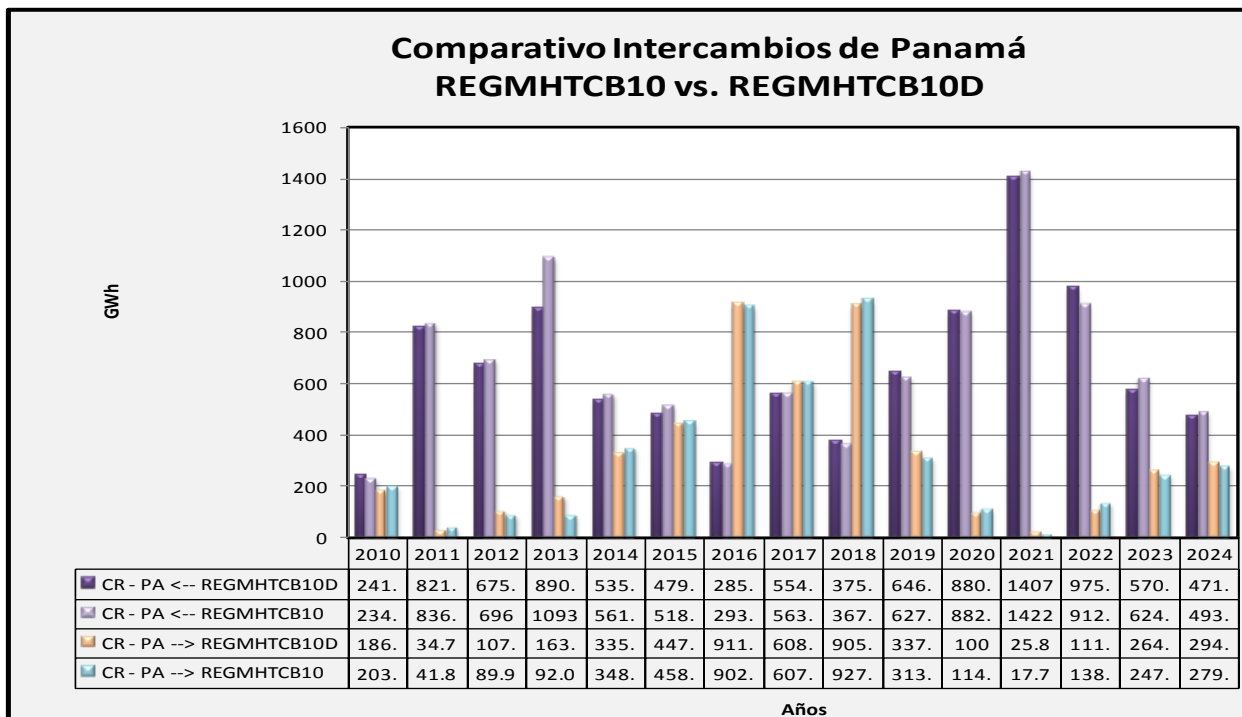


GRAFICO N° 9.12: Costos marginales del caso REGMHTCB10 y la sensibilidad REGMHTCB10D.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010.

GRAFICO N° 9.13: Costos marginales del caso REGMHTCB10 y la sensibilidad REGMHTCB10D.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010.

## REGMHTCB10E

En esta sensibilidad se analizan los efectos de una proyección de precios altos de combustibles fósiles, en la operación del sistema, implementando el cronograma de expansión del caso REGMHTCB10. Para la construcción de esta sensibilidad se utilizó la misma proyección de costos de los combustibles (carbón, bunker, diesel y gas) en todos los países. La sensibilidad propuesta ocasiona variaciones en los costos de operación. Los costos del plan de expansión que surgen con esta sensibilidad se desagregan como sigue:

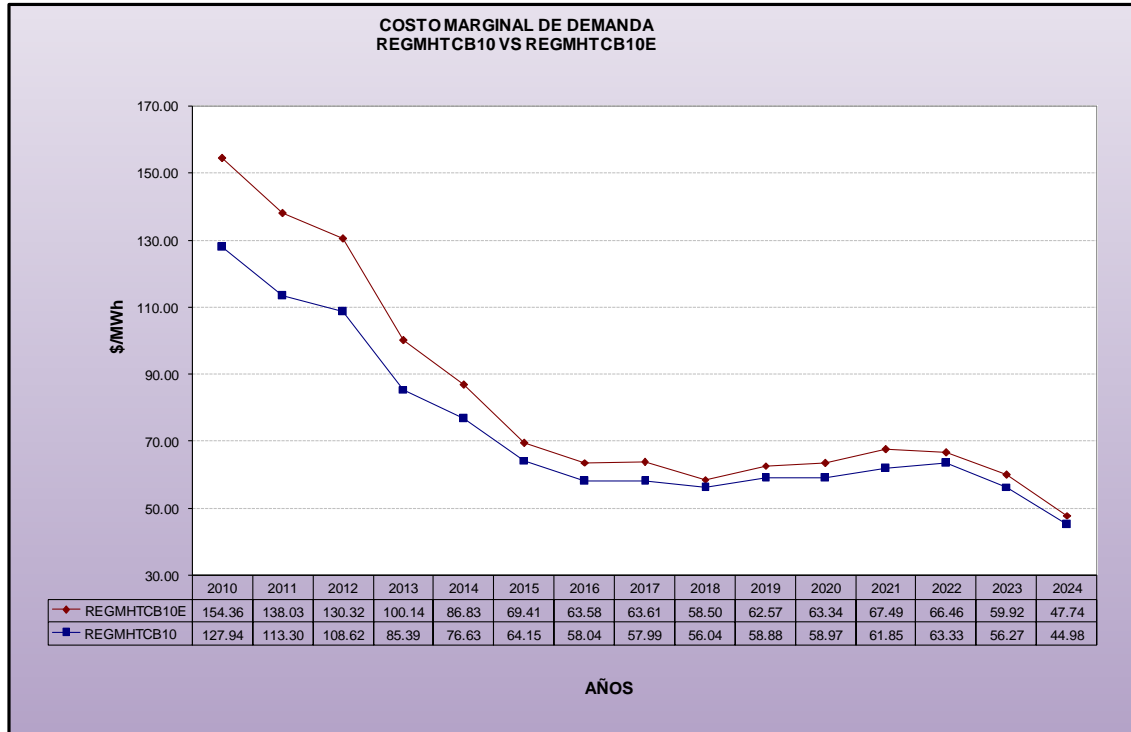
Costo Total de Inversión: 1,916.79 M\$  
Costo de Operación: 1,253.88 M\$  
Costo de Déficit: 0.00 M\$  
Costo Total: 3,170.67 M\$

Los costos marginales obtenidos para esta sensibilidad se presentan en el Gráfico N° 9.14. Estos costos marginales resultan superiores a los del caso original. La diferencia entre ambos es mayor en el periodo 2010 a 2013, en los que el costo marginal en la sensibilidad supera en un promedio de 20% a los del caso original. En los siguientes años de estudio la diferencia promedio de los costos marginales mantiene en un 7% por arriba a los del caso REGMHTCB10.

Un hecho importante a resaltar sería que en el sistema energético panameño se instalan solo centrales hidroeléctricas (1170.31 MW) y eólicas (80 MW) durante el periodo 2010 al 2017 (para ambos casos), lo que explica el comportamiento de los costos marginales e la esta sensibilidad con respecto al caso original y es que a medida de entran mas plantas hidroeléctricas y eólicas a sistema, 94 MW en el 2010 (hidro), 500.96 MW en el 2011 (420.96 hidro y 80 eólico), 55.75 MW en el 2012 (hidro) y 315.40 MW en el año 2013 (hidro); son menores los efectos de los precios del combustibles sobres los costos marginales del sistema.

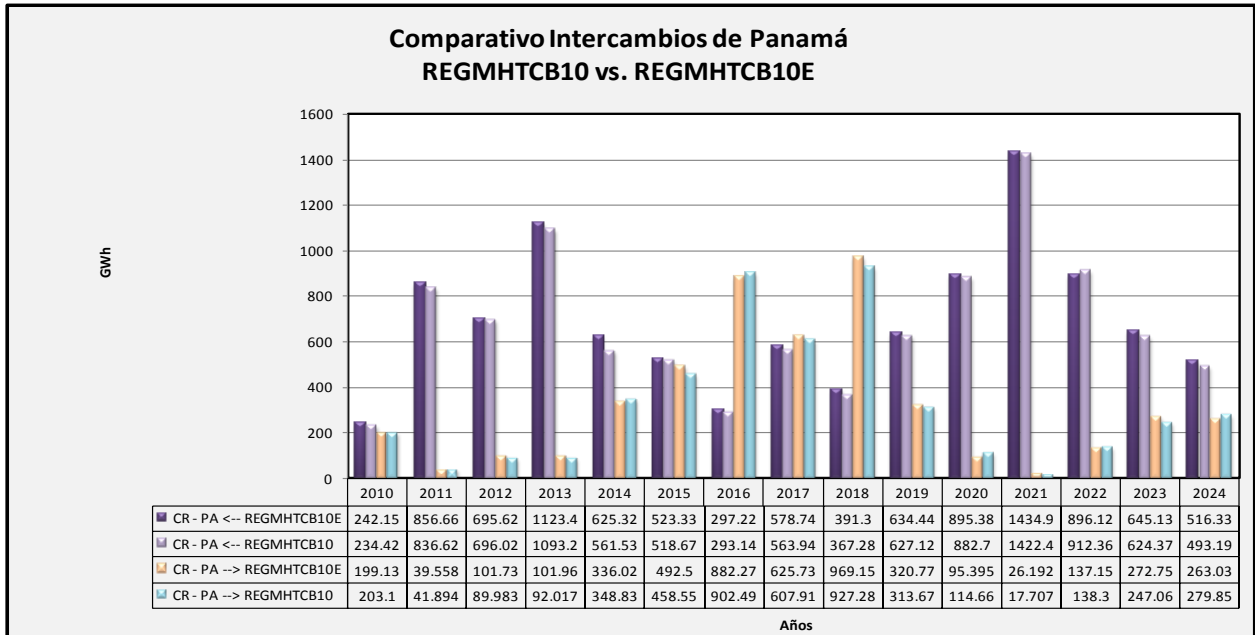
En cuanto a los intercambios entre Panamá y el resto de Centroamérica, como indica el Gráfico N° 9.15, se presentan exportaciones de energía superiores en la mayoría de los años evaluados, por otro lado las importaciones bajaron a lo largo del horizonte de estudio, producto de mayores costos en el mercado regional ocasionados por el incremento de combustibles fósiles, ya que la matriz energética de los países centroamericanos está formada en su gran mayoría por centrales térmicas.

**GRAFICO N° 9.14: Costos marginales del caso REGMHTCB10 y la sensibilidad REGMHTCB10E**



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2010-2024

**GRÁFICO N° 9.15: Intercambios de Panamá del caso REGMHTCB10 y la sensibilidad REGMHTCB10E**



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2010-2024

## REGMHTCB10F

Esta sensibilidad considera el inicio de operaciones del proyecto SIEPAC con un atraso de un año, ya que este proyecto de interconexión regional incide en los niveles de intercambio entre los distintos países y, por ende, en la operación de cada sistema. Por tanto, se ven afectados los costos de operación a lo largo del periodo de expansión del sistema. Los costos asociados a esta sensibilidad son los siguientes:

Costo Total de Inversión: 1,916.79 M\$

Costo de Operación: 1,123.80 M\$

Costo de Déficit: 0.00 M\$

Costo Total: 3,040.59 M\$

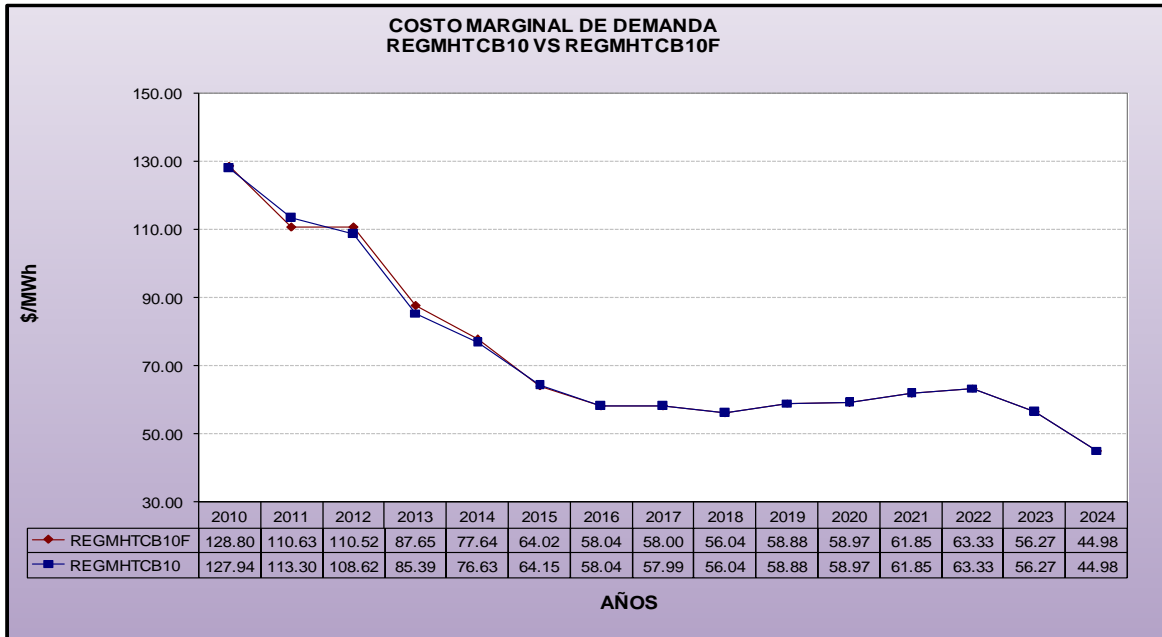
El Gráfico N° 9.16, muestra los costos marginales del caso REGMHTCB10 y esta sensibilidad. Se registran costos marginales inferiores en el 2011 en la sensibilidad con respecto al caso original, debido a que con la entrada del proyecto SIEPAC, se busca aumentar la oferta de energía en el mercado eléctrico regional, buscando mejorar los precios y aumentando la seguridad y calidad en el suministro del servicio.

En Panamá se tiene la entrada de proyectos hidroeléctricos de gran magnitud como Chan I (222.46 MW), Baitun (88.70 MW), Prudencia (56 MW) en el año 2011, y con esta sensibilidad a no poder exportar la misma cantidad energía que en el caso original, produce que el costo marginal baje para este año. Como se observa el Gráfico N° 9.16, los efectos de esta sensibilidad se extienden hasta el año 2013, año en cual en esta sensibilidad se termina el proyecto SIEPAC.

Los intercambios generados tanto en el cronograma de expansión original como con esta sensibilidad se presentan en el Gráfico N° 9.17, Este atraso en el proyecto SIEPAC ocasiona una disminución en la energía exportada en el 2010 y 2011. Esto no cambia la condición de Panamá como exportador neto.

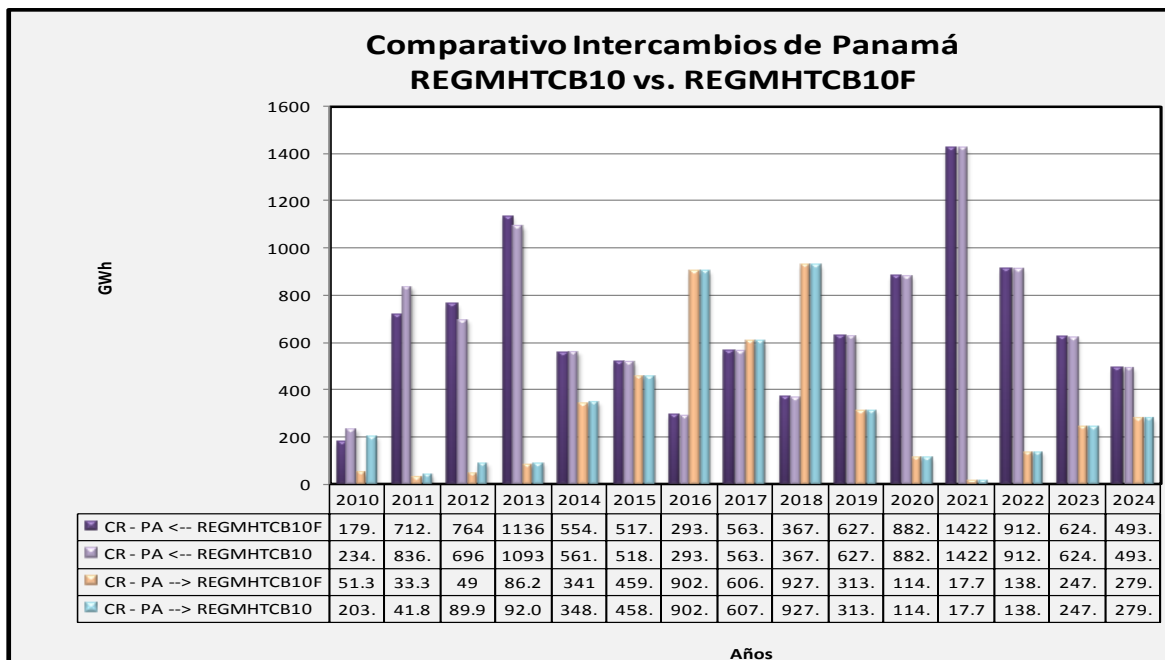


**GRAFICO N° 9.16: Costos marginales del caso REGMHTCB10 y la sensibilidad REGMHTCB10F**



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2010

**GRÁFICO N° 9.17: Intercambios de Panamá del caso REGMHTCB10 y la sensibilidad REGMHTCB10F**



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2010

El Cuadro N° 9.7 presenta un resumen de los costos de los casos del plan de expansión de generación del 2010. Para el caso REGMHTCB10 se incluye cada una de las sensibilidades examinadas. El mayor costo de inversión de las sensibilidades de este caso lo presenta los casos REGMHTCB10E y REGMHTCB10F, en la cual se evalúa la robustez del plan obtenido. Esto se logra considerando el mismo plan de expansión del caso base REGMHTCB10 e incorporándole para una sensibilidad una proyección de combustible alta (caso REGMHTCB10E) y para la otra el atraso en entrada de operación de un año del proyecto SIEPAC (caso REGMHTCB10F).

CUADRO N° 9.7: Costos del Plan de Expansión del caso REGMHTCB10 y sus Sensibilidades.

CASOS	COSTO DE INVERSIÓN (Mill.\$)	COSTO DE OPERACIÓN (Mill.\$)	COSTO DE DÉFICIT (Mill.\$)	TOTAL
REGMHTCB10	1,916.79	1,111.75	0.000	<b>3,028.54</b>
REGMHTCB10A	1,887.19	1,169.15	0.000	<b>3,056.34</b>
REGMHTCB10B	1,906.43	1,129.87	0.000	<b>3,036.30</b>
REGMHTCB10C	1,906.90	1,135.18	0.000	<b>3,042.08</b>
REGMHTCB10D	1,896.52	1,121.18	0.000	<b>3,017.70</b>
REGMHTCB10E	1,916.79	1,253.88	0.000	<b>3,170.67</b>
REGMHTCB10F	1,916.79	1,123.80	0.000	<b>3,040.59</b>

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010

### Caso REGMHTCBEO10

El plan de expansión generado para este caso es similar al caso REGMHTCB10 considerando además energía producida por fuentes eólicas a partir del año 2011.

Costo total de inversión: 2,181.49 M\$

Costo de operación: 1,043.60 M\$

Costo de déficit: 0 M\$

Costo total: 3,225.09 M\$

El Cuadro N° 9.8, muestra el cronograma de expansión obtenido para este caso. Este se compone de los mismos proyectos hidroeléctricos que el caso REGMHTCB10 además de la segunda etapa del proyecto Eólico I y el proyecto Eólico II que cuentan con una capacidad instalada de 70MW que se le suman a la primera etapa del proyecto Eólico I y 105 MW del proyecto Eólico II.

El Grafico N° 9.18, presenta el comportamiento del costo marginal por bloque horario de este plan de expansión. Se puede apreciar un descenso progresivo hasta el año 2013, producto de la entrada en operación de plantas de fuentes renovables. Para el resto del

horizonte se aprecian oscilaciones en los costos marginales que van en un rango de 40 a 70 \$/MWh. Por lo tanto al estar los costo marginales en Panamá más bajo se ocasiona un aumento en las exportaciones que se hacen hacia Centroamérica en comparación con el caso REGMHTCB10 debido a que el mercado regional busca la manera de en cada país los costos marginales mantengan un valor que les convenga, efecto que se muestra en el Grafico N° 9.19.

De acuerdo al Grafico N° 9.20, la potencia firme anual supera la demanda anual pronosticada en todos los periodos analizados, permitiendo de esta manera que la capacidad instalada pueda cubrir los requerimientos de energía eléctrica. También se puede apreciar la gran diferencia que existe entre la potencia instalada y la demanda de energía pronosticada, con esta diferencia Panamá tendría más oportunidad de exportación de energía hacia Centroamérica.

En el Grafico N° 9.21, se muestra para los primeros años la similitud que existe entre la generación hidroeléctrica y la termoeléctrica, diferencia que va acrecentándose en los años 2013 a 2018 debido a la entrada de proyectos hidroeléctricos y eólicos que brindan una energía más barata. Para estos años se tienen un 81.65% de generación hidroeléctrica, 6.94% de generación térmica y 11.41% de generación eólica. A partir del año 2019 con la entrada de plantas de carbón la generación térmica vuelve a superar en generación a la generación eólica, en los años finales de 2021 al 2024 se tiene un 64.03% de generación hidroeléctrica, 28.59% de generación térmica y un 7.37% de generación eólica. Esto se traduce en la disminución de los factor de plantas de las centrales termoeléctricas después del años 2013, como se observa en el Grafico N° 9.22, se puede apreciar que la planta BLM carbón mantiene una diferencia notable en comparación con las demás plantas y esto se debe a que su combustible fósil es más barato que el diesel y bunker haciendo de esta la más eficiente.

CUADRO N° 9.8: Plan de expansión del caso REGMHTCBEO10.

Caso REGMHTCBEO10												
AÑO	DEMANDA				OFERTA							
	Escenario Moderado (Medio)				Mes de Entrada en Operación	Proyecto	Capacidad MW			Total MW	Capacidad Instalada MW	
	Energía GWh	% Crec.	Potencia MW	% Crec.			Hidro	Termo	Eolico			
Capacidad Instalada Actual (MW)										1659.12		
2010	7076.90	0.00	1142.60	0.00	Mayo Junio Agosto Agosto Septiembre Septiembre	Paso Ancho Los Planetas 1 Macano BLM (Carbon) <sup>(1)</sup> Bajo de Mina Gualaca	5.00 4.76 3.43  56.00 25.20		120.00		94.38	1753.50
2011	7495.30	5.91	1210.10	5.91	Enero Mayo Julio Julio Octubre Diciembre	Lorena Chan I <sup>(2)</sup> Prudencia Pedregalito Eolico I E1 <sup>(3)</sup> Baitún	33.80 222.46 56.00 20.00  88.70		80.00		500.96	2254.46
2012	7931.70	5.82	1279.80	5.76	Enero Marzo Octubre Octubre Octubre Diciembre	Cochea Eolico II San Bartolo Las Perlas Norte Las Perlas Sur Mendre 2	12.50  15.25 10.00 10.00 8.00		105.00		160.75	2415.21
2013	8428.30	6.26	1359.00	6.19	Enero Enero Enero Enero Enero Enero Enero Enero Febrero Abril Mayo Junio Julio	Bonyic Pando Monte Lirio El Alto Caldera Las Cruces Los Estrechos La Laguna RP-490 Eolico I E2 <sup>(3)</sup> Bajo Frio Tizingal Barro Blanco	31.30 32.60 51.60 68.00 4.00 9.17 10.00 9.30 9.95  56.00 4.64 28.84		70.00	385.40	2800.61	
2014	8968.40	6.41	1445.20	6.34	Enero Diciembre	San Lorenzo Potrerillo	8.12 4.17				12.29	2812.90
2015	9583.50	6.86	1543.30	6.79	Enero Abril	Pedregalito 2 Tabasara II	13.00 34.53				47.53	2860.43
2016	10153.70	5.95	1634.10	5.88	Enero	El Síndigo	10.00				10.00	2870.43
2017	10750.50	5.88	1729.00	5.81	Enero	Chan II	214.00				214.00	3084.43
2018	11308.60	5.19	1817.60	5.12							0.00	3084.43
2019	11982.30	5.96	1924.60	5.89	Enero	CB 250a		250.00			250.00	3334.43
2020	12692.10	5.92	2037.30	5.86	Enero	CB 250b		250.00			250.00	3584.43
2021	13412.50	5.68	2151.60	5.61	Enero	CB 250c		250.00			250.00	3834.43
2022	14147.30	5.48	2268.00	5.41							0.00	3834.43
2023	14915.10	5.43	2389.50	5.36							0.00	3834.43
2024	15741.40	5.54	2520.30	5.47	Enero	CB 150a		150.00			150.00	3984.43

1 Conversión de las unidades 2, 3 y 4 de Búnker a Carbón. No adiciona capacidad al sistema.

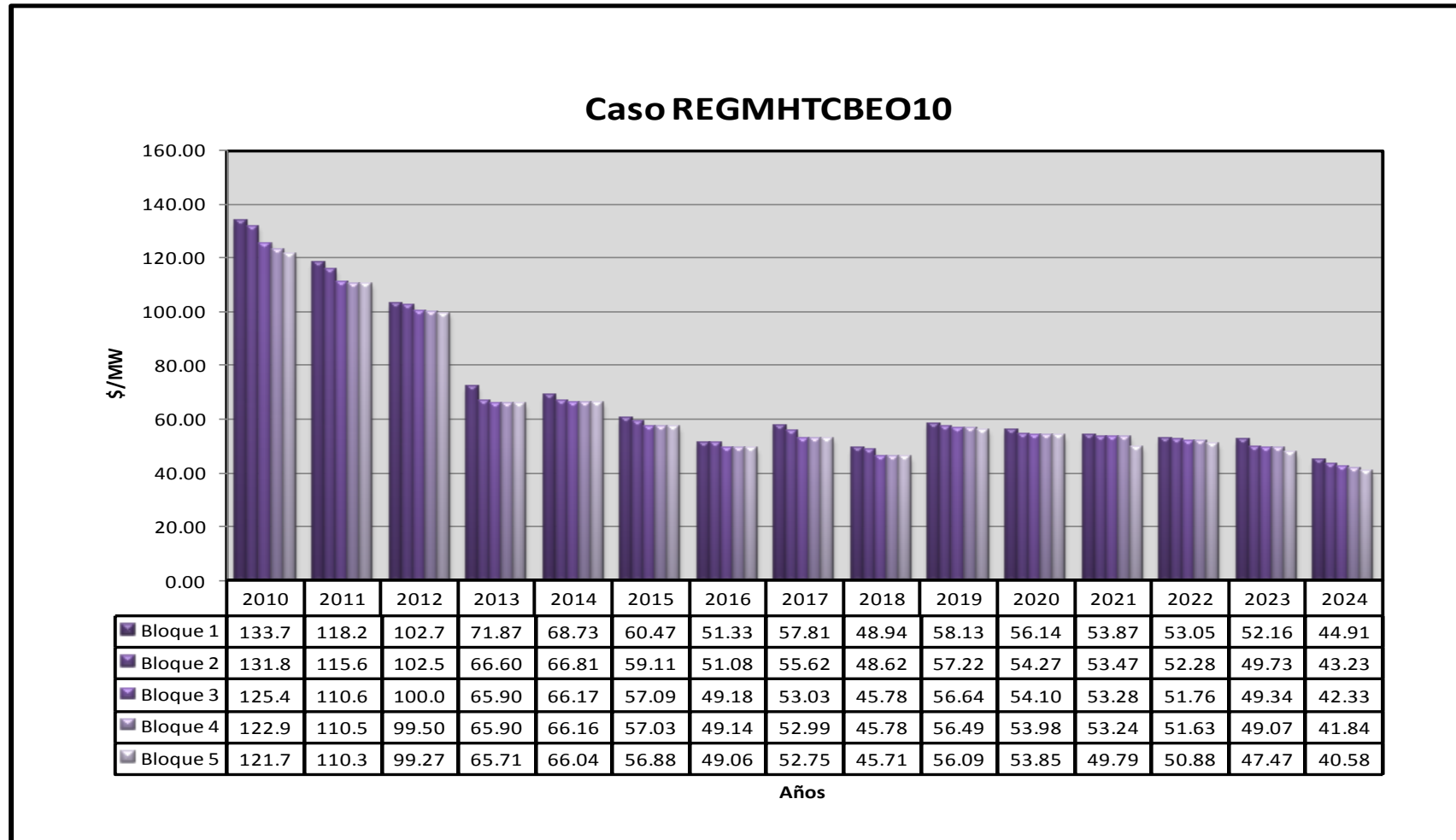
2 El Proyecto Chan I incluye las centrales Chan 75 y Mini Chan.

3 Eolico I E1 corresponde a la primera etapa del proyecto. De igual forma Eolico I E2, corresponde a la segunda etapa. (Es un solo proyecto)

La capacidad Instalada actual no incluye a las unidades de la Autoridad del Canal de Panamá.

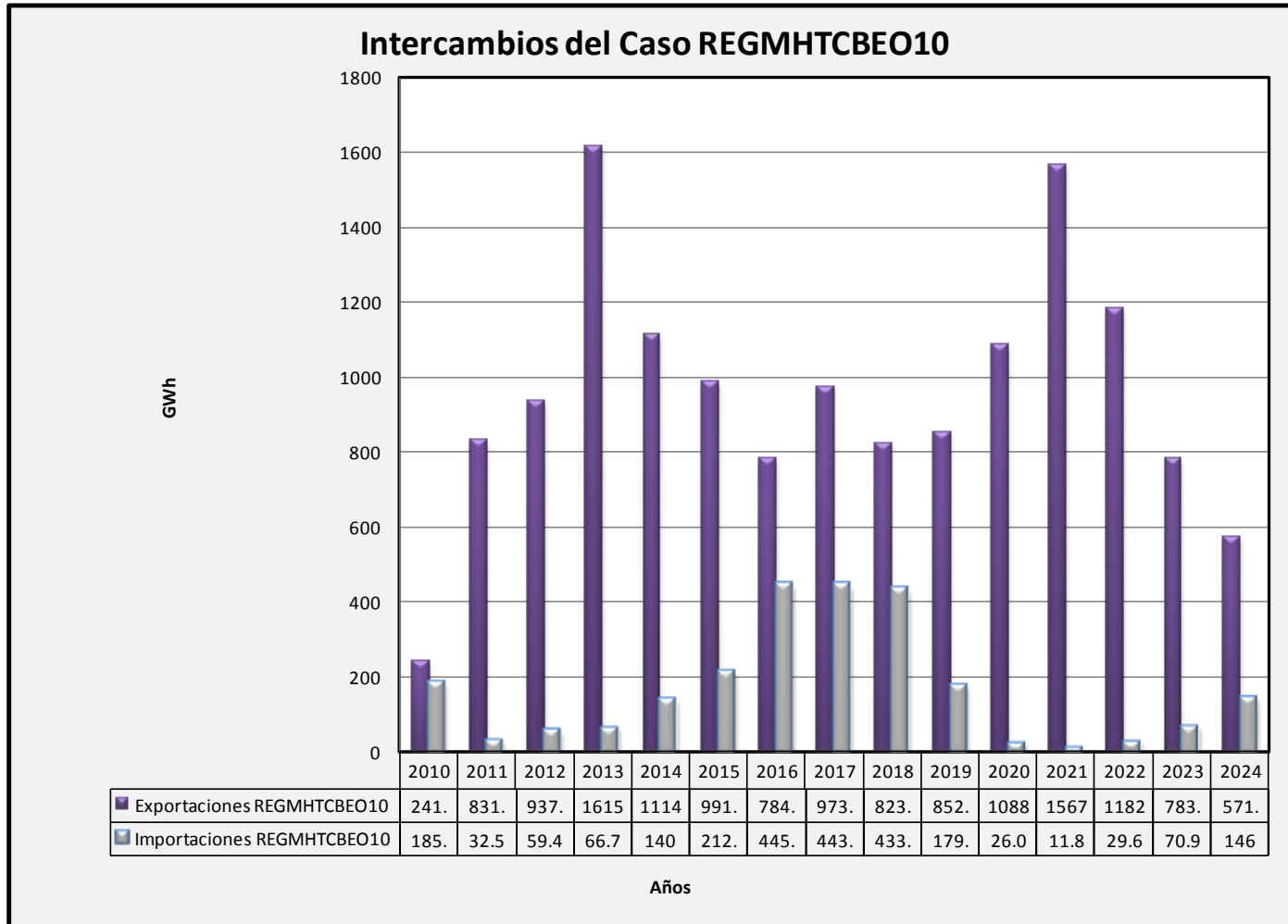
Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010.

GRAFICO N° 9.18: Costo marginal por bloque del caso REGMHTCBEO10.



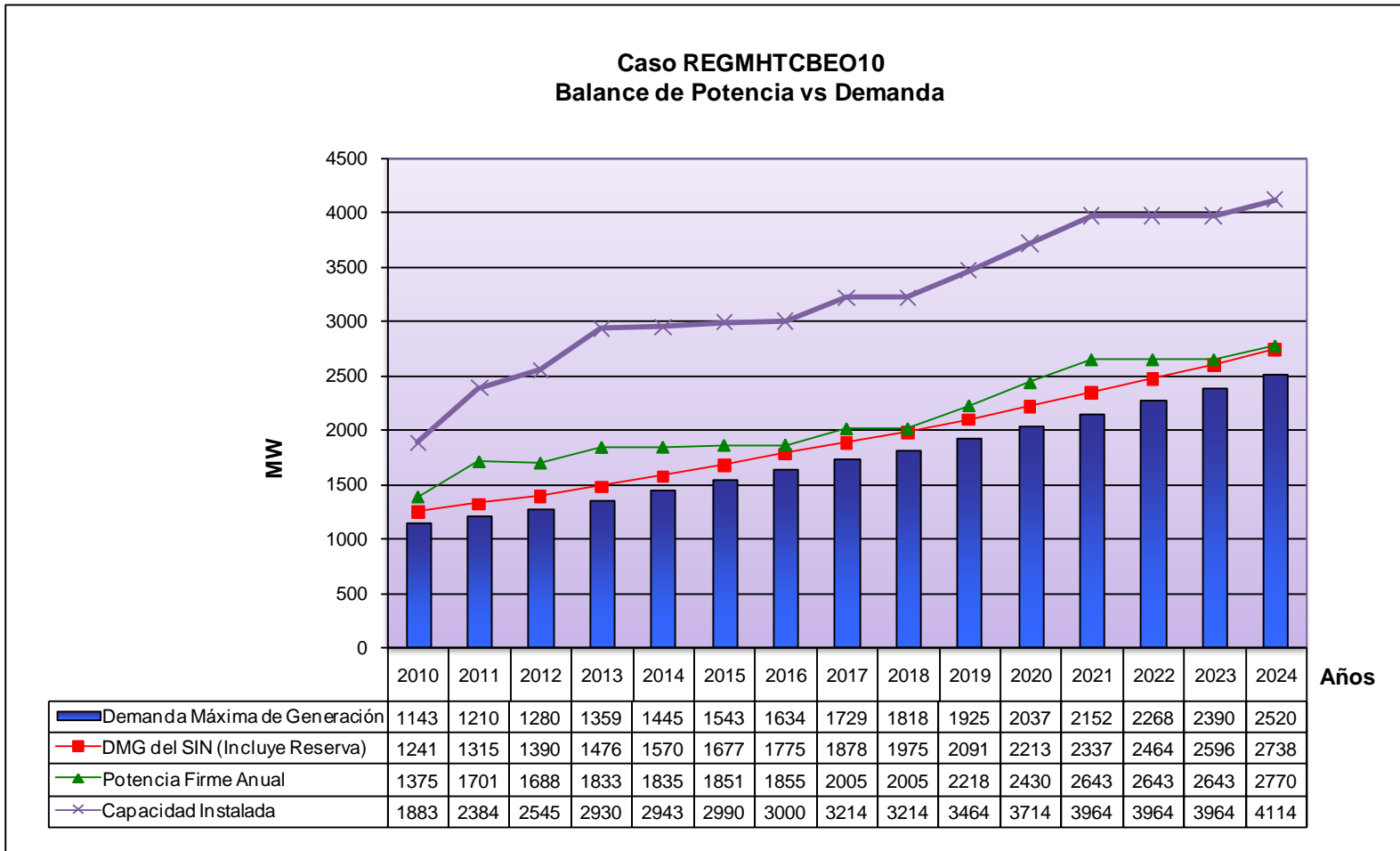
Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010.

GRAFICO N° 9.19: Intercambio de Panamá del caso REGMHTCBEO10.



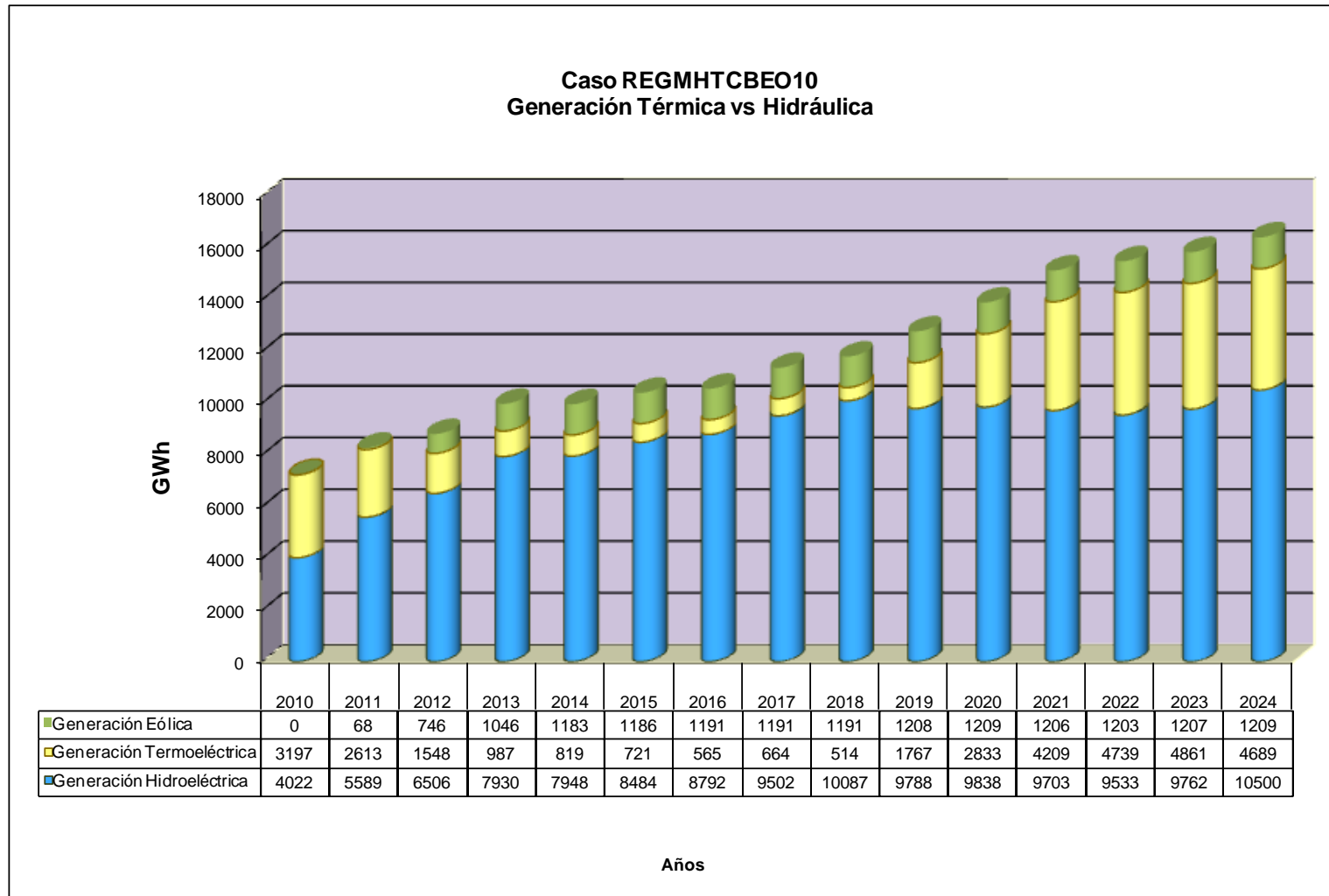
Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010.

GRAFICO N° 9.20: Balance de Potencia vs Demanda del Caso REGMHTCBEO10.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010.

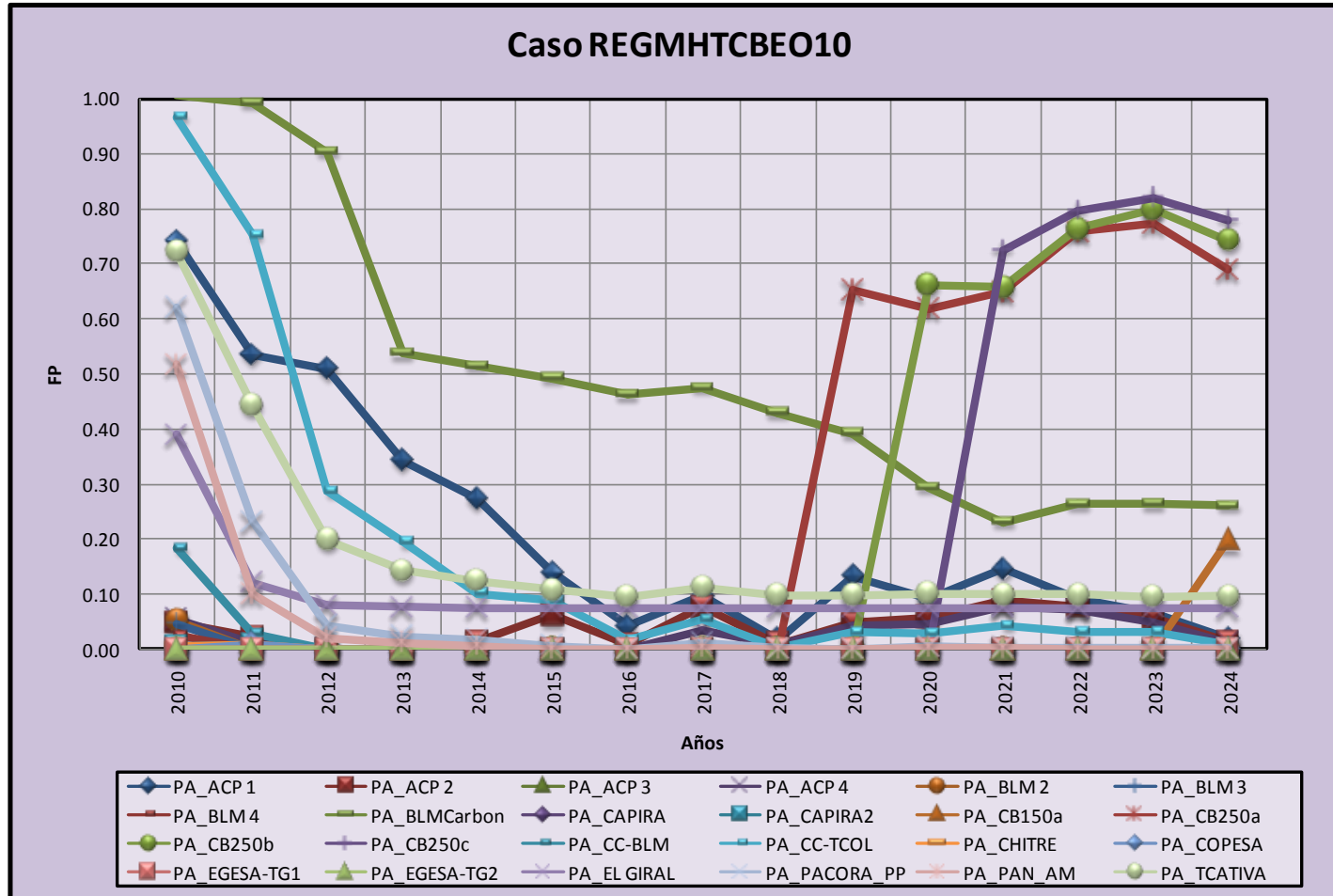
GRAFICO N° 9.21: Generación Termoeléctrica, Hidroeléctrica y Eólica del Caso REGMHTCBEO10.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010.

GRAFICO N° 9.22: Factor de Planta de las Centrales Termoeléctricas del Caso REGMHTCBE0.





Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010.

## CASO N° 3: REGMHTTLA10

### Descripción del Caso

Este caso contempla proyectos de expansión hidroeléctricos y termoeléctricos, así como proyectos eólicos. De acuerdo a la “Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2010”, el escenario en que se enmarca este caso fue definido como hidro térmico considerando los proyectos hidroeléctricos, plantas térmicas de combustibles convencionales (bunker y diesel), fuentes eólicas a partir del 2011, gas natural licuado a partir del 2013 y carbón a partir del año 2015.

Los costos de este plan se muestran a continuación:

Costo Total de Inversión: 2,211.52 M\$

Costo de Operación: 1,096.94 M\$

Costo de Déficit: 0.0 M\$

Costo Total: 3,308.46 M\$

El plan de expansión resultante se presenta en el Cuadro N° 9.9. El plan obtenido para este caso incluye los mismos proyectos hidráulicos que en los casos REGMHTCB10 y REGMHTCBEO10 además de la optimización de los proyectos térmicos candidatos de carbón y gas natural licuado de los cuales el carbón resulto ser de mayor beneficio dado que su costo operativo es significativamente inferior. A partir del 2021 se incorporan tres plantas de carbón que suman en total 650 MW. El 49% de la capacidad a instalar en este cronograma de expansión está compuesto por proyectos hidroeléctricos, el 40% termoeléctricos y un 11% lo constituyen proyectos eólicos.

El Gráfico N° 9.23 describe el comportamiento del costo marginal por bloque que deriva del caso REGMHTTLA10 la cual inicia para el bloque de punta (bloque 1) en el año 2010 con un costo marginal de 133 \$/MWh y desciende hasta 64.12 \$/MWh en el año 2013 con la entrada de la planta de gas natural licuado de 200 MW. El costo marginal promedio más bajo del todo el periodo del estudio se da entre los años 2015 al 2018 gracias a la re conversión a gas natural licuado del Ciclo Combinado de Termo Colon y BLM en el año 2015. Dicho costo marginal promedio es de 48.71 \$/MWh.

El Gráfico N° 9.24, presenta los intercambios entre Panamá y el resto de Centroamérica, a través de la interconexión con Costa Rica. Las exportaciones de Panamá superan ampliamente las importaciones entre los años 2011 y el 2018. Cabe mencionar que esto se explica gracias a la incorporación de energía eólica y plantas de

gas natural licuado además de 1076 MW de proyectos hidráulicos que se instalan en este periodo.

De acuerdo al Gráfico N° 9.25, la potencia firme anual supera la demanda máxima anual prevista en todos los años comprendidos entre el 2010 y 2019. En cuanto a la cobertura de la demanda el año 2020 es el más crítico dada que la diferencia entre la potencia firme y la DMG es 106 MW.

En el Gráfico N° 9.26 se observa que a lo largo de los quince años la demanda nacional es cubierta mayoritariamente por la generación hidroeléctrica. En total generan 127,760.1 GWh del total de 174,891.4 GWh generados lo que representa un 73.1%. El parque eólica aporta un 8.6% y el plantel térmico un 13.8%.

El factor de planta de las plantas térmicas existentes disminuye de forma progresiva con la entrada de generación a base de carbón en el 2010 mas la entrada en operación de las centrales hidráulicas las cuales entre el 2010 y el año 2011 suman 515.34 MW. Después del 2012 todas las unidades térmicas existentes a excepción de BLM Carbón mantienen un factor de planta inferior a 0.30 esto a pesar de que el Ciclo Combinado BLM y el Ciclo Combinado Termo Colon hacen la re conversión a unidades de generación a base de gas natural licuado. Lo indicado puede observarse en el Grafico N° 9.27.

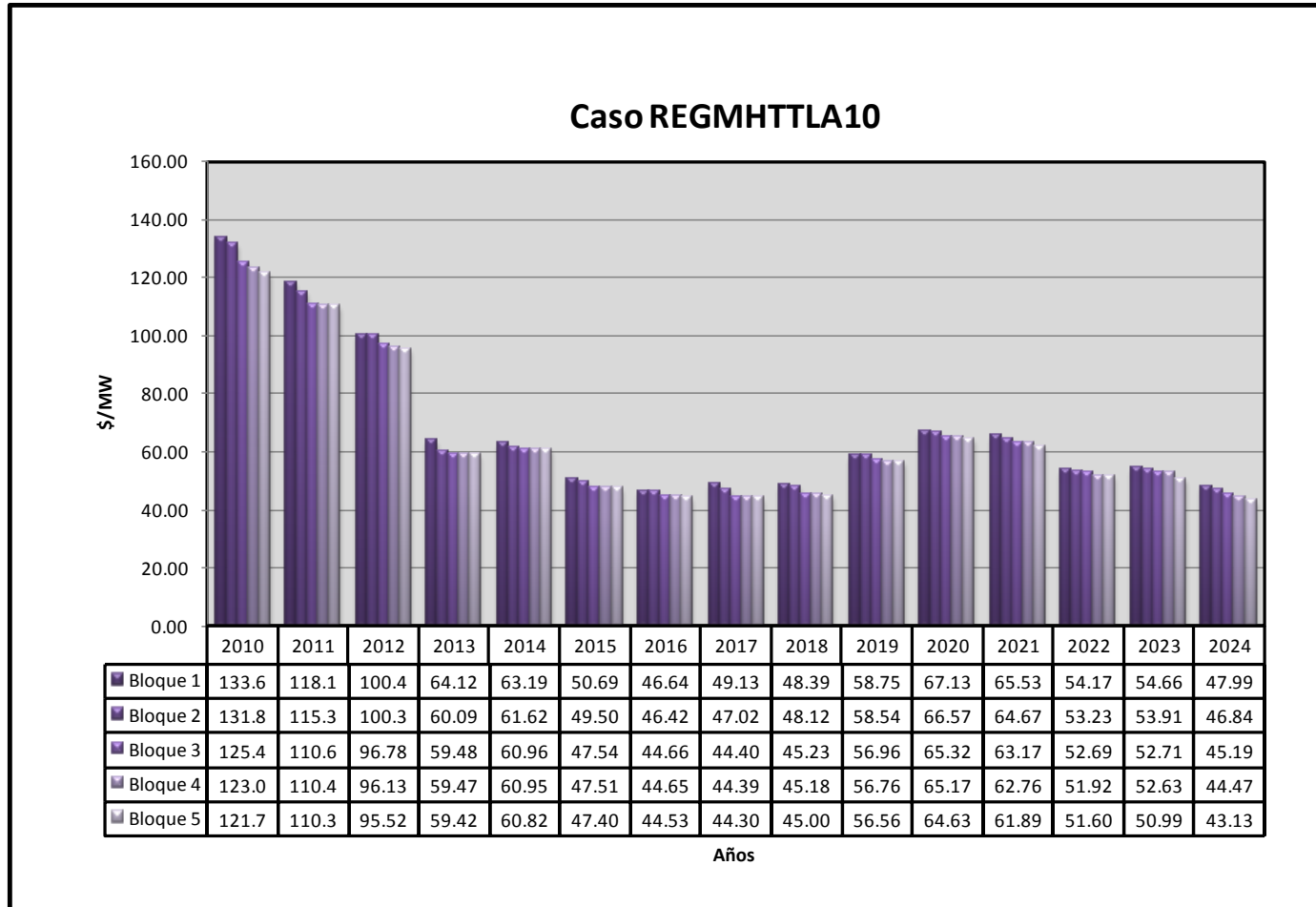
**CUADRO N° 9.9: Plan de Expansión del Caso REGMHTTLA10.**

Caso REGMHTTLA10												
AÑO	DEMANDA				OFERTA							
	Escenario Moderado (Medio)				Mes de Entrada en Operación	Proyecto	Capacidad MW			Total MW	Capacidad Instalada MW	
	Energía GWh	% Crec.	Potencia MW	% Crec.			Hidro	Termo	Eolico			
Capacidad Instalada Actual (MW)										1659.12		
2010	7076.90	0.00	1142.60	0.00	Mayo Junio Agosto Agosto Septiembre Septiembre	Paso Ancho Los Planetas 1 Macano BLM (Carbon) <sup>(1)</sup> Bajo de Mina Gualaca	5.00 4.76 3.43 56.00 25.20		120.00		94.38	1753.50
2011	7495.30	5.91	1210.10	5.91	Enero Mayo Julio Julio Octubre Diciembre	Lorena Chan I <sup>(2)</sup> Prudencia Pedregalito Eolico I E1 <sup>(3)</sup> Baitún	33.80 222.46 56.00 20.00 88.70			80.00	500.96	2254.46
2012	7931.70	5.82	1279.80	5.76	Enero Marzo Octubre Octubre Octubre Diciembre	Cochea Eolico II San Bartolo Las Perlas Norte Las Perlas Sur Mendre 2	12.50 15.25 10.00 10.00 8.00		105.00		160.75	2415.21
2013	8428.30	6.26	1359.00	6.19	Enero Enero Enero Enero Enero Enero Enero Enero Enero Febrero Abril Mayo Junio Julio	Bonyic CCGN200 Pando Monte Lirio El Alto Caldera Las Cruces Los Estrechos La Laguna RP-490 Eolico I E2 <sup>(3)</sup> Bajo Frío Tizingal Barro Blanco	31.30 32.60 51.60 68.00 4.00 9.17 10.00 9.30 9.95 56.00 4.64 28.84	200.00	70.00	585.40	3000.61	
2014	8968.40	6.41	1445.20	6.34	Enero Diciembre	San Lorenzo Potrerillo	8.12 4.17				12.29	3012.90
2015	9583.50	6.86	1543.30	6.79	Enero Enero Enero Abril	Pedregalito 2 CCGNBLM <sup>(4)</sup> CCGNTCOL <sup>(5)</sup> Tabasara II	13.00 150.00 34.53	158.00			47.53	3060.43
2016	10153.70	5.95	1634.10	5.88	Enero	El Síndigo	10.00				10.00	3070.43
2017	10750.50	5.88	1729.00	5.81	Enero	Chan II	214.00				214.00	3284.43
2018	11308.60	5.19	1817.60	5.12							0.00	3284.43
2019	11982.30	5.96	1924.60	5.89							0.00	3284.43
2020	12692.10	5.92	2037.30	5.86							0.00	3284.43
2021	13412.50	5.68	2151.60	5.61	Enero	CB 250a		250.00			250.00	3534.43
2022	14147.30	5.48	2268.00	5.41	Enero	CB 250b		250.00			250.00	3784.43
2023	14915.10	5.43	2389.50	5.36							0.00	3784.43
2024	15741.40	5.54	2520.30	5.47	Enero	CB 150a		150.00			150.00	3934.43

1 Conversión de las unidades 2, 3 y 4 de Búnker a Carbón. No adiciona capacidad al sistema.  
2 El Proyecto Chan I incluye las centrales Chan 75 y Mini Chan.  
3 Eolico I E1 corresponde a la primera etapa del proyecto. De igual forma Eolico I E2, corresponde a la segunda etapa. (Es un solo proyecto)  
4 Conversión a Gas del Ciclo Combinado de Bahía Las Minas. No adiciona capacidad al sistema.  
5 Conversión a Gas del Ciclo Combinado Termo Colon. No adiciona capacidad al sistema.  
La capacidad Instalada actual no incluye a las unidades de la Autoridad del Canal de Panamá.

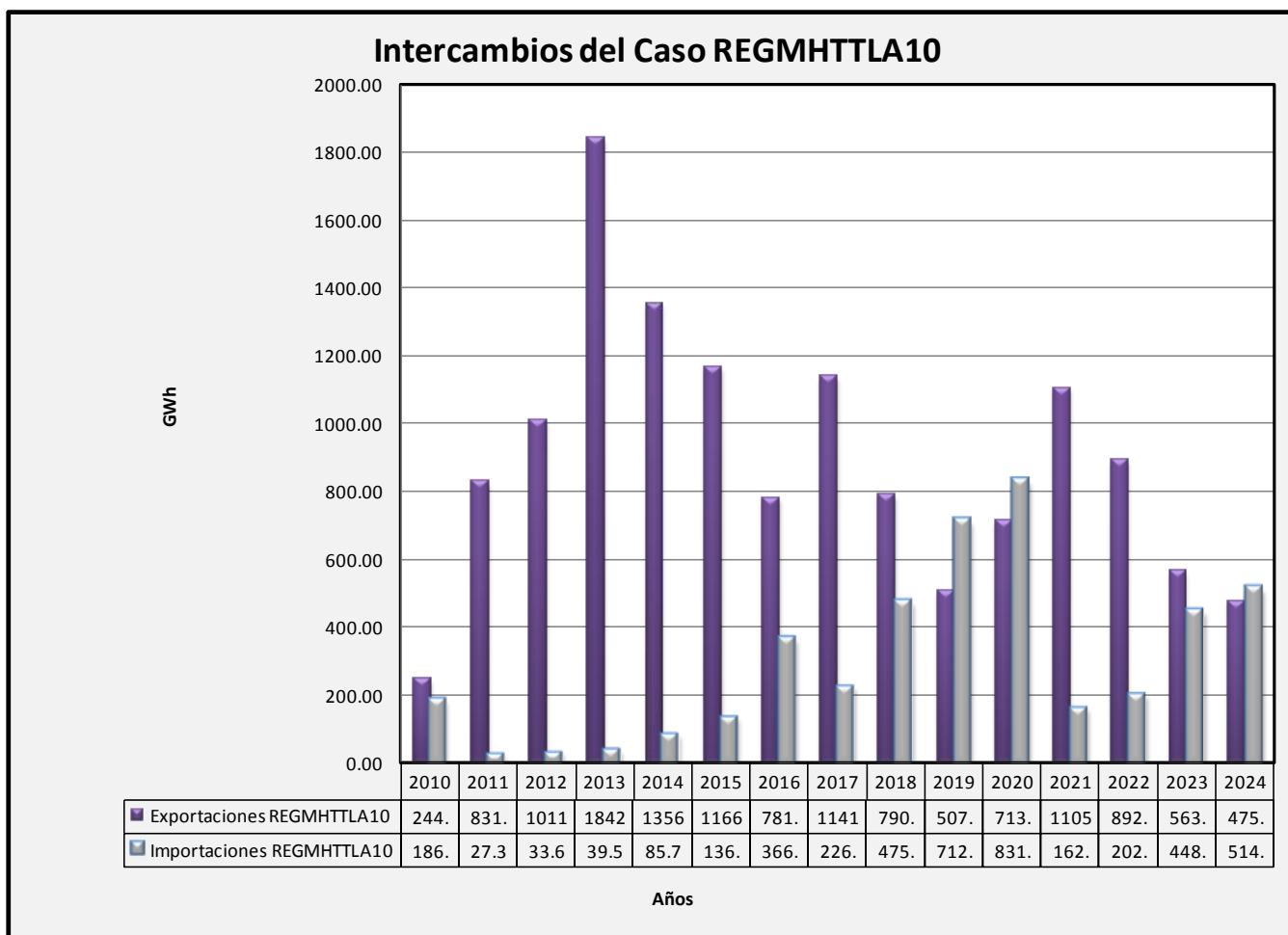
Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010

GRÁFICO N° 9.23: Costo Marginal del Caso REGMHTTLA10.



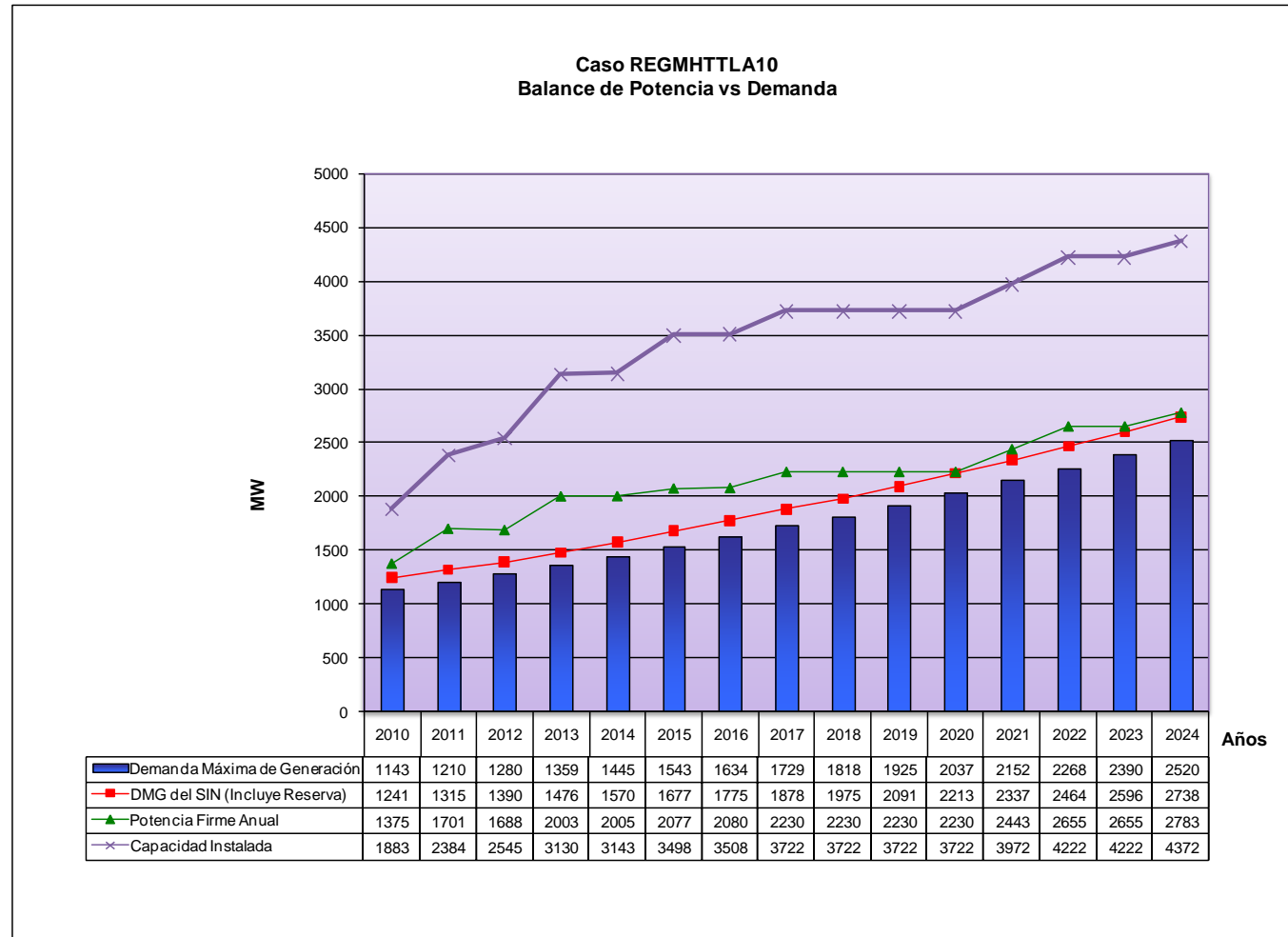
Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010

GRÁFICO N° 9.24: Intercambios entre Panamá y Costa Rica del Caso REGMHTTLA10.



