



ETESA
Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.



Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011 – 2025

Tomo II Plan Indicativo de Generación

Gerencia de Planeamiento

ETE-DTR-GPL-016-2012

31 de Enero de 2012

PANAMÁ



Contenido

CAPÍTULO 1, INTRODUCCIÓN	11
CAPÍTULO 2, INFORMACIÓN BÁSICA, CRITERIOS Y PARÁMETROS.....	13
Pronóstico de Demanda	13
Pronósticos de Precios de los Combustibles	13
Criterios y Parámetros.....	14
Criterio de Mínimo Costo.....	14
Costo Incremental Promedio de Largo Plazo (CIPLP).....	15
Criterio de Confiabilidad.....	15
Costo de Racionamiento de Energía.....	15
Parámetros Técnicos y Económicos	15
CAPÍTULO 3, SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE	17
Sistema de Generación Hidroeléctrico.....	17
Sistema de Generación Termoeléctrico	18
Pequeñas Centrales.....	19
Auto Generadores.....	19
CAPÍTULO 4, FUENTES Y SISTEMA DE GENERACIÓN FUTURA.....	21
Fuentes de Generación	21
Potencial Eólico.....	21
Potencial Hidroeléctrico.....	22
Potencial Térmico	22
Sistema de Generación Futura	23
Proyectos Eólicos	23
Turba	23
Proyectos Hidroeléctricos.....	24
Proyectos Termoeléctricos.....	25
CAPÍTULO 5, METODOLOGÍA DEL ESTUDIO	27
CAPÍTULO 6, PLANES DE EXPANSIÓN DE DEMANDA MEDIA	29
Casos de Demanda Media	29
REGMHTCB11.....	30
REGMHTCBEO11	32
REGMHTTLA11.....	34

Análisis de las Sensibilidades.....	36
REGMHTCB11A.....	37
REGMHTCB11B.....	38
REGMHTCB11C.....	39
REGMHTCB11D.....	41
REGMHTCB11E.....	42
REGMHTCB11F.....	44
REGMHTCB11G.....	45
Resumen.....	47
CAPÍTULO 7, PLANES DE EXPANSIÓN DE DEMANDA ALTA	51
Casos de Demanda Alta.....	51
REGAHTCB11	51
REGAHTCBEO11.....	53
REGAHTTLA11.....	54
CAPÍTULO 8, ANÁLISIS DE RIESGO.....	57
Identificación de Riesgos.....	57
Evaluación de los Riesgos.....	62
Análisis de Rentabilidad al Caso Base.....	65
REGMHTCB11.....	66
Análisis del Riesgo de las Sensibilidades	78
REGMHTCB11C.....	78
REGMHTCB11D.....	81
REGMHTCB11E.....	83
REGMHTCB11F.....	85
CAPÍTULO 9, INTERCONEXIÓN CON COLOMBIA	91
REGCOLMHTCB11-300	91
Análisis de las Sensibilidades al caso REGCOLMHTCB11-300	92
REGCOLMHTCB11-600	93
Análisis de las sensibilidades al caso REGCOLMHTCB11-600.....	94
CAPÍTULO 10, CONCLUSIONES	97

Índice de Cuadros.

Cuadro 2.1, Pronóstico de demanda.....	13
Cuadro 2.2, Proyección del Combustible	14
Cuadro 2.3, Poder Calorífico de los Combustibles.	14
Cuadro 3.1, Capacidad Instalada del SIN.	17
Cuadro 3.2, Sistema de Generación Hidro Existente sin Pequeñas Centrales.	18
Cuadro 3.3, Sistema de Generación Térmica Existente sin Pequeñas Centrales.....	19
Cuadro 3.4, Retiro de Plantas Térmica	19
Cuadro 3.5, Pequeñas Centrales	19
Cuadro 3.6, Unidades de Generación de la ACP.	20
Cuadro 4.1, Resultados de los Ensayos de la Turba.....	23
Cuadro 4.2, Proyectos Hidroeléctricos Considerados.	25
Cuadro 4.3, Proyectos Térmicos Candidatos.....	26
Cuadro 5.1, Parámetros de las Corridas SDDP.....	27
Cuadro 5.2, Planes de Expansión de Centroamérica.	28
Cuadro 6.1, Plan de Expansión de Corto Plazo.....	29
Cuadro 6.2, Plan de Expansión de Largo Plazo del Caso REGMHTCB11	30
Cuadro 6.3, Plan de Expansión de Largo Plazo del Caso REGMHTCBEO11.	32
Cuadro 6.4, Plan de Expansión de Largo Plazo del Caso REGMHTTLA11.....	34
Cuadro 6.5, Sensibilidades Analizadas.....	36
Cuadro 6.6, Comparación de Planes de Demanda Media.....	47
Cuadro 6.7, Comparación de Costos por Caso	48
Cuadro 6.8, Comparación de Costos Caso Base vs Sensibilidades	49
Cuadro 7.1, Plan de Expansión de Largo Plazo del Caso REGAHTCB11.....	51
Cuadro 7.2, Plan de Expansión de Largo Plazo del Caso REGAHTCBEO11.....	53
Cuadro 7.3, Plan de Expansión de Largo Plazo del Caso REGAHTTLA11.	54
Cuadro 8.1, Costos Marginales y Precios Promedios de Contrato de Energía y Potencia de los Proyectos del Caso REGMHTCB11.....	64
Cuadro 8.2, Autosuficiencia Financiera del Caso REGMHTCB11.....	68
Cuadro 8.3, Evaluación a precios económicos del Caso REGMHTCB11.	72
Cuadro 8.4, Evaluación a precios económicos del Caso REGMHTCB11.	75
Cuadro 8.5, Costo Marginal del Sistema REGMHTCB11C vs REGMHTCB11.....	79
Cuadro 8.6, Valores alcanzados por los Proyectos	80
Cuadro 8.7, Costos Marginales del Sistema REGMHTCB11D vs REGMHTCB11.	82
Cuadro 8.8, Valores alcanzados por el Proyecto	83
Cuadro 8.9, Costos Marginales Sistema REGMHTCB11E vs REGMHTCB11.	84
Cuadro 8.10 Valores Alcanzados por el proyecto	85
Cuadro 8.11, Costos Marginales Sistema REGMHTCB11F vs REGMHTCB11.	86
Cuadro 8.12, Comparativo de Generación REGMHTCB11F vs REGMHTCB11.	87
Cuadro 8.13, Comparativo de Costos Operativos del Sistema.....	88
Cuadro 8.14, Valores Alcanzados por los Proyectos Térmicos de Expansión REGMHTCB11F vs REGMHTCB11.	89
Cuadro 9.1, Intercambios netos PA-CR y PA-CO del Caso REGCOLMHTCB11-300 y Sensibilidades.	93
Cuadro 9.2 Intercambios netos PA-CR y PA-CO del Caso REGCOLMHTCB11-600 y Sensibilidades.	95



Índice de Gráficos.

Gráfico 3.1, Composición Porcentual de Plantas Hidroeléctricas y Termoeléctricas.	20
Gráfico 6.1, Costo Marginal de Demanda de Panamá del Caso REGMHTCB11.	31
Gráfico 6.2, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTCB11.	31
Gráfico 6.3, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTCB11.	31
Gráfico 6.4, Costos Marginales de Panamá del Caso REGMHTCBEO11.	33
Gráfico 6.5, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTCBEO11.	33
Gráfico 6.6, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTCBEO11.	33
Gráfico 6.7, Costo Marginal de Panamá del Caso REGMHTTLA11.	34
Gráfico 6.8, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTTLA11.	35
Gráfico 6.9, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTTLA11.	35
Gráfico 6.10, Costo Marginal de Panamá del Caso REGMHTCB11A.	37
Gráfico 6.11, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTCB11A.	37
Gráfico 6.12, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTCB11A.	38
Gráfico 6.13, Costo Marginal de Panamá del Caso REGMHTCB11B.	38
Gráfico 6.14, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTCB11B.	39
Gráfico 6.15, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTCB11B.	39
Gráfico 6.16, Costo Marginal de Panamá del Caso REGMHTCB11C.	40
Gráfico 6.17, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTCB11C.	40
Gráfico 6.18, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTCB11C.	41
Gráfico 6.19, Costo Marginal de Panamá del Caso REGMHTCB11D.	41
Gráfico 6.20, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTCB11D.	42
Gráfico 6.21, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTCB11D.	42
Gráfico 6.22, Costo Marginal de Panamá del Caso REGMHTCB11E.	43
Gráfico 6.23, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTCB11E.	43
Gráfico 6.24, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTCB11E.	43
Gráfico 6.25, Costo Marginal de Panamá del Caso REGMHTCB11F.	44
Gráfico 6.26, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTCB11F.	44
Gráfico 6.27, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTCB11F.	45
Gráfico 6.28, Costo Marginal de Panamá del Caso REGMHTCB11G.	45
Gráfico 6.29, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTCB11G.	45
Gráfico 6.30, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTCB11G.	46
Gráfico 6.31, Comparación de los Costos Marginales.	48
Gráfico 7.1, Costo Marginal de Panamá del Caso REGAHTCB11.	52
Gráfico 7.2, Intercambios con Costa Rica del Caso REGAHTCB11.	52
Gráfico 7.3, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGAHTCB11.	52
Gráfico 7.4 Costo Marginal de Panamá del Caso REGAHTCBEO11.	53
Gráfico 7.5 Intercambios con Costa Rica del Caso REGAHTCBEO11.	53
Gráfico 7.6 Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGAHTCBEO11.	54
Gráfico 7.7, Costo Marginal de Panamá del Caso REGAHTTLA11.	55
Gráfico 7.8, Intercambios con Costa Rica del Caso REGAHTTLA11.	55
Gráfico 7.9, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGAHTTLA11.	55
Gráfico 9.1, Costos Marginales de Panamá del Caso REGCOLMHTCB11-300 vs REGMHTCB11. ...	91
Gráfico 9.2, Intercambios PA-CR y PA-CO del Caso REGCOLMHTCB11-300.	91
Gráfico 9.3, Costos Marginales de Panamá del Caso REGCOLMHTCB11-300 vs Sensibilidades.	92
Gráfico 9.4, Costos Marginales de Panamá del Caso REGCOLMHTCB11-600 vs REGMHTCB11. ...	93
Gráfico 9.5, Intercambios PA-CR y PA-CO del Caso REGCOLMHTCB11-600.	93
Gráfico 9.6, Costos Marginales de Panamá del Caso REGCOLMHTCB11-600 vs Sensibilidades.	94



Índice de Anexos

- Tomo II - Anexo 1 Salidas del Caso REGMHTCB11
- Tomo II - Anexo 2 Salidas del Caso REGMHTCBE011
- Tomo II - Anexo 3 Salidas del Caso REGMHTTLA11
- Tomo II - Anexo 4 Codificación de los Planes
- Tomo II - Anexo 5 Metodología Análisis de Riesgo
- Tomo II - Anexo 6 Salida de los Análisis de Riesgo
- Tomo II - Anexo 7 Metodología de los Modelos Optgen y SDDP
- Tomo II - Anexo 8 Costo Operativo Térmico
- Tomo II - Anexo 9 Salidas - Casos de Demanda Alta
- Tomo II - Anexo 10 Topologías de los Proyectos
- Tomo II - Anexo 11 Comentarios de la ASEP y los Agentes
- Tomo II - Anexo 12 Respuesta a los Comentarios de la ASEP y los Agentes

GLOSARIO

ACP: Autoridad del Canal de Panamá

AID: Agencia Internacional para el Desarrollo

ANAM: Autoridad Nacional de Ambiente

ASEP: Autoridad Nacional de los Servicios Públicos

BEP: Barril Equivalente de Petróleo

BLM: Bahía Las Minas

BTU o BTu: Unidad de Energía Inglesa, Acrónimo Inglés British Thermal Unit.

CENS: Costo de Energía no Servida

CIPLP: Costo Incremental Promedio de Largo Plazo

CMS: Costo Marginal del Sistema

CND: Centro Nacional de Despacho

COPESA: Corporación Panameña de Energía, S.A.

DOE: Departamento de Energía (acrónimo inglés United States Department of the Energy)

EDECHI: Empresa de Distribución Eléctrica Chiriquí, S. A.

EDEMET: Empresa de Distribución Eléctrica Metro Oeste, S. A.

EGESA: Empresa de Generación Eléctrica, S. A.

EIA: Administración de Información Energética de Estados Unidos (Organismo de Estadística y Análisis del Departamento de Energía de los Estados Unidos)

ENSA: Empresa de Distribución Eléctrica Elektra Noreste, S. A.

EOR: Ente Operador Regional

ERNC: Energías Renovables No Convencionales

ETESA: Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

FMAM: Fondo para el Medio Ambiente Global

GNL: Gas Natural Licuado.

kW: Kilovatio

MER: Mercado Eléctrico Regional

MW: Megavatio

MWh: Megavatio-hora

OPTGEN: (Modelo de Planificación de la Expansión de Generación e Interconexiones Regionales)

PEST: Plan de Expansión del Sistema de Transmisión

PNUD: Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo

RT: Reglamento de Transmisión

RTMER: Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional

SDDP: Stochastic Dual Dynamic Programming

SIEPAC: Sistema de Interconexión Eléctrica para América Central

SIN: Sistema Interconectado Nacional

SNE: Secretaría Nacional de Energía

TIR: Tasa Interna de Retorno o Tasa Interna de Rentabilidad

TIRE: Tasa Interna de Retorno Económico

VPN o VAN: Valor Actual Neto (acrónimo inglés de Net Present Value.)

VPNE: Valor Presente Neto Económico



CAPÍTULO 1, 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 de largo plazo 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 Nacional de Energía (SNE), en cumplimiento a lo establecido en la Ley N° 52 de 30 de julio de 2008, mediante la cual se crea la SNE, 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 período 2011 – 2025, 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° 4260-Elec de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, del 30 de diciembre de 2010, mediante la cual se aprueba el Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional, correspondiente al año 2010.
- Solicitud de información para la elaboración del Plan de Expansión, hecha a los agentes en diciembre de 2011.
- Definición de política y criterios para la expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011, emitidos por la SNE.

A partir de los antecedentes mencionados, 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 2, INFORMACIÓN BÁSICA, CRITERIOS Y PARÁMETROS

Pronóstico de Demanda

Como resultado de los análisis de los Estudios Básicos realizados por ETESA, se pronostica que la demanda de energía eléctrica crecerá anualmente entre 6.0% y 6.3% a corto plazo (2011-2014), para los escenarios medio y alto respectivamente. Estos resultados son dependientes del crecimiento de la población, la recuperación económica del país y otros puntos que ya fueron analizados en los estudios antes mencionados. En consecuencia los incrementos anuales de energía y potencia en los dos escenarios estudiados en el Plan Indicativo de Generación, muestran los

efectos de las premisas utilizadas, 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 van a realizar en estos años. La mayor incertidumbre para el cumplimiento de los estimados de corto plazo de los escenarios estudiados radica en la construcción o no de los proyectos urbanísticos en construcción que podrían verse obstaculizados por las secuelas remanentes de la crisis global.

Cuadro 2.1, Pronóstico de demanda.

PRONOSTICOS DE DEMANDA								
Años	Energía				Potencia			
	Optimista		Moderado		Optimista		Moderado	
	GWh	Δ%GWh	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	MW	Δ%MW
2010	7,307.1		7,307.1		1,190.4		1,190.4	
2011	7,713.1	5.6	7,705.5	5.5	1,257.9	5.7	1,256.6	5.6
2012	8,142.9	5.6	8,116.2	5.3	1,327.9	5.6	1,323.6	5.3
2013	8,685.8	6.7	8,631.3	6.3	1,413.0	6.4	1,405.8	6.2
2014	9,258.6	6.6	9,184.6	6.4	1,502.5	6.3	1,494.0	6.3
2015	9,860.4	6.5	9,753.5	6.2	1,596.2	6.2	1,584.6	6.1
2016	10,488.7	6.4	10,339.9	6.0	1,693.7	6.1	1,677.7	5.9
2017	11,130.4	6.1	10,954.4	5.9	1,792.9	5.9	1,775.1	5.8
2018	11,879.7	6.7	11,617.8	6.1	1,908.9	6.5	1,880.3	5.9
2019	12,555.4	5.7	12,261.8	5.5	2,012.6	5.4	1,982.0	5.4
2020	13,284.1	5.8	13,018.2	6.2	2,124.1	5.5	2,101.6	6.0
2021	14,010.4	5.5	13,718.5	5.4	2,234.8	5.2	2,211.8	5.2
2022	14,784.6	5.5	14,450.6	5.3	2,352.5	5.3	2,326.9	5.2
2023	15,616.6	5.6	15,236.0	5.4	2,478.7	5.4	2,450.3	5.3
2024	16,542.5	5.9	16,119.3	5.8	2,619.2	5.7	2,589.0	5.7
2025	17,497.7	5.8	17,016.5	5.6	2,763.7	5.5	2,729.7	5.4

Fuente: ETESA, Estudios Básicos, Plan de Expansión 2011

Pronósticos de Precios de los Combustibles

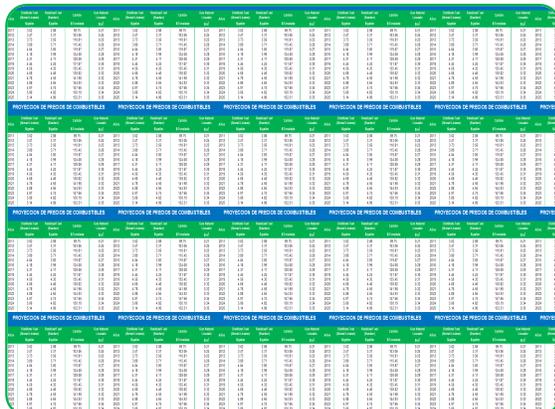
Para los precios de los combustibles convencionales (Bunker C, Diesel Liviano) y no convencionales (Gas y Carbón) utilizados para la generación térmica existente y futura del país, se consideró un escenario base de

precios bajos y altos, aplicándole la tendencia alta ("High Price") de la proyección estimada por el Annual Energy Outlook de diciembre de 2010 de la EIA/DOE.

Esta metodología dio como resultados los precios anuales que fueron acordados para utilizarse mediante la Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011, emitidos por la Secretaría Nacional de Energía y entregado a ETESA el 31 de diciembre de 2010.

A continuación se presenta la proyección de precios de combustible para el período 2011-2025, utilizados para generar electricidad en los análisis del Plan de Expansión de Generación, estimados de acuerdo a lo establecido.

Cuadro 2.2, Proyección del Combustible



Fuentes: Energy information Administration's – US department of Energy (Tasa de Crecimiento a Dic. 2010)

Criterios y Parámetros

El objetivo principal del estudio es obtener Planes de Expansión de Generación de mínimo costo, siguiendo la Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional elaborado por La Secretaría Nacional de Energía.

Criterio de Mínimo Costo.

Como se indicó anteriormente, los planes que se obtienen son de mínimos costos totales (costos de inversión más costo de operación y

El poder calorífico es la cantidad de energía desprendida en la reacción de combustión, referida a la unidad de masa de combustible. El cuadro 2.3 nos presenta el poder calórico para los distintos tipos de combustibles considerados en este estudio.

Cuadro 2.3, Poder Calorífico de los Combustibles.

Tipo de Combustible	Poder Calorífico
Búnker	36,514.00 Kcal/Gal
Diesel Marino	33,515.00 Kcal/Gal
Diesel Liviano	32,684.00 Kcal/Gal
Gas Natural Licuado	9,150.00 Kcal/m ³
Carbón	11,600.00 BTU/lb

Fuente: Secretaria Nacional de Energía

mantenimiento más costo de déficit), traídos a valor presente. Adicionalmente, estos planes deben satisfacer los criterios establecidos de confiabilidad de potencia y de energía.

Costo Incremental Promedio de Largo Plazo (CIPLP).

Este representa el costo de largo plazo de servir una unidad adicional de demanda. Se calcula 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.

Criterio de Confiabilidad.

(1) En el caso de la energía para ningún año del período de planificación se permiten déficit que supere el 2.0% de la demanda de cualquier mes, en más del 5.0% de las series hidrológicas, además, (2) no se permiten déficit de cualquier cantidad que aparezcan para el mismo mes de cualquier año del período de planificación en todas las series hidrológicas.

En el documento Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011, elaborado por La Secretaría Nacional de Energía se establece una reserva mínima de 6.7% correspondiente al porcentaje de reserva de confiabilidad de largo plazo, calculada por el Centro Nacional de Despacho (CND) de acuerdo a las reglas comerciales. Ver Informe de Confiabilidad 2011.

Costo de Racionamiento de Energía.

Se establece como costo de racionamiento de energía para esta revisión del Plan de Expansión un valor único de 1,850.0 \$/MWh, que corresponde al costo de energía no servida (CENS).

Parámetros Técnicos y Económicos

Se establece un horizonte de planificación de 15 años, utilizando costos de mercado para la inversión y una tasa anual de descuento de 12.0%.



CAPÍTULO 3, SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE

La generación de los Agentes Productores del Mercado Mayorista de Electricidad de Panamá y de las pequeñas centrales eléctricas conforma la capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Actualmente, el parque de generación cuenta con 1,769.3 MW, de los cuales 848.5 MW son de centrales hidroeléctricas y 918.1 MW de centrales termoeléctricas. Esto equivale a 48.0% de capacidad instalada de origen hidroeléctrico y 52.0% termoeléctrico. Las cifras mencionadas no consideran las plantas de la Autoridad del Canal de Panamá (ACP), ni los sistemas aislados.

En el Cuadro 3.1 se detallan los diferentes agentes existentes con su capacidad instalada (MW).

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 la Central Hidroeléctrica Bayano, la cual posee el embalse de mayor tamaño en nuestro país.

Para este año 2011, se espera la incorporación al parque de generación existente las Centrales Hidroeléctricas tipo filo de agua, Los Planetas 1 de 4.8 MW, Mendre de 20.0 MW y Macano de

Cuadro 3.1, Capacidad Instalada del SIN.

AGENTE GENERADOR	CAPACIDAD INSTALADA	
	MW	%
AES Panamá, S.A.	481.96	27.24%
ENEL Fortuna, S.A.	300.00	16.96%
BLM Corp, S.A.	280.00	15.83%
Generadora del Atlántico, S.A.	150.00	8.48%
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	142.80	8.07%
PAN-AM Generating Ltd.	96.00	5.43%
Inversiones y Desarrollos Balboa, S.A.	87.00	4.92%
Pedregal Power Company	55.40	3.13%
Térmica del Caribe, S.A.	50.40	2.85%
Corporación Panameña de Energía, S.A.	46.50	2.63%
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	32.07	1.81%
Caldera Energy Corp.	20.00	1.13%
Isthmus Hydropower Corp	10.00	0.57%
Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	6.78	0.38%
Hidro-Panamá, S.A.	4.30	0.24%
Hidro Boquerón, S.A.	3.43	0.19%
Pequeñas Centrales	2.69	0.15%
Total	1769.33	100%

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

3.4 MW de capacidad instalada. Todas ubicadas en la Provincia de Chiriquí.

En la Provincia de Bocas de Toro en el Corregimiento de Valle Riscó, Distrito de Changuinola, se encuentra actualmente en construcción el proyecto Changuinola I, cuya capacidad instalada es de 222.4 MW. Según cronograma tiene como fecha de entrada en operación comercial 31 de julio del 2011. El proyecto Changuinola I, representa el proyecto de generación hidráulica de mayor importancia a incorporarse al SIN en los últimos años. Adiciona al sistema una inyección de 1,046.5 GWh promedio anual lo que representa un

14.32% del consumo nacional del año 2010.

El cuadro 3.2 muestra el sistema de generación hidro existente de las diferentes unidades de generación que forman parte del SIN, con sus

capacidades instaladas y sin incluir pequeñas centrales hidroeléctricas, cuya potencia instalada sea menor a 1MW. Dichas plantas por tener esta característica se muestran en el cuadro 3.5.

Cuadro 3.2, Sistema de Generación Hidro Existente sin Pequeñas Centrales.

AGENTE GENERADOR	NOMBRE DE LA PLANTA	TIPO DE PLANTA	POTENCIA FIRME MW	CAPACIDAD INSTALADA MW	ENERGIA ANUAL PROMEDIO GWh
ENEL Fortuna, S.A.	Fortuna	Embalse	284.02	300.00	1600.00
AES Panamá	Bayano	Embalse	160.12	260.00	577.00
AES Panamá	La Estrella	Filo de Agua	16.13	47.20	249.00
AES Panamá	Los Valles	Filo de Agua	17.63	54.76	304.00
AES Panamá	Estí	Filo de Agua	112.67	120.00	620.00
Isthmus Hydropower Corp	Concepción	Filo de Agua	2.49	10.00	59.00
Caldera Energy Corp.	Mendre	Filo de Agua	3.92	20.00	100.00
Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	Paso Ancho	Filo de Agua	4.30	6.78	37.00
Hidro Boquerón, S.A.	Macano	Filo de Agua	0.90	3.43	21.21
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	Algarrobos	Filo de Agua	2.41	9.86	49.10
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	Macho de Monte	Filo de Agua	0.80	2.50	11.10
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	La Yeguada	Filo de Agua	3.00	6.60	32.14
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	Dolega	Filo de Agua	1.10	3.12	16.10
Hidro-Panamá, S.A.	Antón I	Filo de Agua	0.24	1.40	5.75
Hidro-Panamá, S.A.	Antón II	Filo de Agua	0.24	1.40	5.75
Hidro-Panamá, S.A.	Antón III	Filo de Agua	0.26	1.50	5.75
Total			610	848.54	3692.90

Fuente: ETESA. Revisión del Plan del Expansión 2011.

Sistema de Generación Termoeléctrico

El principal plantel térmico del país es la Central Termoeléctrica Bahía Las Minas, localizada en la Provincia de Colón, el cual para este año incorpora a la capacidad energética del país la primera planta termoeléctrica de carbón, cuya capacidad será de 120.0 MW reemplazando así las unidades de vapor 2, 3, y 4 que consumían Bunker. Además, en esta misma provincia se encuentra Térmica Cativá de 87.0 MW, el plantel térmico El Giral de 50.4 MW y Termocolón con 150.0 MW.

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 CND en la Ciudad de Panamá. En el cuadro 3.3, se muestran las principales características de las plantas térmicas existentes, sin incluir pequeñas centrales termoeléctricas.

Adicionalmente, al igual que hay pequeñas plantas hidroeléctricas, existen plantas termoeléctricas de capacidades menores, que se detallan en el cuadro 3.5.

Cuadro 3.3, Sistema de Generación Térmica 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
Pedregal Power Company	Pacora	Motor de Media Velocidad	Búnker	57.07	53.53	55.40
PAN-AM Generating Ltd.	Pan Am	Motor de Media Velocidad	Búnker	57.59	96.00	96.00
Inversiones y Desarrollos Balboa, S.A.	Térmica Cativá	Motor de Media Velocidad	Búnker	54.13	77.00	87.00
Térmica del Caribe, S.A.	El Giral	Motor de Media Velocidad	Búnker	61.08*	36.56	50.00
Generadora del Atlántico, S.A.	Termocolón	Ciclo Combinado	Búnker	61.11	105.64	150.00
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Turbinas de Gas EGESA	Turbina de Gas	Diesel Liviano	116.34	35.00	42.80
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Cerro Azul	Motor de Media Velocidad	Diesel Liviano	72.43	60.00	60.00
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Charco Azul	Motor de Media Velocidad	Diesel Liviano	72.43	40.00	40.00
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	Capira	Motor de Media Velocidad	Diesel Liviano	79.72	5.50	5.50
Energía y Servicios de Panamá, S.A.	Chitre	Motor de Media Velocidad	Diesel Liviano	79.72	4.50	4.50
BLM Corp. S.A.	Ciclo Comb. BLM	Ciclo Combinado	Diesel Liviano	68.46	89.97	160.00
BLM Corp. S.A. **	BLM 2	Turbina de Vapor	Búnker	96.22	3.4	40.00
BLM Corp. S.A. **	BLM 3	Turbina de Vapor	Búnker	95.36	21.5	40.00
BLM Corp. S.A. **	BLM 4	Turbina de Vapor	Búnker	95.44	16.5	40.00
Corporación Panameña de Energía, S.A. ***	Termoeléctrica Cerro Azul	Turbina de Gas	Diesel Liviano	71.73	0.0	46.50
				Total	645	918.10

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

*Promedio de rendimiento de El Giral I (61.5 Gal/MWh) y Giral II (60.6 Gal/MWh)

** Se reemplaza la caldera de bunker por calderas de carbón

*** Actualmente 100% de Indisponibilidad

El cuadro 3.4 muestra un listado de plantas térmicas que se tiene previsto retirar del sistema.

