



**GRUPO DE TRABAJO DE
PLANIFICACION INDICATIVA REGIONAL
GTPIR**

CONSEJO DE ELECTRIFICACION DE AMERICA CENTRAL



**PLAN INDICATIVO REGIONAL
DE EXPANSION DE LA GENERACION
PERIODO 2011-2025**

Diciembre 2010

**PLAN INDICATIVO REGIONAL DE EXPANSION DE LA
GENERACION
PERIODO 2011-2025**

Visite el sitio web del CEAC

[Consejo de Electrificación de América Central](http://www.ceaconline.org/)

<http://www.ceaconline.org/>

Enlaces a empresas eléctricas que conforman el GTPIR:

Comisión Ejecutiva Hidroeléctrica del Río Lempa CEL (El Salvador)

<http://www.cel.gob.sv/>

Instituto Nacional de Electricidad INDE (Guatemala)

<http://www.inde.gob.gt/>

Empresa Nacional de Transmisión Eléctrica ENATREL (Nicaragua)

<http://www.enatrel.gob.ni/>

Empresa Nacional de Energía Eléctrica ENEE (Honduras)

<http://www.enee.hn/>

Empresa de Transmisión Eléctrica S.A. ETESA (Panama)

<http://www.etsa.com.pa/>

Instituto Costarricense de Electricidad ICE (Costa Rica)

<http://www.grupoice.com/>

PREFACIO

Este informe fue elaborado por el Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR). Su ejecución se enmarca dentro de las actividades del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), que tienen por objeto coadyuvar a la integración regional en materia de energía eléctrica.

El GTPIR funge como un comité técnico del CEAC con el objetivo de elaborar planes indicativos regionales de expansión de generación, teniendo en cuenta el efecto de las interconexiones actuales y futuras.

El GTPIR ha realizado las siguientes actividades:

- Análisis de la situación actual de la planificación de expansión de generación.
- Definición de metodologías y criterios para la planificación regional.
- Elaboración y actualización de una base de datos regional para la planificación de expansión de generación.
- Elaboración de planes indicativos de expansión.

El presente informe es una continuación de este esfuerzo, y en él se presentan los resultados de un seguimiento y actualización de los planes indicativos regionales, que en esta oportunidad cubren el período 2011-2025.

Los miembros participantes del GTPIR han sido las siguientes personas:

- Guatemala : Juan Carlos Dávila y Jorge Klug, INDE.
- El Salvador : Angel Díaz, Raúl Díaz, CEL.
- Honduras : Silvia Coello y Amy Guardiola, ENEE.
- Nicaragua : Horacio Guerra, ENATREL.
- Costa Rica : Fanny Solano, Fernando Ramírez y Javier Orozco, ICE.
- Panamá : Jorge Fisher y Ernesto Rosales, ETESA, y Plinio Barroso, SNE

La redacción del presente informe estuvo a cargo de Fanny Solano, Fernando Ramírez y Javier Orozco.

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO

1	ANTECEDENTES Y ACTIVIDADES DESARROLLADAS.....	1
2	METODOLOGIA Y CRITERIOS DE PLANIFICACION	3
2.1	<i>Aspectos Conceptuales.....</i>	<i>3</i>
2.2	<i>Planificación en Ambientes Competitivos.....</i>	<i>3</i>
2.3	<i>Herramientas de Análisis.....</i>	<i>4</i>
3	ENTORNO CENTROAMERICANO	7
3.1	<i>Situación económica y social de Centro América.....</i>	<i>7</i>
3.2	<i>Mercados eléctricos en Centro América.....</i>	<i>11</i>
3.3	<i>Situación comercial.....</i>	<i>11</i>
3.4	<i>Evolución de los sistemas de generación.....</i>	<i>13</i>
4	PROYECTOS REGIONALES	17
4.1	<i>Plantas hidroeléctricas.....</i>	<i>17</i>
4.2	<i>Plantas Térmicas.....</i>	<i>18</i>
4.2.1	<i>Gas Natural Licuado.....</i>	<i>18</i>
4.2.2	<i>Carbón</i>	<i>21</i>
4.3	<i>Consideraciones Generales.....</i>	<i>22</i>
5	INFORMACION BASICA	23
5.1	<i>Sistema existente.....</i>	<i>23</i>
5.2	<i>Demanda.....</i>	<i>25</i>
5.2.1	<i>Proyecciones anuales.....</i>	<i>25</i>
5.2.2	<i>Curva de Carga Diaria</i>	<i>27</i>
5.3	<i>Costo del déficit</i>	<i>29</i>
5.4	<i>Confiabilidad</i>	<i>29</i>
5.4.1	<i>Criterio de Confiabilidad</i>	<i>30</i>
5.5	<i>Precios de los combustibles.....</i>	<i>30</i>
5.6	<i>Plantas Fijas.....</i>	<i>32</i>
5.7	<i>Planes fijo o de corto plazo.....</i>	<i>33</i>
5.8	<i>Proyectos Candidatos.....</i>	<i>35</i>
5.8.1	<i>Proyectos Térmicos</i>	<i>36</i>
5.8.2	<i>Proyectos Geotérmicos.....</i>	<i>38</i>
5.8.3	<i>Proyectos Hidroeléctricos</i>	<i>38</i>
5.8.4	<i>Plantas Renovables Genéricas.....</i>	<i>40</i>
5.8.5	<i>Proyectos renovables no convencionales</i>	<i>41</i>