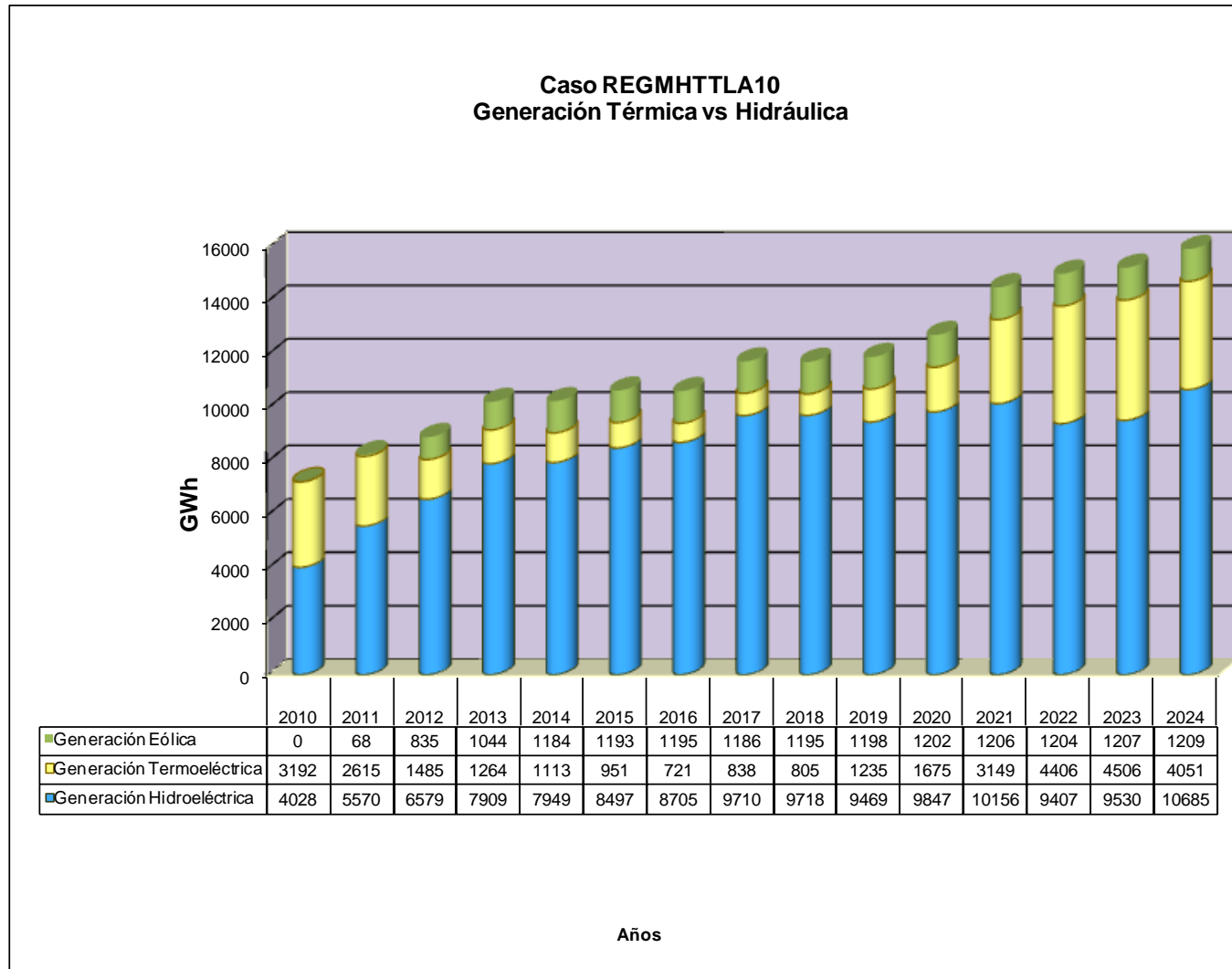
Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010

GRÁFICO N° 9.25: Balance de Potencia vs. Demanda del Caso REGMHTTLA10.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010

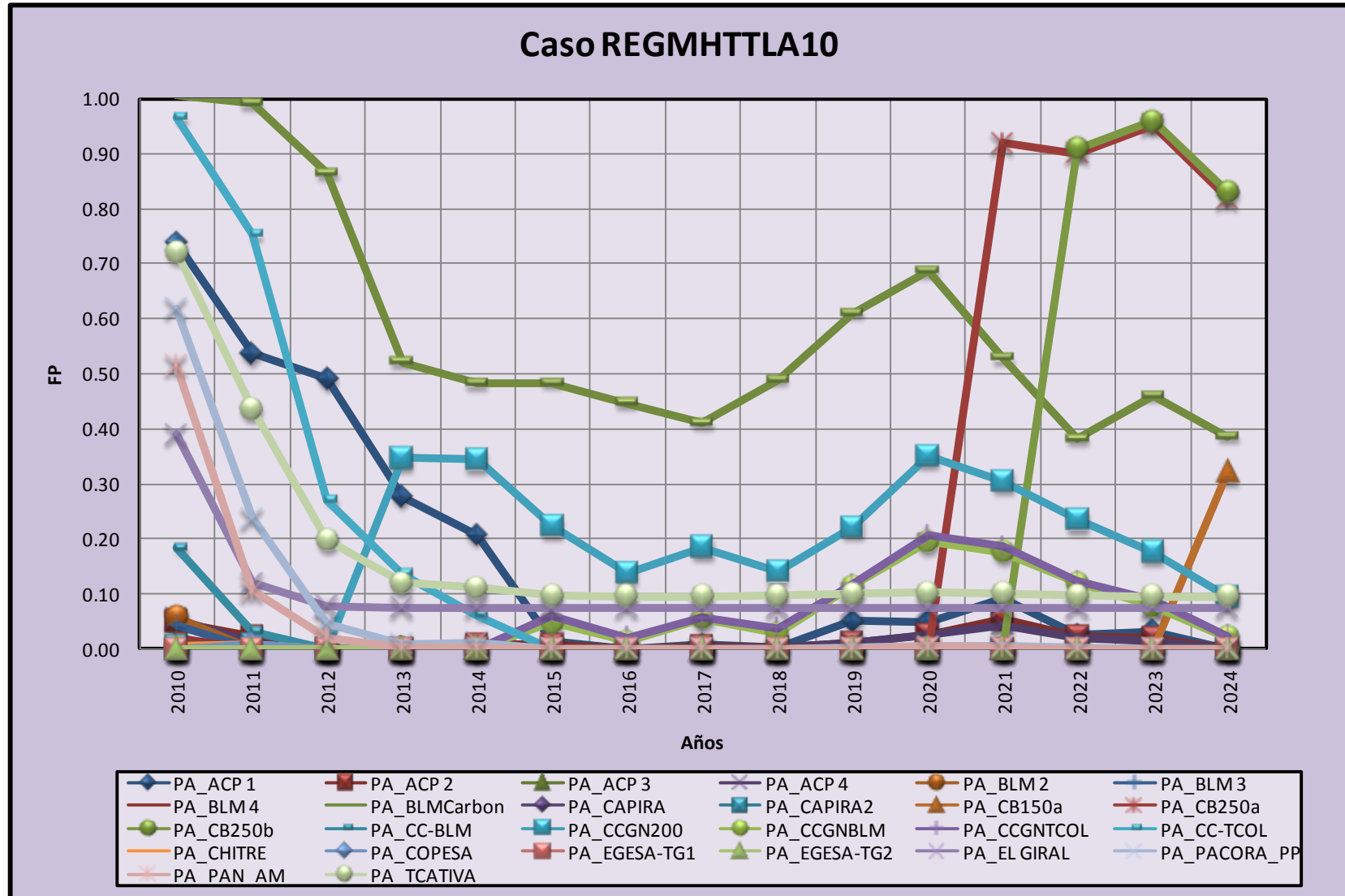
GRÁFICO N° 9.26: Generación Hidroeléctrica, Termoeléctrica y Eólica del Caso REGMHTTLA10.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010



GRÁFICO N° 9.27: Factor de Planta de las Centrales Termoeléctricas del Caso REGMHTTLA10.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010

## 9.2 INTEGRACIÓN ENERGÉTICA PANAMÁ- COLOMBIA

En vista de los estudios que se realizan para desarrollar el proyecto de interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia, se consideró un caso que involucrara dicho proyecto con la finalidad de evaluar su impacto en el comportamiento del sistema nacional. Para tal efecto, se incluyó en el caso REGMHTCB10 el inicio de operaciones del proyecto de interconexión con Colombia en el año 2014. A este nuevo caso se le denomina REGCOLMHTCB10 y los costos que genera son los siguientes:

Costo Total de Inversión: 1,916.79 M\$

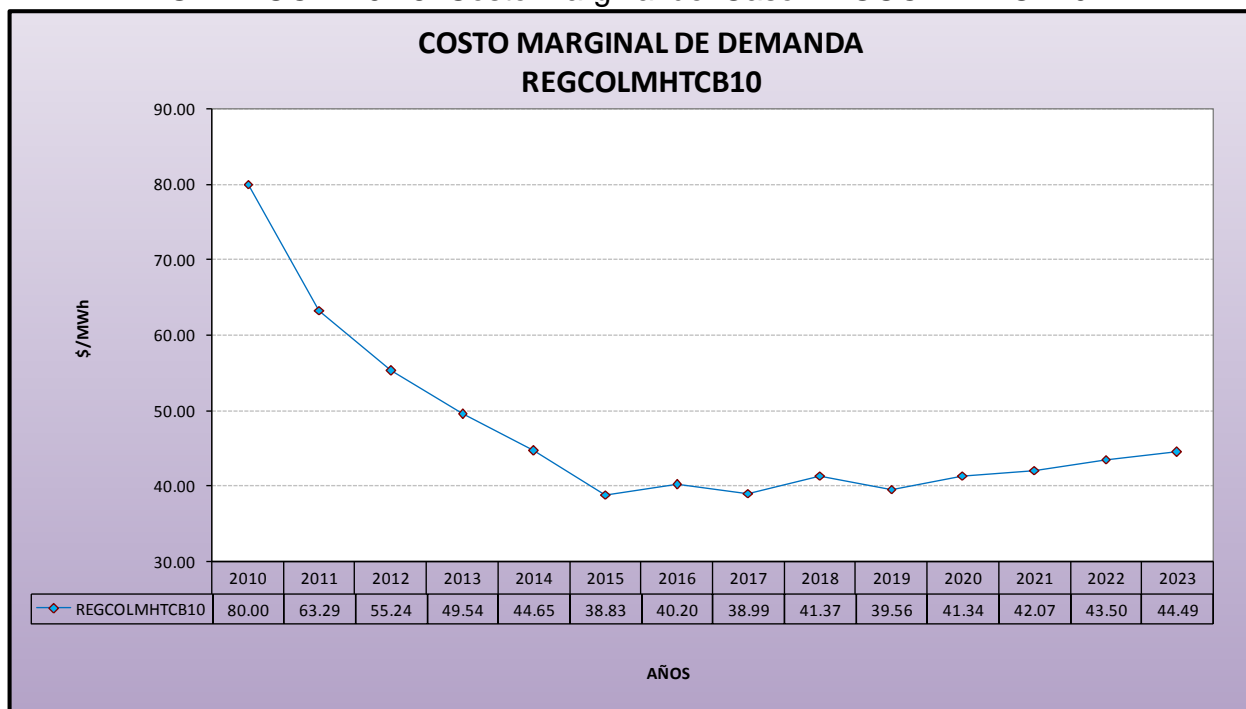
Costo de Operación: 1,101.18 M\$

Costo de Déficit: 0.00 M\$

Costo Total: 3,017.97 M\$

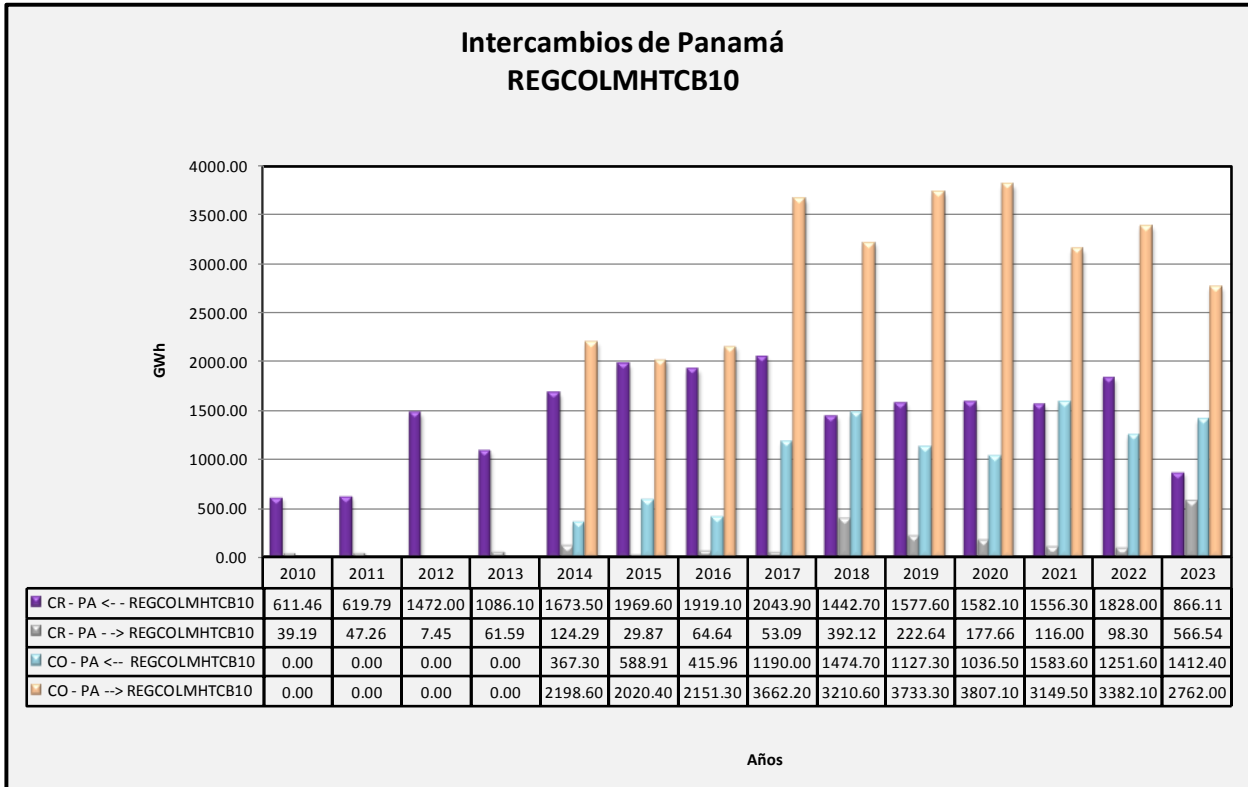
El Gráfico N° 9.28 presenta los costos marginales del caso REGCOLMHTCB10. Los costos marginales con la interconexión con Colombia experimentan una disminución de los costos marginales durante los primeros años del horizonte de estudio, a partir del año 2014 los costos marginales descienden manteniendo valores entre 35 y 45 \$/MWh el resto del periodo.. En este mismo año, Panamá importa energía desde Colombia y se incrementa la exportación de energía hacia Centroamérica vía el enlace entre Panamá y Costa Rica. Como lo muestra el Gráfico N° 9.29.

GRÁFICO N° 9.28: Costo Marginal del Caso REGCOLMHTCB10.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2010.

GRÁFICO N° 9.29: Intercambios del Caso REGCOLMHTCB10



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2010.

### 9.3 RESUMEN

En el Cuadro N° 9.10 se presentan los planes de expansión obtenidos, así como la capacidad total a instalar por año y tipo de tecnología para cada uno de los tres casos analizados. En el cuadro también se aprecia la proyección de demanda del 2010 en energía y potencia por año.

En los tres planes de expansión muestran que la mayor adición de unidades se da en los primeros cuatro años, con ligeras diferencias según el escenario, partiendo del caso REGMHTCB10 como base en el cual se adicionan 966.5 MW en el periodo fijo.<sup>83</sup> En el caso REGMHTCBEO10 se adicionan 175 MW más con respecto al caso REGMHTCB10 correspondientes a la incorporación de la segunda etapa del proyecto Eólico I y el proyecto Eólico II. El caso REGMHTTLA10 incorpora 200 MW adicionales al caso REGMHTCBEO10 debido a la entrada del gas natural licuado.

El Cuadro N° 9.11 permite realizar una comparación de los costos de los tres planes de expansión generados para el escenario de demanda medio. Tal como se indica en el punto anterior las diferencias de costos de inversión de deben a la incorporación de unidades establecidas por los escenarios ya que tanto el caso REGMHTCBEO10 (incorporación de plantas eólicas) y el REGMHTTLA10 (incorpora gas natural licuado) fueron obtenidas a partir del caso REGMHTCB10 (caso base) el cual se baso en un escenario que consideraba planta hidroeléctricas, térmicas convencionales (bunker y diesel) y carbón.

El costo de inversión del caso REGMHTTLA10 es el mayor debido a que se incorpora mayor capacidad que en los otros dos planes. El menor costo de operación lo presenta el caso REGMHTCBEO10, mientras que el mayor le pertenece al caso REGMHTCB10. El costo de déficit resulta igual para las tres alternativas. El menor costo total lo presenta el plan del caso REGMHTCB10, seguido del plan del caso REGMHTCBEO10 y el mayor costo total es el plan del caso REGMHTTLA10.

El Gráfico N° 9.30 nos permite comparar los costos marginales para los tres planes estudiados. En general, los costos marginales descienden durante los primeros años del horizonte y luego mantienen valores entre 40 y 60 \$/MWh el resto del periodo. Como puede apreciarse, los costos marginales de los casos presentan variaciones a partir de 2012, en los casos REGMHTCBEO10 y REGMHTTLA10 esto es ocasionado por la adición de 105 MW de capacidad eólica (Proyecto Eólico II), en el año 2013 se integra la segunda etapa del proyecto Eólico I (70 MW), sumado esto en el caso REGMHTTLA10 entra en operación de una planta de gas natural en este mismo año.

El Gráfico N° 9.31 permite apreciar los aportes de la generación térmica para los tres planes con demanda media. En todos los casos, la generación termoeléctrica se

<sup>83</sup> El periodo fijo para Plan de Generación del 2010 es de cuatro años. Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2010 (Pág.9).

mantiene en los dos años iniciales, para luego descender los dos años siguientes. En el periodo 2013-2019 se mantienen similares los aportes de origen termoeléctrico. Durante el periodo 2020-2023 crece la generación termoeléctrica, como consecuencia del crecimiento natural de la demanda, además de la incorporación de nueva capacidad termoeléctrica hacia el final del horizonte.

El Gráfico N° 9.32 muestra un gráfico comparativo de la generación hidroeléctrica total para los tres planes con demanda media. El comportamiento general durante los dos años iniciales del horizonte es que se mantienen los aportes hidroeléctricos. En el periodo 2011-2013, crece la generación hidroeléctrica como consecuencia de la instalación de una gran cantidad de proyectos hidroeléctricos en el primer tercio del horizonte. Luego, los aportes disminuyen en 2014 y se mantienen el resto del horizonte. Nótese que, a pesar de la adición de mayor capacidad eólica en el caso REGMHTTLA9, los aportes hidroeléctricos de este caso no distan mucho de los obtenidos en los otros dos casos.

En el Cuadro N° 9.12 se presenta la potencia firme y el porcentaje de reserva anual para cada uno de los planes y las sensibilidades evaluadas. Se puede observar que en todos ellos se supera el 10.32% de requerimiento de reserva para la confiabilidad de suministro de 2009 determinado en el Informe de Confiabilidad 2009 presentado por el Centro Nacional de Despacho.

El Cuadro N° 9.13 muestra los déficits anuales obtenidos en los distintos casos y sensibilidades, así como el costo de déficit anual para cada uno de ellos. El costo de déficit se calcula a partir de la multiplicación del costo de la energía no servida por el déficit del año.

### CUADRO N° 9.10: Planes de Expansión de los Casos con Escenario de Demanda Media.

PLANES DE EXPANSIÓN CON DEMANDA MEDIA																																				
AÑO	DEMANDA				OFERTA Caso REGMHCB10					OFERTA Caso REGMHCBEO10					OFERTA Caso REGMHCBTLA10																					
	Escenario Moderado (Medio)				Mes	Proyecto	Capacidad MW			Total MW	Capacidad Instalada MW	Mes	Proyecto	Capacidad MW			Total MW	Capacidad Instalada MW	Mes	Proyecto	Capacidad MW			Total MW	Capacidad Instalada MW											
	Energía GWh	% Crec.	Potencia MW	% Crec.			Hidro	Termo	Eolico					Hidro	Termo	Eolico					Hidro	Termo	Eolico			Hidro	Termo	Eolico								
Capacidad Instalada Actual (MW)																		1659.12																		
2010	7076.90	0.00	1142.60	0.00	May	Paso Ancho	5.00					May	Paso Ancho	5.00				May	Paso Ancho	5.00																
					Jun	Los Planetas 1	4.76					Jun	Los Planetas 1	4.76				Jun	Los Planetas 1	4.76																
					Ago	Macano	3.43					Ago	Macano	3.43				Ago	Macano	3.43																
					Sept	BLM (Carbon) <sup>(1)</sup>		120.00				Sept	BLM (Carbon) <sup>(1)</sup>		120.00			Sept	BLM (Carbon) <sup>(1)</sup>		120.00															
					Sept	Bajo de Mina	56.00					Sept	Bajo de Mina	56.00				Sept	Bajo de Mina	56.00																
					Sept	Gualaca	25.20					Sept	Gualaca	25.20				Sept	Gualaca	25.20																
2011	7495.30	5.91	1210.10	5.91	Ene	Lorena	33.80					Ene	Lorena	33.80				Ene	Lorena	33.80																
					May	Chan I <sup>(2)</sup>	222.46					May	Chan I <sup>(2)</sup>	222.46				May	Chan I <sup>(2)</sup>	222.46																
					Jul	Prudencia	56.00					Jul	Prudencia	56.00				Jul	Prudencia	56.00																
					Ago	Pedregalito	20.00					Ago	Pedregalito	20.00				Ago	Pedregalito	20.00																
					Oct	Eolico I E1 <sup>(3)</sup>			80.00			Oct	Eolico I E1 <sup>(3)</sup>			80.00		Oct	Eolico I E1 <sup>(3)</sup>			80.00														
					Dic	Baitún	88.70					Dic	Baitún	88.70				Dic	Baitún	88.70																
2012	7931.70	5.82	1279.80	5.76	Ene	Cochea	12.50					Ene	Cochea	12.50				Ene	Cochea	12.50																
					Mar	Eolico II						Mar	Eolico II		105.00			Mar	Eolico II		105.00															
					Oct	San Bartolo	15.25					Oct	San Bartolo	15.25				Oct	San Bartolo	15.25																
					Oct	Las Perlas Norte	10.00					Oct	Las Perlas Norte	10.00				Oct	Las Perlas Norte	10.00																
					Oct	Las Perlas Sur	10.00					Oct	Las Perlas Sur	10.00				Oct	Las Perlas Sur	10.00																
					Dic	Mendre 2	8.00					Dic	Mendre 2	8.00				Dic	Mendre 2	8.00																
2013	8428.30	6.26	1359.00	6.19	En	Bonyic	31.30					En	Bonyic	31.30				En	Bonyic	31.30																
					Ene	Pando	32.60					Ene	Pando	32.60				Ene	Pando	32.60		200.00														
					Ene	Monte Lirio	51.60					Ene	Monte Lirio	51.60				Ene	Monte Lirio	51.60																
					Ene	El Alto	68.00					Ene	El Alto	68.00				Ene	El Alto	68.00																
					Ene	Caldera	4.00					Ene	Caldera	4.00				Ene	Caldera	4.00																
					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	La Laguna	9.30					Ene	La Laguna	9.30				Ene	La Laguna	9.30																
					Feb	RP-490	9.95					Feb	RP-490	9.95				Feb	RP-490	9.95																
					abr	Eolico I E2 <sup>(3)</sup>						abr	Eolico I E2 <sup>(3)</sup>		70.00			abr	Eolico I E2 <sup>(3)</sup>		70.00															
					May	Bajo Frío	56.00					May	Bajo Frío	56.00				May	Bajo Frío	56.00																
					Jun	Tizingal	4.64					Jun	Tizingal	4.64				Jun	Tizingal	4.64																
					Jul	Barro Blanco	28.84					Jul	Barro Blanco	28.84				Jul	Barro Blanco	28.84																
2014	8968.40	6.41	1445.20	6.34	Ene	San Lorenzo	8.12					Ene	San Lorenzo	8.12				Ene	San Lorenzo	8.12																
					Dic	Potrerillo	4.17					Dic	Potrerillo	4.17				Dic	Potrerillo	4.17																
2015	9583.50	6.86	1543.30	6.79	Ene	Pedregalito 2	13.00					Ene	Pedregalito 2	13.00				Ene	Pedregalito 2	13.00																
					Apr	Tabasara II	34.53					Apr	Tabasara II	34.53				Apr	Tabasara II	34.53																
2016	10153.70	5.95	1634.10	5.88	Ene	El Síndigo	10.00					Ene	El Síndigo	10.00				Ene	El Síndigo	10.00																
2017	10750.50	5.88	1729.00	5.81	Ene	Chan II	214.00					Ene	Chan II	214.00				Ene	Chan II	214.00																
2018	11308.60	5.19	1817.60	5.12																																
2019	11982.30	5.96	1924.60	5.89	Ene	CB 250a			250.00			Ene	CB 250a			250.00		Ene	CB 250a																	
2020	12692.10	5.92	2037.30	5.86	Ene	CB 250b			250.00			Ene	CB 250b			250.00		Ene	CB 250b																	
2021	13412.50	5.68	2151.60	5.61	Ene	CB 250c			250.00			Ene	CB 250c			250.00		Ene	CB 250c																	
2022	14147.30	5.48	2268.00	5.41																																
2023	14915.10	5.43	2389.50	5.36																																
2024	15741.40	5.54	2520.30	5.47	Ene	CB 150a			150.00			Ene	CB 150a			150.00		Ene	CB 150a																	

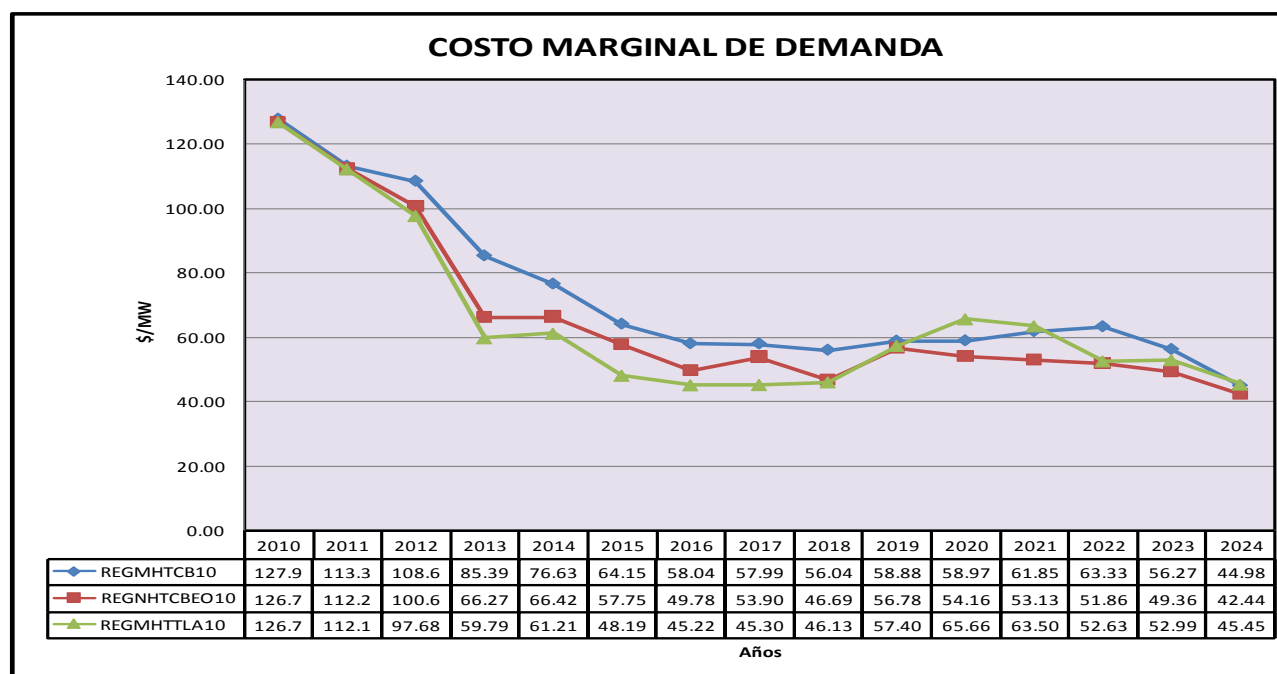
1 Conversión de las unidades 2, 3 y 4 de Búnker a Carbón. No adiciona capacidad al sistema.  
2 El Proyecto Chan I incluye las centrales Chan 75 y Mini Chan.  
3 Eolico I E1 corresponde a la primera etapa del proyecto. De igual forma Eolico I E2, corresponde a la segunda etapa. (Es un solo proyecto)  
4 Conversión a Gas del Ciclo Combinado de Bahía Las Minas. No adiciona capacidad al sistema.  
5 Conversión a Gas del Ciclo Combinado Termo Colon. No adiciona capacidad al sistema.  
La capacidad Instalada actual no incluye a las unidades de la Autoridad del Canal de Panamá.

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010

CUADRO N° 9.11: Resumen de los costos de los planes de expansión del escenario de demanda medio.

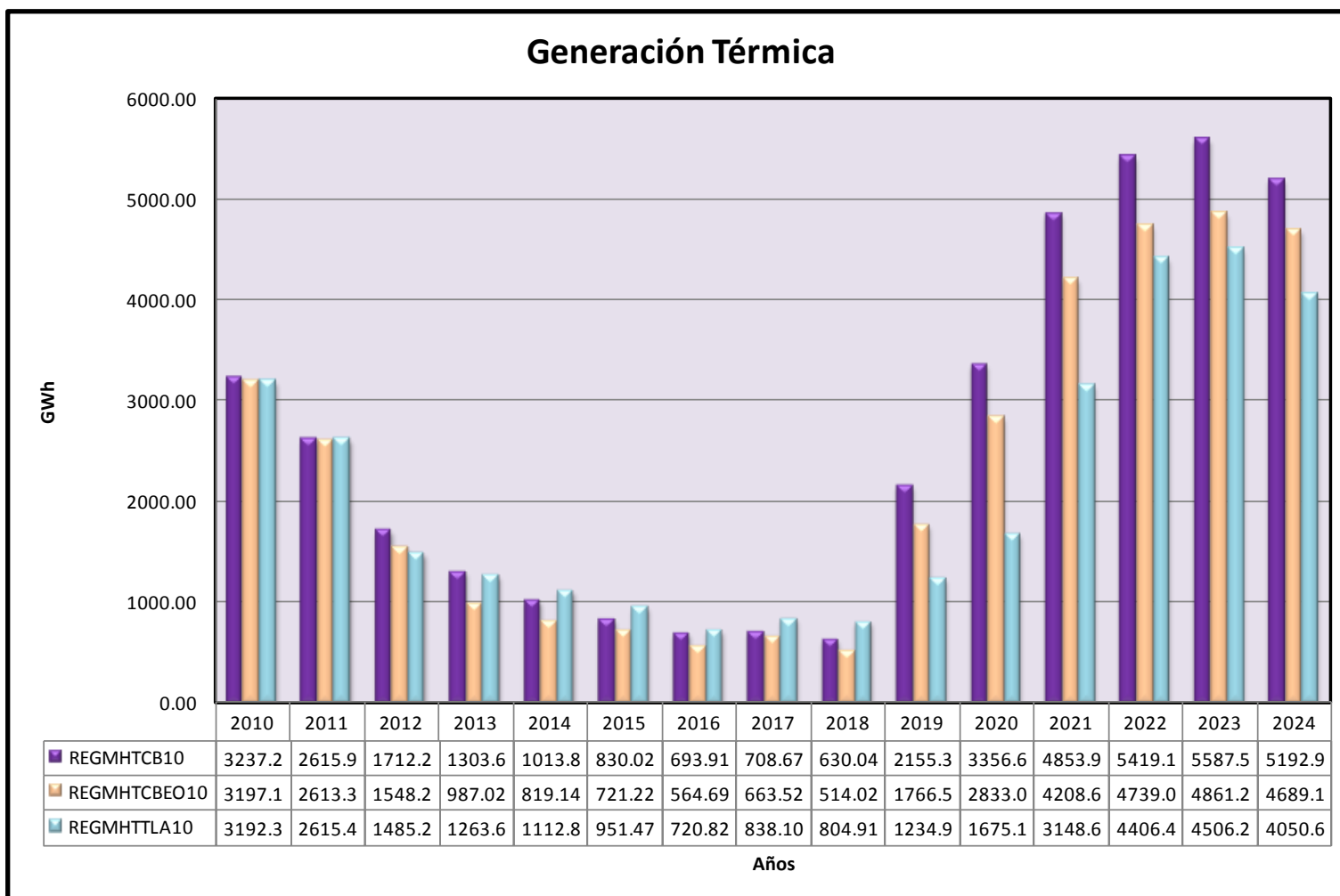
CASOS	COSTO DE INVERSIÓN (Mill.\$)	COSTO DE OPERACIÓN (Mill.\$)	COSTO DE DÉFICIT (Mill.\$)	TOTAL
REGMHTCB10	1,916.79	1,111.75	0.000	<b>3,028.54</b>
REGMHTCBEO10	2,181.49	1,043.60	0.000	<b>3,225.09</b>
REGMHTTLA10	2,211.52	1,096.94	0.000	<b>3,308.46</b>

GRÁFICO N° 9.30: Resumen de costos marginales de los casos del escenario de demanda medio.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010.

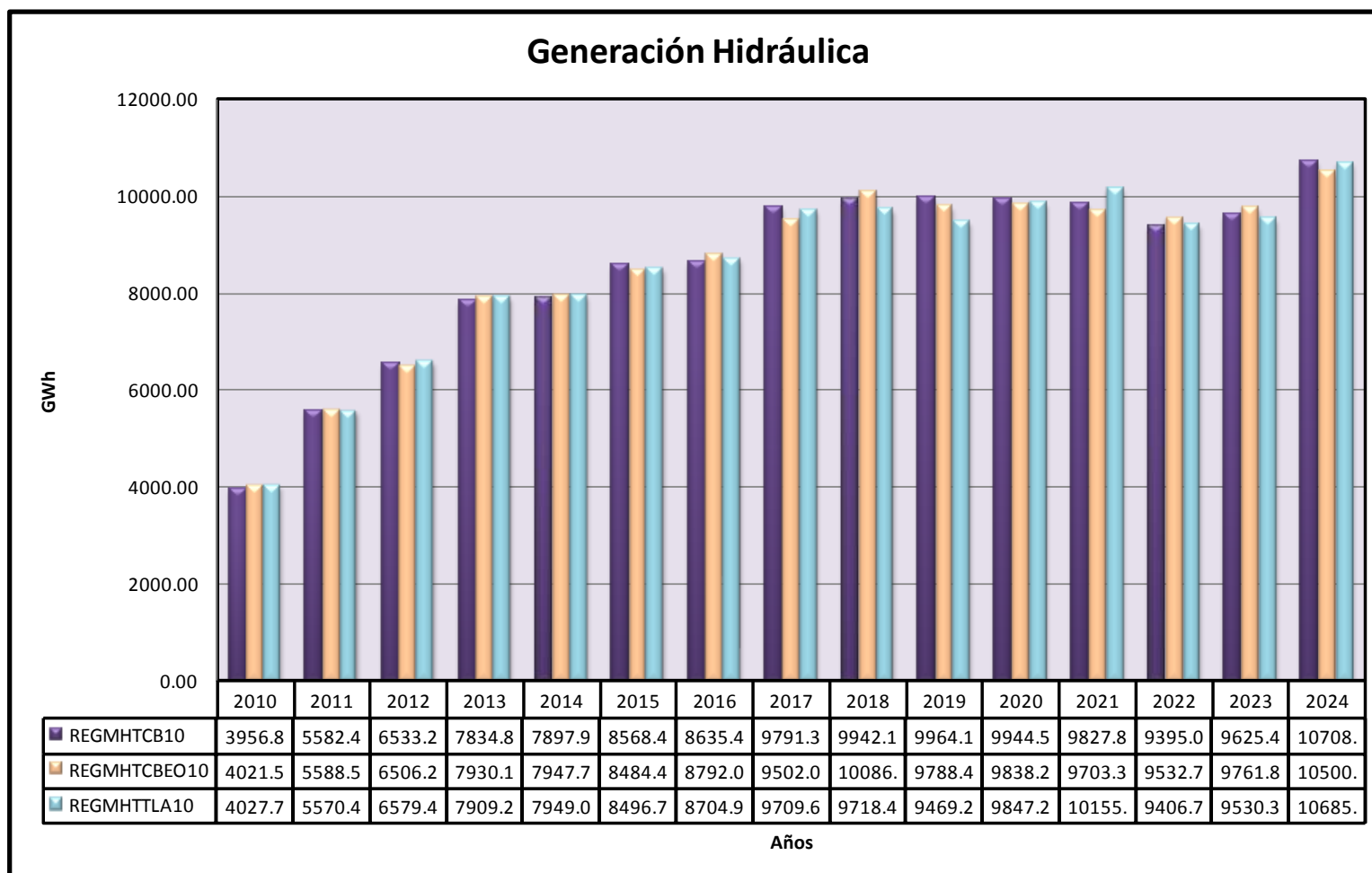
GRÁFICO N° 9.31: Resumen de Generación Térmica Total de los Escenarios de Demanda Media.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010.



GRÁFICO N° 9.32: Resumen de Generación Hidráulica Total de los Escenarios de Demanda Media.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010.

**CUADRO N° 9.12: Resumen de Balance de Potencia Caso REGMHTCB9 y sus Sensibilidades.**

Año	REGMHTCB10				REGMHTCB10A		REGMHTCB10B		REGMHTCB10C		REGMHTCB10D		REGMHTCB10E		REGMHTCB10F	
	DMG	POTENCIA FIRME	BALANCE	RESERVA	POTENCIA FIRME	RESERVA	POTENCIA FIRME	RESERVA	POTENCIA FIRME	RESERVA	POTENCIA FIRME	RESERVA	POTENCIA FIRME	RESERVA	POTENCIA FIRME	RESERVA
2010	1142.60	1375.01	232.41	20.3%	1375.01	20.3%	1349.81	18.1%	1319.01	15.4%	1375.01	20.3%	1375.01	20.3%	1375.01	20.3%
2011	1210.10	1700.60	490.50	40.5%	1478.14	22.2%	1644.60	35.9%	1611.90	33.2%	1700.60	40.5%	1700.60	40.5%	1700.60	40.5%
2012	1279.80	1687.95	408.15	31.9%	1687.95	31.9%	1687.95	31.9%	1619.95	26.6%	1687.95	31.9%	1687.95	31.9%	1687.95	31.9%
2013	1359.00	1832.95	473.95	34.9%	1832.95	34.9%	1832.95	34.9%	1832.95	34.9%	1719.91	26.6%	1832.95	34.9%	1832.95	34.9%
2014	1445.20	1834.85	389.65	27.0%	1834.85	27.0%	1834.85	27.0%	1834.85	27.0%	1834.85	27.0%	1834.85	27.0%	1834.85	27.0%
2015	1543.30	1851.40	308.10	20.0%	1851.40	20.0%	1851.40	20.0%	1851.40	20.0%	1851.40	20.0%	1851.40	20.0%	1851.40	20.0%
2016	1634.10	1854.90	220.80	13.5%	1854.90	13.5%	1854.90	13.5%	1854.90	13.5%	1854.90	13.5%	1854.90	13.5%	1854.90	13.5%
2017	1729.00	2005.28	276.28	16.0%	2005.28	16.0%	2005.28	16.0%	2005.28	16.0%	2005.28	16.0%	2005.28	16.0%	2005.28	16.0%
2018	1817.60	2005.28	187.68	10.3%	2005.28	10.3%	2005.28	10.3%	2005.28	10.3%	2005.28	10.3%	2005.28	10.3%	2005.28	10.3%
2019	1924.60	2217.78	293.18	15.2%	2217.78	15.2%	2217.78	15.2%	2217.78	15.2%	2217.78	15.2%	2217.78	15.2%	2217.78	15.2%
2020	2037.30	2430.28	392.98	19.3%	2430.28	19.3%	2430.28	19.3%	2430.28	19.3%	2430.28	19.3%	2430.28	19.3%	2430.28	19.3%
2021	2151.60	2642.78	491.18	22.8%	2642.78	22.8%	2642.78	22.8%	2642.78	22.8%	2642.78	22.8%	2642.78	22.8%	2642.78	22.8%
2022	2268.00	2642.78	374.78	16.5%	2642.78	16.5%	2642.78	16.5%	2642.78	16.5%	2642.78	16.5%	2642.78	16.5%	2642.78	16.5%
2023	2389.50	2642.78	253.28	10.6%	2642.78	10.6%	2642.78	10.6%	2642.78	10.6%	2642.78	10.6%	2642.78	10.6%	2642.78	10.6%
2024	2520.30	2770.28	249.98	9.0%	2770.28	9.0%	2770.28	9.0%	2770.28	9.0%	2770.28	9.0%	2770.28	9.0%	2770.28	9.0%

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010.



## Capítulo 10: Planes de Expansión de Demanda Alta

En este capítulo se analizan los mismos casos presentados anteriormente en este documento, pero considerando la hipótesis de que ocurre el escenario de demanda alta. Los planes a considerarse recibirán los siguientes nombres:

- CASO N° 1: Demanda Alta Hidro-térmico considerando Carbón dentro de un escenario regional (REGAHTCB10).
- CASO N° 2: Demanda Alta Hidro-térmico considerando Carbón y fuentes eólicas dentro de un escenario regional (REGAHTCBEO10).
- CASO N° 3: Demanda Alta Hidro-térmico considerando carbón, gas natural licuado y eólica dentro de un escenario regional (REGAHTTLA10).

Al suponer la ocurrencia de este escenario de demanda alta, se modificarán los planes debido a la necesidad de atraso o adelanto de algunos proyectos a requerimiento para mantener un plan de mínimo costo que satisfaga los criterios de confiabilidad y demanda. En el Cuadro N° 10.1 se presentan los planes obtenidos a raíz de esta condición.

CUADRO N° 10.1: Planes de Expansión para el Escenario de Demanda Alta.

PLANES DE EXPANSIÓN CON DEMANDA ALTA																																								
AÑO	DEMANDA				OFERTA Caso REGAHTCB10						OFERTA Caso REGAHTCBEO10						OFERTA Caso REGAHTTLA10																							
	Escenario Optimista (Alta)				Mes	Proyecto	Capacidad MW			Total MW	Capacidad Instalada MW	Mes	Proyecto	Capacidad MW			Total MW	Capacidad Instalada MW	Mes	Proyecto	Capacidad MW			Total MW	Capacidad Instalada MW															
	Energía GWh	% Crec.	Potencia MW	% Crec.			Hidro	Termo	Eolico					Hidro	Termo	Eolico					Hidro	Termo	Eolico			Hidro	Termo	Eolico												
Capacidad Instalada Actual (MW)																				1659.12																				
2010	7065.70	0.00	1140.80	0.00	May	Paso Ancho	5.00					May	Paso Ancho	5.00				May	Paso Ancho	5.00																				
					Jun	Los Planetas 1	4.76					Jun	Los Planetas 1	4.76				Jun	Los Planetas 1	4.76																				
					Ago	Macano	3.43					Ago	Macano	3.43				Ago	Macano	3.43																				
					Ago	BLM (Carbon) (1)		120.00				Ago	BLM (Carbon) (1)		120.00			Ago	BLM (Carbon) (1)		120.00																			
					Sept	Bajo de Mina	56.00					Sept	Bajo de Mina	56.00				Sept	Bajo de Mina	56.00																				
					Sept	Gualaca	25.20					Sept	Gualaca	25.20				Sept	Gualaca	25.20																				
2011	7513.70	6.34	1213.10	6.34	Ene	Lorena	33.80					Ene	Lorena	33.80				Ene	Lorena	33.80																				
					May	Chan I (2)	222.46					May	Chan I (2)	222.46				May	Chan I (2)	222.46																				
					Jul	Prudencia	56.00					Jul	Prudencia	56.00				Jul	Prudencia	56.00																				
					Ago	Pedregalito	20.00					Ago	Pedregalito	20.00				Ago	Pedregalito	20.00																				
					Oct	Eolico I E1 (3)			80.00			Oct	Eolico I E1 (3)			80.00		Oct	Eolico I E1 (3)			80.00																		
					Dic	Baitún	88.70					Dic	Baitún	88.70				Dic	Baitún	88.70																				
2012	7969.60	6.07	1285.90	6.00	Ene	Cochea	12.50					Ene	Cochea	12.50		105.00		Ene	Cochea	12.50																				
					Mar	Eolico II						Mar	Eolico II					Mar	Eolico II																					
					Oct	San Bartolo	15.25					Oct	San Bartolo	15.25				Oct	San Bartolo	15.25																				
					Oct	Las Perlas Norte	10.00					Oct	Las Perlas Norte	10.00				Oct	Las Perlas Norte	10.00																				
					Oct	Las Perlas Sur	10.00					Oct	Las Perlas Sur	10.00				Oct	Las Perlas Sur	10.00																				
					Dic	Mendre 2	8.00					Dic	Mendre 2	8.00				Dic	Mendre 2	8.00																				
2013	8479.70	6.40	1367.30	6.33	En	Bonyic	31.30					En	Bonyic	31.30				En	Bonyic	31.30																				
					Ene	Pando	32.60					Ene	Pando	32.60				Ene	Pando	32.60		200.00																		
					Ene	Monte Lirio	51.60					Ene	Monte Lirio	51.60				Ene	Monte Lirio	51.60																				
					Ene	El Alto	68.00					Ene	El Alto	68.00				Ene	El Alto	68.00																				
					Ene	Caldera	4.00					Ene	Caldera	4.00				Ene	Caldera	4.00																				
					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	La Laguna	9.30					Ene	La Laguna	9.30				Ene	La Laguna	9.30																				
					Ene	RP-490	9.95					Ene	RP-490	9.95				Ene	RP-490	9.95																				
					abr	Eolico I E2 (3)						abr	Eolico I E2 (3)			70.00		abr	Eolico I E2 (3)																					
					May	Bajo Frío	56.00					May	Bajo Frío	56.00				May	Bajo Frío	56.00																				
					Jun	Tizingal	4.64					Jun	Tizingal	4.64				Jun	Tizingal	4.64																				
					Jul	Barro Blanco	28.84					Jul	Barro Blanco	28.84				Jul	Barro Blanco	28.84																				
2014	9027.90	6.46	1454.80	6.40	Ene	San Lorenzo	8.12					Ene	San Lorenzo	8.12				Ene	San Lorenzo	8.12																				
					Dic	Potrerillo	4.17					Dic	Potrerillo	4.17				Dic	Potrerillo	4.17																				
2015	9667.60	7.09	1556.90	7.02	Ene	Pedregalito 2	13.00					Ene	Pedregalito 2	13.00				Ene	Pedregalito 2	13.00																				
					abr	Tabasara II	34.53					abr	Tabasara II	34.53				abr	Tabasara II	34.53		158.00	150.00																	
2016	10260.60	6.13	1651.30	6.06	Ene	El Síndigo	10.00					Ene	El Síndigo	10.00				Ene	El Síndigo	10.00																				
2017	10870.40	5.94	1748.40	5.88	Ene	Chan II	214.00					Ene	Chan II	214.00				Ene	Chan II	214.00																				
2018	11427.10	5.12	1836.60	5.04																																				
2019	12117.20	6.04	1946.30	5.97	Ene	CB 250a		250.00				Ene	CB 250a		250.00			Ene	CB 250a		250.00																			
2020	12843.10	5.99	2061.60	5.92	Ene	CB 250b		250.00				Ene	CB 250b		250.00			Ene	CB 250b		250.00																			
2021	13581.20	5.75	2178.60	5.68	Ene	CB 250c		250.00				Ene	CB 250c		250.00			Ene	CB 250c		250.00																			
2022	14342.70	5.61	2299.30	5.54																																				
2023	15144.00	5.59	2426.20	5.52																																				
2024	16002.90	5.67	2562.20	5.61	Ene	CB 150a		150.00				Ene	CB 150a		150.00			Ene	CB 150a		150.00																			

1 Conversión de las unidades 2, 3 y 4 de Búnker a Carbón. No adiciona capacidad al sistema.  
2 El Proyecto Chan I incluye las centrales Chan 75 y Mini Chan.  
3 Eolico I E1 corresponde a la primera etapa del proyecto. De igual forma Eolico I E2, corresponde a la segunda etapa. (Es un solo proyecto)  
4 Conversión a Gas del Ciclo Combinado de Bahía Las Minas. No adiciona capacidad al sistema.  
5 Conversión a Gas del Ciclo Combinado Termo Colon. No adiciona capacidad al sistema.  
La capacidad Instalada actual no incluye a las unidades de la Autoridad del Canal de Panamá.

## Caso REGAHTCB10

El costo del plan generado para este caso, se desglosa como siguen:

Costo total de inversión: 1,916.79 M\$

Costo de operación: 1,121.93 M\$

Costo de déficit: 0 M\$

Costo total: 3,038.72 M\$

El costo de inversión no sufre ningún cambio ya que el plan de expansión de generación permanece igual que en el caso de demanda media como se aprecia en el Cuadro 10.2, esto se debe a que la diferencia que existe entre la demanda media y la demanda alta no es muy significativa. Dado este resultado el costo marginal de demanda tendría el mismo comportamiento que en el caso de demanda media ya que se estaría despachando las mismas plantas. En el Grafico N° 10.1 se puede apreciar la similitud que tienen ambos casos.

El Grafico N° 10.2, muestra los intercambios entre Panamá y Centroamérica, donde para el periodo de estudio se ve una pequeña diferencia en la exportaciones e importaciones para los primeros años, no es hasta el año 2016-2019 que se muestra un aumento en las importaciones entre 7.1-9.8% comportamiento que se refleja a causa del crecimiento de la demanda en comparación con la demanda media, pero a pesar de esto Panamá mantendría su posición de exportador de energía.

### CUADRO N° 10.2: Plan del caso REGAHTCB10

Caso REGAHTCB10																		
AÑO	DEMANDA				REGMHTCB10					REGAHTCB10								
	Escenario Optimista (Alta)				Mes de Entrada en Operación	Proyecto	Capacidad MW			Total MW	Capacidad Instalada MW	Mes de Entrada en Operación	Proyecto	Capacidad MW			Total MW	Capacidad Instalada MW
	Energía GWh	% Crec.	Potencia MW	% Crec.			Hidro	Termo	Eolico					Hidro	Termo	Eolico		
Capacidad Instalada Actual (MW)													1659.12					
2010	7065.70	0.00	1140.80	0.00	Mayo	Paso Ancho	5.00					Mayo	Paso Ancho	5.00				
					Junio	Los Planetas 1	4.76					Junio	Los Planetas 1	4.76				
					Agosto	Macano	3.43			94.38	1753.50	Agosto	Macano	3.43			94.38	
					Agosto	BLM (Carbon) <sup>(1)</sup>		120.00				Agosto	BLM (Carbon) <sup>(1)</sup>		120.00			
					Septiembre	Bajo de Mina	56.00					Septiembre	Bajo de Mina	56.00				
					Septiembre	Gualaca	25.20					Septiembre	Gualaca	25.20				
2011	7513.70	6.34	1213.10	6.34	Enero	Lorena	33.80					Enero	Lorena	33.80				
					Mayo	Chan I <sup>(2)</sup>	222.46					Mayo	Chan I <sup>(2)</sup>	222.46				
					Julio	Prudencia	56.00			500.96	2254.46	Julio	Prudencia	56.00			500.96	
					Julio	Pedregalito	20.00					Julio	Pedregalito	20.00				
					Octubre	Toabré I <sup>(3)</sup>		80.00				Octubre	Eolico I E1 <sup>(3)</sup>		80.00			
					Diciembre	Baltún	88.70					Diciembre	Baltún	88.70				
2012	7969.60	6.07	1285.90	6.00	Enero	Cochea	12.50					Enero	Cochea	12.50				
					Octubre	San Bartolo	15.25					Octubre	San Bartolo	15.25				
					Octubre	Las Perlas Norte	10.00			55.75	2310.21	Octubre	Las Perlas Norte	10.00			55.75	
					Octubre	Las Perlas Sur	10.00					Octubre	Las Perlas Sur	10.00				
					Diciembre	Mendre 2	8.00					Diciembre	Mendre 2	8.00				
2013	8479.70	6.40	1367.30	6.33	Enero	Bonyic	31.30					Enero	Bonyic	31.30				
					Enero	Pando	32.60					Enero	Pando	32.60				
					Enero	Monte Lirio	51.60					Enero	Monte Lirio	51.60				
					Enero	El Alto	68.00					Enero	El Alto	68.00				
					Enero	Caldera	4.00					Enero	Caldera	4.00				
					Enero	Las Cruces	9.17			315.40	2625.61	Enero	Las Cruces	9.17			315.40	
					Enero	Los Estrechos	10.00					Enero	Los Estrechos	10.00				
					Enero	La Laguna	9.30					Enero	La Laguna	9.30				
					Febrero	RP-490	9.95					Febrero	RP-490	9.95				
					Mayo	Bajo Frio	56.00					Mayo	Bajo Frio	56.00				
					Junio	Tizingal	4.64					Junio	Tizingal	4.64				
					Julio	Barro Blanco	28.84					Julio	Barro Blanco	28.84				
2014	9027.90	6.46	1454.80	6.40	Enero	San Lorenzo	8.12			12.29	2637.90	Enero	San Lorenzo	8.12			12.29	
					Diciembre	Potrerillo	4.17					Diciembre	Potrerillo	4.17				
2015	9667.60	7.09	1556.90	7.02	Enero	Pedregalito 2	13.00			47.53	2685.43	Enero	Pedregalito 2	13.00			47.53	
					Abril	Tabasara II	34.53					Abril	Tabasara II	34.53				
2016	10260.60	6.13	1651.30	6.06	Enero	El Síndigo	10.00			10.00	2695.43	Enero	El Síndigo	10.00			10.00	
2017	10871.40	5.95	1748.40	5.88	Enero	Chan II	214.00			214.00	2909.43	Enero	Chan II	214.00			214.00	
2018	11427.10	5.11	1836.60	5.04						0.00	2909.43						0.00	
2019	12117.20	6.04	1946.30	5.97	Enero	CB 250a		250.00		250.00	3159.43	Enero	CB 250a		250.00		250.00	
2020	12843.10	5.99	2061.60	5.92	Enero	CB 250b		250.00		250.00	3409.43	Enero	CB 250b		250.00		250.00	
2021	13581.20	5.75	2178.60	5.68	Enero	CB 250c		250.00		250.00	3659.43	Enero	CB 250c		250.00		250.00	
2022	14342.70	5.61	2299.30	5.54						0.00	3659.43						0.00	
2023	15144.00	5.59	2426.20	5.52						0.00	3659.43						0.00	
2024	16002.90	5.67	2562.20	5.61	Enero	CB 150a		150.00		150.00	3809.43	Enero	CB 150a		150.00		150.00	

1 Conversión de las unidades 2, 3 y 4 de Bünker a Carbón. No adiciona capacidad al sistema.

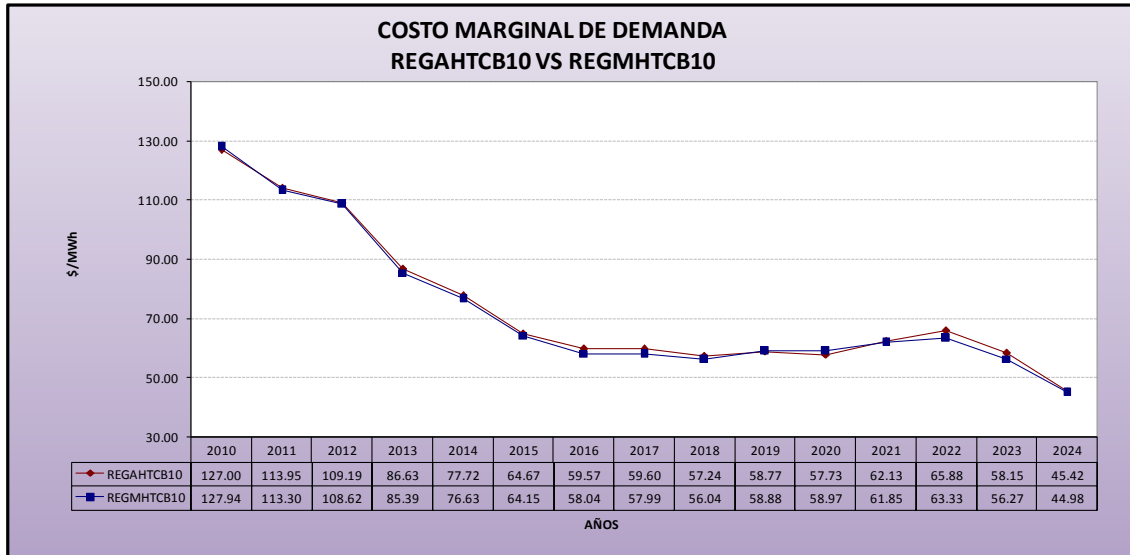
2 El Proyecto Chan I incluye las centrales Chan 75 y Mini Chan.

3 Eolico I E1 corresponde a la primera etapa del proyecto. De igual forma Eolico I E2, corresponde a la segunda etapa. (Es un solo proyecto)

La capacidad instalada actual no incluye a las unidades de la Autoridad del Canal de Panamá.

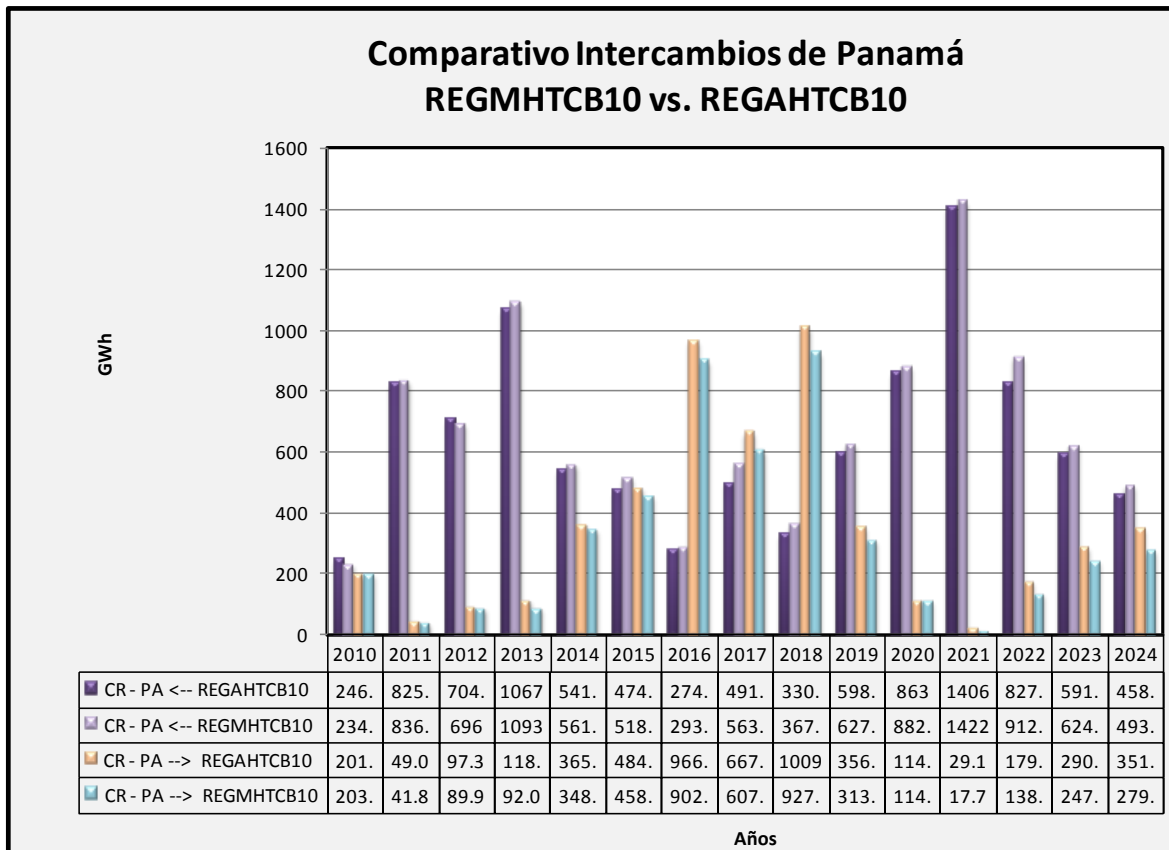
Fuente: ETESA. Revisión del plan de expansión del 2010

GRAFICO N° 10.1: Costos Marginales de los casos REGMHTCB10 y REGAHTCB10



Fuente: ETESA. Revisión del plan de expansión del 2010.

GRAFICO N° 10.2: Intercambios de los casos REGMHTCB10 y REGAHTCB10



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión de 2010.



## CASO REGAHTCBEO10

Los costos totales correspondientes al plan obtenido para este caso con demanda alta son como sigue:

Costo Total de Inversión: 2,181.49 M\$

Costo de Operación: 1,053.52 M\$

Costo de Déficit: 0.00 M\$

Costo Total: 3,235.01 M\$

El cuadro N° 10.3, muestra el plan de expansión de generación para el caso de demanda alta con energía considerando además de fuentes de energía convencionales, fuentes eólicas.

Gráfico N° 10.3, presenta el comparativo de los costos marginales. Se observa que para el horizonte de estudio los costos marginales del caso de demanda media se mantienen inferiores como era de esperarse, ya que un aumento en la demanda implica una mayor participación de generadoras termoeléctricas obteniendo costos marginales superiores.

Cabe señalar que este efecto no es muy significativo debido a la gran cantidad de centrales hidroeléctricas (1170 MW) y eólicas (80 MW) durante el periodo 2010 al 2017 (Tanto en el caso original como en la sensibilidad) instaladas en el sistema.

En el Gráfico N° 10.4, se muestra el comparativo de intercambios para ambos planes de expansión. Obsérvese como para todo el periodo, tanto las exportaciones como las importaciones del caso de demanda alta presentan menores a los obtenidos en el caso de demanda media, ya parte de la energía que antes se exportaba se queda en el país, aumentando la participación de centrales térmicas, producto del aumento en la demanda.

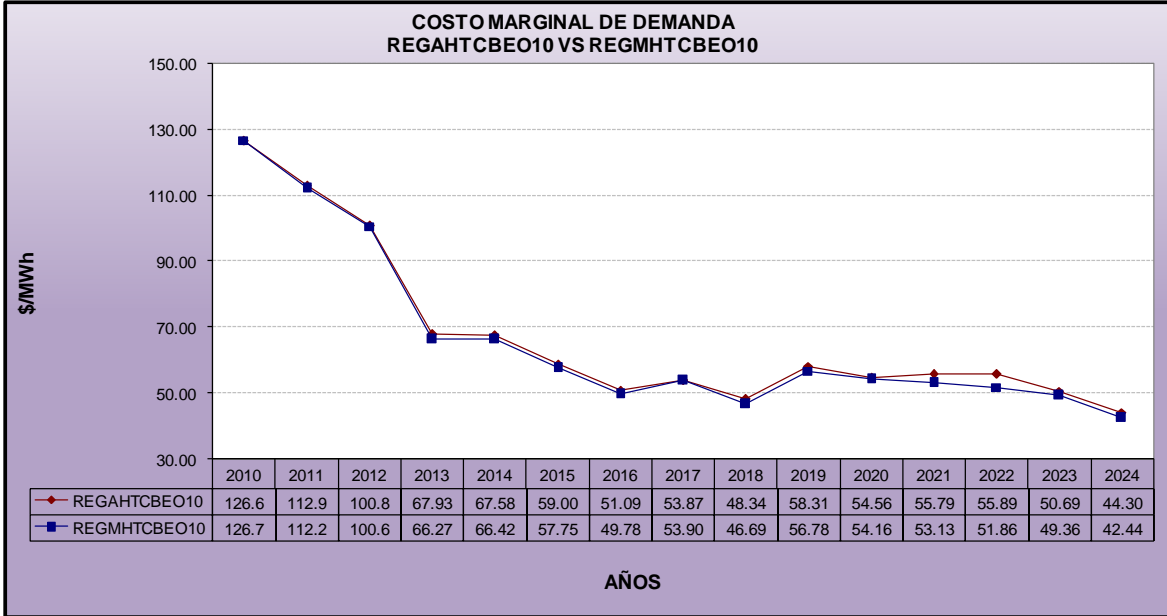
### CUADRO N° 10.3: Plan del caso REGAHTCBE010

Caso REGAHTCBE010																		
AÑO	DEMANDA				REGMHTCBE010					REGAHTCBE010								
	Escenario Optimista (Alta)				Mes de Entrada en Operación	Proyecto	Capacidad MW			Total MW	Capacidad Instalada MW	Mes de Entrada en Operación	Proyecto	Capacidad MW			Total MW	Capacidad Instalada MW
	Energía GWh	% Crec.	Potencia MW	% Crec.			Hidro	Termo	Eolico					Hidro	Termo	Eolico		
<b>Capacidad Instalada Actual (MW)</b>																		
																	1659.12	
2010	7065.70	0.00	1140.80	0.00	Mayo	Paso Ancho	5.00					Mayo	Paso Ancho	5.00				
					Junio	Los Planetas 1	4.76					Junio	Los Planetas 1	4.76				
					Agosto	Macano	3.43			94.38	1753.50	Agosto	Macano	3.43			94.38	1753.50
					Agosto	BLM (Carbon) <sup>(1)</sup>		120.00				Agosto	BLM (Carbon) <sup>(1)</sup>		120.00			
					Septiembre	Bajo de Mina	56.00					Septiembre	Bajo de Mina	56.00				
					Septiembre	Gualaca	25.20					Septiembre	Gualaca	25.20				
2011	7513.70	6.34	1213.10	6.34	Enero	Lorena	33.80					Enero	Lorena	33.80				
					Mayo	Chan I <sup>(2)</sup>	222.46					Mayo	Chan I <sup>(2)</sup>	222.46				
					Julio	Prudencia	56.00			500.96	2254.46	Julio	Prudencia	56.00			500.96	2254.46
					Julio	Pedregalito	20.00					Julio	Pedregalito	20.00				
					Octubre	Eolico I E1 <sup>(3)</sup>		80.00				Octubre	Eolico I E1 <sup>(3)</sup>		80.00			
					Diciembre	Baitún	88.70					Diciembre	Baitún	88.70				
2012	7969.60	6.07	1285.90	6.00	Enero	Cochea	12.50					Enero	Cochea	12.50				
					Marzo	Eolico II		105.00				Marzo	Eolico II		105.00			
					Octubre	San Bartolo	15.25			160.75	2415.21	Octubre	San Bartolo	15.25			160.75	2415.21
					Octubre	Las Perlas Norte	10.00					Octubre	Las Perlas Norte	10.00				
					Octubre	Las Perlas Sur	10.00					Octubre	Las Perlas Sur	10.00				
					Diciembre	Mendre 2	8.00					Diciembre	Mendre 2	8.00				
2013	8479.70	6.40	1367.30	6.33	Enero	Bonyic	31.30					Enero	Bonyic	31.30				
					Enero	Pando	32.60					Enero	Pando	32.60				
					Enero	Monte Lirio	51.60					Enero	Monte Lirio	51.60				
					Enero	El Alto	68.00					Enero	El Alto	68.00				
					Enero	Caldera	4.00					Enero	Caldera	4.00				
					Enero	Las Cruces	9.17					Enero	Las Cruces	9.17				
					Enero	Los Estrechos	10.00			385.40	2800.61	Enero	Los Estrechos	10.00			385.40	2800.61
					Enero	La Laguna	9.30					Enero	La Laguna	9.30				
					Febrero	RP-490	9.95					Febrero	RP-490	9.95				
					Abril	Eolico I E2 <sup>(3)</sup>		70.00				Abril	Eolico I E2 <sup>(3)</sup>		70.00			
					Mayo	Bajo Frio	56.00					Mayo	Bajo Frio	56.00				
					Junio	Tizingal	4.64					Junio	Tizingal	4.64				
					Julio	Barro Blanco	28.84					Julio	Barro Blanco	28.84				
2014	9027.90	6.46	1454.80	6.40	Enero	San Lorenzo	8.12			12.29	2812.90	Enero	San Lorenzo	8.12			12.29	2812.90
					Diciembre	Potrerrillo	4.17					Diciembre	Potrerrillo	4.17				
2015	9667.60	7.09	1556.90	7.02	Enero	Pedregalito 2	13.00			47.53	2860.43	Enero	Pedregalito 2	13.00			47.53	2860.43
					Abril	Tabasara II	34.53					Abril	Tabasara II	34.53				
2016	10260.60	6.13	1651.30	6.06	Enero	El Síndigo	10.00			10.00	2870.43	Enero	El Síndigo	10.00			10.00	2870.43
2017	10871.40	5.95	1748.40	5.88	Enero	Chan II	214.00			214.00	3084.43	Enero	Chan II	214.00			214.00	3084.43
2018	11427.10	5.11	1836.60	5.04						0.00	3084.43						0.00	3084.43
2019	12117.20	6.04	1946.30	5.97	Enero	CB 250a		250.00		250.00	3334.43	Enero	CB 250a		250.00		250.00	3334.43
2020	12843.10	5.99	2061.60	5.92	Enero	CB 250b		250.00		250.00	3584.43	Enero	CB 250b		250.00		250.00	3584.43
2021	13581.20	5.75	2178.60	5.68	Enero	CB 250c		250.00		250.00	3834.43	Enero	CB 250c		250.00		250.00	3834.43
2022	14342.70	5.61	2299.30	5.54						0.00	3834.43						0.00	3834.43
2023	15144.00	5.59	2426.20	5.52						0.00	3834.43						0.00	3834.43
2024	16002.90	5.67	2562.20	5.61	Enero	CB 150a		150.00		150.00	3984.43	Enero	CB 150a		150.00		150.00	3984.43

1 Conversión de las unidades 2, 3 y 4 de Búnker a Carbón. No adiciona capacidad al sistema.  
2 El Proyecto Chan I incluye las centrales Chan 75 y Mini Chan.  
3 Eolico I E1 corresponde a la primera etapa del proyecto. De igual forma Eolico I E2, corresponde a la segunda etapa. (Es un solo proyecto).  
La capacidad instalada actual no incluye a las unidades de la Autoridad del Canal de Panamá.