Cuadro 3.4, Retiro de Plantas Térmica

AGENTE GENERADOR	NOMBRE DE LA PLANTA	TIPO DE PLANTA	TIPO DE COMBUSTIBLE	CAPACIDAD INSTALADA (MW)	FECHA DE RETIRO
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Turbinas de Gas	Termoeléctrica	Diesel Liviano	42.8	1-Apr-12
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Cerro Azul	Termoeléctrica	Diesel Liviano	60.0	30-Jan-12
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Charco Azul	Termoeléctrica	Diesel Liviano	40.0	30-Jan-12

Pequeñas Centrales

Las pequeñas centrales son aquellas plantas generadoras menores de 1 MW declaradas como auto generador (Canopo) o que están conectadas a la red de distribución o que mantienen un contrato con las mismas. Estas se muestran a continuación en el Cuadro 3.5

Cuadro 3.5, Pequeñas Centrales

AGENTE DE MERCADO	NOMBRE DE LA PLANTA	TIPO DE PLANTA	CAPACIDAD INSTALADA MW
Arkapol, S.A.	Arkapol	Hidroeléctrica	0.6750
Café de Eleta, S.A.	Candela	Hidroeléctrica	0.5400
Empresas Melo, S.A.	El Salto	Hidroeléctrica	0.3400
Empresas Melo, S.A.	Río Indio	Hidroeléctrica	0.7330
Empresas Melo, S.A.	Canopo	Termoeléctrica	0.4000
TOTAL			2.6880
Total Termoeléctrico			0.400
Total Hidroeléctrico			2.2880

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

Auto Generadores

Se define como auto generador 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.

La Autoridad del Canal de Panamá (ACP) como el auto generador más grande del SIN, cuenta con una capacidad instalada de 216 MW, de los cuales un 27.8% corresponde a plantas hidroeléctricas y el 72.2% 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 3.6 las unidades de generación de la ACP.

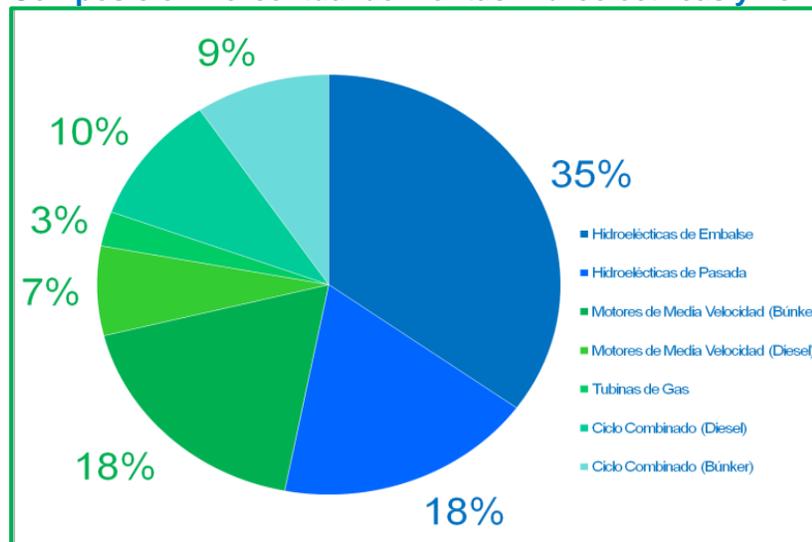
Cuadro 3.6, Unidades de Generación de la ACP.

NOMBRE DE LA PLANTA	TIPO	Capacidad Instalada (MW)
Gatún-1	Hidroeléctrica	
Gatún-2	Hidroeléctrica	
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
Total (MW)		216
Tipo		
Total Hidroeléctrica		60
Total Termoeléctrica		156
		Porcentaje
Total Hidroeléctrica		27.78%
Total Termoeléctrica		72.22%

Fuente: ACP, Autoridad Del Canal de Panamá

De los 1,600 MW instalados en la República de Panamá sin tomar en cuenta las pequeñas centrales, 848 MW corresponden a plantas hidroeléctricas y 752 MW a plantas térmicas, lo que refleja una distribución porcentual de 53% y 47% respectivamente. En el Gráfico 3.1, se muestra la composición porcentual de ambos tipos de centrales en el sistema panameño.

Gráfico 3.1, Composición Porcentual de Plantas Hidroeléctricas y Termoeléctricas.



Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

CAPÍTULO 4, FUENTES Y SISTEMA DE GENERACIÓN FUTURA

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 hidro-térmico para evitar el racionamiento de energía durante los períodos de sequía causados por el fenómeno de “El Niño”, es importante diversificar las fuentes de generación, incluyendo alternativas como pequeñas, micro y mini centrales hidroeléctricas, centrales eólicas, centrales térmicas de carbón y de gas natural.

Fuentes de Generación

Potencial Eólico

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 al vecino país Costa Rica, que a la fecha aprovecha en más de 116 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 (PNUD).

Del estudio realizado se obtuvo datos eólicos medidos y analizados de seis sitios con potencial eólico a lo largo del istmo, la elaboración del mapa eólico nacional, el borrador de contrato de compra de energía para un parque eólico y la viabilidad técnica-económica y financiera de un proyecto en el sitio de Cerro Tute, Distrito de Santa Fe, Provincia de Veraguas.

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.

Además, 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. El costo total de este proyecto se calculó en US\$ 21 millones, utilizando 24 aerogeneradores de 750.0 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 %.

En conclusión, bajo el supuesto que la capacidad de transmisión este-centro del país se duplicaría, 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 de transmisión se ubicaba entre los 100 y 300 MW.

Potencial Hidroeléctrico

Con base a la última re-evaluación realizada por ETESA, el 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 catálogo de estudios hidroeléctricos cuenta con aproximadamente 180 proyectos que representan un potencial hídrico disponible inventariado de 3,040.3 MW. En el anexo 10 se pueden ver la topología de estos proyectos.

Es importante señalar que esta actualización permitió aumentar el catálogo de proyectos que conforman el potencial hídrico nacional en unos 651.17 MW.

Como datos relevantes de este inventario, podemos mencionar que el mismo comprende estudios de proyectos hidroeléctricos a nivel de reconocimiento con un potencial de 1,030.0 MW, y unos 2,010.2 MW en estudios de proyectos a nivel de pre-factibilidad, factibilidad y diseño.

Según el estudio realizado, el aprovechamiento hidroeléctrico sería de 1,169.0 MW en la cuenca del Río Changuinola, 369.6 MW en la cuenca

del Río Santa María, 243.5 MW en la cuenca del Río San Pablo y 1258.8 MW, lo integran diversas cuencas a nivel nacional, en la que destaca la cuenca del Río Chiriquí Viejo.

Potencial Térmico Turba

En 1985, con el apoyo de la Agencia para el Desarrollo Internacional (AID), se localizó un depósito importante 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 km² 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 118.0 millones de toneladas métricas (con un contenido de humedad de 35%).

Esta cantidad de turba es considerable, 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 4.1 se presentan los resultados de las características físico-químicas del material.

Cuadro 4.1, Resultados de los Ensayos de la Turba.

Tipo de Turba	Juncia, hierba-helecho (pastos), especies del tipo sagitaria y otras, bosques pantanosos, ninfeáceas sagitaria (lirios de agua), rizofo, 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 ³ (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 2011

Combustibles Fósiles

En consideración a las directivas de la SNE 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 2015.

La SNE sugiere evaluar la posibilidad de generación en base al carbón de la mina de Cerrejón, en La Guajira, Colombia.

Con respecto a la generación termoeléctrica convencional en base a

combustibles derivados del petróleo como el Búnker y Diesel Oil, la SNE sugiere utilizar los escenarios de proyección más recientes de la EIA-DOE

Sistema de Generación Futura

Proyectos Eólicos

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. Estos proyectos son: Antón con 105.0 MW instalados, Toabré con 150.0 MW y el proyecto Penonomé de 336.0 MW. Todos ubicados en la Provincia de Coclé.

La Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, ha cancelado la licencia provisional otorgada a los promotores del Parque Eólico Santa Fe para la explotación, instalación y operación del proyecto. Por este motivo, el Parque Eólico Santa Fe, no se ha tomado en consideración para el presente Plan Indicativo de Expansión de Generación.

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 SNE a través de la Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2011, se omite la inserción de este recurso, como fuente de generación eléctrica a considerarse en este estudio.

Proyectos Hidroeléctricos

En el marco de la Ley No. 6 de febrero de 1997, se establece que la 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 ANAM, o porque los promotores no entregaron 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 consideradas aquellos proyectos que mantienen esta situación. En consecuencia, el catálogo de proyectos hidroeléctricos, solamente incluye aquellos proyectos con estudios a nivel de reconocimiento, pre-factibilidad, factibilidad o que efectivamente se encuentran en construcción.

En consenso la SNE, ASEP y ETESA, determinaron cuáles y a partir de qué fecha los proyectos candidatos cuentan con posibilidades reales de incorporarse al sistema de generación. El Cuadro 4.2 muestra las características generales y año de entrada de los proyectos hidroeléctricos candidatos considerados en la actualización del Plan Indicativo de Generación 2011.

Cuadro 4.2, Proyectos Hidroeléctricos Considerados.

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
Lorena	Filo de Agua	Alternegy, S.A.	33.80	30.62	168.62	5.00	3478.11	S/E Gualaca
Los Planetas 1	Filo de Agua	Altos de Francoil S.A.	4.78	0.91	30.00	5.00	3259.73	S/E Mata de Nance
Pedregalito	Filo de Agua	Generadora Pedregalito, S.A.	20.00	5.25	100.00	5.00	2250.00	S/E Boquerón
Bajo de Mina	Filo de Agua	Ideal Panamá, S.A.	56.00	20.07	265.60	5.00	2678.57	S/E Baltún
Chan I ¹	Filo de Agua	AES Changuinola	222.46	175.33	1046.50	5.00	2813.99	S/E Chan 75 ²
Pedregalito 2	Filo de Agua	Generadora Río Chico S.A.	13.00	3.22	55.00	5.00	2961.54	S/E Boquerón
Prudencia	Filo de Agua	Alternegy, S.A.	56.00	50.09	273.15	5.00	3478.21	S/E Valle
El Fraile	Filo de Agua	Hidrobrérica, S.A.	5.47	1.50	32.00	5.00	2600.91	S/E Llano Sanchez
Baltún	Filo de Agua	Ideal Panamá, S.A.	88.70	31.09	406.40	5.00	2254.79	S/E Progreso
La Huaca	Filo de Agua	Hidronorth Corp.	5.05	0.17	24.63	5.00	2500.99	S/E Llano Sanchez
Las Perlas Norte	Filo de Agua	Las Perlas Norte, S.A.	10.00	2.46	65.70	5.00	2500.00	S/E Boquerón
Gualaca	Filo de Agua	Bontex, S.A.	25.20	23.04	126.55	5.00	3478.17	S/E Guasaitas
Las Perlas Sur	Filo de Agua	Las Perlas Sur, S.A.	10.00	2.46	65.70	5.00	2501.00	S/E Boquerón
Mendre 2	Filo de Agua	Electro Generadora del Istmo S.A.	8.00	1.58	38.88	5.00	2501.25	S/E Caldera
Cochea	Filo de Agua	Generadora Alto Valle, S.A.	12.50	2.20	57.50	5.00	2880.00	S/E Caldera
Bajo de Totumas	Filo de Agua	Hidroeléctrica Bajos del Totuma, S.A.	5.00	1.50	nd	5.00	2500.00	S/E Boquerón
Caldera	Filo de Agua	Caldera Power Inc	4.00	1.20	15.90	5.00	2200.00	S/E Caldera
RP-490	Filo de Agua	Hidro Piedra, S.A.	9.95	2.98	55.04	5.00	4021.31	S/E Boquerón
Bajo Frío	Filo de Agua	Fourtain Intertrade Corp.	56.00	16.51	250.00	5.00	2948.43	S/E Progreso
Monte Lirio	Filo de Agua	Electron Investment	51.66	32.38	288.00	5.00	2400.00	S/E Dominical
Pando	Filo de Agua	Electron Investment	32.00	25.13	174.00	5.00	2400.00	S/E Dominical
Tizingal	Filo de Agua	Hidroeléctrica Tizingal S.A.	4.64	2.65	33.30	5.00	2500.54	S/E Boquerón
El Sándigo	Filo de Agua	Los Naranjos Overseas, S.A.	10.00	3.00	48.00	5.00	2500.00	S/E Caldera
San Andrés	Filo de Agua	Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	9.00	2.54	38.00	5.00	2500.00	S/E Progreso
Remigio Rojas	Filo de Agua	Empresa de Generación Eléctrica, S. A.	8.60	2.58	37.60	5.00	2243.02	S/E Boquerón
Bonyic	Filo de Agua	Hidroecológica del Teribe, S.A.	31.00	22.22	156.00	5.00	2322.58	S/E Changuinola
El Alto	Filo de Agua	Hydro Caisán, S.A.	68.00	22.14	280.00	5.00	2250.00	S/E Dominical
Cañazas	Filo de Agua	Natural Power & Resources, S.A.	5.94	0.68	27.17	5.00	2500.00	S/E San Bartolo ³
La Laguna	Filo de Agua	Reforestadora Cañazas, S.A.	9.30	2.79	48.34	5.00	2634.41	S/E San Bartolo ³
Las Cruces	Filo de Agua	Corporación de Energía del Istmo Ltd.	9.17	2.75	42.00	5.00	2618.09	S/E San Bartolo ³
Los Estrechos	Filo de Agua	Hidroeléctrica Los Estrechos S.A.	10.00	30.00	44.40	5.00	2700.00	S/E San Bartolo ³
Ojo de Agua	Filo de Agua	Estrella del Sur, S.A.	6.46	1.94	nd	5.00	2541.43	S/E Llano Sanchez
San Bartolo	Filo de Agua	Corporación de Energía del Istmo Ltd.	15.25	4.67	69.65	5.00	2180.24	S/E San Bartolo ³
Santa María 82	Filo de Agua	Panama Hydroelectrical Development Co. S.A.	25.60	7.68	91.27	5.00	2236.72	S/E Llano Sanchez
Los Planetas 2	Filo de Agua	Fuerza Eléctrica del Istmo, S.A.	3.73	1.12	nd	5.00	2098.20	S/E Mata de Nance
San Lorenzo	Filo de Agua	Hidroeléctrica San Lorenzo S.A.	8.40	1.33	40.48	5.00	3083.33	S/E Mata de Nance
Burica	Filo de Agua	Hidro Burica, S.A.	50.00	15.00	81.27	5.00	2800.00	S/E Progreso
Potterillos	Filo de Agua	Fuerza Hidráulica del Caribe, S.A.	4.17	1.25	27.21	5.00	1999.52	S/E Caldera
Barro Blanco	Filo de Agua	Generadora del Istmo S.A.	28.84	10.92	124.83	5.00	3388.06	S/E Barro Blanco ⁴
Tabasará II	Embalse	Consorcio Hidroeléctrico Tabasará, S.A.	34.53	11.90	148.50	5.00	2249.93	S/E Velladero
Chan II	Embalse	AES Changuinola	214.00	150.38	1053.00	5.00	2570.09	S/E Chan 75 ²

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011

nd Dato no disponible

¹ Los datos para el proyecto de Chan I, incluyen a la Mini Hidro.

² Secciona línea 230-20

³ Secciona línea 230-14

⁴ Secciona línea 230-6A

Proyectos Termoeléctricos

El catálogo de plantas generadoras térmicas, consideradas para su inclusión en el 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 otorgada por la ASEP o con contratos de suministro, recientemente acordados con las distribuidoras. El tamaño adecuado de las unidades se selecciona bajo criterios relacionados con la estabilidad del sistema. El Cuadro 4.3 presenta las características generales de los proyectos térmicos

candidatos contemplados en este estudio.

Cuadro 4.3, 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 Gal/MWh	Búnker C	46.86	3.4	1,500.0
Motor de Media Velocidad	100	55.05 Gal/MWh	Búnker C	47.05	7.5	1,000.0
Ciclo Combinado	150	57.97 Gal/MWh	Diesel	35.87	2.4	1,300.0
Ciclo Combinado	250	54.35 Gal/MWh	Diesel	38.63	2.1	1,200.0
Ciclo Combinado	100	219.31 m ³ /MWh	Gas Natural	35.87	2.0	2,240.0
Ciclo Combinado	150	219.31 m ³ /MWh	Gas Natural	30.35	1.8	2,033.0
Ciclo Combinado	200	204.7 m ³ /MWh	Gas Natural	30.35	1.7	2,000.0
Ciclo Combinado	250	204.7 m ³ /MWh	Gas Natural	30.35	1.7	1,850.0
Turbina de Gas	50	292.42 m ³ /MWh	Gas Natural	8.58	2.1	980.0
Turbina de Gas	100	277.8 m ³ /MWh	Gas Natural	7.36	1.8	930.0
Turbina de Gas Diesel	100	72.46 Gal/MWh	Diesel	9.81	2.4	900.0
Carbón 150	150	0.51 Ton/MWh.	Carbón	68.99	4.5	1,800.0
Carbón 250	250	0.39 Ton/MWh.	Carbón	64.39	4.2	1,650.0

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011. Costos Típicos de Plantas Térmicas.

CAPÍTULO 5, METODOLOGÍA DEL ESTUDIO

El estudio se realizó para un horizonte de 15 años (2011-2025), más un período 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 medio de demanda, con tasas de crecimiento anual de 5.82% en energía y 5.70% en potencia; y el escenario de crecimiento alto de demanda, con tasas de crecimiento anual de 6.03% y 5.78%. 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 estudio, se utiliza el modelo SDDP en modo operativo *Coordinado*. En el Cuadro 5.1 se presentan los parámetros de las corridas SDDP. 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 (MER), 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.

Cuadro 5.1, Parámetros de las Corridas SDDP.

Descripción	Valor
Sistemas	Panamá
	Costa Rica
	Nicaragua
	Honduras
	El Salvador
	Guatemala
Objetivo del Estudio	Política Operativa
Tipo de Estudio	Coordinado
Tamaño de la Etapa	Meses
Caudales	Series sintéticas
Programa de Mantenimiento	Representado
Configuración	Dinámica
Representación de la Red Eléctrica	Sin Red Solo Intercambios
Fecha Inicial	Enero 2011
Horizonte del Estudio (meses)	180
Número de Series para Simulación	50
Número de Discretaciones	15
Numero de Bloques de Demanda	5
Numero de Años Adicionales	1
Tasa de Descuento (% a.a.)	12
Costo de Deficit (US \$ / MWh)	1850.00

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011

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 5.2. 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 5.2, Planes de Expansión de Centroamérica.

Años	Costa Rica		Nicaragua		El Salvador		Honduras		Guatemala							
	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW						
2011	Garabito	200	San Jacinto	36			Pequeñas hidro	4.8	palo viejo	80						
	Alquiler Barranca	-90					Ceiba	-26.6								
2012	Pirris	128	San Jacinto	36			Eolico	100	santa teresa	19.4						
	Pailas	35									Eolo	37				
	Colima	-14									Pastasma	12				
	Valle Central	15									Blue Power	40				
2013	Toro 3	49	Larreynaga	17			Pequeñas hidro	4.6	san cristobal	19						
	Cachi	-150									eolica progelca berlin V	5				
2014	Chachi 2	158	Tumarín	250	Fonseca*	250	Ceshsa	150	Santa Rosa	90						
	Capulín	49									Managua 3	-40	el chaparral	66	Pequeñas hidro	6.2
	Chucas	50									Managua 4 -5	-10	Cutuco	525	Lufussa	-70.5
	Torito	50									nicaragua 1	-50	5 de Nov	80	Elcosa	-80
2015	BOT eolico	50	Boboke	70			Pequeñas hidro	8.3	Jagua Energy	300						
											Geo 35MW	35	Amp. Cajon	75		
2016	Reventazon / (mini)	314	Copalar Bajo	150	El Cimarron	261	Carbon	150								
											Salto YY	24.8	Llanitos	98		
2017			Tipitapa	-51			Jicatuyo	173								
											Momotombo	-31	Tablon	20		
2018	Diquis / (mini)	631	Geo 20MW	20			MMV	400								
											Eolico	40	Carbon	200		
2019					Rio Paz	137	Lufussa 3	210								
													Enersa (Amp)	230		
2020							MMV	200								
													Emce 2	60		
2021	Hidro Proy 4		Geo 25MW	25	el tigre	704	Lufussa 2	80								
													Carbon	100		
2022			Geo 25MW	25												
2023	Geo Proy 1	35	El Carmen	100												
	Geo Proy 2	35														
	Geo Proy 3	35														
	Geo Proy 4	35														
2024	Savagre	160														
	Hidro Proy 3	50														
2025	Eolico Proy 2	50														
	Pacuare	167														

Fuente: Actualización de los Planes de Expansión de Generación de Centroamérica. GTPIR.

CAPÍTULO 6, PLANES DE EXPANSIÓN DE DEMANDA MEDIA

Casos de Demanda Media

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. Igualmente, se contempla la

ampliación de la capacidad de intercambio con la región centroamericana producto del inicio de operación del proyecto SIEPAC.

Para el año 2011 análisis de los casos de demanda media se presenta un plan de corto plazo de cuatro años que no será modificado en ninguno de los casos de estudio.

Cuadro 6.1, Plan de Expansión de Corto Plazo.

Entrada en Operación		DEMANDA		OFERTA		Hidro	Eólico	Termo	Total	Capacidad Instalada MW
Año	Mes	MW	Δ% MW	Proyecto	MW	Capacidad Instalada Actual				1942.18
2011	Mar			Lorena	33.80					
	Mar			Los Planetas 1	4.50					
	Abr			BLM (Conversión Carbón)	120*			120*		
	Abr			Pedregalito	20.00					
	Jul	1,323.6	5.3	Bajo de Mina	56.00	411			411	2353
	Ago			Chan I	222.46					
	Sep			Pedregalito 2	13.00					
	Sep			Prudencia	56.00					
	Dic			El Fraile	5.47					
2012	Mar			Baitún	88.70					
	Abr			La Huaca	5.05					
	May			Las Perlas Norte	10.00					
	Jun	1,323.6	5.3	Gualaca	25.20	159			159	2513
	Jun			Las Perlas Sur	10.00					
	Nov			Mendre 2	8.00					
2013	Ene			Cochea	12.50					
	Ene			Bajos de Totuma	5.00					
	Ene			Caldera	4.00					
	Ene			Eólico I	150.00		150			
	Feb			RP - 490	9.95					
	May			Bajo Frío	56.00					
	May			Monte lirio	51.65					
	May	1,494.0	6.3	Pando	32.00	290			440	2953
	Jun			TERRA 4 - TIZINGAL	4.64					
	Jul			El Síndigo	10.00					
	Ago			San Andrés	9.00					
	Oct			Remigio Rojas	8.60					
Dic			Bonyic	31.30						
Dic			El Alto	68.00						
2014	Ene			Cañazas	5.94					
	Ene			La Laguna	9.30					
	Ene			Las Cruces	9.17					
	Ene			Los Estrechos	10.00					
	Ene			Ojo de agua	6.46					
	Ene	1,494.0	6.3	San Bartolo	15.25	148			148	3101
	Abr			Santa María 82	25.60					
	Ago			Los Planetas 2	3.73					
	Ago			San Lorenzo	8.40					
	Dic			Burica	50.00					
Dic			Potreros	4.17						
Total Instalado por Tipo «MW»						1009	150	0		

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011

REGMHTCB11

En este caso se consideran proyectos hidroeléctricos y térmicos de tecnologías similares con las que contamos en la actualidad, así como aquellos proyectos que generan a base de carbón a partir del 2015. Como resultado de esta corrida se obtiene el Plan Indicativo de Generación de Largo Plazo que se presenta en el Cuadro 6.2

Cuadro 6.2, Plan de Expansión de Largo Plazo del Caso REGMHTCB11

Entrada en Operación		DEMANDA POTENCIA		OFERTA		Hidro	Eólico	Termo	Total	Capacidad Instalada MW
Año	Mes	MW	Δ%MW	Proyecto	MW	Capacidad Instalada en el Periodo Fijo				3101
2015	Ene	1,584.6	6.1	Barro Blanco	28.84	29			29	3130
2016	Abr	1,677.7	5.9	Tabasará II	34.53	249			249	3378
	Dic			Chan II	214.00					
2017	Ene	1,775.1	5.8							
2018	Ene	1,880.3	5.9	Carbón A	250.00			250	250	3628
2019		1,982.0	5.4							
2020	Ene	2,101.6	6.0	Carbón B	250.00			250	250	3878
2021		2,211.8	5.2							
2022	Ene	2,326.9	5.2	Carbón C	250.00			250	250	4128
2023	Ene	2,450.3	5.3	Carbón D	250.00			250	250	4378
2024		2,589.0	5.7							
2025		2,729.7	5.4							
Total Instalado por Tipo »MW«						277	0	1000		

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011

El PIGEN presenta una adición de 2436 MW, de los cuales 1286 MW corresponden a plantas hidroeléctricas, 1000 MW en plantas térmicas y 150 MW con plantas eólicas totalizando 2436 MW al final del horizonte de estudio. Se obtienen una distribución porcentual de 52.8% hidro, 41.05% térmica y 6.15% eólica. Tomando en cuenta la potencia instalada actualmente, el resultado sería de 4378 MW, lo cual duplicaría la oferta con respecto a la demanda proyectada para todo el período de estudio.

Costo de Inversión = 2,623.1 M\$

Costo Operación = 1,867.8 M\$

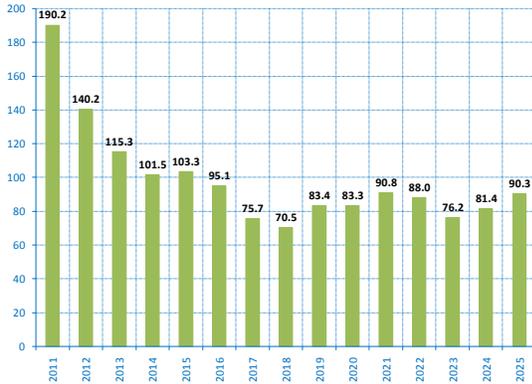
Costo de Déficit = 0.4 M\$

Costo Total = 4,491.3 M\$.

El resultado de los costos marginales del sistema (CMS) se presenta en el gráfico 6.1 donde se aprecia una tendencia a la baja entre los años 2011 y 2018, debido a la entrada de proyectos hidroeléctricos (1,686.2 MW) y una planta eólica de 150 MW de

capacidad instalada en el año 2013. Estas por tratarse de plantas de generación renovables, tienen un impacto importante en la reducción del CMS, además que contribuyen a reducir afectaciones que se pudiesen presentar por los cambios drásticos y constantes del precio del combustible. En el año 2012 el costo marginal del sistema disminuye en 26.3% debido a la entrada en operación de 159.5 MW de proyectos hidros de pasada y la incorporación en el segundo semestre del año 2011 del proyecto Chan I de 222.5 MW.