5.9	Costos Nivelados.....	42
5.10	Hidrología.....	44
5.11	Sistema de Transmisión y Capacidad de las Interconexiones	46
5.12	Emisiones de CO ₂	48
6	ESCENARIOS ANALIZADOS	51
6.1	Factor de desarrollo hidroeléctrico	51
6.2	Factor de evolución del precio de los combustibles	53
6.3	Factor de crecimiento de la demanda.....	53
6.4	Conexión con Colombia	53
6.5	Línea SIEPAC.....	54
6.6	Sistema Colombiano	54
7	PLANES INDICATIVOS	55
7.1	Definición de los Casos	55
7.1.1	Caso A	55
7.1.2	Caso B	58
7.1.3	Caso C	60
7.1.4	Caso D	62
7.1.5	Caso E.....	64
7.1.6	Caso F.....	66
7.1.7	Caso G	68
7.1.8	Caso H.....	70
7.1.9	Caso I	72
7.1.10	Caso J	74
7.1.11	Caso K	76
7.1.12	Caso L.....	78
8	RESUMEN DE LOS RESULTADOS DE LOS CASOS	81
8.1	Costo de los planes.....	81
8.2	Emisiones de CO ₂	83
8.3	Instalación de los Planes	85
8.4	Fuentes de generación	87
8.5	Intercambios.....	88
9	COMPARACION DE CASOS	93
9.1	Comparación de costos y su estructura.....	93
9.2	Comparación de Emisiones de CO ₂	94
9.3	Discusión sobre el Efecto de los Escenarios en los Planes.....	95
9.3.1	Efecto de eliminar las restricciones a la hidroelectricidad.....	95
9.3.2	Efecto del precio de los combustibles	96
9.3.3	Efecto de la demanda	96
9.3.4	Efecto de la interconexión con Colombia	97
9.3.5	Efecto de los proyectos renovables genéricos	98

9.3.6	Efecto de las interconexiones.....	98
10	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	99

ANEXOS

ANEXO 1 CRITERIOS DE PLANIFICACION

Criterios Generales

Interconexiones y enlaces extra-regionales

Modelamiento en el OPTGEN y el SDDP

Criterios económicos

ANEXO 2 DEMANDA

Demandas horarias históricas y proyecciones de demanda

Factor de carga anual

Curvas de Carga Diarias

ANEXO 3 DATOS HIDROLOGICOS

ANEXO 4 ACTUALIZACION EN PLANES DE CORTO PLAZO

Guatemala

El Salvador

Honduras

Nicaragua

Costa Rica

Panamá

RESUMEN EJECUTIVO

OBJETIVO DEL ESTUDIO

Elaborar planes indicativos de la expansión de la generación, para el período 2011-2025, que muestren la evolución económicamente deseable de los sistemas de generación de la región centroamericana, considerando diferentes escenarios futuros de desarrollo.

METODOLOGIA

Tanto en países en donde existe un sistema de planificación centralizada o en países en donde prevalecen mercados mayoristas de electricidad, la estimación de planes de expansión de la generación de mínimo costo brinda información valiosa que puede orientar las inversiones que realizan los agentes en los países, ya no sólo con miras a proyectos locales, sino al desarrollo de generación para cubrir la demanda de varios países en la región.

Para generar los planes de expansión regionales se han utilizado dos herramientas computacionales, el OPTGEN para la planificación y optimización de inversiones y el SDDP, para la simulación de la operación de los sistemas. Ambas herramientas se utilizan en forma complementaria.

PERIODO DE ESTUDIO

La definición y optimización de planes con el OPTGEN y el SDDP cubrió el período 2011-2025. El período 2011-2013 está basado en los planes de expansión actualmente en ejecución en cada país, y no fue sujeto a optimización.