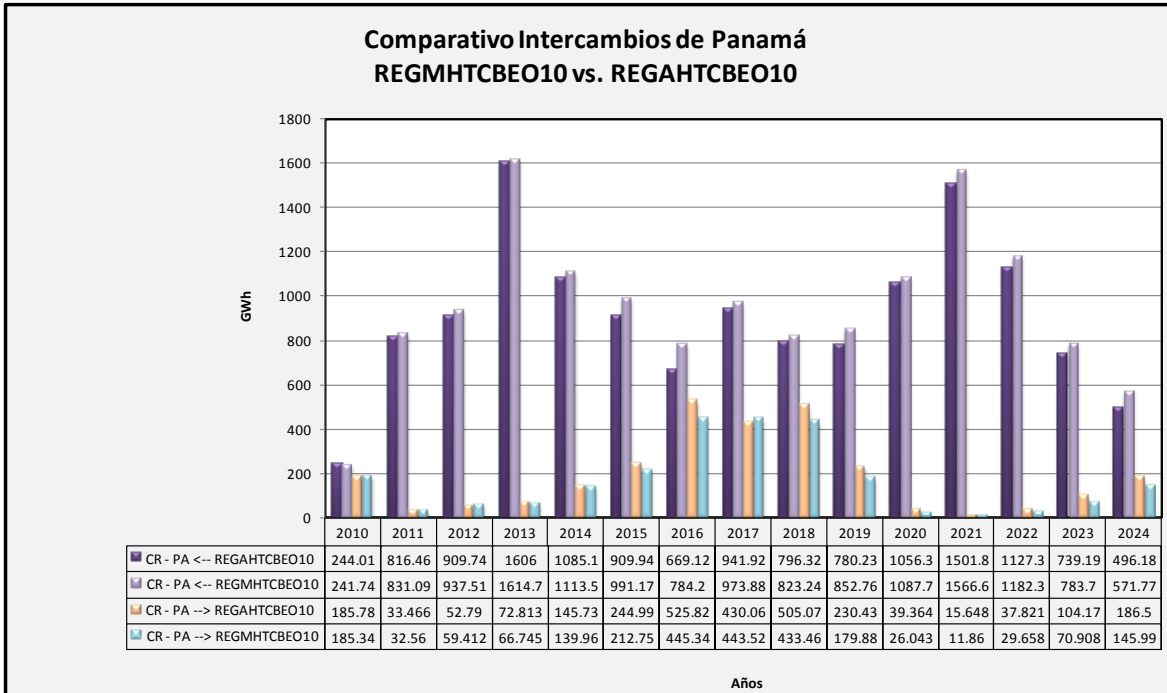
Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2010-2024

GRÁFICO N° 10.3, Comparativo de Costo Marginal de los Casos REGAHTCBEO10 y REGMHTCBEO10



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2010-2024

GRAFICO N° 10.4: Comparativo de Intercambio Casos REGAHTCBEO10 y REGMHTCBEO10.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2010-2024

## CASO REGAHTTLA10

Los costos totales correspondientes al plan obtenido para este caso con demanda alta son como sigue:

Costo Total de Inversión: 2211.52 M\$  
Costo de Operación: 1218.48 M\$  
Costo de Déficit: 0.00 M\$  
Costo Total: 3,430.00 M\$

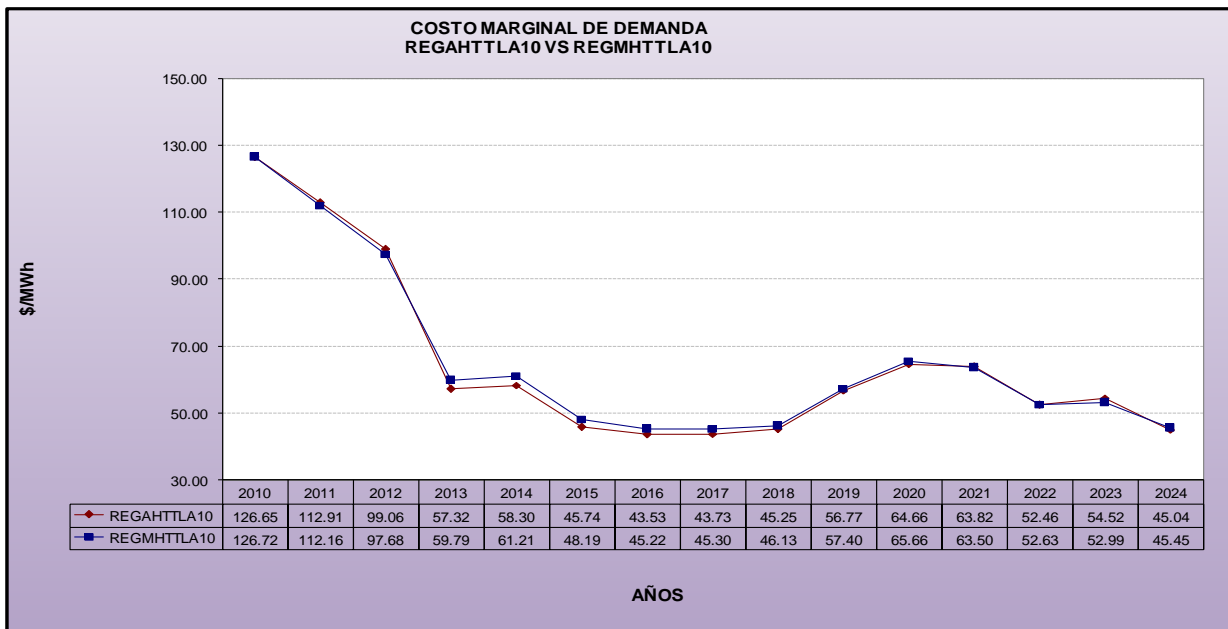
El cuadro N° 10.4, muestra el plan de expansión de generación para el caso de demanda alta con energía considerando además de fuentes de energía convencionales, fuentes eólicas y gas a partir del año 2012.

En el Gráfico N° 10.5, se muestran los costos marginales de ambos planes. Observe que el costo marginal del plan obtenido con escenario de demanda alta es menor al costo marginal del plan con el escenario de demanda media, en el periodo comprendido del 2013 al 2020, esto es debido a que con el incremento en la demanda requiere un aumento en la generación térmica, y en este periodo entran centrales térmicas con tecnología de gas cuyo precio es menor a las centrales térmicas con tecnologías convencionales. Permitiendo un mejor aprovechamiento de las mismas hecho que explica este comportamiento en el costo marginal de demanda.

Debido al comportamiento que tiene el costo marginal en Panamá, las exportaciones presentan un incremento, como se puede observar en el Gráfico N° 10.6, esto es debido a que nuestro costo marginal es mucho más atractivo en el mercado regional.

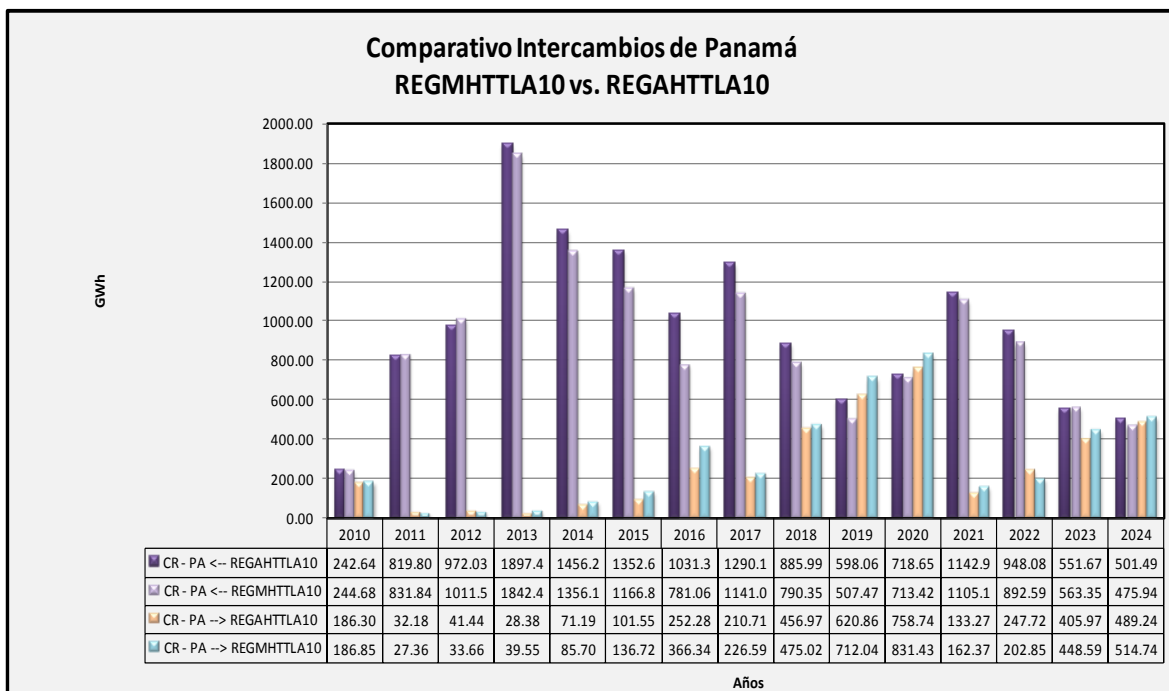


GRÁFICO N° 10.5: Comparativo de Costo Marginal de los Casos REGAHTTLA10 y REGMHTTLA10



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2010-2024

GRAFICO N° 10.6: Comparativo de Intercambio Casos REGAHTTLA10 y REGMHTTLA10.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2010-2024

En cuanto a los costos de los planes evaluados para el escenario alto, el de mayor costo total resulta ser el del Caso REGAHTTLA10, la cual se debe a su mayor costo de inversión.

El plan de menor costo total es el Caso REGAHTCB10, básicamente debido a su ventaja competitiva dada por su bajo costo de inversión. Lo indicado se muestra en el Cuadro N° 10.5 a continuación.

**CUADRO N° 10.5: Costo de los Planes de Expansión con Escenario de Demanda Alta**

<b>CASOS</b>	<b>COSTO DE INVERSIÓN (Mill.\$)</b>	<b>COSTO DE OPERACIÓN (Mill.\$)</b>	<b>COSTO DE DÉFICIT (Mill.\$)</b>	<b>TOTAL</b>
REGAHTCB10	1,916.79	1,121.93	0.000	<b>3,038.72</b>
REGAHTCBEO10	2,181.49	1,053.52	0.000	<b>3,235.01</b>
REGAHTTLA10	2,211.52	1,218.48	0.000	<b>3,430.00</b>

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2010-2024

## Capítulo 11: Análisis de Riesgos Asociados

### 11.1 IDENTIFICACION Y EVALUACION DE RIESGOS

En evaluación de proyectos, se entiende por riesgo en general la incertidumbre que afecta las variables que determinan la ejecución o gestión de cualquier actividad o, en otras palabras, como todo aquello que atente con el logro de un objetivo específico. La evaluación de los riesgos conlleva el establecimiento de las bases para un proceso de administración de riesgos, que permita identificar, cuantificar y priorizar los riesgos críticos relacionados con el objetivo específico.

Una de las principales barreras para el desarrollo de un plan de expansión de la generación eléctrica, es la timidez de la inversión ante la percepción de riesgos asociadas a los resultados económicos de los proyectos planeados, dado los altos montos de inversión requeridos por las diversas tecnologías y al extenso periodo de recuperación del capital que tienen los proyectos. En especial, los proyectos hidroeléctricos y los proyectos de energías renovables no convencionales (ERNC), por lo cual hay una tendencia actual a favorecer en el corto plazo la implementación de nuevas, modernas y eficientes centrales termoeléctricas, actual pilar de sostenibilidad de las llamadas fuentes convencionales,

La redescubierta inclinación del mercado por nuevas centrales térmicas, obedece a la posibilidad de un mayor control de las variables que inciden en el repago oportuno de la inversión de este tipo de tecnología, frente al desafío del sistema en lidiar con la componente estocástica de la hidrología, y hacer un uso óptimo de este recurso, que contemple los distintos escenarios futuros. Pese a que estas nuevas centrales térmicas, mantienen grados de contaminación ambiental, derivadas del consumo de combustibles fósiles, los cuales ya se encuentran en producción declinante hacia su agotamiento, y por consiguiente en una lenta pero creciente espiral de precios, con su efecto directo en la balanza de pago de los países dependientes de estas fuentes externas.

De acuerdo al Reglamento de Transmisión, en la Resolución JD-5353 del 14 de junio de 2005 y a las resoluciones subsiguientes que modificaron el Reglamento con respecto a los Planes Indicativos de Generación, se estableció, “Deberá de verificar la rentabilidad individual de cada inversionista de la generación nueva, considerando el riesgo asociado.” Mediante la Resolución AN No. 2504, del 18 de marzo de 2009, en que se aprobaron las últimas modificaciones al Reglamento de Transmisión, vigentes para el periodo del 1 de julio del 2009 al 30 de junio del 2013. Se establece que el Plan Indicativo de Generación, “Deberá verificar para cada escenario, el riesgo asociado a las plantas de generación que lo conforman.”<sup>84</sup>

<sup>84</sup> Plan de Expansión del Sistema Eléctrico(PESIN) Título V: La expansión del Sistema de Transmisión, Capítulo V.1 Criterios Generales, Artículo 63, c) Planes Indicativos de Generación, literal (iv)



En este punto es necesario diferenciar entre los riesgos de cumplimiento del Plan Indicativo de Generación, que conllevan la probabilidad de atender en su totalidad las demandas futuras de energía eléctrica, de los riesgos asociados de inserción individual de los nuevos generadores que integran los diversos escenarios planteados.

En la planificación de la expansión de la generación eléctrica de largo plazo de todo sistema, se deben considerar los riesgos asociados inherentes ante la posibilidad de incrementos o decrementos significativos de la demanda originados en diversas causas.

Los riesgos que comprometen el cumplimiento de las metas y estrategias establecidas en los Casos analizados en el Plan Indicativo de Generación, comprenden en primer lugar la probabilidad de atender demandas futuras de energía superiores a las estimadas, resultantes de un inesperado mayor crecimiento económico del país. Aunque de menor importancia, otro riesgo implícito, incluido en los casos analizados es la garantía de suministros de los combustibles en una franja de precios no especulativa para el carbón y el gas natural líquido (GNL).

A su vez existen riesgos en el cumplimiento ordenado de la oferta, de acuerdo a lo planteado en los Planes analizados, especialmente la originada en proyectos que conciernen a las nuevas centrales hidroeléctricas, eólicas y térmicas no convencionales debido especialmente a la posibilidad de una restricción en el financiamiento y/o al incremento del costo de uso del capital, originado en crisis del sistema global económico – financiero y su impacto en el entorno nacional.

En el contexto general, los riesgos asociados identificados en los proyectos hidroeléctricos y térmicos considerados en el Plan Indicativo de Generación, son políticos, ambientales y culturales, regulatorios, de mercado y en últimas instancias macroeconómicos.

Dado el carácter “indicativo y no normativo” del Plan Indicativo de Generación, es necesario recordar que las decisiones privadas para cubrir la oferta son vagas al alejarnos en el tiempo, decisiones sobre las que los organismos de planeamiento no tienen ningún control.

En un sistema eléctrico de mercado como el nuestro, son las señales combinadas de precio de venta de la energía y potencia vigentes versus los costos de implementación de la inversión de los diferentes agentes económicos los que deciden finalmente como la oferta va a cubrir la demanda, con que tecnología, cuando es el momento oportuno de invertir y cuanto invertir.

<b>MATRIZ DE RIESGOS PLANES INDICATIVOS DE GENERACIÓN</b>		
CATEGORIA	RIESGO	EFECTO
<b>POLITICAS SECTORIALES, INSTUCIONALES, AMBIENTALES, CULTURALES</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Decisiones Variables de Política Energética, basadas en coyunturas económicas</li> <li>2. Variación de la legislación pertinente</li> <li>3. Cambios de Regulación</li> <li>4. Incrementos en la Tributación fiscal</li> <li>5. Modificaciones Ambientales durante el horizonte del Plan</li> <li>6. Implementacion de Polos de Desarrollo Regionales y Estrategicos</li> <li>7. Resistencia de las Comunidades a los cambios físicos y culturales de su entorno</li> <li>8. Presión de grupos de interés por incrementos de tasas, cargos tarifas originadas en la expansión del sector</li> </ol>	Acciones que un contexto individual o combinado, dentro de un proceso de planificación energética de largo plazo se pueden interpretar por los promotores de la oferta en expansión, como incentivos o desincentivos a la implementación y operación de nuevas centrales eléctricas, dentro de los escenarios de desarrollo planteados.
<b>DEMANDA</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Sobreestimación de la demanda</li> <li>2. Establecimiento de tarifas máximas</li> <li>3. Estancamiento del Crecimiento Económico y desmejora en la distribución de ingresos</li> </ol>	No permite una recuperación del capital invertido en oferta propuesta.
<b>OFERTA</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Atraso en la entrada de Proyectos ( Especialmente los de Gran Capacidad y Estratégicos)               <ol style="list-style-type: none"> <li>a. Riesgos de retrasos en la preparación de los proyectos por organización, deficiencias de equipo de ingeniería, desarrollo de la estrategia ambiental y social del proyecto (EIA), y/o ausencia de financiamiento semilla adecuado,</li> <li>b. Riesgos en la obtención del financiamiento del Proyecto, por condiciones económicas internas y externas adversas al crédito de largo plazo.</li> <li>c. Riesgos constructivos Asociados con condiciones imprevistas de geología y condiciones naturales en el sitio de obras y reclutamiento de MO calificada.</li> <li>b. Riesgos contractuales asociados con el incumplimiento de contratistas</li> <li>d. Riesgos en la entrega de equipos asociados con imponderables externos como quiebras empresariales , huelgas etc.</li> <li>e. Obstrucción legal y de hecho por parte de las comunidades</li> </ol> </li> <li>2. Riesgos Operativos y de Mercado               <ol style="list-style-type: none"> <li>1, Variación estocástica del recurso agua</li> <li>2. Disponibilidad de combustibles en la cantidad oportuna y dentro de la franja de precios estimada</li> <li>3. Variaciones en la Regulación pertinentes a las relaciones entre los agentes del sector</li> <li>4. Ocurrencia de eventos meteorológicos ( Huracanes, intensas lluvias, sequías), que pueden provocar daños operativos de importancia durante el proceso de generación de las nuevas instalaciones</li> <li>5, Ocurrencia de precios marginales menores a los al precio mínimo ofertado soportado por la operación individual de algunos proyectos.</li> <li>5, Riesgo de Sostenibilidad financiera asociados a los cambios en los costos, cargos, tarifas , volatilidad de las tasas de interés, inflación etc..</li> </ol> </li> <li>3. Atraso y limitación de transporte de las líneas de Interconexión</li> </ol>	<p>Replanteamiento de los promotores o financistas de los proyectos en expansión, que pueden llevar a la restricción parcial o total de la oferta planeada en el horizonte de estudio del Plan.</p> <p>No participar en la oferta por insuficiencia operativa en un mercado de competencia.</p> <p>Restricción de la oferta y presentación de mayores costos marginales del sistema</p>

Los principales riesgos a analizar son los correspondientes a las situaciones más críticas para el cumplimiento de los Casos,<sup>85</sup> que conlleven el aseguramiento de la oferta en los próximos años, en especial los riesgos de entrada oportuna de los principales proyectos hidroeléctricos que conforman la expansión en el “periodo crítico”. En segundo nivel de prioridad, se analiza al riesgo asociado a la limitación de la interconexión y en tercer lugar se evalúa la volatilidad de los precios de los combustibles, en el entorno de una economía global y dinámica.

Para una mejor comprensión y determinar la criticidad e importancia de los riesgos asociados a la implementación de los planes de expansión analizados se presenta el listado o matriz de riesgos asociados a la factibilidad integral de los mismos, en que se identifican por categoría e importancia crítica, de acuerdo a sus efectos en el cumplimiento del plan. Ver tabla de riesgos en la página anterior.

Sobre la base de este listado, se considero que solo tres tipos de riesgos excedían un nivel significativo de tolerancia al riesgo y podrían afectar sensiblemente la implementación del plan de expansión: como es el atraso en la incorporación ordenada de capacidad en el periodo crítico y años subsiguientes, atraso del proyecto de interconexión de SIEPAC y el incremento desmesurado de los precios de los combustibles de centrales termoeléctricas.

En consideración a una diversidad de elementos como la cantidad de proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos que conforman los casos analizados, a lo complejo de los propios proyectos de generación, a la incertidumbre de la información entregada por los promotores, a la estimación del costo-beneficio del propio proceso de planeación y la propia factibilidad de implementación de los casos sugeridos por la Secretaría Nacional de Energía. Se prioriza la evaluación de los riesgos asociados a proyectos esenciales que inician operaciones en el periodo crítico 2010-2013, incorporados al Caso de Demanda Media.

Por consiguiente, como una representación idónea de los riesgos del Plan de expansión, por ende, al cumplimiento de la oferta en el caso analizado se evaluaron los riesgos por medio del retraso de los proyectos hidroeléctricos más relevantes por magnitud. Específicamente, aquellos que inician operaciones dentro del periodo crítico, años 2010-2013 o inmediatamente a su término, años 2014- 2017, por su significativo aporte al suministro de la energía y a la disminución de los costos marginales del sistema. Adicionalmente se conceptúa una mayor contribución a la diversificación de las fuentes de insumo para la generación. Estos análisis incluyen a los proyectos Chan I; Gualaca, Lorena y Prudencia; Bajo Mina, Baitún y El Alto; Pando, Monte Lirio y Barro Blanco.

---

<sup>85</sup> En este punto debemos recordar, dadas las características planteadas y del propio desarrollo del sector, las centrales de expansión son fijas en el periodo firme (2010-2013), en los tres escenarios analizados en sus primeros años, con lo que el programa OPTGEN tiene restringido su espacio de movimiento, resultando en la conformación de casi el mismo plan de expansión en las tres variantes desde el año 2010 al 2017.

Además, se evaluó los cambios en el intercambio internacional con respecto al suministro y sus derivaciones efecto en los costos marginales del sistema a efecto del atraso de la Línea SIEPAC y finalmente las consecuencias de la posibilidad eventual de un escenario alternativo de precios, que comprende un incremento sistemático del nivel general de precios de los combustibles insumidos en la generación eléctrica.

Metodológicamente, el análisis de riesgos asociados al Plan de Generación Indicativo se cuantifica a través de la rentabilidad de los proyectos incorporados en los planes de expansión analizados y su efecto en la oferta de los propios planes, por diversos eventos que puedan ocurrir en el horizonte de análisis.

Este análisis de rentabilidad de los proyectos en expansión se evalúa de tres formas, como se indica a continuación: en primer lugar, se evalúa la autosuficiencia financiera de los proyectos candidatos sin tomar en cuenta beneficios ni cargos por financiamiento, es decir, se parte de la suposición de que los accionistas aportan todo el capital del proyecto. Posteriormente, se evalúa la rentabilidad de los inversionistas, tomando en cuenta el impacto del financiamiento en la rentabilidad del proyecto.<sup>86</sup> Finalmente, se evalúa el impacto social del proyecto, o sea que se juzga el proyecto según su “aporte al objetivo de contribuir al bienestar de la colectividad nacional”.

Para efecto de comparación, los costos particulares de cada proyecto, provienen de la data entregada por los promotores activos de los proyectos y en su defecto de la información actualizada de los estudios de factibilidad más recientes que reposan en los archivos de ETESA. Además, se le agregan los costos de peaje desde el origen del despacho. Se deducen como gasto los impuestos generados por la utilidad contable de los periodos anuales.

Con el fin de aproximarnos lo más posible a las condiciones reales del Mercado Eléctrico Mayorista, se evalúan como beneficios de cada proyecto el ingreso operativo, resultante del producto de la energía generada por el SDDP para cada central de generación, valorada por el precio promedio anual de contrato de la energía,<sup>87</sup> como un indicador aceptable del precio de mercado a recibir por los generadores en expansión. En adicción, se define como beneficio la remuneración del componente de potencia, la cual resulta del producto de la potencia firme aportada por el proyecto, toda la cual se considera contratada, valorada por el precio promedio anual de potencia de los contratos de compra vigentes, también como un indicador real del precio de mercado.<sup>88</sup>

---

<sup>86</sup> Como mencionamos anteriormente, en este análisis es el que se simula la inserción real de las inversiones, basados en la aceptación de los inversionistas.

<sup>87</sup> ASEP, Mercado Mayorista de de electricidad, Contratos de Suministros de las Distribuidoras EDECHI, EDEMET Y ELEKTRA, Contrato de compra de energía y Potencia vigentes años 2009-2023

<sup>88</sup> Ídem.

En fin, el riesgo asociado a cada proyecto se evalúa por medio de las diferencias resultantes de aplicarle al escenario de referencia los cambios a analizar, como son el atraso de las centrales hidroeléctricas mencionadas, el atraso de seis meses de la línea de interconexión de SIEPAC y el incremento del nivel de precios de los combustibles. El Anexo 14 describe en detalle las definiciones y metodologías utilizadas en este capítulo.

En el Cuadro N° 11.1 se presentan los costos marginales del Caso REGMHTCB10 con los precios promedios anuales de la energía y potencia de los Contratos de Suministro en vigencia en el periodo 2010-2024, de los agentes generadores con los agentes distribuidores del Sistema Interconectado Nacional, utilizados para el desarrollo de los análisis de rentabilidad.

**CUADRO N° 11.1: Costos Marginales y Precios Promedios de Contrato de Energía y Potencia de los Proyectos del Caso REGMHTCB10**

AÑO	CASO REGMHTCB10		
	COSTO MARG. DE ENERGIA	PRECIO PROMEDIO CONTRATO DE ENERGIA	PRECIOS PROMEDIOS DE CONTRATO DE POENCIA
	\$/ MWh		\$/ kW -mes
2010	127.941	91.05	12.65
2011	113.297	84.45	12.78
2012	108.616	82.88	12.95
2013	85.386	75.76	13.74
2014	76.626	78.85	14.88
2015	64.152	59.63	13.93
2016	58.039	59.63	13.93
2017	57.993	59.63	14.03
2018	56.039	59.63	14.09
2019	58.880	65.03	12.50
2020	58.970	65.03	12.68
2021	61.853	67.14	20.57
2022	63.334	67.14	20.57
2023	56.272	67.65	17.02
2024	44.978	67.65	17.02
<b>PROME 2009-24</b>	<b>72.83</b>	<b>70.08</b>	<b>14.89</b>
<b>PROME 2010-13</b>	<b>108.81</b>	<b>83.53</b>	<b>13.03</b>
<b>PROME 2010-17</b>	<b>86.51</b>	<b>73.98</b>	<b>13.61</b>
<b>PROME 2014-17</b>	<b>64.20</b>	<b>64.44</b>	<b>14.19</b>
<b>PROME 2018-24</b>	<b>57.19</b>	<b>65.61</b>	<b>16.35</b>

**FUENTE:** Elaboración de ETESA con base en información de ASEP, Mercado Mayorista de Electricidad, Contratos de Suministros

## 11.2 ANÁLISIS DE RENTABILIDAD DE LOS PROYECTOS

En consideración que los riesgos de un proyecto se definen como la variabilidad de los flujos de caja derivados de un ejercicio con respecto a los estimados. Mientras más grande sea esta variabilidad, mayor es el riesgo. De esta forma el riesgo cuantificado se manifiesta en la variabilidad de los rendimientos entre el caso base estimado y los cambios introducidos.

Para el análisis de riesgo de Plan de Expansión se decidió por la comparación de los flujos derivados de los análisis de rentabilidad de los proyectos de expansión, en un escenario de demanda media de crecimiento de la energía y potencia, con diversas alternativas de expansión de mínimo costo.

Al ser las actuales alternativas de expansión, básicamente planes enfatizados en el desarrollo del recurso hidrológico y el uso del potencial de las fuentes alternativas; el plan de expansión en el periodo crítico 2010-2013, se mantiene para todos los escenarios considerados, con la variante de dos nuevas centrales eólicas (175 MW) y una central térmica con GNL de 200 MW, en el Caso REGHTCBEO10, con respecto al Caso Hidro-térmico con carbón, REGMHTCB10.

En los periodos medio y de largo plazo años 2014-2024, solo el Caso que incluye todas las alternativas REGMHTTLA, muestra una diferencia perceptible con la inserción del GNL por medio de la incorporación de una central de 200 MW y de la conversión a esta tecnología de las instalaciones de las centrales térmicas existentes de de BLM y Termo Colón. En el largo plazo 2016-2024, solo el caso REGMHTTLA muestra una diferencia, con los dos casos con carbón, al evadir la entrada de una central de 250 MW a base de carbón, derivada de la reciente inserción del combustible gas, en el 2015.

Esta inflexibilidad en la optimización del plantel de expansión es forzada por la realidad del sistema, de la incorporación de gran cantidad de proyectos hidroeléctricos pequeños y medianos en vías de construcción, enfatizados en el periodo firme y de las expectativas más recientes con respecto a las licitaciones de suministro de potencia y energía, que han derivado de los contratos de largo plazo.

La similitud de los tres casos analizados, dan como resultado costos marginales muy similares, indicadores idóneos para el repago de las inversiones del sector, por ser todos planes con preponderancia hidroeléctrica, especialmente en el periodo crítico 2010-2013. Esta indiferencia en los resultados permite que se pueda utilizar cualquiera de los tres casos como referencia ante los cambios originados en las posibles y más significativas fuentes de riesgos asociados a los proyectos.



Por ende se utilizara el caso REGMHTCB10 como “**caso base o de referencia**” para comparar los cambios en las rentabilidades de los proyectos con cada uno de las variaciones planteadas, como producto de los riesgos a considerar. Como mencionamos anteriormente, se evalúa en primer lugar la rentabilidad propia del proyecto, luego del inversionista (con financiamiento) y finalmente la rentabilidad económica de los nuevos proyectos que se integran en el caso REGMHTCB10.<sup>89</sup>

El presente análisis de riesgos comprende las rentabilidades de los nuevos proyectos ante cambios imprevistos en el plan de expansión, considerando en especial, por su capacidad e importancia, el atraso en la incorporación de los proyectos hidroeléctricos de mayor magnitud dentro del Plan Indicativo de Generación: atraso de un año de Chan I; de seis meses para las hidroeléctricas Gualaca (marzo 2011), Lorena (julio 2011) y Prudencia (enero 2012); de un año en los proyectos Pando (enero 2014), Monte Lirio (enero 2014) y Barro Blanco (julio 2014).

Adicionalmente se estudia el atraso por un año del proyecto SIEPAC y la consideración de un incremento de precios significativo a la proyección de combustible utilizada en los análisis de rentabilidad.

### **11.2.1 Caso de Referencia REGMHTCB9: Demanda Media Hidro-térmico considerando Carbón dentro de un Escenario Regional.**

Análisis de rentabilidad de los proyectos incorporados al Caso con Demanda Media Hidro-térmico con Carbón REGMHTCB10, dentro de un escenario coordinado con los países de Centroamérica y de la incorporación de la Interconexión de SIEPAC desde el año 2010.<sup>90</sup>

#### Autosuficiencia Financiera

Los resultados de esta evaluación indican que la mayoría de los nuevos proyectos hidroeléctricos y térmicos incorporados no superan la tasa referencial de recuperación de activos, del 12%, por sí mismos.

Entre los proyectos relevantes por su calidad estratégica, solo dos proyectos hidroeléctricos de 13 proyectos de alta y media capacidad superaron los indicadores de autosuficiencia financiera.<sup>91</sup> Estos proyectos son Chan I y Pando correspondientes a 255 MW instalados de un total de 910 MW con esta calidad a instalar en el caso REGMHTCB10, un 28% de este total.

<sup>89</sup> Considerado como el caso de Referencia o Base. Corresponde a la demanda media o conservadora e incorpora el máximo recurso nacional disponible

<sup>90</sup> Actualización del Programa de Ejecución de la EPR. Acuerdo N°5b-2009

<sup>91</sup> Proyectos hidroeléctricos mayores o iguales a 30 MW. Por conveniencia de análisis, en este grupo se incluye el proyecto hidroeléctrico de Gualaca de 25.2 MW, el cual condiciona la operación de los otros dos proyectos en cascada, de la cuenca del río Chiriquí, Lorena y Prudencia.

La potencia aportada por estos proyectos rentables, es de 200 MW de los 640 MW del total de proyectos hidroeléctricos de alta envergadura que han de instalarse en el periodo 2010 -2017, o sea un 31%. Los proyectos estratégicos que no alcanzaron los indicadores de autosuficiencia, presentaron TIR de 5.9 a 10.5 %.

Adicionalmente, solo cuatro proyectos del grupo de media y pequeñas hidroeléctricas, superaron el índice de rentabilidad de autosuficiencia financiera, los proyectos de Paso Ancho, Perlas Norte, Perlas Sur y el proyecto Tizingal.<sup>92</sup> De los más de 18 proyectos de pequeña capacidad, solo estos cuatro proyectos superaron los indicadores de rentabilidad. Entre los cuatro suman 30 MW de los 196 MW de hidroeléctricas de esta capacidad, correspondientes a un 15% del total a instalar durante el horizonte del análisis, especialmente en el periodo firme o crítico.

Los rangos de la Tasa Interna de Retorno (TIR) de los proyectos de este grupo de centrales van del al 14.0% de los proyectos Perlas Norte y Sur al 26.9 % del Proyecto de Paso Ancho. Con periodos de recuperación de 5 y siete años muy aceptables para proyectos con una vida útil entre 40 y 50 años. Estos altos resultados de estos proyectos en comparación de los que no alcanzaron los índices de rentabilidad, se deben a los bajos costos por kw instalado de 2,000 a 2,500 por KW instalado y a la alta relación de potencia firme versus capacidad total, como es el caso de Paso Ancho con 4MW de potencia firme versus una capacidad instalada de 5 MW.

El grueso de los proyectos hidroeléctricos, 27 de 33 proyectos no superan la autosuficiencia financiera, se encontraron tasas de retorno de menos de 3.0% y periodos de recuperación del capital de de mas de 10 años, entre estos destaca el proyecto RP-490 con 17 años, parámetro inaceptable para este tipo de proyectos. Debido específicamente a su alto costo de inversión.

Como parte del plan firme<sup>93</sup>, se incorpora una fuente de energía novedosa para el Sistema interconectado Nacional, como es el proyecto Eólico E1, que con un costo de operación bajo pero alto de inversión, no supera los indicadores generales de autosuficiencia del Proyecto. El proyecto eólico, presenta parámetros inaceptables como una TIR tan baja, de solo 2.4% y un periodo de recuperación de de 18 años, para un proyecto con una vida útil de solo 25 años.

Con respecto a la componente térmica de un plan preponderantemente hidroeléctrico, con el fin de garantizar la capacidad de potencia del sistema se presentan cuatro centrales de carbón con 850 MW, a partir del año 2019. Todas las centrales térmicas en expansión no superaron los parámetros de rentabilidad. VPN muy deficitarios, TIR que alcanzaron difícilmente tasas de 10 % y periodos de

<sup>92</sup> Proyectos menores de 30 MW de capacidad

<sup>93</sup> Son proyectos que se presentan en todos los planes alternativos.



recuperación del capital de 8 años, aun de 16 años en el caso de la central a carbón de 150 MW, incorporada en el año 2024.

Los datos utilizados para realizar el análisis financiero de este caso se presentan en el Cuadro N° 11.2.<sup>94</sup>

**CUADRO N° 11.2: Autosuficiencia Financiera del Caso REGMHTCB10  
RENTABILIDAD DE LOS PROYECTOS DE EXPANSION  
DEMANDA MEDIA HIDROTÉRMICO CONSIDERANDO CARBÓN(2010-2024)  
REGMHTCB10**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA ( k \$)	VPN ( k\$)	TIR	P/R AÑOS
<b><u>HIDROELECTRICOS</u></b>					
BAITUN	2,011	190,808	-32,144	9.5%	9
BAJO FRIO	2,013	165,000	-62,550	5.9%	12
BAJO MINA	2,011	69,150	-39,904	7.2%	11
BARTOLO	2,012	37,000	-6,850	9.0%	10
BARRO BLANCO	2,013	97,997	-48,806	3.5%	16
BONYIC	2,013	75,120	-9,974	10.1%	9
CALDERA	2,013	8,800	-2,054	8.5%	10
CHAN I ( CHAN-75-EL GAVILAN)	2,012	389,000	71,431	14.8%	5
CAUCHERO II (CHAN-140)	2,017	550,000	-236,380	6.8%	8
COCHEA	2,012	36,000	-9,534	7.7%	11
EL ALTO	2,013	49,350	-41,675	7.4%	11
LOS ESTRECHOS	2,013	27,000	-10,644	5.7%	12
GUALACA	2,010	87,650	-25,144	6.7%	12
LAGUNA	2,013	24,500	-4,953	8.8%	10
LAS CRUCES	2,013	24,000	-5,018	8.7%	10
LORENA	2,011	117,560	-44,064	6.2%	12
MACANO	2,010	11,091	-451	11.3%	8
MENDRE 2	2,012	17,600	-79	11.9%	8
MONTE LIRIO	2,013	123,960	-33,335	8.0%	10
PANDO	2,013	76,800	1,105	12.2%	7
PASO ANCHO	2,010	8,000	12,332	26.9%	3
PEDREGALITO	2,011	40,000	-1,738	11.3%	8
PEDREGAL 2	2,015	28,600	-6,070	9.0%	9
PERLAS NORTE	2,012	20,000	2,567	14.0%	7
PERLAS SUR	2,012	20,000	2,567	14.0%	7
PLANETAS I	2,010	15,500	-4,657	6.7%	12
POTRERILLOS	2,014	8,445	-29	11.9%	8
PRUDENCIA	2,012	194,780	-62,491	6.9%	11
RP490	2,013	45,000	-23,633	2.9%	17
EL SINDIGO	2,016	12,144	-1,981	10.6%	8
SAN LORENZO	2,014	25,900	-11,481	5.0%	13
TABASARA II	2,015	80,070	-9,045	10.3%	8
TIZINGAL	2,013	11,600	2,853	15.9%	6
<b><u>TERMICOS</u></b>					
CB 150 a	2,024	270,000	-137,992	3.0%	16
CB 250 a	2,019	412,500	-69,783	9.8%	8
CB 250 b	2,020	412,500	-58,432	9.8%	8
CB 250 c	2,021	412,500	-43,517	10.4%	8
<b><u>ALTERNATIVOS</u></b>					
EOLICO I E1	2,011	240,000	-133,960	2.4%	18

<sup>94</sup> Por metodología se le aplica la misma generación y retorno en el periodo de evaluación.

## Evaluación del Inversionista

Este análisis intenta simular las condiciones de decisión de inversión del mercado, el mismo define la inclinación de los inversionistas privados hacia el sector, en condiciones generales. El efecto de “*apalancamiento financiero*” mejora la condición de inversión de los proyectos.<sup>95</sup>

El análisis financiero de los inversionistas muestra una mejora general de los proyectos que conforman el caso de referencia con respecto al análisis anterior, dado que más de la mitad de los proyectos hidroeléctricos en expansión, 20 de 33 incluidos en el plan en análisis superan los criterios de aceptación financiera, por lo que son rentables y tienen alta posibilidad de realización.

De los proyectos estratégicos se agregan 210,5 MW de los proyectos que superan esta rentabilidad, que sumados a los 255 MW del análisis anterior, totalizan 466 MW de un total a instalar de 900 MW, lo que corresponde al 52%. Este grupo se conforma por los proyectos Baitún, Bajo Mina, Tabasará II, Bonyic, los cuales mantienen tasas de TIR entre 14 y 25% y periodos de recuperación capital que van de 3 a 7 años. Los proyectos Chan I y Pando, obviamente mejoran sus tasas de rentabilidad pasando de 15 a 25% y de 12 a 19 % con respecto al análisis anterior.

La excepción son los otros siete proyectos de gran capacidad que conforman globalmente 511 MW, los cuales no superan adecuadamente los parámetros de rentabilidad de este análisis. Entre estos proyectos se encuentran en orden de magnitud Chan II, El Alto, Bajo Frío, Monte Lirio, Barro Blanco, Gualaca, Lorena y Prudencia (511 MW). Esta baja rentabilidad se origina en su mayor parte por presentar todos estos proyectos altos costos de inversión, entre los 2,500 a 3,500 por KW instalado y una baja capacidad firme versus la capacidad total instalada.

De este grupo, aunque no alcanzan adecuadamente los indicadores de inversión para los propietarios los proyectos Chan II, El Alto y Monte Lirio, con 333 MW de capacidad, se aproximan al límite de la rentabilidad, con tasas de retorno de 10.4 a 11.3%, con periodos de recuperación del capital de 7 a 9 años. Con lo cual se puede pensar que con mínimos cambios en la gestión constructiva y operativa, incrementos de la demanda y otras condiciones que lo favorezcan, superen los indicadores de inversión. Pasando estos proyectos del grupo de riesgo al de rentabilidad, o “*no riesgo*”.

---

<sup>95</sup> El apalancamiento es la relación entre capital propio y crédito invertido en una operación financiera. Al reducir el capital inicial que es necesario aportar, se produce un aumento de la rentabilidad obtenida. El incremento del apalancamiento también aumenta los riesgos de la operación, dado que provoca menor flexibilidad o mayor exposición a la insolvencia o incapacidad de atender los pagos

Siendo los proyectos de la cuenca baja del río Chiriquí, el complejo Gualaca, Lorena y Prudencia, en avanzada etapa de construcción, junto con el proyecto Bajo Frío, que en total suman 174 MW los que presentan los peores parámetros de este grupo, tasas de TIR de 7 a 9% y periodos de recuperación de 13 a 16 años, yendo en sentido contrario a los indicadores positivos. En su mayor parte, esta inviabilidad financiera de estos proyectos se origina en los altos costos de inversión declarados promedio de 3,470 dólares por kw instalado, con lo cual se hace difícil el repago financiero de estos proyectos a menos que sean remunerados con precios de energía y potencia más altos.

Otro proyecto del grupo estratégico que se destaca negativamente es el proyecto Barro Blanco con una tasa de retorno de solo 2.6% y un periodo de recuperación de 20 años, lo que lo convierten en un proyecto que tiene la mínima factibilidad financiera.

El otro resto de proyectos hidroeléctricos, que conforman el plantel de pequeñas hidroeléctricas se dividen con una preponderancia hacia las rentables en una proporción de 2 a 1. De 19 proyectos de menos de 15 MW instalados, 13 proyectos con 91 MW superaron adecuadamente los indicadores de rentabilidad, los otros seis proyectos con 55 MW, no.

En el componente térmico de Plan sector térmico solo dos de las grandes centrales de carbón (500 MW) superaron los indicadores de gestión, con tasas de hasta 15 % de retorno y periodos de recuperación de 8 y 9 años. La otra central de carbón de 250 MW tiene una tasa de retorno de 9.7% y un periodo de recuperación de 12 años. Pero se destaca negativamente el proyecto de carbón de 150 MW, que es llamado por el programa de optimización en el año 2004, para garantizar la potencia, el cual presenta una tasa de solo 2.8% y requeriría de 19 años para recuperar el capital. Proyecto inaceptable para inversión, desde el punto de vista de este análisis.

El proyecto eólico de Eólico E1, tampoco es favorecido por el palanqueo financiero, los cargos de financiamiento lo hacen menos rentable. Estos resultados, probablemente se fundamentan en la propia idiosincrasia del proyecto de no aportar una potencia firme, con lo cual el proyecto no recibe ingresos por este beneficio. Presenta valores de rendimiento financieros sumamente negativos, ofrece una tasa muy baja de rendimiento financiero de 1.2%, un VPN negativo de más de 90 millones y la no recuperación del capital, si no a 20 años.

Aunque, con base en los resultados del presente análisis de rentabilidad de los inversioncitas se concluye, que existen fuertes riesgos de culminación de proyectos hidroeléctricos estratégicos por más de 200 MW, en la realidad los proyectos en cascada de Gualaca, Lorena y Prudencia, están en etapa de culminación física, por lo cual estos proyectos se alejan del área gris de riesgo, para completar la oferta del caso REGMHTCB10.

En cambio los proyectos estratégicos Bajo Frío y Barro Blanco, a iniciar operaciones a mediados del año 2013, en mayo y junio respectivamente, podrían ser replanteados por sus promotores en magnitud, complejidad, capacidad y redefinir el momento oportuno de inversión, con lo cual se afectaría la aporte a la oferta en el caso REGMHTCB10 en 85 MW de capacidad y de 28 MW de capacidad firme, en el año 2013. Estos resultados son consecuencia de los altos montos de inversión y de la relación capacidad firme versus capacidad instalada de estos proyectos. Lo que los convierte en deficitarios y en un serio riesgo para el cumplimiento del caso.

Entre los proyectos de mediana y pequeña capacidad que no superaron los indicadores de rentabilidad financiera, para los promotores se encuentran Cochea (12.5 MW) para enero del 2012, San Bartolo (15.3 MW) para octubre del 2012 y Los Estrechos (10 MW) para enero del 2013. Estos proyectos presentan tasas de retorno de 10.9, 11.2 y 10.4% respectivamente, con periodos de recuperación del capital de por lo menos 9 años, los cuales lo ubican en el área gris de rentabilidad que con muy poco, cambian hacia el área positiva de rentabilidad. Por lo cual estos 35 MW, no de son de riesgo para su implementación y por consiguiente para el caso de referencia.

En cambio, tres de los proyectos hidroeléctricos de baja capacidad, Los Planetas I, RP-490 y San Lorenzo, los cuales totalizan una oferta de 23 MW presentan parámetros de decisión financiera muy negativos, tasas de retorno de 9.1, 5.8 y 5.7% y periodos de recuperación del capital de 14, 15 y 17 años, parámetros muy bajos para una condición de rentabilidad.

Con respecto a Los Planetas I, aunque se deduce un riesgo financiero para sus accionistas, el proyecto se encuentra en etapa de culminación física para el presente año, por lo cual no es un riesgo para el caso de referencia. Por otro lado el proyecto RP-490 fijado para febrero del 2013 y San Lorenzo para enero del 2014, deberán ser replanteados por sus promotores, por lo cual estos 19 MW a instalar, no son seguros para las fechas previstas en el caso REGMHTCB10.

En el componente térmico del caso, dos de los proyectos genéricos de carbón no alcanzaron los indicadores de rentabilidad adecuados, los mismos conforman 400 MW, aproximadamente 340 MW de potencia firme que requiere el sistema para los últimos años del horizonte del análisis. De estos la central genérica de CB 250 MW para el 2020, con una TIR de 9.7 % y un periodo de recuperación de capital de 12 años debe ser replanteadada, quizás por unidades de otra tecnología y de módulos de capacidad más pequeños, que puedan surtir la demanda.

En cambio la central genérica CB 150 MW, fijada para el año 2024, es en realidad marginal con respecto a la decisión de inversión, por incorporar potencia en el último año del análisis, donde la herramienta informática OPTGEN, la ubica para asegurar la última porción de demanda no cubierta. Por lo lejano de la decisión en

el tiempo la misma no se considera como un real riesgo para el desarrollo del Plan.

Como era de esperar el proyecto Eólico E1, que no es rentable por las características particulares de este tipo de proyecto, presenta valores de rendimiento financieros sumamente negativos, una TIR de solo 1.2%, un VPN negativo de más de 90 millones y la no recuperación del capital, si no a 20 años.

Por consiguiente, la implementación física del proyecto Eólico E1, el cual puede realizarse en menos de dos años, no es segura, por lo que existe un riesgo probable, que la energía aportada por los generadores eólicos no esté disponible en el año 2011, a menos que este tipo de proyecto reciba aportes diferentes a lo provisto por el mercado actual.

En síntesis, hay riesgos reales para el cumplimiento de la oferta del caso REGMHTCB10, para las fechas previstas, por el plan, para los proyectos hidroeléctricos Bajo Frio, Barro Blanco, RP-490, San Lorenzo y el Proyecto Eólico I E1. Con lo cual se totalizan 184 MW de capacidad instalada y 30 MW de capacidad firme que podrían no cubrir la demanda en el periodo 2010-2024.

Los valores calculados y empleados para realizar el análisis de la rentabilidad de los inversionistas se muestran en el Cuadro N° 11.3.

CUADRO N°. 11.3.: Evaluación del Inversionista del Caso REGMHTCB10

**RENTABILIDAD FINANCIERA DE LOS PROYECTOS EN EXPANSION  
DEMANDA MEDIA HIDROTÉRMICO CONSIDERANDO CARBÓN(2010-2024)  
REGMHTCB10**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA ( k \$)	VPN ( k\$)	TIR	P/R AÑOS
<b><u>HIDROELECTRICOS</u></b>					
BAITUN	2011	190,808	12,960	14.4%	7
BAJO FRIO	2013	165,000	-21,884	7.4%	16
BAJO MINA	2011	69,150	9,874	14.7%	7
BARTOLO	2012	37,000	-830	11.2%	9
BARRO BLANCO	2013	97,997	-26,152	2.6%	20
BONYIC	2013	75,120	8,547	15.4%	7
CALDERA	2013	8,800	471	13.8%	7
CHAN I ( CHAN-75-EL GAVILAN)	2011	389,000	155,354	25.1%	3
CAUCHERO II (CHAN-140)	2017	550,000	-26,112	11.0%	7
COCHEA	2012	36,000	-1,130	10.9%	10
EL ALTO	2013	49,350	-7,762	10.2%	10
LOS ESTRECHOS	2013	27,000	-824	10.9%	9
GUALACA	2010	87,650	-7,446	8.7%	13
LAGUNA	2013	24,500	4,148	18.5%	5
LAS CRUCES	2013	24,000	3,897	18.2%	5
LORENA	2011	117,560	-15,086	7.9%	14
MACANO	2010	11,091	2,137	20.2%	4
MENDRE 2	2012	17,600	4,030	20.2%	5
MONTE LIRIO	2013	123,960	-2,781	11.3%	9
PANDO	2013	76,800	20,035	19.5%	5
PASO ANCHO	2010	8,000	10,021	78.9%	1
PEDREGALITO	2010	40,000	7,603	20.6%	4
PEDREGAL 2	2015	28,600	979	13.0%	8
PERLAS NORTE	2012	20,000	7,145	25.9%	4
PERLAS SUR	2012	20,000	9,998	32.5%	3
PLANETAS I	2010	15,500	-1,040	9.1%	14
POTRERILLOS	2014	8,445	1,910	19.5%	6
PRUDENCIA	2012	194,780	-23,967	7.5%	15
RP490	2010	45,000	-7,516	5.8%	16
EL SINDIGO	2016	22,000	3,154	16.9%	6
SAN LORENZO	2014	25,900	-5,099	5.7%	17
TABASARA	2015	80,070	10,689	16.4%	6
TIZINGAL	2013	11,600	7,163	38.9%	2
<b><u>TERMICOS</u></b>					
CB 150 a	2024	270,000	-86,241	2.47%	19
CB 250 a	2019	412,500	10,949	12.73%	9
CB 250 b	2020	412,500	-35,487	9.56%	12
CB 250 c	2021	412,500	37,208	14.54%	8
<b><u>ALTERNATIVOS</u></b>					
EOLICO I E1	2011	240,000	-91,710	1.2%	20

## **Evaluación a Precios Económicos**

Una porción importante de los proyectos pertenecientes a este plan de generación presentan valores aceptables para los criterios de decisión económica, en razón que agregan un aumento de consumo de un bien necesario para el desarrollo de la sociedad y sus impactos negativos son superados ampliamente por el valor económico de los beneficios materiales identificados.

El Valor Presente Neto Económico (VPNE) de los proyectos hidroeléctricos que superaron los indicadores económicos de rendimiento, va de aproximadamente 1 millón de dólares en el Proyecto Barro Blanco a más de 400 millones, en el caso particular de Chan I. La Tasa Interna de Retorno Económico (TIRE) de estos proyectos superan ampliamente la tasa de descuento económico de 9.5%, llegando hasta 18% en el caso de Chan I y hasta 46% en el caso particular del proyecto de Paso Ancho, gracias a su relación particular de potencia firme con respecto al total de la capacidad instalada. Otros proyectos de pequeña capacidad como Perlas Norte, Perlas Sur y Potrerillos, superaron efectivamente los indicadores de aceptación social.

La excepción fueron los proyectos estratégicos del complejo Gualaca, Lorena y Prudencia; los proyectos de Bajo Frío y Barro Blanco, con tasas de retorno que tampoco superaron el análisis económico al igual que el análisis de autosuficiencia como el de los inversionistas, con valores bajos de rentabilidad económica de TIRE de 4 a 8%, periodos de recuperación del capital que van de 11 a 16 años, que hacen muy difícil el repago de los proyectos. Aunque en conjunto este grupo de proyectos corresponden a casi 200 MW, casi un 10% de la expansión aportada por el Plan REGMHTCB10 y más aun corresponden al 20% de la oferta planteada en el periodo crítico.

Otro proyecto que se destaca por su comportamiento negativo de este análisis económico, es el proyecto RP-490 el cual tiene un VPNE negativo de más de 21 millones, un TIRE de solo 3.2% y un periodo de recuperación de capital de 17 años.

En el sector térmico conformado por las centrales de carbón, las centrales de 250 MW superan los indicadores de rendimiento económico. Solo el proyecto de 150 MW el cual es deficitario en los otros análisis de autosuficiencia y del inversionista, no supero las rentabilidad económica con un VPNE negativo de 85 millones, una TIRE de 5.4% y un periodo de recuperación de 13 años. Este proyecto se encuentra en el área gris o marginal de decisión, pues su decisión e inversión se ubica previa al 2024, en el año final del horizonte del análisis.

En el caso del Proyecto de Eólico E1, paradójicamente siendo un proyecto que opera con un recurso libre y alternativo con beneficios para la población nacional, no supera los criterios decisión económica, en razón que importantes beneficios que aporta el proyecto a la sociedad, como son la disminución de los gases de



invernadero, la disminución de la balanza de pagos por la disminución significativa en el volumen de barriles equivalentes de Petróleo (BEP), dada la metodología aplicada en este análisis, no son cuantificados.

Los valores utilizados para esta evaluación se pueden apreciar en el Cuadro N° 11.4.

CUADRO N° 11.4: Evaluación a precios económicos del Caso REGMHTCB10

**RENTABILIDAD ECONOMICA DE LOS PROYECTOS EN EXPANSION  
DEMANDA MEDIA HIDROTÉRMICO CONSIDERANDO CARBÓN(2010-2024)  
REGMHTCB10**

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA ( k \$)	VPNE ( k\$)	TIRE	P/R AÑOS
<b><u>HIDROELECTRICOS</u></b>					
BAITUN	2,011	190,808	52,942	12.6%	8
BAJO FRIO	2,013	165,000	-24,569	7.6%	11
BAJO MINA	2,011	150,000	35,554	12.7%	8
BARTOLO	2,012	37,000	1,176	9.9%	10
BARRO BLANCO	2,013	97,997	-36,942	3.9%	16
BONYIC	2,013	75,120	30,627	13.9%	7
CALDERA	2,013	8,800	630	10.4%	9
CHAN I ( CHAN-75-EL GAVILAN)	2,011	389,000	413,793	21.5%	3
CAUCHERO II (CHAN-140)	2,017	550,000	14,550	9.7%	6
COCHEA	2,012	36,000	1,818	10.1%	10
EL ALTO	2,013	141,000	4,822	9.9%	10
LOS ESTRECHOS	2,013	27,000	2,368	10.8%	9
GUALACA	2,010	87,650	-4,698	8.8%	11
LAGUNA	2,013	24,500	4,445	11.7%	9
LAS CRUCES	2,013	24,000	4,021	11.6%	9
LORENA	2,011	117,560	-10,651	8.1%	11
MACANO	2,010	11,091	5,425	16.2%	6
MONTE LIRIO	2,013	123,960	11,205	10.6%	9
PANDO	2,013	76,800	54,414	16.8%	6
PASO ANCHO	2,012	8,800	19,050	45.5%	2
PEDREGALITO	2,010	40,000	20,089	16.6%	6
PEDREGAL 2	2,012	36,000	6,893	12.1%	8
PERLAS NORTE	2,012	11,091	17,062	20.2%	5
PERLAS SUR	2,012	20,000	17,202	20.3%	5
PLANETAS I	2,010	15,500	-817	8.7%	11
POTRERILLOS	2,014	26,500	5,081	16.4%	7
PRUDENCIA	2,012	194,780	-29,408	7.5%	11
RP490	2,012	45,000	-21,092	3.2%	17
EL SINDIGO	2,016	22,000	9,334	14.5%	7
SAN LORENZO	2,014	25,900	-213	9.4%	10
TABASARA	2,015	80,070	34,152	14.5%	7
TIZINGAL	2,013	11,600	12,701	23.6%	4
<b><u>TERMICOS</u></b>					
CB 150 a	2,024	270,000	-91,287	5.0%	14
CB 250 a	2,019	412,500	177,979	14.2%	6
CB 250 b	2,020	412,500	75,028	11.6%	8
CB 250 c	2,021	412,500	232,472	15.8%	6
<b><u>ALTERNATIVOS</u></b>					
EOLICO I E1	2,011	240,000	-112,709	3.1%	17



En suma, el sentido teórico de este análisis es verificar la rentabilidad social de los proyectos, con lo cual aquellos que no superan el análisis de rentabilidad del inversionista y tampoco los parámetros de decisión social, deben de ser replanteados totalmente.

Este replanteamiento de los proyectos en su magnitud, complejidad, en últimas instancias definirá con mayor soporte su decisión de inversión. Desde el punto de vista de este análisis, los proyectos que se encuentran en esta condición, están en riesgos de culminación, por consiguiente deben ser considerados riesgosos para el cumplimiento de la oferta planeada en el caso analizado, REGMHTCB10.

Por otro lado los proyectos que superan este análisis, de manera que desde el punto de vista social son útiles para la sociedad, pero no así superan el análisis de rentabilidad de los inversionistas, tienen la posibilidad de variar su gestión o de obtener la posibilidad de encontrar ayuda adicional por parte del estado, o de entidades supranacionales, en forma que el VPN de los inversionistas deje de ser deficitarios, con el fin de que la implementación de estos proyectos benéficos para la sociedad se implementen. Los proyectos que se encuentran en esta condición, parcialmente son riesgosos para el cumplimiento del Plan REGMHTCB10.

Resumiendo los riesgos de cumplimientos de los proyectos a la oferta prevista en el caso REGMHTCB10 son los mismos que los derivados del análisis de rentabilidad financiera. Proyectos hidroeléctricos Bajo Frio, Barro Blanco, RP-490 y el proyecto Eólico I E1.

## RESUMEN

Recapitulando, podemos mencionar, que con base en los análisis de rentabilidad, que el Caso de Demanda Media con Carbón (REGMHTCB10), caso de referencia, en general con las excepciones mencionadas, desde el punto de vista de los inversionistas, no presenta un panorama halagüeño para la mayoría de los generadores, en especial una porción importante del potencial hidroeléctrico considerado para la expansión en este plan. Estas conclusiones son consecuentes con los resultados, en donde una porción de los proyectos en expansión no cubren sus necesidades financieras con los costos marginales del sistema. Aun no son totalmente cubiertos con los precios promedios anuales de los Contratos de Suministro de Compra y Venta de energía y potencia, con que se analizaron los retornos de las inversiones del sector.

Los proyectos hidroeléctricos del complejo hidroeléctrico de la cuenca baja del río Chiriquí Gualaca – Lorena y Prudencia y los proyectos Bajo Frío, Barro Blanco y el proyecto de mediana capacidad RP-490 y los pequeños proyecto hidroeléctricos Los Planetas y San Lorenzo, no superaron los flujos de decisión de ninguno de los tres análisis de mentalidad, por lo cual podemos decir que estos proyectos del plan REGMHTCB10, son inviables económicamente o sea que difícilmente se repagan las inversiones y por consiguiente se encuentran en riesgo de realización. Los mismos corresponden a más de 200 MW del Plan en análisis lo que afecta a un 10% de la oferta propuesta.

La incorporación al sistema de las nuevas centrales térmicas con base en el carbón importado, con el fin de cubrir la necesidad de potencia, a partir del año 2019 garantizaría la oferta necesaria para cumplir con el crecimiento de la demanda. Aunque una de las centrales CB 250 MW no supera los indicadores de rentabilidad del inversionista con una tasa de solo 9.7%, es posible con condiciones levemente más favorables sean aceptables a la inversión. Al superar las tres centrales de 250 MW con carbón el análisis económico se consideran las misma como viables dentro del plan de generación.

En cambio, la central genérica a carbón de 150 MW a instalar en el año 2024, para garantizar la potencia del Plan en el último año del horizonte se considera inviable, resultado de los malos indicadores de rentabilidad en los tres análisis de rentabilidad. En razón que su incorporación al caso es en el año 2024, su riesgo dentro del plan es marginal.

Con respecto al proyecto Eólico I E1, a incorporarse al plantel de generación en el año 2011, el cual por metodología utilizada en estos análisis no se le ha agregado la cuantificación de algunos beneficios imputables al Proyecto, como es la disminución de gases que provocan el cambio climático. Por lo cual el proyecto no obtiene los beneficios necesarios para superar ni los criterios de decisión económica, mucho menos el análisis de autosuficiencia y del inversionista, considerándose un proyecto que requiere de mayores incentivos estatales para

su implementación. El riesgo de culminación de este proyecto, como el de cualquier otro de esta tecnología, está condicionado a una remuneración particular diferente a la vigente en el mercado.

Es de destacar que por integridad del análisis, los precios promedios de contrato de energía utilizados en los análisis de rentabilidad para determinar los riesgos asociados de los proyectos son menores a los costos marginales, especialmente en el periodo crítico 2010-2013, en donde se presentan valores promedio de 83.5 \$/MWh durante los cuatro años alcanzando su tope en el propio año 2010 con los 91.05 \$/MWh. Por otro lado los precios promedio de los contratos de Potencia son de 13.03 \$/ KW - mes en el periodo crítico de 2010-2013, más de un 25% sobre el precio de potencia de establecido en Reglamento de Transmisión.

Durante todo el periodo de análisis 2009-2023, los precios contratados de energía son en promedio 70.08 \$/MWh, menores en un 4% a los costos marginales del Plan. Para todo el periodo de análisis el precio promedio de los contratos de potencia se encuentran en 14.89/ KW - mes, un 65% mayor al precio de potencia vigente. Este cargo por potencia tiene un valor promedio de de 17.02 \$/ KW - mes en el año 2023,<sup>96</sup>

Los análisis de rentabilidad de autosuficiencia de los proyectos, de los inversionistas y el socio económico concluyen que los proyectos hidroeléctricos de Bajo Frio, Barro Blanco, RP-490 y San Lorenzo, en conjunto con el proyecto Eólico I E1 en las condiciones actuales del mercado presentan altos riesgos de cumplimientos de su oferta, en las fechas previstas por el Plan Indicativo de Generación 2010-2024. Esta oferta en riesgo totaliza 184 MW de capacidad instalada y 30 MW de capacidad firme, específicamente en el periodo de corto plazo o periodo crítico.

En consideración a esta especial situación y a la alta factibilidad del caso, se decidió evaluar con prioridad, los posibles y más significativos riesgos que se asocian a algunos de los proyectos de gran capacidad y estratégicos para cumplir con el Caso. Por lo cual se utilizaran los resultados del caso REGMHTCB10 como referencia ante los posibles cambios originados en algunas fuentes generales de riesgos asociados a los proyectos considerados.

---

<sup>96</sup> Con base en los contratos de compra y venta de energía y Potencia suscritos entre los agentes generadores y los agentes distribuidores para el periodo de 2009 hasta el año 2023, en que existen contratos vigentes.

## 11.3 ANALISIS DE RIESGOS DEL CASO REGMHTCB10

### 11.3.1.1 Caso REGMHTCB10A. Atraso de un semestre al Inicio de Operaciones de los Proyectos Chan I

El retraso de un proyecto del tamaño y complejidad de implementación del proyecto hidroeléctrico Chan I de 222 MW, correspondiente al 20% del plantel ofertado en este periodo, con aproximadamente 966 MW de nueva capacidad incorporada al sistema, determina el carácter sustancial del mismo ante los demás proyectos que se incorporan al Plan en el periodo de corto plazo 2010-2024.

Al ser Chan I, el proyecto hidroeléctrico mas grande, que entra a operar en estos cuatro años, el cual aporta una potencia firme de 175 MW y el único que se incorpora en este periodo con un embalse importante para una regulación estacional, por lo cual un posible atraso caracteriza una significativa contracción de la oferta con sus efectos en la valoración de los costos marginales del sistema. Define el mismo, como un riesgo importante, de no tenerse en operación esta central de generación eléctrica para la fecha prevista. El proyecto por si solo representa un 19% del plantel hidroeléctrico que se incorpora al Plan y un 11.7% de la generación total de la expansión de la generación en el horizonte del análisis.

Aunque el proyecto inició construcción hace algunos años y se encuentra en un estado avanzado, como cualquier proyecto de esa magnitud y complejidad, se pueden presentar en el futuro inmediato, imprevistos naturales, geológicos y de índole constructivas que retrasen el cronograma de construcción, como en el caso se dio con los vendavales a fines de los años anteriores con crecidas del propio rio Changuinola y sus tributarios. Por consiguiente, se analiza la posibilidad de que todos estos elementos retrasen el inicio de operaciones de este proyecto, en por lo menos un semestre, retrasando el inicio de operaciones comerciales al mes de enero del 2012.

En primera instancia, el atraso de Chan I ante una oferta térmica disponible y de un plantel hidroeléctrico de reciente incorporación, no presenta consecuencias de escasez o déficit, solo se tienen efectos inmediatos y perceptibles en los costos marginales que el sistema deberá enfrentar durante el periodo de atraso. Este incremento de los costos marginales tiene efectos contrarios ante los generadores y al consumidor en general.

En consideración a los posibles elementos de atraso, se valoro el costo del retraso de los proyectos, al considerar sobre-costos directos a los proyectos por un monto global de 5%, por aumentos relativos de los materiales e insumos, mano de obra y servicios auxiliares requeridos por un año para completar el proyecto. Además, hay que considerar el efecto en los intereses durante construcción (IDC) por el retraso en la capitalización de las inversiones.

La magnitud e importancia de los cambios se refleja en la el Cuadro N° 11.5.