Gráfico 6.1, Costo Marginal de Demanda de Panamá del Caso REGMHTCB11.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

La entrada de dichos proyectos además de disminuir el CMS tiende a aumentar los intercambios a partir de la entrada del proyecto SIEPAC, ya que presentaríamos una oferta más económica en comparación con otros países lo cual consolida a Panamá como un país exportador de energía como se muestra en el gráfico 6.2.

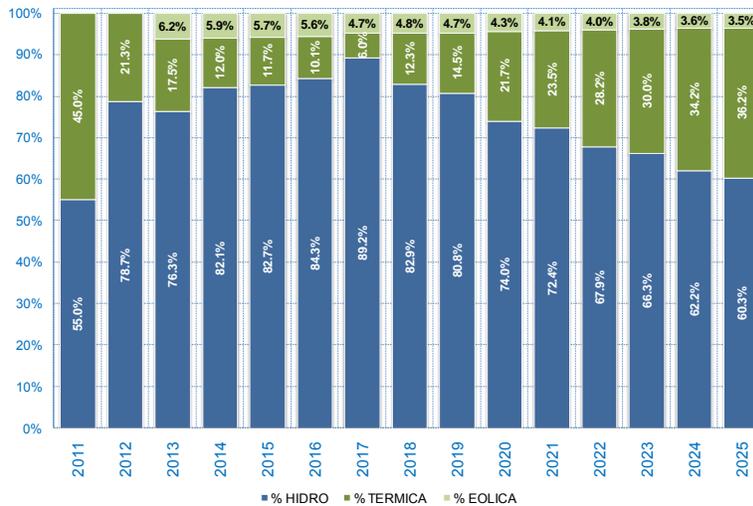
Gráfico 6.2, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTCB11.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

En el gráfico 6.3 se puede apreciar la participación de la generación hidro, térmica y eólica, dando como resultado durante todo el horizonte un mayor aporte hidro, lo cual impacta directamente en el CMS. Nótese que el inicio de operación del proyecto hidroeléctrico Chan II en el año 2017 incrementa la participación hidráulica hasta un 89%.

Gráfico 6.3, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTCB11.



Referencia: ETESA, Revisión del Plan de Expansión 2011.

REGMHTCBE011

En este caso se consideran proyectos hidroeléctricos y térmicos de tecnologías similares con las que contamos en la actualidad, así como aquellos proyectos que utilizan carbón a partir del 2015, además fuentes de generación eólica a partir del año 2014. Como resultado de esta corrida se obtiene el Plan Indicativo de Generación de Largo Plazo que se presenta en el cuadro 6.3

Cuadro 6.3, Plan de Expansión de Largo Plazo del Caso REGMHTCBE011.

Entrada en Operación		DEMANDA		OFERTA		Hidro	Eólico	Térmo	Total	Capacidad Instalada MW
		POTENCIA								
Año	Mes	MW	Δ%MW	Proyecto	MW	Capacidad Instalada en el Período Fijo =				3101
2015	Ene	1,584.6	6.1	Barro Blanco	28.84	29	40		69	3170
	Ene			Eólico II	40.00					
2016	Abr	1,677.7	5.9	Tabasará II	34.53	249			249	3418
	Dic			Chan II	214.00					
2017	Ene	1,775.1	5.8	Eólico III	80.00		80		80	3498
2018	Ene	1,880.3	5.9	Carbón A	250.00			250	250	3748
2019	Ene	1,982.0	5.4	Eólico IV	120.00		120		120	3868
2020	Ene	2,101.6	6.0	Carbón B	250.00			250	250	4118
2021		2,211.8	5.2							
2022	Ene	2,326.9	5.2	Carbón C	250.00			250	250	4368
2023	Ene	2,450.3	5.3	Carbón D	250.00			250	250	4618
2024		2,589.0	5.7							
2025		2,729.7	5.4							
Total Instalado por Tipo «MW»						277	240	1000		

Fuente: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

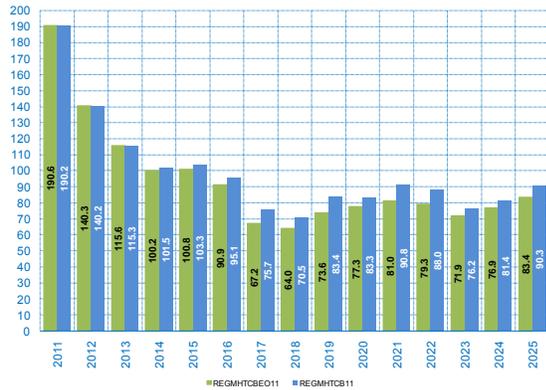
El cronograma de expansión obtenido para este caso es similar al caso anterior en cuanto a las fechas y proyectos hidro y térmicos presentes, con la única diferencia que al tener plantas eólicas candidatas, estas son despachadas en los años 2015, 2017 y 2019 con 40 MW, 80 MW, y 120 MW respectivamente, llegando a tener al final del horizonte 390MW instalados de este tipo de tecnología. Con este cambio se tendrían 1286 MW en plantas hidráulicas, 1000 MW en plantas térmicas, y se aumenta el porcentaje de instalación eólica de 6.5% a 8.44%.

Costo de Inversión = 2,742.4 M\$
 Costo Operación = 1,753.4 M\$
 Costo Déficit = 0.5 M\$
 Costo Total = 4,496.3 M\$.

El costo de inversión de este caso es mayor que el del caso REGMHTCB11 por la entrada de 3 proyectos eólicos, pero el costo de inversión baja, ya que dichos proyectos tienen costos operativos relativamente bajos.

Debido a la incorporación de 240 MW adicionales de proyectos eólicos a partir del año 2015, el CMS muestra una disminución con respecto a los CMS que arroja el caso REGMHTCB11. Este comportamiento puede apreciarse en el gráfico 6.4.

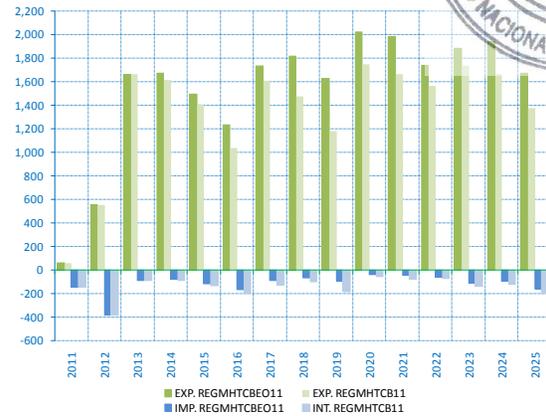
Gráfico 6.4, Costos Marginales de Panamá del Caso REGMHTCBEO11.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011

La reducción del CMS de Panamá, hace aún más competitiva en precio la energía del país en comparación con los países Centroamericanos, por lo tanto se ve un aumento en los intercambios. Dicho comportamiento se muestra en el gráfico 6.5

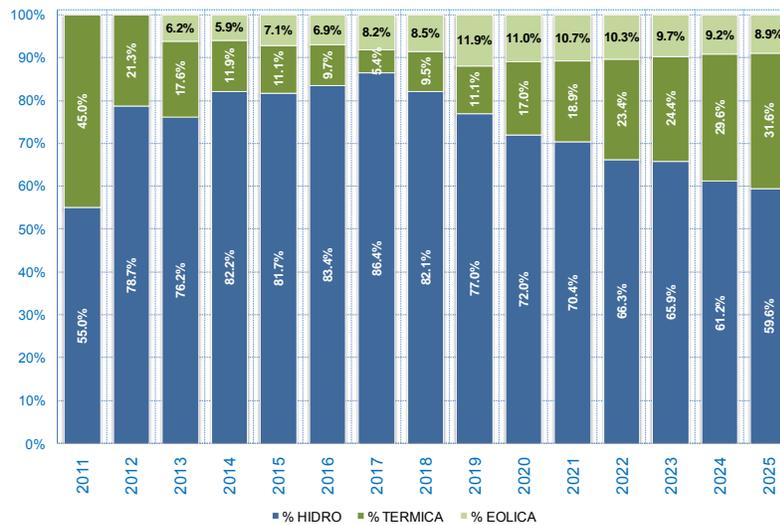
Gráfico 6.5, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTCBEO11.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

En el gráfico 6.6 se muestra la participación hidro, térmica y eólica. Se puede apreciar claramente el aumento en la generación eólica. Con respecto al caso REGMHTCB11.

Gráfico 6.6, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTCBEO11.



Referencia: ETESA, Revisión del Plan de Expansión 2011.

REGMHTTLA11

En este caso se consideran proyectos hidroeléctricos y térmicos de tecnologías similares con las que contamos en la actualidad, así como aquellos proyectos que utilizan carbón a partir del 2015, además fuentes de generación eólica a partir del año 2014 y de gas natural a partir del años 2015. Como resultado de esta corrida se obtiene el Plan Indicativo de Generación de Largo Plazo que se presenta en el cuadro 6.4

Cuadro 6.4, Plan de Expansión de Largo Plazo del Caso REGMHTTLA11.

Entrada en Operación		DEMANDA POTENCIA		OFERTA		Hidro	Eólico	Termo	Total	Capacidad Instalada MW
Año	Mes	MW	Δ% MW	Proyecto	MW	Capacidad Instalada Actual =				3101
2015	Ene			Barro Blanco	28.84					
	Ene			Eólico II	40.00					
		1,584.6	6.1	CCGNTCOL**	158.00	29	40	200	269	3370
				CC GNL 200	150.00					
	Ene			CC GNL 200	200.00					
2016	Abr			Tabasará II	34.53					
	Dic	1,677.7	5.9	Chan II	214.00	249			249	3618
2017	Ene	1,775.1	5.8	Eólico III	80.00		80		80	3698
2018	Ene	1,880.3	5.9	CC GNL 250 A	250.00			250	250	3948
2019	Ene	1,982.0	5.4	Eólico IV	120.00		120		120	4068
2020	Ene	2,101.6	6.0	CC GNL 250 B	250.00			250	250	4318
2021	Ene	2,211.8	5.2							
2022	Ene	2,326.9	5.2	CC GNL 250 C	250.00			250	250	4568
2023	Ene	2,450.3	5.3							
2024	Ene	2,589.0	5.7							
2025	Ene	2,729.7	5.4	CC GNL 100	100.00			100	100	4668
Total Instalado por Tipo «MW»						1286	240	1050		

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

** Conversión de los CC BLM y Termo Colon a Gas, no representa adición de capacidad.

La implementación de GNL introduciría un cambio importante en la matriz energética del país, abaratando el CMS, lo que lograría mayor competitividad del parque de generación, un aumento en los intercambios y a la vez haciendo más eficiente el plantel térmico existente con la incorporación del GNL con la adecuación de los ciclos combinados de Termocolón y BLM.

Costo de Inversión = 2862.0 M\$,
 Costo de Operación = 1,771.7 M\$
 Costo de déficit = 0.3 M\$
 Costo Total = 4,634.0 M\$.

En el gráfico 6.7 se muestra el comportamiento que tendría el CMS en comparación con el caso REGMHTCB11, dando como resultado una disminución a partir de la entrada

de las plantas de gas del 41.5% en el año 2015.

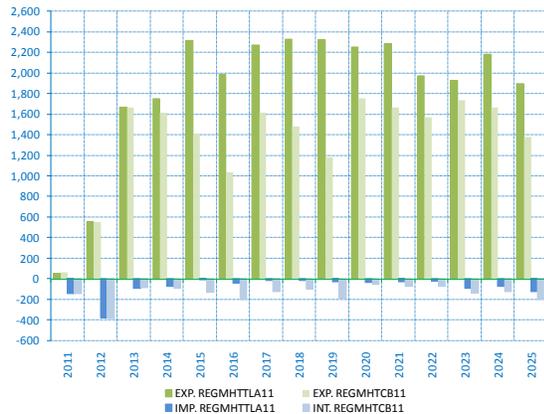
Gráfico 6.7, Costo Marginal de Panamá del Caso REGMHTTLA11.



Referencia: ETESA, Revisión del Plan de Expansión 2011.

Debido a esto la oferta de energía de Panamá sería más atractiva para los países de Centroamérica aumentando así las exportaciones, como se puede apreciar en el gráfico 6.8.

Gráfico 6.8, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTTLA11.

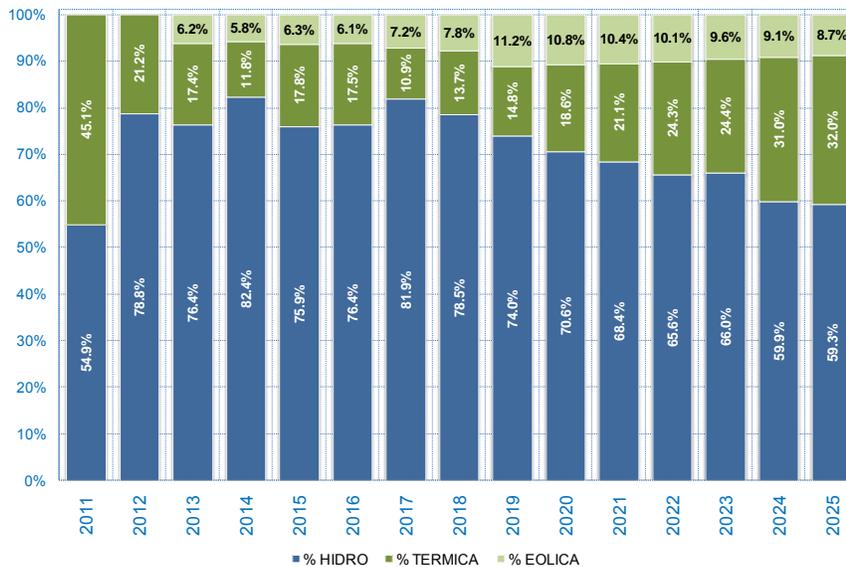


Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

térmicas a base de gas. Los valores de intercambio de energía se muestran en el gráfico 6.9

La exportación de energía se incrementa en un 64.2% en comparación al caso REGMHTCB11 a partir del año 2015, debido a la entrada en operación las unidades de GNL. El sistema de generación de Panamá presenta una oferta energética atractiva básicamente debido a que en el resto de la región centroamericana no se considera la adición de unidades

Gráfico 6.9, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTTLA11.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

Análisis de las Sensibilidades

Con el fin de estudiar el comportamiento que tendría el sistema en caso de darse inconvenientes como el atraso en la construcción de los proyectos hidráulicos, aumento de la demanda o el combustible u otras situaciones que podrían afectar la entrada en operación en las fechas previstas de los proyectos que se consideran importantes o sensitivos para el sistema; se procedió a realizar

las debidas simulaciones que muestran el impacto que pudiese producir en el sistema, de cumplirse estos inconvenientes en el desarrollo y posterior puesta en marcha de los proyectos de generación. Dichas sensibilidades se muestran en el cuadro 6.5 donde se aprecian las fechas que se consideran para cada una de las sensibilidades que forman parte de estos análisis.

Cuadro 6.5, Sensibilidades Analizadas.

Año	Proyecto	CASO BASE	SENSIBILIDADES						
			A	B	C	D	E	F	
2011	Lorena	Mar							
	Los Planetas 1	Mar							
	BLM (Conv. Carbón)	Abr							
	Pedregalito	Abr							
	Bajo de Mina	Jul							
	Chan I	Ago	Feb-12						
	Pedregalito 2	Sep							
	Prudencia	Sep							
2012	El Fraile	Dic							
	Baitún	Mar		Sep-12					
	La Huaca	Abr							
	Las Perlas Norte	May							
	Gualaca	Jun							
	Las Perlas Sur	Jun							
	Mendre 2	Jun							
Cochea	Nov								
2013	Bajos de Totuma	Ene							
	Caldera	Ene							
	Eólico I	Ene				Ene-14			
	RP - 490	Feb							
	Bajo Frío	May							
	Monte lirio	May							
	Pando	May							
	TERRA 4 - TIZINGAL	Jun							
	El Síndigo	Jul							
	San Andrés	Ago							
2014	Remigio Rojas	Oct							
	Bonyic	Dic							
	El Alto	Dic							
	Cañazas	Ene			Ene-15				
	La Laguna	Ene			Ene-15				
	Las Cruces	Ene			Ene-15				
	Los Estrechos	Ene			Ene-15				
	Ojo de agua	Ene							
	San Bartolo	Ene			Ene-15				
	Santa Maria 82	Abr							
2015	Los Planetas 2	Ago							
	San Lorenzo	Ago							
	Burica	Dic							
	Potrerillos	Dic							
	Barro Blanco	Ene							
	2016	Tabasará II	Abr						
		Chan II	Dic					Dic-17	

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

REGMHTCB11A

Atraso en la entrada en operación del proyecto CHAN I (6 meses) a febrero de 2012.

Para desarrollar este proyecto, se aprovechan las aguas del río Changuinola las cuales permitirán la instalación de una potencia nominal de 222.5 MW y una producción de energía promedio anual de aproximadamente 1,046.5 GWh, por lo tanto la capacidad energética del proyecto representa el 14.32% con respecto al consumo total del sistema en el año 2010. Por considerarse este uno de los proyectos más grande a incorporarse al plantel de generación del sistema en los últimos años, se estudia el impacto en que tendría en el sistema de darse un atraso de 6 meses en la entrada en operación.

Costo de Inversión = 2,633.3 M\$,
Costo de Operación = 1,948.4 M\$
Costo de Déficit = 0.04 M\$
Costo Total = 4,582.1 M\$.

Como resultado de esta sensibilidad se observa un aumento aproximado de 70.3 M\$ en el costo operativo en el año 2011, ya que se despacharía durante los seis meses de atraso de entrada en operación del proyecto Chan I energía con fuentes térmicas. Es decir la generación térmica durante este período se incrementa en un 12%.

En el gráfico 6.10 se muestra el comportamiento del CMS en este caso donde se muestra un aumento de 8.6 \$/MWh en el primer año. El CMS se estabiliza con el reingreso del proyecto Chan I a partir de enero del 2012 para los siguientes años del estudio.

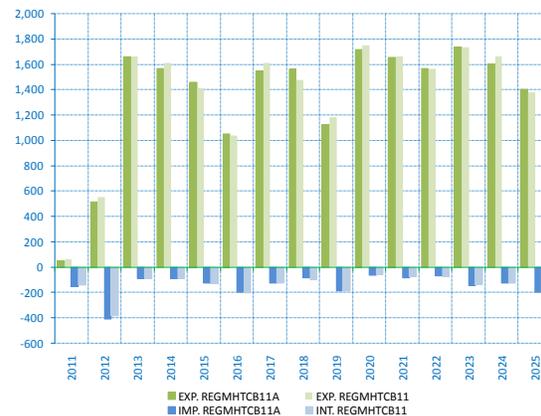
Gráfico 6.10, Costo Marginal de Panamá del Caso REGMHTCB11A.



Referencia: ETESA, Revisión del Plan de Expansión 2011.

Por otra parte los intercambios con Costa Rica para el año 2011, no reflejan niveles de variación importantes, ya que la diferencia con respecto al caso REGMHTCB11 es que el atraso del proyecto Chan I conlleva a 10.0 GWh de importación de energía. El gráfico 6.11 muestra la comparación de los intercambios entre el caso REGMHTCB11 y la sensibilidad REGMHTCB11A.

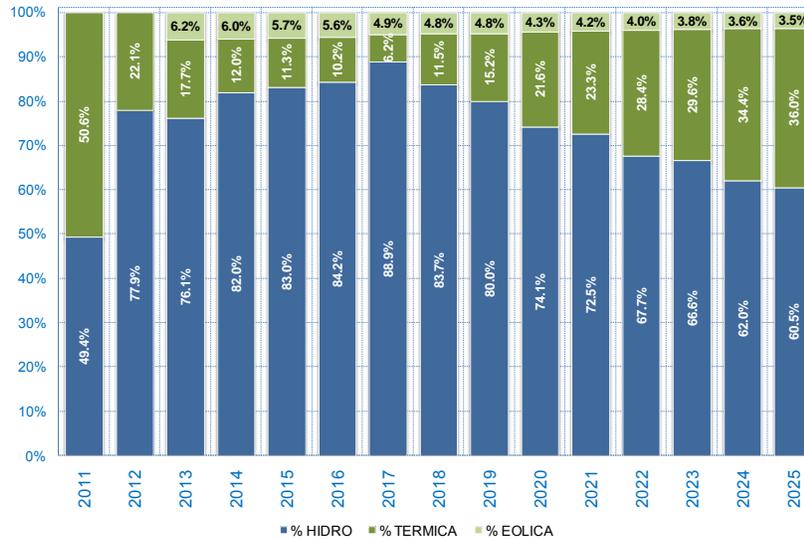
Gráfico 6.11, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTCB11A.



Referencia: ETESA, Revisión del Plan de Expansión 2011.

El gráfico 6.12 muestra la participación porcentual por tipo de tecnología en la sensibilidad REGMHTCB11A.

Gráfico 6.12, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTCB11A.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

REGMHTCB11B

Atraso de la entrada en operación del proyecto Baitún (6 meses) a septiembre 2012.

El proyecto Baitún la cual tendrá una capacidad 88.7MW, consiste en la construcción de una central hidroeléctrica de pasada sobre el río Chiriquí Viejo e inyectará anualmente aproximadamente 406.4 GWh promedio, una vez se integre a la capacidad instalada del sistema.

Costo de Inversión = 2,629.3 M\$,
 Costo de Operación = 1,889.9 M\$
 Costo de Déficit = 0.4 M\$
 Costo Total = 4,519.6 M\$.

El gráfico 6.13 muestra un incremento de 5.7 \$/MWh del CMS de no entrar este proyecto en la fecha prevista en el año 2012.

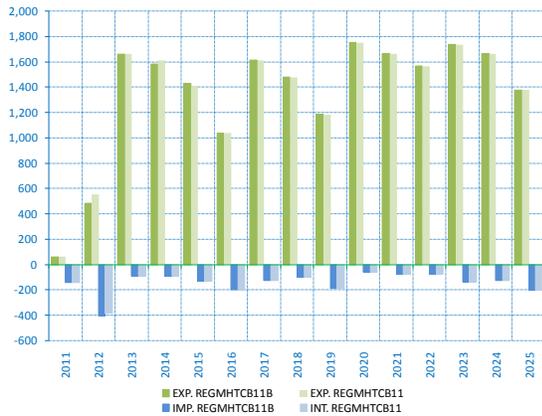
Gráfico 6.13, Costo Marginal de Panamá del Caso REGMHTCB11B.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

Los intercambios de energía no presentan cambios considerables en el año 2012, debido al retraso de este proyecto como se muestra en el gráfico 6.14.

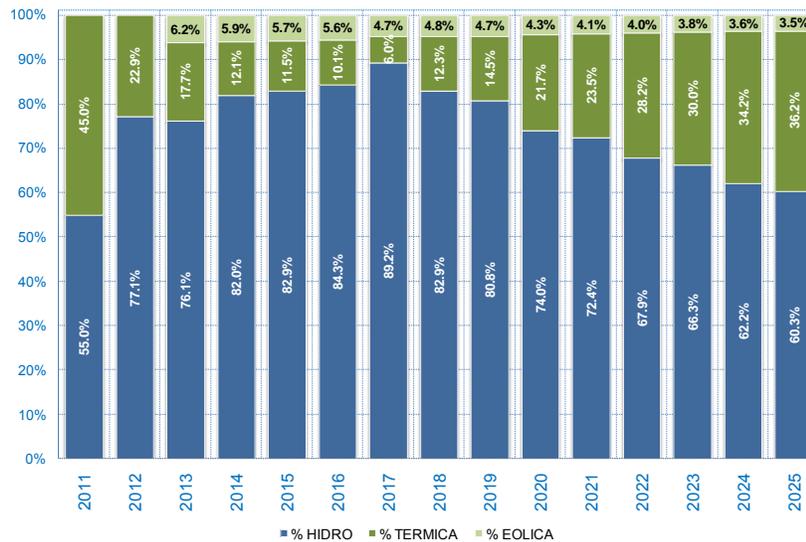
Gráfico 6.14, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTCB11B.



Referencia: ETESA, Revisión del Plan de Expansión 2011.

La disminución en la producción de energía hidráulica por el atraso de este proyecto se refleja en el aumento en el CMS. La comparación entre el caso REGMHTCB11 y este caso en cuanto a la producción de energía hidro y térmica por año se aprecia en el gráfico 6.15.

Gráfico 6.15, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTCB11B.



Referencia: ETESA, Revisión del Plan de Expansión 2011.

REGMHTCB11C

Atraso de la entrada en operación de los proyectos Cañazas, Las Cruces, Los Estrechos, La Laguna y San Bartolo a enero 2015.

Al tener como punto de conexión al SIN la Subestación San Bartolo, se analiza los efectos que tendrían para el sistema un atraso en la construcción de esta, afectando directamente la

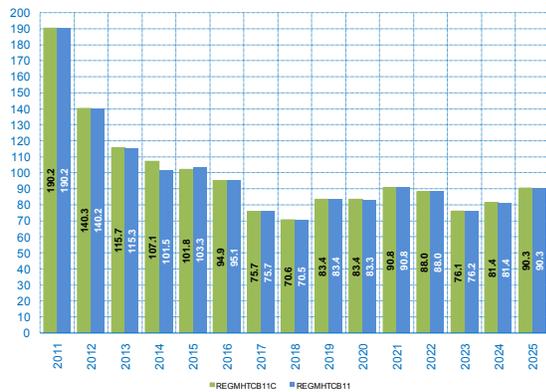
entrada en operación de estos proyectos que totalizan 49.66 MW que sería un aporte de un 2.5% a la capacidad instalada existente del sistema.

Costo de Inversión = 2,626.4 M\$,
 Costo de Operación = 1,868.3 M\$
 Costo de Déficit = 0.4 M\$
 Costo Total = 4,495.1 M\$.

El atraso de entrada en operación de los proyectos que conectan a la Subestación San Bartolo, propicia un aumento de 5.6 \$/MWh en los costos marginales en el año 2014, tal como se muestra en el gráfico 6.16

Este aumento en el CMS afectaría directamente los intercambios con Costa Rica al presentarse una oferta de energía más cara en comparación con el caso base, resultando en una disminución de 218.4 GWh en las exportaciones hacia este país (ver cuadro 6.17). La sumatoria de la generación promedio anual de los proyectos que se conectan en la Subestación San Bartolo es de 259.26 GWh.

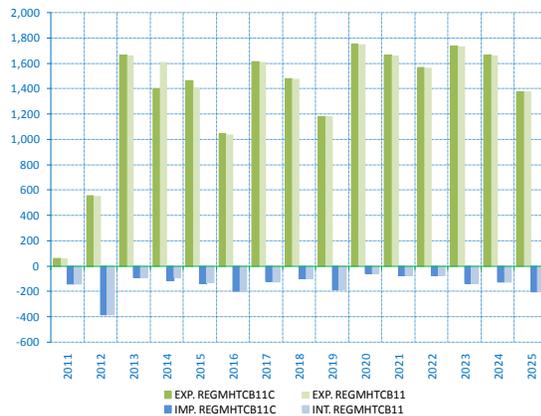
Gráfico 6.16, Costo Marginal de Panamá del Caso REGMHTCB11C.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

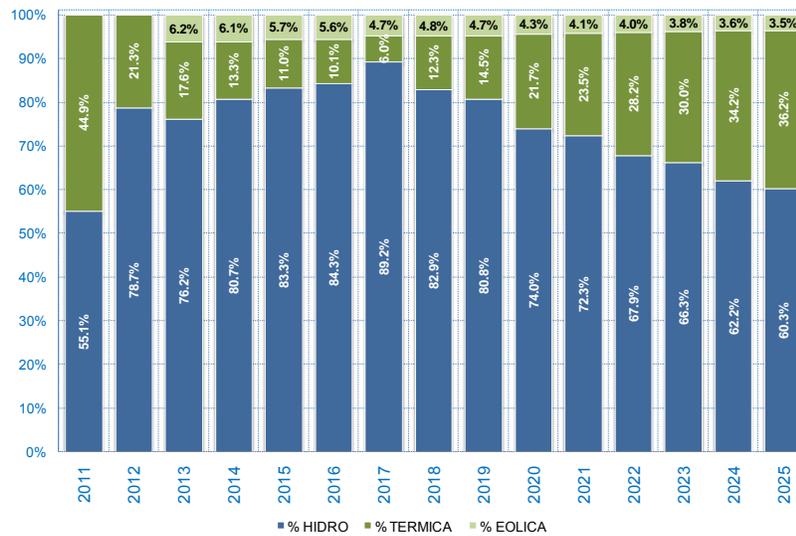
En el gráfico 6.18 se muestra el comportamiento de la matriz energética del sistema de darse esta sensibilidad.