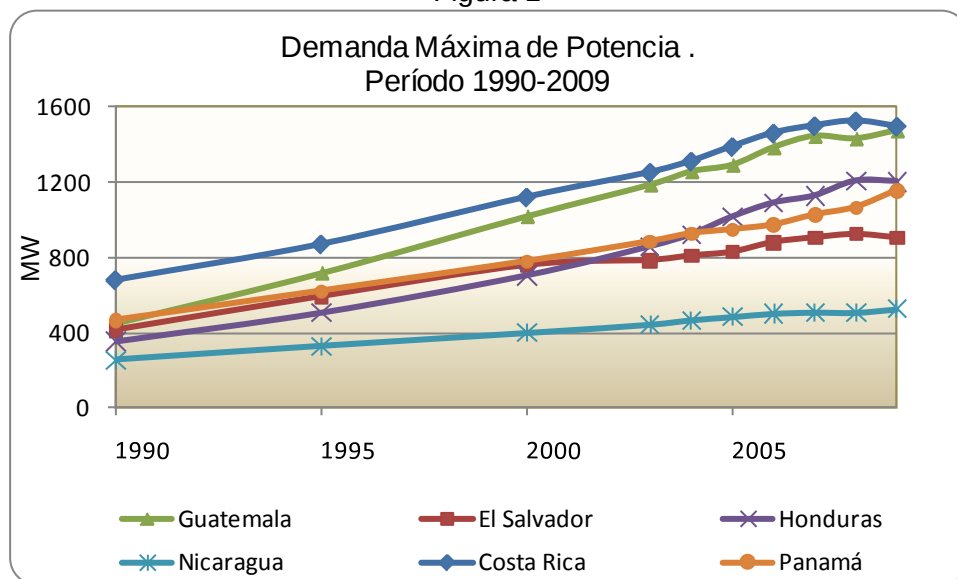
ENTORNO CENTROAMERICANO

Los esfuerzos por crear un mercado eléctrico centroamericano han avanzado significativamente y la construcción de la línea SIEPAC provee la capacidad de transmisión suficiente para importantes flujos regionales. La construcción de los 1 800 km de la primera etapa de estas líneas de transmisión de 230 kilovoltios está en una etapa muy avanzada.

La región cubre un área de 509 mil km² con 43 millones de habitantes. El consumo medio total de energía eléctrica per cápita es de 920 kWh/año.

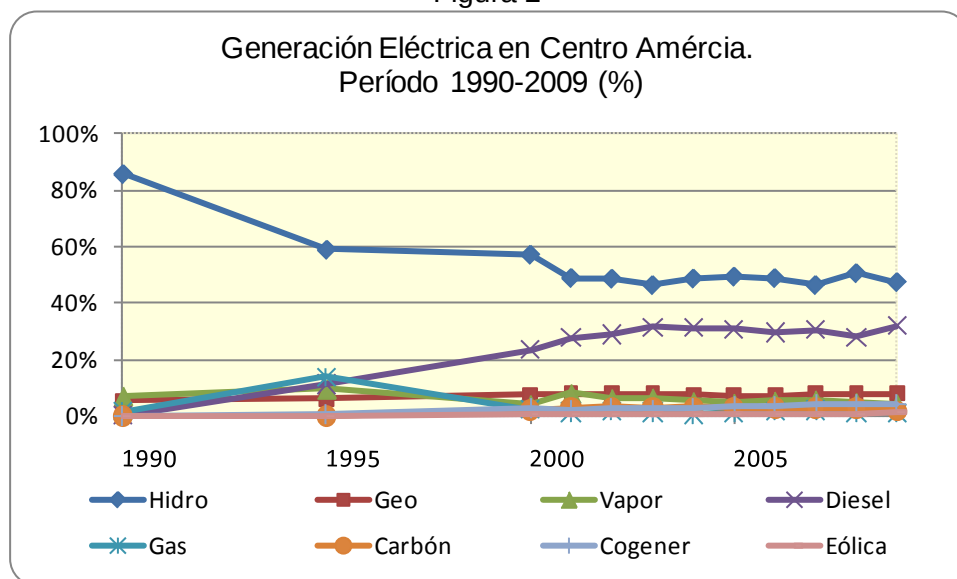
En la Figura 1, se muestra la demanda máxima de potencia para el periodo de 1990-2009 en la región Centroamérica.