CUADRO N° 11.5: Diferencial de Costos Marginales ante el Atraso de un semestre del Proyecto Hidroeléctrico Chan I Enero 2012

COSTOS MARGINALES				
AÑO	REGMHTCB10	REGMHTCB10A	DIFERENCIA	
	Referencia	Sensibilidad	Magnitud	Porcentual
2010	<b>127.94</b>	<b>127.06</b>	-0.88	-0.69%
2011	<b>113.30</b>	<b>121.67</b>	8.38	7.39%
2012	<b>108.62</b>	<b>109.34</b>	0.72	0.67%
2013	<b>85.39</b>	<b>84.73</b>	-0.65	-0.76%
2014	<b>76.63</b>	<b>78.09</b>	1.47	1.92%
2015	<b>64.15</b>	<b>63.11</b>	-1.04	-1.62%
2016	<b>58.04</b>	<b>58.33</b>	0.29	0.51%
2017	<b>57.99</b>	<b>58.50</b>	0.51	0.87%
2018	<b>56.04</b>	<b>55.25</b>	-0.79	-1.41%
2019	<b>58.88</b>	<b>60.56</b>	1.68	2.85%
2020	<b>58.97</b>	<b>59.01</b>	0.04	0.07%
2021	<b>61.85</b>	<b>62.65</b>	0.79	1.28%
2022	<b>63.33</b>	<b>59.62</b>	-3.72	-5.87%
2023	<b>56.27</b>	<b>60.17</b>	3.89	6.92%
2024	<b>44.98</b>	<b>45.47</b>	0.49	1.09%
<b>PROMEDIOS</b>			<b>0.75</b>	<b>0.88%</b>

Fuente: ETESA. Plan de Expansión de 2010 - 2024

Como muestra el cuadro, el atraso de solo seis meses en la entrada en operación de Chan I, ocasiona un incremento de costo marginal promedio para todo el período de análisis de menos de 1\$ /MWh y de 1% promedio anual. Los efectos del atraso son mas evidentes en el periodo de corto plazo 2010-2013, en el cual el incremental de costo es de 1.9 \$/ MWh, aproximadamente un 2%. Para el resto del periodo 2014- 2024 significa un incremento de 0.3 \$/MWh y un 1%.

Con el atraso de un año de Chan I, el efecto en la rentabilidad propia de los proyectos, medida a través de la comparación de los efectos de la valoración a precios del mercado, el desmejoramiento en los parámetros de decisión con respecto al Caso de referencia, el periodo de recuperación del capital en los flujos de caja requieren de uno adicional, la TIR del Proyecto descienden de 15 a 13%. El VPN disminuye de 71 a 25 millones.

Con respecto a los fondos del inversionista la TIR pierde aproximadamente 5 puntos porcentuales, pasando de 25 a 20.%, y el VPN pasa de 155 a 111 millones de dólares y el Periodo de recuperación del capital de 3 años pasa a 4.

Ningún proyecto de expansión del plan REGMHTCB10 se beneficia con el atraso

de Chan I, pues el despacho de energía beneficia marginalmente a proyectos térmicos existentes a la fecha en el sistema.

**CUADRO N° 11.6: Valores Alcanzados por Chan I  
REGMHTCB10A vs. Caso de Referencia REGMHTCB10**

PROYECTOS	ENTRADA EN OPERACIÓN	INVERSION DIRECTA	VPN	TIR	P/R
	MES/ AÑO	K\$	K\$	%	AÑOS
<b>CHAN I REGMHTCB10</b>	MAYO/2011	389000.00	71431.00	14.80	5.00
<b>CHAI REGMHTCB10A (ATRASO)</b>	ENERO/2012	408450.00	24999.00	12.90	6.00

Fuente: ETESA. Plan de Expansión 2010- 2024

### **11.3.1.2 Caso REGMHTCB10B: Atraso de un semestre en el inicio de operaciones de las centrales hidroeléctricas Gualaca, Lorena y Prudencia**

El complejo hidroeléctrico en cascada que se construye aguas abajo de la hidroeléctrica Estí, comprende tres instalaciones que en conjunto representan 115 MW de nueva capacidad hidroeléctrica, con una capacidad firme de 104 MW. Estas instalaciones están previstas entrar en septiembre de 2010, enero y julio del 2011 respectivamente.

Este potencial en expansión representa el 12% de la capacidad hidroeléctrica en expansión que se instala en el periodo de corto plazo 2010-2024, pero con respecto a la potencia firme corresponde al 30 % de del aporte entre 2010-2012, años en que existe la posibilidad de un atraso de este complejo hidroeléctrico de pasada.

Al igual que otros proyectos hidroeléctricos en construcción, que se encuentran en un estado de avance significativo, se pueden presentar en el futuro inmediato, imprevistos naturales, geológicos y de índole constructivas que retrasen el cronograma de construcción, por lo cual se analiza la posibilidad que se retrasen el inicio de operaciones de este complejo de proyectos, en por lo menos un semestre por central. Con lo cual, se analiza la posibilidad de que el inicio de operaciones de Gualaca para marzo 2011, Lorena julio 2011 y Prudencia enero 2012.

La magnitud e importancia de los cambios se refleja en la el Cuadro N° 11.7.

**CUADRO N° 11.7: Diferencial de Costos Marginales ante el Atraso de un semestre de los Proyectos Hidroeléctricos Gualaca, Lorena y Prudencia**

COSTOS MARGINALES				
AÑO	REGMHTCB10	REGMHTCB10B	DIFERENCIA	
	Referencia	Sensibilidad	Magnitud	Porcentual
2010	<b>127.94</b>	<b>128.22</b>	0.28	0.22%
2011	<b>113.30</b>	<b>116.28</b>	2.99	2.64%
2012	<b>108.62</b>	<b>109.36</b>	0.75	0.69%
2013	<b>85.39</b>	<b>85.07</b>	-0.31	-0.37%
2014	<b>76.63</b>	<b>76.90</b>	0.28	0.36%
2015	<b>64.15</b>	<b>64.13</b>	-0.02	-0.03%
2016	<b>58.04</b>	<b>58.04</b>	0.00	0.01%
2017	<b>57.99</b>	<b>58.00</b>	0.00	0.00%
2018	<b>56.04</b>	<b>56.04</b>	0.00	0.00%
2019	<b>58.88</b>	<b>58.88</b>	0.00	0.00%
2020	<b>58.97</b>	<b>58.97</b>	0.00	0.00%
2021	<b>61.85</b>	<b>61.85</b>	0.00	0.00%
2022	<b>63.33</b>	<b>63.33</b>	0.00	0.00%
2023	<b>56.27</b>	<b>56.27</b>	0.00	0.00%
2024	<b>44.98</b>	<b>44.98</b>	0.00	0.00%
<b>PROMEDIOS</b>			<b>0.26</b>	<b>0.23%</b>

Fuente: ETESA. Plan de Expansión de 2010 - 2024

El cuadro, muestra cambios casi imperceptibles ante el atraso de estos proyectos, ocasiona un incremento de costo marginal promedio para todo el período de análisis de menos de casi un cuarto de 1\$ /MWh y de 0.2% promedio anual. Los efectos del atraso, aunque mas evidentes en el periodo de corto plazo 2010-2013, en que se da el atraso son de menos de 1 \$/ MWh, aproximadamente un 1%. Para el resto del periodo 2014- 2024 no existe incremento.

En el caso particular de estos proyectos el atraso de los mismos, resulta en el incremento de los propios parámetros deficitarios, ya analizados en la sección anterior sin beneficiar o perjudicar al resto de los proyectos en expansión, dado que el diferencial de de demanda no ofertada será atendida por proyectos térmicos existentes en el sistema.

### 11.3.1.3 Caso REGMHTCB10C: Atraso de un semestre en el inicio de operaciones de las centrales hidroeléctricas Bajo Mina y Baitún; y Atraso de un año del Proyecto El Alto

Los proyectos hidroeléctricos Bajo Mina de 56 MW, Baitún de 88.7 MW El Alto de 68 MW, los cuales prevén inicien operaciones en el 2010, 2011 y 2013 son los proyectos de mayor capacidad después del proyecto Chan I, que inician operaciones dentro del periodo de corto Plazo, 2010-2013. Estas características le dan la calidad de proyectos estratégicos, para el cumplimiento del Plan de Generación Indicativo.



En conjunto los tres proyectos suman 213 MW, que corresponde a un 22% de la capacidad en expansión en el periodo. Con respecto a la potencia firme estos proyectos aportan 73 MW que corresponden a un 13% de la potencia en expansión para este periodo crítico.

Al igual que todo proyecto hidroeléctrico en construcción, que se encuentran en un estado de avance significativo, se le pueden presentar a estos proyectos en el futuro inmediato, imprevistos naturales, geológicos y de índole constructivas que retrasen la entrada en operación de los mismos. En consideración al posible riesgo que estos proyectos se retrasen, se analiza las consecuencias para el plan y por defecto en los proyectos, si el inicio de operaciones de por lo menos un semestre para los proyectos hidroeléctricos Bajo Mina y Baitún y de un año para el proyecto El Alto. Con lo cual, se analiza la posibilidad de que las fechas de inicio de operaciones de Bajo Mina para marzo 2011, Baitún para junio 2012 y El Alto para enero 2014

CUADRO N° 11.8: Diferencial de Costos Marginales ante el Atraso de un semestre de los Proyectos Hidroeléctricos Bajo Mina, Baitún y El Alto.

COSTOS MARGINALES				
AÑO	REGMHTCB10	REGMHTCB10C	DIFERENCIA	
	Referencia	Sensibilidad	Magnitud	Porcentual
2010	<b>127.94</b>	<b>128.77</b>	0.83	0.65%
2011	<b>113.30</b>	<b>116.51</b>	3.21	2.84%
2012	<b>108.62</b>	<b>110.99</b>	2.37	2.19%
2013	<b>85.39</b>	<b>90.78</b>	5.39	6.32%
2014	<b>76.63</b>	<b>77.19</b>	0.56	0.73%
2015	<b>64.15</b>	<b>64.64</b>	0.48	0.75%
2016	<b>58.04</b>	<b>57.96</b>	-0.07	-0.13%
2017	<b>57.99</b>	<b>58.02</b>	0.03	0.05%
2018	<b>56.04</b>	<b>56.02</b>	-0.01	-0.03%
2019	<b>58.88</b>	<b>58.85</b>	-0.03	-0.05%
2020	<b>58.97</b>	<b>58.99</b>	0.02	0.03%
2021	<b>61.85</b>	<b>61.86</b>	0.01	0.01%
2022	<b>63.33</b>	<b>63.32</b>	-0.02	-0.03%
2023	<b>56.27</b>	<b>56.23</b>	-0.04	-0.08%
2024	<b>44.98</b>	<b>44.98</b>	0.00	0.00%
<b>PROMEDIOS</b>			<b>0.85</b>	<b>0.88%</b>

Fuente: ETESA. Plan de Expansión de 2010 – 2024

El atraso de estos proyectos al igual que el caso de sensibilidad anterior muestra cambios casi imperceptibles en los costos marginales con respecto al caso de referencia. Un incremento de costo marginal promedio anual para todo el período de análisis de menos de casi un 1\$/MWh y de 0.9% promedio anual.

Aunque, no existen posibilidades de fallas de energía y potencia, ante la postergación de estos proyectos, los efectos del atraso, son mas evidentes en el periodo de corto plazo 2010-2013, en que se da el atraso de los proyectos analizados con un incremento promedio de 3\$/MWh anual en el periodo critico



correspondiente a un 3% anual. No existen incrementos perceptibles de costos marginales, ocasionados por el atraso de los proyectos para el resto del periodo 2014- 2024.

Con el fin de analizar los efectos de los atrasos en la rentabilidad de los respectivos proyectos, se cotejaron mediante la comparación de los resultados del análisis de rentabilidad del inversionista, valorados los ingresos a los precios de compra de potencia y energía vigentes en el Mercado mayorista de Electricidad. Para el análisis se considero un sobrecosto en la inversión directa total como a efecto de obras adicionales, perdidas contractuales e IDC.

Como era de esperar el atraso analizado con los respectivos sobre costos estimados, para los proyectos Bajo Mina, Baitún y El Alto, resulta en la disminución de los parámetros de rentabilidad. La comparación de resultados muestra que un atraso en los proyectos es perjudicial para el inversionista. La magnitud e importancia de los cambios se refleja en la el Cuadro N° 11.9.

CUADRO N° 11.9: Valores alcanzados por los Proyectos Ante el atraso de Bajo Mina, Baitún y El Alto REGMHTCB10C  
Vs  
Caso de Referencia REGMHTCB10

PROYECTOS		ENTRADA EN OPERACIÓN	INVERSION DIRECTA	VPN	TIR	P/R
		MES/ AÑO	K\$	K\$	%	AÑOS
<b>BAJO MINA</b>	REGMHTCB10C (Atraso)	SEPT/2010	157,500	10,344	14.9%	7
	REGMHTCB10	MAR/2011	<u>150,000</u>	<u>9,874</u>	<u>14.7%</u>	<u>7</u>
	DIF.		7,500	470	0.2%	0
<b>BAITUN</b>	REGMHTCB10C (Atraso)	DIC/2011	200,348	14,306	14.8%	7
	REGMHTCB10	JUN/2012	<u>190,808</u>	<u>12,960</u>	<u>14.4%</u>	<u>7</u>
	DIF.		9,540	1,346	0.4%	0
<b>EL ALTO</b>	REGMHTCB10C (Atraso)	ENERO/2013	155,100	-17,513	8.4%	13
	REGMHTCB10	SEPT/2014	<u>141,000</u>	<u>-7,762</u>	<u>10.2%</u>	<u>10</u>
	DIF.		14,100	-9,751	-1.8%	3

Fuente: ETESA. Plan de Expansión de 2010 - 2024

#### 11.3.1.4 Caso REGMHTCB10D: Atraso de un año en el inicio de operaciones de las centrales hidroeléctricas Pando, Monte Lirio y Barro Blanco

Pando, Monte Lirio y Barro Blanco son proyectos hidroeléctricos significativos de mediana y gran capacidad para el sistema, los cuales están previstos iniciar operaciones en este Plan en el año 2013.<sup>97</sup> Entre los tres proyectos aportan 112

<sup>97</sup> Ambos Proyecto pertenecen al mismo Promotor ELECTRON INVESMENT.

MW, lo que corresponde a 35 % de la expansión al sistema de ese año. Estas instalaciones totalizan 68 MW de potencia firme, cuando el resto de los proyectos que deben iniciar operaciones ese año aportan entre todos, 88 MW a la potencia.

Por lo cual hace necesario conocer el impacto que puede tener en el sistema el atraso de estas hidroeléctricas. La construcción de estas hidroeléctricas, las cuales tienen contrato de potencia y energía con las distribuidoras a partir del año 2013, están fijadas por sus promotores en un plazo de 36 meses, con lo cual no se tiene a la fecha holgura alguna, mas se puede considerar atrasos significativos en un cronograma apretado, para el inicio formal del proceso de construcción.

CUADRO N° 11.10: Diferencial de Costos Marginales ante el Atraso de un Año de los Proyectos Hidroeléctricos Pando (Enero 2014), Monte Lirio (Enero 2013) y de Barro Blanco (Julio 2014) Caso REGMHTCB10D vs

Caso Referencia REGMHTCB10

COSTOS MARGINALES				
AÑO	REGMHTCB10	REGMHTCB10D	DIFERENCIA	
	Referencia	Sensibilidad	Magnitud	Porcentual
2010	<b>127.94</b>	<b>126.82</b>	-1.12	-0.87%
2011	<b>113.30</b>	<b>113.31</b>	0.02	0.01%
2012	<b>108.62</b>	<b>108.86</b>	0.24	0.22%
2013	<b>85.39</b>	<b>94.57</b>	9.18	10.76%
2014	<b>76.63</b>	<b>78.42</b>	1.79	2.34%
2015	<b>64.15</b>	<b>63.12</b>	-1.04	-1.61%
2016	<b>58.04</b>	<b>58.33</b>	0.29	0.50%
2017	<b>57.99</b>	<b>58.50</b>	0.51	0.87%
2018	<b>56.04</b>	<b>55.25</b>	-0.79	-1.41%
2019	<b>58.88</b>	<b>60.56</b>	1.68	2.85%
2020	<b>58.97</b>	<b>59.01</b>	0.04	0.07%
2021	<b>61.85</b>	<b>62.65</b>	0.79	1.28%
2022	<b>63.33</b>	<b>59.62</b>	-3.72	-5.87%
2023	<b>56.27</b>	<b>60.17</b>	3.89	6.92%
2024	<b>44.98</b>	<b>45.47</b>	0.49	1.09%

Fuente: ETESA. Plan de Expansión de 2010 - 2024

La postergación del inicio de operaciones de las hidroeléctricas Pando, Monte Lirio y Barro Blanco se refleja en los costos marginales del año 2013 con un incremento de 9 \$/MWh y en el 2014 de menos de 2\$/MWh. A partir del año 2015 las diferencias fluctúan en más o menos una unidad porcentual, con la excepción de los años 2022 y 2023 donde las diferencias fluctúan de -3% a 3%.

En general los costos marginales de este atraso en comparación con el caso de referencia no presentan incrementos significativos. El Cuadro N° 11.11 presenta los cambios del costo marginal ocasionados por el atraso de los proyectos Pando y Monte Lirio.

**CUADRO N° 11.11: Valores alcanzados por los Proyectos Pando, Monte Lirio y Barro Blanco Ante el atraso de los mismos por un año REGMHTCB10D Vs Caso de Referencia REGMHTCB10**

PROYECTOS		ENTRADA EN OPERACIÓN	INVERSION DIRECTA	VPN	TIR	P/R
		MES/ AÑO	K\$	K\$	%	AÑOS
<b>PANDO</b>	REGMHTCB10D (Atraso)	ENERO/2014	80,640	4,148	18.5%	5
	REGMHTCB10	ENERO/2013	76,800	1,105	12.2%	7
	DIF.		3,840	3,043	6.3%	-2
<b>MONTE LIRIO</b>	REGMHTCB10D (Atraso)	ENERO/2014	130,158	-7,304	10.3%	10
	REGMHTCB10	ENERO/2013	123,960	-2,781	11.3%	9
	DIF.		6,198	-4,523	-1.0%	1
<b>BARRO BLANCO</b>	REGMHTCB10D (Atraso)	JULIO/2014	102,897	-30,134	1.8%	20
	REGMHTCB10	JULIO/2013	97,997	-26,152	2.6%	20
	DIF.		4,900	-3,982	-0.8%	0

Fuente: ETESA. Plan de Expansión de 2010 - 2024

Con el atraso de un año de los proyectos Monte Lirio y Barro Blanco, la rentabilidad propia de los proyectos para los promotores disminuye significativamente los parámetros de decisión con respecto al caso de referencia REGMHTCB10 como se muestra en el cuadro siguiente. Controversialmente, el proyecto Pando se favorece con el atraso, lo cual se explica dada su particular relación de potencia firme versus capacidad instalada, pues al utilizar en simulación de rentabilidad de los proyectos, los precios vigentes de potencia en los contratos, estos van en aumento a partir del 2014.

#### 11.3.1.5. Caso REGMHTCB10E: Proyección de combustible Alto.

Para considerar la incertidumbre del nivel general de precios de los combustibles utilizados en la generación eléctrica en el futuro, se analizó el Plan de Expansión suponiendo que el precio de los combustibles se equipara a la proyección alta de combustibles, sugerida por la SNE<sup>98</sup>; buscando determinar el efecto inmediato y perceptible en los costos marginales que el sistema asumiría.

La magnitud e importancia de los cambios en los costos marginales se refleja en el Cuadro N° 11.12.

**CUADRO N° 11.12: Diferencial de Costos Marginales Ante un Escenario de Proyección Alta de Precios de los Combustibles.**

<sup>98</sup> Precios utilizados de acuerdo a la Secretaria Nacional de Energía. Ver Capítulo 8: Pronósticos de precios de los combustibles

COSTOS MARGINALES				
AÑO	REGMHTCB10	REGMHTCB10E	DIFERENCIA	
	Referencia	Sensibilidad	Magnitud	Porcentual
2010	127.94	154.36	26.42	20.65%
2011	113.30	138.03	24.73	21.83%
2012	108.62	130.32	21.70	19.98%
2013	85.39	100.14	14.75	17.28%
2014	76.63	86.83	10.20	13.32%
2015	64.15	69.41	5.26	8.20%
2016	58.04	63.58	5.54	9.55%
2017	57.99	63.61	5.62	9.69%
2018	56.04	58.50	2.46	4.39%
2019	58.88	62.57	3.69	6.27%
2020	58.97	63.34	4.37	7.40%
2021	61.85	67.49	5.63	9.11%
2022	63.33	66.46	3.13	4.94%
2023	56.27	59.92	3.65	6.48%
2024	44.98	47.74	2.76	6.13%
<b>PROMEDIOS</b>			<b>9.33</b>	<b>11.01%</b>

Fuente: ETESA. Plan de Expansión del 2010 - 2024

Como se puede observar, durante los primeros cuatro años, coincidente con periodo de corto plazo del análisis, se da el mayor impacto en los costos marginales, donde el incremento de costos se aproxima a un costo marginal superior por más de 22 dólares. Debido, principalmente a que el caso de referencia REGMHTCB10 contempla en este periodo la entrada de proyectos hidroeléctricos de pasada, con la excepción del proyecto Chan I, por lo cual las necesidades de potencia son suplidas por el plantel térmico existente, en conjunto con la reincorporación de los 120 MW del ciclo de BLM Carbón.

Con la entrada de los más de 1,000 MW, el costo marginal en 14 \$/MWh en el 2014, de 17 \$/MWh en el 2015, para luego ir disminuyendo de acuerdo a la tendencia del Caso REGMHTCB10, con un pequeño plus. Por consiguiente el diferencial promedio anual para el periodo 2014-2024 es de 4.76\$/MWh para un cambio porcentual promedio con respecto al Caso de referencia de 8%.

Para todo el periodo de análisis, se tiene un incremento promedio anual de de 9.33 \$/MWh o sea un incremento porcentual promedio anual de 11%, del Caso de Combustibles Altos REGMHTCB10E, con respecto al Caso de Referencia REGMHTCB10.

La proyección alta de los combustibles tiene un efecto leve en la generación total, en la cual disminuye la exportación en consecuencia disminuye la generación hidroeléctrica, enfatizándose el incremento en el entorno nacional la generación termoeléctrica como se observa en el cuadro N° 11.13.

**CUADRO N° 11.13: Comparativo de Generación Escenario con Proyección Alta de Combustibles REGMHTCB10E vs Caso de Referencia REGMHTCB10**

	Generación Termoeléctrica	Generación Hidroeléctrica	Generación Eólica	Total
REGMHTCB10	39,311	128,208	3,774	171,293
REGMHTCB10E	39,490	128,182	3,773	171,445
Diferencia	179	-27	-1	151

Fuente: ETESA. Plan de Expansión del 2010 - 2024

En cuanto a la medición de la rentabilidad de los proyectos, el aumento en el costo de los combustibles impacta significativamente en los costos operativos de los proyectos térmicos existentes. Para los proyectos hidroeléctricos es totalmente indiferente, de acuerdo a la metodología de repago de la energía despachada, en la cual se establece en concepto de contratación total de la potencia y la energía, la cual es valorada a precios de contrato de energía y potencia. En nuestro caso de mercado, es de esperarse que el repago de la energía y potencia del mercado spot se incremente con las respectivas consecuencias para las diversas tecnologías.

En esta sensibilidad, el costo operativo de los proyectos se incrementa en una media de más del 9% durante el periodo de análisis, siendo los años de mayor impacto el corto plazo 2010-2013, en donde la diferencia promedio con respecto al caso base se aproxima a 34 millones de dólares por año. Luego se mantiene un incremento promedio mensual de 7% hasta al fin del horizonte de análisis, que corresponde a una diferencia promedio anual de cinco millones.

Como se esperaba, en promedio el costo operativo del Plan con La proyección Alta de Combustibles, sensibilidad REGMHTCB10E es anualmente más onerosa en 13 millones de dólares, que el caso de referencia REGMHTCB10, durante todo el periodo de análisis. Ver Cuadro N° 11.14

**CUADRO N° 11.14: Comparativo de Costos Operativos del Sistema con un  
 Escenario de Proyección Alta de Combustibles REGMHTCB10E  
 VS  
 Caso de Referencia REGMHTCB10**

<b>COSTOS OPERATIVOS POR ESCENARIO</b>				
EN MILES DE US\$				
AÑO	REGMHTCB10	REGMHTCB10E	DIFERENCIA	
	Referencia	Sensibilidad	Magnitud	Porcentual
2010	344,974	404,344	59,370	17.21%
2011	228,559	270,690	42,131	18.43%
2012	133,967	151,434	17,467	13.04%
2013	107,140	123,678	16,538	15.44%
2014	82,453	98,046	15,594	18.91%
2015	56,429	58,521	2,092	3.71%
2016	45,819	51,142	5,323	11.62%
2017	50,602	56,120	5,518	10.90%
2018	42,235	47,094	4,859	11.50%
2019	99,899	105,271	5,371	5.38%
2020	137,296	144,142	6,846	4.99%
2021	193,609	199,554	5,945	3.07%
2022	217,789	213,368	-4,420	-2.03%
2023	209,810	213,663	3,852	1.84%
2024	189,191	195,632	6,441	3.40%
<b>PROMEDIOS</b>			<b>12,862</b>	<b>9.16%</b>

Fuente: ETESA. Plan de Expansión del 2010 - 2024

Desde el punto de vista de los flujos de caja de los inversionistas de los proyectos térmicos, los flujos de caja se desmejoran levemente con respecto al caso de referencia REGMHTCB10. Estas mermas de rendimiento en los proyectos térmicos y no en los proyectos hidroeléctricos, son explicadas ya que los costos variables de operación, principalmente por combustible se incrementan y los ingresos son reconocidos por los precios promedios de contrato de energía y potencia utilizados son estáticos. Solo en caso de contemplar la indexación de los combustibles por medio de los particulares convenios de “Cláusula de Combustible”, se puede determinar la rentabilidad real de estas centrales térmicas.

Este incremento en los costos operativos sin el reconocimiento de ninguna compensación se reflejara en mermas de la rentabilidad de los proyectos de expansión térmicos. Los proyectos rentables CB 250a y CB 250b, son indiferentes a los cambios. La situación de los otros dos proyectos permanece igualmente deficitaria. Ver Cuadro 11.15

**CUADRO N° 11.15: Valores Alcanzados por los Proyectos Térmicos de Expansión  
 con un Escenario de Proyección Alta de Combustibles REGMHTCB10E  
 VS  
 Caso de Referencia REGMHTCB10**

PROYECTOS		ENTRADA EN OPERACIÓN	INVERSION DIRECTA	VPN	TIR	P/R
		MES/ AÑO	K\$	K\$	%	AÑOS
<b>CB 150a</b>	REGMHTCB10D (Comb ALTO)	ENERO/2024	270,000	-81,267	3.0%	18
	REGMHTCB10	ENERO/2024	270,000	-82,895	2.8%	19
	DIF.		0	1,628	0.2%	-1
<b>CB 250a</b>	REGMHTCB10D (Comb ALTO)	ENERO/2019	412,500	12,238	12.8%	9
	REGMHTCB10	ENERO/2019	412,500	12,433	12.8%	9
	DIF.		0	-195	0.0%	0
<b>CB 250b</b>	REGMHTCB10D (Comb ALTO)	ENERO/2020	412,500	-34,314	9.6%	12
	REGMHTCB10	ENERO/2020	412,500	-34,092	9.7%	12
	DIF.		0	-222	0.0%	0
<b>CB 250c</b>	REGMHTCB10D (Comb ALTO)	ENERO/2021	412,500	37,524	14.6%	8
	REGMHTCB10	ENERO/2021	412,500	38,449	14.6%	8
	DIF.		0	-925	-0.1%	0

Fuente: ETESA. Plan de Expansión del 2010 - 2024

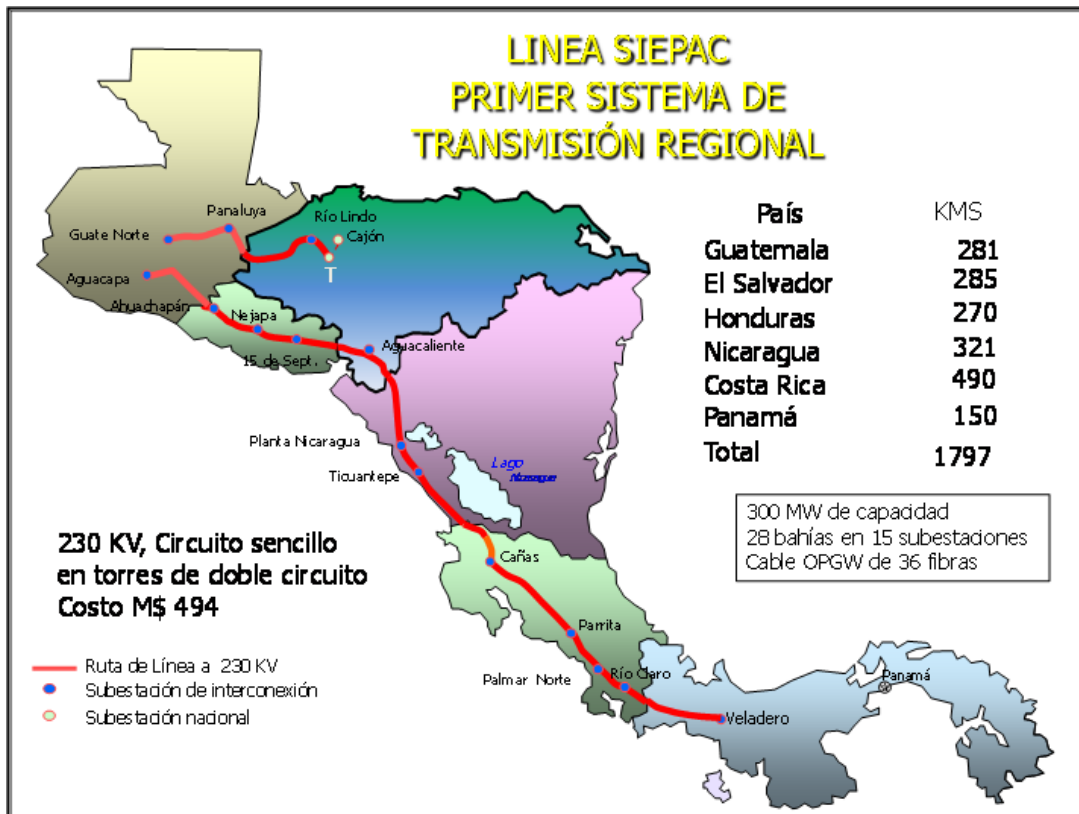
Este leve impacto en la rentabilidad de los proyectos térmicos en expansión, de los efectos de una proyección de combustibles alto REGMHTCB10E, se explica en que los incrementos significativos de la proyección se dan en el periodo 2010 - 2017, para luego disminuir con respecto al caso base REGMHTCB10.

La magnitud de de incremento del escenario de combustibles alto en el periodo 2019 – 2024 periodo final del horizonte del análisis, en donde se incorpora la nueva expansión térmica basada en la fuente carbón, es de aproximadamente de 4 millones en promedio anual, o sea de solo 3%. Ver cuadro No. 11.17



### 11.3.1.4. Caso REGMHTCB10F: Sistema Regional atraso de un año de SIEPAC.

El proyecto SIEPAC significa un incremento en la capacidad de intercambio en la región centroamericana. Su entrada está prevista para el corto plazo, oficialmente la fecha prevista es a mediados del año 2010. Por su importancia para el comportamiento del sistema eléctrico panameño se requiere un análisis de los efectos que tendría su posible retraso.



Desde el inicio de su implementación física, el proyecto SIEPAC ha tenido riesgos asociados a la naturaleza (sismicidad de la zona, erosión, incendios forestales, tormentas, etcétera), a las actividades humanas de las áreas cercanas al proyecto y a factores técnicos vinculados a esta interconexión eléctrica, por mencionar algunos riesgos. Esto sin mencionar los retrasos que el Proyecto ha soportado en la etapa de pre inversión (estudios técnicos y financiamiento), la cual ha transcurrido en más de una década (1998-2009).

En la etapa de construcción, el mismo ha tenido inconvenientes, no totalmente superados a la fecha con respecto a la servidumbre de la línea. Por consiguiente la posibilidad de retrasos adicionales que incumplan el presente cronograma de ejecución regional, es un elemento de riesgo importante no solo para el proyecto de interconexión, sino por sus consecuencias al limitar el intercambio regional, no permitiendo la exportación de excedentes del sistema nacional.



En el siguiente cuadro se presenta el cronograma de ejecución a nivel regional del Proyecto SIEPAC.

CUADRO N° 11.16: Cronograma de Ejecución de Obras del Proyecto SIEPAC

<b>SIEPAC</b> Cronograma de Culminación de Obras		
Interconexión	Tramo	Fecha de Inicio de Operación
	Descripción	
ES-GU	Aguacapa (frontera de Guatemala)- Ahuachapán (frontera de El Salvador)	19-Apr-10
HO-ES	Agua Caliente (frontera de Honduras)-15 de Septiembre (frontera de El Salvador)	15-Sep-09
HO-GU	San Buenaventura (frontera de Honduras)- Panaluya (frontera de Guatemala)	3-Jun-10
NI-HO	Sandino (frontera de Nicaragua)-Agua Caliente (frontera de Honduras)	24-Mar-10
CR-NI	Cañas (frontera de Costa Rica)- Ticuanatepe (frontera de Nicaragua)	23-Jun-10
PA-CR	Veladero (Panamá)-Río Claro (frontera de Costa Rica)	1-Jan-10

Fuente: ETESA. Plan de Expansión de 2010 - 2024

De cumplirse, en gran medida la expansión hidroeléctrica planteada en el periodo crítico 2010-2012, con aproximadamente la instalación global de 1000 MW, que como resultado, en ese periodo el país se convierte en un exportador neto de energía eléctrica, especialmente durante el periodo lluvioso, si no se presentan fenómenos que incrementen en forma inusual la demanda nacional o disminuyan las lluvias. Por consiguiente se debe considerar un riesgo importante para el SIN, el evento de un retraso en la incorporación operativa de la interconexión, en la fecha prevista, no cumpliéndose el cronograma planteado. Se analiza la posibilidad de un retraso de un año, con la incorporación de la Línea de Interconexión de SIEPAC, a partir de junio del 2011. La magnitud e importancia de los cambios se refleja en la el Cuadro N° 11.17

### CUADRO N° 11.17: Diferencial de Costos Marginales Ante la Entrada Tardía del Proyecto de Interconexión SIEPAC

COSTOS MARGINALES				
AÑO	REGMHTCB10	REGMHTCB10F	DIFERENCIA	
	Referencia	Sensibilidad	Magnitud	Porcentual
2010	<b>127.94</b>	<b>128.80</b>	0.86	0.67%
2011	<b>113.30</b>	<b>110.63</b>	-2.66	-2.35%
2012	<b>108.62</b>	<b>110.52</b>	1.91	1.76%
2013	<b>85.39</b>	<b>87.65</b>	2.26	2.65%
2014	<b>76.63</b>	<b>77.64</b>	1.01	1.32%
2015	<b>64.15</b>	<b>64.02</b>	-0.13	-0.20%
2016	<b>58.04</b>	<b>58.04</b>	0.00	0.00%
2017	<b>57.99</b>	<b>58.00</b>	0.00	0.01%
2018	<b>56.04</b>	<b>56.04</b>	0.00	0.00%
2019	<b>58.88</b>	<b>58.88</b>	0.00	0.00%
2020	<b>58.97</b>	<b>58.97</b>	0.00	0.00%
2021	<b>61.85</b>	<b>61.85</b>	0.00	0.00%
2022	<b>63.33</b>	<b>63.33</b>	0.00	0.00%
2023	<b>56.27</b>	<b>56.27</b>	0.00	0.00%
2024	<b>44.98</b>	<b>44.98</b>	0.00	0.00%
<b>PROMEDIOS</b>			<b>0.22</b>	<b>0.26%</b>

Fuente: ETESA. Plan de Expansión de 2010 - 2024

Bajo el supuesto del retraso por etapas del proyecto SIEPAC, esta sensibilidad muestra cambios leves, pero perceptibles con respecto al caso de referencia REGMHTCB10, primero un incremento leve en el costo marginal del año 2010 por la limitación del intercambio, para luego mostrar en el 2011 una disminución con la probable entrada oportuna de Chan I. En los tres años siguientes 2012-2014 se notan leves incrementos causado por la exportación al requerir por merito la incorporación de generación térmica más costosa.

A partir de 2015 y para el resto del horizonte, el caso sin SIEPAC tiene costos marginales levemente inferiores al caso de referencia. Esta reducción en los costos marginales, se origina por la disminución de la generación en Panamá, consecuente con la disminución de exportación por la limitación de la capacidad de intercambio entre Panamá y Costa Rica con lo cual se evita despachar las centrales de mayor costo operativo.

El efecto del retraso parcial en la generación aportada por el sistema, es observado en el cuadro siguiente, en donde se comparan la generación del escenario de referencia REGMHTCB10 con el despacho del SDDP modelado en la sensibilidad con el atraso de la línea de interconexión regional, REGMHTCB10F.

### CUADRO N° 11.18: Diferencial de Generación Ante la Entrada Tardía del Proyecto de Interconexión SIEPAC

	Generación Termoeléctrica	Generación Hidroeléctrica	Generación Eólica	Total	% Termico.	% Hidrico	% Eolico
REGMHTCB10F	2630.15	8546.72	269.43	11428.34	22%	76%	2%
REGMHTCB10	2620.75	8547.21	269.55	11419.55	22%	76%	2%
Diferencia	9.39	-0.49	-0.12	8.79	0.00%	0.00%	0.00%

Fuente: ETESA. Plan de Expansión del 2010 – 2024

No se aprecian grandes cambios en el valor presente neto y la tasa interna de retorno en la mayoría de los proyectos hidroeléctricos contemplados en este plan de expansión y a la ausencia de proyectos termoeléctricos en este segmento del Plan. Las diferencias que se dan son prácticamente imperceptibles producto de la gran cantidad de proyectos hidroeléctricos, que se plantean como candidatos, con entradas escalonadas entre los años 2010 y 2013 periodo en que afectaría esta sensibilidad, lo que gracias a nuestra matriz energética, un retraso en el proyecto SIEPAC no repercute contundentemente nuestro sistema.

### . CUADRO N° 11.19 Valores Alcanzados por los Proyectos Seleccionados ante el Atraso Parcial de SIEPAC REGMHTCB10F

vs.

#### Caso de Referencia REGMHTCB10

PROYECTOS		EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA ( k \$)	VPN ( k\$)	TIR	P/R AÑOS
BAJO MINA	Atraso SIEPAC	2011	150,000	9,861	14.7%	7
		2011	150,000	9,874	14.7%	7
CHAN I ( CHAN-75-EL GAVILAN)	Atraso SIEPAC	2011	389,000	155,374	25.1%	3
		2011	389,000	155,354	25.1%	3
GUALACA	Atraso SIEPAC	2010	87,650	-7,455	8.6%	13
		2010	87,650	-7,446	8.7%	13
LORENA	Atraso SIEPAC	2011	117,560	-15,098	7.9%	14
		2011	117,560	-15,086	7.9%	14
PRUDENCIA	Atraso SIEPAC	2012	194,780	-23,984	7.5%	15
		2012	194,780	-23,967	7.5%	15

Fuente: ETESA. Plan de Expansión del 2010 - 2024

Como los proyectos hidroeléctricos son totalmente despachados y reconocidos en este análisis por el promedio de los precios de contrato y potencia, no presentan cambio alguno. El diferencial de despacho es balanceado por el plantel térmico activo, en donde recientes centrales termoeléctricas tienen un papel preponderante en los años analizados.

## Capítulo 12: Conclusiones

Básicamente para todos los escenarios considerados, en el PESIN 2010-2024 se mantiene el mismo plan de expansión en el corto plazo 2010-2013, al igual que el caso que considera carbón REGMHTCB10, con la excepción de la incorporación de dos centrales eólicas adicionales en los años 2012 y 2013, en los casos REGMHTCBEO10 y REGMHTTLA10. En este último caso se adiciona en el periodo una central termoeléctrica de 200 MW en el año 2013, con una fuente novedosa para el sistema eléctrico nacional, el gas natural líquido (GNL), fuente que se estima estará disponible en Panamá para esa fecha.

Esta inflexibilidad en la optimización del plantel de expansión en el considerado “periodo firme”, específicamente en el corto plazo, es forzada por la realidad del sistema, de la incorporación masiva en este periodo firme de más de 20 proyectos hidroeléctricos en construcción o en vías avanzadas de desarrollo; así como de las recientes expectativas con respecto a las licitaciones y de los propios contratos vigentes de suministro de potencia y energía, entre los agentes generadores y los agentes distribuidores

Del análisis de los tres planes de expansión, sugeridos por la Secretaría Nacional de Energía (SNE) se destaca la similitud de los planes en todo el periodo entre el REGMHTCB10 y el REGMHTCBEO10, los cuales incorporan los mismos proyectos, con la variante eólica adicional de 175 MW para el caso respectivo. Por lo tanto, de obviar este diferencial eólico, la expansión de la capacidad para ambos planes presenta una relación hidro-térmica de 53-47%.<sup>99</sup>

La relación hidro-térmica tiene una leve variación de 57-43%, en el caso REGMHTTLA, disminuyendo en 4%, la participación térmica de capacidad con respecto a los otros dos planes. El plan REGMHTTLA10, instala igual capacidad térmica que los anteriores, pero al introducir adicionalmente la nueva fuente de combustibles como el GNL, incorpora en el plan una central de 200 MW con esta fuente en el año 2013.

Además, se estima una conversión combustibles pesados versus gas natural, de los existentes ciclos combinados de BLM y Termo Colón en el año 2015, con lo cual el caso evita la entrada de una central genérica de carbón de 250 MW, incluida en los otros dos casos en el año 2019. Ya que se espera que a partir del año 2015 la expansión de la capacidad térmica se incline a esta nueva fuente, de mantenerse la actual ventaja comparativa del gas natural versus el carbón, aun sin considerar en este análisis la componente ambiental, la cual de legislarse dentro del periodo de análisis, puede introducir consideraciones de peso en las decisiones de inversión futura, de la generación de electricidad.

<sup>99</sup> Se le suma al Potencial Hidroeléctrico la capacidad en expansión de potencia eólica, para fijar el recurso renovable.

La incorporación de la tecnología eólica, en cumplimiento de la solicitud de la Secretaria Nacional de Energía (SNE) de diversificar las fuentes de suministro y contribuir a la disminución de la contaminación ambiental, influyo decisivamente en que la participación de los recursos renovables y locales superara el 78%; alcanzado por el caso base. Por consiguiente es el caso REGMHTTLA10, el plan que incorpora, en mayor porcentaje de estos recursos con tres proyectos que suman 255 MW, en los años 2011, 2012 y 2013. Cabe destacar que este plan es el que requiere de mayor capacidad instalada para cumplir con los criterios de confiabilidad establecidos, en razón de considerar nulo el aporte de la componente eólica a la potencia firme.

En los planes basados en la disponibilidad de tecnologías con gas natural y de carbón, no se observa en el componente térmico un desplazamiento dinámico de los combustibles pesados en uso por la fuente gas, aunque existe un diferencial de costos entre el gas y los otros combustibles, ya que el sistema no requiere de una nueva expansión térmica, hasta el año 2021, como consecuencia, de la masiva incorporación del potencial hidroeléctrico en el periodo 2010-2017, lo que origina una sobrecapacidad temporal. En consecuencia la herramienta informática OPTGEN no prevé la incorporación de una expansión adicional, hasta el año 2021.

En el año 2013, a efectos de planeamiento energético se introduce en el caso REGMHTTLA10 la fuente gas, por vía marítima, con base en las expectativas de la construcción de facilidades de importación y manejo del GNL en la costa atlántica. Para ese año, se considera que esta fuente debe estar disponible parcialmente para una central de 200 MW, consecuente con la fecha más temprana para la incorporación de este combustible.

Con base en estas expectativas, en el proceso de planeamiento se considero la información de que estas facilidades de GNL, estará en disposición de suministrar en el año 2015, gas para la sustitución de hidrocarburos para la generación eléctrica en un espectro más amplio.

Por consiguiente, la concreción del escenario en que participa GNL, el caso REGMHTTLA10, está condicionado a la construcción e inicios de operación comercial de las instalaciones especiales de regasificación y almacenamiento que requiere un suministro de GNL, parcialmente en el año 2013 y totalmente en el año 2015, con lo cual se agrega un factor de incertidumbre adicional al cumplimiento del caso que introduce esta fuente.

Por todas estas consideraciones en el corto y mediano plazo se ve con mayor probabilidad de ejecución el escenario de expansión con carbón, REGMHTCB10. Además, entre los tres planes analizados es el caso con base en la generación térmica con carbón, el de menor costo total.

**CUADRO No. 12.1: Costos de Inversión, Operación, Déficit y Totales de los Escenarios y Casos de Sensibilidad**

<b>CASOS</b>	<b>COSTO DE INVERSIÓN (Mill.\$)</b>	<b>COSTO DE OPERACIÓN (Mill.\$)</b>	<b>COSTO DE DÉFICIT (Mill.\$)</b>	<b>TOTAL</b>
REGMHTCB10	<b>1,916.79</b>	<b>1,111.75</b>	<b>0.000</b>	<b>3,028.54</b>
REGMHTCBEO10	<b>2,181.49</b>	1,043.60	<b>0.000</b>	<b>3,225.09</b>
REGMHTTTLA10	<b>2,328.22</b>	<b>1,096.94</b>	<b>0.000</b>	<b>3,425.16</b>
REGMHTCB10A	<b>1,887.19</b>	<b>1,169.15</b>	<b>0.000</b>	<b>3,056.34</b>
REGMHTCB10B	<b>1,906.43</b>	<b>1,129.87</b>	<b>0.000</b>	<b>3,036.30</b>
REGMHTCB10C	<b>1,906.90</b>	<b>1,135.18</b>	<b>0.000</b>	<b>3,042.08</b>
REGMHTCB10D	<b>1,896.52</b>	<b>1,121.18</b>	<b>0.000</b>	<b>3,017.70</b>
REGMHTCB10E	<b>1,916.79</b>	<b>1,004.67</b>	<b>0.000</b>	<b>2,921.46</b>
REGMHTCB10F	<b>1,916.79</b>	<b>1,123.80</b>	<b>0.000</b>	<b>3,040.59</b>

Fuente: ETESA. Plan de Expansión del 2010 - 2024

Con respecto a la comparación de los costos totales de los planes, el que menor costo total presenta el caso REGMHTCB10, Es de destacar que el plan de menor costo operativo es REGMHTCBEO10, debido a que la gestión operativa incluye insumos como el gas natural en conjunto con la fuerza del viento, un recurso renovable. Este aporte al sistema sustituye una porción significativa de la generación térmica convencional más cara, la cual opera con base en los combustibles líquidos más costosos, por lo cual resta generación a las empresas cuyas eficiencias o costos no resultan competitivas.

Sin embargo, el caso REGMHTTTLA10 es el que presenta los mayores costos de inversión. La diferencia porcentual en su inversión con respecto del plan REGMHTCBEO10 es de 6.7% por encima de los costos y de 21% por encima de aplicar el plan REGMHTCB10.

El plan que presenta los menores costos de operación es el Plan REGMHTCBEO10, menor en solo 6.1% del Plan REGMHTCB10 y 4.8% del Plan REGMHTTTLA10. Es de destacar que los tres escenarios plantean un costo de déficit cero, para el periodo de análisis, por consiguiente el mismo es indiferente como elemento de decisión.

En consideración a la mayor posibilidad e ejecución, en conjunto con la coincidencia de ser el de menor costo total, se definió el caso REGMHTCB10 como caso de referencia o base. Consecuentemente, se analizaron sensibilidades correspondientes a diversos factores que pueden alterar su cumplimiento.

Las sensibilidades planteadas son aquellas consideradas de mayor importancia como es el atraso en la entrada de proyectos relevantes en magnitud para nuestro sistema, como: Chan I; de los proyectos en cascada de la cuenca del río Chiriquí:

Gualaca, Lorena y Prudencia; de la cuenca media del río Chiriquí Viejo: Bajo mina, Baitún y El Alto; los proyectos Pando, Monte Lirio y Barro Blanco. Correspondientes entre todos a una capacidad global de 607 MW, un 28 % de expansión del planteado en el horizonte del caso.

A partir del año 2012, el sistema interconectado nacional se presenta para los tres escenarios de expansión como un exportador natural, gracias a la fuerte expansión del componente hidroeléctrico. Se puede observar que dependiendo de la sensibilidad analizada, las exportaciones e importaciones pueden variar un poco, sin embargo este comportamiento se mantiene similar para todos ellos.

Cabe destacar que la expansión de la capacidad se analizó en el ámbito regional, usando un estudio de intercambios con los países centroamericanos, en el cual se utilizan las interconexiones existentes y planificadas para entrar en operación a corto plazo (proyecto SIEPAC). Se consideró para cada uno de los países el plan de expansión nominal más reciente. Para Panamá, se modelaron los planes de expansión como se presentaron en el documento.

Como un resultado general se observa que la sensibilidad que tiene un costo total menor para el sistema, es el caso REGMHTCB10F en la cual se analiza el plan de generación que corresponde a la demanda media para el caso REGMHTCB10, con un incremento de los precios de los combustibles, al utilizar la proyección de combustibles alto. En cambio la sensibilidad que representa el mayor costo total, caso REGAHTCB10A, es aquella en la que se atrasa un año el inicio de operaciones la central hidroeléctrica Chan I, programada para entrar en el 2011.

Consecuentemente, se observa que si el proyecto Chan I, no puede iniciar en la fecha indicada, resulta ser el más costoso para el sistema, que la entrada tardía de los otros proyectos hidroeléctricos sensibilizados. Dichos atrasos de proyectos hidroeléctricos no representan diferencias significativas con el costo total del plan. Por ejemplo, el atraso del proyecto Chan I, sensibilidad de atraso más costosa, implican consecuencias monetarias que no llegan a una décima de la unidad porcentual con respecto al caso de referencia en un 0.9% por encima del costo del caso REGMHTCB10.

Es necesario hacer notar que aunque existen considerables incertidumbres sobre los planes de expansión de los otros países centroamericanos, es obvio el beneficio para Panamá de la interconexión regional, ya que como se ha observado, le ofrece respaldo en épocas de baja confiabilidad y durante eventos imprevistos de magnitud; además, le permite mejorar la rentabilidad de algunas empresas nacionales al exportar excedentes importantes desde el año 2011 al horizonte del estudio.



### Cobertura de la Demanda por tipo de Generación Caso Base REGMHTCB10 y Sensibilidades

	Generación Termoeléctrica	Generación Hidroeléctrica	Generación Eólica	Total	% Termico	% Hidrico	% Eólica
<b>REGMHTCB10</b>	2620.75	8547.21	251.58	11419.55	22%	76%	2%
<b>REGMHTCB10A</b>	2661.29	8480.01	251.34	11392.64	22%	75%	2%
<b>REGMHTCB10B</b>	2633.44	8528.10	251.58	11413.12	22%	76%	2%
<b>REGMHTCB10C</b>	2639.42	8504.40	251.83	11395.65	22%	76%	2%
<b>REGMHTCB10D</b>	2635.24	8508.16	251.75	11395.15	22%	76%	2%
<b>REGMHTCB10E</b>	2632.70	8545.43	251.52	11429.65	22%	76%	2%
<b>REGMHTCB10F</b>	2630.15	8546.72	251.47	11428.34	22%	76%	2%

Fuente: ETESA. Plan de Expansión del 2010 - 2024



Con lo cual se requería analizar un retraso de la interconexión, cuyo análisis se hizo con el programa SDDP en modo “coordinado”, que no supone una operación integrada de los países interconectados, sino un despacho basado en precios de oportunidad, en faltantes o excedentes de los países interconectados y que toma en cuenta la capacidad de transferencia de las líneas de interconexión. El caso REGMHTCB10F, la sensibilidad en que se atrasa la línea SIEPAC, por un año no resulto ser la más costosa, pues el atraso de Chan I y el atraso de los proyectos de la cuenca media del río Chiriquí Viejo REGMHTCBC, presentaron costos totales mayores..

Con respecto a los riesgos que se enfrentan los proyectos incorporados en los planes de expansión analizados, fueron evaluados por medio de la comparación de los análisis de rentabilidad de los proyectos ante diversos eventos en el escenario de expansión hidro-térmico con carbón, caso REGMHTCB10. Entre los cuales se contempla el atraso de los proyectos hidroeléctricos como Chan I, el atraso de los proyectos de la cuenca baja del río Chiriquí y sus tributarios; el atraso de los proyectos hidroeléctricos Pando, Monte Lirio y de Barro Blanco; atraso de un año en la incorporación de la interconexión de SIEPAC y la utilización de la proyección alta de combustibles en el Caso de Referencia.

Para efectos de comparación y referencia se utilizaron los resultados de la rentabilidad de los inversionistas, del Plan REGMHTCB10, como caso de referencia, aunque al igual que los otros dos casos una porción significativa de los proyectos hidroeléctricos, con casi 560 MW de potencial a instalar en el caso de un total 1,170 MW, correspondientes a un 47%, de este total, no superaron los criterios de aceptación de rentabilidad de los inversionistas.<sup>100</sup>

En el sector térmico, de los cuatro proyectos a carbón, dos de los proyectos genéricos de CB 150a y CB 250b, que suman 400 MW a instalar en los años 2020 y 2024, no satisfacen los criterios de aceptación de rentabilidad de los inversionistas.

Al evaluar los efectos de atrasos en el inicio de operaciones de los proyectos hidroeléctricos Chan I, Pando y Monte Lirio, en la rentabilidad de los proyectos incorporados al plan, se aprecian los efectos en los costos marginales del año en que debieron entrar los proyectos mencionados, así como durante uno o dos años después de su efectiva entrada al sistema.

Entretanto, se observa que el atraso en la incorporación de Chan I, caso de sensibilidad REGMHTCB10A, representa una disminución en los flujos de caja del proyecto Chan I, aunque el atraso desmejora la rentabilidad, su impacto no es suficiente para variar la decisión de inversión.

---

<sup>100</sup> Es necesario recordar que el análisis de rentabilidad de los inversionistas, en un modelo de mercado, es el que justifica como se va cubrir la demanda, con que tecnología, el momento oportuno de inversión y cuanto invertir.

Con el atraso de Pando, Monte Lirio y Barro Blanco, caso de sensibilidad REGMHTCB10D, también se aprecia una disminución en los flujos de caja de estos proyectos con respecto al caso de referencia. Para esos proyectos se observa una caída promedio de varias unidades porcentuales de la TIR, así como un incremento leve de su periodo de recuperación del capital invertido. Pero no variarían la decisión construir Pando, Monte Lirio con reservas; pero sería muy difícil para Barro Blanco en razón de las bajas tasas de TIR, consecuentes de una relación capacidad firme versus la capacidad instalada muy baja.

Dada la situación de sobre-equipamiento hidroeléctrico que se presenta en los primeros años en el sistema con respecto a una demanda inamovible. Esto representa una merma mínima en la rentabilidad de los proyectos térmicos el cual se refleja en el valor presente neto y la tasa interna de retorno de los proyectos termoeléctricos, ya que los proyectos de menor merito no son llamados a generar en el despacho en igual medida que para el caso REGMHTCB10.

Al considerar el macro-escenario regional con un retraso de un año en la incorporación del proyecto SIEPAC, se percibe una reducción progresiva e intermitente de los costos marginales de Panamá en el periodo 2010 al 2020, al evitar despachar las centrales más caras lo que ocasiona una disminución de los costos marginales y de los flujos de caja de todos los proyectos térmicos existentes y por ende, en el valor presente neto de la mayoría de los proyectos de expansión contemplados en el caso REGMHTCB10. Bajo este supuesto, de atraso de SIEPAC no afecta sensiblemente a los proyectos térmicos en expansión, fijados en el caso a partir del año 2019.

Con la evaluación basada en el supuesto de una tasa de crecimiento mayor en la proyección de los precios de los combustibles considerados en el caso REGMHTCBEO10, se observó un incremento en los costos marginales de Panamá, lo cual elevó el costo operativo de los proyectos térmicos existentes, manteniendo los ingresos por energía y potencia, en ausencia de protocolos de indexación de precios. Al igual que el comentario anterior no existen proyectos térmicos en expansión que puedan ser afectados, por esta sensibilidad.

En este punto es necesario mencionar la situación especial de los proyectos eólicos, en especial el proyecto Eólico I E1, el cual debe iniciar operaciones en el año 2011. El proyecto no supera los indicadores de aceptación de los inversionistas de ser remunerado en las condiciones de mercado, en ninguno de los casos y mucho menos es afectado positivamente en los casos de sensibilidad.

Con un costo de operación bajo, el proyecto no supera los indicadores de autosuficiencia, en razón que los ingresos del mismo no permite la recuperación del capital invertido por la propia idiosincrasia del proyecto de no aportar una potencia firme, con lo cual el proyecto deja de recibir ingresos significativos del sistema.

Paradójicamente siendo un proyecto que opera con un recurso libre, nacional y alternativo, con claros beneficios para la población nacional, como son la disminución de los gases invernaderos, su influencia positiva en la balanza de pagos, por la disminución significativa en el volumen de barriles de petróleo equivalente (BEP), resulta inviable financieramente desde el punto de vista social, mas aun desde el punto de vista de los inversionistas, en razón que sus importantes beneficios totales no son cuantificados y reconocidos por la metodología general aplicada en este análisis de riesgos.

Como conclusión final se puede afirmar que solo los 184 MW de capacidad instalada y los 30 MW de capacidad firme, correspondiente a los proyectos hidroeléctricos Bajo Frio, Barro Blanco, RP-490 y San Lorenzo en conjunto con el Proyecto Eólico I (E1), pueden ser considerado un riesgo para la cobertura de la demanda del presente Plan de Expansión 2010-2024.

# TOMO III: PLAN DE EXPANSIÓN DE TRANSMISIÓN

## ANTECEDENTES AL PLAN DE TRANSMISIÓN

El plan de expansión para el año 2008, 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.

Se puede observar que se totalizaba el ingreso de **657.6 MW** al Sistema Interconectado Nacional en el corto plazo (2008-2011) para lo cual la 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 que se atravesaba en aquel entonces en el mundo 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 obligado a proponer soluciones técnica y económicamente viables a corto plazo, de lo cual es lógico esperar proponer 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:

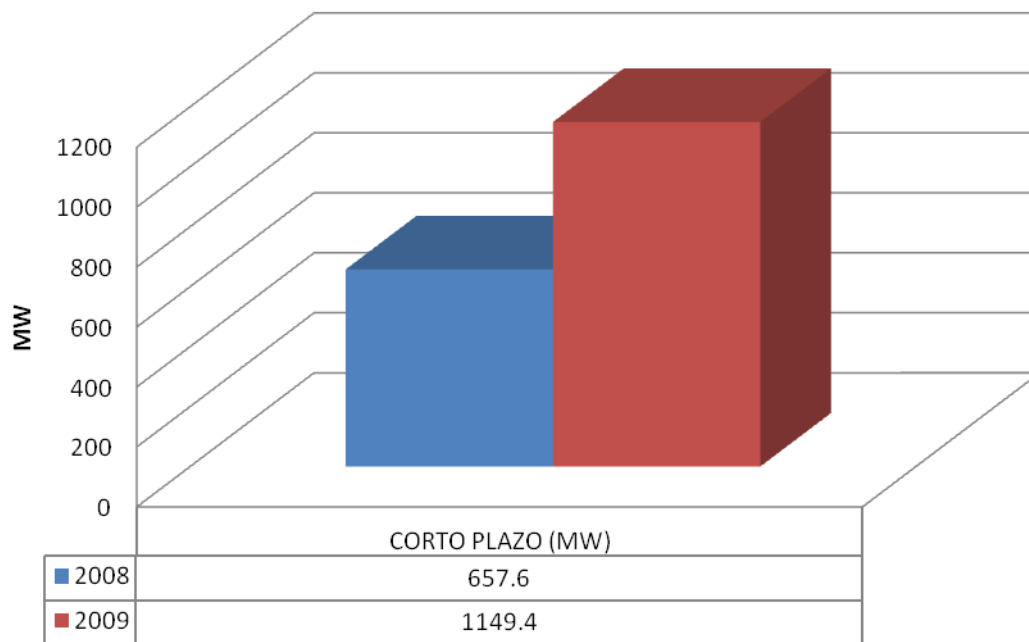
PIGEN 2009			
CORTO PLAZO	PROYECTO	CAPACIDAD (MW)	TOTAL (MW)
2009	EL GIRAL	50	200
	T COLON	150	
2010	GUALACA	25.1	107.2
	MENDRE	19.8	
	POTRERILLOS	4.2	
	COCHEA	12.5	
	ALGARROBOS	9.9	
	BLM CARBON		
	LORENA	35.7	
2011	BONYIC	30	421.3
	PEDREGALITO	20	
	BAJO DE MINA	52.4	
	MACANO	3.4	
	BAITÚN	86	
	EÓLICO 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	
<b>TOTAL A CORTO PLAZO (MW)</b>			<b>1149.4</b>

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 en **75%**.

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

### Total de 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 ya ha quedado en evidencia, sufrió cambios importantes los cuales repercuten directamente en el Plan de Transmisión.

Es importante mencionar que, los pronósticos de demanda utilizados para la confección del PESIN 09, 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 concluyeron cuatro alternativas para expandir la red, todas ellas cumpliendo con los requisitos de seguridad y operativos. Las mismas se mencionan a continuación:

**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.**

En la cual se 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.

**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.

**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.**

Se 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.

**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 el 2015 y dos circuitos adicionales Llano Sánchez – Panamá II en el 2015 y Guasquitas – Llano Sánchez en el 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 ésta 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 10 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).

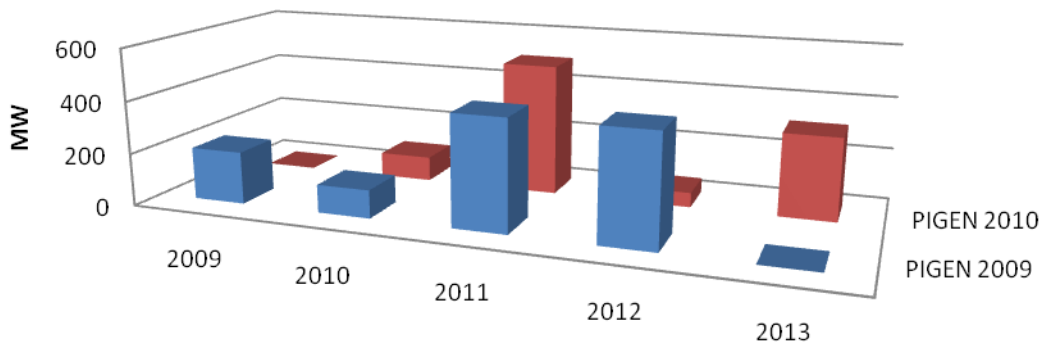
*Debemos recordar que los proyectos considerados en el PESIN son el resultado de un mercado eléctrico dinámico y como tal, no se tiene certeza del horizonte de generación a seguir para tomar en consideración un plan de transmisión consistente, ya que el plan de transmisión responde a los cambios en la 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, radican 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, como manera de cumplir con el compromiso de hacerle frente a los

cambios presentados y las cuales 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:

**ALTERNATIVA 1: 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 (230-12-13-14-1516-17), aumentando su capacidad a por lo menos 314 MVA en estado de operación normal. Adicionalmente, se repotenciará 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 (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 el 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.

**ALTERNATIVA 2: 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), además de 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 (230-12-13-14-1516-17), aumentando su capacidad a por lo menos 314 MVA en estado de operación normal. Adicionalmente, se repotenciará 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, 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 a 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 planes anteriores 08 y 09), con el objetivo de compararlas a las presentadas en el PESIN 10 y evaluar el efecto que estas 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:

**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, la cual 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 demanda.

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 2011<sup>101</sup>. 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, 300 MVAR en Llano Sánchez en julio del año 2014 y 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 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.

---

<sup>101</sup> 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.

**ALTERNATIVA 4: EXPANSIÓN CON EXPORTACIÓN AL MER, REPOTENCIACIÓN L/T EN EL 2012, COMPENSACIÓN SERIE 50% Y EXPANSIONES ADICIONALES DE LA RED EN LLANO SÁNHCEZ – 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 en 115 KV) en noviembre de 2011 y S/E Panamá (+60 MVAR en 115 KV) 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 de conducción 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 del 2015.

Como se mencionó con anterioridad, la evaluación de estas dos últimas alternativas se realizará 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 en el presente documento, las cuales serán presentadas en los siguientes capítulos.

# 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 2010 - 2024 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 2010. La distribución de cargas por barra se realizó con base a las demandas reales por punto de entrega registradas durante el año 2009.

Para el horizonte 2010 – 2024 se incluyeron los proyectos de generación obtenidos en los distintos escenarios del Plan Indicativo de Generación, entregado a la ASEP en abril de 2010.

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



2009, aprobado por la ASEP de acuerdo a la Resolución AN No. 3353-Elec del 16 de marzo de 2009 y los que ETESA ha identificado como prioritarios.

Se modela el sistema eléctrico con un total de más de 100 barras, 142 líneas, 51 transformadores de dos devanados, 7 transformadores de tres devanados y todo el parque de generación. 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, Mata de Nance, 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 2010 a 2013.

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.