Gráfico 6.17, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTCB11C.



Referencia: ETESA Revisión del Plan de Expansión 2011.

Gráfico 6.18, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTCB11C.



Referencia: ETESA, Revisión del Plan de Expansión 2011.

REGMHTCB11D

Atraso de la entrada en operación del Proyecto Eólico I (1 año) a enero 2014.

Debido a la gran expectativa que se tiene sobre el primer Proyecto Eólico que pudiese entrar en operación en Panamá, se estudió las consecuencias que tendría el sistema si dicho proyecto se retrasa. Otra manera de incentivar a la construcción de un proyecto eólico, es creando una Ley Eólica que le garantizaría que un porcentaje de la demanda sea suministrada por este tipo de tecnología.

Costo de Inversión = 2,631.6 M\$,
 Costo de Operación = 1,917.8 M\$
 Costo de Déficit = 0.4 M\$
 Costo Total = 4,549.8 M\$.

El resultado de esta sensibilidad muestra una variación de 15 \$/MWh en el año 2013, año en que debería entrar el Proyecto Eólico I. El comportamiento de los costos marginales de esta

sensibilidad se muestra en el gráfico 6.19.

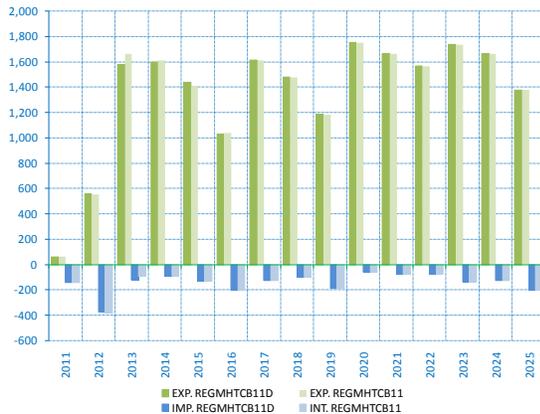
Gráfico 6.19, Costo Marginal de Panamá del Caso REGMHTCB11D.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

El aumento en el CMS provocaría una reducción en los intercambios para el año 2013, en comparación con el caso REGMHTCB11. Este comportamiento se muestra en el gráfico 6.20.

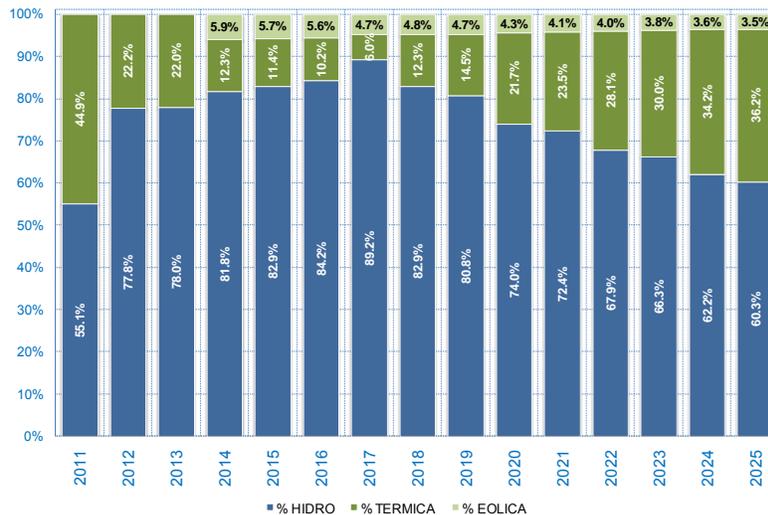
Gráfico 6.20, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTCB11D.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

En el gráfico 6.21 se muestra la distribución de la generación en caso de darse el atraso del Proyecto Eólico I.

Gráfico 6.21, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTCB11D.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

REGMHTCB11E

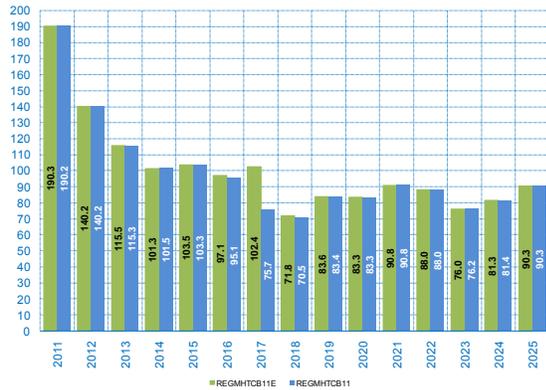
Atraso de la entrada en operación del proyecto CHAN II (1 año) a diciembre de 2017.

Por tratarse de otro proyecto cuya potencia instalada se considera importante para el sistema, se estudia el comportamiento que tendría el sistema si se llegara a atrasar este proyecto. La potencia que aportaría esta planta sería de 214 MW

Costo de Inversión = 2,629.2 M\$,
Costo de Operación = 1,898.2 M\$
Costo de Déficit = 0.4 M\$
Costo Total = 4,5278 M\$.

En el gráfico 6.22 se puede apreciar el comportamiento del CMS con esta sensibilidad.

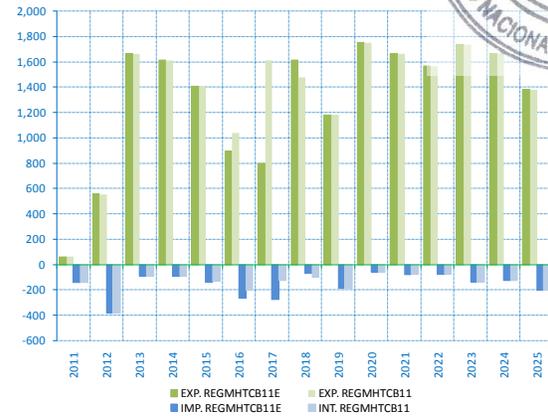
Gráfico 6.22, Costo Marginal de Panamá del Caso REGMHTCB11E.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

El CMS presenta un aumento 26 \$/MWh en el año 2017. Dicho comportamiento que demuestra la importancia del proyecto para el sistema. El atraso de Chan II representaría una disminución de 814 GWh de energía exportable en el año 2017. En la gráfica 6.23 se presentan los intercambios con Costa Rica.

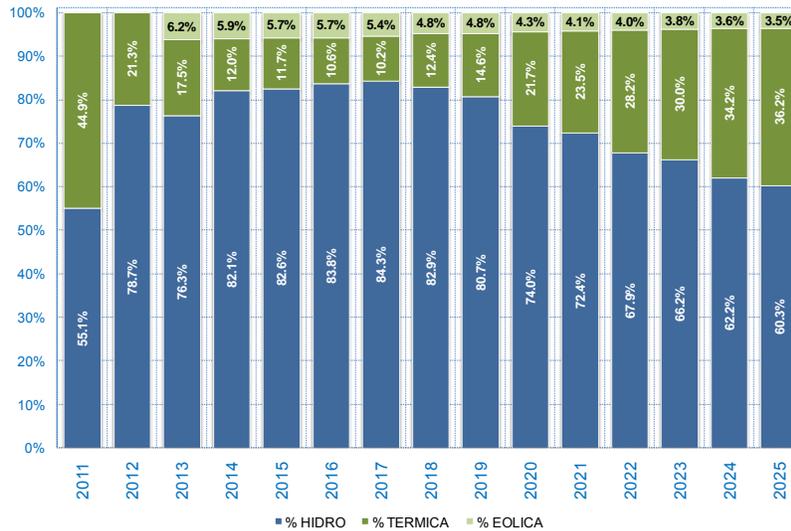
Gráfico 6.23, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTCB11E.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

El gráfico 6.24 muestra la matriz de generación. El atraso por un año del proyecto Chan II significaría para el sistema una disminución de 814.8 GWh en las exportaciones, al igual que un aumento de 428 GWh en la producción de energía termoeléctrica.

Gráfico 6.24, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTCB11E.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

REGMHTCB11F

En esta sensibilidad se considera una proyección de combustibles alto en el sistema de generación de Panamá.

Considerando las variaciones constantes y drásticas que tiene el precio del combustible a causas de la especulación, desastres naturales, guerras u otras situaciones que pudieran conllevar un aumento en el precio del combustible se tomó la decisión de estudiar el efecto que tendría este en el sistema eléctrico de Panamá.

Costo de Inversión = 2,623.1 M\$,
Costo de Operación = 1,652.7 M\$
Costo de Déficit = 0.4 M\$
Costo Total = 4,276.2 M\$.

Gráfico 6.25, Costo Marginal de Panamá del Caso REGMHTCB11F.



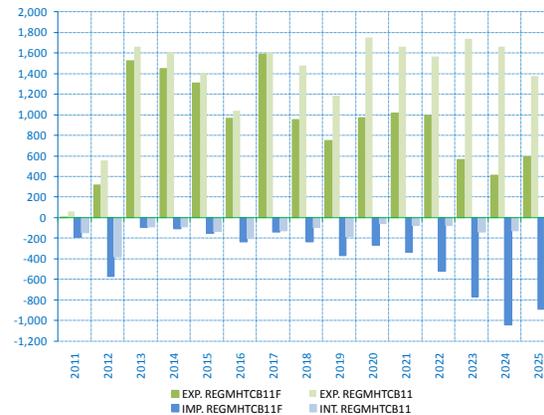
Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

Se puede apreciar en el gráfico 6.25 que de darse este comportamiento se presentaría un aumento del CMS de 30 \$/MWh en el año 2011, año en donde la generación térmica muestra un porcentaje de participación mayor que en los otros años de estudio. La variación del CMS a partir del año 2012 hasta el final del horizonte del estudio no indica mayor variación debido a la adición de proyectos

hidroeléctricos, eólicos y el aumento en las importaciones. La variación en promedio de los costos marginales entre el 2015-2025 es de 5%.

Este aumento afecta directamente los intercambios que podrían darse con Costa Rica como se aprecia en el gráfico 6.26.

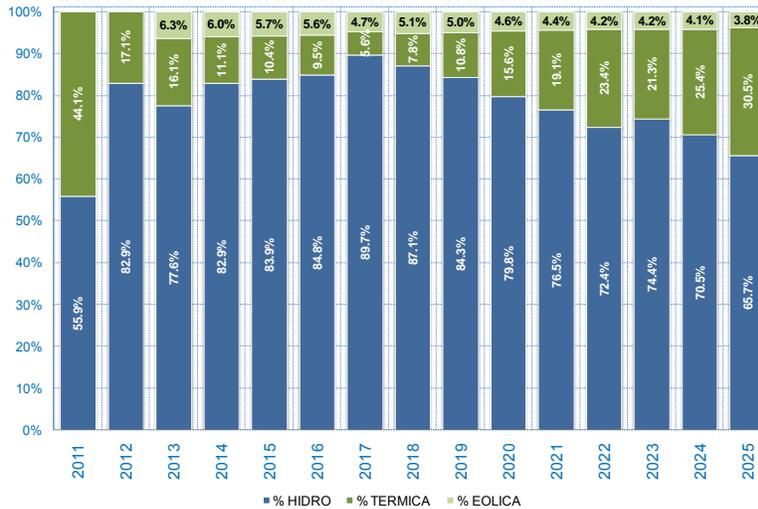
Gráfico 6.26, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTCB11F.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

En esta sensibilidad la participación térmica es menor debido a los costos de operación de esta tecnología en comparación con el caso REGMHTCB11. En el gráfico 6.27 se muestra el porcentaje de participación de generación por tipo de tecnología.

Gráfico 6.27, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTCB11F.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

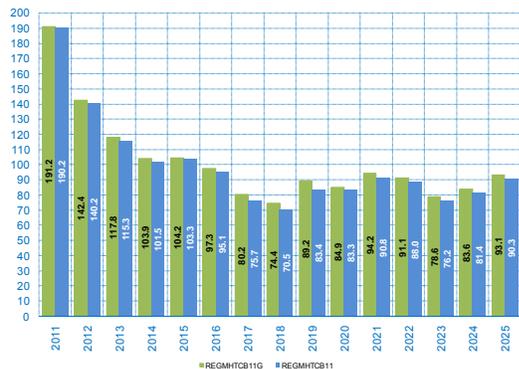
REGMHTCB11G

En esta sensibilidad se considera la proyección de demanda alta de modo que se evalúa la robustez del plan ante un incremento en la demanda.

Con la finalidad de analizar el comportamiento que tendría el plan de darse un aumento sistemático en la demanda se procedió a realizar esta sensibilidad.

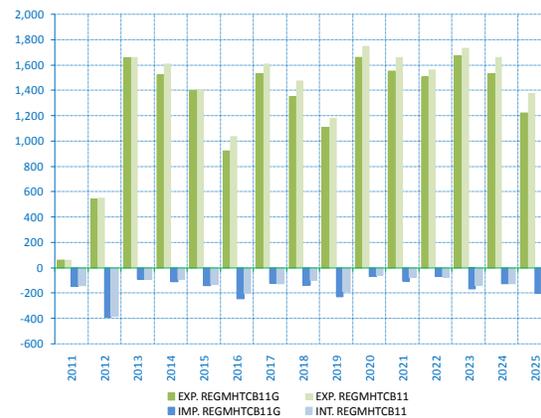
Costo de Inversión = 2,623.1 M\$,
Costo de Operación = 1,922.2 M\$,
Costo de Déficit = 0.4 M\$,
Costo Total = 4,545.7 M\$.

Gráfico 6.28, Costo Marginal de Panamá del Caso REGMHTCB11G.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

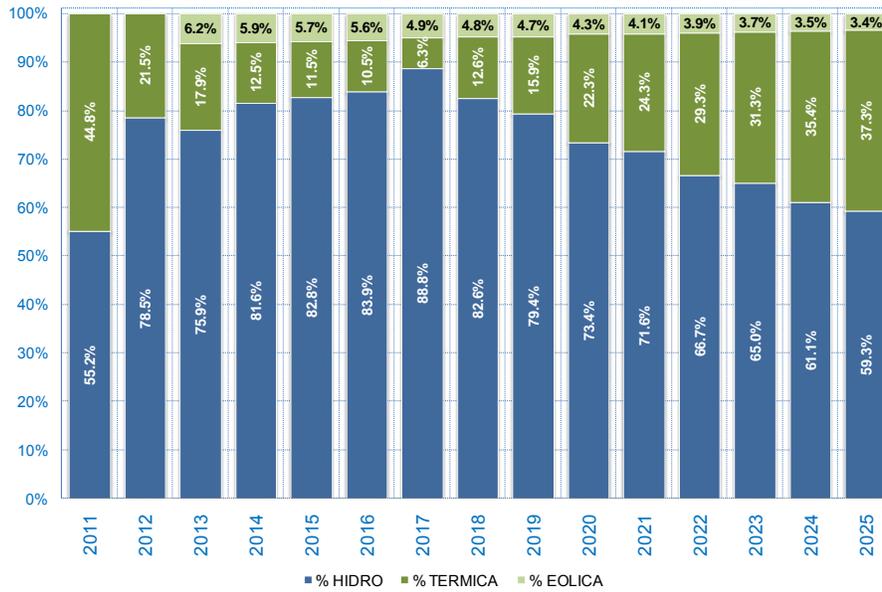
Gráfico 6.29, Intercambios de Energía con Costa Rica del Caso REGMHTCB11G.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

La matriz de generación muestra una mayor aportación hidro en comparación con el caso REGMHTCB11 (Gráfico 6.3).

Gráfico 6.30, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGMHTC 2011G.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011

Resumen

Como se pudo apreciar con anterioridad los planes de demanda media no presentan ninguna diferencia en el período de corto plazo. En el Cuadro 6.6 presenta la diferencia en cuanto a la capacidad instalada de un plan

con respecto al otro, además de la adición de plantas de GNL y la conversión a gas por parte de Termocolón y CC BLM en el año 2015.

Cuadro 6.6, Comparación de Planes de Demanda Media

Entrada en Operación		DEMANDA		REGMHTCB11						Entrada en Operación		REGMHTCBEO11						Entrada en Operación		REGMHTLA11																																							
				OFERTA		Idro	Eólico	Termo	Total			Capacidad Instalada MW	OFERTA		Idro	Eólico	Termo			Total	Capacidad Instalada MW	OFERTA		Idro	Eólico	Termo	Total	Capacidad Instalada MW																															
Año	Mes	MW	%MW	Proyecto	MW	Capacidad Instalada Actual = 3101				Año	Mes	Proyecto	MW	Capacidad Instalada Actual = 3101				Año	Mes	Proyecto	MW	Capacidad Instalada Actual = 3101																																					
2015	Ene	1,584.6	6.1	Barro Blanco	28.84	29			29	3130	2015	Ene	Barro Blanco	28.84	29	40	69	3170	2015	Ene	Barro Blanco	28.84	29	40	200	269	3370																																
																												Ene	EólicoII	40.00	29	40	69	3170	2015	Ene	EólicoII	40.00	29	40	200	269	3370																
																																												Ene	COGNTCOL**	15.000	29	40	69	3170	2015	Ene	COGNTCOL**	15.000	29	40	200	269	3370
2016	Abr	1,677.7	5.9	Tabasará II	34.53	249			249	3378	2016	Abr	Tabasará II	34.53	249		249	3418	2016	Abr	Tabasará II	34.53	249		249	3618																																	
																											Dic	Chan II	214.00	249			249	3378	2016	Dic	Chan II	214.00	249		249	3418	2016	Dic	Chan II	214.00	249		249	3618									
2017	Ene	1,775.1	5.8								2017	Ene	EólicoII	80.00	80	80	3498	2017	Ene	EólicoII	80.00	80		80	3698																																		
2018	Ene	1,880.3	5.9	Carbón A	250.00			250	250	3628	2018	Ene	Carbón A	250.00			250	250	3748	2018	Ene	CC GNL250A	250.00			250	250	3948																															
2019		1,982.0	5.4								2019	Ene	EólicoIV	120.00	120		120	3868	2019	Ene	EólicoIV	120.00	120		120	4068																																	
2020	Ene	2,101.6	6.0	Carbón B	250.00			250	250	3878	2020	Ene	Carbón B	250.00			250	250	4118	2020	Ene	CC GNL250B	250.00			250	250	4318																															
2021		2,211.8	5.2								2021	Ene								2021	Ene																																						
2022	Ene	2,326.9	5.2	Carbón C	250.00			250	250	4128	2022	Ene	Carbón C	250.00			250	250	4368	2022	Ene	CC GNL250C	250.00			250	250	4568																															
2023	Ene	2,450.3	5.3	Carbón D	250.00			250	250	4378	2023	Ene	Carbón D	250.00			250	250	4618	2023	Ene																																						
2024		2,589.0	5.7								2024	Ene								2024	Ene																																						
2025		2,729.7	5.4								2025	Ene								2025	Ene	CC GNL100	100.00			100	100	4668																															
Total Instalado por Tipo a MW					1286	450	1000							Total Instalado por Tipo a MW					1286	390	1000							Total Instalado por Tipo a MW					1286	390	1050																								

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011

En el cuadro 6.7 se muestra los costos de Inversión, Operación y Déficit de los tres planes de demanda media, además de la diferencia en costo total de cada uno de los planes con respecto al caso base REGMHTCB11. Lo indicado en este cuadro nos permite concluir que con la entrada de las plantas eólicas (Caso REGMHTCBEO11), el costo de operación presenta una rebaja significativa pero a su vez, un aumento

sustancial en el costo de inversión, haciendo que el caso base (REGMHTCB11) sea más factible. En comparación con el caso de Gas (REGMHTTLA11), donde la inversión resulta mayor debido a la instalación de una planta de regasificación en el país, el costo de inversión supera en 238.9 M\$ al caso base, lo que hace que este plan no sea muy atractivo a pesar de que el costo de operación es menor que el obtenido en el caso base.

Cuadro 6.7, Comparación de Costos por Caso

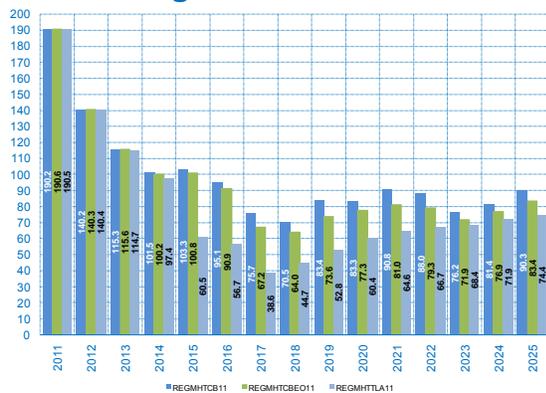
DEMANDA MEDIA					
Caso	Cost. Inv	Cost. Oper	Cost. Def.	Cost. Total	Dif
REGMHTCB11	2623.1	1867.8	0.4	4491.3	0.0
REGMHTCBEO11	2742.4	1753.4	0.5	4496.3	5.0
REGMHTTLA11	2862.0	1771.7	0.3	4634.0	142.8

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011

El Grafico 6.31 muestra la comparación en los CMS de los 3 casos de demanda media estudiados, donde se puede apreciar que el caso de Gas presenta el menor CMS dado que con el uso de este combustible eficiente y con un precio económico se logra una reducción notable en el costo de la energía.

En el Cuadro 6.8 se presentan las diferencias en los costos de las sensibilidades estudiadas, donde se puede apreciar que la sensibilidad REGMHTCB11F donde se estudia el plan obtenido en el caso base si llegase a darse con un incremento en el precio del combustible (proyección de combustible alta) presenta una diferencia menor de **-215 M\$** con respecto al caso REGMHTCB11. Dicha diferencia es debido a la reducción en la exportación, dado a que perdemos competitividad a nivel regional al aumentar el costo marginal del sistema (ver intercambios en el Grafico 6.26). En el caso REGMHTCB11A donde se estudia el retraso de 6 meses en la entrada en operación del proyecto Chan I, proyecto cuyo aporte de generación es importante para el país y que de no darse su entrada en operación en el tiempo previsto presentaría un aumento de 80.6 M\$ en el costo de operación debido a que esta energía tendría que ser

Gráfico 6.31, Comparación de los Costos Marginales



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011

reemplazada por energía proveniente de fuentes térmicas.

Cuadro 6.8, Comparación de Costos Caso Base vs Sensibilidades

SENSIBILIDADES					
Caso	Cost. Inv	Cost. Oper	Cost. Def.	Cost. Total	Dif
REGMHTCB11A	2633.3	1948.4	0.4	4582.1	90.8
REGMHTCB11B	2629.3	1889.9	0.4	4519.6	28.4
REGMHTCB11C	2626.4	1868.3	0.4	4495.1	3.8
REGMHTCB11D	2631.6	1917.8	0.4	4549.8	58.5
REGMHTCB11E	2629.2	1898.2	0.4	4527.8	36.5
REGMHTCB11F	2623.1	1652.7	0.4	4276.2	-215.0
REGMHTCB11G	2623.1	1922.2	0.4	4545.7	54.5

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011



CAPÍTULO 7. PLANES DE EXPANSIÓN DE DEMANDA ALTA

CAPÍTULO 7, PLANES DE EXPANSIÓN DE DEMANDA ALTA

Casos de Demanda Alta

Bajo el supuesto de un incremento en la economía del país, debido a factores externos e internos, además de que se mantenga un nivel medio en los precios del combustible y el crecimiento actual de la población del país. Adicionalmente a que no se den programas de generación y/o consumo de energía eficiente se define un crecimiento de la demanda.

Por consiguiente es necesario analizar un plan que pueda cumplir con este comportamiento incremental de la demanda.

Al igual que los planes de demanda media, el período de corto plazo es invariable o firme.

REGAHTCB11

En este caso se consideran proyectos hidroeléctricos y térmicos genéricos de tecnologías similares con las que contamos en la actualidad, así como aquellos proyectos que utilizan carbón a partir del 2015.

Cuadro 7.1, Plan de Expansión de Largo Plazo del Caso REGAHTCB11.

Entrada en Operación		DEMANDA POTENCIA		OFERTA	Hidro	Eólico	Termo	Total	Capacidad Instalada MW	
Año	Mes	MW	Δ% MW	Proyecto	MW	Capacidad Instalada en el Periodo Fijo =			3101	
2015	Ene	1,596.2	6.2	Barro Blanco	28.84	29			29	3130
2016	Abr	1,693.7	6.1	Tabasará II	34.53	249			249	3378
	Dic			Chan II	214.00					
2017	Ene	1,792.9	5.9							
2018	Ene	1,908.9	6.5	Carbón A	250.00		250	250	250	3628
2019		2,012.6	5.4							
2020	Ene	2,124.1	5.5	Carbón B	250.00		250	250	250	3878
2021		2,234.8	5.2							
2022	Ene	2,352.5	5.3	Carbón C	250.00		250	250	250	4128
2023	Ene	2,478.7	5.4	Carbón D	250.00		250	250	250	4378
2024		2,619.2	5.7							
2025	Ene	2,763.7	5.5	Carbón F	150		150	150	150	4528.394
Total Instalado por Tipo «MW»						277	0	1150		

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

Costo de Inversión = 2,630.2 M\$,
 Costo de Operación = 1,921.5 M\$
 Costo de Déficit = 0.4 M\$
 Costo Total = 4,552.1 M\$.

El caso de demanda alta REGAHTCB11 utilizada en este análisis no muestra diferencias considerables con el caso de demanda media REGMHTCB11.

En la grafica 7.1 se muestra una similitud de los CMS entre los dos casos. Esta similitud se debe a que las diferencias que existen entre las demandas son cubiertas por un aumento en las importaciones y el incremento de la aportación térmica del sistema de generación de Panamá. El incremento de la generación térmica es de 4% anual durante el horizonte del estudio, lo que representa un aumento

promedio del CMS de 3% a lo largo del periodo en comparación con el caso REGMHTCB11.

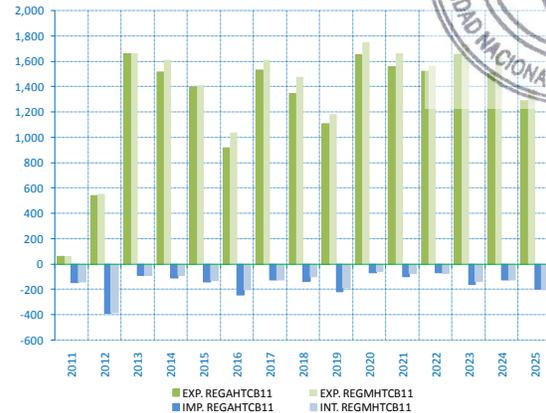
Gráfico 7.1, Costo Marginal de Panamá del Caso REGAHTCB11.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

A su vez, los intercambios muestran montos con poca diferencia en los primeros años pero se destaca una disminución en las exportaciones a partir del año 2014. En el gráfico 7.2 se aprecia con más claridad los intercambios de este escenario.