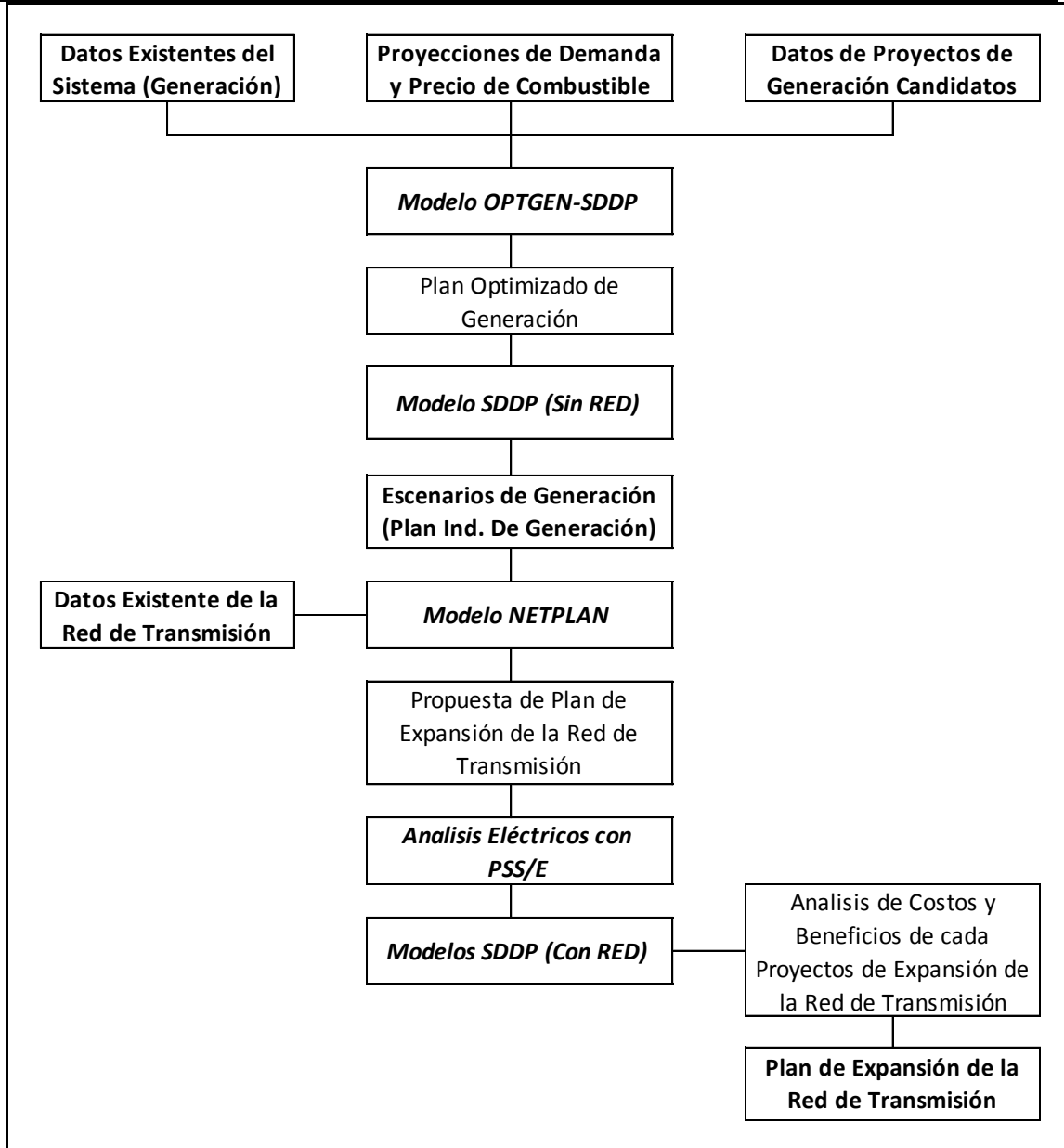


Figura 1.1 Metodología

### 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 2010) 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 2010-2013) 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. S/E Concepción 230 KV
2. L. T. Santa Rita – Panamá II 115 KV y ampliaciones en ambas subestaciones
3. L. T. Guasquitas – Changuinola 230 KV (adición segundo circuito) y ampliaciones en subestaciones
4. Banco de Capacitores de 120 MVAR en S/E Panamá II 115 KV
5. Banco de Capacitores de 90 MVAR en S/E Llano Sánchez 230 KV
6. Repotenciación línea Panamá – Panamá II 230 KV
7. Adición transformador T3 S/E Chorrera
8. Adición transformador T3 S/E Llano Sánchez
9. Repotenciación L. T. Guasquitas - Veladero - Llano Sánchez - Panamá II 230 KV
10. Repotenciación L.T. Fortuna – Guasquitas
11. Repotenciación L. T. Mata de Nance - Veladero - Llano Sánchez – Chorrera – Panamá 230 KV
12. Repotenciación L. T. Mata de Nance – Progreso – Frontera 230 KV
13. Adición transformador T4 S/E Panamá
14. S/E Las Guías 230 KV

## 1.7 RESULTADOS DEL ANÁLISIS ELÉCTRICO DE LARGO PLAZO

En el horizonte de largo plazo (2014 – 2024), se obtiene que para que el sistema de transmisión cumpla con lo establecido en el Reglamento de Transmisión, se necesitan los siguientes refuerzos:

- Adición de un SVC +300 MVAR en la Subestación Llano Sánchez
- Ampliación S/E Las Guías, adición de 2do circuito 230 KV
- Ampliación S/E Antón, adición de 2do circuito 230 KV
- Adición transformador T3 en Subestación Panamá II: debido al incremento de carga del área metropolitano 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 2016.
- 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 2010, 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 2010-2024.
- 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, 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.
- 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 2011:

- Terminar la construcción de la Subestación Concepción 230/34.5 KV.
- Adición del T3 en la S/E La Chorrera 50/50/50 MVVA 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 230/115/34.5 KV, 70/60/30 MVA.
- Repotenciación de los circuitos 230 -1C y 2B (Panamá – Panamá II) a 350 MVA.

### Año 2012:

- Reforzar el sistema de transmisión con la línea Changuinola - Guasquitas instalando el segundo circuito de la línea Guasquitas – Fortuna y Fortuna - Changuinola, 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 de carga.

- 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.
- 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.
- 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.
- Instalación del transformador T4 de 230/115 KV, 210/280/350 MVA de la subestación Panamá.
- S/E Las Guías.

**Año 2013:**

- 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.
- 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.
- S/E San Bartolo.

**Año 2014:**

- SVC en S/E Llano Sánchez 230 KV con capacidad aproximada de +300 MVAR.

**Año 2015:**

- Adición 2do circuito 230 KV en S/E Las Guías.
- Adición 2do circuito 230 KV en S/E Antón.

**Año 2016:**

- 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 2010 – 2024.

En el Anexo 22 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/.
<b>Sistema Principal</b>		
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
<b>Plan de Reposición</b>		
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
<b>Plan Estratégico</b>		
S/E Concepción 230/34.5 KV	2011	8,400
S/E San Bartolo 230/34.5 KV	2013	10,363
<b>Plan de Planta General</b>		
	2010-2013	24,455
<b>Sistema de Conexión</b>		
	2010-2016	24,478

**Tabla 1.1 Propuesta Plan de Expansión de Transmisión 2010 – 2024**

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/.)**

1	DESCRIPCIÓN	hasta											TOTAL
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
2	<b>TOTAL</b>	<b>7,740</b>	<b>19,354</b>	<b>65,539</b>	<b>70,905</b>	<b>47,354</b>	<b>29,255</b>	<b>40,971</b>	<b>49,526</b>	<b>20,116</b>	<b>11,633</b>	<b>4,206</b>	<b>366,599</b>
3	<b>PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO</b>	<b>6</b>	<b>7,007</b>	<b>41,900</b>	<b>48,974</b>	<b>31,530</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>129,418</b>
4	REFUERZO SANTA RITA - PANAMA II 115 KV	0	2,812	11,803	6,264	0	0	0	0	0	0	0	20,879
5	LINEA SANTA RITA - PANAMA II (CHAG.-PMA II y CHAG-CAC 115)	0	1,857	7,793	4,136	0	0	0	0	0	0	0	13,786
6	ADICION S/E SANTA RITA 115 KV	0	624	2,620	1,390	0	0	0	0	0	0	0	4,634
7	ADICIÓN S/E PANAMA II 115 KV	0	331	1,390	738	0	0	0	0	0	0	0	2,459
8	REFUERZO GUASQUITAS - CHANGUINOLA	0	1,786	7,494	3,977	0	0	0	0	0	0	0	13,257
9	L/T GUASQ. - CHANG. ADICION 2do CTO. 230 KV	0	964	4,046	2,147	0	0	0	0	0	0	0	7,157
10	ADICIÓN S/E CHANGUINOLA 230 KV	0	411	1,724	915	0	0	0	0	0	0	0	3,050
11	ADICIÓN S/E GUASQUITAS 230 KV	0	411	1,724	915	0	0	0	0	0	0	0	3,050
12	CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II	0	826	6,609	826	0	0	0	0	0	0	0	8,261
13	CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ	6	551	4,400	551	0	0	0	0	0	0	0	5,508
14	REPOT. LINEAS GUASQ-VEL-LLS-PAN II 230 KV	0	13	1,010	7,297	0	0	0	0	0	0	0	8,320
15	REPOT. LINEA PANAMA - PANAMA II 230 KV COND. ACSS	0	4	815	1,007	0	0	0	0	0	0	0	1,826
16	REPOT. LINEAS MDN-VEL-LLS-CHO-PAN 230 KV COND. ACSS	0	0	1,010	22,508	29,384	0	0	0	0	0	0	52,902
17	REPOT. LINEA MDN-PRO-FRONT 230 KV COND. ACSS	0	0	3	1,711	2,146	0	0	0	0	0	0	3,860
18	ADICION T4 S/E PANAMA	0	982	7,858	982	0	0	0	0	0	0	0	9,822
19	S/E LAS GUÍAS 1R CTO.	0	33	899	3,851	0	0	0	0	0	0	0	4,783
20													
21	<b>PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>536</b>	<b>7,476</b>	<b>25,617</b>	<b>36,457</b>	<b>45,659</b>	<b>20,116</b>	<b>11,633</b>	<b>4,206</b>	<b>151,700</b>
22	SVC S/E LLANO SANCHEZ 230 KV	0	0	0	536	7,314	16,128	0	0	0	0	0	23,978
23	REFUERZO S/E LAS GUIAS 2DO CTO.	0	0	0	0	33	3,925	825	0	0	0	0	4,783
24	REFUERZO S/E ANTON 2DO CTO.	0	0	0	0	88	2,157	2,538	0	0	0	0	4,783
25	TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA II	0	0	0	0	9	2,332	4,989	1,802	0	0	0	9,132
26	SVC S/E PANAMA II 230 KV	0	0	0	0	15	521	7,314	13,730	2,398	0	0	23,978
26	REFUERZO LLANO SANCHEZ - PANAMA II ETAPA 1	0	0	0	0	17	554	20,777	29,817	11,755	0	0	62,920
27	L/T LLANO SANCHEZ - PANAMA II DOBLE CTO. 1 CTO. INICIAL ACSS	0	0	0	0	17	544	19,561	26,209	10,491	0	0	56,822
28	ADICIÓN S/E LLANO SANCHEZ 230 KV	0	0	0	0	0	5	608	1,804	632	0	0	3,049
29	ADICIÓN S/E PANAMA II 230 KV	0	0	0	0	0	5	608	1,804	632	0	0	3,049
30	REFUERZO SANTA RITA - PANAMA II 230 KV	0	0	0	0	0	0	14	310	5,963	11,633	4,206	22,126
31	ADICIÓN S/E SANTA RITA 230 KV	0	0	0	0	0	0	10	225	4,334	8,455	3,057	16,081
32	ADICIÓN S/E PANAMA II 230 KV	0	0	0	0	0	0	4	85	1,629	3,178	1,149	6,045



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

	DESCRIPCIÓN	hasta 2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	TOTAL
34	<b>PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES</b>	<b>1,250</b>	<b>1,322</b>	<b>960</b>	<b>304</b>	<b>237</b>	<b>191</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>4,264</b>
35	MIGRACION VHF A UHF	1,250	1,100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,350
36	REPOCISIÓN DE RADIOS DE ENLACE DE MICROONDAS	0	0	633	0	0	0	0	0	0	0	0	633
37	SISTEMA DE VIGILANCIA REMOTA	0	222	327	304	237	191	0	0	0	0	0	1,281
38													
39	<b>PLAN DE REPOSICIÓN</b>	<b>1,641</b>	<b>2,161</b>	<b>4,570</b>	<b>440</b>	<b>79</b>	<b>1,441</b>	<b>1,050</b>	<b>2,138</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>13,521</b>
40	<b>REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO</b>	<b>1,641</b>	<b>2,161</b>	<b>4,570</b>	<b>440</b>	<b>79</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>8,892</b>
41	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA II	810	669	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,479
42	REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL	650	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	665
43	REEMPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E PANAMA	0	412	283	0	0	0	0	0	0	0	0	695
44	REEMPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E MATA DE NANCE	0	2	623	70	0	0	0	0	0	0	0	695
45	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T2 S/E MATA DE NANCE	0	370	2,962	370	0	0	0	0	0	0	0	3,703
46	ADQUISICIÓN EQ. MONITOREO EN LÍNEA DE TRANSFORMADORES	181	71	227	0	0	0	0	0	0	0	0	479
47	AUTOMATIZACIÓN E INTEGRACION SUBESTACIONES	0	382	0	0	0	0	0	0	0	0	0	382
48	TORRES DE EMERGENCIA	0	240	475	0	79	0	0	0	0	0	0	794
49	<b>REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>1,441</b>	<b>1,050</b>	<b>2,138</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>4,629</b>
50	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA	0	0	0	0	0	1,441	1,050	2,138	0	0	0	4,629
51													
52	<b>PLAN DE PLANTA GENERAL</b>	<b>3,107</b>	<b>2,012</b>	<b>1,433</b>	<b>14,243</b>	<b>3,660</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>24,455</b>
53	EDIFICIO-ETESA	0	212	736	13,650	2,868	0	0	0	0	0	0	17,466
54	EQUIPO DE INFORMÁTICA	1,755	1,300	410	340	420	0	0	0	0	0	0	4,225
55	REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR	1,352	500	287	253	372	0	0	0	0	0	0	2,764
56													
57	<b>SISTEMA DE CONEXIÓN</b>	<b>0</b>	<b>1,821</b>	<b>13,333</b>	<b>1,736</b>	<b>390</b>	<b>2,006</b>	<b>3,464</b>	<b>1,729</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>24,478</b>
58	ADICIÓN T3 S/E LLANO SANCHEZ	0	826	6,611	826	0	0	0	0	0	0	0	8,264
59	ADICIÓN T3 S/E CHORRERA	0	780	6,242	780	0	0	0	0	0	0	0	7,802
60	REEMPLAZO INTERRUPTORES 34.5 KV S/E MATA DE NANCE	0	91	68	17	0	0	0	0	0	0	0	176
61	REEMPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E LLANO SANCHEZ	0	48	328	41	0	0	0	0	0	0	0	417
62	REEMPLAZO INTERRUPTORES 34.5 KV S/E LLANO SANCHEZ	0	75	84	17	0	0	0	0	0	0	0	176
63	REEMPLAZO T1 S/E LLANO SANCHEZ	0	0	0	0	271	1,735	1,729	0	0	0	0	3,735
64	REEMPLAZO T2 S/E CHORRERA	0	0	0	0	0	271	1,735	1,729	0	0	0	3,735
65	REEMPLAZO TT2 S/E CHORRERA (ATERRIJAJE)	0	0	0	54	119	0	0	0	0	0	0	173
66													
67	<b>PLAN ESTRATÉGICO</b>	<b>1,736</b>	<b>5,031</b>	<b>3,342</b>	<b>4,672</b>	<b>3,982</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>18,763</b>
68	S/E CONCEPCIÓN 230/34.5 KV	1,736	5,031	1,633	0	0	0	0	0	0	0	0	8,400
69	S/E SAN BARTOLO 230/34-5 KV	0	0	1,709	4,672	3,982	0	0	0	0	0	0	10,363



**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 2009	Observación	Nueva Fecha Plan 2010	Costo (Miles de B./)
1	<b>TOTAL</b>				<b>285,382</b>
2					
3	<b>PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE CORTO PLAZO</b>				<b>129,418</b>
4	<b>REFUERZO SANTA RITA - PANAMA II 115 KV</b>				<b>20,879</b>
5	LINEA SANTA RITA - PANAMA II (CHAG.-PMA II y CHAG-CAC 115)	14/11/2011	Cambio de fecha	09/02/2012	13,786
6	ADICION S/E SANTA RITA 115 KV	14/11/2011	Cambio de fecha	09/02/2012	4,634
7	ADICIÓN S/E PANAMA II 115 KV	14/11/2011	Cambio de fecha	09/02/2012	2,459
8	<b>REFUERZO GUASQUITAS - CHANGUINOLA</b>				<b>13,257</b>
9	L/T GUASQ. - CHANG. ADICION 2do CTO. 230 KV	01/07/2011	Cambio de fecha	25/01/2012	7,157
10	ADICIÓN S/E CHANGUINOLA 230 KV	01/07/2011	Cambio de fecha	25/01/2012	3,050
11	ADICIÓN S/E GUASQUITAS 230 KV	01/07/2011	Cambio de fecha	25/01/2012	3,050
12	<b>CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II</b>	01/07/2011	Cambio de fecha	13/12/2012	<b>8,261</b>
13	<b>CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ</b>	01/07/2012	Cambio de fecha	13/12/2012	<b>5,508</b>
14	<b>REPOT. LINEAS GUASQ-VEL-LLS-PAN II 230 KV</b>	01/07/2012		01/07/2012	<b>8,320</b>
15	<b>REPOT. LINEA PANAMA - PANAMA II 230 KV COND. ACSS</b>		Nuevo	19/08/2011	<b>1,826</b>
16	<b>REPOT. LINEAS MDN-VEL-LLS-CHO-PAN 230 KV COND. ACSS</b>		Nuevo	01/07/2013	<b>52,902</b>
17	<b>REPOT. LINEA MDN-PRO-FRONT 230 KV COND. ACSS</b>		Nuevo	01/07/2013	<b>3,860</b>
18	<b>ADICION T4 S/E PANAMA</b>	01/07/2012	Cambio de fecha	16/02/2012	<b>9,822</b>
19	<b>S/E LAS GUÍAS 1R CTO.</b>	01/07/2012	Cambio de fecha	13/02/2012	<b>4,783</b>
20					
21	<b>PLAN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN DE LARGO PLAZO</b>				<b>151,700</b>
22	<b>SVC S/E LLANO SANCHEZ 230 KV</b>		Nuevo	01/07/2014	<b>23,978</b>
23	<b>REFUERZO S/E LAS GUIAS 2DO CTO.</b>	01/07/2012	Cambio de Fecha	01/01/2015	<b>4,783</b>
24	<b>REFUERZO S/E ANTON 2DO CTO.</b>	01/07/2015		01/07/2015	<b>4,783</b>
25	<b>TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA II</b>	01/01/2016		01/01/2016	<b>9,132</b>
26	<b>SVC S/E PANAMA II 230 KV</b>		Nuevo	01/04/2017	<b>23,978</b>
27	<b>REFUERZO LLANO SANCHEZ - PANAMA II ETAPA 1</b>				<b>62,920</b>
28	L/T LLANO SANCHEZ - PANAMA II DOBLE CTO. 1 CTO. INICIAL ACSS	01/07/2015	Cambio de Fecha	01/07/2017	56,822
29	ADICIÓN S/E LLANO SANCHEZ 230 KV	01/07/2015	Cambio de Fecha	01/07/2017	3,049
30	ADICIÓN S/E PANAMA II 230 KV	01/07/2015	Cambio de Fecha	01/07/2017	3,049
31	<b>REFUERZO SANTA RITA - PANAMA II 230 KV</b>				<b>22,126</b>
32	ADICIÓN S/E SANTA RITA 230 KV	01/01/2021	Cambio de Fecha	01/01/2019	16,081
33	ADICIÓN S/E PANAMA II 230 KV	01/01/2021	Cambio de Fecha	01/01/2019	6,045
34					
35	<b>PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES</b>				<b>4,264</b>
36	MIGRACION VHF A UHF	01/10/2011		01/10/2011	2,350
37	REPOCISIÓN DE RADIOS DE ENLACE DE MICROONDAS		Nuevo	19/12/2011	633
38	SISTEMA DE VIGILANCIA REMOTA		Nuevo	01/12/2014	1,281

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

	DESCRIPCIÓN	Fecha de Inicio de Operación Aprobada 2009	Observación	Nueva Fecha Plan 2010	Costo (Miles de B./)
1	<b>TOTAL</b>				<b>81,217</b>
2					
3	<b>PLAN DE REPOSICIÓN</b>				<b>13,521</b>
4	<b>REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO</b>				<b>8,892</b>
5	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA II	01/03/2011		01/03/2011	1,479
6	REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL	01/02/2010		01/02/2010	665
7	REEMPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E PANAMA	30/12/2010		30/12/2010	695
8	REEMPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E MATA DE NANCE	30/12/2011		30/12/2011	695
9	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T2 S/E MATA DE NANCE	01/07/2012	Cambio de Fecha	16/02/2011	3,703
10	ADQUISICIÓN EQ. MONITOREO EN LÍNEA DE TRANSFORMADORES	25/03/2010		25/03/2010	479
11	AUTOMATIZACION E INTEGRACION SUBESTACIONES	30/12/2009		30/12/2009	382
12	TORRES DE EMERGENCIA	30/12/2011		30/12/2011	794
13	<b>REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO</b>				<b>4,629</b>
14	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA	01/07/2016		01/07/2016	4,629
15					
16	<b>PLAN DE PLANTA GENERAL</b>				<b>24,455</b>
17	EDIFICIO-ETESA	30/12/2011	Cambio de Fecha	30/12/2013	17,466
18	EQUIPO DE INFORMATICA	30/12/2013		30/12/2013	4,225
19	REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR	30/12/2013		30/12/2013	2,764
20					
21	<b>SISTEMA DE CONEXIÓN</b>				<b>24,478</b>
22	ADICION T3 S/E LLANO SANCHEZ	01/10/2011	Cambio de Fecha	16/11/2011	8,264
23	ADICION T3 S/E CHORRERA	01/07/2012	Cambio de Fecha	16/11/2011	7,802
24	REEMPLAZO INTERRUPTORES 34.5 KV S/E MATA DE NANCE	30/12/2011		30/12/2011	176
25	REEMPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E LLANO SANCHEZ	30/12/2011		30/12/2011	417
26	REEMPLAZO INTERRUPTORES 34.5 KV S/E LLANO SANCHEZ	30/12/2011		30/12/2011	176
27	REEMPLAZO T1 S/E LLANO SANCHEZ	01/07/2015		01/07/2015	3,735
28	REEMPLAZO T2 S/E CHORRERA	01/07/2016		01/07/2016	3,735
29	REEMPLAZO TT2 S/E CHORRERA (ATERRIZAJE)	01/07/2013		01/07/2013	173
30					
31	<b>PLAN ESTRATÉGICO</b>				<b>18,763</b>
32	S/E CONCEPCIÓN 230/34.5 KV	01/02/2011	Cambio de Fecha	31/01/2011	8,400
33	S/E SAN BARTOLO 230/34-5 KV		Nuevo	01/02/2013	10,363

## 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 2010-2024 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 (2010 – 2013)
- 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 2010. En las siguientes tablas se presenta un resumen del pronóstico de demanda, tanto en energía como potencia, del año 2010 al 2024.

**Tabla 2.1 Proyección de Demanda Media: Período 2010 – 2013**

Año	Demanda Máxima MW	Consumo Anual GWh	Tasa de Crecimiento %	
			Potencia	Energía
2010	1142.6	7076.9		
2011	1210.1	7495.3	5.91	5.91
2012	1279.8	7931.7	5.75	5.82
2013	1359.0	8428.3	6.19	6.26

**Tabla 2.2 Proyección de Demanda y Energía: Período 2014 – 2024**

Año	Escenario Medio	
	Energía (GWh)	Potencia (MW)
2014	8968.4	1445.2
2015	9583.5	1543.3
2016	10153.7	1634.1
2017	10750.5	1729.0
2018	11308.6	1817.6
2019	11982.3	1924.6
2020	12692.1	2037.3
2021	13412.5	2151.6
2022	14147.3	2268.0
2023	14915.1	2389.5
2024	15741.4	2520.3

## 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 2010-2013. 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 2010– 2013**

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
2010	C. T. Bahía Las Minas (conversión a carbón)*	120.0
2010	C. H. Paso Ancho	5.0
2010	C. H. Los Planetas	4.7
2010	C. H. Macano	3.4
2010	C. H. Bajo de Mina	56.0
2010	C. H. Gualaca	25.2
2011	C. H. Lorena	33.8
2011	C. H. Changuinola 1	222.46
2011	C. H. Prudencia	56.0
2011	C. H. Pedregalito	20.0
2011	C. H. Baitún	88.7
2011	C. Eólica 1	80.0
2012	C. H. Cochea	12.5
2012	C. H. San Bartolo	15.25
2012	C. H. Las Perlas Norte	10.0
2012	C. H. Las Perlas Sur	10.0
2012	C. H. Mendre 2	8.0
2013	C. H. Bonyic	31.3
2013	C. H. Monte Lirio	51.6
2013	C. H. Pando	32.6
2013	C. H. El Alto	68.0
2013	C. H. Caldera	4.0
2013	C. H. Las Cruces	9.2
2013	C. H. Los Estrechos	10.0
2013	C. H. La Laguna	9.3
2013	C. H. RP-490	9.95
2013	C. H. Bajo Frio	56.0
2013	C. H. Tizingal	4.64
2013	C. H. Barro Blanco	28.84
	<b>TOTAL</b>	<b>968.2</b>

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

C.H.: Central Hidroeléctrica

C.T.: Central Térmica Diesel/Bunker

### 2.1.2.2 GENERACIÓN PARA EL ANÁLISIS DE LARGO PLAZO

Para el horizonte de largo plazo, 2014 – 2024, se seleccionaron los proyectos más probables de ejecución y las alternativas de expansión que contemplan candidatos de proyectos hidroeléctricos y termoeléctricos con combustible tradicional (Bunker y Diesel).

**Tabla 2.4 Proyectos de Generación de 2014 – 2024**

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
2014	C. H. San Lorenzo	8.12
2014	C. H. Potrerillo	4.17
2015	C. H. Pedregalito 2	13.0
2015	C. H. Tabasará II	34.53
2016	C. H. El Sindigo	10.0
2017	C. H. Changuinola 2	214.0
2019	C. T. Carbón 1	250.0
2020	C. T. Carbón 2	250.0
2021	C. T. Carbón 3	250.0
2024	C. T. Carbón 4	150.0
	<b>TOTAL</b>	<b>1183.82</b>

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**

PLANES DE EXPANSIÓN CON DEMANDA MEDIA																										
AÑO	DEMANDA				OFERTA Caso REGMHTCB10					OFERTA Caso REGMHTCBE10					OFERTA Caso REGMHTLA10											
	Escenario Moderado (Medio)				Capacidad MW					Capacidad MW					Capacidad MW											
	Energía GWh	% Crec.	Potencia MW	% Crec.	Mes	Proyecto	Hidro	Termo	Eolico	Total MW	Capacidad Instalada MW	Mes	Proyecto	Hidro	Termo	Eolico	Total MW	Capacidad Instalada MW	Mes	Proyecto	Hidro	Termo	Eolico	Total MW	Capacidad Instalada MW	
<b>Capacidad Instalada Actual (MW)</b>																				<b>1659.12</b>						
2010	7076.90	0.00	1142.60	0.00	May	Paso Ancho	5.00					May	Paso Ancho	5.00					May	Paso Ancho	5.00					
					Jun	Los Planetas 1	4.76					Jun	Los Planetas 1	4.76					Jun	Los Planetas 1	4.76					
					Ago	Macano	3.43					Ago	Macano	3.43					Ago	Macano	3.43					
					Ago	BLM (Carbon) <sup>(1)</sup>		120.00		94.38	1753.50	Ago	BLM (Carbon) <sup>(1)</sup>		120.00		94.38	1753.50	Ago	BLM (Carbon) <sup>(1)</sup>		120.00		94.38	1753.50	
					Sept	Bajo de Mina	56.00					Sept	Bajo de Mina	56.00					Sept	Bajo de Mina	56.00					
					Sept	Gualaca	25.20					Sept	Gualaca	25.20					Sept	Gualaca	25.20					
2011	7495.30	5.91	1210.10	5.91	Ene	Lorena	33.80					Ene	Lorena	33.80					Ene	Lorena	33.80					
					May	Chan I <sup>(2)</sup>	222.46					May	Chan I <sup>(2)</sup>	222.46					May	Chan I <sup>(2)</sup>	222.46					
					Jul	Prudencia	56.00					Jul	Prudencia	56.00					Jul	Prudencia	56.00					
					Ago	Pedregalito	20.00			500.96	2254.46	Ago	Pedregalito	20.00			500.96	2254.46	Ago	Pedregalito	20.00			500.96	2254.46	
					Oct	Eolico I E1 <sup>(3)</sup>		80.00				Oct	Eolico I E1 <sup>(3)</sup>		80.00				Oct	Eolico I E1 <sup>(3)</sup>		80.00				
					Dic	Baitún	88.70					Dic	Baitún	88.70					Dic	Baitún	88.70					
2012	7931.70	5.82	1279.80	5.76	Ene	Cochea	12.50					Ene	Cochea	12.50					Ene	Cochea	12.50					
					Mar	Eolico II						Mar	Eolico II		105.00				Mar	Eolico II		105.00				
					Oct	San Bartolo	15.25			55.75	2310.21	Oct	San Bartolo	15.25			160.75	2415.21	Oct	San Bartolo	15.25			160.75	2415.21	
					Oct	Las Perlas Norte	10.00					Oct	Las Perlas Norte	10.00					Oct	Las Perlas Norte	10.00					
					Oct	Las Perlas Sur	10.00					Oct	Las Perlas Sur	10.00					Oct	Las Perlas Sur	10.00					
					Dic	Mendre 2	8.00					Dic	Mendre 2	8.00					Dic	Mendre 2	8.00					
2013	8428.30	6.26	1359.00	6.19	En	Bonyic	31.30					En	Bonyic	31.30					En	Bonyic	31.30					
					Ene	Pando	32.60					Ene	Pando	32.60					Ene	Pando	32.60	200.00				
					Ene	Monte Lirio	51.60					Ene	Monte Lirio	51.60					Ene	Monte Lirio	51.60					
					Ene	El Alto	68.00					Ene	El Alto	68.00					Ene	El Alto	68.00					
					Ene	Caldera	4.00					Ene	Caldera	4.00					Ene	Caldera	4.00					
					Ene	Las Cruces	9.17					Ene	Las Cruces	9.17					Ene	Las Cruces	9.17					
					Ene	Los Estrechos	10.00			315.40	2625.61	Ene	Los Estrechos	10.00			385.40	2800.61	Ene	Los Estrechos	10.00			585.40	3000.61	
					Ene	La Laguna	9.30					Ene	La Laguna	9.30					Ene	La Laguna	9.30					
					Ene	RP-490	9.95					Ene	RP-490	9.95					Ene	RP-490	9.95					
					Feb	Eolico I E2 <sup>(3)</sup>						Feb	Eolico I E2 <sup>(3)</sup>		70.00				Feb	Eolico I E2 <sup>(3)</sup>		70.00				
					May	Bajo Frio	56.00					May	Bajo Frio	56.00					May	Bajo Frio	56.00					
					Jun	Tizingal	4.64					Jun	Tizingal	4.64					Jun	Tizingal	4.64					
					Jul	Barro Blanco	28.84					Jul	Barro Blanco	28.84					Jul	Barro Blanco	28.84					
2014	8968.40	6.41	1445.20	6.34	Ene	San Lorenzo	8.12			12.29	2637.90	Ene	San Lorenzo	8.12			12.29	2812.90	Ene	San Lorenzo	8.12			12.29	3012.90	
					Dic	Potrerillo	4.17					Dic	Potrerillo	4.17					Dic	Potrerillo	4.17					
2015	9583.50	6.86	1543.30	6.79	Ene	Pedregalito 2	13.00			47.53	2685.43	Ene	Pedregalito 2	13.00			47.53	2860.43	Ene	Pedregalito 2	13.00			47.53	3060.43	
					Abr	Tabasara II	34.53					Abr	Tabasara II	34.53					Abr	Tabasara II	34.53	158.00	150.00			
2016	10153.70	5.95	1634.10	5.88	Ene	El Síndigo	10.00			10.00	2695.43	Ene	El Síndigo	10.00			10.00	2870.43	Ene	El Síndigo	10.00			10.00	3070.43	
2017	10750.50	5.88	1729.00	5.81	Ene	Chan II	214.00			214.00	2909.43	Ene	Chan II	214.00			214.00	3084.43	Ene	Chan II	214.00			214.00	3284.43	
2018	11308.60	5.19	1817.60	5.12					0.00	2909.43						0.00	3084.43							0.00	3284.43	
2019	11982.30	5.96	1924.60	5.89	Ene	CB 250a		250.00		250.00	3159.43	Ene	CB 250a		250.00		250.00	3334.43							0.00	3284.43
2020	12692.10	5.92	2037.30	5.86	Ene	CB 250b		250.00		250.00	3409.43	Ene	CB 250b		250.00		250.00	3584.43							0.00	3284.43
2021	13412.50	5.68	2151.60	5.61	Ene	CB 250c		250.00		250.00	3659.43	Ene	CB 250c		250.00		250.00	3834.43							250.00	3534.43
2022	14147.30	5.48	2268.00	5.41					0.00	3659.43						0.00	3834.43		Ene	CB 250a		250.00		250.00	3784.43	
2023	14915.10	5.43	2389.50	5.36					0.00	3659.43						0.00	3834.43								0.00	3784.43
2024	15741.40	5.54	2520.30	5.47	Ene	CB 150a		150.00		150.00	3809.43	Ene	CB 150a		150.00		150.00	3984.43						150.00	3934.43	

1 Conversión de las unidades 2, 3 y 4 de Búnker a Carbón. No adiciona capacidad al sistema.  
 2 El Proyecto Chan I incluye las centrales Chan 75 y Mini Chan.  
 3 Eolico I E1 corresponde a la primera etapa del proyecto. De igual forma Eolico I E2, corresponde a la segunda etapa. (Es un solo proyecto)  
 4 Conversión a Gas del Ciclo Combinado de Bahía Las Minas. No adiciona capacidad al sistema.  
 5 Conversión a Gas del Ciclo Combinado Termo Colon. No adiciona capacidad al sistema.  
 La capacidad Instalada actual no incluye a las unidades de la Autoridad del Canal de Panamá.

### 2.1.3 PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE 2009

Se utilizan como referencia los proyectos aprobados por la ASEP del Plan de Expansión 2009, los cuales se presentan en la Tabla 2.6.

**Tabla 2.6 Programa de Obras de Transmisión 2009 – 2023 del Plan de Expansión 2009**

Equipo	Año	Costo Miles B/.
<b>Sistema Principal</b>		
Nave 3 S/E Fortuna 230 KV	2009	2,170
Refuerzo Santa Rita – Panamá II 115 KV	2011	16,037
Refuerzo Guasquitas – Changuinola 230 KV	2011	10,481
Banco de Capacitores 120 MVAR S/E Panamá II	2011	3,781
Sistema de Comunicaciones	2011	1,518
Refuerzo S/E Las Guías 230 KV	2012	3,881
Refuerzo S/E Panamá Etapa 1	2012	5,990
Adición Transformador T4 S/E Panamá	2012	8,331
Banco de Capacitores 90 MVAR S/E Llano Sánchez	2012	2,836
Repotenciación Líneas GUASQ - VEL - LLS - PAN II	2012	8,320
Compensación Serie 50% Líneas GUASQ - VEL - LLS	2015	21,910
Banco de Capacitores 60 MVAR S/E Panamá	2015	1,778
Refuerzo Llano Sánchez - Panamá II 230 KV Etapa 1	2015	56,821
Refuerzo S/E Antón y Panamá 230 KV Etapa 2	2016	11,025
Adición Transformador T3 S/E Panamá II	2016	7,362
Refuerzo Guasquitas - Llano Sánchez 230 KV Etapa 1	2018	55,848
Refuerzo Santa Rita – Panamá II 230 KV	2021	18,368
<b>Plan de Reposición</b>		
Protecciones	2009-2011	1,479
Subestaciones	2009-2012	2,323
Reemplazo T2 S/E Mata de Nance	2012	3,308
Reemplazo T3 Panamá	2016	4,629
<b>Plan Estratégico</b>		
Ampliación S/E Caldera 115/34.5 KV	2009	3,845
S/E Concepción 230/34.5 KV	2010	8,500
<b>Plan de Planta General</b>		
	2010-2013	19,169
<b>Sistema de Conexión</b>		
	2010-2016	38,867

## 2.1.4 PROPUESTA DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2010

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

Equipo	Año	Costo Miles B/.
<b>Sistema Principal</b>		
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
<b>Plan de Reposición</b>		
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
<b>Plan Estratégico</b>		
S/E Concepción 230/34.5 KV	2011	8,400
S/E San Bartolo 230/34.5 KV	2013	10,363
<b>Plan de Planta General</b>		
	2010-2013	24,455
<b>Sistema de Conexión</b>		
	2010-2016	24,478

**Tabla 2-7 Programa de Obras Propuestas por ETESA Plan 2010**

## 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 consideraron también líneas de 500 KV. La siguiente tabla muestra todos los proyectos de líneas y ampliaciones de subestaciones considerados como candidatos en los análisis. En el Anexo 23 se muestra mayor detalle de esto.

	Terminal i	Nombre de Barra SDDP	Terminal j	Nombre de Barra SDDP	Reactancia	Longitud	Capacidad	Tensión	Sección de Conductor
	Busbar		Busbar		(%)	km	MVA	kV	
<b>LINEAS DE CIRCUITO SENCILLO</b>									
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
11	GUASQUITAS	GUA-230	LLANO SANCHEZ	LLS-230	13.93	194.37	350	230	2X750 ACAR
12	LLANO SANCHEZ	LLS-230	PANAMA 2	PA2-230	13.93	195.00	350	230	2X750 ACAR
11	CHANGUINOLA	Chang230	GUASQUITAS	GUA-230	10.05	120.00	225	230	1200 ACAR
12	LLANO SANCHEZ	LLS-230	LAS GUÍAS ****	LGU-230	5.57	60.00	193	230	750 ACAR
13	LAS GUÍAS	LGU-230	CHORRERA ****	CHO-230	7.63	82.19	193	230	750 ACAR
14	SANTA RITA	SRITA-115	PANAMA 2	PA2-230	4.32	48.00	225	230	1200 ACAR
15	GUASQUITAS	GUA-230	FORTUNA	FOR-230	1.44	16.00	225	230	1200 ACAR
16	PANAMA 2 500	PA2-500	LLANO SANCHEZ 500	LLS-500	2.60	195.00	900	500	
17	LLANO SANCHEZ 500	LLS-500	GUASQUITAS 500	GUA-500	2.60	195.00	900	500	
18	PANAMA 2 500	PAN-500	GUASQUITAS 500	GUA-500	5.21	390.00	900	500	
<b>LINEAS DE DOBLE CIRCUITO</b>									
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
11	GUASQUITAS	GUA-230	LLANO SANCHEZ	LLS-230	13.93	194.37	350	230	2X750 ACAR
12	LLANO SANCHEZ	LLS-230	PANAMA 2	PA2-230	13.93	195.00	350	230	2X750 ACAR
11	CHANGUINOLA	Chang230	GUASQUITAS	GUA-230	10.05	120.00	225	230	1200 ACAR
12	LLANO SANCHEZ	LLS-230	LAS GUÍAS ****	LGU-230	5.57	60.00	193	230	750 ACAR
13	LAS GUÍAS	LGU-230	CHORRERA ****	CHO-230	7.63	82.19	193	230	750 ACAR
14	SANTA RITA	SRITA-230	PANAMA 2	PA2-230	4.32	48.00	225	230	1200 ACAR
15	PANAMA	PAN-230	PANAMA 2	PA2-230		12.94	350	230	636 ACSS
16	PANAMA	PAN-230	MATA DE NANCE	MDN-230		375.00	350	230	636 ACSS
17	MATA DE NANCE	MDN-230	PROGRESO	PRO-230		63.70	350	230	636 ACSS
<b>TRANSFORMADORES</b>									
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 SDDP<sup>102</sup>, la cual incluye la información de la generación y demanda para tres escenarios definidos de acuerdo a lo mostrado en la tabla 2-8.

<sup>102</sup> 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

**Tabla 2-8 Escenarios para el análisis energético**

Caso	Nombre	Descripción
1	REGMHTCB10	Escenario de generación hidrotérmico y Carbón con proyección de demanda media
2	REGMHTCBEO10	Escenario de generación hidrotérmico con carbón y proyectos eólicos con proyección de demanda media
3	REGMHTTLA10	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 2010-2024, 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 2010 con un total de más de 100 barras, 142 líneas, 51 transformadores de dos devanados, 7 transformadores de tres devanados y todo el parque de generación. También se modela la red de ACP de 44 KV y sus unidades de generación. Para el año final del análisis eléctrico, 2024, se modela el sistema con más de 133 barras, 197 líneas y 86 transformadores.

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, Mata de Nance, Changuinola y Progreso.

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 34 se describen las características de este modelo.

---

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>)

## 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 183.7 Km. en líneas de circuito sencillo. Para las líneas de 115 KV, la longitud total de líneas de doble circuito es de 131.8 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.

**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.
<b>LINEAS DE 230 KV DOBLE CIRCUITO</b>	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
		<b>TOTAL</b>		<b>882.99</b>		
		<b>TOTAL x CIRCUITO</b>		<b>1,765.98</b>		
<b>CIRCUITO SENCILLO</b>	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
	230-20	FORTUNA - CHANGUINOLA	2009	104.00	225.0	450.0
			<b>TOTAL</b>		<b>183.70</b>	
		<b>TOTAL x CIRCUITO</b>		<b>1,949.68</b>		
<b>LINEAS DE 115 DOBLE CIRCUITO</b>	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	54.00	93.0	175.0
	115-15,16	MATA NANCE - CALDERA	1979	25.00	93.0	175.0
			<b>TOTAL</b>		<b>131.80</b>	
		<b>TOTAL x CIRCUITO</b>		<b>263.60</b>		
<b>CIRCUITO SENCILLO</b>	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
			<b>TOTAL</b>		<b>39.90</b>	
		<b>TOTAL</b>		<b>303.50</b>		

ETESA cuenta con un total de trece subestaciones, tres de ellas seccionadoras a nivel de 115 KV: Cáceres, Caldera y Santa Rita y dos seccionadoras a nivel de 230 KV: Guasquitas y Veladero. Posee ocho subestaciones reductoras: Panamá II, Panamá, Chorrera, Llano Sánchez, Mata de Nance, Progreso, 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, 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**

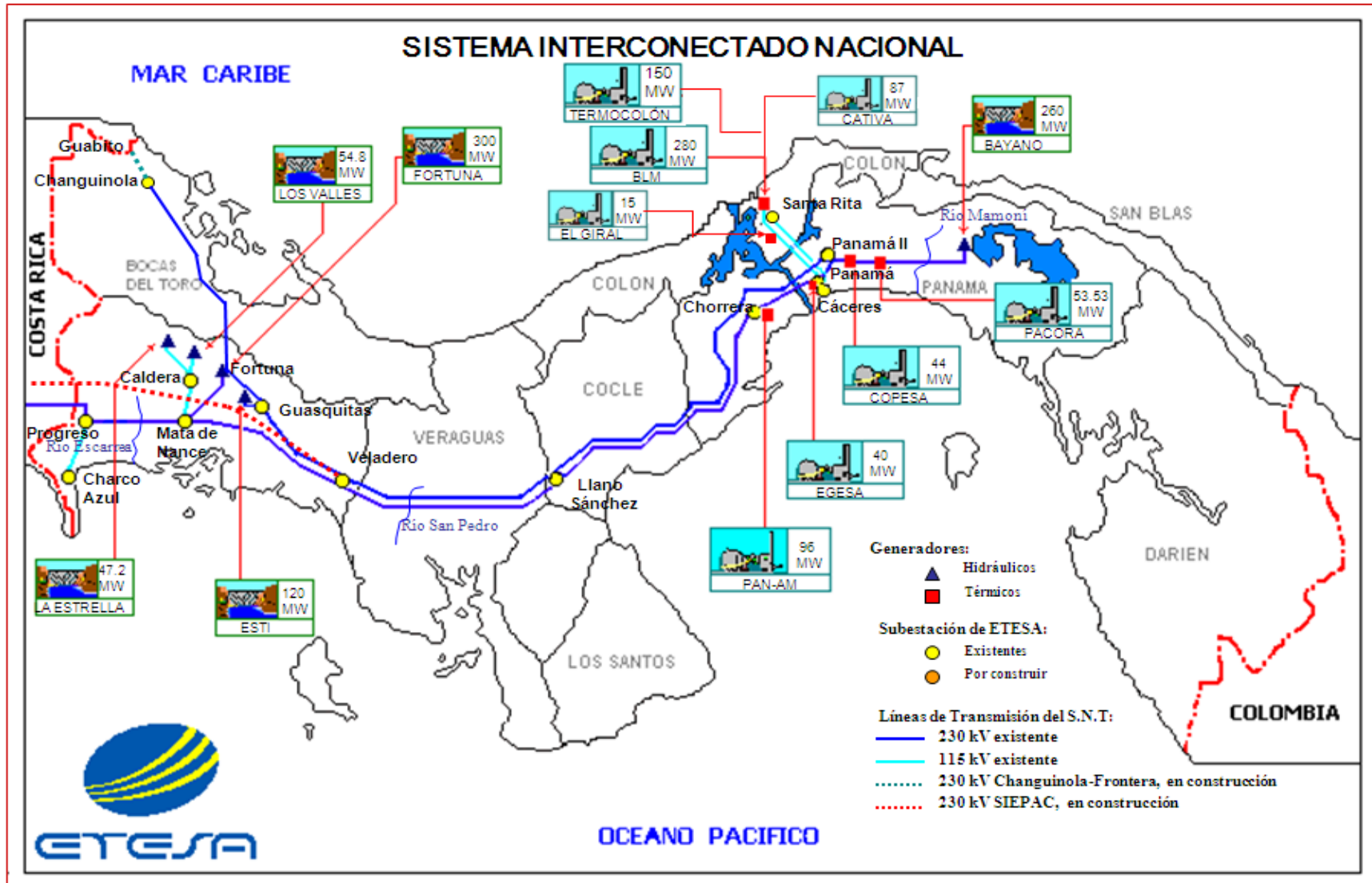
TRANSFORMADORES DE ETESA										
SUBESTACION	No.	CAPACIDAD (MVA)			CAPACIDAD	ELEVADOR REDUCTOR	VOLTAJES (KV)			CONEXION
		OA	FA	FOA			ALTA	BAJA	TERCI.	
PANAMA 2	1	105	140	175	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL
PANAMA 2	2	105	140	175	OA/FA/FOA	REDUCTOR	230	115	13.8	EST/EST/DEL
PANAMA	1	105	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
<b>TOTAL</b>		<b>1,008</b>	<b>1,344</b>	<b>1,674</b>						

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 ubicado 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.

A continuación se presenta el diagrama unifilar simplificado del Sistema de Transmisión 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.







### 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 las Tablas 3-3 a 3-6 a continuación se presentan los valores actualmente utilizados en estos esquemas:

**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	MARANÓN	6-53	271.0	6.48	6.10	33.64	3.00%
		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	MARANÓN	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 VIENTO	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 DESCONEXION CICLOS	APORTE REQUERIDO (MW)	AGENTE	SUBESTACION	CIRCUITO	CARGA MW	CARGA MVAR
1	105	30	35	EDEMET	MARAÑÓN	6-47	6.04	2.01
						6-50	3.15	1.13
						6-51	6.66	2.43
						6-52	5.68	1.96
						6-55	3.09	1.28
						6-58	3.00	1.06
						6-60	8.03	3.13
<b>TOTAL</b>	<b>35.55</b>	<b>12.97</b>						
2	105	54	20	ENSA	CERRO VIENTO	8-61	2.46	0.74
						8-62	2.50	1.02
						8-63	5.38	1.82
						8-64	6.11	2.00
						8-65	5.39	1.52
						<b>TOTAL</b>	<b>21.84</b>	<b>7.11</b>
3	105	180	25	EDEMET	SAN FRANCISCO	2-11	5.43	1.77
						2-15	6.67	2.22
						2-20	5.15	1.68
						2-22	8.88	2.83
						<b>TOTAL</b>	<b>26.13</b>	<b>8.30</b>
<b>GRANTOTAL</b>						<b>83.52</b>	<b>28.38</b>	

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 DESCONEXION DE CARGA POR PERDIDA DE GENERACION - 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
<b>TOTAL</b>				<b>42.96</b>	<b>15.13</b>

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	
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:



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

HORARIO	Vigencia de la norma:		
	Periodo 2	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 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 msec, y en interruptores de 115 KV 150 msec) 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.

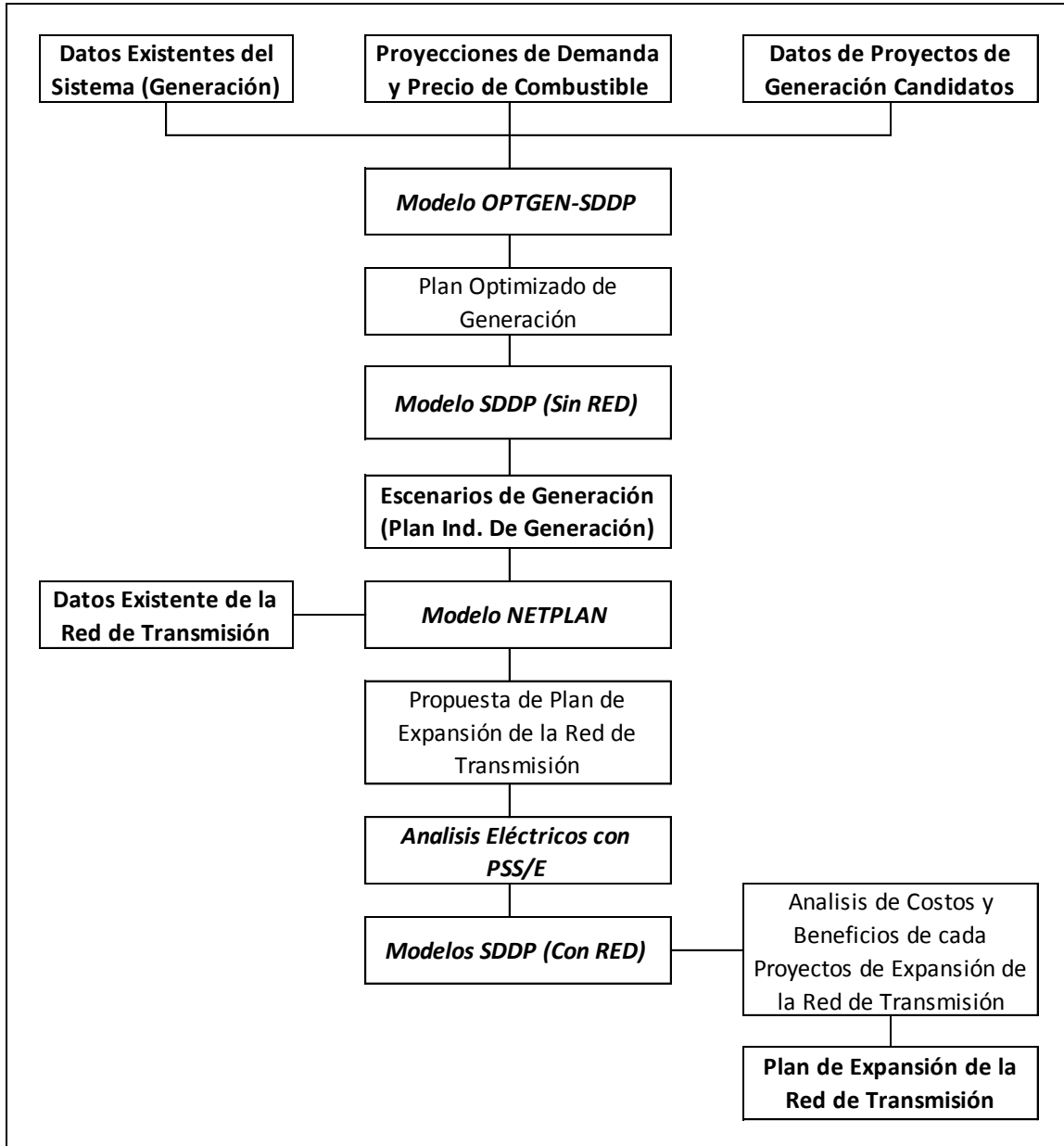


Figura 5.1: Metodología para los Estudios de Largo Plazo

## Capítulo 6: Diagnóstico del Sistema de Transmisión de Corto Plazo

Se realizaron los análisis del sistema de transmisión de corto plazo, años 2010 – 2013 para los tres (3) escenarios de generación obtenidos en el Plan Indicativo de Generación. Los escenarios REGMHTCB10, REGMHTCBEO10 y REGMHTTLA10 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 2010

#### 6.1.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para el año 2010, se considera el sistema del año actual, con la entrada en operación de los siguientes proyectos:

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
2010	C. T. Bahía Las Minas (conversión a carbón)*	120.0
2010	C. H. Paso Ancho	5.0
2010	C. H. Los Planetas	4.7
2010	C. H. Macano	3.4
2010	C. H. Bajo de Mina	56.0
2010	C. H. Gualaca	25.2
	<b>TOTAL</b>	<b>94.3</b>

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

#### 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 24. 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 2010, 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, Guasquitas – Veladero, Progreso – Mata de Nance 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 se pueden observar en el Anexo 24, 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 26 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 35 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 2011

### 6.2.1 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA

Para el año 2011, se considera el sistema del año anterior, el 2010, y la entrada en operación de los proyectos hidroeléctricos que se muestran en la tabla a continuación:

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
2011	C. H. Lorena	33.8
2011	C. H. Changuinola 1	222.46
2011	C. H. Prudencia	56.0
2011	C. H. Pedregalito	20.0
2011	C. H. Baitún	88.7
2011	C. Eólica 1	80.0
	<b>TOTAL</b>	<b>500.96</b>

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

- Subestación Concepción 230/34.5 KV
- Adición del T3 en S/E Chorrera. 230/115/34.5 KV, 50/50/50 MVA.
- Adición del T3 en S/E Llano Sánchez 230/115/34.5 KV, 70/60/30 MVA.

- Repotenciación de la línea Panamá – Panamá II.

## **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 24. 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 2011, 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 24, 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 26 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 35 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 2012

#### 6.3.1 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 y eólicos que se muestran en la tabla a continuación:

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
2012	C. H. Cochea	12.5
2012	C. H. San Bartolo	15.25
2012	C. H. Las Perlas Norte	10.0
2012	C. H. Las Perlas Sur	10.0
2012	C. H. Mendre 2	8.0
	<b>TOTAL</b>	<b>55.75</b>

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

- Banco de Capacitores de 120 MVAR en Panamá II y 90 MVAR en Llano Sánchez
- Refuerzo Guasquitas – Changuinola 230 KV.
- Refuerzo Santa Rita – Panamá II.
- Repotenciación de las líneas Guasquitas – Veladero - Llano Sánchez – Panamá II 230 KV (líneas 230-12,13,14,15,16,17).
- Adición del transformador T4 230/115 KV S/E Panamá.
- Subestación Las Guías.

#### 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 24. 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 24, 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 26 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 35 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 2013

### 6.4.1 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 que se muestran en la tabla a continuación:

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
2013	C. H. Bonyic	31.3
2013	C. H. Monte Lirio	51.6
2013	C. H. Pando	32.6
2013	C. H. El Alto	68.0
2013	C. H. Caldera	4.0
2013	C. H. Las Cruces	9.2
2013	C. H. Los Estrechos	10.0
2013	C. H. La Laguna	9.3
2013	C. H. RP-490	9.95

FECHA DE INGRESO	PROYECTO	CAPACIDAD MW
2013	C. H. Bajo Frio	56.0
2013	C. H. Tizingal	4.64
2013	C. H. Barro Blanco	28.84
	<b>Total</b>	<b>315.4</b>

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

- 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.
- 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.
- S/E San Bartolo.

## 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 24. 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 24, 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 26 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 35 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 25 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					
Nivel de Voltaje kV	Subestaciones				
	Panamá	Panamá II	Cáceres	Santa Rita	Chorrera
230	40	31.5	-	-	40
115	31.5	20	40	40	-
34.5	-	-	-	-	25
13.8	23	40	-	-	-

Nivel de Voltaje kV	Subestaciones				
	Llano Sánchez	Llano Sánchez (Ampliación)	Veladero	Guasquitas	Mata de Nance
230	31.5	40	40	40	40
115	40	-	-	-	25
34.5	25	-	-	-	40

Nivel de Voltaje kV	Subestaciones		
	Caldera	Progreso	Charco Azul
230	-	31.5	-
115	25	40	30
34.5	-	12	-

Como se puede observar comparando este cuadro con los niveles de falla del Anexo 25, la capacidad interruptiva en las subestaciones de ETESA es superior a los niveles de falla en estas.

## Capítulo 7: Plan de Expansión de Corto Plazo

Los proyectos identificados en el corto plazo, 2010 – 2013, son los que ya fueron aprobados en planes de expansión anteriores (PESIN 2009) y algunos de los cuales se encuentran en ejecución o próximos a iniciar, los cuales se presentan a continuación.

### 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), es necesario reforzar el sistema de transmisión procedente desde la provincia de Colón, Subestación Santa Rita hasta la Subestación Panamá II.

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 del Proyecto: enero de 2008

Inicio de Operación: enero de 2012

Inversión: Chagres – Panamá II y Chagres – Santa Rita: B/. 13,786,000

**Subestaciones:**

Inicio del Proyecto: enero de 2008

Inicio de Operación: enero de 2012

Inversión: S/E Panamá II:	B/. 2,459,000
S/E Santa Rita:	B/. 4,634,000
TOTAL:	B/. 7,093,000

Gran Total: B/. 20,879,000

**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 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.

Las adiciones necesarias son las siguientes:

**LINEAS**

Línea de 230 KV Changuinola – Fortuna

Cantidad de circuitos: 1

Longitud: 104 Km.

Conductor: 750 ACAR

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

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

Línea de 230 KV Fortuna - Guasquitas

Cantidad de circuitos: 1

Longitud: 16 Km.

Conductor: 1200 ACAR

Capacidad: 225 MVA (normal) 450 MVA (contingencia)

Nota: La condición de diseño de esta línea es a 60°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 mencionar 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 del Proyecto: enero de 2008

Inicio de Operación: enero de 2012

Inversión: Changuinola – Guasquitas: B/. 7,157,000

Subestaciones:

Inicio del Proyecto: enero de 2008

Inicio de Operación: enero de 2012

Inversión: S/E Changuinola: B/. 3,050,000

S/E Guasquitas: B/. 3,050,000

TOTAL: B/. 6,100,000

Gran Total: B/. 13,257,000

### **3. Banco de Capacitores S/E Panamá II**

De acuerdo al Plan Indicativo de Generación 2010, en el período 2010 – 2013 entrarán en operación 966 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 hidro 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 del Proyecto: enero de 2009

Inicio de Operación: enero de 2012

Inversión: B/. 8,261,000

### **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 del Proyecto: enero de 2009

Inicio de Operación: enero de 2012

Inversión: B/. 5,508,000

### **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 2012, en la cual se considera que han entrado en operación un total de 571 MW, se tendrá que hacer una repotenciación a por lo menos 314 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 julio de 2012. Esta repotenciación se refiere a las líneas 230-12,13,14,15,16,17.

Inicio del Proyecto: enero de 2010

Inicio de Operación: julio de 2012

Inversión: B/. 8,320,000

### **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 2010 – 2013, de acuerdo al Plan Indicativo de Generación, mostrado en la siguiente tabla, se tendría un incremento de proyectos hidro de 886.6 MW, que sumado a los 552 MW existentes daría un total de 1,438.5 MW de generación hidro, la mayoría de estos de pasada o filo de agua.



<b>Año</b>	<b>Incremento de Capacidad Hidro (MW) Occidente del País</b>
2009	552.0 (existentes)
2010	94.4
2011	421.0
2012	55.7
2013	315.4
<b>Total</b>	<b>1,438.5</b>

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 del Proyecto: enero de 2010

Inicio de Operación: agosto de 2011

Inversión: B/. 1,826,000

Línea Mata de Nance – Progreso - Frontera

Inicio del Proyecto: enero de 2010

Inicio de Operación: abril 2013

Inversión: B/. 3,806,000

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

Inicio del Proyecto: enero de 2010

Inicio de Operación: abril 2013

Inversión: B/. 52,902,000

Total de Repotenciación: B/. 58,534,000

## **7. Adición 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: enero de 2009

Inicio de Operación: enero de 2012

Inversión: B/. 9,822,000

## 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 2014 – 2021 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 24 “Análisis de Flujo de Potencia con Centroamérica” y el Anexo 26 “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 24.

### 8.1 ANÁLISIS DEL AÑO 2014

#### 8.1.1 ESCENARIOS REGMHTCB10, REGMHTCBEO10 y REGMHTTLA10

Para el año 2014 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 2014. 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 entran en operación los proyectos de transmisión identificados en el corto plazo (2010 – 2013), indicados en la Tabla 1.1. En este año entra en operación un SVC en la subestación Llano Sánchez, con capacidad máxima de +300 MVAR. En cuanto a generación se considera que para este año entran en operación los proyectos identificado 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 2014 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, Caisán – Veladero, Antón – Panamá II, Llano Sánchez – Panamá II, Concepción – Mata de Nance y Veladero – Llano Sánchez, 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 24 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 26 de resultados de estabilidad.

## **8.2 ANÁLISIS DEL AÑO 2017**

### **8.2.1 ESCENARIOS REGMHTCB10, REGMHTCBEO10 y REGMHTTLA10**

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 (2010 – 2013) más los identificados hasta el año 2014. Se considera en el año 2015 la ampliación de la S/E Las Guías seccionando el circuito 230-3B (Chorrera – Llano Sánchez) y la ampliación de la S/E Antón seccionando el segundo circuito Llano Sánchez – Panamá II. 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 conductor de alta temperatura de operación y capacidad superior a 350 MVA en estado de operación normal (un solo circuito inicialmente). En cuanto a generación se considera los proyectos que para este año entran en operación identificados en el Plan Indicativo de Generación 2010.

### **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 – Veladero, Antón - Panamá II, Concepción – Mata de Nance, Llano Sánchez – Panamá II y Panamá – Panamá II, 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 24 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 26 de resultados de estabilidad.

## **8.3 ANÁLISIS DEL AÑO 2020**

### **8.3.1 ESCENARIOS REGMHTCB10, REGMHTCBEO10 y REGMHTTLA10**

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 (2010 – 2013) 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 2010.

### **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 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 Llano Sánchez - Panamá II, Panamá – Panamá II, Santa Rita – Panamá II, Guasquitas – Llano Sánchez, Concepción Mata de Nance y en 115 KV Caldera – Mata de Nance, 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 24 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 26 de resultados de estabilidad.

## 8.4 ANÁLISIS CON COLOMBIA

Se realizaron análisis de flujos de potencia, estabilidad transitoria y corto circuito para los años 2014, 2017 y 2020 con la incorporación de la interconexión con Colombia a partir del año 2014. Los intercambios considerados con Colombia estuvieron basados en los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas con el SDDP, los cuales se muestran a continuación:

CON INTERCAMBIOS CON COLOMBIA					
AÑO	INTERCAMBIO	VERANO		INVIERNO	
		MÁX.	MÍN.	MÁX.	MÍN.
2014	COL -> PMA	300.00	300.00	300.00	300.00
	PMA -> C.A.	187.03	282.93	153.56	273.06
2017	COL -> PMA	390.60	455.76	354.33	536.20
	PMA -> C.A.	240.18	295.51	239.09	295.51
2020	COL -> PMA	464.81	573.29	464.16	554.03
	PMA -> C.A.	240.19	289.31	238.49	295.50

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 27, 28 y 29.

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

La expansión de la red a corto y largo plazo del PESIN 2010-2024, se plantea en cuatro planes alternativos, para satisfacer el escenario de generación nacional recomendado, caracterizado por el crecimiento medio de los combustibles y con exportación al MER.<sup>103</sup> 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 condiciones óptimas para el sistema.

El escenario de generación con mayor opción de realización entre los casos analizados en el Plan Indicativo de Generación (PEGIN) 2010-2024, es el denominado como el Caso REGMHTCB10. O sea, el Caso Hidrotérmico de Demanda Media, Con Carbón, el cual considera una gran componente de proyectos hidroeléctricos, el desarrollo de generación térmica con base en el carbón e incorpora como novedad un proyecto eólico, en el periodo firme.<sup>104</sup>

Este escenario incorpora en el mediano plazo proyectos térmicos con carbón y gas a partir del año 2015, sin restricción de tamaño y/o costo de inversión. De acuerdo al PEGIN 2010, 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. En el corto plazo se consideran los proyectos de transmisión que ya fueron aprobados en los planes de expansión anteriores (PESIN 2008 y PESIN 2009). De estos proyectos, algunos se encuentran en ejecución y los otros próximos a iniciar.

Como resultado de los análisis de la transmisión futura de la energía eléctrica, para el periodo 2010-2024, 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 en el año 2009 registro un parámetro de 8.4%, asociado a un incremento de la demanda de la energía de 6.2%.

Por lo cual, se analizaron y evaluaron técnicamente, cuatro cronogramas alternativos de expansión de la red, que tengan la capacidad de transportar toda la oferta de generación del equipamiento hidroeléctrico nuevo y existente

<sup>103</sup> No se considera en este análisis, el escenario con la interconexión eléctrica con Colombia.

<sup>104</sup> Proyecto eólico, con implementación en el corto plazo, con contrato de ejecución con ASEP y con viabilidad de conexión al sistema, aprobada por ETESA.



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 diversos esquemas de expansión propuestos, son producto de la optimización de la red, con el modelo de planeamiento Power System Simulator for Engineer (PSS/E).

Las dos primeras 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,<sup>105</sup> que permitan un mejor manejo de los flujos de potencia. 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 eje principal del sistema son consecuentes con la dificultad, sobrecostos y alargamientos de los periodos de construcción de implementar nuevas L/T, paralelas al actual eje principal de transporte nacional, dadas las recientes experiencias en la adquisición de los derechos de paso.

Adicionalmente se evaluó la factibilidad económica financiera de otras dos alternativas que no contemplan la opción de repotenciación de las L/T existentes. La alternativa 3, la cual resume una opción de expansión simple de la red, por medio de la construcción de las nuevas L/T, que satisfagan la conexión de la carga pronosticada y la oferta disponible. Opción de expansión del sistema interconectado del PESIN 2008 - 2022.

La alternativa 4 de desarrollo del sistema de transmisión, corresponde a un esquema conceptual de expansión de la red, similar al recomendado en el anterior PESIN 2009 - 2023. Por la estrechez en el tiempo para cumplir con las necesidades impuestas al sistema, esta alternativa, incorporaba tecnología de compensación en serie a 50%, en los circuitos de Guasquitas-Veladero y Veladero-Llano Sánchez, en conjunto con una mínima repotenciación del eje principal de transmisión del actual sistema (Doble circuito 230 kV Guasquitas-Panamá II).

El análisis y selección económica – financiera de la mejor alternativa de transporte, se evalúa por medio de un análisis de costo beneficios, en que los beneficios superen significativamente los costos de implementación. 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 2010 -2024.<sup>106</sup>

---

<sup>105</sup> **Static Var Compensation (SVC)**

<sup>106</sup> Utilizando los factores descontados en un solo momento del tiempo, por convención se acepta que sea el momento, cero (inicio del plan, enero del año 2010).

## 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:

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

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 aprobados en los últimos tres años (2007-2009). 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.