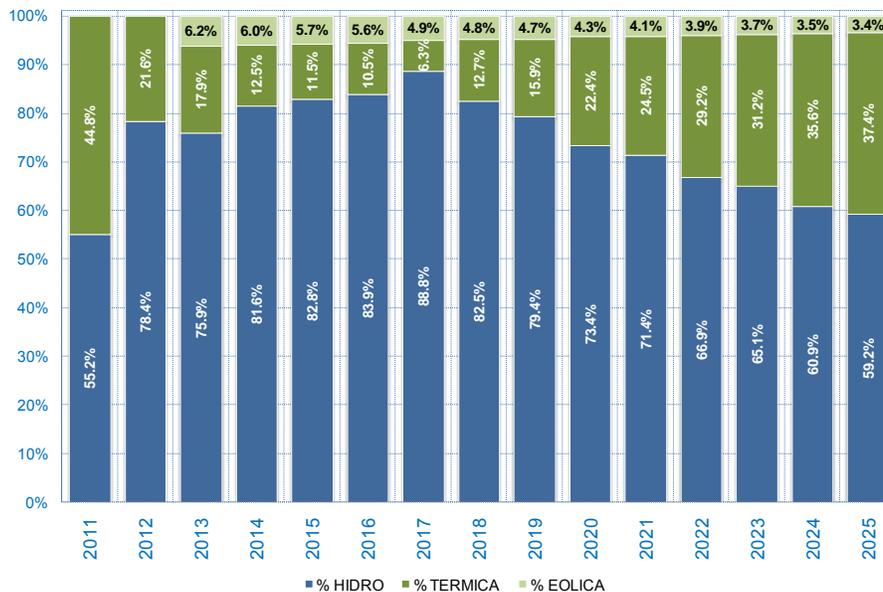
Gráfico 7.2, Intercambios con Costa Rica del Caso REGAHTCB11.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

La distribución de la generación, indicada en el gráfico 7.3 muestra que la generación hidro supera en promedio para todo el periodo de estudio a la generación térmica. Este comportamiento se repite en todos los casos analizados de demanda alta.

Gráfico 7.3, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGAHTCB11.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

REGAHTCBE011

En este caso se consideran proyectos hidroeléctricos y térmicos de tecnologías similares con las que contamos en la actualidad, así como aquellos proyectos que utilizan carbón a partir del 2015, además fuentes de generación eólica a partir del año 2014 y de gas natural en el años 2015. Como resultado de esta corrida se obtiene el Plan Indicativo de Generación de Largo Plazo que se presenta en el cuadro 6.4

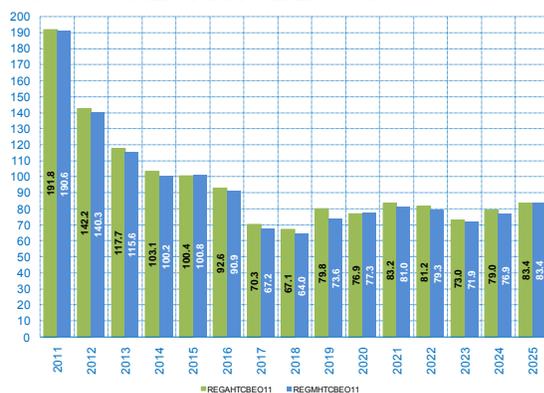
Cuadro 7.2, Plan de Expansión de Largo Plazo del Caso REGAHTCBE011.

Entrada en Operación		DEMANDA		OFERTA		Hídrico	Eólico	Térmico	Total	Capacidad Instalada MW
Año	Mes	MW	Δ%MW	Proyecto	MW	Capacidad Instalada en el Periodo Fijo =				3101
2015	Ene	1,596.2	6.2	Barro Blanco	28.84	29	40		69	3170
	Ene			Eólico II	40.00					
2016	Abr	1,693.7	6.1	Tabasará II	34.53	249			249	3418
	Dic			Chan II	214.00					
2017	Ene	1,792.9	5.9	Eólico III	80.00		80		80	3498
2018	Ene	1,908.9	6.5	Carbón A	250.00			250	250	3748
2019	Ene	2,012.6	5.4	Eólico IV	120.00		120		120	3868
2020	Ene	2,124.1	5.5	Carbón B	250.00			250	250	4118
2021		2,234.8	5.2							
2022	Ene	2,352.5	5.3	Carbón C	250.00			250	250	4368
2023	Ene	2,478.7	5.4	Carbón D	250.00			250	250	4618
2024		2,619.2	5.7							
2025	Ene	2,763.7	5.5	Carbón F	150			150	150	4768.394
Total Instalado por Tipo »MW«						277	240	1150		

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

Costo de Inversión = 2,749.5 M\$,
 Costo de Operación = 1,801.5 M\$
 Costo de Déficit = 0.5 M\$
 Costo Total = 4,551.5 M\$.

Gráfico 7.4 Costo Marginal de Panamá del Caso REGAHTCBE011.

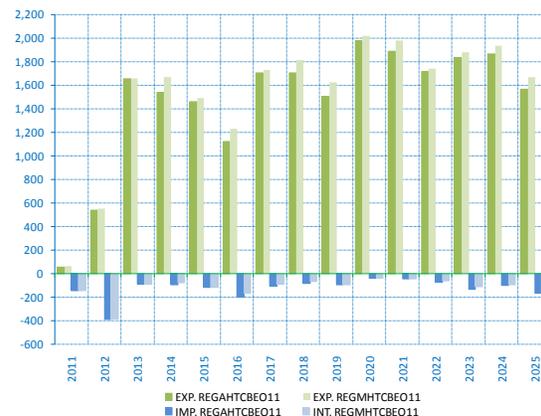


Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

Igual que el caso anterior las variaciones en los CMS son pequeñas en comparación con el caso eólico con la demanda media

(REGMHTCBE011) como se muestra en el gráfico 7.4.

Gráfico 7.5 Intercambios con Costa Rica del Caso REGAHTCBE011.

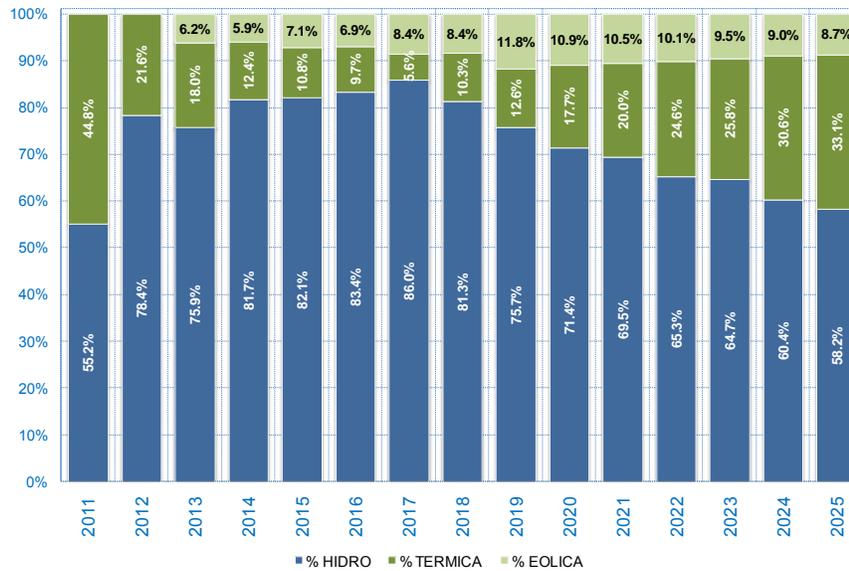


Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

El comportamiento de los intercambios también muestra una similitud con el caso anterior, se aprecia una disminución promedio de 77 GWh a partir del año 2014 (ver gráfico 7.5).

En el Gráfico 7.6 se muestra la matriz de generación para este escenario.

Gráfico 7.6 Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGAHTCBE011



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

REGAHTTLA11

En este caso se consideran proyectos hidroeléctricos y térmicos de tecnologías similares con las que contamos en la actualidad, así como aquellos proyectos que utilizan carbón y gas a partir del año 2015, además fuentes de generación eólica a partir del año 2014.

Cuadro 7.3, Plan de Expansión de Largo Plazo del Caso REGAHTTLA11.

Entrada en Operación		DEMANDA POTENCIA		OFERTA		Hidro	Eólico	Termo	Total	Capacidad Instalada MW
Año	Mes	MW	Δ%MW	Proyecto	MW	Capacidad Instalada en el Periodo Fijo =				3101
2015	Ene			Barro Blanco	28.84					
		1,596.2	6.2	CCGNTCOL**	158.00					
2016	Ene			CCGN200	200.00	29	40	508	577	3678
		1,693.7	6.1	CCGNBLM**	150.00					
2017	Ene			Eólico II	40.00					
		1,792.9	5.9	Tabasará II	34.53	249			249	3926
2018	Ene			Chan II	214.00					
		1,908.9	6.5	Eólico III	80.00		80		80	4006
2019	Ene			CC GNL 250 A	250.00			250	250	4256
		2,012.6	5.4	Eólico IV	120.00		120		120	4376
2020	Ene			CC GNL 250 B	250.00			250	250	4626
		2,124.1	5.5							
2021	Ene									
		2,234.8	5.2							
2022	Ene			CC GNL 250 C	250.00			250	250	4876
		2,352.5	5.3							
2023	Ene			CC GNL 200	200.00			200	200	5076
		2,478.7	5.4							
2024	Ene									
		2,619.2	5.7							
2025	Ene			CC GNL 100	100.00			100	100	5176
		2,763.7	5.5							
Total Instalado por Tipo «MW»						277	240	1250		

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

Costo de Inversión = 2,863.6 M\$,
 Costo de Operación = 1,834.9 M\$,
 Costo de Déficit = 0.3 M\$,
 Costo Total = 4,698.8 M\$.

Igual que el caso anterior las variaciones en el CMS son pequeñas en comparación con el caso de gas con la demanda media

(REGMHTTLA11) como se muestra en el gráfico 7.7.

Gráfico 7.7, Costo Marginal de Panamá del Caso REGAHTTLA11.

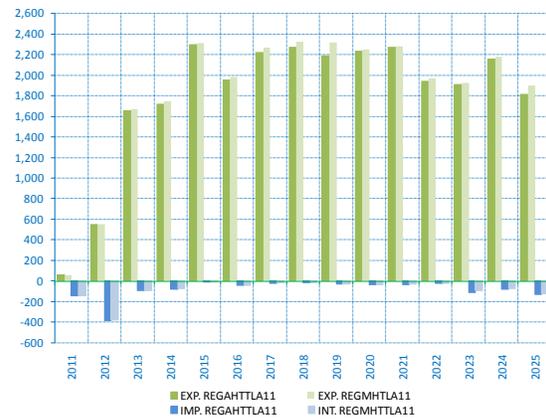


Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

El comportamiento de los intercambios también indica una similitud con el caso anterior, mostrando una disminución promedio a partir del año 2014 de 2% en las exportaciones,

comportamiento que se aprecia en el gráfico 7.8.

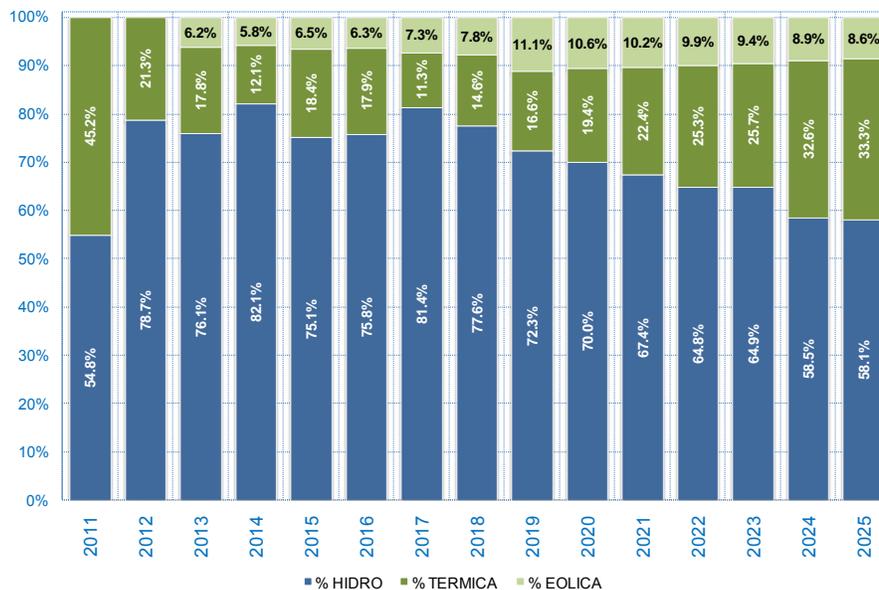
Gráfico 7.8, Intercambios con Costa Rica del Caso REGAHTTLA11.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

En el Gráfico 7.9 se muestra el porcentaje participación de generación de darse este escenario.

Gráfico 7.9, Porcentaje de Participación de Generación del Caso REGAHTTLA11.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.



CAPÍTULO 8, ANÁLISIS DE RIESGO

Identificación 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 período de recuperación del capital que tienen los proyectos. Esta aversión a los riesgos, es más enfática, en los proyectos hidroeléctricos y los proyectos de energías renovables no convencionales (ERNC)¹, por lo cual hubo en el período reciente, una tendencia universal a favorecer en el corto plazo, la implementación de nuevas, modernas y eficientes centrales termoeléctricas, actual pilar de sostenibilidad de las llamadas fuentes convencionales,

¹ Fuentes de ERNC: geotérmica, eólica, solar, biomasa, pequeñas y mini hidroeléctricas

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 contemplen los distintos escenarios futuros. Pese a que estas nuevas centrales térmicas, mantienen grados de contaminación ambiental, derivadas del consumo de combustibles fósiles, costos no totalmente considerados en la ecuación de valor, adicional a que estos recursos 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, que el PEST,² “Deberá de verificar la rentabilidad individual de cada inversionista de la generación nueva, considerando el riesgo asociado.”³

² Plan de Expansión del Sistema de Transmisión

³ Reglamento de Transmisión Septiembre de 2009. Título V: La expansión del Sistema de Transmisión, Capítulo V.1 Criterios Generales, Artículo 63, c) Planes Indicativos de Generación, literal (iv)

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 período del 1 de julio del 2009 al 30 de junio del 2013. Se establece que el Plan Indicativo de Generación, *“Deberá existir un análisis de riesgo adecuadamente fundamentado. Este análisis de riesgo relativo debe ser aplicado tanto a las alternativas del plan indicativo de generación como a las alternativas del PEST.”*⁴

En el contexto general, los riesgos asociados identificados en los proyectos hidroeléctricos y térmicos considerados en los diferentes escenarios del Plan Indicativo de Generación del mercado eléctrico nacional, son políticos, ambientales, culturales, regulatorios, de mercado y en última instancia macroeconómicos.

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 y los riesgos asociados a la inserción individual de los nuevos generadores, proyectos, que integran los diversos escenarios planteados.

En la planificación de la expansión de la generación eléctrica de largo plazo de todo sistema, se analizan los riesgos que comprometen el cumplimiento de las metas y estrategias establecidas en los casos analizados en el Plan Indicativo de

⁴ Reglamento de Transmisión Septiembre de 2009. Título V: La expansión del Sistema de Transmisión, Capítulo V.2 Metodologías de Desarrollo del Plan de Expansión de Transmisión: Artículo 74, literal d) y literal g)

Generación. En primer lugar, se analiza la probabilidad de atender cambios en las demandas futuras de la energía eléctrica, originados en diversas causas, especialmente ante significativos incrementos de la demanda, superiores a las previamente estimadas en el PEST.

A su vez existen riesgos en el cumplimiento ordenado de la oferta, de acuerdo a lo planteado en los planes analizados, especialmente, a la originada en la entrada oportuna en operación a las nuevas centrales hidroeléctricas, eólicas y térmicas no convencionales debido principalmente a la posibilidad de una restricción en el financiamiento, debido a los problemas específicos que se le presentan a los promotores de proyectos, y/o al incremento del costo de uso del capital, originado en una depresión del sistema global económico – financiero y su impacto en el entorno nacional.

Aunque de menor importancia, otro riesgo general implícito, en los casos analizados, es la garantía de suministros de los combustibles en una franja de precios no especulativa. A de considerarse esta situación especialmente dentro de los escenarios fundamentados en la mayor utilización del carbón y el gas natural líquido (GNL).

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. Son las señales combinadas de precio de venta de la

energía y potencia vigentes, versus los costos de implementación de las diferentes tecnologías de un sistema eléctrico de mercado como el que rige en Panamá, que influyen en las decisiones de los diferentes agentes generadores, quienes son en última instancia, los que deciden finalmente como la oferta futura va a cubrir la demanda, dando repuesta a las principales interrogantes. ¿Con qué tecnología? ¿Cuándo es el momento oportuno de invertir? ¿Cuánto invertir?

Los principales riesgos a analizar en el plan indicativo de generación son los correspondientes a las situaciones más críticas para el cumplimiento de los Casos⁵ que conlleven el aseguramiento de la oferta en los próximos años. En primer nivel se analizan los riesgos de entrada oportuna de los principales proyectos hidroeléctricos que conforman la expansión en el “período crítico”. En segundo nivel de prioridad, se analiza el riesgo asociado a la limitación de la generación de intercambio por 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,

⁵ En este punto debemos recordar, dadas las características planteadas y del propio desarrollo del sector, las centrales de expansión son fijas en el período 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.

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 siguiente.

Sobre la base de este listado, se consideró que solo son pertinentes en esta sección los riesgos correspondientes a la categoría de la oferta, y dentro de estos solo tres tipos de riesgos excedían un nivel significativo de tolerancia al riesgo y podrían afectar sensiblemente la implementación del plan de expansión.

En primer lugar se analiza el atraso en la incorporación ordenada de capacidad o sea de oferta efectiva en el período crítico y años subsiguientes. En segundo lugar se analiza el atraso del proyecto de interconexión con Colombia y sus efectos en el sistema de generación nacional. Finalmente, se analiza el imprevisto incremento desmesurado de los precios de los combustibles utilizado por las centrales termoeléctricas.

En consideración a una diversidad de elementos como son: 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 y al énfasis negativo de los posibles efectos de los riesgos, se priorizó la evaluación de los riesgos asociados a proyectos esenciales que inician

operaciones en el período crítico 2011-2014, incorporados al Caso de Demanda Media.

En este punto debemos recordar, dadas las características planteadas y del propio desarrollo del sector, las centrales de expansión son fijas en el período firme (2011-2014), en los tres escenarios analizados en sus primeros años, con lo que el programa OPTGEN tiene restringido su espacio de optimización, resultando en la conformación de casi el mismo plan de expansión en las tres variantes desde el año 2011 al 2016.

MATRIZ DE RIESGOS PLANES INDICATIVOS DE GENERACIÓN		
CATEGORIA	RIESGO	EFEECTO
POLITICAS SECTORIALES, INSTITUCIONALES, AMBIENTALES, CULTURALES	1. Decisiones Variables de Política Energética, basadas en coyunturas económicas 2. Variación de la legislación pertinente 3. Cambios de Regulación 4. Incrementos en la Tributación fiscal 5. Modificaciones Ambientales durante el horizonte del Plan 6. Implementación de Polos de Desarrollo Regionales y Estratégicos 7. Resistencia de las Comunidades a los cambios físicos y culturales de su entorno 8. Presión de grupos de interés por incrementos de tasas, cargos tarifas originadas en la expansión del sector	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.
DEMANDA	1. Sobreestimación de la demanda 2. Establecimiento de tarifas máximas 3. Estancamiento del Crecimiento Económico y desmejora en la distribución de ingresos	No permite una recuperación del capital invertido en oferta propuesta.
OFERTA	1. Atraso en la entrada de Proyectos (Especialmente los de Gran Capacidad y Estratégicos) 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 b. Riesgos en la obtención del financiamiento del Proyecto, por condiciones económicas internas y externas adversas al crédito de largo plazo. c. Riesgos constructivos Asociados con condiciones imprevistas de geología y condiciones naturales en el sitio de obras y reclutamiento de MO calificada. b. Riesgos contractuales asociados con el incumplimiento de contratistas d. Riesgos en la entrega de equipos asociados con imponderables externos como quiebras empresariales, huelgas etc. e. Obstrucción legal y de hecho por parte de las comunidades 2. Riesgos Operativos y de Mercado a. Variación estocástica del recurso agua b. Disponibilidad de combustibles en la cantidad oportuna y dentro de la franja de precios estimada c. Variaciones en la Regulación pertinentes a las relaciones entre los agentes del sector d. Ocurrencia de eventos meteorológicos (Huracanes, intensas lluvias, sequías), que pueden provocar daños operativos de importancia durante el proceso de e. Ocurrencia de precios marginales menores a los al precio mínimo ofertado soportado por la operación individual de algunos proyectos. f. Riesgo de Sostenibilidad financiera asociados a los cambios en los costos, cargos, tarifas, volatilidad de las tasas de interés, inflación etc. 3. Atraso y limitación de transporte de las líneas de Interconexión	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. No participar en la oferta por insuficiencia operativa en un mercado de competencia. Restricción de la oferta y presentación de mayores costos marginales del sistema

Evaluación de los Riesgos

Por consiguiente, como una representación idónea de los riesgos del Plan Indicativo de Generación, 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 período crítico, años 2011-2014 o inmediatamente a su término.

Dada la incertidumbre en la conexión al sistema de transmisión de algunos proyectos hidroeléctricos, se analizó el retraso de un año, del 2014 al 2015, en la entrada en operación conjunta de los proyectos Cañazas (6MW), La Laguna (9 MW), Las Cruces (9MW), Los Estrechos (10 MW) y San Bartolo (15 MW), los cuales hacen un total aproximado de 50 MW.

Se analiza la incertidumbre de entrada oportuna del Proyecto Eólico I en el año 2014 (150 MW).⁶

En correspondencia, a que el proyecto Chan II con 214 MW, es el proyecto hidroeléctrico de mayor envergadura que se construirá en los próximos quince años, período de evaluación del plan, se analiza, el riesgo asociado de un retraso en un año, por su efecto en los futuros costos marginales del

sistema. Además, se evaluó 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 consumidos en la generación eléctrica.

Metodológicamente, el análisis de riesgos asociados al Plan Indicativo de Generación se cuantifica a través de la variación en 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 negativos que puedan ocurrir dentro del 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.⁷ 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”.

⁶ Aunque se realizaron sensibilidades para un retraso de seis meses en la entrada en operación de los proyectos Chan I (223 MW) y Baitún (89 MW), que corresponden en total, a un 31% de la capacidad a incorporarse en el período crítico, no se evaluó el riesgo implícito en los proyectos por un posible incremento en el costo marginal de operación del sistema del año 2011, ya que el mismo solo afecta marginalmente la rentabilidad de estos proyectos y es indiferente para la rentabilidad de los otros proyectos que conforman la nueva oferta.

⁷ Como se explica en el Anexo de Metodología de Análisis de Riesgos, en este análisis se simula la ejecución efectiva de los proyectos, basado en la satisfacción mínima esperada de los inversionistas, por el monto de capital realmente aportado por ellos. O sea, realmente definen el estatus de ejecución de un proyecto.

El primer análisis tiene el objetivo central, de demostrar la bondad del propio proyecto en sí, de repagar su inversión sin la necesidad de financiamiento externo. Son proyectos con alta posibilidad de realización.

En el segundo análisis se comprueba el efecto del apalancamiento financiero de los proyectos, con el fin de demostrar qué proyectos que no superaron el análisis anterior si son rentables y por consiguiente viables financieramente.

De no superar un proyecto los parámetros de decisión, de autosuficiencia financiera, ni tampoco el de rentabilidad de sus inversionistas, es señal de que el proyecto tiene bajas probabilidades de realización y por consiguiente es un riesgo para completar la cobertura de la demanda de los palanes analizados.

El último análisis de rentabilidad, conlleva a demostrar la bondad de inversión de insumos nacionales escasos, desde el punto de vista social. Los proyectos son analizados sobre su impacto en el consumo o en su defecto la liberalización de recursos – insumos, materias primas y factores de producción – en la inversión y operación, a través de la utilización de los *precios cuenta*.⁸

Los proyectos que no superan ninguno de los análisis de rentabilidad, son considerados inviables, lo que implica una modificación total de los escenarios de solución planteados

para la cobertura de la demanda del sistema.

Aquellos proyectos, que solo superan los criterios de decisión económica social, no así los criterios de rentabilidad financiera de los inversionistas, requerirán de modificaciones de los propios proyectos, o de la postergación del momento de la inversión, con el fin de alcanzar los parámetros de decisión de los inversionistas. Por consiguiente, son proyectos con alto nivel de riesgo para el cumplimiento de los objetivos de los planes analizados.

Para efecto de comparación, los costos particulares de cada proyecto, provienen de la data anual entregada por los promotores activos de los proyectos. Además, se le agregan los costos de peaje, dependiendo del origen de la generación y se deducen como gasto los impuestos generados por la utilidad contable estimada en los períodos anuales, dentro del horizonte de análisis.

Con el fin de aproximarnos lo más posible a las condiciones reales del Mercado Eléctrico, 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, como un indicador aceptable del precio de mercado a recibir por los generadores en expansión.⁹

⁸ Es el termino que se utiliza para referirse a la medición o asignación de valor a los impactos socio-económicos

⁹ Precios promedios ponderados de potencia y energía asociada, derivada de los contratos vigentes, años 2009-2023, publicados en la Web por la ASEP.

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.¹⁰

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. El Anexo 5, describe en detalle las definiciones y metodologías utilizadas en este capítulo.

En el Cuadro 8.1 se presentan los costos marginales del escenario de referencia (REGMHTCB11), con los precios promedios anuales de la energía y potencia de los contratos de suministro en vigencia en el período 2011-2025, de los agentes generadores con los agentes distribuidores del Sistema Interconectado Nacional, utilizados para el desarrollo de los análisis de rentabilidad.

Cuadro 8.1, Costos Marginales y Precios Promedios de Contrato de Energía y Potencia de los Proyectos del Caso REGMHTCB11.

CASO REGMHTCB11			
AÑO	COSTO MARG. DE ENERGIA	PRECIO PROMEDIO CONTRATO DE ENERGIA	PRECIOS PROMEDIOS DE CONTRATO DE POTENCIA
	\$/ MWh		\$/ kW -mes
2011	190.226	91.05	14.53
2012	140.184	84.45	14.83
2013	115.281	82.88	15.95
2014	101.501	75.76	16.81
2015	103.323	78.85	15.99
2016	95.096	59.63	15.99
2017	75.664	59.63	16.16
2018	70.502	59.63	16.24
2019	83.355	59.63	16.85
2020	83.328	65.03	17.02
2021	90.808	65.03	20.05
2022	88.026	67.14	20.05
2023	76.154	67.14	21.45
2024	81.352	67.65	21.45
2025	90.292	67.65	21.45
PROME 2011-25	99.01	70.08	17.65
PROME 2011-14	136.80	83.53	15.53
PROME 2011-18	111.47	73.98	15.81
PROME 2015-18	86.15	64.44	16.09
PROME 2018-25	84.76	65.61	19.76

FUENTE: Elaboración de ETESA con base en información de ASEP, Mercado Mayorista de Electricidad, Contratos de Suministros
 Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

¹⁰ ASEP, Mercado Mayorista de de electricidad, Contratos de Suministros de las Distribuidoras EDECHI, EDEMET Y ENSA, Contrato de compra de energía y Potencia vigentes años 2009-2023

Análisis de Rentabilidad al Caso Base

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 del Plan Indicativo de Generación, se decidió por la comparación de los flujos derivados de los análisis de rentabilidad de los proyectos de expansión de la generación, 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 fuerte desarrollo del recurso hidrológico en el período crítico 2011-2014, se mantiene igual para todos los escenarios principales considerados, con diferencias solo perceptibles en el largo plazo, 2015-2025. Se desarrollan más de 41 proyectos hidroeléctricos, con más de un 1.1 GW de potencial hídrico en el período crítico, el cual se completa con la adición de una granja eólica de 150 MW, para cubrir la demanda, en estos cuatro años.