En el presente PESIN 2010-2024, la inserción reciente de una gran cantidad de proyectos hidroeléctricos y de un fuerte incremento de la demanda eléctrica en el futuro inmediato, se da la posibilidad de de implementar modificaciones del sistema de transmisión dentro del periodo de corto plazo. Con lo cual, se pueden demandar nuevas inversiones, en el llamado "*periodo firme*" (cuatro años), 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 (costos evitados), que se derivan de los respectivos cronogramas de las alternativas en análisis, consisten en contabilizar los ahorros generados por cada alternativa o escenario de expansión planteado, en términos del valor esperado del costo operativo total del 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 2010
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)	1850.00

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 (2010-2024)

- c) El valor presente del costo anual de inversión que coincide con el horizonte de análisis (2010-2024);
- 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 2025, 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 2010, 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 2010 - 2024. 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.

### 9.2.1 SIMULACIÓN SIN CONSIDERAR EXPANSIÓN DE LA RED

En el presente caso, en que solo se consideran las inversiones de corto plazo aprobadas en los PESIN 2007, 2008 y 2009, que cubren aproximadamente hasta el año 2012, sin modificación ulterior alguna al actual sistema de transmisión nacional en el largo plazo.

En la 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.

**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	ORIGEN NOMBRE	PROYECTOS DE EXPANSION		VIDA UTIL	COSTO INVERSION (10 <sup>6</sup> \$) AÑO 2010	COSTO ANUALIZADO (10 <sup>3</sup> \$)
			DESTINO NOMBRE	OBSERVACION GENERAL			
1	01/02/2012	SRT-115	PA2-115	L/T 115kV 1Cto, SRT-PA2 750, ACARZ	30	13.79	1,711.44
2	01/02/2012	SRT-115	SRT-115	Adc. Nave 115 kV SANTARITA	30	4.63	575.28
3	01/02/2012	PA2-115	PA2-1115	Adc. Nave 115 kV PANAMA II	30	2.46	305.27
4	01/02/2012	GUA-230	CHAN -230	L/T 230 kV 2Cto, GUA-CHAN 750, ACARZ	30	7.16	888.50
5	01/02/2012	CHAN -230	CHAN-230	Adc. Nave 230 kV CHANGUINOLA	30	3.05	378.64
6	01/02/2012	GUA-230	GUA-230	Adc. Nave 230 kV GUASQUITAS	30	3.05	378.64
7	01/01/2012	PA2-230	PA2-230	CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II	20	8.26	1,105.97
8	01/01/2012	LLS-230	LLS-230	CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ	20	5.51	737.40
9	01/02/2012	PAN-230	PAN-230	S/E PANAMA ADICION T-4	30	9.82	1,219.34
MONTO TOTAL DE LA INVERSION						57.73	

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 9 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 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.<sup>107</sup> Las columnas subsiguientes ilustran el repago anual de la inversión dentro del horizonte del programa de inversiones (años 2010-2024). 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 en el año 2010.

107

En concordancia con el listado de la Tabla 9.3

Por ejemplo, el monto total de inversión directa de las obras comprometidas en el caso base es de 57.7 millones de dólares, mientras a valor presente de las inversiones incurridas, al horizonte del análisis es por 37.7 millones de dólares de enero del 2010.

**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-200 <sub>1</sub>	VALOR PRESENTE Ene-2010
		1 ene-10	2 ene-11	3 ene-12	4 ene-13	5 ene-14	6 ene-15	7 ene-16	8 ene-17	9 ene-18	10 ene-19	11 ene-20	12 ene-21	13 ene-22	14 ene-23	15 ene-24			
1	L/T 115kV 1Cto, SRT-PA2 750, ACAR2			1,568.82	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	22,106.16	\$11,037.34	\$8,798.90
2	Adc. Nave 115 kV SANTA RITA			527.34	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	7,430.72	\$3,710.07	\$2,957.65
3	Adc. Nave 115 kV PANAMA II			279.83	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	3,943.06	\$1,968.72	\$1,569.45
4	L/T 230 kV 2Cto, GUA-CHAN 750, ACAR2			814.45	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	11,476.41	\$5,730.03	\$4,567.95
5	Adc. Nave 230 kV CHANGUINOLA			347.08	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	4,890.74	\$2,441.89	\$1,946.66
6	Adc. Nave 230 kV GUASQUITAS			347.08	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	4,890.74	\$2,441.89	\$1,946.66
7	CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II			1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	14,377.64	\$7,224.73	\$5,759.51
8	CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ			737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	9,586.26	\$4,817.07	\$3,840.14
9	S/E PANAMA ADICION T-4			1,117.73	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	15,749.80	\$7,863.68	\$6,268.88
<b>TOTAL DE PAGOS ANUALES</b>			0.00	6,845.72	7,300.48	7,300.48	7,300.48	7,300.48	7,300.48	7,300.48	7,300.48	7,300.48	7,300.48	7,300.48	7,300.48	7,300.48	94,451.53	\$47,235.43	\$37,655.79

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

	PROYECTO	VIDA UTIL	PAGOS		VALOR PRESENTE		VALOR SALVADO	
			APLICADOS	PENDIENTES	ENE-2009		ENE-2010	
					Cant.	10 <sup>3</sup> \$	Cant.	10 <sup>3</sup> \$
1	L/T 115kV 1Cto, SRT-PA2 750, ACAR2	30	13	8,798.90	17	\$11,975.61	\$2,185.18	
2	Adc. Nave 115 kV SANTA RITA	30	13	2,957.65	17	\$4,025.46	\$734.52	
3	Adc. Nave 115 kV PANAMA II	30	13	1,569.45	17	\$2,136.08	\$389.77	
4	L/T 230 kV 2Cto, GUA-CHAN 750, ACAR2	30	13	4,567.95	17	\$6,217.14	\$1,134.44	
5	Adc. Nave 230 kV CHANGUINOLA	30	13	1,946.66	17	\$2,649.47	\$483.45	
6	Adc. Nave 230 kV GUASQUITAS	30	13	1,946.66	17	\$2,649.47	\$483.45	
7	CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II	20	13	5,759.51	7	\$4,541.30	\$828.65	
8	CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ	20	13	3,840.14	7	\$3,027.90	\$552.50	
9	S/E PANAMA ADICION T-4	26	13	6,268.88	13	\$6,665.83	\$1,216.31	
				37,655.79		43,888.27	8,008.27	

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

- a) El tiempo de vida útil (en años), el número de pagos que coincide con el horizonte de análisis (2010-2024) – por ejemplo, el sub-proyecto N° 1, L/T 115 kV SRT- PMA 750 ACAR que entra en operación en febrero del 2012 tendría 13 pagos anuales de 2012 a 2024; para un pago total corriente de 22, 106 miles de dólares.
- b) El valor presente del costo anual de inversión coincide con el horizonte de análisis (2010-2024); siguiendo el ejemplo, el valor presente de la L/T 115 kV SRT-PMA, al año 2012 es de 11,037 miles de dólares y a precios del 2010 es de 8,798 miles de dólares (viene de la Tabla 9.4).
- 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 2024, 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 11,975 miles de dólares en el año 2024 (ver columna 7).
- e) El valor presente, calculado en enero de 2010, del valor residual de las inversiones. En el caso del proyecto ejemplo la L/T 115 kV SRT-PMA, tiene un valor residual de 2,185.2 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 2010.

Resumiendo, el Caso Base tiene 9 proyectos aprobados por los PESIN anteriores, proyectos que se encuentran en procesos de adquisición y/o implementación. El monto de inversión directa comprometido es de 57.7 millones de dólares. Como gasto o inversión aplicada durante el periodo 2010-2024, tenemos un monto de 37.7 millones en dólares de 2010, el cual se detalla en la Tabla 9.4.<sup>108</sup>

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 8 millones de dólares, con lo cual el gasto real incurrido en inversión es de aproximadamente 30 millones de dólares, para el caso de referencia.

<sup>108</sup> El monto de inversión aplicado, corresponde a la sumatoria de pagos de los proyectos, a valor presente durante el periodo de análisis, años 2010 - 2024.



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

<b>Tasa de Descuento</b>		12%
<b>Monto de Inversión a ene-2010</b>		37,655.79
<b>Valor de Salvamento a ene-2010</b>		8,008.27
<b>Inversión Real a ene -2010</b>		29,647.52

### 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 2010 hasta 2024. 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**

<b>Costo Operativo (10<sup>3</sup> \$)</b>	<b>Desviación Standard (10<sup>3</sup> \$)</b>	<b>Costo Mínimo (10<sup>3</sup> \$)</b>	<b>Costo Máximo (10<sup>3</sup> \$)</b>
2,299,515.46	99,567.82	2,142,826.81	2,656,995.58

Por lo tanto, el valor esperado de aproximadamente US\$ 2,300 millones corresponde al promedio de costo operativo 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. Este monto corresponde al valor presente (valorado a precios del año 2010) de los gastos en combustibles y racionamiento durante el horizonte de planificación.

El valor presente de costo operativo mínimo, sobre los 50 escenarios, es de US\$ 2,143 millones, mientras que el valor esperado máximo es de US\$ 2,657 millones. La estadística de costos operativos presenta una desviación estándar de cerca de US\$ 100 millones.

### Descripción Gráfica de la Red Sin Expansión

A efectos comparativos con las alternativas de expansión, a continuación se ilustra el padrón de generación anual, sin expansión del actual sistema de transmisión, en la Figura 9.1. Se observa que la componente hidroeléctrica aumenta significativamente respecto a la generación térmica, a lo largo del periodo de análisis 2010-2024. En esta figura, también se verifica la necesidad de racionamiento esperado en los años después de 2023, consecuente con las restricciones y congestiones de una red sin expansión.

Con respecto a los efectos en los costos marginales de la demanda promedio del sistema, para el caso que no considera la expansión de largo plazo se

observa en la Figura 9.2, una reducción significativa de los valores de costo marginal de demanda para el corto plazo (resultado afectado por la fuerte inversión en nuevas centrales hidroeléctricas). En cambio se muestra un aumento, también significativo en los últimos años del periodo de análisis. 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.

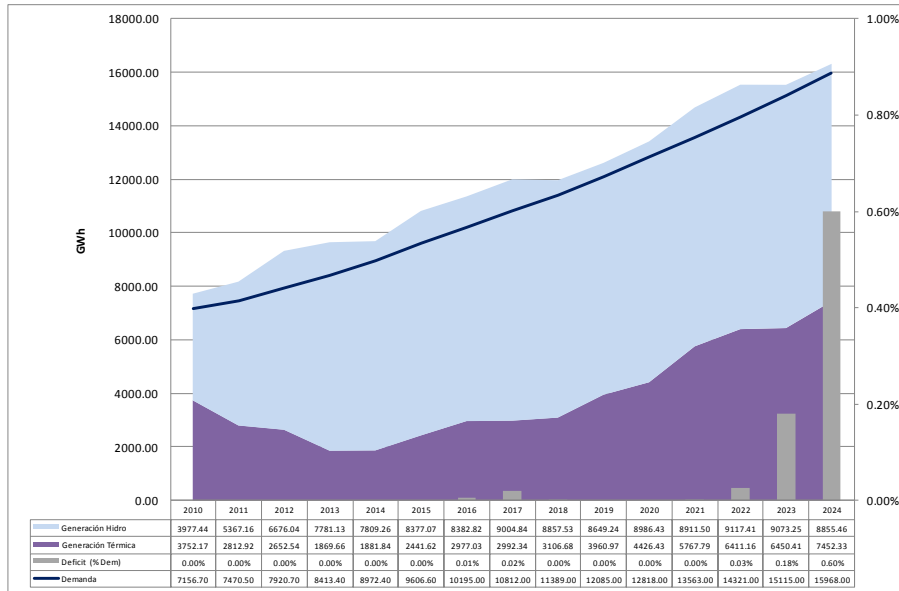


Figura 9.1: Generación promedio anual – Panamá – Caso sin Expansión Transmisión.

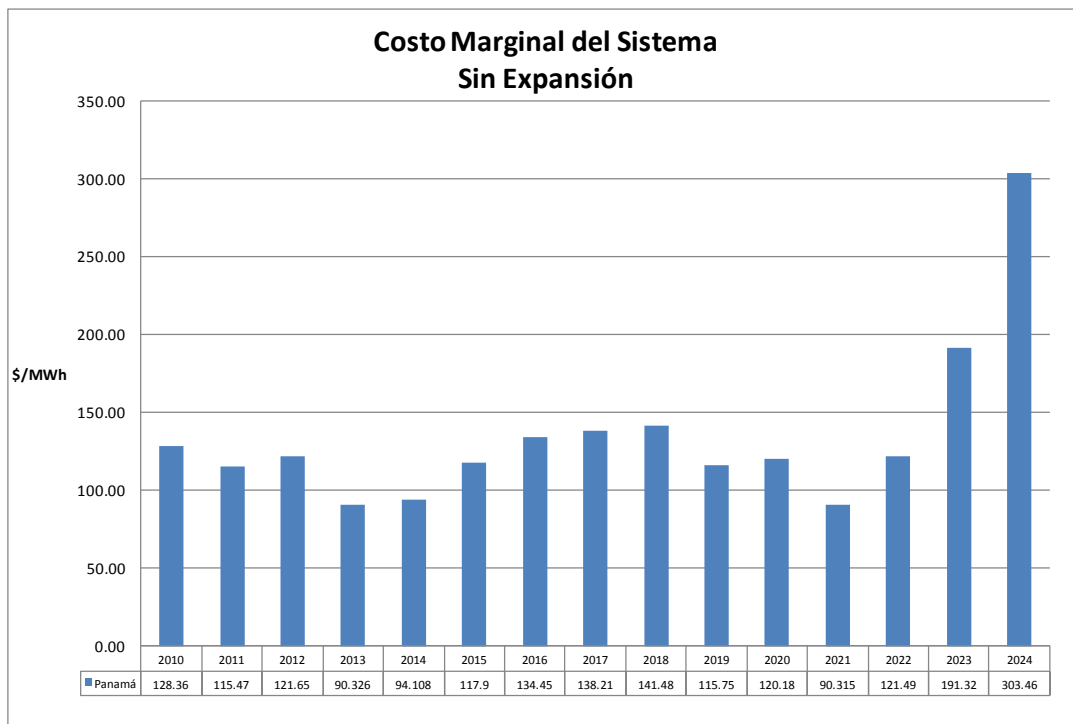
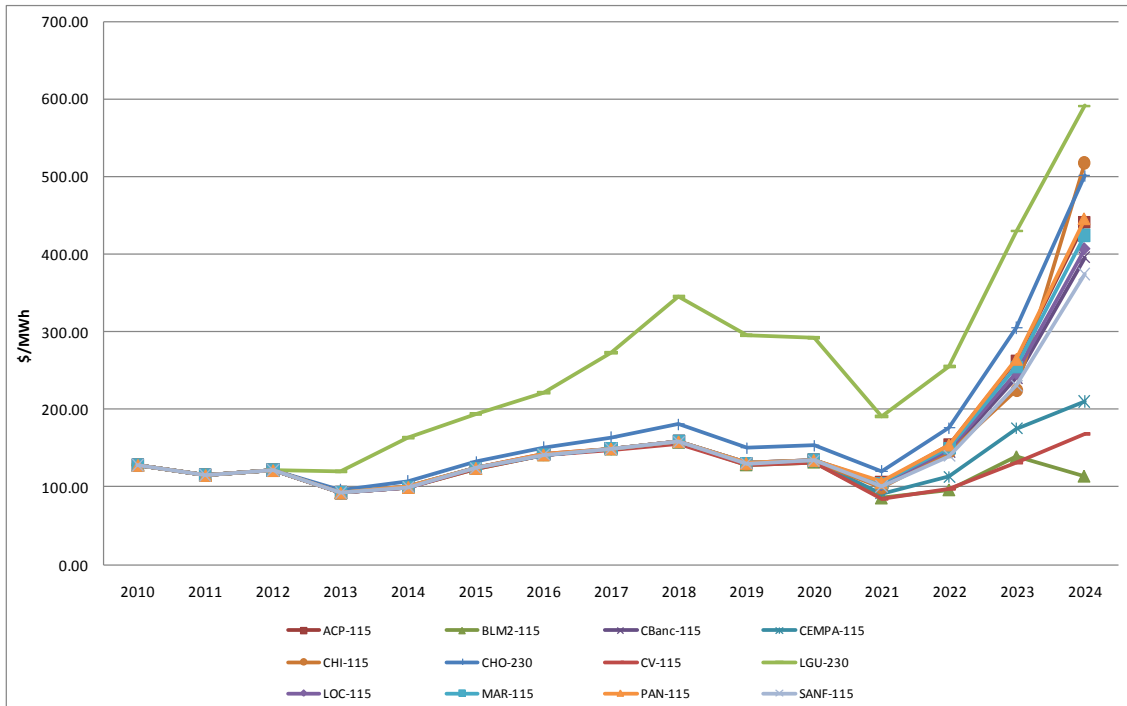


Figura 9.2: Costo Marginal de Demanda – Panamá – Caso Base Sin Expansión de la Red de Transmisión.

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 congestiones 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 2010-2024.

## 9.2.2 EXPANSION DE LA RED - Alternativa 1:

### EXPANSIÓN CON EXPORTACIÓN AL MER REPONTECIAMIENTO DE L/T EXISTENTES CON SISTEMAS DE COMPENSACIÓN DE VOLTAJE EN LAS S/E LLANO SANCHEZ Y PANAMA II, PARA REFORZAR LOS CIRCUITOS EXISTENTES (GUASQUITAS-VELADERO-LLANO SÁNCHEZ-PANAMÁ II) Y EXPANSIÓN EN CIRCUITO SIMPLE 230 KV LLS - PAN II.

1. La alternativa considera para finales del presente año la ampliación de la S/E Caldera, adicionando un patio de 34.5 KV.
2. Para el año 2011 la entrada en operación de la nueva S/E de ETESA de Concepción, el seccionamiento de un circuito LSA – CHO en la S/E Las Guías, la repotenciación del doble circuito PAN – PAN II en 350/450 MVA. Adicional contempla la entrada en operación a finales del año (noviembre 2011) bancos de capacitores la las S/E de Llano Sánchez 230 KV (90 MVAR) y Panamá II 115 KV (120 MVAR). En octubre de este mismo año se introducen el T3 de la Chorrera y el T3 de Llano Sánchez. A finales del año entra en operación la interconexión Changuinola – Cahuita.
3. Para el año 2012 se tiene la entrada del doble circuito STA RITA – PAN II, operando en 115 KV. Se repotenciará el circuito existente de FORTUNA – GUASQUITAS y el doble circuito GUAS-VEL-LSA-PAN II, aumentando su capacidad a 314/450 MVA. Entra en operación la nueva línea CHAN – GUAS, haciendo que la S/E de Cañazas cambie su punto de conexión. Finalmente se tiene para este año la conexión del T4 en la S/E Panamá.
4. En el 2013 se considera la repotenciación del circuito Frontera – Progreso – Concepción – Mata de Nance y el doble circuito Mata de Nance – Veladero – Llano Sánchez-Chorrera-Panamá, en 350/450 MVA.
5. Para el año 2014 se tiene en consideración la incorporación de un **Static Var Compensation** (SVC) de 300 MVAR de capacidad, conectado en la S/E de Llano Sánchez en 230 KV. Vale la pena mencionar que los 90 MVAR que ya se tienen en el patio de 230 KV entrarán a formar parte del SVC.
6. En el 2015 ETESA amplía la S/E de Antón y Las Guías, la primera secciona el segundo circuito de LSA – CHO, y la segunda secciona el segundo circuito de LSA - ANTON.
7. En el año 2016 se considera la incorporación del T3 en la S/E de Panamá II.
8. Para el 2017 se tiene la incorporación de un segundo **Static Var Compensation** (SVC) de 300 MVAR de capacidad, conectado a la S/E de Panamá II en 115 KV. De igual forma al anterior, los 120 MVAR que existían en este patio entran a formar parte del dispositivo. Entra en operación la nueva línea LSA – PAN II. Se conecta el segundo Transformador 115/34.5 KV en la S/E Caldera.
9. En el año 2019 amplía la S/E de Santa Rita adicionando un patio en 230 KV, y se opera el doble circuito STA RITA – PAN II en 230 KV aumentando su nivel de voltaje.

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	PROYECTOS DE EXPANSION		OBSERVACION GENERAL	VIDA UTIL	COSTO INVERSION (10 <sup>6</sup> \$) AÑO 2010	COSTO ANUALIZADO (10 <sup>3</sup> \$)
		ORIGEN NOMBRE	DESTINO NOMBRE				
1	01/02/2012	SRT-115	PA2-115	L/T 115kv 1Cto, SRT-PA2 750, ACAR2	30	13.79	1,711.44
2	01/02/2012	SRT-115	SRT-115	Adc. Nave 115 kv SANTA RITA	30	4.63	575.28
3	01/02/2012	PA2-115	PA2-1115	Adc. Nave 115 kv PANAMA II	30	2.46	305.27
4	01/02/2012	GUA-230	CHAN -230	L/T 230 kv 2Cto, GUA-CHAN 750, ACAR2	30	7.16	888.50
5	01/02/2012	CHAN -230	CHAN-230	Adc. Nave 230 kv CHANGUINOLA	30	3.05	378.64
6	01/02/2012	GUA-230	GUA-230	Adc. Nave 230 kv GUASQUITAS	30	3.05	378.64
7	01/01/2012	PA2-230	PA2-230	CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II	20	8.26	1,105.97
8	01/01/2012	LLS-230	LLS-230	CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ	20	5.51	737.40
9	01/07/2012	MDN-230	PA2-230	Repo. L/T Gua-Vel-LLS-PA2 230 kv	26	8.32	1,053.74
10	01/08/2011	PAN-230	PA2-230	Repo. L/T PAN-PA2 230 kv Cond. ACSS	26	1.83	231.27
11	01/07/2013	MDN-230	PA2-230	Repo. L/T MDN-VEL-LLS-CHO-PAN-PA2 230 kv Cond. ACSS	20	52.90	7,082.46
12	01/07/2013	MDN-230	PA2-230	Repo. L/T MDN-PRO-FONT 230 kv Cond. ACSS	20	3.86	516.77
13	01/02/2012	PAN-230	PAN-230	S/E PANAMA ADICION T-4	30	9.82	1,219.34
14	01/02/2012	LLS-230	LGU-230	Adc. L/T 230 kv 1 Cto	30	7.31	907.12
15	01/07/2014	LLS-230	LLS-230	SVC S/E LLS 230 kv	20	23.98	3,210.15
16	01/01/2015	ANT -230	PA2-230	S/E ANTON ADICION Nave 230 kv	30	4.78	593.78
17	01/01/2015	LGU -230	PA2-230	S/E LAS GUIAS ADICION Nave 230 kv	30	4.78	593.78
18	01/01/2016	PA2-230	PA2-115	T-3 S/E Panama II	30	9.13	1,133.68
19	01/07/2017	PA2-115	PA2 115	SVC S/E PA2 230 kv	20	23.98	3,210.15
20	01/07/2017	LLS-230	PA2-230	L/T 230kv 1 Cto, LLS-PA2 750, ACAR2	30	56.82	7,054.09
21	01/07/2017	LLS-230	LLS-230	Adc. Nave 230 kv LLANO SANCHEZ	30	3.05	378.51
22	01/07/2017	PAN-230	PAN-230	Adc. Nave 230 kv PANAMA II	30	3.05	378.51
23	01/01/2019	SRT-230	PA2-230	Adic. Naves 230 Kv SRT	30	16.08	1,996.35
24	01/01/2019	SRT-230	PA2-230	Adic. Naves 230 Kv PA2	30	6.05	750.45
MONTO TOTAL DE LA INVERSION						<b>283.64</b>	

En la tabla anterior, no se incluye entre las inversiones a la S/E Antón y el circuito asociado que conecta a la planta de generación, ya que los mismos son propiedad del agente promotor del proyecto. La S/E Antón, seccionará el circuito 230-13 Llano Sánchez – Panamá II propiedad de ETESA.

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



**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-2001	VALOR PRESENTE Ene-2010
		1 ene-10	2 ene-11	3 ene-12	4 ene-13	5 ene-14	6 ene-15	7 ene-16	8 ene-17	9 ene-18	10 ene-19	11 ene-20	12 ene-21	13 ene-22	14 ene-23	15 ene-24			
1	REPOTENCIAR L/T 230 kV PAN - PA2		96.36	231.27	231.27	231.27	231.27	231.27	231.27	231.27	231.27	231.27	231.27	231.27	231.27	231.27	3,006.46	\$1,510.74	\$1,204.35
2	L/T 115 kV SRT- PA2			1,568.82	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	22,106.16	\$11,037.34	\$8,798.90
3	S/E SANTA RITA 115 kV			527.34	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	7,430.72	\$3,710.07	\$2,957.65
4	S/E PANAM II 115 kV			279.83	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	3,943.06	\$1,968.72	\$1,569.45
5	L/T 230 kV GUA-CHAN			814.45	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	11,476.41	\$5,730.03	\$4,567.95
6	S/E CHANGUINOLA 230 kV			347.08	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	4,890.74	\$2,441.89	\$1,946.66
7	S/E GUASQUITAS 230 kV			347.08	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	4,890.74	\$2,441.89	\$1,946.66
8	S/E PANAMA II CAPACITORES 120 MVAR			1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	14,377.64	\$7,224.73	\$5,759.51
9	S/E PANAMA II CAPACITORES 90 MVAR			737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	9,586.26	\$4,817.07	\$3,840.14
10	REPOTENCIAR L/T 230 kV GUA- PA2			526.87	1,053.74	1,053.74	1,053.74	1,053.74	1,053.74	1,053.74	1,053.74	1,053.74	1,053.74	1,053.74	1,053.74	1,053.74	13,171.79	\$6,356.68	\$5,067.50
11	REPOTENCIAR L/T 230 kV MDN - PA2			3,541.23	7,082.46	7,082.46	7,082.46	7,082.46	7,082.46	7,082.46	7,082.46	7,082.46	7,082.46	7,082.46	7,082.46	7,082.46	88,530.69	\$42,724.69	\$34,059.86
12	REPOTENCIAR L/T 230 kV MDN - FRON			258.39	516.77	516.77	516.77	516.77	516.77	516.77	516.77	516.77	516.77	516.77	516.77	516.77	6,459.65	\$3,117.41	\$2,485.18
13	S/E PANAMA ADICION T-4			1,117.73	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	15,749.80	\$7,863.68	\$6,268.88
14	L/T 230 kV 1 Cto LLS - LGU			831.52	907.12	907.12	907.12	907.12	907.12	907.12	907.12	907.12	907.12	907.12	907.12	907.12	11,716.94	\$5,850.13	\$4,663.68
15	S/E LLANOSANCHEZ SVC 230 kV					3,210.15	3,210.15	3,210.15	3,210.15	3,210.15	3,210.15	3,210.15	3,210.15	3,210.15	3,210.15	3,210.15	35,311.60	\$19,411.98	\$12,332.84
16	S/E ANTON ADICION Nave 230 kV						593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	5,937.79	\$3,420.09	\$1,940.05
17	S/E LAS GUIAS ADICION Nave 230 kV						593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	5,937.79	\$3,420.09	\$1,940.05
18	S/E PANAMA II ADICION T-3							1,133.68	1,133.68	1,133.68	1,133.68	1,133.68	1,133.68	1,133.68	1,133.68	1,133.68	10,203.12	\$6,164.11	\$3,121.96
19	S/E PANAMA II SVC 230 kV								3,210.15	3,210.15	3,210.15	3,210.15	3,210.15	3,210.15	3,210.15	3,210.15	25,681.16	\$16,297.50	\$7,367.58
20	L/T 230 kV 1 C LLS - PA2								3,527.05	7,054.09	7,054.09	7,054.09	7,054.09	7,054.09	7,054.09	7,054.09	52,905.68	\$32,285.67	\$14,595.33
21	S/E LLANOSANCHEZ ADICION Nave 230 kV									189.26	378.51	378.51	378.51	378.51	378.51	378.51	2,838.86	\$1,732.41	\$783.17
22	S/E PANAMA II ADICION Nave 230 kV									189.26	378.51	378.51	378.51	378.51	378.51	378.51	2,838.86	\$1,732.41	\$783.17
23	S/E STA RITA ADICION Nave 230 kV										1,996.35	1,996.35	1,996.35	1,996.35	1,996.35	1,996.35	11,978.12	\$8,426.95	\$3,036.96
24	S/E PANAMA II ADICION Nave 230 kV											750.45	750.45	750.45	750.45	750.45	4,502.69	\$3,167.77	\$1,141.62
	<b>TOTAL DE PAGOS ANUALES</b>		96.36	12,235.00	17,091.84	20,301.98	21,489.54	22,623.22	29,738.93	33,644.49	36,391.29	36,391.29	36,391.29	36,391.29	36,391.29	36,391.29	375,569.10	\$202,854.05	\$132,179.10

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

PROYECTO	VIDA UTIL	PAGOS		VALOR PRESENTE		PAGOS PENDIENTES		VALOR SALVADO		
		APLICADOS	Cant.	ENE-2009	10 <sup>3</sup> \$	Cant.	ENE-2025	10 <sup>3</sup> \$	ENE-2010	10 <sup>3</sup> \$
1	L/T 115 kV	SRT- PA2	30	13	8,798.90	17	\$11,975.61	\$2,185.18		
2	S/E SANTA RITA	115 kV	30	13	2,957.65	17	\$4,025.46	\$734.52		
3	S/E PANAMA II	115 kV	30	13	1,569.45	17	\$2,136.08	\$389.77		
4	L/T 230 kV	GUA- CHAN	30	13	4,567.95	17	\$6,217.14	\$1,134.44		
5	S/E CHANGUINOLA	230 kV	30	13	1,946.66	17	\$2,649.47	\$483.45		
6	S/E GUASQUITAS	230 kV	30	13	1,946.66	17	\$2,649.47	\$483.45		
7	S/E PANAMA II	CAPACITORES 120 MVAR	20	13	5,759.51	7	\$4,541.30	\$828.65		
8	S/E PANAMA II	CAPACITORES 90 MVAR	20	13	3,840.14	7	\$3,027.90	\$552.50		
9	REPOTENCIAR	L/T 230 kV	GUA- PA2	26	13	5,067.50	13	\$6,762.72	\$1,233.99	
10	REPOTENCIAR	L/T 230 kV	PAN - PA2	26	13	1,204.35	13	\$1,440.30	\$262.81	
11	REPOTENCIAR	L/T 230 kV	MDN - PA2	20	12	34,059.86	8	\$35,111.42	\$6,406.76	
12	REPOTENCIAR	L/T 230 kV	MDN - FRON	20	12	2,485.18	8	\$2,561.91	\$467.47	
13	S/E PANAMA ADICION	T-4	30	13	6,268.88	17	\$8,532.17	\$1,556.86		
14	L/T 230 kV	1 Cto	LLS - LGU	30	13	4,663.68	17	\$6,347.44	\$1,158.21	
15	S/E LLANOSANCHEZ	SVC 230 kV	20	11	12,332.84	9	\$17,075.46	\$3,115.75		
16	S/E ANTON	ADICION	Nave 230 kV	30	10	1,940.05	20	\$4,373.11	\$797.96	
17	S/E LAS GUIAS	ADICION	Nave 230 kV	30	10	1,940.05	20	\$4,373.11	\$797.96	
18	S/E PANAMA II	ADICION	T-3	30	9	3,121.96	21	\$8,467.05	\$1,544.98	
19	S/E PANAMA II	SVC 230 kV	20	8	7,367.58	12	\$19,476.63	\$3,553.89		
20	L/T 230 kV	1 Cto	LLS - PA2	30	8	14,595.33	22	\$53,912.93	\$9,837.47	
21	S/E LLANO SANCHEZ	ADICION	Nave 230 kV	30	8	783.17	22	\$2,892.90	\$527.87	
22	S/E PANAMA II	ADICION	Nave 230 kV	30	8	783.17	22	\$2,892.90	\$527.87	
23	S/E STA RITA	ADICION	Nave 230 kV	30	6	3,036.96	24	\$15,407.96	\$2,811.48	
24	S/E PANAMA II	ADICION	Nave 230 kV	30	6	1,141.62	24	\$5,792.00	\$1,056.86	
					132,179.10		232,642.44	42,450.15		

De la Tabla 9.9, el valor presente residual asociado a las inversiones de la Alternativa 1, es de US\$ 42,450,150.41 en dólares de enero del año 2010.

**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-2010	132,179.10
Valor de Salvamento a ene-2010	42,450.15
Inversión Real a ene -2010	89,728.95

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\$ 89.7 millones de dólares de enero del 2010.

### 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 <sup>3</sup> \$)	Desviación Standard (10 <sup>3</sup> \$)	Costo Mínimo (10 <sup>3</sup> \$)	Costo Máximo (10 <sup>3</sup> \$)
1,814,099.67	115,839.47	1,621,876.89	2,236,526.11

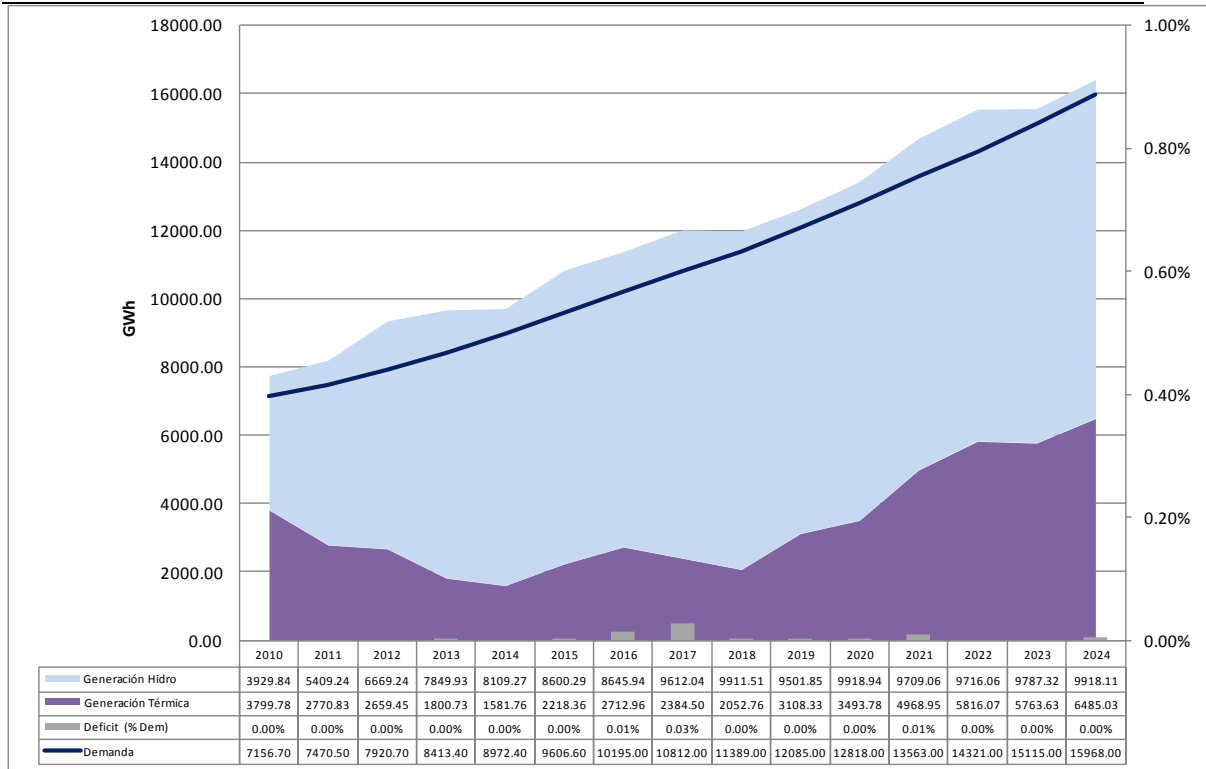
El valor estimado para los costos con combustibles y racionamiento es de US\$ 1,814 millones, una economía de cerca de 21% respecto al Caso Base o de Referencia, sin expansión de la Red (una economía esperada de **US\$ 485.5 millones**). Se debe destacar también que los valores estimados tanto para el costo mínimo (sobre los 50 escenarios) como también para el costo máximo también son inferiores con respecto al caso de referencia, en cerca de 24.3% respecto al valor mínimo y 15.8% respecto al 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\$ 485.5 millones**, mientras que el costo de inversión para el desarrollo e implementación del plan de expansión de largo plazo, presentado en la Tabla 9.7, es de aproximadamente **US\$ 284 millones** de inversión directa a valor presente, del año 2010. Los beneficios son mayores al gasto de inversión en 1.7 veces.

Pero al valuar el gasto de inversión dentro del periodo de análisis 2010-2024, el costo calculado de la inversión aplicada es de 132.2 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 **42.4 millones** de dólares a precios de enero del 2010, con lo cual se concluye que el gasto real inversión en el periodo es **de 89.7 millones**. Entonces la razón beneficio costo de la Alternativa 1 de expansión de la Red es de **5.4**.

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.

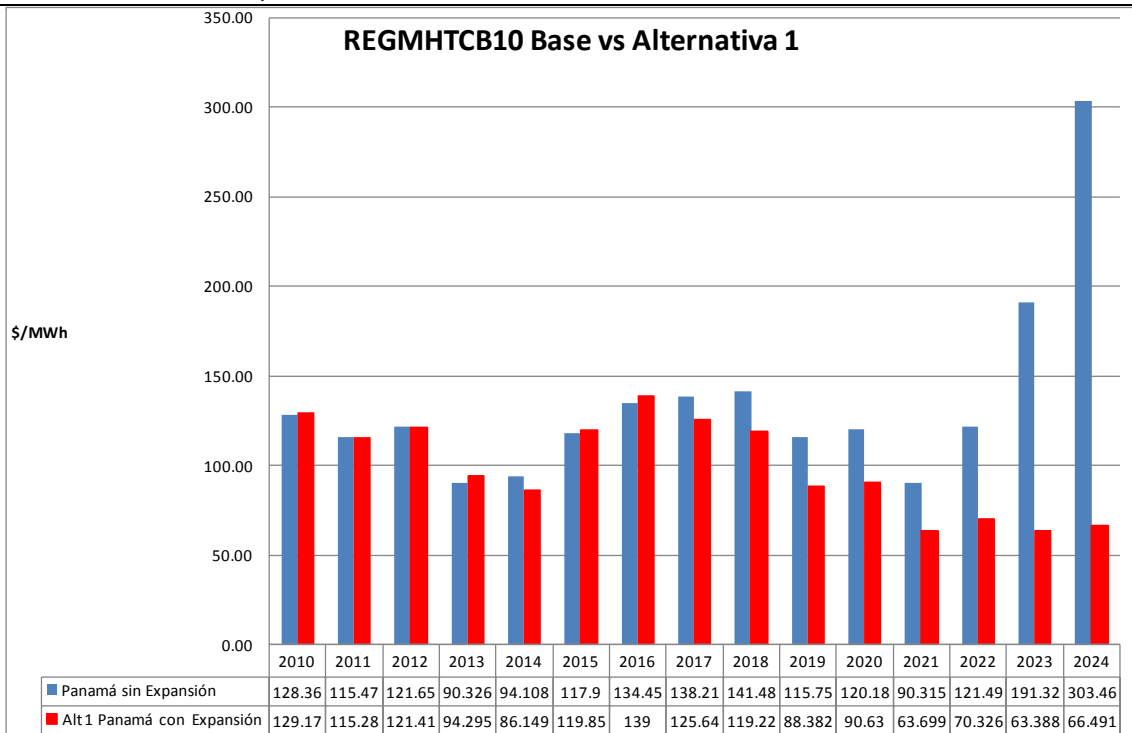


**Figura 9.5: Generación promedio anual – Panamá – Alternativa 1  
Caso con Expansión del Sistema de Transmisión.**

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 9,600 GWh sobre los 8,400 GWh anuales que permite el caso base), para los años después de 2015 – un incremento de cerca de 14%.

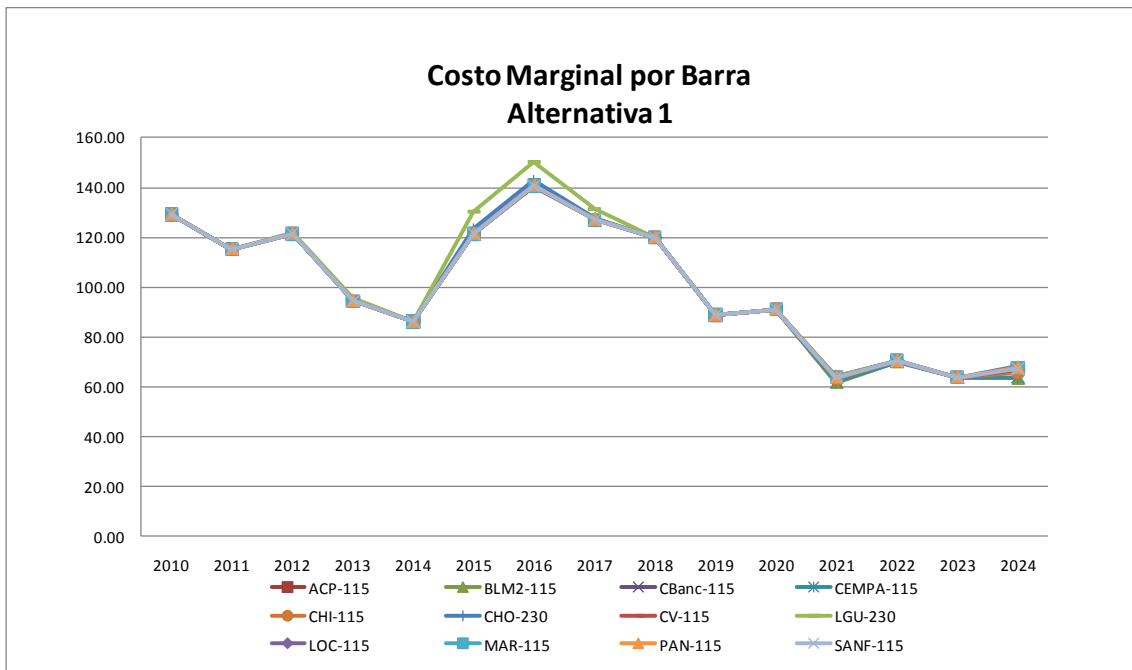
Asociado a este incremento en la producción hidroeléctrica, para un diferencial global de más de 12,700 GWh de origen hidroeléctrico, se observa también una reducción de la producción de generación de la componente térmica, de 805 GWh en el periodo de análisis. Este diferencial de producción térmica 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 significativo en los valores estimados para el precio de la energía para los años después de 2021. 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.



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

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 congestión para los cambios de energía entre los mercados consumidores del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Panamá. Con la excepción del periodo 2014-2017, donde la entrada de los grandes proyectos hidroeléctricos, originan temporalmente incrementos en los costos marginales, por el congestionamiento de la Red. Con este diferencial de costos marginales se justifica gran parte de los 485 millones de dólares de ahorros de la expansión 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 (CO<sub>2</sub>, SO<sub>x</sub>, 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.

### 9.2.3 EXPANSION DE LA RED - Alternativa 2:

**EXPANSIÓN CON EXPORTACIÓN AL MER, REPOTENCIACIÓN L/T EXISTENTES TRAMO PANAMÁ – PANAMÁ II EN INVIERNO DEL 2011, DEL TRAMO FORTUNA-GUASQ-VEL-LLSCH-PAN-PAN II EN INVIERNO DEL 2012, DEL TRAMO LLSCH-LGUIAS-CHO-PAN EN VERANO DEL 2013 Y VEL – LLSCH EN INVIERNO DEL 2017. SE INCLUYE EXPANSIÓN ADICIONAL EN 2014 Y 2015**

Esta alternativa considera:

1. La expansión con exportación al MER.
2. Considera para finales del presente año la ampliación de la S/E Caldera, adicionando un patio de 34.5 KV.
3. Para el año 2011 la entrada en operación de la nueva S/E de ETESA de Concepción.
4. Adicional contempla la entrada en operación a finales del año (noviembre 2011) bancos de capacitores la las S/E de Llano Sánchez 230 KV (90 MVAR) y Panamá II 115 KV (120 MVAR).
5. A finales del año 2011 entra en operación la interconexión Changuinola – Cahuita.
6. Considera la subestación Las Guías que secciona las líneas Llano Sánchez – Chorrera en dos etapas, en enero del 2011 y enero del 2015.
7. Repotenciación de las líneas Panamá – Panamá II (230-1C, 2B) a 350 MVA para agosto del año 2011.
8. Para enero del 2012 se tiene la entrada del doble circuito STA RITA – PAN II, operando en 115 KV.

9. Se repotenciará el circuito existente de FORTUNA – GUASQUITAS y el doble circuito GUAS-VEL-LSA-PAN II, para julio del 2012, aumentando su capacidad a 314/450 MVA.
10. En enero del 2012 entra en operación la nueva línea CHAN – GUAS, haciendo que la S/E de Cañazas cambie su punto de conexión.
11. Repotenciación de las líneas Llano Sánchez – Chorrera - Panamá (líneas 230-3A, 3B, 4A y 4B) a 350 MVA para abril del 2013.
12. Para el año 2014 se considera la incorporación de un **Static Var Compensation** (SVC) de 300 MVAR de capacidad, conectado en la S/E de Llano Sánchez en 230 KV. Vale la pena mencionar que los 90 MVAR que ya se tienen en el patio de 230 KV entrarán a formar parte del SVC.
13. Considera la entrada de las líneas Llano Sánchez – Panamá II en la subestación Antón (el primer circuito en octubre del 2011 por parte de FERSA y el segundo en julio del 2015 por parte de ETESA); y en la subestación Panamá, (en julio del 2012 el primer circuito y julio del 2015 el segundo).
14. Expansión adicional con líneas Guasquitas – Llano Sánchez en el 2014 y Llano Sánchez – Panamá II en el 2015, ambas de dos conductores por fase, un solo circuito con torres para doble circuito.
15. Repotenciación de las líneas Veladero - Llano Sánchez (líneas 230-5A y 6A) a 350 MVA para julio del 2017.
16. En enero del 2019 se amplía la S/E de Santa Rita adicionando un patio en 230 KV, y se opera el doble circuito STA RITA – PAN II en 230 KV aumentando su nivel de voltaje.
17. Transformador T3 de Chorrera y T3 de Llano Sánchez en octubre del 2011.
18. Transformador T4 de Panamá en enero del 2012.
19. Transformador T3 de Panamá II en enero del 2016.
20. Transformador T2 de Caldera en agosto del 2017.

El sistema quedaría entonces de la siguiente manera:

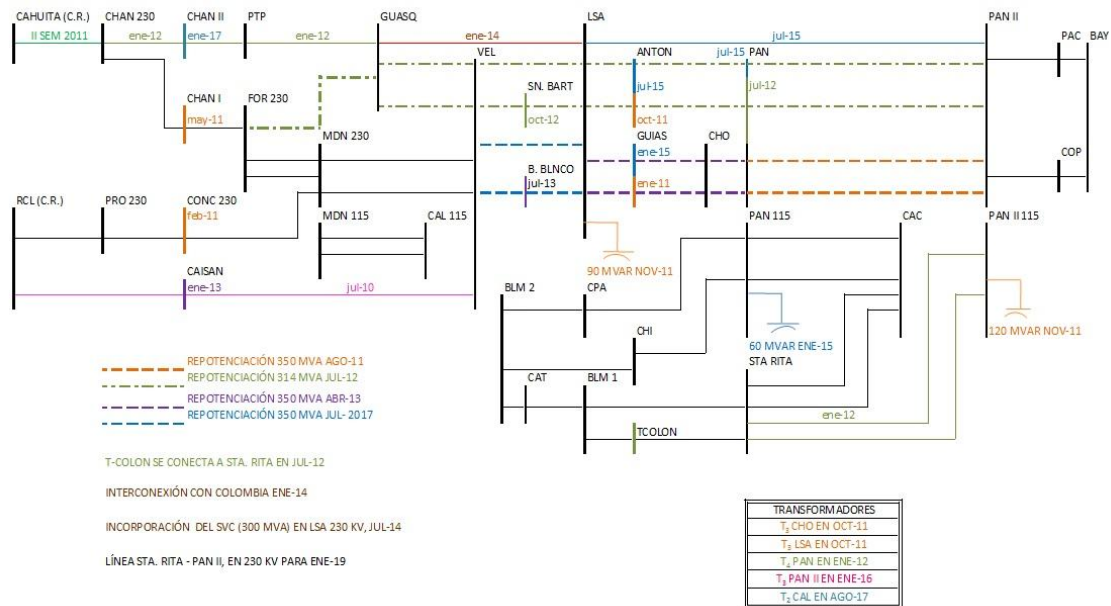


Figura 9.8

Esta alternativa es similar a la anterior, con fechas diferentes en la entrada de la re-potenciación en el año 2013, de la líneas Llano Sánchez – Chorrera – Panamá --Panamá II, es en circuito sencillo, y se construye un nuevo circuito 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 esta alternativa no se considera el **Static Var Compensation** (SVC) de 300 MVAR conectado en el patio de 115 KV de la S/E Panamá II que se muestra en la alternativa anterior.

La expansión del sistema se presenta en la siguiente tabla:

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

No. PROYECTOS	FECHA DE ENTRADA DEL PROYECTO	PROYECTOS DE EXPANSION			VIDA UTIL	COSTO INVERSION (10 <sup>6</sup> \$) AÑO 2010	COSTO ANUALIZADO (10 <sup>3</sup> \$)
		ORIGEN NOMBRE	DESTINO NOMBRE	OBSERVACION GENERAL			
1	01/02/2012	SRT-115	PA2-115	L/T 115kV 1Cto, SRT-PA2 750, ACAR2	30	13.79	1,711.44
2	01/02/2012	SRT-115	SRT-115	Adc. Nave 115 kv SANTA RITA	30	4.63	575.28
3	01/02/2012	PA2-115	PA2-1115	Adc. Nave 115 kv PANAMA II	30	2.46	305.27
4	01/02/2012	GUA-230	CHAN -230	L/T 230 kv 2Cto, GUA-CHAN 750, ACAR2	30	7.16	888.50
5	01/02/2012	CHAN -230	CHAN-230	Adc. Nave 230 kv CHANGUINOLA	30	3.05	378.64
6	01/02/2012	GUA-230	GUA-230	Adc. Nave 230 kv GUASQUITAS	30	3.05	378.64
7	01/01/2012	PA2-230	PA2-230	CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II	20	8.26	1,105.97
8	01/01/2012	LLS-230	LLS-230	CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ	20	5.51	737.40
9	01/01/2012	ANT -230	PA2 -230	SECCIONAMIENTO L/T ANT-PA2 230 kv S/E ANT 230	26	7.05	892.64
10	01/07/2012	MDN-230	PA2-230	REP. L/T GUA-VEL -LLS-PA2 230 kv	26	8.32	1,053.74
11	01/08/2011	PAN-230	PA2-230	Repo. L/T PAN-PA2 230 kv Cond. ACSS	24	1.83	234.57
12	01/07/2013	MDN-230	PA2-230	Repo. L/T LLS-CHO-PAN- PA2 230 kv Cond. ACSS	20	25.56	3,421.67
13	01/07/2013	MDN-230	PA2-230	Repo. L/T MDN-PRO-FONT 230 kv Cond. ACSS	20	3.86	516.77
14	01/02/2012	PAN-230	PAN-230	S/E PANAMA ADICION T-4	30	9.82	1,219.34
15	01/02/2012	LLS-230	LGU-230	Adc. L/T 230 kv 1 Cto	30	7.31	907.12
16	01/07/2014	LLS-230	LLS-230	SVC S/E LLS 230 kv	20	23.98	3,210.15
17	02/07/2014	Gua-230	LLS-230	L/T Guasquitas- Llano Sánchez-1 Cto. 230 kv Cond. ACSS	30	56.82	7,054.12
18	01/07/2014	LLS-230	LLS-230	Adc. Nave 230 kv LLANO SANCHEZ	30	3.05	378.51
19	01/07/2014	PAN-230	PAN-230	Adc. Nave 230 kv PANAMA II	30	3.05	378.51
20	01/01/2015	ANT -230	PA2-230	Adc. Nave 230 Anton	30	4.78	593.78
21	01/01/2015	LGU -230	PA2-230	Adc. Nave 230 Las Guías	30	4.78	593.78
22	01/01/2015	PAN-230	PAN-230	CAPACITORES 60 MVAR S/E PANAMA	20	4.15	555.60
23	01/01/2015	ANT -230	PAN -230	SECCIONAMIENTO L/T ANT-PAN 230 kv S/E PAN 230	21	8.34	1,102.62
24	01/01/2016	PA2-230	PA2-115	T-3 S/E Panama II	30	9.13	1,133.68
25	02/01/2016	Vel-230	LLS-230	L/T VELADERO - LLANO SANCHEZ-1 Cto. 230 kv Cond. ACSS	30	15.43	1,915.04
26	01/07/2017	LLS-230	PA2-230	L/T 230kv 1 Cto, LLS-PA2 750, ACAR2	30	56.82	7,054.09
27	01/07/2017	LLS-230	LLS-230	Adc. Nave 230 kv LLANO SANCHEZ	30	1.77	220.23
28	01/07/2017	PAN-230	PAN-230	Adc. Nave 230 kv PANAMA II	30	3.05	378.51
29	01/01/2019	SRT-230	PA2-230	Adic. Naves 230 kv SRT	30	16.08	1,996.35
30	01/01/2019	SRT-230	PA2-230	Adic. Naves 230 Kv PA2	30	6.05	750.45
MONTO TOTAL DE LA INVERSION						<b>328.93</b>	

El cronograma de inversiones refleja las obras necesarias para cumplir el presente plan de expansión, el cual corresponde a treinta proyectos, por un monto de casi 329 millones de dólares, a precios de enero del 2010.

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 expresos en miles de dólares).

**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-200,	VALOR PRESENTE Ene-2010	
		1 ene-10	2 ene-11	3 ene-12	4 ene-13	5 ene-14	6 ene-15	7 ene-16	8 ene-17	9 ene-18	10 ene-19	11 ene-20	12 ene-21	13 ene-22	14 ene-23	15 ene-24				
1	REPOTENCIAR L/T 230 kv PAN - PA2		97.74	234.57	234.57	234.57	234.57	234.57	234.57	234.57	234.57	234.57	234.57	234.57	234.57	234.57	234.57	3,147.20	\$1,443.59	\$1,288.92
2	L/T 115 kv SRT- PA2			1,568.82	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	22,106.16	\$11,037.34	\$8,798.90
3	S/E SANTA RITA 115 kv			527.34	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	7,430.72	\$3,710.07	\$2,957.65
4	S/E PANAM II 115 kv			279.83	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	3,943.06	\$1,968.72	\$1,569.45
5	L/T 230 kv GUA-CHAN			814.45	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	11,476.41	\$5,730.03	\$4,567.95
6	S/E CHANGUINOLA 230 kv			347.08	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	4,890.74	\$2,441.89	\$1,946.66
7	S/E GUASQUITAS 230 kv			347.08	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	4,890.74	\$2,441.89	\$1,946.66
8	S/E PANAMA II CAPACITORES 120 MVAR			1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	14,377.64	\$7,224.73	\$5,759.51
9	S/E PANAMA II CAPACITORES 90 MVAR			737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	9,586.26	\$4,817.07	\$3,840.14
10	SECCIONAMIENTO L/T ANT-PA2 230 kv S/E ANT 230			892.64	892.64	892.64	892.64	892.64	892.64	892.64	892.64	892.64	892.64	892.64	892.64	892.64	892.64	11,604.35	\$5,831.16	\$4,648.56
11	REPOTENCIAR L/T 230 kv GUA- PA2			526.87	1,053.74	1,053.74	1,053.74	1,053.74	1,053.74	1,053.74	1,053.74	1,053.74	1,053.74	1,053.74	1,053.74	1,053.74	1,053.74	13,171.79	\$6,356.68	\$5,067.50
12	Repo. L/T LLS-CHO-PAN- PA2 230 kv Cond. ACSS			1,710.84	3,421.67	3,421.67	3,421.67	3,421.67	3,421.67	3,421.67	3,421.67	3,421.67	3,421.67	3,421.67	3,421.67	3,421.67	3,421.67	42,770.92	\$20,641.14	\$16,454.99
13	REPOTENCIAR L/T 230 kv MDN - FRON			258.39	516.77	516.77	516.77	516.77	516.77	516.77	516.77	516.77	516.77	516.77	516.77	516.77	516.77	6,459.65	\$3,117.41	\$2,485.18
14	S/E PANAMA ADICION T-4			1,117.73	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	15,749.80	\$7,863.68	\$6,268.88
15	L/T 230 kv 1 Cto LLS - LGU			831.52	907.12	907.12	907.12	907.12	907.12	907.12	907.12	907.12	907.12	907.12	907.12	907.12	907.12	11,716.94	\$5,850.13	\$4,663.68
16	S/E LLANOSANCHEZ SVC 230 kv				1,605.07	3,210.15	3,210.15	3,210.15	3,210.15	3,210.15	3,210.15	3,210.15	3,210.15	3,210.15	3,210.15	3,210.15	3,210.15	33,706.53	\$17,806.91	\$11,313.10
17	L/T GUASQUITAS - LLANO SANCHEZ-1 Cto. 230 kv Cond. ACSS				3,527.06	7,054.12	7,054.12	7,054.12	7,054.12	7,054.12	7,054.12	7,054.12	7,054.12	7,054.12	7,054.12	7,054.12	7,054.12	74,068.22	\$39,129.69	\$24,859.91
18	Adc. Nave 230 kv LLANO SANCHEZ				189.26	378.51	378.51	378.51	378.51	378.51	378.51	378.51	378.51	378.51	378.51	378.51	378.51	3,974.40	\$2,099.64	\$1,333.95
19	Adc. Nave 230 kv PANAMA II				189.26	378.51	378.51	378.51	378.51	378.51	378.51	378.51	378.51	378.51	378.51	378.51	378.51	3,974.40	\$2,099.64	\$1,333.95
20	S/E ANTON ADICION Nave 230 kv					593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	5,937.79	\$3,420.09	\$1,940.05
21	S/E LAS GUIAS ADICION Nave 230 kv					593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	5,937.79	\$3,420.09	\$1,940.05
22	CAPACITORES 60 MVAR S/E PANAMA					555.60	555.60	555.60	555.60	555.60	555.60	555.60	555.60	555.60	555.60	555.60	555.60	5,555.97	\$3,200.16	\$1,446.69
23	SECCIONAMIENTO L/T ANT-PAN 230 kv S/E PAN 230					551.31	1,102.62	1,102.62	1,102.62	1,102.62	1,102.62	1,102.62	1,102.62	1,102.62	1,102.62	1,102.62	1,102.62	10,474.87	\$5,799.62	\$2,621.82
24	S/E PANAMA II ADICION T-3						1,133.68	1,133.68	1,133.68	1,133.68	1,133.68	1,133.68	1,133.68	1,133.68	1,133.68	1,133.68	1,133.68	10,203.12	\$5,030.43	\$2,547.78
25	L/T VELADERO - LLANO SANCHEZ-1 Cto. 230 kv Cond. ACSS						1,915.04	1,915.04	1,915.04	1,915.04	1,915.04	1,915.04	1,915.04	1,915.04	1,915.04	1,915.04	1,915.04	17,235.36	\$10,412.57	\$4,707.19
26	L/T 230kv 1 Cto, LLS-PA2 750, ACAR2						3,527.05	7,054.09	7,054.09	7,054.09	7,054.09	7,054.09	7,054.09	7,054.09	7,054.09	7,054.09	7,054.09	52,905.68	\$32,285.67	\$14,595.33
27	S/E LLANOSANCHEZ ADICION Nave 230 kv						110.12	220.23	220.23	220.23	220.23	220.23	220.23	220.23	220.23	220.23	220.23	1,651.73	\$1,007.97	\$455.67
28	S/E PANAMA II ADICION Nave 230 kv						189.26	378.51	378.51	378.51	378.51	378.51	378.51	378.51	378.51	378.51	378.51	2,838.86	\$1,732.41	\$783.17
29	S/E STA RITA ADICION Nave 230 kv								1,996.35	1,996.35	1,996.35	1,996.35	1,996.35	1,996.35	1,996.35	1,996.35	1,996.35	11,978.12	\$8,426.95	\$3,036.96
30	S/E PANAMA II ADICION Nave 230 kv									750.45	750.45	750.45	750.45	750.45	750.45	750.45	750.45	4,502.69	\$3,167.77	\$1,141.62
	<b>TOTAL DE PAGOS ANUALES</b>		97.74	11,300.56	14,327.01	19,837.65	27,642.76	31,242.79	35,069.21	38,895.63	41,642.43	41,642.43	41,642.43	41,642.43	41,642.43	41,642.43	41,642.43	428,267.91	\$229,515.15	\$146,321.87



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		VALOR PRESENTE		VALOR SALVADO	
		APLICADOS	PENDIENTES	ENE-2010	ENE-2010	ENE-2025	ENE-2010
		Cant.	Cant.	10 <sup>3</sup> \$	10 <sup>3</sup> \$	10 <sup>3</sup> \$	10 <sup>3</sup> \$
1	L/T 115kV 1Cto, SRT-PA2 750, ACAR2	30	13	8,798.90	17	\$11,975.61	\$2,185.18
2	Adc. Nave 115 kV SANTA RITA	30	13	2,957.65	17	\$4,025.46	\$734.52
3	Adc. Nave 115 kV PANAMA II	30	13	1,569.45	17	\$2,136.08	\$389.77
4	L/T 230 kV 2Cto, GUA-CHAN 750, ACAR2	30	13	4,567.95	17	\$6,217.14	\$1,134.44
5	Adc. Nave 230 kV CHANGUINOLA	30	13	1,946.66	17	\$2,649.47	\$483.45
6	Adc. Nave 230 kV GUASQUITAS	30	13	1,946.66	17	\$2,649.47	\$483.45
7	CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II	20	13	5,759.51	7	\$4,583.04	\$836.27
8	CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ	20	13	3,840.14	7	\$3,055.73	\$557.58
9	SECCIONAMIENTO L/T ANT -PA2 230 kV S/E ANT 230	26	13	4,648.56	13	\$5,731.81	\$1,045.88
10	REP. L/T GUA-VEL -LLS-PA2 230 kV	26	13	5,067.50	13	\$6,667.51	\$1,216.62
11	Repo. L/T PAN-PA2 230 kV Cond. ACSS	26	13	1,288.92	13	\$1,460.90	\$266.57
12	Repo. L/T LLS-CHO-PAN- PA2 230 kV Cond. ACSS	20	12	16,454.99	8	\$16,418.17	\$2,995.81
13	Repo. L/T MDN-PRO-FONT 230 kV Cond. ACSS	20	12	2,485.18	8	\$2,479.62	\$452.45
14	S/E PANAMA ADICION T-4	30	13	6,268.88	17	\$8,532.17	\$1,556.86
15	Adc. L/T 230 kV 1 Cto	30	13	4,663.68	17	\$6,347.44	\$1,158.21
16	SVC S/E LLS 230 KV	20	11	11,313.10	9	\$16,619.05	\$3,032.47
17	L/T Guasquitas- Llano Sánchez-1 Cto. 230 kV Cond. AC	30	11	24,859.91	19	\$51,617.84	\$9,418.68
18	Adc. Nave 230 kV LLANO SANCHEZ	30	11	1,333.95	19	\$2,769.62	\$505.37
19	Adc. Nave 230 kV PANAMA II	30	11	1,333.95	19	\$2,769.62	\$505.37
20	Adc. Nave 230 Anton	30	10	1,940.05	20	\$4,378.24	\$798.90
21	Adc. Nave 230 Las Guias	30	10	1,940.05	20	\$4,378.24	\$798.90
22	CAPACITORES 60 MVAR S/E PANAMA	20	10	1,446.69	10	\$2,973.72	\$542.61
23	SECCIONAMIENTO L/T ANT -PAN 230 kV S/E PAN 230	21	10	2,621.82	11	\$6,385.92	\$1,165.23
24	T-3 S/E Panama II	30	9	2,547.78	21	\$8,475.80	\$1,546.57
25	L/T VELADERO - LLANO SANCHEZ-1 Cto. 230 kV Cond.	30	9	4,707.19	21	\$14,318.04	\$2,612.60
26	L/T 230kV 1 Cto, LLS-PA2 750, ACAR2	30	8	14,595.33	22	\$53,683.16	\$9,795.54
27	Adc. Nave 230 kV LLANO SANCHEZ	30	8	455.67	22	\$1,676.00	\$305.82
28	Adc. Nave 230 kV PANAMA II	30	8	783.17	22	\$2,880.57	\$525.62
29	Adic. Naves 230 Kv SRT	30	6	3,036.96	24	\$15,418.93	\$2,813.48
30	Adic. Naves 230 Kv PA2	30	6	1,141.62	24	\$5,796.12	\$1,057.62
				146,321.87		279,070.51	50,921.86

De la Tabla 9.14, el valor presente residual asociado a las inversiones de la Alternativa 2, es de US\$ 50,921,857 en dólares de enero del año 2010.

**Tabla 9.15: Cálculo del Valor Real del Plan de Expansión– Alternativa 2  
Caso con Expansión del Sistema de Transmisión (en miles de dólares).**

Tasa de Descuento	12%
Monto de Inversión al ene-2010	146,321.87
Valor de Salvamento a ene-2010	50,921.86
Inversión Real a ene -2010	95,400.02

### Resultados de la simulación operativa considerando la expansión- Alternativa 2

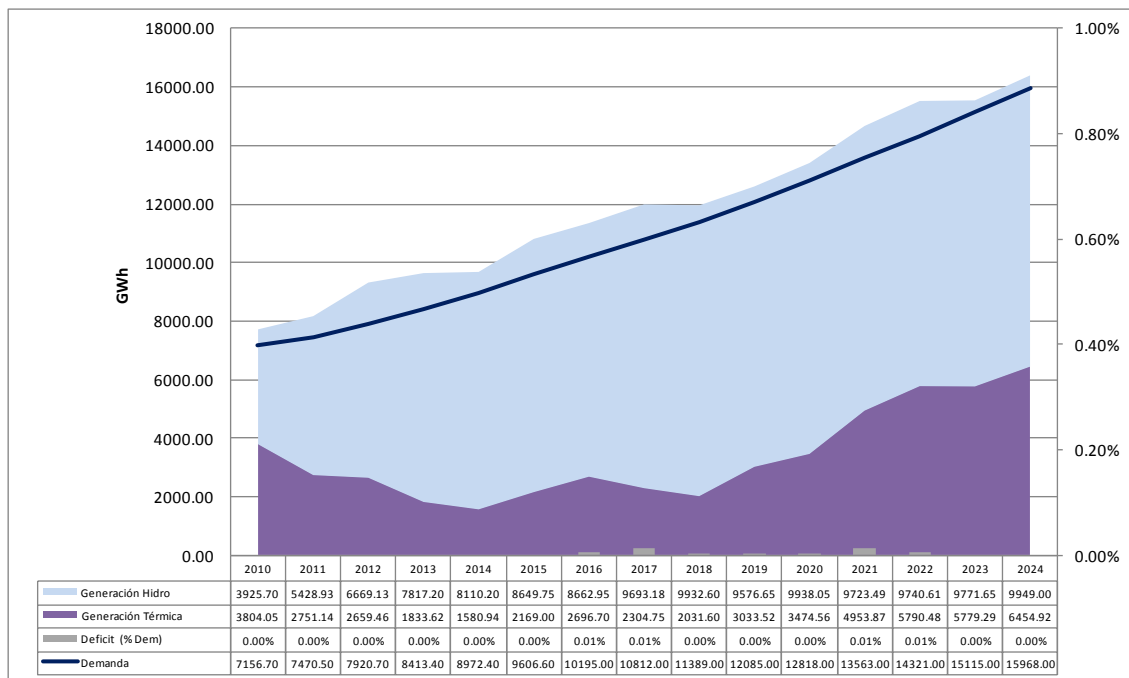
El resultado para el valor esperado del costo operativo del caso en que se considera la Alternativa 2 del plan de expansión del sistema (Tabla 9.12) está ilustrado en la tabla a continuación.

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

Costo Operativo (10 <sup>3</sup> \$)	Desviación Standard (10 <sup>3</sup> \$)	Costo Mínimo (10 <sup>3</sup> \$)	Costo Máximo (10 <sup>3</sup> \$)
1,797,441.67	115,361.85	1,607,143.72	2,228,905.01

Este valor estimado para los costos operativos resultantes de despachos sin restricciones y de la valoración de los racionamientos evitados, es de 1,797.4 millones, una economía de 21% con respecto al caso de referencia. Con respecto, a los valores máximo y mínimo son inferiores en 25% y 16% 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\$ 502.1 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.

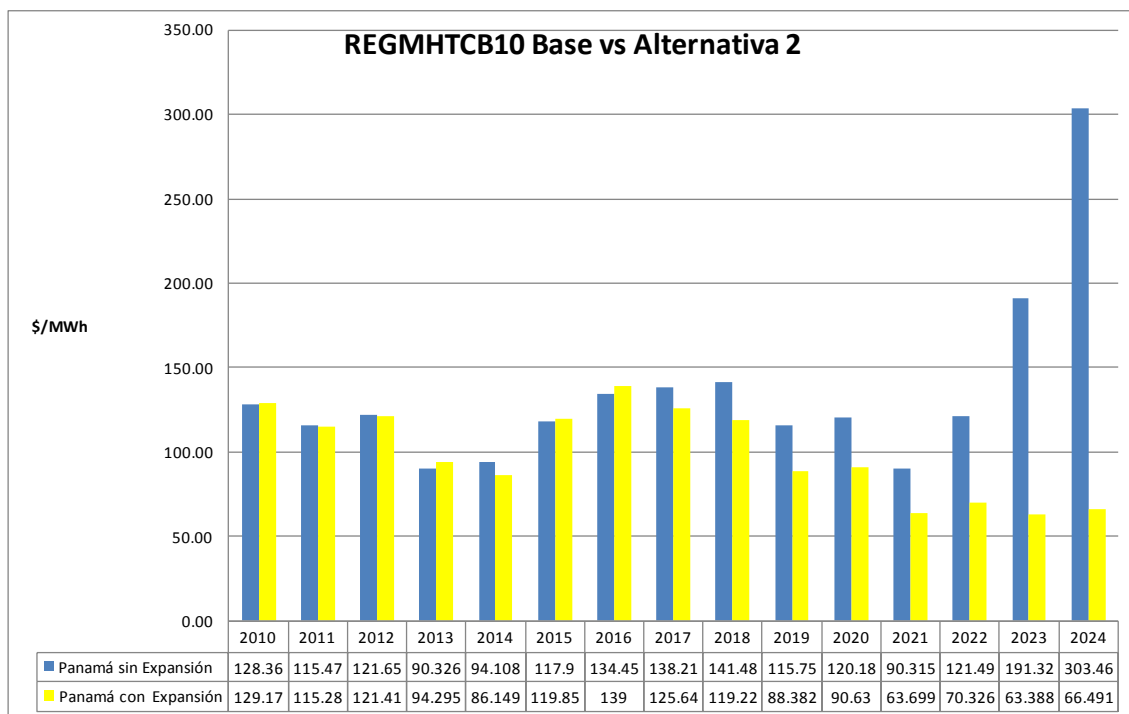


**Figura 9.9: Generación promedio anual – Panamá – Alternativa 2  
Caso con Expansión del Sistema de Transmisión.**

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 un diferencial global de más de 13,040 GWh de origen hidroeléctrico, se observa también una reducción de la producción de generación de la componente térmica, de 1,104 GWh en el periodo de análisis.<sup>109</sup>

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 significativa de los costos pronosticados, con respecto al caso de referencia.

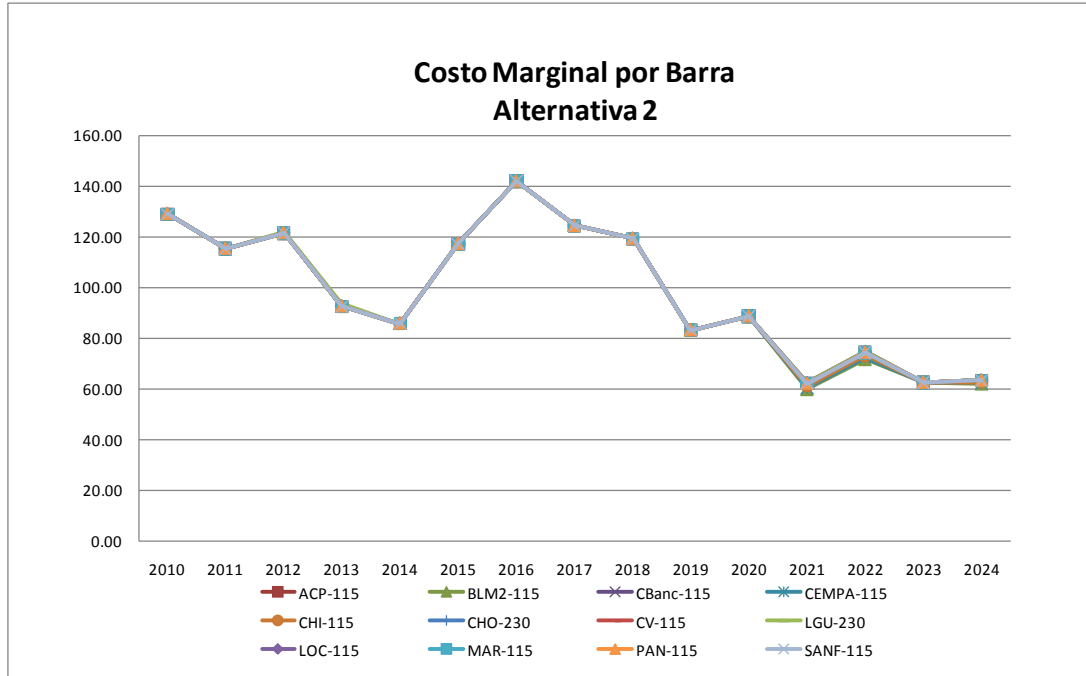


**Figura 9.10: Costo Marginal de Demanda – Panamá – Alternativa 2  
Caso con Expansión del Sistema de Transmisión.**

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

<sup>109</sup> Parámetros de producción superiores a los presentados por la Alternativa 1, en la sección anterior.

precios perceptiblemente menores. A partir del año 2015 se presenta una disminución de precios de la energía, lográndose una estabilidad después del año 2021. 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 **\$ 502 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\$ 329 millones**. **A simple vista**, los beneficios son mayores a la inversión en 1.5 veces.

Correspondiente a este monto de inversión directa, el costo de inversión aplicado es calculado en aproximadamente 147 millones. Con lo que el beneficio neto del periodo analizado se estima en 355 millones, resultando en una relación Beneficio-Costo del periodo es 3.4.

Al considerar el monto residual de la inversión al fin del periodo de análisis, de **50.9 millones** de dólares a precios de enero del 2010, con lo cual se concluye que el gasto real inversión de la Alternativa 2 en el periodo es **de 95.9 millones**. Finalmente la razón beneficio costo de esta alternativa de expansión es de **5.23**.

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 16%.

#### 9.2.4. EXPANSION DE LA RED - 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.

La alternativa 3 considera para los años mostrados, las siguientes ampliaciones:

1. Para finales del año 2010, Ampliación de la S/E Caldera adicionando un patio de 34.5 KV.
2. Entrada en el año 2011, de la operación de la nueva S/E de ETESA Concepción.
3. El seccionamiento de un circuito LSA – CHO en la S/E Las Guías para el año 2011.
4. La entrada en operación de un banco de capacitores (90 MVAR) en la S/E de Llano Sánchez 230 KV y (120 MVAR) en Panamá II 115 KV, a finales del año 2011.
5. En octubre de este mismo año se introducen el T3 de la Chorrera y el T3 de Llano Sánchez.
6. A finales del año 2011 entra en operación la interconexión Changuinola – Cahuita.
7. Para el año 2012, Doble circuito STA RITA – PAN II, operando en 115 KV, Entra en operación la nueva línea CHAN – GUAS, haciendo que la S/E Cañazas cambie su punto de conexión.
8. T4 en la S/E Panamá I.
9. Para el año 2014 se incorpora un **Static Var Compensation (SVC)** de 300 MVAR de capacidad, conectado en la S/E de Llano Sánchez en 230 KV. Los 90 MVAR que ya se tienen en el patio de 230 KV entrarán a formar parte del SVC.
10. Nuevo circuito Guasquitas-Llano Sánchez en el año 2014.
11. Nuevo circuito Llano Sánchez – Panamá II en el año 2014.
12. En el año 2015, ETESA amplía la S/E de Antón y Las Guías, la primera secciona el segundo circuito de LSA – Panamá II, y la segunda secciona el segundo circuito de LSA - Chorrera
13. En el año 2016, T3 en la S/E de Panamá II.
14. En el año 2017, un segundo SVC de 300 MVAR de capacidad, conectado a la S/E de Panamá II en 115 KV. De igual forma al anterior, los 120 MVAR que existían en este patio entran a formar parte del dispositivo.
15. Segundo Transformador 115/34.5 KV en la S/E Caldera (T2).
16. En el año 2019, Se amplía la S/E de Santa Rita adicionando un patio en 230 KV, y se opera el doble circuito STA RITA – PAN II en 230 KV aumentando su nivel de voltaje.
17. En el año 2020, Segundo circuito Fortuna – Guasquitas.

- 18. Segundo circuito Guasquitas – Llano Sánchez para el año 2020.
- 19. Segundo circuito Llano Sánchez – Panamá II para el año 2020.
- 20. Seccionamiento del doble circuito Antón - Panamá II en la S/E Panamá para el año 2020.

Los resultados de los análisis técnicos realizados con el Power System Simulator for Engineering (PSS/E) de esta alternativa, se encuentran en el Anexo 38 del presente documento.

Con esta nueva configuración el sistema de transmisión quedaría como se ilustra en La Figura 9.12

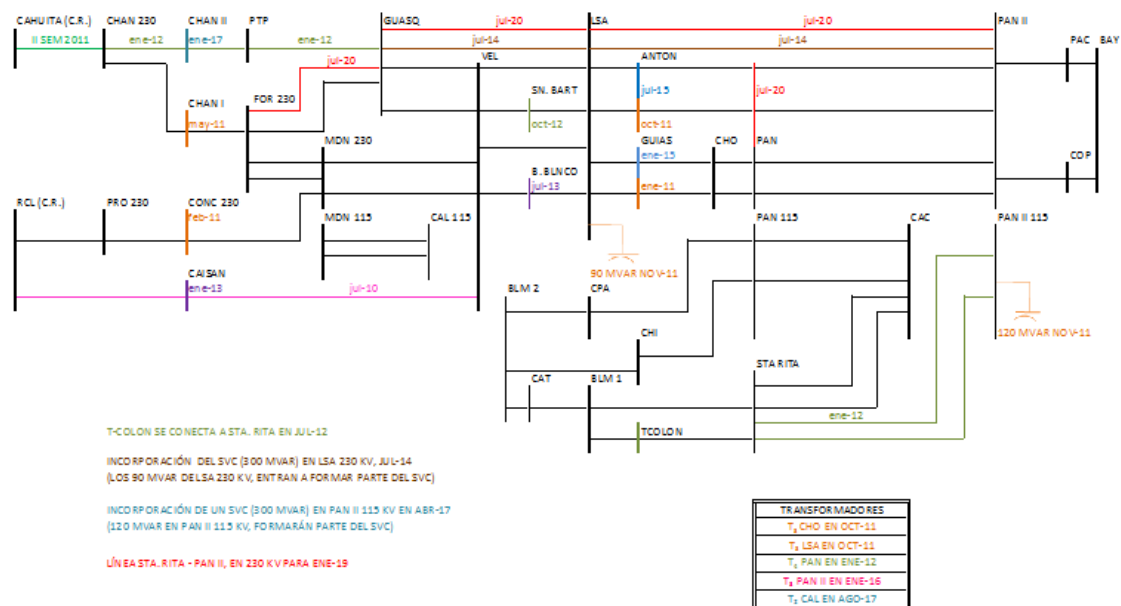


Figura 9.12

Esta alternativa se caracteriza por la expansión de la red en el medio y largo plazo, únicamente con la construcción de nuevas líneas de transmisión y la incorporación a la red en el corto plazo 2010-2013, de los equipos de compensación para la mejora de los flujos, similar a las dos anteriores alternativas, con la omisión de la re-potenciación de las L/T a partir del año 2012.

La inserción de nuevas L/T, a partir de julio del año 2014, como fecha más temprana, se deriva de los plazos más estrictos de diseño e ingeniería, de financiamiento, de adquisición de derechos de paso, de construcción y pruebas de equipo, al que se enfrenta ETESA. Estos plazos tan forzados, solo pueden ser posibles en condiciones extraordinarias de ejecución, con la colaboración del Ejecutivo Nacional que logre la facilitación de los proyectos ante entidades como la Secretaría de Energía, Ministerio de Economía y Finanzas, Autoridad de Servicios Públicos y de la Contraloría General de la República.

Un esquema expansivo de la transmisión de mediano y largo plazo basado únicamente en la inserción de nuevas L/T, requiere de la implementación en

dos fases, años 2014 y 2020, de un nuevo eje de transporte doble circuito en 230 kV, Guasquitas-Llano Sánchez-Panamá II, y la construcción de un nuevo circuito de L/T Fortuna – Guasquitas, paralelos al actual sistema de transmisión. Igualmente, considera el seccionamiento de las L/T, entrando en las subestaciones Antón y Panamá en el año 2015, para un reforzamiento del sistema.

La expansión detallada de este esquema de expansión se presenta en la siguiente tabla:

**Tabla 9.17: Cronograma de inversión del sistema de transmisión. Alternativa 3 de Expansión del Sistema**

No. PROYECTOS	FECHA DE ENTRADA DEL	PROYECTOS DE EXPANSION				CAPACIDAD NOMINAL (MW)	VIDA UTIL	COSTO INVERSION (10 <sup>6</sup> \$) AÑO 2010	COSTO ANUALIZADO (10 <sup>6</sup> \$)	
		ORIGEN		DESTINO						OBSERVACION GENERAL
		IDET. BARRA	NOMBRE	IDET. BARRA	NOMBRE					
1	01/02/2012		SRT-115		PA2-115	L/T 115KV 1Cto., SRT-PA2 750, ACAR2	30	13.79	1,711.44	
2	01/02/2012		SRT-115		SRT-115	Adc. Nave 115 kv SANTA RITA	30	4.63	575.28	
3	01/02/2012		PA2-115		PA2-1115	Adc. Nave 115 kv PANAMA II	30	2.46	305.27	
4	01/02/2012		GUA-230		CHAN -230	L/T 230 kv 2Cto., GUA-CHAN 750, ACAR2	30	7.16	888.50	
5	01/02/2012		CHAN -230		CHAN -230	Adc. Nave 230 kv CHANGUINOLA	30	3.05	378.64	
6	01/02/2012		GUA-230		GUA-230	Adc. Nave 230 kv GUASQUITAS	30	3.05	378.64	
7	01/01/2012		PA2-230		PA2-230	CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II	20	8.26	1,105.97	
8	01/01/2012		LLS-230		LLS-230	CAPACITORES 90 MVAR S/ELLANO SANCHEZ	20	5.51	737.40	
9	01/02/2012		PAN-230		PAN-230	S/E PANAMA ADICION T-4	30	9.82	1,219.34	
10	01/02/2012		LLS-230		LGU-230	Adc. L/T 230 kv 1 Cto	30	7.31	907.12	
11	01/07/2014		LLS-230		PA2-230	L/T LLANO SANCHEZ - PANANA2 230 KV 2 COND/FASE 1CTO.	30	68.43	8,494.65	
12	01/07/2014		LLS-230		LLS-230	ADICION LLANO SANCHEZ 230 KV	30	3.02	374.79	
13	01/07/2014		PA2-230		PA2-230	ADICION PANAMA 2 230 KV	30	3.02	374.79	
14	01/07/2014		GUA-230		LLS-230	L/T GUASQUITAS -LLANO SANCHEZ 230 KV 2 COND/FASE 1CTO.	30	68.43	8,494.65	
15	01/07/2014		GUA-230		GUA-230	ADICION GUASQUITAS 230 KV	30	3.02	374.79	
16	01/07/2014		LLS-230		LLS-230	ADICION LLANO SANCHEZ 230 KV	30	3.02	374.79	
17	01/07/2014	3103	LLS-230	3116	LLS-230	SVC S/E LLS 230 KV	300	20	23.98	3,210.15
18	01/01/2015	3103	ANT -230	3116	PA2-230	S/E ANTON ADICION Nave 230 kv	314	30	4.78	593.78
19	01/01/2015	3115	LGU -230	3103	PA2-230	S/E LAS GUIAS ADICION Nave 230 kv	314	30	4.78	593.78
20	01/01/2016	3102	PA2-230	3108	PA2-115	T-3 S/E Panama II	420	30	9.13	1,133.68
21	01/07/2017	3115	PA2-115	3103	PA2-115	SVC S/E PA2 230 KV	120	20	23.98	3,210.15
22	01/01/2019	3302	SRT-230	0	PA2-230	Adic. Naves 230 kv SRT	450	30	16.08	1,996.35
23	01/01/2019		SRT-230	3102	PA2-230	Adic. Naves 230 kv PA2		30	6.05	750.45
24	01/07/2020		PA2-230		PA2-230	L/T SUBTERRANEA A PANAMA 2 230 KV 1 cto.	30	2.70	335.06	
25	01/07/2020		PA2-230		PA2-230	ADICION PANAMA 2 230 KV	30	6.04	749.58	
26	01/07/2020		PA2-230		PA2-230	L/T SUBTERRANEA A PANAMA 2 230 KV 2do cto.	30	2.70	335.06	
27	01/07/2020		PA2-230		PA2-230	ADICION PANAMA 2 230 KV	30	6.04	749.58	
28	01/07/2020		LLS-230		PA2-230	L/T LLANO SANCHEZ - PANANA2 230 KV 2 COND/FASE 2CTO.	30	35.99	4,468.43	
29	01/07/2020		LLS-230		LLS-230	ADICION LLANO SANCHEZ 230 KV	30	3.02	374.79	
30	01/07/2020		PA2-230		PA2-230	ADICION PANAMA 2 230 KV	30	3.02	374.79	
31	01/07/2020		GUA-230		LLS-230	L/T GUASQUITAS -LLANO SANCHEZ 230 KV 2 COND/FASE 2CTO.	30	35.99	4,467.93	
32	01/07/2020		GUA-230		GUA-230	ADICION GUASQUITAS 230 KV	30	3.02	374.79	
33	01/07/2020		LLS-230		LLS-230	ADICION LLANO SANCHEZ 230 KV	30	3.02	374.79	
34	01/07/2020		GUA-230		FORT-230	L/T GUASQUITAS -FORTUNA 230 KV CTO. SENCILLO	30	3.35	416.13	
35	01/07/2020		GUA-230		GUA-230	ADICION GUASQUITAS 230 KV	30	3.02	374.79	
36	01/07/2020		FORT-230		FORT-230	ADICION FORTUNA 230 KV	30	3.02	374.79	
MONTO TOTAL DE LA INVERSION								<b>413.67</b>		

Presentando este cronograma de inversiones, la totalidad de 36 sub-proyectos por una inversión directa estimada en aproximadamente 414 millones de dólares, a precios de enero del año 2010. Continuando con la metodología de evaluación de las opciones de expansión, se ilustra en la siguiente tabla el plan de pagos asociados a estas inversiones, en el periodo de análisis 2010-2024 (Valores expresados en miles de millones de dólares del año 2010).

En este caso se obtienen los siguientes resultados:



**Tabla 9.18: Cronograma de pagos asociado al plan de expansión del sistema de transmisión.**

No.	PROYECTOS IDENTIFICACION	No. PAGOS															PAGO TOTAL CORRIENTE	VALOR PRESENTE Ene-200 <sub>1</sub>	VALOR PRESENTE Ene-2010	
		1 ene-10	2 ene-11	3 ene-12	4 ene-13	5 ene-14	6 ene-15	7 ene-16	8 ene-17	9 ene-18	10 ene-19	11 ene-20	12 ene-21	13 ene-22	14 ene-23	15 ene-24				
1	L/T 115kV 1Cto, SRT-PA2 750, ACAR2			1,568.82	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	22,106.16	\$11,037.34	\$8,798.90	
2	Adc. Nave 115 kV SANTA RITA			527.34	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	575.28	7,430.72	\$3,710.07	\$2,957.65	
3	Adc. Nave 115 kV PANAMA II			279.83	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	3,943.06	\$1,968.72	\$1,569.45	
4	L/T 230 kV 2Cto, GUA-CHAN 750, ACAR2			814.45	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	11,476.41	\$5,730.03	\$4,567.95	
5	Adc. Nave 230 kV CHANGUINOLA			347.08	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	4,890.74	\$2,441.89	\$1,946.66	
6	Adc. Nave 230 kV GUASQUITAS			347.08	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	4,890.74	\$2,441.89	\$1,946.66	
7	CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II			1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	14,377.64	\$7,224.73	\$5,759.51	
8	CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ			737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	9,586.26	\$4,817.07	\$3,840.14	
9	S/E PANAMA ADICION T-4			1,117.73	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	15,749.80	\$7,863.68	\$6,268.88	
10	Adc. L/T 230 kV 1 Cto			831.52	907.12	907.12	907.12	907.12	907.12	907.12	907.12	907.12	907.12	907.12	907.12	907.12	11,716.94	\$5,850.13	\$4,663.68	
11	L/T LLANO SANCHEZ - PANAMA2 230 KV 2 COND/FASE 1CTO.					4,247.33	8,494.65	8,494.65	8,494.65	8,494.65	8,494.65	8,494.65	8,494.65	8,494.65	8,494.65	8,494.65	89,193.87	\$47,120.46	\$29,936.61	
12	ADICION LLANO SANCHEZ 230 KV					187.39	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	3,935.29	\$2,078.99	\$1,320.82	
13	ADICION PANAMA 2 230 KV					187.39	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	3,935.29	\$2,078.99	\$1,320.82	
14	L/T GUASQUITAS - LLANO SANCHEZ 230 KV 2 COND/FASE 1CTO.					4,247.33	8,494.65	8,494.65	8,494.65	8,494.65	8,494.65	8,494.65	8,494.65	8,494.65	8,494.65	8,494.65	89,193.87	\$47,120.46	\$29,936.61	
15	ADICION GUASQUITAS 230 KV					187.39	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	3,935.29	\$2,078.99	\$1,320.82	
16	ADICION LLANO SANCHEZ 230 KV					187.39	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	3,935.29	\$2,078.99	\$1,320.82	
17	SVC S/E LLS 230 KV					1,605.07	3,210.15	3,210.15	3,210.15	3,210.15	3,210.15	3,210.15	3,210.15	3,210.15	3,210.15	3,210.15	33,706.53	\$17,806.91	\$11,313.10	
18	S/E ANTON ADICION Nave 230 kV						593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	5,937.79	\$3,420.09	\$1,940.05	
19	S/E LAS GUIAS ADICION Nave 230 kV						593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	5,937.79	\$3,420.09	\$1,940.05	
20	T-3 S/E Panama II							1,133.68	1,133.68	1,133.68	1,133.68	1,133.68	1,133.68	1,133.68	1,133.68	1,133.68	10,203.12	\$6,164.11	\$3,121.96	
21	SVC S/E PAZ 230 KV							1,605.07	3,210.15	3,210.15	3,210.15	3,210.15	3,210.15	3,210.15	3,210.15	3,210.15	24,076.09	\$14,692.42	\$6,641.98	
22	Adic. Naves 230 Kv SRT											1,996.35	1,996.35	1,996.35	1,996.35	1,996.35	11,978.12	\$8,426.95	\$3,036.96	
23	Adic. Naves 230 Kv PAZ											750.45	750.45	750.45	750.45	750.45	4,502.69	\$3,167.77	\$1,141.62	
24	L/T SUBTERRANEA A PANAMA 2 230 KV 1 cto.											167.53	335.06	335.06	335.06	335.06	1,507.79	\$1,076.69	\$346.45	
25	ADICION PANAMA 2 230 KV											374.79	749.58	749.58	749.58	749.58	3,373.11	\$2,408.69	\$775.05	
26	L/T SUBTERRANEA A PANAMA 2 230 KV 2do cto.											167.53	335.06	335.06	335.06	335.06	1,507.79	\$1,076.69	\$346.45	
27	ADICION PANAMA 2 230 KV											374.79	749.58	749.58	749.58	749.58	3,373.11	\$2,408.69	\$775.05	
28	L/T LLANO SANCHEZ - PANAMA2 230 KV 2 COND/FASE 2CTO.											2,234.21	4,468.43	4,468.43	4,468.43	4,468.43	20,107.92	\$14,358.78	\$4,620.27	
29	ADICION LLANO SANCHEZ 230 KV											187.39	374.79	374.79	374.79	374.79	1,686.55	\$1,204.34	\$387.53	
30	ADICION PANAMA 2 230 KV											187.39	374.79	374.79	374.79	374.79	1,686.55	\$1,204.34	\$387.53	
31	L/T GUASQUITAS - LLANO SANCHEZ 230 KV 2 COND/FASE 2CTO.											2,233.97	4,467.93	4,467.93	4,467.93	4,467.93	20,105.69	\$14,357.19	\$4,619.76	
32	ADICION GUASQUITAS 230 KV											187.39	374.79	374.79	374.79	374.79	1,686.55	\$1,204.34	\$387.53	
33	ADICION LLANO SANCHEZ 230 KV											187.39	374.79	374.79	374.79	374.79	1,686.55	\$1,204.34	\$387.53	
34	L/T GUASQUITAS - FORTUNA 230 KV CTO. SENCILLO											208.06	416.13	416.13	416.13	416.13	1,872.58	\$1,337.19	\$430.27	
35	ADICION GUASQUITAS 230 KV											187.39	374.79	374.79	374.79	374.79	1,686.55	\$1,204.34	\$387.53	
36	ADICION FORTUNA 230 KV											187.39	374.79	374.79	374.79	374.79	1,686.55	\$1,204.34	\$387.53	
	<b>TOTAL DE PAGOS ANUALES</b>			0.00	7,677.25	8,207.60	19,056.91	31,093.77	32,227.45	33,832.52	35,437.60	38,184.40	45,069.66	51,954.91	51,954.91	51,954.91	51,954.91	458,606.80	\$256,990.74	\$150,850.16



La evaluación del valor presente del cronograma de inversión de la Alternativa 3 de Expansión del sistema de Transmisión, analizada para el periodo 2010-2024, detallada por sub-proyecto, se presenta en la Tabla 9.19.

**Tabla 9.19: Memoria de cálculo del valor presente del plan de expansión, Alternativa 3**

PROYECTO	VIDA UTIL	PAGOS APLICADOS	VALOR PRESENTE		VALOR SALVADO		
			Cant.	ENE-2010 10 <sup>7</sup> \$	Cant.	ENE-2025 10 <sup>7</sup> \$	ENE-2010 10 <sup>7</sup> \$
1	L/T 115KV 1Cto, SRT-PA2 750, ACAR2	30	13	8,798.90	17	\$11,975.61	\$2,185.18
2	Adc. Nave 115 KV SANTA RITA	30	13	2,957.65	17	\$4,025.46	\$734.52
3	Adc. Nave 115 KV PANAMA II	30	13	1,569.45	17	\$2,136.08	\$389.77
4	L/T 230 kv 2Cto, GUA-CHAN 750, ACAR2	30	13	4,567.95	17	\$6,217.14	\$1,134.44
5	Adc. Nave 230 KV CHANGUINOLA	30	13	1,946.66	17	\$2,649.47	\$483.45
6	Adc. Nave 230 kv GUASQUITAS	30	13	1,946.66	17	\$2,649.47	\$483.45
7	CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II	20	13	5,759.51	7	\$4,583.04	\$836.27
8	CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ	20	13	3,840.14	7	\$3,055.73	\$557.58
9	S/E PANAMA ADICION T-4	30	13	6,268.88	17	\$8,532.17	\$1,556.86
10	Adc. L/T 230 kv 1 Cto	30	13	4,663.68	17	\$6,347.44	\$1,158.21
11	L/T LLANO SANCHEZ - PANANA2 230 KV 2 COND/FASE 1CTO.	30	11	29,936.61	19	\$62,156.16	\$11,341.60
12	ADICION LLANO SANCHEZ 230 KV	30	11	1,320.82	19	\$2,742.37	\$500.40
13	ADICION PANAMA 2 230 KV	30	11	1,320.82	19	\$2,742.37	\$500.40
14	L/T GUASQUITAS -LLANO SANCHEZ 230 KV 2 COND/FASE 1CTO.	30	11	29,936.61	19	\$62,156.16	\$11,341.60
15	ADICION GUASQUITAS 230 KV	30	11	1,320.82	19	\$2,742.37	\$500.40
16	ADICION LLANO SANCHEZ 230 KV	30	11	1,320.82	19	\$2,742.37	\$500.40
17	SVC S/ELLS 230 KV	20	11	11,313.10	9	\$16,619.05	\$3,032.47
18	S/E ANTON ADICION Nave 230 kv	30	10	1,940.05	20	\$4,378.24	\$798.90
19	S/E LAS GUIAS ADICION Nave 230 kv	30	10	1,940.05	20	\$4,378.24	\$798.90
20	T-3 S/E Panama II	30	9	3,121.96	21	\$8,475.80	\$1,546.57
21	SVC S/E PA2 230 KV	20	8	6,641.98	12	\$19,541.58	\$3,565.74
22	Adic. Naves 230 kv SRT	30	6	3,036.96	24	\$15,418.93	\$2,813.48
23	Adic. Naves 230 kv PA2	30	6	1,141.62	24	\$5,796.12	\$1,057.62
24	L/T SUBTERRANEA A PANAMA 2 230 KV 1 cto.	30	5	346.45	25	\$2,619.79	\$478.03
25	ADICION PANAMA 2 230 KV	30	5	775.05	25	\$5,860.81	\$1,069.42
26	L/T SUBTERRANEA A PANAMA 2 230 KV 2do cto.	30	5	346.45	25	\$2,619.79	\$478.03
27	ADICION PANAMA 2 230 KV	30	5	775.05	25	\$5,860.81	\$1,069.42
28	L/T LLANO SANCHEZ - PANANA2 230 KV 2 COND/FASE 2CTO.	30	5	4,620.27	25	\$34,937.71	\$6,375.07
29	ADICION LLANO SANCHEZ 230 KV	30	5	387.53	25	\$2,930.40	\$534.71
30	ADICION PANAMA 2 230 KV	30	5	387.53	25	\$2,930.40	\$534.71
31	L/T GUASQUITAS -LLANO SANCHEZ 230 KV 2 COND/FASE 2CTO.	30	5	4,619.76	25	\$34,933.82	\$6,374.36
32	ADICION GUASQUITAS 230 KV	30	5	387.53	25	\$2,930.40	\$534.71
33	ADICION LLANO SANCHEZ 230 KV	30	5	387.53	25	\$2,930.40	\$534.71
34	L/T GUASQUITAS - FORTUNA 230 kv CTO. SENCILLO	30	5	430.27	25	\$3,253.63	\$593.69
35	ADICION GUASQUITAS 230 KV	30	5	387.53	25	\$2,930.40	\$534.71
36	ADICION FORTUNA 230 KV	30	5	387.53	25	\$2,930.40	\$534.71
				150,850.16		369,730.16	67,464.48

El valor salvado o residual asociado a las inversiones de esta alternativa 3 se contabilizan en aproximadamente 67.5 millones de dólares del 2010 con lo que monto de inversión real de este plan de expansión llega a un monto de 83 millones, como se muestra en la Tabla 9.20.

**Tabla 9.20: Cálculo del Valor Real del Plan de Expansión– Alternativa 3  
Caso con Expansión del Sistema de Transmisión.**

Tasa de Descuento	12%
Monto de Inversión al ene-2010	150,850.16
Valor de Salvamento a ene-2010	67,464.48
Inversión Real a ene -2010	83,385.68

## Resultados de la simulación operativa del Sistema considerando el cronograma de expansión

El costo operativo del alternativa 3, Caso con Expansión del Sistema, se muestra en la Tabla 9.21

**Tabla 9.21: Valor esperado del costo operativo (total) y estadísticas – Alternativa 3  
Caso con Expansión del Sistema de Transmisión.**

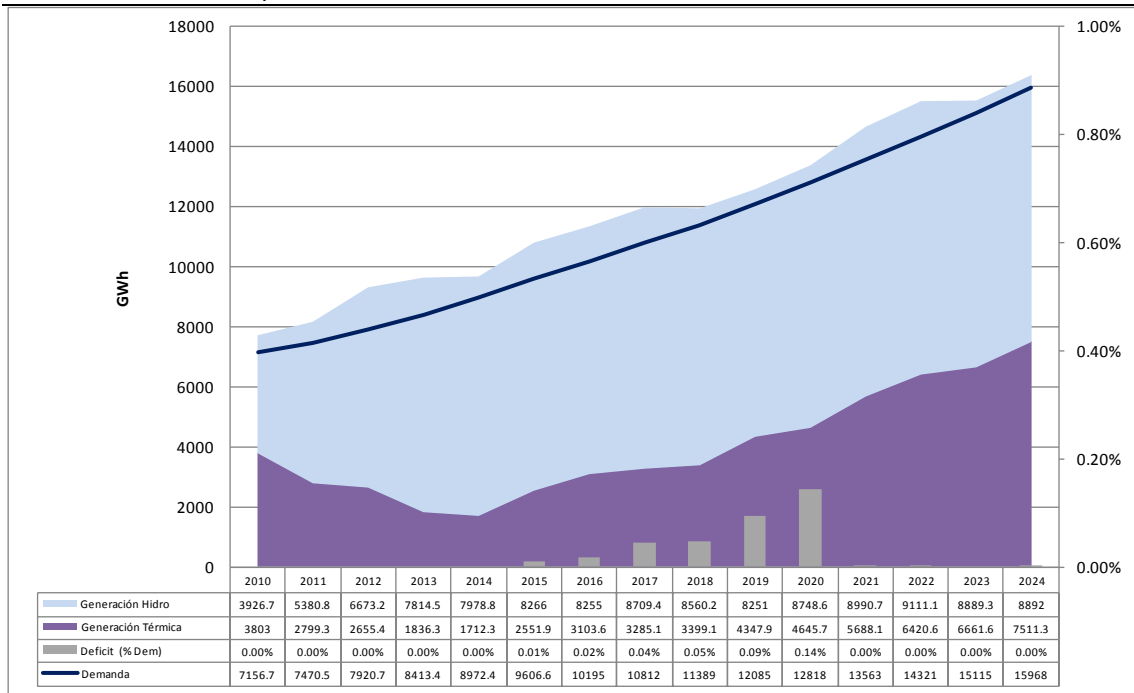
Costo Operativo (10 <sup>3</sup> \$)	Desviación Standard (10 <sup>3</sup> \$)	Costo Mínimo (10 <sup>3</sup> \$)	Costo Máximo (10 <sup>3</sup> \$)
2,286,318.58	100,673.39	2,131,833.01	2,595,884.43

Esta opción de expansión del sistema presenta un ahorro económico de solo 13.2 millones dólares, con respecto a la operación del caso base, sin expansión del sistema. Obviamente los límites de gastos operativos, mínimos y máximos, así como la desviación estándar registrada, son menores a los montos respectivos del caso sin expansión (Tabla 9.2).

Los beneficios de esta variante de expansión, no cubre por lejos los montos de inversión directa requeridas, de aproximadamente 414 millones de inversión directa. De cálculo inversión aplicada en el periodo de análisis, Tablas 9.19 y 9.20, se obtienen indicadores más ajustados que en las dos anteriores variantes de expansión. Los beneficios no alcanzan a cubrir ni el 5% de la inversión directa.

El costo calculado de inversión aplicado en el periodo de análisis es de aproximadamente 150.2 millones. Con lo cual, esta solución técnica de expansión del sistema de transmisión, presenta beneficios netos negativos para el periodo. Con respecto al costo de implementación, la alternativa 3 de expansión es 46% y 26% mayor a las alternativas 1 y 2, con beneficios estimados ínfimos con relación a estas Alternativas 1 y 2.

El comportamiento promedio para la producción de energía en el sistema Panameño, con el desarrollo de esta alternativa 3 de la expansión del sistema de transmisión en el horizonte de largo plazo, se ilustra a continuación por la grafica presentada en la Figura 9.13.



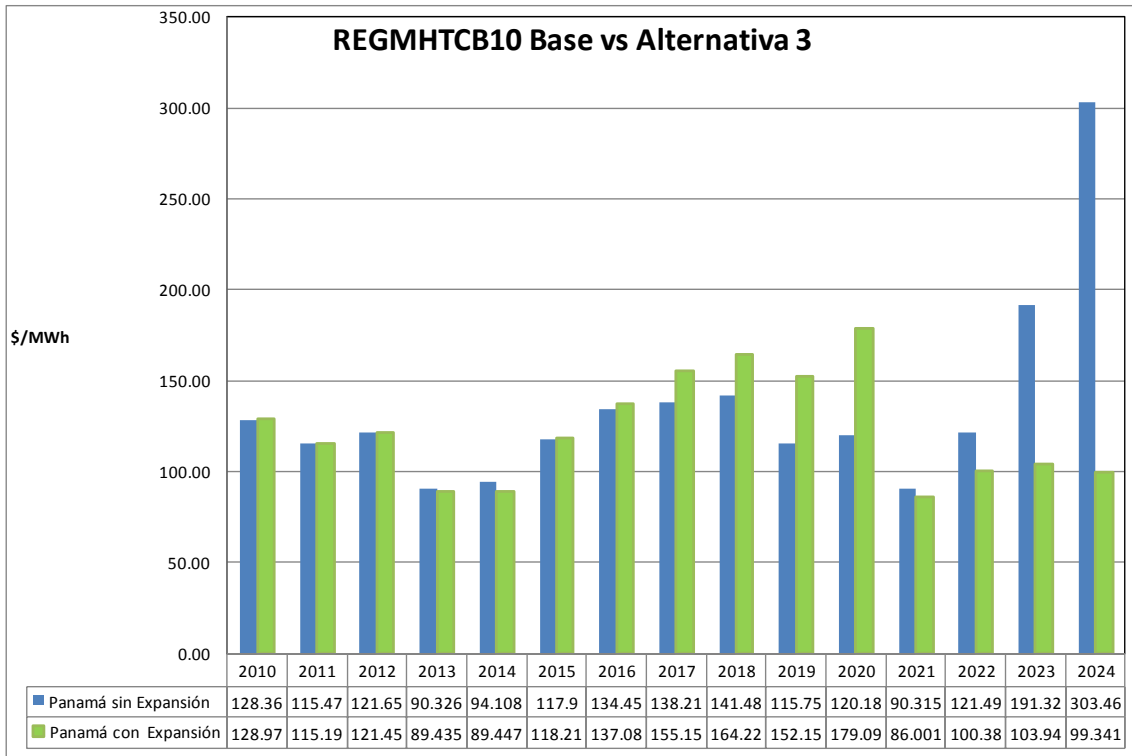
**Figura 9.13: Generación promedio anual – Panamá – Alternativa 3  
Caso con Expansión del Sistema de Transmisión.**

Diferente a las anteriores opciones de expansión analizadas, en comparación con el caso base sin ampliación, se presentan déficit anuales incrementales en el periodo 2015 la 2020, a efecto de limitaciones en el transporte eléctrico debido a que las fechas de incorporación de la nuevas L/T, no evitan restricciones temporales al transporte de los flujos generados por la nueva oferta de generación, especialmente de las nuevas plantas hidroeléctricas localizadas al oriente del país.

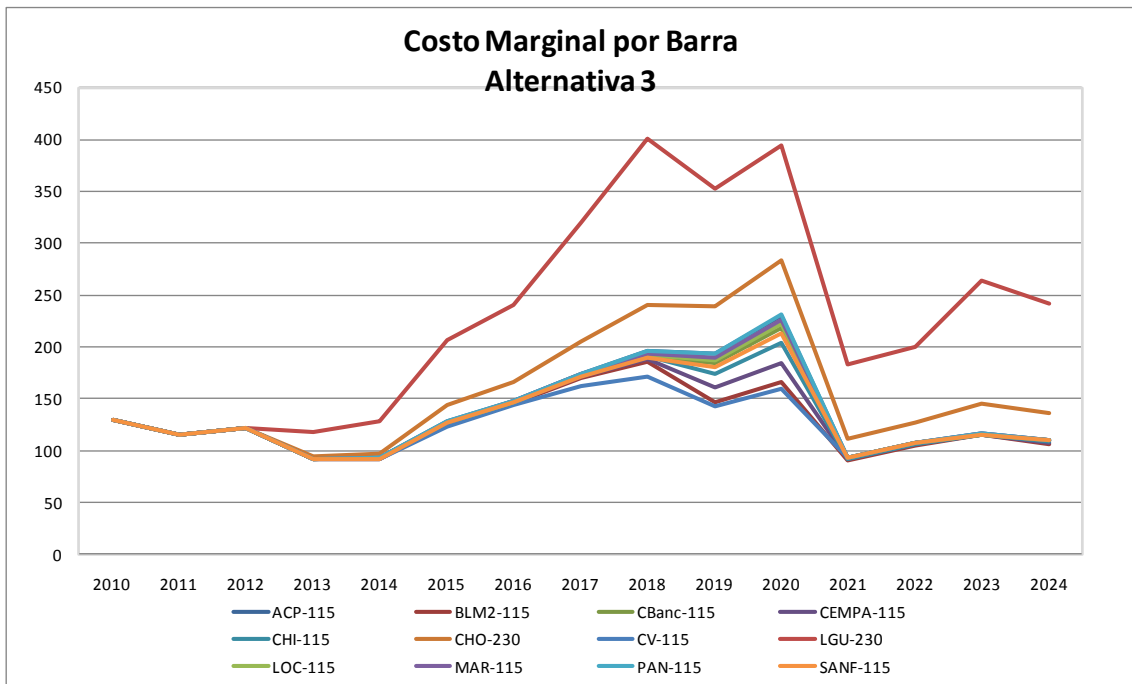
La Figura 9.14, y 9.15 a continuación, ilustran los valores esperados para el costo marginal promedio y por barra para la Alternativa 3 del caso con expansión de largo plazo para el sistema de transmisión, versus los parámetros del caso base. Los costos marginales que presentan en los años 2015 al 2020, anulan la opcionalidad de la misma como alternativa de solución al transporte de la energía eléctrica.

Consecuente con los datos anteriormente presentados, esta alternativa de expansión, presenta una diversificación de los costos marginales por barras que revela una inestabilidad de los precios territoriales en el horizonte de largo plazo, muy diferente a la consolidación relativa de los precios marginales por barra de las alternativas 1 y 2. Esta situación de altos precios marginales en las barras, es muy evidente en las barras Las Guías y Chorrera.

Los resultados generales que se derivan del análisis de la expansión del sistema únicamente por la construcción y operación de nuevas L/T, a partir del año 2014, no la favorecen como solución directa al transporte de la energía eléctrica en el periodo 2010-2024.



**Figura 9.14: Costo Marginal de Demanda – Panamá – Alternativa 3  
Caso con Expansión del Sistema de Transmisión.**



**Figura 9.15: Costo Marginal de Barra – Panamá – Alternativa 3  
Caso con Expansión del Sistema de Transmisión**

### 9.2.5. EXPANSION DE LA RED - Alternativa 4

#### **EXPANSIÓN CON EXPORTACIÓN AL MER, REPOTENCIACIÓN L/T EN EL 2012, COMPENSACIÓN SERIE 50% Y EXPANSIONES ADICIONALES DE LA RED EN LLANO SÁNHCEZ – PANAMÁ II PARA EL AÑO 2014, GUASQUITAS – LLANO SÁNCHEZ Y FORTUNA – GUASQUITAS PARA EL AÑO 2017.**

1. La alternativa 4 considera para finales del presente año la ampliación de la S/E Caldera, adicionando un patio de 34.5 KV.
2. Para el año 2011, se tiene la entrada en operación de la nueva S/E de ETESA de Concepción y el seccionamiento de un circuito LSA – CHO en la S/E Las Guías. Adicional, se contempla la entrada en operación a finales del año (noviembre 2011), de bancos de capacitores en las S/E de Llano Sánchez 230 KV (90 MVAR) y la S/E Panamá II 115 KV (120 MVAR). En octubre de este mismo año se introducen los transformadores T3 de la Chorrera y el T3 de Llano Sánchez. A finales del año entra en operación la interconexión internacional Changuinola – Cahuita.
3. Para el año 2012 se tiene la entrada del doble circuito STA RITA – PAN II, operando en 115 KV. En enero entra en operación la nueva línea CHAN – GUAS, en un circuito, haciendo que la S/E de Cañazas cambie su punto de conexión y se tiene para la misma fecha la conexión del transformador T4 en la S/E Panamá. En julio se repotencia el tramo “nuevo” de doble circuito desde la S/E Guasquitas hasta Panamá II, aumentando su capacidad de operación a 350 MVA en estado de operación normal y 450 MVA en contingencia. Finalmente se realiza una ampliación a la S/E Panamá, seccionando el circuito Antón – Panamá II en este punto.
4. Para el año 2014 se incorpora un banco de capacitores de 60 MVAR capacitivos en S/E Panamá, conectado en 115 KV. Para julio de este mismo año, entra en operación la compensación serie del doble circuito Guasquitas – Veladero – Llano Sánchez, al 50% de compensación en reactancia. También en julio, se adiciona un nuevo circuito Llano Sánchez – Panamá II, con capacidad de 480 MVAR en estado de operación normal y 570 MVAR en contingencia.
5. En el 2015, ETESA amplía las S/E de Antón y S/E Las Guías, la primera secciona el segundo circuito de LSA – PAN II y la segunda secciona el segundo circuito de LSA – CHO. Para la misma fecha se amplía la S/E Panamá, seccionando el segundo circuito de Antón – Panamá II en este punto.
6. En el año 2016 se considera la incorporación del transformador T3 en la S/E de Panamá II.
7. Para el 2017 se adiciona a la red de transmisión un circuito Guasquitas – Llano Sánchez en 230 KV. Adicionalmente en mayo entra en operación un segundo circuito Fortuna – Guasquitas, reforzando el corredor occidental contemplando la inclusión del P.H. Changuinola II. Finalmente en agosto, se conecta el segundo Transformador, T2 de 115/34.5 KV en la S/E Caldera.

8. En el año 2019 se amplía la S/E de Santa Rita adicionando un patio en 230 KV, y se opera el doble circuito STA RITA – PAN II en 230 KV aumentando su nivel de voltaje.

Los resultados de los análisis técnicos realizados con el Power System Simulator for Engineering (PSS/E) de esta alternativa, se encuentran en el Anexo 39 del presente documento.

La figura 9.16 se ilustra como quedaría el sistema de transmisión con estas modificaciones.

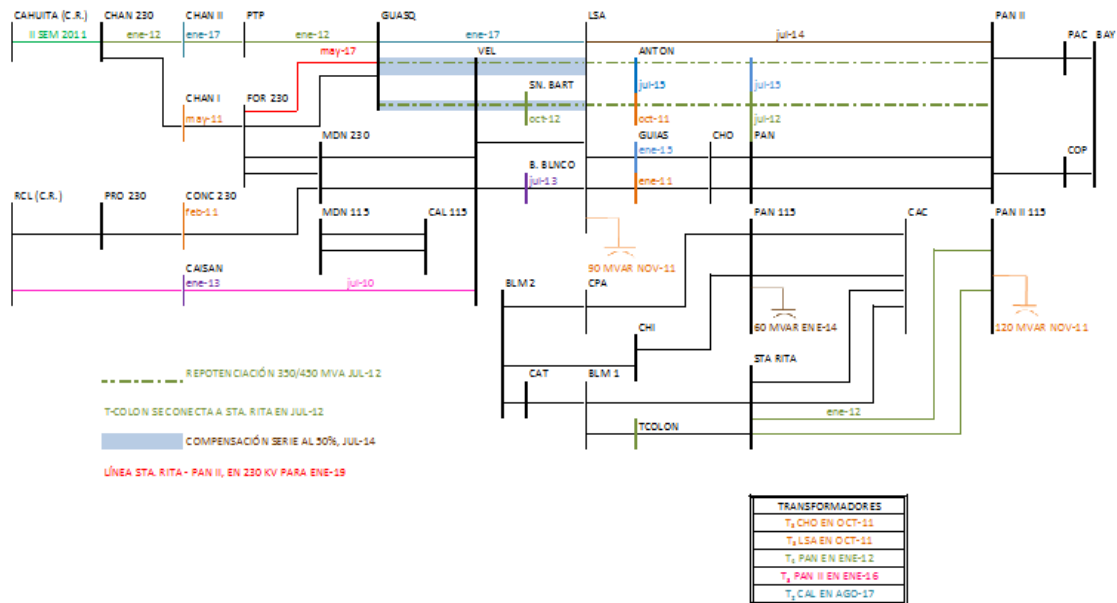


Figura 9.16

Esta alternativa de expansión, conceptualmente es similar a la opción a desarrollar, que fue recomendada en el PESIN 2009, consistente principalmente en el refuerzo del sistema con la repotenciación de L/T existentes, en conjunto con la compensación en serie a 50% de las LT Gua-Vel y Vel-LSA y finalmente con la construcción y operación de nuevas LT. El análisis técnico- económico del PESIN 2009, de este tipo de opción presento los mejores resultados que las otras alternativas de expansión evaluadas, en ese momento.

La actualización de esta opción de expansión del sistema de transmisión, denominada como la Alternativa 4, se detalla en la siguiente tabla, en la cual se sintetiza el cronograma respectivo de inversiones.

**Tabla 9.22: Cronograma de inversión del sistema de transmisión, Alternativa 4.**

No. PROYECTOS	FECHA DE ENTRADA DEL	PROYECTOS DE EXPANSION				OBSERVACION GENERAL	CAPACIDAD NOMINAL (MW)	VIDA UTIL	COSTO INVERSION (10 <sup>6</sup> \$) AÑO 2010	COSTO ANUALIZADO (10 <sup>6</sup> \$)
		ORIGEN	DESTINO							
		IDET. BARRA	NOMBRE	IDET. BARRA	NOMBRE					
1	01/02/2012		SRT-115		PA2-115	L/T 115kv 1Cto, SRT-PA2 750, ACAR2		30	13.79	1,711.44
2	01/02/2012		SRT-115		SRT-115	Adc. Nave 115 kv SANTA RITA		30	4.63	575.28
3	01/02/2012		PA2-115		PA2-1115	Adc. Nave 115 kv PANAMA II		30	2.46	305.27
4	01/02/2012		GUA-230		CHAN-230	L/T 230 kv 2Cto, GUA-CHAN 750, ACAR2		30	7.16	888.50
5	01/02/2012		CHAN-230		CHAN-230	Adc. Nave 230 kv CHANGUINOLA		30	3.05	378.64
6	01/02/2012		GUA-230		GUA-230	Adc. Nave 230 kv GUASQUITAS		30	3.05	378.64
7	01/01/2012		PA2-230		PA2-230	CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II		20	8.26	1,105.97
8	01/01/2012		LLS-230		LLS-230	CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ		20	5.51	737.40
9	01/07/2012		MDN-230		PA2-230	Repo. L/T Gua-Vel -LLS-PA2 230 kv		26	8.32	1,053.74
10	01/02/2012		PAN-230		PAN-230	S/E PANAMA ADICION T-4		30	9.82	1,219.34
11	01/02/2012		LLS-230		LGU-230	Adc. L/T 230 kv 1 Cto		30	7.31	907.12
12	01/07/2012		PA2-230		PA2-230	L/T SUBTERRANEA A PANAMA 2 230 KV		30	2.70	335.19
13	01/07/2012		PA2-230		PA2-230	ADICION PANAMA 2 230 KV		30	6.04	749.83
14	01/07/2014		GUA-230		LLS-230	COMP. SERIE 50% GUASQ -VEL - LLS 230 KV		30	25.20	3,128.05
15	01/07/2014		LLS-230		PA2-230	L/T LLANO SANCHEZ - PANAMA 2 230 KV 2 COND/FASE 1 CTO.		30	68.43	8,494.65
16	01/07/2014		LLS-230		LLS-230	ADICION LLANO SANCHEZ 230 KV		30	3.02	374.79
17	01/07/2014		PA2-230		PA2-230	ADICION PANAMA 2 230 KV		30	3.02	374.79
18	01/01/2015	3103	ANT-230	3116	PA2-230	S/E ANTON ADICION Nave 230 kv	314	30	4.78	593.78
19	01/01/2015	3115	LGU-230	3103	PA2-230	S/E LAS GUIAS ADICION Nave 230 kv	314	30	4.78	593.78
20	01/07/2015		PA2-230		PA2-230	L/T SUBTERRANEA A PANAMA 2 230 KV		30	2.70	335.06
21	01/07/2015		PA2-230		PA2-230	ADICION PANAMA 2 230 KV		30	6.04	749.58
22	01/01/2016	3102	PA2-230	3108	PA2-115	T-3 S/E Panama II	420	30	9.13	1,133.68
23	01/07/2017	3103	GUA-230	3116	LLS-230	L/T GUASQ - LLANO SANCHEZ 230 KV 2 COND/FASE 1 CTO.		30	68.43	8,494.65
24	01/07/2017		GUA-230		GUA-230	ADICION GUASQUITAS 230 KV		30	3.02	374.79
25	01/07/2017		LLS-230		LLS-230	ADICION LLANO SANCHEZ 230 KV		30	1.76	218.00
26	01/07/2017		FORT-230		GUA-230	L/T GUASQUITAS - FORTUNA 230 KV		30	3.35	416.13
27	01/07/2017		FORT-230		FORT-230	ADICION FORTUNA 230 KV		30	3.02	374.91
28	01/07/2017		GUA-230		GUA-230	ADICION GUASQUITAS 230 KV		30	3.02	374.91
29	01/07/2017		LLS-230		LLS-230	Adc. Nave 230 kv LLANO SANCHEZ		30	3.05	378.51
30	01/07/2017		PAN-230		PAN-230	Adc. Nave 230 kv PANAMA II		30	3.05	378.51
31	01/01/2019	3302	SRT-230	0	PA2-230	Adic. Naves 230 Kv SRT	450	30	16.08	1,996.35
32	01/01/2019		SRT-230	3102	PA2-230	Adic. Naves 230 Kv PA2		30	6.05	750.45
MONTO TOTAL DE LA INVERSION									320.01	

En el cronograma se observa que se requieren 32 sub-proyectos de transmisión, para satisfacer la demanda esperada, sin restricciones o congestiones significativas del sistema, que equivalen a una inversión directa de 320 millones de dólares, a precios de enero del 2010.

El cronograma de pagos respectivo de cada sub proyecto de esta opción de desarrollo del sistema de transmisión, durante el periodo de análisis 2010 – 2024, se totaliza en un monto de 132.6 millones de dólares. Los detalles de esos pagos, se ilustra en la Tabla 9.23, a continuación.

Tabla 9.23: Cronograma de pagos asociados al Plan de Expansión del Sistema de Transmisión Alternativa 4.

No.	PROYECTOS IDENTIFICACION	No. PAGOS															PAGO TOTAL CORRIENTE	VALOR PRESENTE Ene-200,	VALOR PRESENTE Ene-2010
		1 ene-10	2 ene-11	3 ene-12	4 ene-13	5 ene-14	6 ene-15	7 ene-16	8 ene-17	9 ene-18	10 ene-19	11 ene-20	12 ene-21	13 ene-22	14 ene-23	15 ene-24			
1	L/T 115kV 1Cto, SRT-PA2 750, ACARZ			1,568.82	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	22,106.16	\$11,037.34	\$8,798.90
2	Adc. Nave 115 kV SANTA RITA	527.34	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	575.28	7,430.72	\$3,710.07	\$2,957.65
3	Adc. Nave 115 kV PANAMA II	279.83	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	305.27	3,943.06	\$1,968.72	\$1,569.45
4	L/T 230 kV 2Cto, GUA-CHAN 750, ACARZ	814.45	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	888.50	11,476.41	\$5,730.03	\$4,567.95
5	Adc. Nave 230 kV CHANGUINOLA	347.08	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	4,890.74	\$2,441.89	\$1,946.66
6	Adc. Nave 230 kV GUASQUITAS	347.08	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	378.64	4,890.74	\$2,441.89	\$1,946.66
7	CAPACITORES 120 MVAR S/E PANAMA II	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	1,105.97	14,377.64	\$7,224.73	\$5,759.51
8	CAPACITORES 90 MVAR S/E LLANO SANCHEZ	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	737.40	9,586.26	\$4,817.07	\$3,840.14
9	Repo. L/T Gua-Vel -LLS-PA2 230 kV	152.63	1,053.74	1,053.74	1,053.74	1,053.74	1,053.74	1,053.74	1,053.74	1,053.74	1,053.74	1,053.74	1,053.74	1,053.74	1,053.74	1,053.74	12,797.56	\$5,982.44	\$4,769.16
10	S/E PANAMA ADICION T-4	814.45	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	1,219.34	15,446.52	\$7,560.41	\$6,027.11
11	Adc. L/T 230 kV 1 Cto	347.08	907.12	907.12	907.12	907.12	907.12	907.12	907.12	907.12	907.12	907.12	907.12	907.12	907.12	907.12	11,232.50	\$5,365.69	\$4,277.49
12	L/T SUBTERRANEA A PANAMA 2 230 KV	189.32	335.19	335.19	335.19	335.19	335.19	335.19	335.19	335.19	335.19	335.19	335.19	335.19	335.19	335.19	4,211.57	\$2,043.74	\$1,629.25
13	ADICION PANAMA 2 230 KV	552.99	749.83	749.83	749.83	749.83	749.83	749.83	749.83	749.83	749.83	749.83	749.83	749.83	749.83	749.83	9,550.92	\$4,701.39	\$3,747.92
14	COMP. SERIE 50% GUASQ - VEL - LLS 230 KV			1,564.02	3,128.05	3,128.05	3,128.05	3,128.05	3,128.05	3,128.05	3,128.05	3,128.05	3,128.05	3,128.05	3,128.05	3,128.05	32,844.50	\$17,351.51	\$11,023.77
15	L/T LLANO SANCHEZ - PANANA2 230 KV 2 COND/FASE 1CTO.				4,247.33	8,494.65	8,494.65	8,494.65	8,494.65	8,494.65	8,494.65	8,494.65	8,494.65	8,494.65	8,494.65	8,494.65	89,193.87	\$47,120.46	\$29,936.61
16	ADICION LLANO SANCHEZ 230 KV				187.39	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	3,935.29	\$2,078.99	\$1,320.82
17	ADICION PANAMA 2 230 KV				187.39	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	3,935.29	\$2,078.99	\$1,320.82
18	S/E ANTON ADICION Nave 230 KV					593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	5,937.79	\$3,420.09	\$1,940.05
19	S/E LAS GUIAS ADICION Nave 230 KV					593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	593.78	5,937.79	\$3,420.09	\$1,940.05
20	L/T SUBTERRANEA A PANAMA 2 230 KV				167.53	335.06	335.06	335.06	335.06	335.06	335.06	335.06	335.06	335.06	335.06	335.06	3,183.11	\$1,762.39	\$999.72
21	ADICION PANAMA 2 230 KV					374.79	749.58	749.58	749.58	749.58	749.58	749.58	749.58	749.58	749.58	749.58	7,121.00	\$3,942.69	\$2,236.49
22	T-3 S/E Panama II						1,133.68	1,133.68	1,133.68	1,133.68	1,133.68	1,133.68	1,133.68	1,133.68	1,133.68	1,133.68	10,203.12	\$6,164.11	\$3,121.96
23	L/T GUASQ - LLANO SANCHEZ 230 KV 2 COND/FASE 1CTO.					4,247.33	8,494.65	8,494.65	8,494.65	8,494.65	8,494.65	8,494.65	8,494.65	8,494.65	8,494.65	8,494.65	63,709.90	\$38,878.94	\$17,575.94
24	ADICION GUASQUITAS 230 KV					187.39	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	374.79	2,810.92	\$1,715.36	\$775.46
25	ADICION LLANO SANCHEZ 230 KV					109.00	218.00	218.00	218.00	218.00	218.00	218.00	218.00	218.00	218.00	218.00	1,634.97	\$997.74	\$451.05
26	L/T GUASQUITAS - FORTUNA 230 KV					208.06	416.13	416.13	416.13	416.13	416.13	416.13	416.13	416.13	416.13	416.13	3,120.97	\$1,904.57	\$861.00
27	ADICION FORTUNA 230 KV					187.46	374.91	374.91	374.91	374.91	374.91	374.91	374.91	374.91	374.91	374.91	2,811.85	\$1,715.93	\$775.72
28	ADICION GUASQUITAS 230 KV					187.46	374.91	374.91	374.91	374.91	374.91	374.91	374.91	374.91	374.91	374.91	2,811.85	\$1,715.93	\$775.72
29	Adc. Nave 230 kV LLANO SANCHEZ					189.26	378.51	378.51	378.51	378.51	378.51	378.51	378.51	378.51	378.51	378.51	2,838.86	\$1,732.41	\$783.17
30	Adc. Nave 230 kV PANAMA II					189.26	378.51	378.51	378.51	378.51	378.51	378.51	378.51	378.51	378.51	378.51	2,838.86	\$1,732.41	\$783.17
31	Adic. Naves 230 Kv SRT									1,996.35	1,996.35	1,996.35	1,996.35	1,996.35	1,996.35	1,996.35	11,978.12	\$8,426.95	\$3,036.96
32	Adic. Naves 230 Kv PAZ									750.45	750.45	750.45	750.45	750.45	750.45	750.45	4,502.69	\$3,167.77	\$1,141.62
	<b>TOTAL DE PAGOS ANUALES</b>			7,784.48	10,346.36	16,532.50	24,448.52	26,124.52	31,629.74	37,134.95	39,881.75	39,881.75	39,881.75	39,881.75	39,881.75	39,881.75	393,291.57	\$214,352.73	\$132,637.94





**Tabla 9.26: Valor esperado del costo operativo (total) y estadísticas – Alternativa 4  
Caso con Expansión del Sistema de Transmisión.**

Costo Operativo (10 <sup>3</sup> \$)	Desviación Standard (10 <sup>3</sup> \$)	Costo Mínimo (10 <sup>3</sup> \$)	Costo Máximo (10 <sup>3</sup> \$)
2,157,307.28	103,735.20	2,005,823.47	2,496,226.38

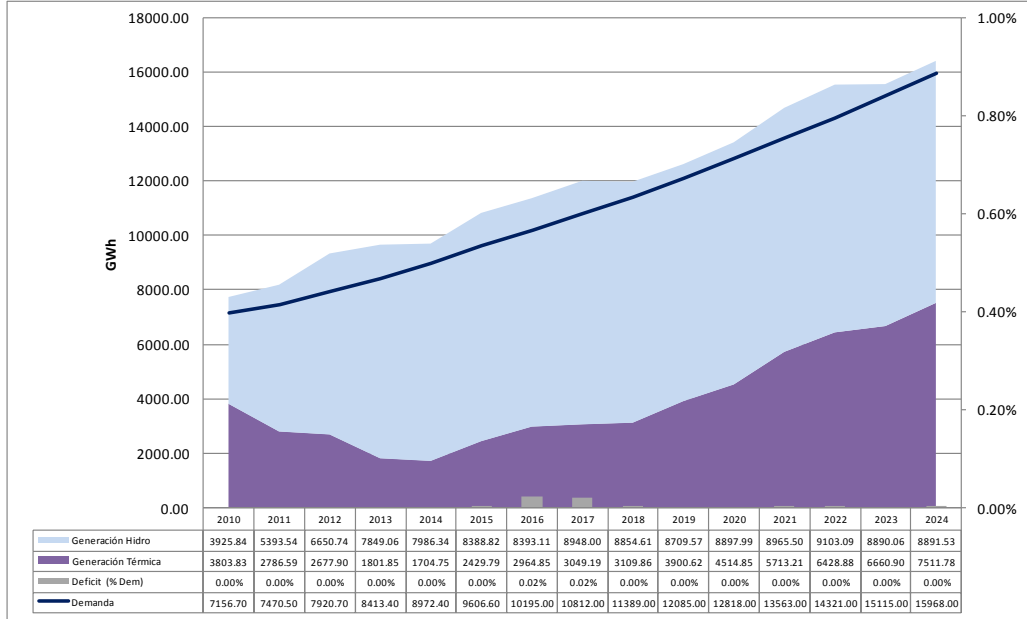
En comparación al costo operativo esperado en ausencia de expansión del sistema de transmisión, datos de la Tabla 9.2, se estima que los beneficios de la implementación en el periodo de análisis de la Alternativa 4, sean de solo **US\$ 142.2 millones**, mientras que el monto de la inversión directa de esta opción de expansión de la red, es de 320 millones de dólares. Por consiguiente, al igual que la alternativa 3, no tiene retorno completo de la inversión directa dentro del periodo de análisis 2010-2024. Los beneficios del periodo solo cubren el 44% de la inversión directa de las obras de esta alternativa.

El costo de inversión aplicado para el desarrollo e implementación del plan de expansión de largo plazo, presentado en la Tabla 9.23, es de aproximadamente **US\$ 132.6 millones** a valor presente. Con lo que se observa, que los ahorros obtenidos con la implementación de esta alternativa, cubren muy ajustadamente los recursos comprometidos. Una relación Beneficio Costo de apenas 1.07.