Las variantes de expansión de la generación eléctrica en el país analizadas son en primer lugar el plan de referencia, REGMHTCB11, el cual complementa el desarrollo del

potencial hídrico con la incorporación de 1 GW de centrales de generación eléctrica con base en carbón, a partir del 2018. Como segunda variante de expansión, se tiene el caso que enfatiza en la explotación máxima del potencial eólico, REGMHCBE011, con la incorporación de 240 MW de esta fuente.

Como última variante de expansión, se presenta el caso REGMHTTLA11, el cual muestra una diferencia perceptible con las otras dos variantes, en la que se inserta una nueva fuente, el GNL, por medio de la incorporación a partir del año 2018 de varias centrales con una capacidad total de 1050 MW.¹¹

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 período 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

¹¹ La flexibilidad y modulación que tiene el GNL, ante las otras fuentes térmicas, en especial a su ventaja comparativa de precio del insumo y a los efectos contaminantes versus el carbón, logra sustituir totalmente esta última fuente. La principal limitante que tiene la fuente gas, depende de la certeza de disponibilidad en la fecha prevista.

hidroeléctrica, especialmente en el período crítico 2011-2014. 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 utilizará el caso REGMHTCB11 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.¹²

REGMHTCB11

Análisis de rentabilidad de los proyectos incorporados al caso con demanda media hidrotérmico con carbón REGMHTCB11, dentro de un escenario coordinado con los países de Centroamérica y de la incorporación de la Interconexión de SIEPAC desde el año 2012.¹³

Autosuficiencia Financiera

Los resultados de esta evaluación indican que la mayoría de los nuevos proyectos hidroeléctricos y térmicos incorporados no superan la tasa

¹² Considerado como el caso de Referencia o Base. Corresponde a la demanda media o conservadora e incorpora el máximo recurso nacional disponible

¹³ Conexión SIEPAC PA-CR en operación a finales del segundo semestre del 2010.

referencial de recuperación de activos, del 12%, por sí mismos. El análisis pretende determinar en primera instancia la viabilidad financiera de los proyectos.

Entre los proyectos relevantes por su calidad estratégica, solo cinco proyectos hidroeléctricos de 14 proyectos de alta y media capacidad superaron los indicadores de autosuficiencia financiera.¹⁴ Estos proyectos son Baitún, Bonyic, Chan I, Lorena, y Pando correspondientes a 408 MW instalados de un total de 1,020 MW con esta calidad a instalar en el caso REGMHTCB11, un 40% del potencial hídrico estratégico a instalar en el período crítico. La potencia aportada por estos proyectos rentables, es el 53% de los 771 MW del total de proyectos hidroeléctricos de alta envergadura que han de instalarse en el período 2011 -2014. Los proyectos estratégicos que no alcanzaron los indicadores de autosuficiencia, presentaron TIR de 6.8 a 11.7 %. Estando la mayor parte sobre la franja de 9.3% de TIR, con la excepción del proyecto Bajo Frío el cual alcanza solo un 6.8% de retorno. Con respecto al período de recuperación, los proyectos deficitarios, lo hacen en menos de 9 años con la excepción del proyecto de Bajo Frío el cual alcanza un indicador de 11 años.

¹⁴ Proyectos hidroeléctricos mayores o iguales a 30 MW, considerados como “*Proyectos Estratégicos*”. 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.

Entre los proyectos de mediana capacidad, mayores de 20 MW pero menores de 30 MW, tenemos solo tres proyectos por una cantidad total de 74 MW, donde solo el proyecto Pedregalito con 20 MW, superó la autosuficiencia financiera.

Adicionalmente, solo nueve proyectos del grupo de media y pequeñas hidroeléctricas, superaron el índice de rentabilidad de autosuficiencia financiera, los proyectos Bajo Totuma, Cochea, Mendre 2, Perlas Norte, Perlas Sur, Planetas 2, Potrerillos, El Síndigo y Terra 4.¹⁵ De los más de 24 proyectos de pequeña capacidad, solo estos proyectos superaron los indicadores de rentabilidad. Proyectos, que suman 68 MW de los 263 MW de hidroeléctricas de esta capacidad, correspondientes a un 3% del total a instalar durante el horizonte del análisis, especialmente en el período firme o crítico.

Los rangos de la Tasa Interna de Retorno (TIR) de los proyectos de este grupo de pequeñas centrales hidroeléctricas van del 13.1%, del proyecto Planetas 2 al 16.7 % de Perlas Norte. Con períodos de recuperación de seis 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 unitarios de inversión de 2,000 a 2,500 por KW instalado.

El grueso de los proyectos hidroeléctricos de mediana y baja capacidad, no superan la

autosuficiencia financiera. Se encontraron tasas de retorno de 4.0% y períodos de recuperación del capital de más de 10 años, entre estos se destaca el proyecto RP-490 con 14 años, parámetro inaceptable para este tipo de proyectos, debido específicamente a su alto costo unitario de inversión.

Como parte del plan firme¹⁶, se incorpora una fuente de energía renovable, novedosa para el Sistema interconectado Nacional, como es el Proyecto Eólico I, que con un costo de operación bajo y un costo de inversión unitaria bajo, declarado por sus promotores, supera los indicadores generales de autosuficiencia del proyecto. El Proyecto Eólico, presenta parámetros aceptables como una TIR de 16.2% y un período de recuperación de 6 años.

Con respecto a la componente térmica de un plan preponderantemente hidroeléctrico, el cual utiliza casi todo el potencial hídrico aprovechable, con el fin de garantizar la capacidad de potencia del sistema se introducen cuatro centrales de carbón de 250 MW, para un subtotal de 1000 MW, a partir del año 2018. Todas las centrales térmicas en expansión no superaron los parámetros de rentabilidad, con VPN muy deficitarios, TIR que alcanzaron difícilmente tasas sobre el 7% y períodos de recuperación del capital de 11 años.

Los datos utilizados para realizar el análisis financiero de este caso se presentan en el Cuadro 8.2.¹⁷

¹⁵ Proyectos menores de 30 MW de capacidad.

¹⁶ Son proyectos que se presentan en todos los planes alternativos.

¹⁷ Por metodología se le aplica la misma generación y retorno en el período de evaluación.

Cuadro 8.2, Autosuficiencia Financiera del Caso REGMHTCB11.

RENTABILIDAD DE LOS PROYECTOS DE EXPANSION DEMANDA MEDIA HIDROTÉRMICO CONSIDERANDO CARBÓN(2011-2025) REGMHTCB11

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (k \$)	VPN (k\$)	TIR	P/R AÑOS
HIDROELECTRICOS					
BARRO BLANCO	2.015	97,997	-47,991	4.1%	15
BAJO TOTUMA	2.013	12,500	2,614	15.2%	6
BAITUN	2.012	190,808	9,894	12.7%	7
BAJO FRIO	2.013	165,000	-63,084	6.2%	12
BARTOLO	2.014	37,000	-3,749	10.5%	9
BAJO MINA	2.011	150,000	-44,579	6.8%	11
BONYIC	2.013	75,120	4,069	12.8%	7
BURICA	2.014	140,000	-17,580	9.7%	9
CALDERA	2.013	8,800	-1,401	9.7%	9
CAÑAZAS	2.014	14,850	-2,594	9.3%	10
CHAN I (CHAN-75(EL GAVILAN))	2.011	389,000	162,585	17.7%	5
CHAN 2 (CAUCHERO II (CHAN-140))	2.016	550,000	-57,467	10.3%	8
COCHEA	2.012	36,000	6,078	14.7%	7
EL ALTO	2.013	141,000	-20,186	9.9%	9
EL FRAILE	2.011	13,680	-138	11.8%	8
GUALACA	2.012	87,650	-7,697	10.8%	8
LAGUNA	2.014	24,500	-3,296	10.0%	9
LA HUACA	2.012	12,625	-1,222	10.5%	9
LAS CRUCES	2.014	24,000	-3,294	9.9%	9
LORENA	2.011	117,560	10,015	13.3%	6
LOS ESTRECHOS	2.014	27,000	-9,852	6.5%	12
MENDRE 2	2.012	20,010	2,965	14.2%	7
MONTE LIRIO	2.013	123,960	-23,169	9.3%	9
OJO DE AGUA	2.014	16,418	-1,928	10.3%	9
PANDO	2.013	75,387	14,319	14.5%	6
PEDREGALITO	2.011	40,000	5,334	14.2%	6
PEDREGAL 2	2.011	28,600	-724	11.6%	7
PERLAS NORTE	2.012	20,000	6,174	16.6%	6
PERLAS SUR	2.012	20,000	5,591	16.1%	6
PLANETAS I	2.011	15,500	-2,301	9.5%	9
PLANETAS 2	2.014	7,826	2,281	16.8%	8
POTRERILLOS	2.014	8,445	1,673	14.8%	7
PRUDENCIA	2.011	194,780	-39,743	8.8%	10
REMIGIO ROJAS	2.013	19,290	-2,021	10.4%	8
RP490	2.013	45,000	-20,370	4.3%	14
SAN ANDRES	2.013	22,500	-3,235	9.7%	9
SAN LORENZO	2.014	25,900	-10,947	5.7%	13
SANTA MARIA 82	2.014	57,260	-19,540	6.9%	11
EL SINDIGO	2.013	12,144	1,231	12.8%	8
TABASARA II	2.016	80,070	-8,366	10.6%	8
TIZINGAL	2.013	11,600	3,324	16.0%	6
TERMICOS					
CB 250 a	2.018	412,500	-133,706	7.1%	11
CB 250 b	2.020	412,500	-130,408	7.1%	11
CB 250 c	2.022	412,500	-126,074	7.2%	11
CB 250 d	2.023	412,500	-126,898	7.2%	11
ALTERNATIVOS					
EOLICO I a	2.013	225,000	60,092	16.2%	6

En los anexos pertinentes se presentan los resultados por Proyecto.

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

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, analizada en el aparte anterior.¹⁸

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 la mayor parte de los proyectos hidroeléctricos en expansión, 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 nueve proyectos estratégicos, aquellos mayores de 30 MW de capacidad, que no superaron los parámetros de decisión del análisis anterior solo el proyecto Bajo Frío (56MW) no superó este análisis. El resto de los proyectos estratégicos, con una capacidad instalada de 556 MW se agregan a los proyectos que superan esta rentabilidad, lo que corresponden casi a un 95% de los proyectos de alta capacidad. Este grupo mantienen tasas de TIR entre 15.2 y 29.5% y períodos de recuperación capital que van de 3 a 7 años. Los proyectos Bajo Mina (56 MW), Burica (50 MW), Bonyic (31.3 MW), Chan I (223 MW), Chan II (214 MW), El Alto (68 MW), Lorena (33.8), Prudencia (56 MW), y Tabasará (35 MW), que no superaron el análisis

¹⁸ 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

anterior, obviamente mejoran sus tasas de rentabilidad pasando de tasas tan bajas de 9% hasta tasas no menores de 13.3%, con respecto al análisis anterior.

La excepción del proyecto Bajo Frío el cual no supera adecuadamente los parámetros de rentabilidad de este análisis. Esta baja rentabilidad se origina en su alto costo de inversión unitaria, mayor 2,900 dólares por KW instalado y a una baja capacidad firme versus la capacidad total instalada (menos de 30%).

El otro resto de proyectos hidroeléctricos, que conforman el plantel de medianas y pequeñas hidroeléctricas son la mayor parte rentables. De veintiocho proyectos solo cuatro no superan los parámetros de rentabilidad, se dividen con una preponderancia hacia las rentables en una proporción de 7 a 1. De veinticuatro proyectos de menos de 15 MW instalados, 22 proyectos con 170 MW superaron adecuadamente los indicadores de rentabilidad, los otros dos proyectos con 18 MW, no.

Con respecto a proyectos mayores de 20 MW, pero menores de 30 MW, dos proyectos no superaron los índices de rentabilidad financiera. Los proyectos de Barro Blanco (28.8 MW) y Santa María 82 o SM82 (25.6 MW) tienen tasas de retorno de 3.9 y 9.1%, respectivamente. Al igual que períodos de recuperación altos de 18 y 11 años, debido en gran parte a montos de inversión unitarios muy altos y/o capacidad firme baja.

En el componente térmico del Plan, ninguno de las grandes centrales de

carbón (250 MW), superó los indicadores de gestión, con tasas de retorno de 9% o menos y períodos de recuperación de 12 años o más. Desde el punto de vista de este análisis, estos proyectos son inaceptables para inversión.

El proyecto Eólico I, que ya mostraba parámetros de aceptación del análisis anterior, con un 16.2%, es favorecido por el palanqueo financiero, lo cual lo hace más rentable, 25.5%. Estos resultados, probablemente se fundamentan y dependen de la entrada oportuna del proyecto en el año 2013, con lo cual se aprovechan en los primeros años de operación de los altos niveles de costos marginales del sistema.

Aunque, con base en los resultados del presente análisis de rentabilidad de los inversionistas se concluye, que existen fuertes riesgos de culminación en solo un proyecto hídrico estratégico y dos proyectos hidroeléctricos de mediana capacidad, por una cantidad de 110 MW. Estos proyectos deberían ser replanteados por sus promotores en magnitud, complejidad, capacidad y redefinir el momento oportuno de inversión, con lo cual se afectaría el aporte a la oferta en el caso REGMHTCB11 de 36 MW de capacidad firme, entre los años 2013 – 2015. Estos resultados son consecuencia de los altos montos unitarios 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 pequeña capacidad que no superaron los indicadores de rentabilidad financiera, para los promotores se encuentran RP490 (10 MW) y San Lorenzo (8.4 MW). Estos proyectos presentan tasas de retorno para los inversionistas de solo 8.4 y 6.7%, respectivamente, con períodos de recuperación del capital de por lo menos 11 años, los cuales lo ubican en el área oscura de rentabilidad que muy difícilmente, cambian hacia el área positiva de rentabilidad. Aunque los mismos son de riesgo para su implementación, dada su magnitud, no son de riesgo para el caso de referencia.

En el componente térmico del caso, los proyectos genéricos de carbón no alcanzaron los indicadores de rentabilidad adecuados, los mismos conforman 1000 MW, aproximadamente 850 MW de potencia firme que requiere el sistema para los últimos años del horizonte del análisis. Por lo cual de no mejorar los parámetros de rentabilidad gracias a una mejor gestión de operación de estas centrales genéricas, se convierten en un riesgo grande y probable, a partir del año 2018 para el cumplimiento del caso, o sea que el mismo pueda surtir la demanda.

En cambio el proyecto Eólico I, con entrada en operación en el año 2013 es rentable a pesar de las características particulares de este tipo de proyecto, en la cual no se remunera la potencia aportada al sistema y la energía se valora de acuerdo a los costos marginales alcanzados por el sistema, por lo cual presenta valores de rendimiento financieros sumamente positivos, una alta TIR de 25.5%, un

VPN de más de 94 millones y la recuperación del capital, en solo 4 años.

Por consiguiente, desde el punto de vista financiero la implementación física del Proyecto Eólico I, el cual puede realizarse en menos de dos años, no implica riesgos de cumplimiento para el caso REGMHTCB11.

Los resultados del análisis de rentabilidad de los inversionistas, proyectan la existencia de riesgos reales para el cumplimiento de la oferta del caso REGMHTCB11, o sea la expansión de capacidad en las fechas previstas por el plan, por los proyectos hidroeléctricos Bajo Frío, Barro Blanco, RP-490 y San Lorenzo, originados en las dificultades que tienen estos proyectos, que aún no han iniciado construcción, en obtener el repago del capital a invertir, por lo cual sus inversionistas están en condiciones de replantear los proyectos y la fecha de incorporación al mercado. Proyectos que en conjunto, totalizan más de 130 MW de capacidad instalada y 40 MW de capacidad firme, que podrían no cubrir la demanda del caso. Enfatizando, que el riesgo, es de mayor importancia ya que estos proyectos, deben iniciar dentro del período crítico o de corto plazo, años 2011-2014.

De mayor gravedad es la situación presentada por los proyectos térmicos genéricos con base en el carbón los que no presentan valores aceptables de rentabilidad para sus inversionistas, lo que origina un gran riesgo en el cumplimiento del caso REGMHTCB11, a partir del año 2018.

Los valores calculados y empleados para realizar el análisis de la rentabilidad de los inversionistas se muestran en el Cuadro 8.3.

Cuadro 8.3, Evaluación a precios económicos del Caso REGMHTCB11.

PROYECTOS DE EXPANSION
RENTABILIDAD ECONOMICA DE LOS PROYECTOS EN EXPANSION
DEMANDA MEDIA HIDROTÉRMICO CONSIDERANDO CARBÓN(2010-2023)
REGMHTCB11

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (k \$)	VPNE (k \$)	TIRE	P/R AÑOS
HIDROELECTRICOS					
BARRO BLANCO	2,015	97,997	-33,345	4.9%	15
BAJOS DE TOTUMA	2,013	12,500	12,879	21.9%	4
BAITUN	2,012	190,808	150,853	18.2%	5
BAJO FRIO	2,013	165,000	-21,789	8.0%	11
BARTOLO	2,014	37,000	14,002	14.2%	8
BAJO MINA	2,011	150,000	27,852	11.9%	8
BONYIC	2,013	75,120	61,131	18.0%	5
BURICA	2,014	140,000	26,188	11.5%	8
CALDERA	2,013	8,800	2,765	13.0%	8
CAÑAZAS	2,014	14,850	3,693	12.4%	8
CHAN I (CHAN-75(EL GAVILAN))	2,011	389,000	511,199	22.9%	3
CHAN 2 (CAUCHERO II (CHAN-140))	2,016	550,000	218,759	14.1%	7
COCHEA	2,012	36,000	32,366	20.5%	5
EL ALTO	2,013	141,000	52,826	13.5%	8
EL FRAILE	2,011	13,680	7,697	16.9%	6
GUALACA	2,012	87,650	48,003	15.3%	6
LAGUNA	2,014	24,500	8,210	13.3%	8
LA HUACA	2,012	12,625	4,990	14.4%	7
LAS CRUCES	2,014	24,000	4,730	11.8%	9
LORENA	2,011	117,560	75,986	19.3%	4
LOS ESTRECHOS	2,014	27,000	4,608	11.8%	11
MENDRE 2	2,012	20,010	18,213	20.0%	5
MONTE LIRIO	2,013	123,960	32,514	12.5%	8
OJO DE AGUA	2,014	16,418	12,163	19.7%	7
PANDO	2,013	75,387	82,676	20.1%	5
PEDREGALITO	2,011	40,000	35,049	21.3%	4
PEDREGAL 2	2,011	28,600	17,865	16.4%	5
PERLAS NORTE	2,012	20,000	24,860	23.9%	4
PERLAS SUR	2,012	20,000	23,844	22.9%	4
PLANETAS 1	2,011	15,500	4,091	13.2%	7
PLANETAS 2	2,014	7,826	7,723	21.4%	5
POTRERILLOS	2,014	8,445	8,716	20.9%	5
PRUDENCIA	2,011	194,780	46,084	12.4%	8
REMIGIO ROJAS	2,013	19,290	8,646	14.6%	7
RP490	2,013	45,000	-14,395	5.3%	14
SAN ANDRES	2,013	22,500	6,774	13.2%	8
SAN LORENZO	2,014	25,900	1,448	10.2%	10
SANTA MARIA 82	2,014	57,260	-3,238	8.8%	10
EL SINDIGO	2,013	22,000	15,941	17.4%	6
TABASARA	2,016	80,070	39,534	14.4%	7
TIZINGAL	2,013	11,600	14,152	22.4%	4
TERMICOS					
CB 250 a	2,018	412,500	54,709	11.0%	9
CB 250 b	2,020	412,500	60,943	11.2%	9
CB 250 c	2,022	412,500	68,770	11.4%	8
CB 250 d	2,023	412,500	65,377	11.3%	8
ALTERNATIVOS					
EOLICO I a	2,013	225,000	262,648	23.7%	4

En los cuadros adjuntos se presentan los resultados por Proyecto.

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

Evaluación a Precios Económicos

Casi la totalidad de los proyectos hidroeléctricos, térmicos y el proyecto eólico del caso REGMHTCB11, presentan valores aceptables para los criterios de decisión económica, en razón que agregan aumento de consumo de un bien necesario para el desarrollo de la sociedad. La excepción es una mínima porción de los proyectos hidroeléctricos pertenecientes a este plan de generación. Solo cuatro proyectos de un total de 41 proyectos no superan los impactos negativos.

La implementación del caso REGMHTCB11, es beneficioso para el desarrollo del país, dado que esta mayoría de proyectos superaron efectivamente los indicadores de aceptación social. Los proyectos rentables corresponden al 91% de la generación hidroeléctrica a instalar, al 85 % de la energía firme de este potencial.

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 San Lorenzo a más de 500 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 23.8% en el caso de Chan I y hasta 46% en el caso particular del pequeño proyecto de Perlas Norte, gracias a su relación particular de potencia firme con respecto al total de la capacidad instalada.

La excepción fue el proyecto estratégico de Bajo Frío y los proyectos hidroeléctricos de mediana capacidad de Barro Blanco y SM82, 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 5 a 8%, períodos de recuperación del capital que van de 11 a 15 años, que hacen muy difícil el repago de los proyectos. Aunque en conjunto este grupo de proyectos corresponden a menos de 110 MW, solo un 4% de la expansión aportada por el Plan REGMHTCB11 y corresponden al 7% de la oferta planteada en el período crítico.

El otro proyecto hidroeléctrico que no superó este análisis económico, por su comportamiento negativo, es el proyecto RP-490, el cual tiene un VPNE negativo de más de 15 millones, un TIRE de solo 8.8 un período de recuperación de capital de 10 años, respectivamente.

En el sector térmico conformado por las centrales de carbón, todos los proyectos superan marginalmente los indicadores de rendimiento económico. Aunque estos proyectos son deficitarios en los otros análisis de autosuficiencia y del inversionista. Superan la rentabilidad económica con un VPNE que van de 55 a 69 millones, una TIRE de 5.4% y un período de recuperación de 8 y 9 años.

El Proyecto Eólico I, siendo un proyecto que opera con un recurso libre y alternativo con beneficios para la población nacional, supera los

criterios de decisión económica, en razón de los 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.

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 o eliminados del caso. 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 totalmente riesgosos para el cumplimiento de la oferta planeada en el caso analizado, REGMHTCB11.

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 medianamente riesgosos para el cumplimiento del Plan REGMHTCB11.

Cuadro 8.4, Evaluación a precios económicos del Caso REGMHTCB11.

PROYECTOS DE EXPANSION
RENTABILIDAD ECONOMICA DE LOS PROYECTOS EN EXPANSION
DEMANDA MEDIA HIDROTÉRMICO CONSIDERANDO CARBÓN(2010-2023)
REGMHTCB11

PROYECTOS	EN OPERACIÓN AÑO	INVERSION DIRECTA (k \$)	VPNE (k\$)	TIRE	P/R AÑOS
HIDROELECTRICOS					
BARRO BLANCO	2,015	97,997	-33,345	4.9%	15
BAJOS DE TOTUMA	2,013	12,500	12,879	21.9%	4
BAITUN	2,012	190,808	150,853	18.2%	5
BAJO FRIO	2,013	165,000	-21,789	8.0%	11
BARTOLO	2,014	37,000	14,002	14.2%	8
BAJO MINA	2,011	150,000	27,852	11.9%	8
BONYIC	2,013	75,120	61,131	18.0%	5
BURICA	2,014	140,000	26,188	11.5%	8
CALDERA	2,013	8,800	2,765	13.0%	8
CAÑAZAS	2,014	14,850	3,693	12.4%	8
CHAN I (CHAN-75(EL GAVILAN))	2,011	389,000	511,199	22.9%	3
CHAN 2 (CAUCHERO II (CHAN-140))	2,016	550,000	218,759	14.1%	7
COCHEA	2,012	36,000	32,366	20.5%	5
EL ALTO	2,013	141,000	52,826	13.5%	8
EL FRAILE	2,011	13,680	7,697	16.9%	6
GUALACA	2,012	87,650	48,003	15.3%	6
LAGUNA	2,014	24,500	8,210	13.3%	8
LA HUACA	2,012	12,625	4,990	14.4%	7
LAS CRUCES	2,014	24,000	4,730	11.8%	9
LORENA	2,011	117,560	75,986	19.3%	4
LOS ESTRECHOS	2,014	27,000	4,608	11.8%	11
MENDRE 2	2,012	20,010	18,213	20.0%	5
MONTE LIRIO	2,013	123,960	32,514	12.5%	8
OJO DE AGUA	2,014	16,418	12,163	19.7%	7
PANDO	2,013	75,387	82,676	20.1%	5
PEDREGALITO	2,011	40,000	35,049	21.3%	4
PEDREGAL 2	2,011	28,600	17,865	16.4%	5
PERLAS NORTE	2,012	20,000	24,860	23.9%	4
PERLAS SUR	2,012	20,000	23,844	22.9%	4
PLANETAS 1	2,011	15,500	4,091	13.2%	7
PLANETAS 2	2,014	7,826	7,723	21.4%	5
POTRERILLOS	2,014	8,445	8,716	20.9%	5
PRUDENCIA	2,011	194,780	46,084	12.4%	8
REMIGIO ROJAS	2,013	19,290	8,646	14.6%	7
RP490	2,013	45,000	-14,395	5.3%	14
SAN ANDRES	2,013	22,500	6,774	13.2%	8
SAN LORENZO	2,014	25,900	1,448	10.2%	10
SANTA MARIA 82	2,014	57,260	-3,238	8.8%	10
EL SINDIGO	2,013	22,000	15,941	17.4%	6
TABASARA	2,016	80,070	39,534	14.4%	7
TIZINGAL	2,013	11,600	14,152	22.4%	4
TERMICOS					
CB 250 a	2,018	412,500	54,709	11.0%	9
CB 250 b	2,020	412,500	60,943	11.2%	9
CB 250 c	2,022	412,500	68,770	11.4%	8
CB 250 d	2,023	412,500	65,377	11.3%	8
ALTERNATIVOS					
EOLICO I a	2,013	225,000	262,648	23.7%	4

En los cuadros adjuntos se presentan los resultados por Proyecto.

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

RESUMEN

En resumen, podemos mencionar, que con base en los análisis de rentabilidad, que el Caso de Demanda Media con Carbón (REGMHTCB11), caso de referencia, en general presenta un panorama halagüeño para la implementación efectiva de la mayoría de los generadores, en especial del potencial hidroeléctrico considerado para la expansión en este plan. Estas conclusiones son consecuentes con los resultados, en donde solo una mínima porción de los proyectos en expansión no cubren sus necesidades financieras con los costos marginales del sistema.

Los proyectos hidroeléctricos de Bajo Frío, y los proyectos de mediana capacidad Barro Blanco SM82, y el proyecto de RP-490, no superaron los flujos de decisión de ninguno de los tres análisis de rentabilidad, por lo cual podemos decir que estos proyectos del plan REGMHTCB11, son inviables económicamente o sea que difícilmente se repagan las inversiones y por consiguiente se encuentran en riesgo total de realización. Los mismos corresponden a más de 100 MW, especialmente en los primeros cinco años del análisis, aunque afecta a menos del 5% de la oferta hídrica 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 2018, garantizaría la oferta necesaria para cumplir con el crecimiento de la demanda, dentro de las restricciones que se le han

impuesto. Aunque las centrales CB 250 MW, no superan los indicadores de auto sostenibilidad y de la rentabilidad del inversionista con una tasa de solo 9.0%, es posible que con condiciones levemente más favorables, como un incremento de los costos marginales del sistema en los últimos años del análisis, sean aceptables a la inversión. Al superar las centrales de 250 MW con carbón el análisis económico se consideran las mismas como medianamente viables dentro del plan de generación.

Con respecto al Proyecto Eólico al incorporarse al plantel de generación en el año 2011, 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, que de asignarle estos beneficios indirectos, superaría en demasía los criterios de decisión económica. En vista que este proyecto superó el análisis de autosuficiencia y del inversionista y el análisis de rentabilidad económica, se considera que no tiene riesgos para su implementación.

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 los costos marginales, en todo el horizonte del análisis especialmente en el período crítico 2011-2014, en donde se presentan valores promedio de 136.82 \$/MWh durante los cuatro años alcanzando su tope en el propio año 2011 con los 190.26 \$/MWh. Es

necesario mencionar que estos precios son mayores a los precios promedios de contrato obtenidos por los generadores en el horizonte del caso, con lo cual estos proyectos son beneficiados por mayores ingresos por energía.

Durante todo el período de análisis 2011-2025, los precios contratados de energía son en promedio 70.08 \$/MWh, menores en un 28% a los costos marginales del Plan. Para todo el período de análisis, el precio promedio de los contratos de potencia se encuentran en 14.89/ kW - mes, un 65% mayor al precio de potencia regulado y vigente de 8.96 MWh. El cargo por potencia alcanza un valor promedio de de 21.45 \$/ kW – mes, en el año 2023.¹⁹

En síntesis, luego de analizados los proyectos de expansión considerados en el caso REGHTCB11, por medio de los tres análisis de autosuficiencia, del repago financiero de los inversionistas y del previsto beneficio económico-social. Se deduce que existen riesgos reales para el cumplimiento cabal de la oferta del caso REGMHTCB11, por la duda en la incorporación efectiva de algunos proyectos de expansión, en las fechas previstas por el plan. Estos son los proyectos hidroeléctricos Bajo Frío, Barro Blanco, RP-490, San Lorenzo, proyectos que en conjunto, totalizan 120 MW de capacidad instalada y 35 MW de capacidad firme, que podrían no cubrir la demanda del caso.

Por otro lado los proyectos térmicos con base en el carbón, no obtienen el repago adecuado para los inversionistas, aunque desde el punto de vista de la sociedad los mismos son rentables y necesarios. Por consiguiente, se ha de considerar que existe un riesgo probable e importante para la entrada oportuna de todos estos proyectos térmicos y por ende del caso, de no mejorar los costos marginales anuales del sistema a partir del año 2020.

En consideración a esta especial situación, se decidió evaluar con prioridad, los posibles y más significativos riesgos que se asocian a algunos de los proyectos hídricos estratégicos y de gran capacidad, para cumplir con la demanda prevista del sistema. Por lo cual se utilizarán los resultados del caso REGMHTCB11, como referencia ante los posibles cambios originados en algunas fuentes generales de riesgos asociados a los proyectos considerados.

¹⁹ Con base en los contratos de compra y venta de energía y Potencia suscritos entre los agentes generadores y los agentes distribuidores.

Análisis del Riesgo de las Sensibilidades

La magnitud e importancia de los cambios originados en la rentabilidad de los proyectos, especialmente aquellos considerados estratégicos, por ser de alta y mediana capacidad de generación, define el riesgo de implementación de ellos y por ende su efecto en la realización efectiva del plan de acuerdo a las premisas previamente planteadas.

El análisis de los efectos de los atrasos en la rentabilidad de los proyectos, se realizó mediante la comparación de los resultados de la rentabilidad de los inversionistas, valorando los ingresos de los proyectos a los precios de compra de potencia y energía vigentes en el Mercado Mayorista de Electricidad.

Para el análisis se consideró que el atraso en la fecha prevista de inicio de operaciones, origina un sobrecosto a la inversión directa del proyecto, a efecto de obras adicionales, por aumentos relativos de los materiales e insumos, incrementos en la mano de obra, a servicios auxiliares requeridos y a las pérdidas de ingresos durante el lapso para completar el proyecto. Además, hay que considerar el efecto incremental en los intereses durante construcción (IDC) por el retraso en la capitalización de las inversiones.

Por consiguiente el impacto de los atrasos en la rentabilidad de los respectivos proyectos, se realizó mediante la comparación de los resultados de la rentabilidad de los inversionistas, valorando los ingresos de los proyectos a los precios de compra de potencia y energía vigentes

en el Mercado Mayorista de Electricidad. Para el análisis se consideró un sobrecosto en la inversión directa total como a efecto de obras adicionales, por pérdidas contractuales e incremento del IDC.

Aunque se realizaron varias sensibilidades al caso REGMHTCB11, no a todos se analizó el riesgo a la implementación. Las sensibilidades al atraso en seis meses, de los proyectos Chan I y Baitún, al igual que la sensibilidad a la demanda alta solo definen cambios en los costos marginales casi imperceptibles, que no afectan sensiblemente la capacidad de retorno de la inversión de los proyectos, mucho menos tienen impacto por lo cual no amerita análisis posteriores que estimen un riesgo a la implementación de los mismos. Por consiguiente, no se valorarán riesgos por las sensibilidades REGMHTCB11A, REGMHTCB11B y REGMHTCB11G.

Consecuentemente, se analiza el riesgo al caso REGMHTCB11, del atraso de otros proyectos de generación que generan impactos más sensibles a los parámetros del mismo, así como, se valora el impacto que tiene en la realización efectiva del caso a un incremento del nivel precios de los combustibles utilizados en la generación.

REGMHTCB11C

Los proyectos hidroeléctricos Cañazas de 5.9 MW, Las Cruces de 9.2 MW, Los Estrechos de 10 MW, La Laguna de 9.3 MW y San Bartolo de 15.2 MW,

los cuales preveían iniciar operaciones en enero del 2014, son un grupo de pequeños proyectos localizados en una misma área, que en conjunto suman 49.6 MW, los cuales dependen de una nueva conexión al sistema, que a la fecha se encuentra en etapa de estudio.

Aunque, individualmente estos proyectos no tienen la calidad de proyectos estratégicos, en conjunto conforman un volumen de oferta relativamente importante para el sistema, que corresponde a un 4.3% de la capacidad y un 7.3 MW de la potencia firme en expansión, que

deben iniciar operaciones al final del período crítico.

Estos proyectos se encuentran a la fecha en la etapa de diseño, por lo que no presentan información de avance significativo, a los que se les pueden presentar en el futuro inmediato, imprevistos naturales, geológicos y de índole constructiva que retrasen la entrada en operación de los mismos, para la fecha prevista. En consideración al posible riesgo que estos proyectos se retrasen por lo menos un año, para enero del 2015, se analiza las consecuencias en los proyectos y por defecto en el plan.

Cuadro 8.5, Costo Marginal del Sistema REGMHTCB11C vs REGMHTCB11.

COSTOS MARGINALES				
AÑO	REGMHTCB11	REGMHTCB11C	DIFERENCIA	
	Referencia	Sensibilidad	Magnitud	Porcentual
2011	190.23	190.23	0.01	0.00%
2012	140.18	140.27	0.09	0.06%
2013	115.28	115.73	0.44	0.39%
2014	101.50	107.10	5.60	5.52%
2015	103.32	101.84	-1.48	-1.44%
2016	95.10	94.91	-0.18	-0.19%
2017	75.66	75.74	0.08	0.10%
2018	70.50	70.57	0.07	0.09%
2019	83.35	83.43	0.07	0.09%
2020	83.33	83.40	0.07	0.09%
2021	90.81	90.80	0.00	-0.01%
2022	88.03	88.03	0.00	0.00%
2023	76.15	76.14	-0.01	-0.01%
2024	81.35	81.36	0.01	0.01%
2025	90.29	90.29	-0.01	-0.01%
PROMEDIOS			0.32	0.31%

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

El atraso de estos proyectos muestra mínimos cambios en los costos marginales del sistema, con respecto

al caso de referencia. Un incremento de costo marginal promedio anual para todo el período de análisis de menos

de solo 0.32 \$/MWh y de 0.31% promedio anual.

Aunque, dada la magnitud de los proyectos analizados, individualmente no se esperan posibilidades de fallas de energía y potencia en el sistema, ante la postergación de estos proyectos, los efectos del atraso, son únicamente evidentes en el año 2014, en que se da el atraso en la operación de los proyectos analizados con un incremento promedio de 5 \$/MWh, correspondiente a un incremento anual de 6%. Las sensibilidades no muestran incrementos significativos de los costos

marginales del sistema, ocasionados por el atraso de los proyectos adjudicados para el resto del período.

Como era de esperar el atraso analizado con los respectivos sobre costos estimados, resultan en la disminución de los parámetros de rentabilidad, para los proyectos. La comparación de resultados muestra que un atraso en los proyectos es perjudicial para los inversionistas, sin convertirse en un riesgo perceptible para la implementación del Caso. La magnitud e importancia de los cambios se refleja en el cuadro siguiente.

**Cuadro 8.6, Valores alcanzados por los Proyectos
REGMHTCB11C vs REGMHTCB11
Análisis de Rentabilidad del Inversionista**

PROYECTOS		ENTRADA EN OPERACIÓN	INVERSION DIRECTA	VPN	TIR	P/R
		MES/ AÑO	K\$	K\$	%	AÑOS
CAÑAZAS	REGMHTCB11C (Atraso)	ENE/2015	16,335	260	12.5%	7
	REGMHTCB11	ENE/2014	<u>14,850</u>	<u>2,922</u>	<u>19.1%</u>	<u>5</u>
	DIF.		1,485	-2,662	-6.6%	2
LAS CRUCES	REGMHTCB11C (Atraso)	ENE/2015	26,400	1,272	13.3%	7
	REGMHTCB11	ENE/2014	<u>24,000</u>	<u>5,621</u>	<u>20.2%</u>	<u>5</u>
	DIF.		2,400	-4,349	-6.9%	2
LOS ESTRECHOS	REGMHTCB11C (Atraso)	ENE/2015	29,700	-2,499	9.7%	9
	REGMHTCB11	ENE/2014	<u>27,000</u>	<u>-32</u>	<u>12.0%</u>	<u>8</u>
	DIF.		2,700	-2,467	-2.3%	1
LA LAGUNA	REGMHTCB11C (Atraso)	ENE/2015	26,950	1,368	13.4%	7
	REGMHTCB11	ENE/2014	<u>24,500</u>	<u>5,805</u>	<u>20.3%</u>	<u>5</u>
	DIF.		2,450	-4,437	-6.9%	2
SAN BARTOLO	REGMHTCB11C (Atraso)	ENE/2015	40,700	-1,693	10.8%	9
	REGMHTCB11	ENE/2014	<u>37,000</u>	<u>3,897</u>	<u>16.3%</u>	<u>7</u>
	DIF.		3,700	-5,590	-5.5%	2

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

REGMHTCB11D

La introducción de la fuente eólica que está prevista para iniciar operaciones en enero del 2013, en la ausencia de la pertinente legislación y reglamentación de operación específica de la fuente, presenta grados de incertidumbre. El proyecto está diseñado para instalar 150 MW de turbinas eólicas, que se transforma en una capacidad despachable de 120 MW, lo que corresponde a 35 % de la nueva expansión de la generación en ese año. Dada las características propias de la fuente eólica, no se le reconoce al proyecto magnitud de potencia firme, como al resto de los proyectos de otras tecnologías. Por lo cual se hace necesario conocer el impacto que puede tener en el sistema, el atraso de este proyecto.

La construcción de la mayor parte de los proyectos previstos para entrar en operaciones en el año 2013, tienen contrato de potencia y energía con las distribuidoras a partir de ese año, por consiguiente las obras de construcción están fijadas por sus promotores en un plazo de finalización a diciembre del 2012.

Las obras de implementación de una granja eólica de la capacidad analizada, por lo general toman más de dos años. A la fecha, no se vislumbran adelantos físicos que muestren avances significativos del proyecto, lo que le permiten holgura alguna para finalizar los trabajos en el plazo previsto en el plan. Por lo cual, imprevistos adicionales, se pueden transformar en atrasos significativos en un cronograma ya apretado, para el inicio formal del proceso de operación

de la oferta completa que al proyecto Eólico 1 a que se le asigna en el caso REGMHTCB11.²⁰

²⁰ A la fecha, no se tiene conocimiento de la reservación efectiva ante los fabricantes, de las turbinas eólicas que requiere el proyecto.

Cuadro 8.7, Costos Marginales del Sistema REGMHTCB11D vs REGMHTCB11

COSTOS MARGINALES				
AÑO	REGMHTCB11	REGMHTCB11D	DIFERENCIA	
	Referencia	Sensibilidad	Magnitud	Porcentual
2011	190.23	190.30	0.07	0.04%
2012	140.18	144.36	4.18	2.98%
2013	115.28	130.63	15.35	13.32%
2014	101.50	102.53	1.03	1.01%
2015	103.32	102.80	-0.53	-0.51%
2016	95.10	95.25	0.16	0.17%
2017	75.66	75.67	0.01	0.01%
2018	70.50	70.50	0.00	0.00%
2019	83.35	83.39	0.04	0.05%
2020	83.33	83.40	0.08	0.09%
2021	90.81	90.78	-0.03	-0.03%
2022	88.03	88.02	-0.01	-0.01%
2023	76.15	76.15	0.00	0.00%
2024	81.35	81.35	0.00	0.00%
2025	90.29	90.26	-0.03	-0.04%
PROMEDIOS			1.36	1.14%

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

La postergación del inicio de operaciones del proyecto eólico origina incrementos en los costos marginales en el año 2012, con un incremento de 4.18 \$/MWh, de 15.35 \$/MWh en el 2013 y de 1.03 \$/MWh en el año 2014. A partir del año 2015 no existen cambios significativos en los costos marginales anuales del sistema.

En general los costos marginales de este atraso en comparación con el caso de referencia no presentan incrementos significativos. El Cuadro 8.9 presenta los cambios del costo marginal ocasionados por el atraso del proyecto eólico.

Con el atraso de un año del proyecto eólico, la rentabilidad propia de los promotores disminuye con respecto al caso de referencia REGMHTCB11 como se muestra en el cuadro siguiente. El proyecto disminuye los indicadores de rentabilidad, sin pasar a parámetros deficitarios, pierde aproximadamente 50 millones en el VPN, pasa de 25.5 a 16.6% en la TIR e incrementa en dos años el período de recuperación del monto invertido. Estos resultados muestran claramente la dependencia de la rentabilidad de este proyecto al inicio de operaciones previsto, dados los mayores valores de costos marginales alcanzados en los primeros años del horizonte de análisis.

**Cuadro 8.8, Valores alcanzados por el Proyecto
REGMHTCB11D vs REGMHTCB11
Análisis de Rentabilidad del Inversionista**

PROYECTOS	ENTRADA EN OPERACIÓN	INVERSION DIRECTA	VPN	TIR	P/R
	MES/ AÑO	K\$	K\$	%	AÑOS
EOLICO ja REGMHTCB11	DIC /2016	225,000	94,093	25.5%	4
EOLICO ja REGMHTCB11D (Atraso) DIF.	ENE /2014	<u>247,500</u> 22,500	<u>44,560</u> -49,533	<u>16.6%</u> -8.9%	<u>6</u> 2

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

Aunque, el retraso tiene efectos negativos para los inversionistas del proyecto eólico, reduciendo los indicadores de rentabilidad, los mismos permanecen dentro del área de excelente rentabilidad, con lo cual no existe el riesgo de implementación por falta de rentabilidad. Por consiguiente, un retraso de este proyecto, no afecta la viabilidad del Caso REGMHTCB11, ya que para la fecha está en operación una gran cantidad de proyectos hídricos, que conforman la expansión prevista en el caso.

REGMHTCB11E

El Proyecto Hidroeléctrico Chan II de 214 MW, es la última central de alta capacidad, con embalse de regulación, dentro del inventario hidroeléctrico aprovechable, el cual entra en operación en el mes de diciembre del 2016. Este proyecto marca un hito importante en el desarrollo de la expansión de la generación eléctrica en Panamá, ya que, luego de la entrada de Chan II, no existe potencial hidroeléctrico aprovechable, de esta magnitud, por lo cual la oferta de generación subsiguiente, obligatoriamente será térmica o de

fuentes de energías renovables no convencionales.²¹

El proyecto Chan II por sí solo representa un 17% del plantel hidroeléctrico que se incorpora al Plan y su generación un 4.2% de la generación hidroeléctrica total aportada, en el período de análisis.

El proyecto, a la fecha, se encuentra aun en la etapa final del diseño, con lo cual si el cronograma de construcción planteado es de cuatro años, el inicio de operación de la central no tiene holgura y por consiguiente se le pueden presentar al proyecto, imprevistos naturales, geológicos y de índoles constructivas que retrasen la entrega de las obras. Lo que hace imperativo el análisis del impacto de un retraso, en por lo menos un año, al mes de diciembre del 2017.

El atraso de Chan II ante una oferta térmica disponible y a la entrada de un

²¹ Con la excepción de los proyectos identificados del Alto Teribe y Changuinola, que se encuentran dentro del Parque Internacional La Amistad (PILA), como ejemplo Chan 500 (313 MW). Adicionalmente se tienen los proyectos de la Cuenca del Canal, en estado de suspensión, Coclé del Norte (150 MW), Indio I (25 MW) e Indio II (25 MW).

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 período de atraso.

Como muestra el cuadro siguiente, el atraso de un año en la entrada en operación de Chan II, ocasiona incrementos perceptibles del costo marginal promedio del sistema, solo

para el período inmediato del retraso. En los otros años el fenómeno es nulo o casi imperceptible. Para todo el período de análisis el incremento promedio anual es de 2\$/MWh, el cual es efectivamente perceptible en los años 2016 - 2018, destacándose el año 2017, con un diferencial de costo marginal de 26.76 \$/MWh. La magnitud e importancia de los cambios se refleja en el Cuadro siguiente.

Cuadro 8.9, Costos Marginales Sistema REGMHTCB11E vs REGMHTCB11.

COSTOS MARGINALES				
AÑO	REGMHTCB11	REGMHTCB11E	DIFERENCIA	
	Referencia	Sensibilidad	Magnitud	Porcentual
2011	190.23	190.30	0.07	0.04%
2012	140.18	140.22	0.04	0.03%
2013	115.28	115.52	0.24	0.21%
2014	101.50	101.28	-0.22	-0.21%
2015	103.32	103.52	0.20	0.19%
2016	95.10	97.10	2.01	2.11%
2017	75.66	102.43	26.76	35.37%
2018	70.50	71.79	1.28	1.82%
2019	83.35	83.59	0.24	0.28%
2020	83.33	83.34	0.01	0.01%
2021	90.81	90.78	-0.03	-0.03%
2022	88.03	88.04	0.01	0.01%
2023	76.15	76.01	-0.14	-0.18%
2024	81.35	81.32	-0.03	-0.04%
2025	90.29	90.30	0.00	0.00%
PROMEDIOS			2.03	2.64%

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

Con el atraso de un año del proyecto Chan II, se observa obviamente el efecto negativo en la rentabilidad propia del proyecto, medida a través de la comparación de los efectos de la valoración a precios del mercado, con el caso REGMHTCB11. El desmejoramiento en los parámetros de decisión con respecto al Caso de

referencia, en los flujos de caja se caracteriza, por un incremento de inversión directa de 27.5 millones, una disminución en el VPN de 40 millones, y la desmejora anual en el retorno de inversión de 2.5%.

Con base en estos resultados, podemos asegurar que en términos

generales, un posible atraso no caracteriza una significativa contracción de la oferta con sus efectos en la valoración de los costos marginales del sistema. Por lo cual no

se define el mismo, como un riesgo importante, de no tenerse en operación esta central de generación eléctrica para la fecha prevista.

Cuadro 8. 10 Valores Alcanzados por el proyecto REGMHTCB11E vs REGMHTCB11
Análisis de Rentabilidad del Inversionista

PROYECTOS	ENTRADA EN OPERACIÓN	INVERSION DIRECTA	VPN	TIR	P/R
	MES/ AÑO	K\$	K\$	%	AÑOS
CHAN II REGMHTCB11	DIC /2016	550,000	55,034	15.2%	7
CHAN II REGMHTCB11E (ATRASO)	DIC /2017	<u>577,500</u>	<u>14,621</u>	<u>12.7%</u>	<u>7</u>
DIF.		27,500	-40,413	-2.5%	0

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

REGMHTCB11F

Para considerar la permanente incertidumbre de cualquier Plan de Expansión de la Generación ante un incremento general de los precios combustibles utilizados en la generación eléctrica, se analizó la sensibilidad del caso REGMHTCB11 a los precios de los combustibles derivados del escenario de precios altos de combustibles, sugerida por la SNE.²²

El efecto inmediato y perceptible en los costos marginales del sistema que se asumirían, en caso de un incremento sostenido en el nivel de precios de los combustibles utilizados en la generación, se refleja en el Cuadro siguiente.

Como se puede observar, durante los primeros cuatro años, período de corto

²² Precios utilizados de acuerdo a la Secretaria Nacional de Energía. Ver Capitulo 8: Pronósticos de precios de los combustibles

plazo del análisis, se da el mayor impacto en los costos marginales, donde la diferencia incremental promedio anual alcanza 12.5 dólares. Las diferencias incrementales, inician con un diferencial de costo máximo en el año 2011, de 30.96 \$/MWh. Paulatinamente el efecto de los costos incrementados de los combustibles, van cediendo el impacto hasta el año 2017, con un diferencial de menos de 1 \$/MWh. Para luego tener un cambio de tendencia incrementándose y alcanzar un nuevo diferencial tope de 8.73 \$/MWh, en el año 2023.

Debido, principalmente a que el caso de referencia REGMHTCB11 contempla la entrada escalonada de una gran cantidad de proyectos hidroeléctricos de pasada, y de la energía regulada de los proyectos Chan I y Chan II, de 2001 al 2017, por lo cual se cubren cómodamente las necesidades de potencia y energía, con generación proveniente de fuentes renovables, específicamente hidroeléctrica.

Cuadro 8.11, Costos Marginales Sistema REGMHTCB11F vs REGMHTCB11E

COSTOS MARGINALES				
AÑO	REGMHTCB11	REGMHTCB11F	DIFERENCIA	
	Referencia	Sensibilidad	Magnitud	Porcentual
2011	190.23	221.19	30.96	16.28%
2012	140.18	149.55	9.37	6.68%
2013	115.28	120.09	4.81	4.17%
2014	101.50	104.95	3.45	3.40%
2015	103.32	105.12	1.80	1.74%
2016	95.10	96.56	1.47	1.54%
2017	75.66	76.53	0.87	1.14%
2018	70.50	73.59	3.09	4.39%
2019	83.35	87.10	3.75	4.50%
2020	83.33	85.58	2.26	2.71%
2021	90.81	96.43	5.62	6.19%
2022	88.03	93.48	5.46	6.20%
2023	76.15	84.88	8.73	11.46%
2024	81.35	89.76	8.41	10.33%
2025	90.29	97.04	6.75	7.47%
PROMEDIOS			6.45	5.88%

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

Con respecto al período posterior, años 2018 - 2025, caracterizado por la entrada en operación de un plantel adicional de 1,000 MW, totalmente de fuentes convencionales a carbón, en que las diferencias incrementales del costo marginal del sistema, son consecuentes con un incremento del nivel de precios de los combustibles, de acuerdo a la tendencia del Caso REGMHTCB11. Por consiguiente, el diferencial promedio anual para el período 2015-2025 es de 4.38 \$/MWh para un cambio porcentual promedio con respecto al Caso de referencia de 5%.

Para todo el período de análisis, con tendencia mixta, primero decreciente y

luego creciente, se tiene un incremento promedio anual de 6.45 \$/MWh o sea un incremento porcentual promedio anual de 5.9 %, originada en la aplicación del escenario de precios alto de Combustibles REGMHTCB11E, con respecto al Caso de Referencia REGMHTCB11.

La proyección alta del nivel de precios de los combustibles tiene un efecto muy trascendente en la generación nacional total, una disminución total de 10,663 GWh, una caída de 5% con respecto al caso de referencia REGMHTCB11, específicamente en la generación térmica.

Cuadro 8.12, Comparativo de Generación REGMHTCB11F vs REGMHTCB11

Caso	Generación Termoeléctrica	Generación Hidroeléctrica	Generación Eólica	Total	% Térmico	% Hídrico	Eólica
REGMHTCB11	2,621	8,547	252	11,420	21.88%	75.90%	2%
REGMHTCB11F	2,630	8,547	251	11,428	21.97%	75.82%	2%
Diferencia	9	0	0	9	0.08%	-0.08%	0%

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

En cuanto a la medición de la rentabilidad individual 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 la contratación total de la potencia y la energía, la cual es valorada a precios de contrato de potencia y los costos marginales del sistema respectivamente. 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.

Controversialmente, en esta sensibilidad, el costo operativo del sistema disminuye en una media anual de 16%, durante el período de análisis. Es de destacar que el costo operativo es afectado negativamente por la utilización de la proyección de precios alta, en todo el período de análisis, con la excepción del primer año, 2011, en que el costo operativo es mayor.

Este efecto en el costo operativo del sistema, es consecuente con la

disminución de la generación térmica, que en el caso de referencia corresponde a generación de exportación, con lo cual el intercambio disminuye. La caída promedio en el costo operativo en los 15 años de análisis, se aproxima a 40 millones de dólares por año, con respecto al caso de referencia. Para mayores detalles ver Cuadro siguiente.

Cuadro 8.13, Comparativo de Costos Operativos del Sistema REGMHTCB11F vs REGMHTCB11

COSTOS OPERATIVOS POR ESCENARIO EN MILES DE US\$				
AÑO	REGMHTCB11	REGMHTCB11F	DIFERENCIA	
	Referencia	Sensibilidad	Magnitud	Porcentual
2011	510,209	546,206	35,997	7.06%
2012	221,575	152,691	-68,884	-31.09%
2013	218,884	194,180	-24,704	-11.29%
2014	164,244	142,001	-22,243	-13.54%
2015	160,278	136,784	-23,494	-14.66%
2016	143,659	129,558	-14,101	-9.82%
2017	92,038	84,374	-7,665	-8.33%
2018	124,748	88,069	-36,678	-29.40%
2019	157,296	127,685	-29,612	-18.83%
2020	244,209	185,768	-58,441	-23.93%
2021	285,499	247,002	-38,497	-13.48%
2022	348,640	307,901	-40,739	-11.69%
2023	378,192	277,849	-100,342	-26.53%
2024	461,662	346,379	-115,283	-24.97%
2025	519,385	461,530	-57,855	-11.14%
PROMEDIOS			-40,169	-16.11%

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

Desde el punto de vista de los flujos de caja de los inversionistas de los proyectos térmicos, los flujos de caja se desmejoran muy significativamente con respecto al caso de referencia REGMHTCB11. Estas mermas de rendimiento profundizan el estado deficitario de los proyectos térmicos y en cambio mejoran muy levemente el estado general de rentabilidad de los proyectos hidroeléctricos, para algunos de los proyectos, las mejoras de rendimiento son imperceptibles.

La situación que se le presenta a los proyectos térmicos de expansión, originada en el incremento del nivel de precios de los combustibles, son difíciles. Los estimados de ingresos al ser valorados por los precios promedios de contrato de energía y

potencia utilizados son relativamente estáticos. Solo mejoraría el estado de rentabilidad real de estas centrales térmicas, si se contempla la indexación de los precios de los combustibles por medio de los particulares convenios de "Cláusula de Combustible", se puede mejorar rentabilidad.

Este incremento en los costos operativos, sin el reconocimiento de ninguna compensación, se reflejará en mermas importantes de la rentabilidad ya deficitaria de todos los proyectos de expansión térmicos. Por consiguiente, la comparación de parámetros no deja duda ninguna, que el riesgo de desarrollo de los proyectos térmicos con base en carbón, son grandes, lo que incrementa el riesgo de cumplimiento total de la oferta del

caso REGMHTCB11. Ver Cuadro siguiente.

Cuadro 8.14, Valores Alcanzados por los Proyectos Térmicos de Expansión REGMHTCB11F vs REGMHTCB11.