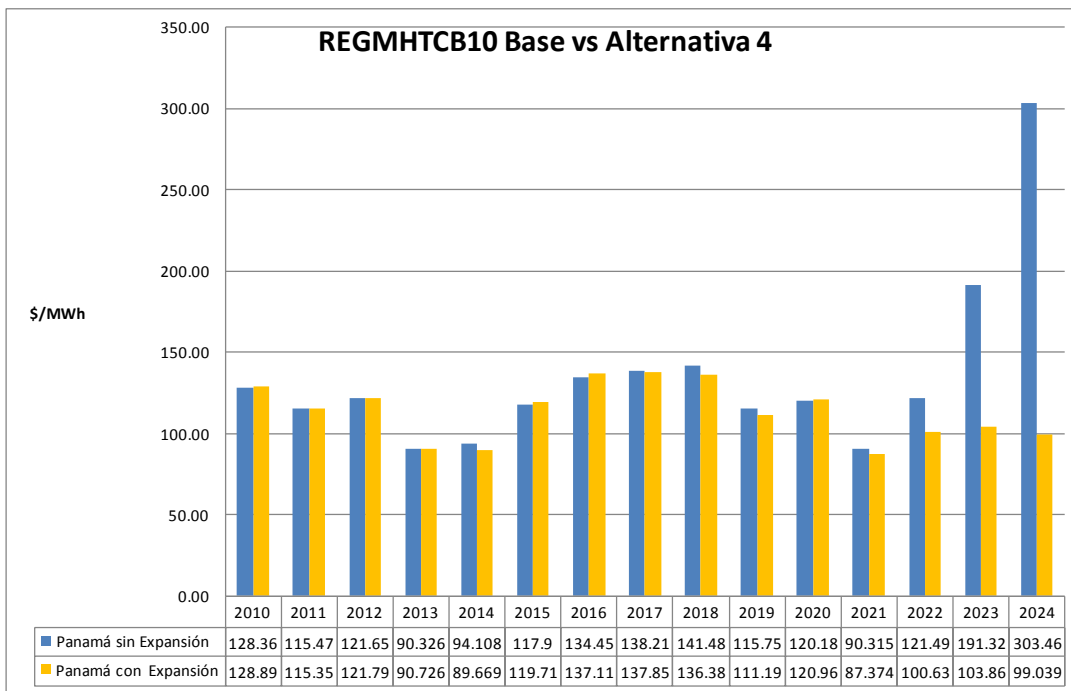
Al considerar el monto residual de la inversión al fin del periodo de análisis, de **52.7 millones** de dólares a precios de enero del 2010, con lo cual se concluye que el gasto real inversión en el periodo es **de 80.0 millones**. Entonces la razón beneficio costo de esta alternativa de expansión de la Red, estará muy por debajo de los parámetros alcanzados por las dos primeras alternativas.

El desarrollo del sistema de transmisión planteado por la alternativa 4 en el horizonte de largo plazo, define un similar comportamiento promedio de la producción de energía, al igual que las otras alternativas de expansión analizadas. La alternativa satisface el pronóstico de demanda, minimizando el déficit, a los años 2016 y 2017, e incrementa proporcionalmente la generación hidroeléctrica en contrapunto de la componente térmica, Ver Figura 9.17.

Con respecto, a los valores estimados para el costo marginal promedio de demanda, para el sistema de transmisión, la Alternativa 4, mantiene la estabilidad de precios en el horizonte de largo plazo, alrededor de los 100 \$/MWh. Su comparación con el Caso Base (sin Expansión), ilustrado en la Figura 9.18, verifica el mismo ciclo que las otras variantes de expansión, un valle en los años 2013-2014, seguidamente se observa una pequeña campana del 2015 al 2021, para continuar con una aparente estabilidad de precios hasta el fin del horizonte de análisis, año 2024.

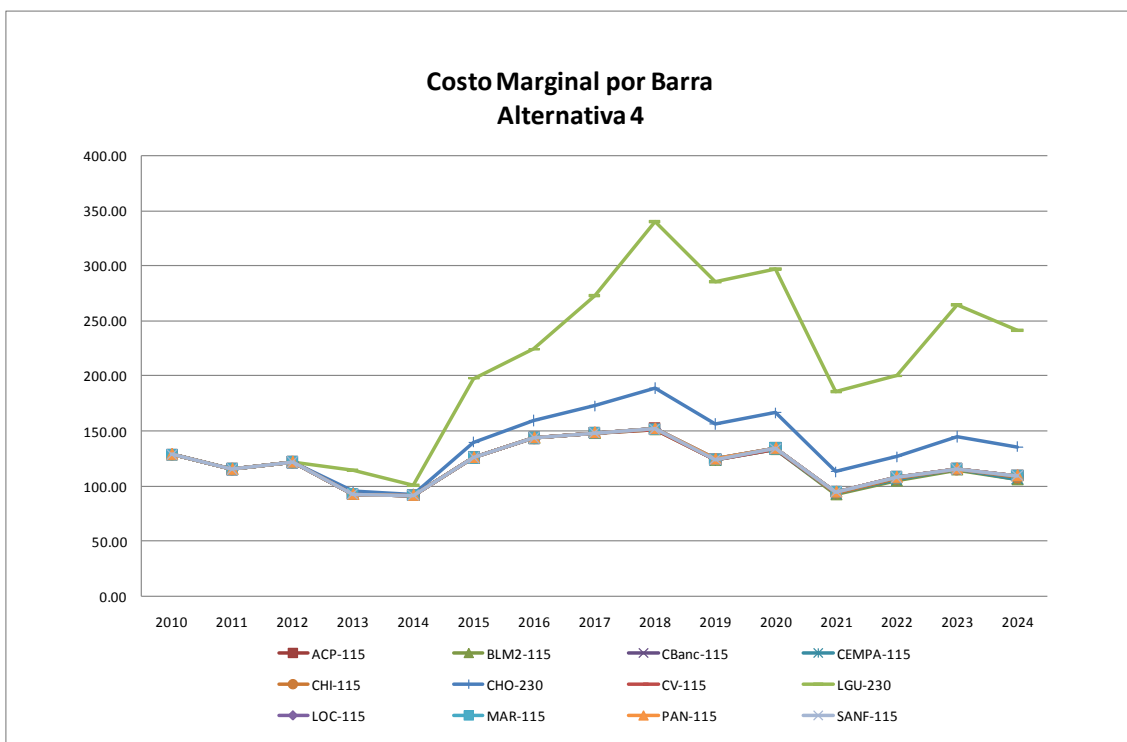


**Figura 9.17: Generación promedio anual – Panamá – Alternativa 4  
Caso con Expansión de la Transmisión**



**Figura 9.18: Costo Marginal de Demanda – Panamá – Alternativa 4  
Caso con Expansión del Sistema de Transmisión.**

Con la implementación de esta alternativa de expansión a nivel de barra, se tiene un comportamiento similar a las otras alternativas de expansión, con la excepción de dos barras, en las que se observa un significativo incremento en los costos marginales del año 2015 al 2019, para luego disminuir o estabilizarse hasta el año 2024. Este comportamiento de costo marginal por barra, es notoria en la barra de LGU 230 y moderadamente en la barra de CHO-230. Lo que indica restricciones particulares en el flujo de la energía proveniente de Llano Sánchez hacia el centro nacional de la carga, área metropolitana de la ciudad de Panamá. Ver Figura 9.19

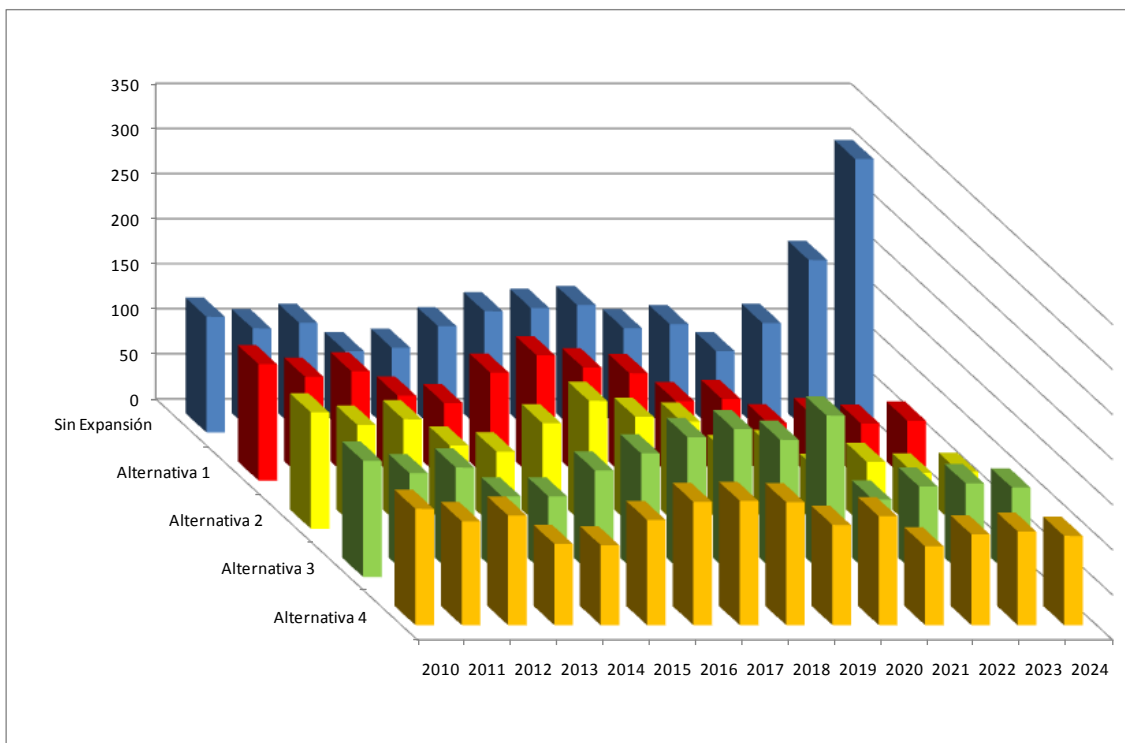


**Figura 9.19: Costo Marginal de Barra – Panamá – Alternativa 4  
Caso con Expansión del Sistema de Transmisión.**

### 9.2.6. RESULTADOS Y SELECCION DEL PLAN RECOMENDADO

Del análisis económico de las propuestas de expansión de la red se infiere, que con la excepción de la Alternativa 4, todas las otras alternativas de expansión producen anualmente montos de ahorros significativos de generación y transporte al sistema, equivalentes en gran parte a la suma de los gastos esperados en el consumo de los combustibles y al costo evitado de racionamiento, durante todo el horizonte de planificación. Ver Figura 9.20

Como conclusión preliminar de la evaluación económica, se puede mencionar que con la excepción mencionada 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. Adicionalmente, los costos marginales anuales promedio, muestran una estabilidad de precios en el largo plazo, en contraposición de una red de transmisión sin modificaciones.



**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 si los beneficios proyectados asociados a la decisión de inversión



con el correspondiente flujo proyectado de desembolsos, de manera de medir la capacidad financiera, para resarcir los compromisos de pagos para su realización, son 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 desarrolló la siguiente Tabla resumen:

**Tabla 9.27: Resumen Comparativo de Alternativas**

ALTERNATIVAS	COSTO OPERATIVO TOTAL	BENEFICIOS AHORROS	MONTO DE INVERSION			BC (B-C)	RBC B/C
			DIRECTA	APLICADO	REAL		
<b>CASO BASE</b>							
SIN EXPANSION DE RED	2,299.5	0.0	57.7	37.7	29.5		
<b>ALTERNATIVA 1</b>							
EXPANSION DE LA RED	1,814.1	485.4	283.6	132.2	89.8	425.1	8.05
<b>ALTERNATIVA 2</b>							
EXPANSION DE RED	1,797.4	502.1	328.9	146.3	95.4	436.1	7.61
<b>ALTERNATIVA 3</b>							
EXPANSION DE RED	2,286.3	13.2	425.4	156.0	86.6	-43.9	0.23
<b>ALTERNATIVA 4</b>							
EXPANSION DE RED	2,157.3	142.2	331.8	136.9	82.2	89.4	2.69

Como se puede observar en la tercera columna, con la excepción de la Alternativa 3,<sup>110</sup> las otras alternativas de expansión planteadas en el PESIN 2010-2024, muestran ser beneficiosas, ya que la implementación de cualquiera de las tres variantes de expansión con superávit, elimina 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, van de 142 a 502 millones de dólares, a precios de de enero del 2010.

La comparación entre las alternativas de expansión presentadas en el PESIN 2010-2024, permite identificar las diferencias. Los ahorros de la Alternativa 2 son mayores que los presentados en las alternativas 1 y 4; en ese orden, se dan las diferencias aproximadas de 17 y 359 millones de dólares. Estos montos diferenciales son consecuentes con las diversas configuraciones de la red con respecto a la situación actual de la misma, lo que permite un mejor despacho económico de la energía. O sea, que estas alternativas son menores en 3% y 72% de los beneficios obtenibles por la Alternativa 2. Con lo cual se puede definir un orden de merito.

Pero en cambio, los montos de inversión directa favorecen la implementación de la alternativa de expansión 1. Las alternativas 4 y 2 son más onerosas por 48 y 44 millones de dólares, respectivamente. En porcentaje, estas alternativas son casi

<sup>110</sup> Por consiguiente, en adelante se omite comentarios a esta opción de expansión.

indiferentes entre sí, con parámetros de 16 y 17% más caras que la alternativa 1, lo que implicaría otro orden de merito, en razón a los requerimientos de inversión que cada configuración plantea.

Con la excepción ya establecida de la Alternativa 3, como una opción de desarrollo de la expansión de la transmisión, y considerando que la Alternativa 4 presenta los valores de ahorros menos atractivos, con una diferencia de más de 359 millones de dólares, la decisión de selección se circunscribe a las alternativas con repotenciación de las líneas existentes. Por consiguiente, ya sea que los indicadores de ahorros de las alternativas 1 y 2, versus los costos de operación, sean aplicados y/o reales, implican ordenes de merito diferentes, dependiendo del indicador que se utilice.

Estas señales contradictorias son consecuentes a que las alternativas de expansión, requieren más o menos inversión, dependiendo del esquema de implementación adoptado. En cambio, los beneficios de las alternativas que son valoradas por los ahorros anuales, derivados de la configuración de red analizada, con respecto a la situación de la misma sin expansión, que permiten diversos despachos económicos de la energía, favorece a una alternativa sobre la otra.

La contradicción de las señales indicadas de ahorros, costos directos aplicados y/o inversión real, no permiten tener una clara recomendación entre las dos mejores opciones de expansión. Por lo cual, 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, los criterios a utilizar para seleccionar son el indicador de Beneficio- Costo y la Razón Beneficio-Costo.

De los resultados se confirma que el indicador Beneficio-Costo de la Alternativa 2, de aproximadamente 436.1, mayor en 11 millones de dólares, menos de 3% sobre el monto de la alternativa 1. Derivado del mayor volumen de beneficios producidos por la alternativa 2.

Mientras la razón Beneficio/Costo favorece la implementación de la repotenciación de la alternativa 1 con 8.05, superando el indicador alcanzado por la Alternativa 2, de 7.61, dada la relación menor de costo de inversión.

Por consiguiente, el análisis, recomienda la implementación de la Alternativa 1, consistente en la repotenciación de las líneas con SVC, que permitan el flujo eléctrico sin las restricciones que el sistema actual de transmisión le impondrían al SIN, específicamente porque la inversión directa a realizar es la de menor monto.

## Capítulo 10: Plan de Expansión de 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, 2014 – 2020, son las siguientes:

### Proyectos Identificados en el Largo Plazo

#### 1. SVC Llano Sánchez

Debido a la gran cantidad de proyectos hidroeléctricos a incorporarse al sistema en los próximos años (2010 – 2014), por un total de 966 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. El costo estimado de este equipo es el siguiente:

Costo:

Inicio del Proyecto: enero de 2012

Inicio de Operación: julio de 2014

Inversión: SVC Llano Sánchez: B/. 23,978,000

#### 2. Refuerzo 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 se secciona en la S/E Las Guías, quedando de esta manera dos circuitos Llano Sánchez – Las Guías – Chorrera 230 KV.

En este sentido, es necesario realizar la ampliación de la S/E Las Guías 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: enero de 2013

Inicio de Operación: julio de 2015

Inversión: S/E Las Guías: B/. 4,783,000 (incluye el seccionamiento de la línea)

### **3. Refuerzo Antón 2do cto.**

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 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

Inversión: S/E Antón: B/. 4,783,000 (incluye el seccionamiento de la línea)

### **4. 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

Inversión: B/. 9,132,000

## 5. SVC Panamá II

Debido a la gran cantidad de proyectos hidroeléctricos a incorporarse al sistema en los próximos años (2010 – 2014), por un total de 966 MW y la posible entrada en operación del proyecto Changuinola II con 214 MW en el año 2017, 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 en líneas de transmisión. El costo estimado de este equipo es el siguiente:

Costo:

Inicio del Proyecto: enero de 2013

Inicio de Operación: abril de 2017

Inversión: B/. 23,978,000

## 6. 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 sus 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

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

Inversión: Llano Sánchez – Panamá II: B/. 56,822,000

Subestaciones:

Inicio del Proyecto: enero de 2013

Inicio de Operación: julio de 2017

Inversión: as:

S/E Llano Sánchez: B/. 3,049,000

S/E Panamá II: B/. 3,049,000

TOTAL: B/. 6,098,000

Gran Total: B/. 62,920,000

## **7. 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

Inversión: S/E Santa Rita: B/. 16,081,000

S/E Panamá II: B/. 6,045,000

TOTAL: B/. 22,126,000

## 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 32 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										TOTAL		
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018		2019	
34	<b>PLAN DEL SISTEMA DE COMUNICACIONES</b>	<b>1,250</b>	<b>1,322</b>	<b>960</b>	<b>304</b>	<b>237</b>	<b>191</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>4,264</b>
35	MIGRACION VHF A UHF	1,250	1,100	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,350
36	REPOCISIÓN DE RADIOS DE ENLACE DE MICROONDAS	0	0	633	0	0	0	0	0	0	0	0	0	633
37	SISTEMA DE VIGILANCIA REMOTA	0	222	327	304	237	191	0	0	0	0	0	0	1,281

## 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 30, 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
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	
38	<b>PLAN DE REPOSICIÓN</b>	<b>1,641</b>	<b>2,161</b>	<b>4,570</b>	<b>440</b>	<b>79</b>	<b>1,441</b>	<b>1,050</b>	<b>2,138</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>13,521</b>
39	<b>REPOSICIÓN DE CORTO PLAZO</b>	<b>1,641</b>	<b>2,161</b>	<b>4,570</b>	<b>440</b>	<b>79</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>8,892</b>
40	REEMPLAZO Y ADQUISICIÓN DE PROT. DIFERENCIALES ETAPA II	810	669	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1,479
41	REEMPLAZO DE TRANSFORMADORES DE POTENCIAL	650	15	0	0	0	0	0	0	0	0	0	665
42	REEMPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E PANAMA	0	412	283	0	0	0	0	0	0	0	0	695
43	REEMPLAZO INTERRUPTORES 115 KV S/E MATA DE NANCE	0	2	623	70	0	0	0	0	0	0	0	695
44	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T2 S/E MATA DE NANCE	0	370	2,962	370	0	0	0	0	0	0	0	3,703
45	ADQUISICIÓN EQ. MONITOREO EN LINEA DE TRANSFORMADORES	181	71	227	0	0	0	0	0	0	0	0	479
46	AUTOMATIZACIÓN E INTEGRACIÓN SUBESTACIONES	0	382	0	0	0	0	0	0	0	0	0	382
47	TORRES DE EMERGENCIA	0	240	475	0	79	0	0	0	0	0	0	794

## 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 31, 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	
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018		2019
48	REPOSICIÓN DE LARGO PLAZO	0	0	0	0	0	1,441	1,050	2,138	0	0	0	4,629
49	REEMPLAZO TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA	0	0	0	0	0	1,441	1,050	2,138	0	0	0	4,629

## Capítulo 14: Plan de Planta General

En la siguiente tabla se presentan los proyectos de Planta General. Mayor detalle se presenta en el Anexo 33, 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	
		2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018		2019
51	<b>PLAN DE PLANTA GENERAL</b>	<b>3,107</b>	<b>2,012</b>	<b>1,433</b>	<b>14,243</b>	<b>3,660</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>24,455</b>
52	EDIFICIO-ETESA	0	212	736	13,650	2,868	0	0	0	0	0	0	17,466
53	EQUIPO DE INFORMÁTICA	1,755	1,300	410	340	420	0	0	0	0	0	0	4,225
54	REEMPLAZO FLOTA VEHICULAR	1,352	500	287	253	372	0	0	0	0	0	0	2,764



## 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 S/E Las Guías

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 Las Guías 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.<sup>111</sup>

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: Febrero del 2012  
Inversión: B/. 4,783,000

### 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 éste 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.

<sup>111</sup> Datos obtenidos según proyección de demanda en el sector suministrado a ETESA por la empresa de distribución EDEMET.

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 mediados de 2011.

### **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: noviembre de 2011

Inversión: B/. 7,802,000

### **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: noviembre de 2011  
Inversión: B/. 8,264,000

### **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/. 3,735,000, entrada en operación julio de 2015  
T2 Chorrera: B/. 3,735,000, entrada en operación julio 2016  
TT2 Chorrera: B/. 173,000, entrada en operación julio 2013

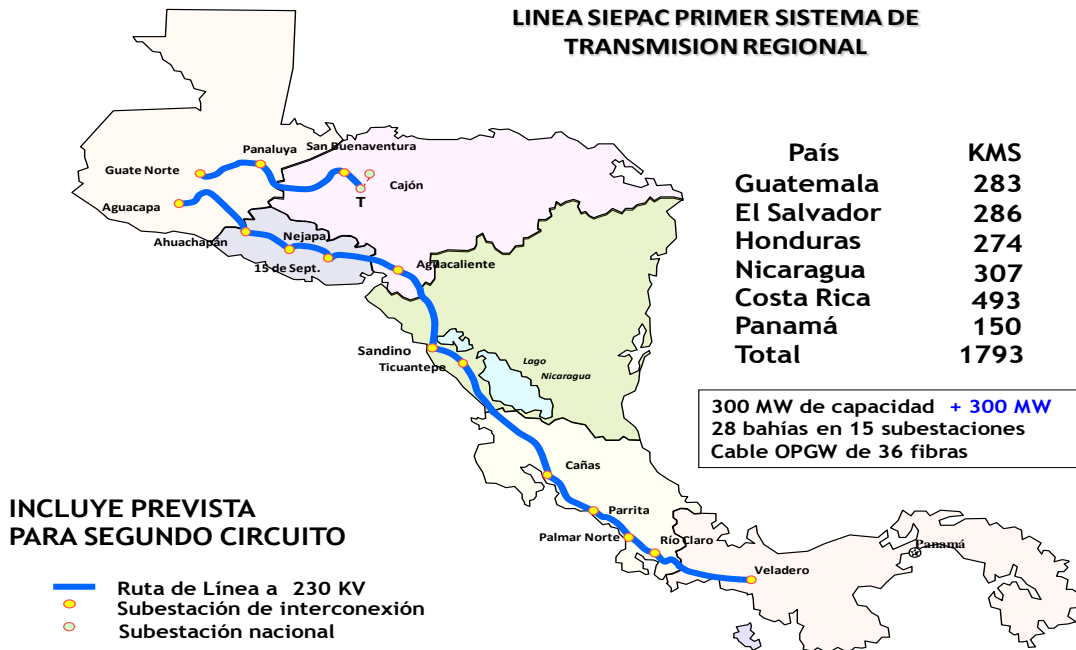
### **15.7 Proyecto SIEPAC**

#### **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	19/12/2010	Aguacapa	05/02/2011
2	Guatemala Norte - Panaluya	31/05/2011	Guate Norte Panaluya	15/03/2011 15/03/2011
3	Panaluya - Frontera con Honduras	31/12/2010	Panaluya	15/03/2011
4	Frontera con Guatemala - Ahuachapán	30/11/2010	Ahuachapán	15/04/2011
5	Ahuachapán - Nejapa	28/02/2011	Ahuachapán Nejapa	15/04/2011 15/04/2011

6	Nejapa - 15 de Septiembre	28/02/2011	Nejapa 15 de Septiembre	15/04/2011 15/03/2011
7	15 de Septiembre - Frontera con Honduras	31/12/2010	15 de Septiembre	15/12/2010
8	Frontera con El Salvador - Agua Caliente	31/12/2010	Agua Caliente	31/03/2011
9	Agua Caliente - Frontera con Nicaragua	31/12/2010	Agua Caliente	31/03/2011
10	Torre 43 - San Buenaventura	31/12/2010	San Buenaventura	30/04/2011
11	Frontera con Guatemala - San Buenaventura	25/12/2010	San Buenaventura	30/04/2011
12	Frontera con Honduras - Sandino	15/09/2010	Sandino	23/05/2011
13	Sandino - Ticuantepe	31/12/2010	Sandino Ticuantepe	23/05/2011 15/01/2011
14	Ticuantepe - Frontera con Costa Rica	31/12/2010	Ticuantepe	15/01/2011
15	Frontera con Nicaragua - Cañas	31/12/2010	Cañas	23/01/2011
16	Cañas - Parrita	31/03/2011	Parrita Cañas	28/02/2011 23/01/2011
17	Parrita - Palmar Norte	31/12/2011	Parrita Palmar Norte	28/02/2011 15/12/2010
18	Palmar Norte - Río Claro	15/05/2011	Palmar Norte Río Claro	15/12/2010 12/10/2010
19	Río Claro - Frontera con Panamá	30/04/2010	Río Claro	12/10/2010
20	Frontera con Costa Rica - Veladero	15/10/2009	Veladero	01/12/2010

## 15.8 Proyecto de Interconexión Eléctrica Panamá - Colombia

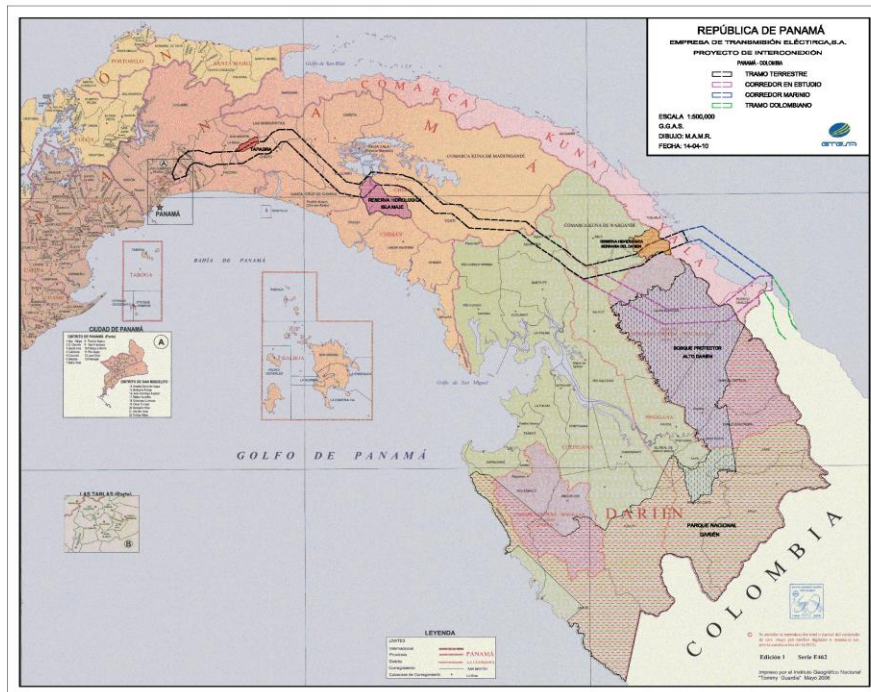
### Descripción Técnica

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 ha iniciado el proceso de solicitud de acceso a los sistemas de los dos países y a la red de transmisión regional. Con recursos de la misma Cooperación Técnica con el BID se ejecutará el Estudio de Impacto Ambiental y Social, para lo cual se viene realizando un trabajo previo y detallado de análisis y concertación, que permita definir el corredor de ruta más favorable para el desarrollo de la interconexión, 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.

Las autoridades regulatorias de los dos países (ASEP y CREG), han promulgado las propuestas de armonización regulatoria, las cuales han sido sometidas a un proceso de consulta pública. En el marco del proyecto SIEPAC, se analiza esta propuesta de armonización binacional para asegurar las interfaces requeridas entre la regulación Colombia-Panamá y el MER, para lograr la armonización que materialice los beneficios esperados para el mercado regional.

### Plan de trabajo

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

Tema	Fecha	Estado
Armonización regulatoria Resolución para consulta Resolución definitiva	Trimestre 4 – 2010 Trimestre 1 – 2011	En ejecución
Estudios ambientales de detalle	2010 – 2011	Por iniciar ejecución
Diseño línea (ingeniería detallada)	2011	En contratación
Subasta para asignación de derechos financieros 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 Concepción 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 Figura 17-1 muestra la ubicación de los distintos proyectos hidroeléctricos en estas cuencas, la ubicación de las subestaciones existentes de ETESA, Caldera, Mata de Nance y Progreso y las líneas de transmisión Mata de Nance – Progreso 230 KV y Mata de Nance – Caldera 115 KV.

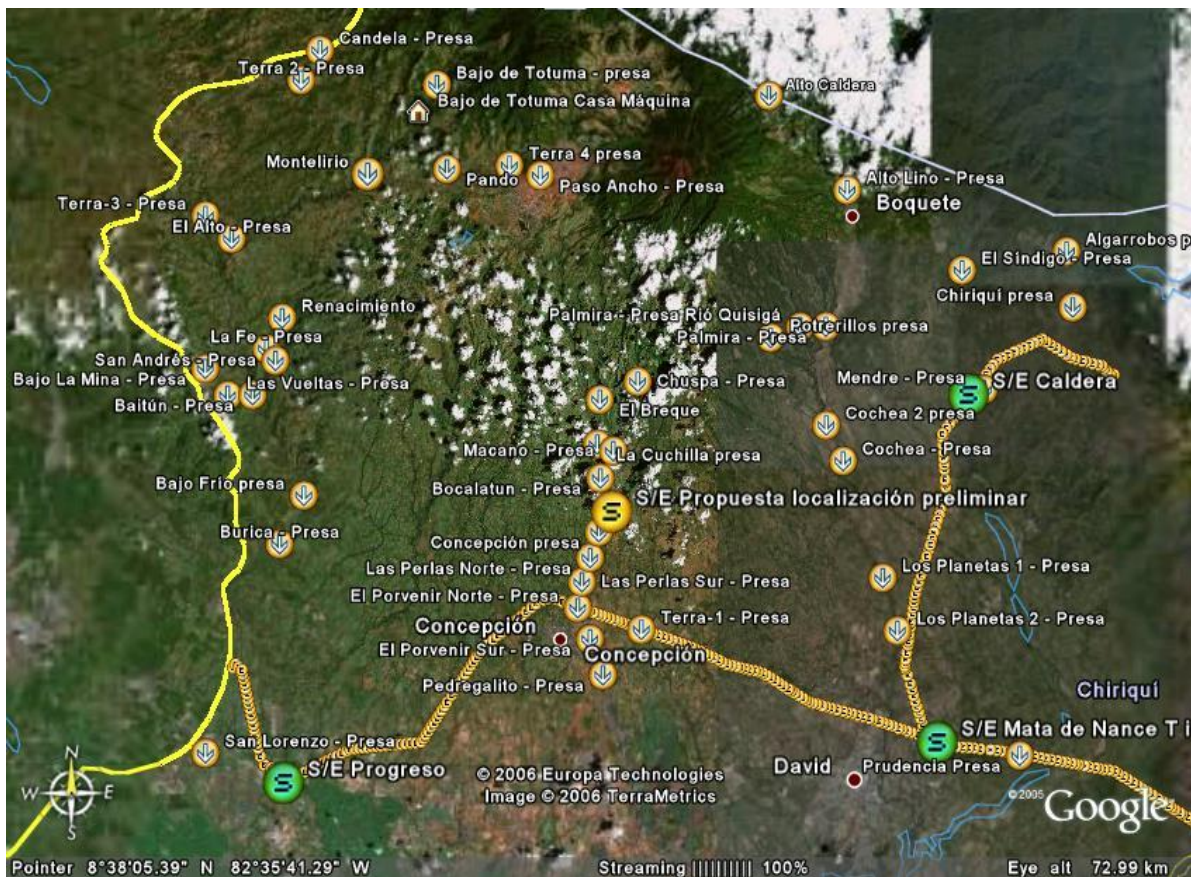


Figura 17-1





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).

Los proyectos estratégicos en ejecución es el de la Subestación Concepción 230/34.5 KV:

### SUBESTACIÓN CONCEPCIÓN 230/34.5 KV

#### DESCRIPCION

En el área de Concepción, Provincia de Chiriquí, Distrito de Boquerón existen una gran cantidad de proyectos hidroeléctricos de pequeña y mediana capacidad, los cuales totalizan 99 MW. La Tabla 17-2 a continuación, lista los proyectos en esta área:

Proyecto	Capacidad (MW)
Chuspa	6.6
El Bregue	2.7
Macano	5.8
La Cuchilla	9.7
Bocalatún	12.0
Concepción	10.0
Perlas Norte	10.0
Perlas Sur	10.0
Porvenir Norte	4.0
Porvenir Sur	6.4
Terra 1	2.0
Pedregalito	20.0
<b>TOTAL</b>	<b>99.2</b>

Tabla 17-2

Recientemente se han recibido notas de los desarrollistas de los proyectos de Las Perlas Norte, Las Perlas Sur, El Porvenir Norte, Pedregalito y Macano, investigando por las facilidades de conexión a la red de transmisión, todos los cuales suman 49.8 MW.<sup>112</sup>

La Figura 17-3 muestra la ubicación de estos proyectos y el recorrido de la línea 230-9, Mata de Nance – Progreso 230 KV:

<sup>112</sup> Todas estas notas se recibieron en a finales del mes de abril del presenta año

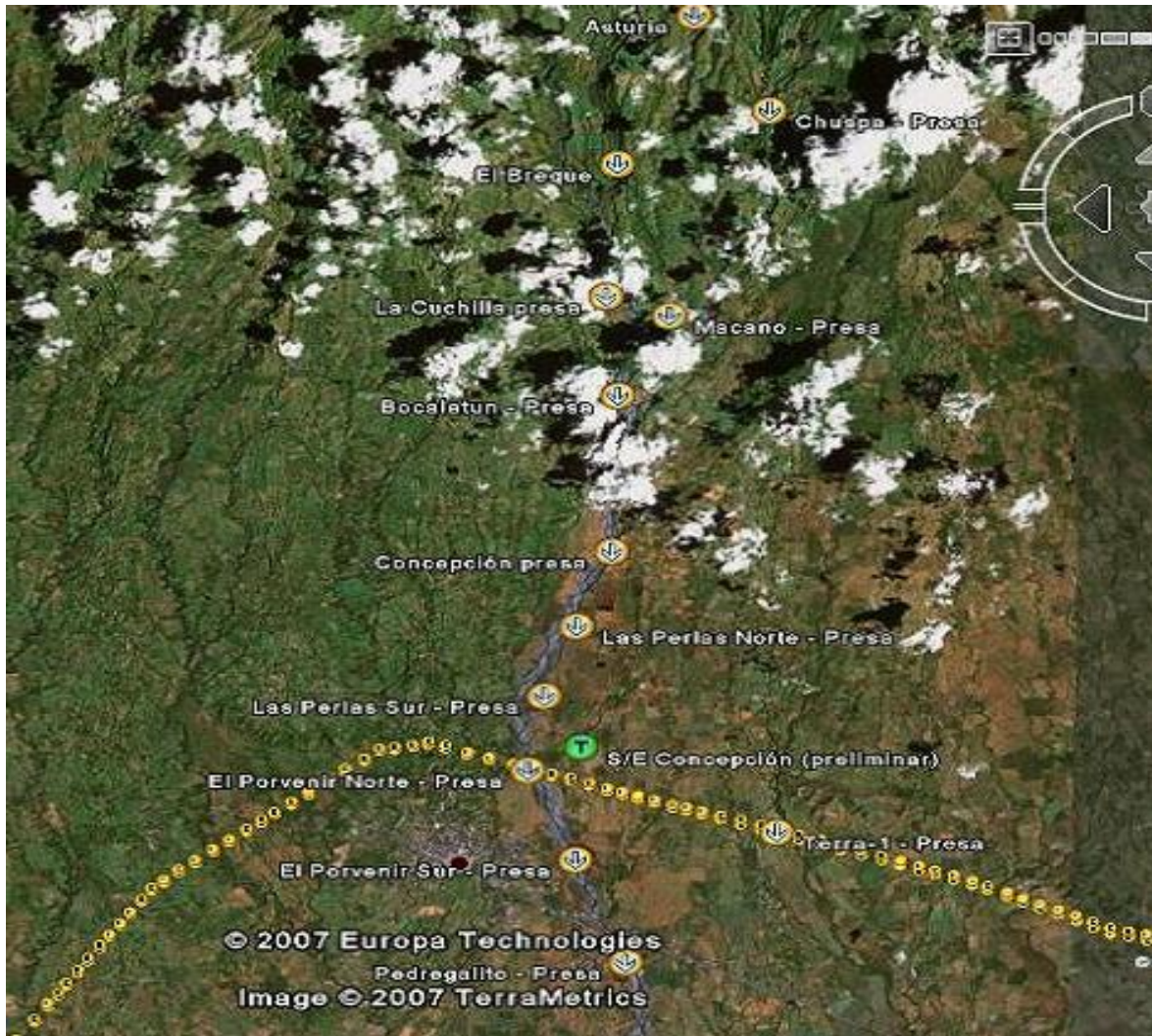


Figura 17-3

Este proyecto contempla la construcción de aproximadamente 10 km de línea de 230 KV, circuito sencillo, para seccionar la línea 230-9 Mata de Nance – Progreso y llegar hasta la ubicación de la S/E Concepción, con un costo de B/. 1, 115,000. La Tabla 16-3 muestra el desglose de este costo. Se estima que la nueva S/E Concepción estará ubicada a no más de 5 km al norte de la actual Línea 230-9 Mata de Nance – Progreso. La subestación seccionadora 230/34.5 KV, se realizara en un esquema de anillo (una nave con tres interruptores, para la conexión de las líneas y una nave con dos cuchillas para la conexión del transformador). La Tabla 17-3 muestra el detalle de este costo. La capacidad del transformador se ha considerado de 70 MVA. El costo total de esta subestación es de aproximadamente B/. 8,500,000, incluyendo su conexión a la línea de transmisión.

Cabe mencionar que en el patio de 34.5 KV, solo se construye la barra, los promotores de los proyectos hidroeléctricos que se vayan a conectar en esta subestación deben hacer todas la inversiones requeridas para su conexión, esto incluye los interruptores, cuchillas, protecciones, etc.

Sobre la base de la justificación económica, planteada en el PEST 2006 se considera que la mejor opción que se le presenta a ETESA, para vincular los proyectos hidroeléctricos mencionados a la red es la construcción de una nueva subestación seccionadora en las cercanías de la población de Concepción.

La necesidad de incorporar el potencial hidroeléctrico de aproximadamente 99 MW a la red nacional por medio de una nueva S/E Concepción, en una primera etapa y con el fin de minimizar los costos de expansión al sistema, se vinculara a esta la generación futura reprojectos en la cuenca del Río Chiriquí Viejo, con un potencial hidroeléctrico en desarrollo que fluctúa entre 145 y 260 MW, se recomienda desarrollar esta Subestación en un esquema de Anillo.

Subestación:

Inicio del Proyecto: enero de 2007

Inicio de Operación: enero de 2011

Inversión: B/. 8,500,000

### **SUBESTACIÓN SAN BARTOLO 230/34.5 KV**

En este Plan de Expansión de Transmisión del año 2010 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) y La Laguna (9.3 MW), además de 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 finales de 2012 o inicios de 2013. 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 Concepción, 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 2011

Inicio de Operación: diciembre de 2012

Inversión: B/. 10.363,000

## Capítulo 17: Ingreso Máximo Permitido del Plan de Expansión 2010

Para los cálculos del IMP/PEST/2010 se ha utilizado el modelo de ingresos suministrado por la ASEP, con la aprobación del Pliego Tarifario del período: jul/2009-jun/2013.

A continuación se presenta un resumen de las inversiones clasificadas según el tratamiento dado en los cálculos de ingreso.

<b>INVERSIONES 2009-2019</b>	
<b>BALANCE</b>	<b>(Miles de Balboas)</b>
Inversiones comprometidas en Tarifas Período: 2009-2013 (*)	111,242
Incremento de costos y alcance de proyectos considerados en el IMP Aprobado 2009-2013	32,011
Proyectos de corto plazo no considerados en el IMP Aprobado 2009-2013	64,648
Nuevos proyectos de mediano y largo plazo 2014-2019	171,233
<b>Sub Total</b>	<b>379,133</b> <...
Más: Inversiones Estratégicas	
Comprometidas en Tarifas	11,945
Nuevas Inversiones Estratégicas	10,363
<b>Sub Total</b>	<b>22,308</b>
<b>TOTAL DE INVERSIONES 2009-2019</b>	<b>401,441</b>

(\*) Con deducción de los proyectos reemplazados.

A continuación se presentan significativas consideraciones asumidas para el cálculo del IMP/PEST/2010:

### 17.1 Cambio de inversiones de periodo tarifario vigente

En esta sección se detallan los cambios de las inversiones de corto plazo, programadas a iniciar operaciones durante los años del presente periodo tarifario (2009-2013).

Los incrementos de inversión que surgen por estos cambios, no se remuneran en el período tarifario vigente, debido a que la normativa sólo permite modificar las tarifas ya aprobadas, excepcionalmente de oficio o a petición de parte, antes del plazo indicado, cuando sea evidente que se cometieron graves errores en su cálculo, que lesionan injustamente los intereses de los clientes o de la empresa; o que se presenten casos fortuitos o de fuerza mayor, que comprometan en forma grave la capacidad financiera de la empresa, para continuar prestando el servicio, en las condiciones tarifarias previstas (Ley6/1997/Art.100).



Considerando la magnitud de los cambios, consideramos necesario plantear la necesidad de desarrollar la metodología, para viabilizar su recuperación de los ingresos correspondientes, en el próximo período tarifario.

Los ingresos estimados para estos cálculos, consideran los incrementos de inversión, a partir del año 2013, fecha en la cual se debe realizar la siguiente revisión tarifaria, de acuerdo a la metodología y normativa legal regulatoria. De acuerdo a la práctica, estos proyectos ingresarían, a los cálculos tarifarios, con el valor neto en libros, al 31 de diciembre de 2012, sin embargo, considerando la magnitud de los ingresos y la necesaria y justa remuneración de esta inversión, en estos cálculos, se han incorporado con el valor original de costo estimado.

## 17.2 Inversiones reemplazadas

A continuación se listan las inversiones de corto plazo comprometidas en tarifas 2009-2013 que superaron la revisión del Plan de Expansión 2010, separadas de las que fueron reemplazadas por soluciones técnicas diferentes, debido a las necesidades de ampliación de capacidad de transmisión.

### INVERSIONES COMPROMETIDAS EN TARIFAS RES. JD- 2820 (Miles de B/)

DETALLE	FECHA	MONTO
Sistema de Transmisión Bocas del Toro	Abr-09	21,652
Nueva S/E Las Guías 230 KV	Jul-11	3,338
Refuerzo Santa Rita - Panamá II 115 KV	Jul-11	15,848
Refuerzo Guasquitas - Fortuna - Changuinola	Jul-11	8,677
Banco de capacitores 120 MVAR S/E Panamá II	Jul-11	3,555
Adición Interruptores S/E Cáceres	Mar-09	942
T4 S/E Panamá	Jul-12	8,082
Adición 90 MVAR S/E Llano Sánchez	Jul-12	2,667
Migración VHF a UHF	Ene-11	1,518
Reemplazo y adquisición de protecciones diferenciales		1,966
Rep. Transf. Servicios auxiliares S/E Llano Sánchez	Nov-09	60
Reemplazo de transformadores de potencial	Feb-10	665
Reemp. Interruptores 115 KV S/E Panamá	Ene/11-jul/12	1,390
Reemp. transformador T2 S/E Mate de Nance	Jul-12	3,306
Nueva S/E Las Guías 230 KV	Ene-11	3,329
Nueva S/E Antón 230 KV	Jul-11	3,329
Adición T3 S/E Llano Sánchez	Jul-11	6,569
Adición T3 S/E Chorrera	Jul-12	6,159
Reemplazo interruptores 34.5 KV S/E Mata de Nance	Ene-12	352
Reemplazo interruptores 115 KV S/E Llano Sánchez	Ene-12	417
Adquisición equipo de monitoreo en línea de transformadores	Dic/09-abr/2010	419
Automatización e integración de subestaciones	Dic-09	207
Edificio ETESA	Dic-09	10,600
Reemplazo flota vehicular	Dic de c/año	1,970
Equipo de informática	Dic de c/año	4,225
<b>SUB TOTAL</b>		<b>111,242</b>
<b>INVERSIONES ELIMINADAS EN PEST -2010</b>		
L/T Subt. Panamá doble cto. (Secciona ANTON - PAN II 230 KV	Jul-12	2,177
Adición S/E Panamá 230 KV	Jul-12	3,334
L/T Guasquitas - Fortuna 1 cto, 230 KV	Jul-12	2,244
Adición S/E Guasquitas 230 KV	Jul-11	2,117
Adición S/E Fortuna 230 KV	Jul-12	1,217
<b>SUB TOTAL</b>		<b>11,089</b>
<b>TOTAL</b>		<b>122,331</b>



### 17.3 Cambio de Fechas

La fecha de entrada en operación comercial de los proyectos comprometidos en tarifas, considerados en el IMP aprobados Resolución AN No. 2820, se actualizan en el modelo de ingresos, según las fechas reales de los proyectos concluidos durante el año 2009; para proyectos que deben iniciar operaciones durante los años 2010-2013 se utilizan las fechas programadas en el PEST/2010.

PLAN DE INVERSIONES			
DETALLE DE INVERSIONES	FECHA APROBADAS EN LA RESOLUC. 2820		NUEVA FECHA PEST/2010
Línea Santa Rita - Panamá II 115 KV mas Línea Santa Rita Cáceres 115 KV	jul-11	11,017	feb-12
S/E Santa Rita 115 KV	jul-11	3,072	feb-12
Adición S/E Panamá II 230 KV	jul-11	1,759	feb-12
L/T Guasquitas - Fortuna - Changuinola. Adición 2do. Circuito 230 KV	jul-11	4,443	ene-12
Adición S/E Changuinola 230 KV	jul-11	2,117	ene-12
Adición S/E Guasquitas 230 KV	jul-11	2,117	ene-12
5. Banco de capacitores 120 MVAR S/E Panamá II	jul-11	3,555	dic-12
Adición 90 MVAR S/E Llano Sánchez	jul-12	2,667	dic-12
2. Nueva S/E Las Guías 230 KV	jul-11	3,338	feb-12
Migración VHF a UHF	ene-11	1,518	oct-11
Adquisición equipo de monitoreo en línea de transformadores	ago-09	121	mar-10
Adición T3 S/E Llano Sánchez	jul-11	6,569	nov-11

El desplazamiento de las fechas de puesta en operación comercial de los proyectos produce una disminución de ingresos de 5.1 Millones de Balboas, aproximadamente, menos del ingreso aprobado, para el período tarifario vigente.

### 17.4 Nuevas Inversiones

Se incorporan al análisis nuevas inversiones de corto plazo que se someten a consideración en el Plan de Expansión del 2009 y que no fueron aprobadas en tarifas, a continuación el listado de ellas.

INVERSIONES NO CONSIDERADAS EN EL PESIN 2010		
DETALLE PLAN DE EXPANSION 2010	Fecha Pesin 2010	Nuevas no consideradas en el IMP (Miles de Balboas)
REPOT. LINEAS MDN-VEL-LLS-PAN-CHO-PAN 230 KV COND. AC	jul-11	52,902
REPOT. LINEAS GUASQ-VEL-LLS-PAN II 230 KV	jul-12	8,320
REPOT. LINEA PANAMA - PANAMA II 230 KV COND. ACSS	ago-11	1,826
TORRES DE EMERGENCIA	dic-11	794
REPLAZO TT2 S/E CHORRERA (ATERRIAJE)	jul-13	173
REPOCISION DE RADIOS DE ENLACE DE MICROONDAS	dic-11	633
<b>TOTAL</b>		<b>64,648</b>

Si estas inversiones se hubiesen incorporado al modelo de ingresos, el IMP se hubiese incrementado en 3.3 Millones de Balboas, a precios constantes, aproximadamente, (en concepto de operación, mantenimiento, depreciación y rentabilidad), como se puede apreciar en el siguiente cuadro.

**PÉRDIDA DE INGRES POR INVERSIONES NO CONSIDERADAS EN IMP APROBADO**

PERIODO: 2009-2013

(Miles de Balboas)

DETALLE	2009	2010	2011	2012	2013	TOTAL
Ingreso Fecha Originales	24,310	50,970	54,312	59,017	67,455	256,063
Ingreso Con Inversiones no consideradas en Tarifas	24,310	50,995	54,519	58,565	64,390	252,779
DIFERENCIA	0.00	24.53	207.67	-451.83	-3,064.39	-3,284

### 17.5 Incremento de costos

El costo de las inversiones comprometidas en las tarifas aprobadas para el período 2009-2013, fue estimado a precios del 2007. En el PEST 2010, dichas inversiones se valoran a precios del 2010. Adicionalmente, algunas inversiones cambiaron su alcance o especificaciones técnicas, como por ejemplo el Banco de Capacitores, el cual cambió su conexión de 115 KV, a 230 KV y por consiguiente su monto varió. Ambos tipos de cambios significan incrementos de costos, por 32.0 Millones de Balboas, equivalentes a 26%, respecto al importe comprometido en tarifas, distribuidos en los proyectos detallados en el (Anexo No. 3).

El ingreso dejado de percibir, asociado al incremento de costos de inversiones y cambio de alcance de proyectos considerados en el IMP 2009-2013, es de aproximadamente 5.7 Millones de Balboas (en conceptos de gastos de operación, mantenimiento y administración y costo de depreciación y rentabilidad), como se puede apreciar en el siguiente cuadro.

**VARIACION DE INGRESO CON INCREMENTO DE COSTOS**

PERIODO: 2009-2013

(Miles de Balboas)

DETALLE	2009	2010	2011	2012	2013	TOTAL
Ingresos con incremento de costos	47,194	48,668	51,474	57,315	67,165	271,815
Ingresos sin incrementos de costos	47,194	48,668	49,061	56,158	65,013	266,093
Ingreso generado por la incorporación de montos a la inversión	-	-	2,413	1,157	2,152	5,722

### 17.6 Inversiones 2014-2019

A continuación se presente el listado de nuevas inversiones de mediano y largo plazo (2014-2019) consideradas en la proyección del IMP/PEST/2010.



**NUEVAS INVERSIONES - 2014-2019 (Millones de Balboas)**

DETALLE	FECHA	MONTO
L/T LLANO SANCHEZ - PANAMA II DOBLE CTO. 1 CTO. INICIAL ACSS	Jul-17	56.8
ADICIÓN S/E LLANO SANCHEZ 230 KV	Jul-17	3.0
ADICIÓN S/E PANAMA II 230 KV	Jul-17	3.0
REFUERZO S/E LAS GUIAS 2DO CTO.	Ene-15	4.8
SVC S/E PANAMA II 230 KV	Jul-14	24.0
REFUERZO S/E ANTON 2DO CTO.	Jul-15	4.8
TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA II	Ene-16	9.1
SVC S/E PANAMA II 230 KV	Abr-17	24.0
ADICIÓN S/E PANAMA II 230 KV	Ene-19	6.0
ADICIÓN S/E SANTA RITA 230 KV	Ene-19	16.1
INFORMATICA	dic.-c/año	5.1
FLOTA VEHICULAR	dic.-c/año	2.4
REEMPLAZO TRANSFORMADOR T3 S/E PANAMA	Jul-16	4.6
REEMPLAZO T1 S/E LLANO SANCHEZ	Jul-15	3.7
REEMPLAZO T2 S/E CHORRERA	Jul-16	3.7
<b>TOTAL</b>		<b>171.2</b>

El monto total de inversión representa el 42.7% de las inversiones estimadas para el periodo 2009-2019.

### 17.7 Inversiones Estratégicas/PEST/2010

A continuación el listado de los proyectos de inversiones estratégicas consideradas en estos cálculos.

**INVERSIONES ESTRATÉGICAS**

AMPLIACIÓN SE CALDERA 115/34.5 KV	Jun-09	3,845
SE CONCEPCIÓN 230/34.5 KV	Ene-11	8,100
S/E SAN BARTOLO 230/34-5 KV	Mar-14	10,363
<b>SUB TOTAL</b>		<b>22,308</b>

Es importante señalar que de acuerdo al Régimen Tarifario vigente, los ingresos asociados a dichas inversiones sólo corresponden a la remuneración de los gastos de operación, mantenimiento y administración.

### 17.8 IMP/PEST/2010

A continuación se presenta el detalladamente el Ingreso Máximo Permitido, asociado al Plan de Expansión revisado durante el año 2010, destacando el ingreso asociado al Sistema Principal de Transmisión (IPSPT), por años tarifarios, a utilizar en los cálculos de los cargos por uso.


**EMPRESA DE TRANSMISIÓN ELÉCTRICA S.A.**  
**INGRESOS MÁXIMOS PERMITIDOS, SEGÚN PLAN DE EXPANSIÓN- 2010**  
 (Miles de Balboas)

PARAMETROS	UNIDAD	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
OMT	%		1.42%	1.42%	1.42%	1.42%	1.42%	1.42%	1.42%	1.42%	1.42%	1.42%	1.42%	1.42%
ADMT	%		0.76%	0.76%	0.76%	0.76%	0.76%	0.76%	0.76%	0.76%	0.76%	0.76%	0.76%	0.76%
RRT	%	10.71%	2.18%	2.18%	2.18%	2.18%	2.18%	2.18%	2.18%	2.18%	2.18%	2.18%	2.18%	2.18%
<b>ACTIVOS RECONOCIDOS (al final del año)</b>														
ACTSPT (Sistema Principal)	B/MILES	287.823	312.338	316.817	324.958	387.991	472.057	496.790	507.595	522.595	610.732	611.971	635.336	635.336
ACTCT(Conexión)	B/MILES	23.032	23.032	23.032	36.259	43.187	46.698	46.698	50.433	54.168	54.168	54.168	54.168	54.168
ACTH (Hidrometeorología)	B/MILES	2.001	2.001	2.001	2.001	2.001	2.001	2.001	2.001	2.001	2.001	2.001	2.001	2.001
ACTNSPT(Neto Sistema Principal)	B/MILES	173.832	189.259	183.374	181.520	234.247	304.981	313.646	309.069	308.364	380.346	362.786	367.314	347.777
ACTNTC( Neto Conexión)	B/MILES	11.190	10.598	10.006	22.484	28.324	30.558	29.256	31.641	33.914	32.388	30.862	29.336	27.810
ACTNH (Neto Hidromet.)	B/MILES	549	479	409	339	269	199	129	59	-	-	-	-	-
<b>ACTIVOS EFICIENTES (al final del año)</b>														
ACTSPTef (Sistema Principal)	B/MILES	424.887	451.645	457.725	473.966	536.999	621.066	650.316	659.551	671.295	759.432	760.671	784.036	784.036
ACTCTef (Conexión)	B/MILES	31.848	31.848	31.848	45.075	52.003	55.514	55.514	59.249	62.984	62.984	62.984	62.984	62.984
<b>ACTIVOS INCORPORADOS PARCIALMENTE</b>														
ACTSPTef (Sistema Principal)	B/MILES	-	17.997	1.251	3.478	41.303	48.466	-	-	-	-	-	-	-
ACTCTef (Conexión)	B/MILES	-	-	-	6.088	3.849	3.146	-	1.868	1.868	-	-	-	-
<b>INGRESOS MÁXIMOS PERMITIDOS</b>														
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>PRINCIPAL</b>														
Operación y Mantenimiento	B/MILES		39.305	40.658	40.079	45.423	56.396	62.296	63.175	63.210	63.841	76.120	74.303	75.999
Administración	B/MILES		6.287	6.429	6.547	7.314	8.311	8.816	9.231	9.362	9.529	10.780	10.798	11.130
Depreciación	B/MILES		3.385	3.462	3.525	3.939	4.475	4.747	4.971	5.041	5.131	5.805	5.814	5.993
Rentabilidad sobre Activos	B/MILES		9.088	10.363	9.995	10.306	13.332	16.069	15.381	15.705	16.155	18.799	18.837	19.537
<b>CONEXIÓN</b>														
Operación y Mantenimiento	B/MILES		2.486	2.423	3.301	4.976	5.852	5.787	5.936	6.385	6.534	6.370	6.207	6.043
Administración	B/MILES		452	452	539	783	788	815	868	894	894	894	894	894
Depreciación	B/MILES		243	243	290	374	422	424	439	467	481	481	481	481
Rentabilidad sobre Activos	B/MILES		592	592	748	1.088	1.278	1.302	1.350	1.462	1.526	1.526	1.526	1.526
<b>SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA</b>														
Centro Nacional de Despacho (sin inversiones)	B/MILES		5.404	5.587	5.681	5.758	5.888	5.664	5.716	5.741	5.753	5.752	5.725	5.738
Hidrometeorología	B/MILES		2.698	2.698	2.698	2.698	2.698	2.698	2.698	2.698	2.698	2.698	2.698	2.698
<b>TOTAL</b>														
			47.194	48.668	49.061	56.158	68.137	73.747	74.827	75.337	76.129	88.242	86.235	87.780
<b>RESUMEN</b>														
			2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
<b>INGRESO ANUAL (Año Calendario)</b>														
SISTEMA PRINCIPAL			39.305	40.658	40.079	45.423	56.396	62.296	63.175	63.210	63.841	76.120	74.303	75.999
CONEXIÓN			2.486	2.423	3.301	4.976	5.852	5.787	5.936	6.385	6.534	6.370	6.207	6.043
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA			5.404	5.587	5.681	5.758	5.888	5.664	5.716	5.741	5.753	5.752	5.725	5.738
Centro Nacional de Despacho (sin inversiones)			2.698	2.698	2.698	2.698	2.698	2.698	2.698	2.698	2.698	2.698	2.698	2.698
Hidrometeorología			2.706	2.890	2.984	3.060	3.191	2.966	3.018	3.044	3.056	3.055	3.028	3.040
<b>PERIODO TARIFARIO No. 4</b>														
<b>PERIODO TARIFARIO No. 5</b>														
<b>PERIODO TARIFARIO No. 6</b>														
INGRESO ANUAL (AÑO TARIFARIO)(1)	B/MILES		2009-2010	2010-2011	2011-2012	2012-2013	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017	2017-2018	2018-2019	2019-2020	2019-2021
SISTEMA PRINCIPAL			39,981	40,368	42,751	50,910	59,346	62,735	63,193	63,526	69,980	75,211	75,151	38,000
CONEXIÓN			2,454	2,862	4,138	5,414	5,820	5,862	6,161	6,460	6,452	6,289	6,125	3,022
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA			6,185	8,883	6,629	6,313	7,110	7,024	7,063	7,082	7,087	7,073	7,073	7,073
Centro Nacional de Despacho (con inversiones)			3,388	5,946	3,607	3,188	4,032	4,032	4,032	4,032	4,032	4,032	4,032	4,032
Hidrometeorología			2,798	2,937	3,022	3,125	3,078	2,992	3,031	3,050	3,055	3,041	3,041	3,041
FACTOR DE ACTUALIZACIÓN			0.94917	0.85735	0.77441	0.69949	0.63183	0.57070	0.51549	0.46563	0.42058	0.37989	0.34314	0.30995
Valor Presente IMP (2)			VPN(2)											
SISTEMA PRINCIPAL			334,736	37,949	34,610	33,107	35,611	37,496	35,803	32,575	29,579	29,432	28,572	25,788
230kV			297,608	31,326	28,570	27,330	29,397	30,953	29,555	26,891	24,417	24,296	23,586	21,287
115kV			62,916	6,623	6,040	5,778	6,215	6,544	6,248	5,685	5,162	5,136	4,986	4,500
CONEXIÓN			32,186	2,329	2,453	3,205	3,787	3,677	3,345	3,176	3,008	2,714	2,389	2,102
SERVICIO DE OPERACIÓN INTEGRADA			46,571	5,871	7,616	5,134	4,416	4,493	4,009	3,641	3,298	2,981	2,687	2,427
Centro Nacional de Despacho			26,753	3,215	5,098	2,793	2,230	2,548	2,301	2,079	1,877	1,696	1,532	1,384
Hidrometeorología			19,819	2,656	2,518	2,340	2,186	1,945	1,708	1,562	1,420	1,285	1,155	1,044
TOTAL			413,493	46,150	44,679	41,446	43,815	45,666	43,157	39,392	35,885	35,127	33,649	30,317

(1) El Año Tarifario comprende del 1° de julio al 30 de junio del año siguiente  
 (2) Referido al 1° de julio de 2009

## 17.9 Cargos por Uso del Sistema Principal de Transmisión

De acuerdo a los valores de IMP anteriores, se calculó el CUSPT para los siguientes periodos tarifarios, el cual se muestran a continuación:

### Cargos Vigentes:

Año	Año 1	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Zona 9	Zona 10
De 01-jul-09	GEN	29.62	48.87	36.25	14.53	10.95	-1.82	-3.70	0.45	4.64	38.36
A 30-jun-10	DEM	-33.55	0.92	0.51	-10.87	3.49	6.30	15.05	1.08	6.23	12.17
Año	Año 2	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Zona 9	Zona 10
De 01-jul-10	GEN	35.86	56.58	47.75	30.80	13.22	-2.70	-4.21	0.32	0.85	44.76
A 30-jun-11	DEM	-37.84	1.41	0.89	-20.06	4.25	7.42	17.04	0.89	7.32	16.29
Año	Año 3	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Zona 9	Zona 10
De 01-jul-11	GEN	21.23	51.19	43.58	34.38	17.46	-2.80	-4.23	0.12	3.20	47.97
A 30-jun-12	DEM	-32.14	3.64	3.93	-16.47	4.75	7.41	15.89	2.76	7.12	22.77
Año	Año 4	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Zona 9	Zona 10
De 01-jul-12	GEN	19.61	40.99	39.26	19.78	10.31	-4.26	-5.01	-0.96	-2.01	33.60
A 30-jun-13	DEM	-27.48	4.07	4.59	-13.31	5.94	8.42	15.85	3.80	8.70	7.20

### Cargos 2009-2013 con nuevo IMP:

Año	Año 1	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Zona 9	Zona 10
De 01-jul-09	GEN	30.95	51.08	37.89	15.18	11.44	-1.90	-3.87	0.47	4.85	40.10
A 30-jun-10	DEM	-35.06	0.96	0.53	-11.36	3.65	6.58	15.73	1.13	6.51	12.72
Año	Año 2	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Zona 9	Zona 10
De 01-jul-10	GEN	32.42	51.16	43.18	27.85	11.95	-2.44	-3.80	0.29	0.77	40.47
A 30-jun-11	DEM	-34.21	1.28	0.80	-18.14	3.84	6.71	15.41	0.80	6.62	14.73
Año	Año 3	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Zona 9	Zona 10
De 01-jul-11	GEN	19.85	47.86	40.75	32.14	16.33	-2.62	-3.96	0.11	2.99	44.84
A 30-jun-12	DEM	-30.05	3.41	3.68	-15.39	4.44	6.93	14.86	2.58	6.66	21.29
Año	Año 4	Zona 1	Zona 2	Zona 3	Zona 4	Zona 5	Zona 6	Zona 7	Zona 8	Zona 9	Zona 10
De 01-jul-12	GEN	20.55	42.96	41.15	20.73	10.80	-4.46	-5.25	-1.01	-2.10	35.22
A 30-jun-13	DEM	-28.80	4.27	4.81	-13.95	6.22	8.82	16.61	3.98	9.12	7.55

### Comparación IMP aprobado vs. IMP nuevo:

GENERACION				
ZONA	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
1	4.3%	-10.6%	-7.0%	4.6%
2	4.3%	-10.6%	-7.0%	4.6%
3	4.3%	-10.6%	-7.0%	4.6%
4	4.3%	-10.6%	-7.0%	4.6%
5	4.3%	-10.6%	-7.0%	4.6%
6	4.3%	-10.6%	-7.0%	4.6%
7	4.3%	-10.6%	-7.0%	4.6%
8	4.3%	-10.6%	-7.0%	4.6%
9	4.3%	-10.6%	-7.0%	4.6%
10	4.3%	-10.6%	-7.0%	4.6%
DEMANDA				
ZONA	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4
1	4.3%	-10.6%	-7.0%	4.6%
2	4.3%	-10.6%	-7.0%	4.6%
3	4.3%	-10.6%	-7.0%	4.6%
4	4.3%	-10.6%	-7.0%	4.6%
5	4.3%	-10.6%	-7.0%	4.6%
6	4.3%	-10.6%	-7.0%	4.6%
7	4.3%	-10.6%	-7.0%	4.6%
8	4.3%	-10.6%	-7.0%	4.6%
9	4.3%	-10.6%	-7.0%	4.6%
10	4.3%	-10.6%	-7.0%	4.6%

## Capítulo 18: Conclusiones

### CON RELACIÓN AL DIAGNÓSTICO DEL SISTEMA ACTUAL

- El sistema actual, año 2010, 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 2010-2024.
- 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, 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 requiera el refuerzo el sistema de transmisión Colón – Panamá II en 230 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 2011:

- Terminar la construcción de la Subestación Concepción 230/34.5 KV.
- Adición del T3 en la S/E La Chorrera 50/50/50 MVVA 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 230/115/34.5 KV, 70/60/30 MVA.
- Repotenciación de los circuitos 230 -1C y 2B (Panamá – Panamá II) a 350 MVA.

### Año 2012:

- Reforzar el sistema de transmisión con la línea Changuinola - Guasquitas instalando el segundo circuito de la línea Guasquitas – Fortuna y Fortuna - Changuinola, 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 de carga.
- 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.
- 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.
- 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.
- Instalación del transformador T4 de 230/115 KV, 210/280/350 MVA de la subestación Panamá.
- S/E Las Guías.

### Año 2013:

- 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.
- 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.
- S/E San Bartolo.

**Año 2014:**

- SVC en S/E Llano Sánchez 230 KV con capacidad aproximada de +300 MVAR.

**Año 2015:**

- Adición 2do circuito 230 KV en S/E Las Guías.
- Adición 2do circuito 230 KV en S/E Antón.

**Año 2016:**

- 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 22 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.



<b>Equipo</b>	<b>Año</b>	<b>Costo Miles B/.</b>
<b>Sistema Principal</b>		
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
<b>Plan de Reposición</b>		
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
<b>Plan Estratégico</b>		
S/E Concepción 230/34.5 KV	2011	8,400
S/E San Bartolo 230/34.5 KV	2013	10,363
<b>Plan de Planta General</b>		
	2010-2013	24,455
<b>Sistema de Conexión</b>		
	2010-2016	24,478

**Tabla 18-1 Propuesta Plan de Expansión de Transmisión 2010 – 2024**