PROYECTOS	ENTRADA EN OPERACIÓN	MES/ AÑO	INVERSION DIRECTA	VPN	TIR	P/R
			K\$	K\$	%	AÑOS
CB 250 a	REGMHTCB11F (+ Prec. Comb.)	ENE/2018	412,500	-70,877	7.3%	14
	REGMHTCB11	ENE/2018	412,500	-52,623	8.6%	13
	DIF.		0	-18,254	-1.3%	1
CB 250 b	REGMHTCB11F (+ Prec. Comb.)	ENE/2020	412,500	-75,898	6.9%	14
	REGMHTCB11	ENE/2020	412,500	-49,940	8.7%	13
	DIF.		0	-25,958	-1.8%	1
CB 250 c	REGMHTCB11F (+ Prec. Comb.)	ENE/2022	412,500	-70,479	7.2%	14
	REGMHTCB11	ENE/2022	412,500	-44,963	9.0%	13
	DIF.		0	-25,516	-1.8%	1
CB 250 d	REGMHTCB11F (+ Prec. Comb.)	ENE/2023	412,500	-71,929	7.1%	14
	REGMHTCB11	ENE/2023	412,500	-45,911	9.0%	13
	DIF.		0	-26,018	-1.9%	1

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.



CAPÍTULO 9, INTERCONEXIÓN CON COLOMBIA

En vista de los estudios que se realizan para desarrollar el proyecto de interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia, se consideró un caso o escenario que involucrara dicho proyecto en esta sección. El mismo tiene el propósito de evaluar el impacto de esta inyección foránea de energía en el sistema de generación nacional. Por lo cual se simula esta inyección en el caso de referencia, REGMHTCB11, con intercambio efectivo con Colombia a partir del año 2015.

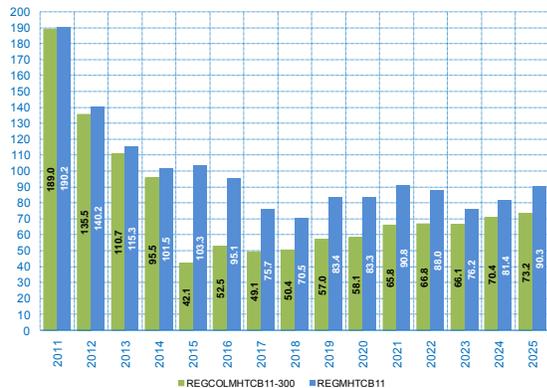
En este caso se estudiará el comportamiento que se tendría la inyección al sistema en dos etapas, la primera de 300 MW en el año 2015, adicionando 300 MW en el año 2020, para totalizar 600 MW de intercambio. Por otro lado, en consideración a la importancia del intercambio, para Panamá y la región centroamericana, se analiza el impacto al sistema nacional de adelantar la inyección de los 600 MW en el año 2015.

REGCOLMHTCB11-300

En este caso se analiza el comportamiento que tendría el sistema nacional con la inyección de 300 MW intercambio proveniente de Colombia en enero del 2015 y 600 MW en enero de 2020.

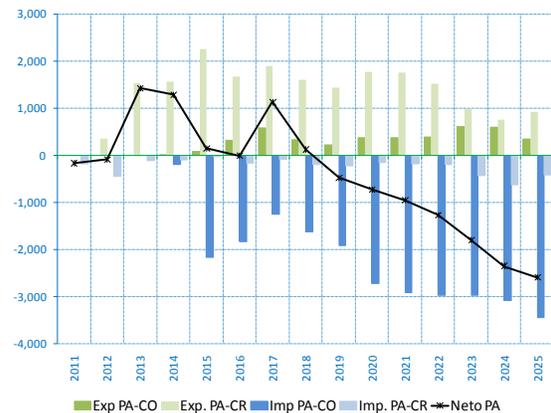
Como se muestra en el gráfico 9.1 la entrada en operación del Proyecto de Interconexión Panamá-Colombia con una capacidad de intercambio de 300 MW presentaría reducción a los CMS de 56% en el año 2015.

Gráfico 9.1, Costos Marginales de Panamá del Caso REGCOLMHTCB11-300 vs REGMHTCB11.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

Gráfico 9.2, Intercambios PA-CR y PA-CO del Caso REGCOLMHTCB11-300.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

Con un intercambio de 300MW Panamá tendría un estatus de exportador de energía hasta el año 2018, como se muestra en el gráfico 9.2. El análisis de los intercambios netos de Panamá, luego de este periodo, además de importar energía de Colombia para el consumo

nacional, también re-exporta hacia Costa Rica parte de esa energía importada.

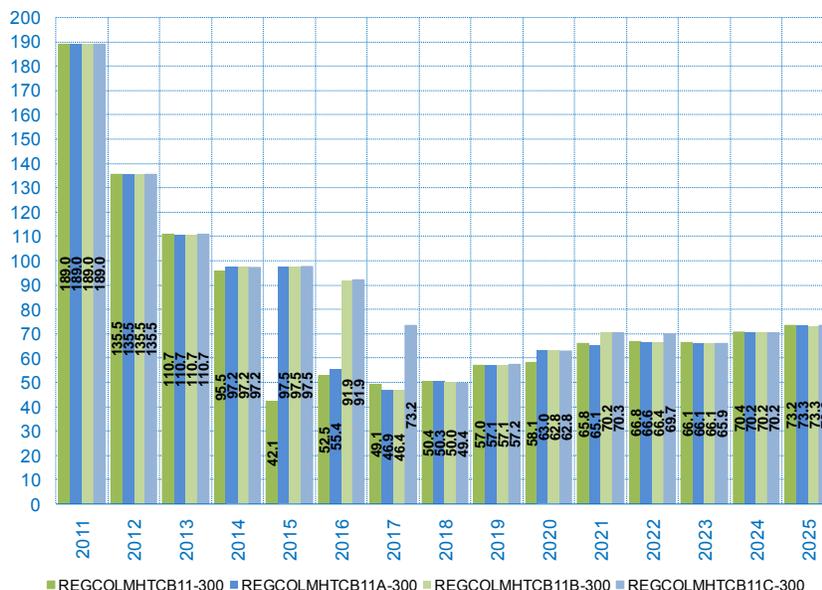
Análisis de las Sensibilidades al caso REGCOLMHTCB11-300

En estas sensibilidades se analiza el comportamiento que tendría el SIN de retrasarse la entrada en operación del proyecto de interconexión. Para ello se analiza la entrada primera etapa al año 2016 (REGCOLMHTCB11-300^a), al año 2017 (REGCOLMHTCB11-300B); y al año 2018 (REGCOLMHTCB11-300C). Con el atraso de la primera etapa se desplaza la puesta en funcionamiento de la segunda etapa en cada caso respectivamente, por el mismo período.

Uno de los efectos que tendría los retrasos en la entrada en operación de la primera etapa de la interconexión con Colombia sería de incrementos anuales a los CMS, como se aprecia en todas las sensibilidades analizadas. Se destacan las diferencias en el año 2015, en donde casi se duplican.

De igual manera es el comportamiento respectivo en el año 2016, para la sensibilidad B y el año 2017 en la sensibilidad C. Ver gráfico 9.3. Mientras que en la cuadro 9.1 se aprecian los intercambios netos para todas las sensibilidades realizadas.

Gráfico 9.3, Costos Marginales de Panamá del Caso REGCOLMHTCB11-300 vs Sensibilidades.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

Cuadro 9.1, Intercambios netos PA-CR y PA-CO del Caso REGCOLMHTCB11-600 y Sensibilidades.

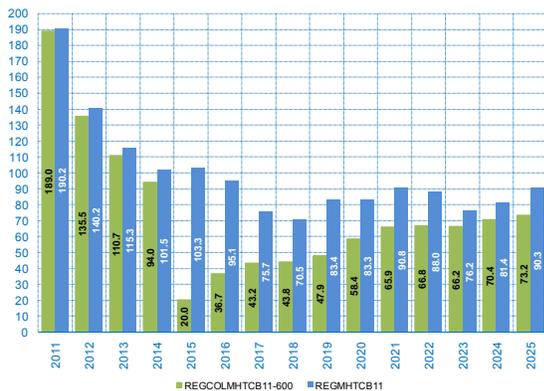
BASE	REGCOLMHTCB11-300			REGCOLMHTCB11A-300			REGCOLMHTCB11B-300			REGCOLMHTCB11C-300		
AÑOS	Neto PA-CO	Neto PA-CR	Neto PA	Neto PA-CO	Neto PA-CR	Neto PA	Neto PA-CO	Neto PA-CR	Neto PA	Neto PA-CO	Neto PA-CR	Neto PA
2011	0.0	-164.4	0.0	-164.4	-164.4	-328.8	0.0	-164.4	-164.4	0.0	-164.4	-164.4
2012	0.0	-87.5	0.0	-87.1	-87.1	-174.1	0.0	-87.1	-87.1	0.0	-87.1	-87.1
2013	0.0	1429.4	0.0	1429.2	1429.2	2858.3	0.0	1429.2	1429.2	0.0	1429.2	1429.2
2014	-178.4	1470.2	0.0	1384.4	1384.4	2768.8	0.0	1384.4	1384.4	0.0	1384.4	1384.4
2015	-2077.8	2225.6	0.0	1225.2	1225.2	2450.4	0.0	1225.2	1225.2	0.0	1225.2	1225.2
2016	-1518.8	1510.6	-1663.0	1596.3	1812.5	3408.8	0.0	755.8	755.8	0.0	755.8	755.8
2017	-671.9	1805.7	-724.1	1839.0	1822.8	3661.8	-866.3	1887.6	1021.3	0.0	1555.7	1555.7
2018	-1284.6	1415.4	-1288.5	1406.1	1591.4	2997.5	-1318.6	1438.1	119.6	-1358.7	1461.9	103.1
2019	-1695.0	1220.6	-1696.7	1235.0	1579.8	2814.8	-1692.6	1240.5	-452.1	-1698.4	1251.3	-447.1
2020	-2342.6	1616.6	-1679.7	1254.1	1603.0	2857.1	-1686.2	1265.5	-420.7	-1689.5	1270.2	-419.4
2021	-2533.2	1582.2	-2660.6	1605.5	1586.4	3191.9	-1812.7	1187.4	-625.4	-1800.8	1188.2	-612.6
2022	-2589.5	1321.6	-2629.6	1333.4	1323.0	2656.5	-2759.8	1365.9	-1393.9	-1779.9	911.9	-868.0
2023	-2365.1	562.1	-2383.6	563.6	560.4	1123.9	-2387.1	586.3	-1800.8	-2538.4	639.9	-1898.5
2024	-2485.8	135.1	-2518.4	166.1	167.9	334.0	-2512.1	162.4	-2349.7	-2543.5	173.3	-2370.2
2025	-3098.9	506.1	-3030.6	492.4	489.4	981.8	-3041.1	494.2	-2546.9	-3036.1	496.2	-2539.9

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

REGCOLMHTCB11-600

En este caso se analiza el comportamiento que tendría el sistema nacional, de iniciar los intercambios de energía a través de la interconexión con Colombia con una capacidad de 600 MW a partir de enero del 2015.

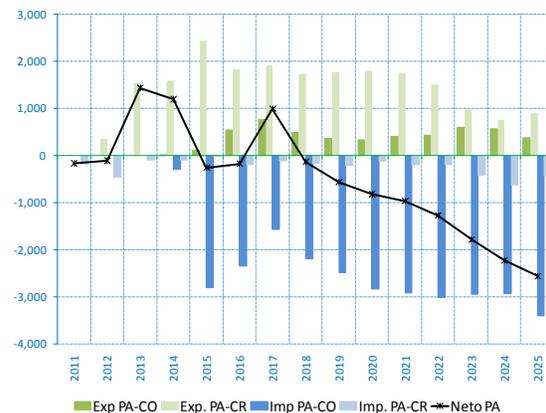
Gráfico 9.4, Costos Marginales de Panamá del Caso REGCOLMHTCB11-600 vs REGMHTCB11.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

Como se muestra en el gráfico 9.4 la entrada en operación del Proyecto de Interconexión Colombia-Panamá con una capacidad tope de intercambio de 600 MW, con respecto al caso de referencia REGMHTCB11, presentaría reducciones sustanciales a los CMS. En donde se destaca el año 2015, con una reducción del CMS en un 79%. Reducciones que serán absorbidas paulatinamente hasta el año 2020.

Gráfico 9.5, Intercambios PA-CR y PA-CO del Caso REGCOLMHTCB11-600.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

El comportamiento de los CMS se debe a que la oferta que presentaría Colombia, con respecto a Panamá, es más económica debido principalmente a que cuenta con un plantel térmico importante de carbón y gas natural lo que impulsaría niveles de intercambios de energía significativos. A su vez, influiría en los intercambios entre Panamá y Costa Rica. En este caso tal como se muestra en el gráfico 9.5, Panamá adquiriría el papel de transportador neto de energía, como

consecuencia de la actividad de operación del intercambio de energía

con Colombia.

Análisis de las sensibilidades al caso REGCOLMHTCB11-600

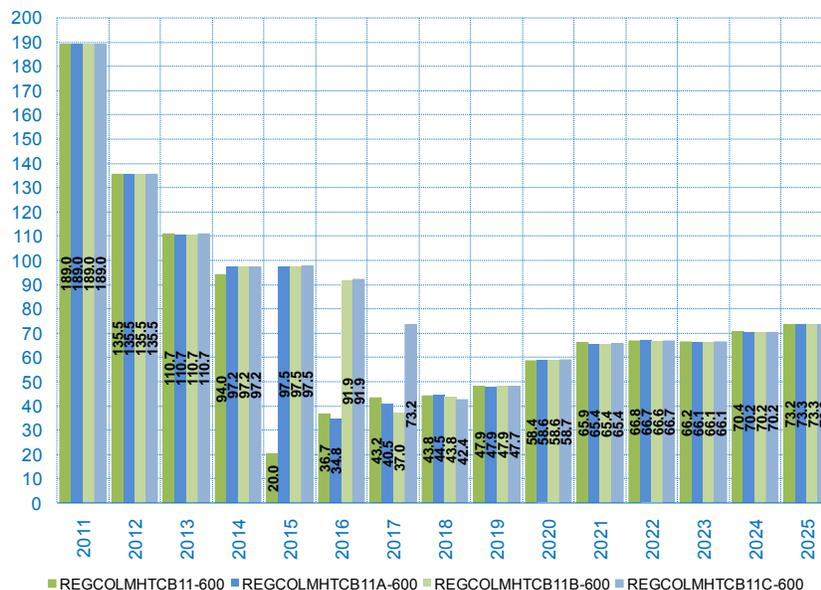
En estas sensibilidades se analiza el comportamiento que tendría el SIN de darse atrasos en la entrada en operación de la interconexión Colombia-Panamá, en 600 MW, en el año 2016, REGCOLMHTCB11-600A; entrada en operación en el año 2017, REGCOLMHTCB11-600B; entrada en operación en el año 2018, REGCOLMHTCB11-600C.

Los análisis muestran que el efecto que tendrían los retrasos en la entrada en operación del proyecto de interconexión con Colombia en etapas de 300 MW cada uno, con respecto al intercambio, basado en la inyección inmediata de 600 MW, a partir de enero del 2015, sería de una disminución en los CMS de 52%. En el gráfico 9.6, se aprecia el comportamiento del CMS en todas las sensibilidades.

oferta excedente para exportación por la interconexión con Colombia, en el año 2017, año en que entra en operación el proyecto Chan II y que supondría un aumento sustancial en la matriz energética del país. El incremento en participación hidráulico representa una oferta económicamente más barata, para los países interconectados por medio de la línea de SIEPAC, lo que permite mantener exportaciones de energía hacia Costa Rica como se muestra en el cuadro 9.2.

En los intercambios netos se puede apreciar que Panamá presentaría

Gráfico 9.6, Costos Marginales de Panamá del Caso REGCOLMHTCB11-600 vs Sensibilidades.



Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.

Cuadro 9. 2 Intercambios netos PA-CR y PA-CO del Caso REGCOLMHTCB11-600 y Sensibilidades.

BASE AÑOS	REGCOLMHTCB11-600			REGCOLMHTCB11A-600			REGCOLMHTCB11B-600			REGCOLMHTCB11C-600		
	Neto PA-CO	Neto PA-CR	Neto PA	Neto PA-CO	Neto PA-CR	Neto PA	Neto PA-CO	Neto PA-CR	Neto PA	Neto PA-CO	Neto PA-CR	Neto PA
2011	0.0	-164.3	-164.3	0.0	-164.4	-164.4	0.0	-164.4	-164.4	0.0	-164.4	-164.4
2012	0.0	-106.7	-106.7	0.0	-87.1	-87.1	0.0	-87.1	-87.1	0.0	-87.1	-87.1
2013	0.0	1440.5	1440.5	0.0	1429.2	1429.2	0.0	1429.2	1429.2	0.0	1429.2	1429.2
2014	-289.4	1488.1	1198.6	0.0	1384.4	1384.4	0.0	1384.4	1384.4	0.0	1384.4	1384.4
2015	-2690.9	2434.2	-256.7	0.0	1225.2	1225.2	0.0	1225.2	1225.2	0.0	1225.2	1225.2
2016	-1809.5	1635.0	-174.5	-2268.4	1812.5	-455.9	0.0	755.8	755.8	0.0	755.8	755.8
2017	-805.4	1802.0	996.6	-835.6	1822.8	987.2	-1094.7	1935.5	840.9	0.0	1555.7	1555.7
2018	-1700.9	1568.6	-132.3	-1675.4	1591.4	-83.9	-1689.7	1617.4	-72.3	-1750.5	1668.5	-82.1
2019	-2127.2	1564.6	-562.6	-2282.5	1579.8	-702.7	-2282.8	1580.2	-702.6	-2302.7	1594.0	-708.7
2020	-2502.6	1685.0	-817.6	-2290.6	1603.0	-687.6	-2287.5	1602.2	-685.3	-2294.2	1605.1	-689.1
2021	-2510.5	1546.6	-963.9	-2585.0	1586.4	-998.6	-2594.6	1583.8	-1010.8	-2588.4	1590.6	-997.8
2022	-2582.7	1309.9	-1272.8	-2604.9	1323.0	-1281.9	-2608.5	1329.9	-1278.6	-2611.3	1326.6	-1284.8
2023	-2346.4	563.4	-1783.1	-2386.6	560.4	-1826.3	-2382.0	557.2	-1824.8	-2383.8	560.9	-1822.9
2024	-2368.5	137.4	-2231.1	-2518.8	167.9	-2350.9	-2525.8	167.1	-2358.7	-2518.0	166.1	-2351.8
2025	-3025.9	466.7	-2559.2	-3030.8	489.4	-2541.4	-3032.1	488.6	-2543.5	-3031.4	489.4	-2542.0

Referencia: ETESA. Revisión del Plan de Expansión 2011.



CAPÍTULO 10, CONCLUSIONES

- La inflexibilidad en la optimización del plantel de expansión en el considerado “período firme”, específicamente en el corto plazo, es forzada por la realidad del sistema debido a la incorporación masiva de más de 39 proyectos hidroeléctricos en construcción o en etapa avanzadas de desarrollo.
- Dado el plan fijo establecido en los primeros cuatro años del desarrollo del plan en el período de optimización, comprendido entre el año 2015 y el 2025; la adición o incorporación de proyectos según el tipo de tecnología varían muy poco. Para cada uno de los tres Planes REGMHTCB11, REGMHTCBEO11 y REGMHTCBTTLA11, se instalan 278 MW de proyectos hidráulicos en los planes REGMHTCB11 y REGMHTCBEO11 1000 MW de Carbón a diferencia del caso REGMHTTTLA11, donde se instalan 1050 MW de plantas de GNL. En cuanto a la adición de proyectos eólicos tanto el caso REGMHTCBEO11 como el REGMHTTTLA11, cuentan con 240 MW de este tipo de tecnología. En el caso REGMHTCB11 para el período 2015-2025 no se adicionan proyectos eólicos debido a que los criterios no consideran este tipo de tecnología para el escenario.
- En el año 2015, a efectos de planeamiento energético se introduce en el caso REGMHTTTLA11 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 establecida por la SNE para la incorporación de este combustible.
- La conversión de combustibles pesados versus gas natural, de los existentes ciclos combinados de BLM y Termo Colón en el año 2015, retrasa la entrada de una central de carbón, incluida en los otros dos casos en el año 2023. La central de carbón genérico de 250 MW es reemplazada por una central de carbón de 100 MW en el año 2025.
- La introducción de centrales de GNL como candidatas en el escenario que genera el caso REGMHTTTLA11, muestra ventajas competitivas en la producción de energía del gas natural licuado versus el carbón. Lo indicado queda claramente reflejado, dado que la optimización presenta como resultado la sustitución de las unidades de carbón por las unidades de GNL.
- Por todas estas consideraciones en el corto y mediano plazo se ve con mayor probabilidad de ejecución el escenario de expansión con carbón, REGMHTCB11. Aunque este plan es de mayor costo operativo que el plan que incorpora unidades eólicas (REGMHTCBEO11) y que el plan de GNL (REGMHTTTLA11), resulta ser el de menor costo de inversión.

- Con respecto a la comparación de los costos totales de los planes, el de menor costo total es el caso REGMHTCB11. Cabe destacar que el plan de menor costo operativo es REGMHTCBEO11, aunque el GNL presente en el caso REGMHTTLA11, es el recurso térmico más económico, en comparación al carbón. El caso REGMHTTLA11, no resulta ser el de menor costo operativo debido a que en el año 2015, se introduce el GNL como una alternativa de generación más eficiente y limpia. Ligado a la introducción forzosa del GNL, por decisión de política energética.²³ Lo que reemplaza de unidades de CC que funcionaban con diesel aumentando la participación térmica por ende el costo operación del caso REGMHTTLA11, en comparación con el caso REGMHTCBEO11.
- Es destacable la importancia del proyecto Chan II para mantener el CMS y el estatus de país exportador después del año 2016, siendo la última central de gran capacidad con embalse de regulación dentro del inventario hidroeléctrico aprovechable, por la cual la oferta de generación subsiguiente obligatoria es térmica.
- Los análisis realizados entre los planes ante una demanda alta de energía en comparación con los planes de demanda media no muestran diferencias apreciables en el costo marginal permaneciendo la condición del sistema como exportador neto.
- Las sensibilidades planteadas son aquellas consideradas de mayor importancia 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, especialmente dentro del período crítico: atraso de seis meses de los proyectos Chan I y Baitún; atraso de un año, enero de 2015, de los Proyectos Hidroeléctricas de Cañazas, Las Cruces, Los Estrechos, La Laguna y San Bartolo; y un año de atraso al Proyecto Eólico 1.
- Adicionalmente se estudia el atraso por un año del Proyecto Chan II (diciembre del 2017); la consideración de un incremento de precios significativos a la proyección de combustible utilizada en los análisis de rentabilidad; y la sensibilidad ante un imprevisto incremento sistemático de la demanda, durante todo el período de análisis.
- 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.

23 Por decisión de política energética de la adición de una unidad de GNL de 200 MW al igual que la conversión del CC BLM y el CC Termo Colón en el año 2015.

- Como un resultado general se observa que la sensibilidad REGMHTCB11F tiene un costo total menor para el sistema. La sensibilidad que representa el mayor costo total, es el caso REGMHTCB11A en la que se atrasa 6 meses el inicio de operación de la Central Hidroeléctrica Chan I.
- Consecuentemente, se observa que si el Proyecto Chan I, no puede iniciar operación en la fecha indicada, por la magnitud del proyecto, 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 para el costo total del plan.
- 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 2012 al horizonte del estudio.
- Por concepto los riesgos de cumplimiento del plan de expansión, está condicionado a los riesgos a que se enfrentan los proyectos incorporados, los cuales fueron evaluados por medio de la comparación de los análisis de rentabilidad de los inversionistas de los proyectos ante diversos eventos en el escenario de expansión hidro-térmico con carbón, caso REGMHTCB11.²⁴
- Se contemplaron los atrasos de los proyectos hidroeléctricos Chan I (223 MW), Baitùn (89 MW), los de mayor capacidad instalada en los dos primeros años del período. Aunque estos atrasos corresponden a un 55% de la expansión total de ese importante período, los respectivos análisis de sensibilidad exponen cambios mínimos, en donde los otros proyectos hidroeléctricos y específicamente el plantel térmico existente cubren cómodamente la oferta faltante, por lo cual es innecesario evaluar los riesgos ante el atraso de estos proyectos.
- Ante el atraso de la conexión al sistema de los Proyectos Hidroeléctricos Cañazas de 5.9 MW, Las Cruces de 9.2 MW, Los Estrechos de 10 MW, La Laguna de 9.3 MW y San Bartolo de 15.2 MW, los cuales preveían iniciar operaciones en enero del 2014, se disminuyen la rentabilidad para los inversionistas, sin convertirse en un riesgo perceptible para la implementación del Caso REGMHTCB11C.

²⁴ 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.

- Aunque, el retraso de un año del Proyecto Eólico I, tiene efectos negativos para los inversionistas, reduciendo los indicadores de rentabilidad, los mismos permanecen dentro del área de excelente rentabilidad, dado el bajo costo unitario de inversión declarado por los promotores. Por consiguiente no existe el riesgo de implementación por falta de rentabilidad, no afectando la viabilidad del Caso REGMHTCB11D, ya que para la fecha están en operación una gran cantidad de proyectos hídricos, que conforman la expansión prevista en el caso, manteniendo bajo los CMS.
- Con el atraso de un año del Proyecto Chan II, sensibilidad REGMHTCB11E, se observa obviamente el efecto negativo en la rentabilidad propia del proyecto. El desmejoramiento en los flujos de caja se caracteriza, por un incremento de inversión directa de 27.5 millones, una disminución en el VPN de 40 millones, y la desmejora anual en el retorno de inversión de 2.5%. Aunque la significativa contracción de la oferta con sus efectos en la valoración de los costos marginales del sistema, no define el mismo, como un riesgo importante, de no tenerse en operación esta central de generación eléctrica para la fecha prevista.
- Al considerar la permanente incertidumbre de cualquier plan de expansión de la generación ante un incremento general de los precios de los combustibles, se encuentra que los flujos de caja de los inversionistas de los proyectos térmicos, se desmejoran muy significativamente con respecto al caso de referencia REGMHTCB11. Estas mermas de rendimiento profundizan el estado deficitario de los proyectos térmicos.

La situación que se le presenta a los proyectos térmicos de expansión, originada en el incremento del nivel de precios de los combustibles, solo mejoraría si se contempla la indexación de los precios de los combustibles por medio de los particulares convenios de "Cláusula de Combustible". Sin el reconocimiento de ninguna compensación, se reflejará en mermas importantes de la rentabilidad ya deficitaria de todos los proyectos de expansión térmicos. Por consiguiente, la comparación de parámetros no deja duda ninguna, que el riesgo de desarrollo de los proyectos con base en carbón, son grandes, lo que incrementa el riesgo de cumplimiento total de la oferta del caso REGMHTCB11.

- 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 Frío, Barro Blanco, RP-490 y SM82 en conjunto con el Proyecto Eólico I, pueden ser considerados riesgos importantes para los inversionistas y riesgos menores para la cobertura de la demanda del presente Plan de Expansión 2011-2025.
- En el sector térmico, los cuatro proyectos de carbón, que suman 1000 MW a instalarse entre los años 2018 al 2023, en gran parte para cubrir la expansión del sistema en los últimos años, no satisfacen los criterios de aceptación de

rentabilidad de los inversionistas. Los altos parámetros de rentabilidad negativa los convierten en un riesgo importante para el cumplimiento del plan.

- En cuanto a la interconexión con Colombia se analizaron dos esquemas. Un primer esquema considerando el inicio de la interconexión en una primera etapa de 300 MW en el año 2015 y una segunda etapa donde se incrementan 300 MW más a la capacidad de intercambio en el año 2020. El segundo esquema considera la interconexión con 600 MW de capacidad desde enero de 2015. Ambos esquemas muestran tener un impacto importante en la disminución del CMS de Panamá. El primer esquema disminuye el CMS en 56% y el segundo esquema lo hace en un 79% en el primer año, 2015.