Figura 1



La dependencia del sistema eléctrico a los combustibles fósiles importados aumentó en la década de los 90, Figura 2, cuando la participación de las energías renovables cayó de un 90% a un 60%, mientras que la participación del petróleo subió significativamente. La participación de las fuentes renovables se ha mantenido estable en los últimos cinco años.

Figura 2



BASE DE DATOS

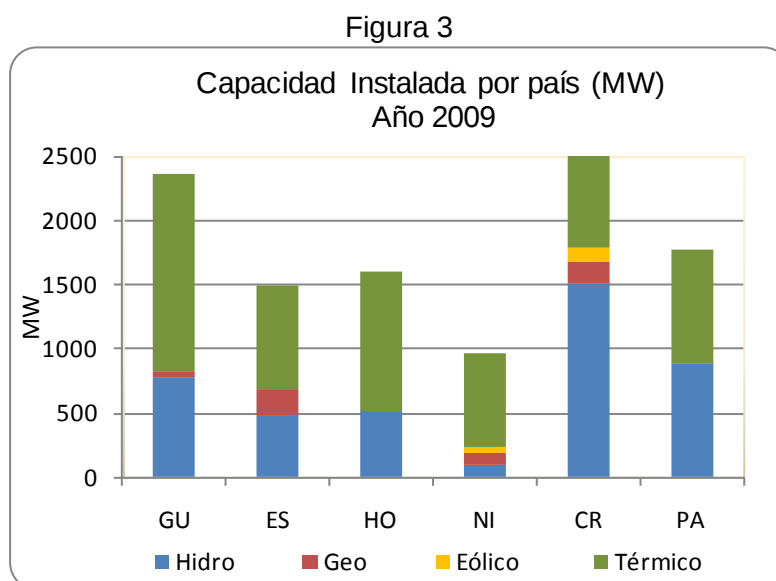
La actualización permanente de la base de datos de los sistemas de generación de los países miembros del CEAC, Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y

Panamá, es una de las principales tareas del GTPIR. Esta base de datos incluye la siguiente información:

- Características del parque existente y futuro
- Características de las demandas, actuales y futuras
- Base de datos hidrológicos de las plantas hidroeléctricas, existentes y candidatas futuras
- Datos económicos de los contratos de generación existentes
- Pronóstico de costos de combustibles
- Catálogo de proyectos de generación

SITUACION ACTUAL DEL SISTEMA DE GENERACION

En la Figura 3 se presenta la capacidad efectiva en MW del 2009, según datos de la CEPAL. La generación total de ese año alcanzó los 39 535 GWh.



PROYECCION DE DEMANDA Y COMBUSTIBLES

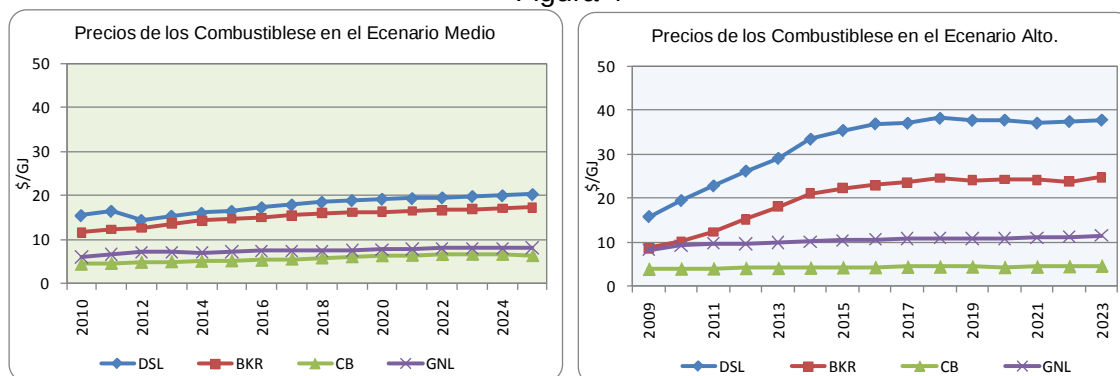
Para obtener las proyecciones de demanda cada país aportó las estimaciones de su sistema. En este estudio se usaron dos escenarios de proyección, medio y alto. La tasa prevista de crecimiento del conjunto de la energía en el MEAC es de 4.9% para el escenario medio y de 6.0% para el de alto crecimiento.

Los costos futuros de los combustibles (búnker, diesel, carbón y gas natural) se estiman mediante las proyecciones existentes de precios internacionales y del mercado norteamericano.

El pronóstico de los precios de combustibles se basa en las publicaciones de la Energy Information Administration en su informe "Annual Energy Outlook 2010" o AEO-2010. En

la Figura 4 se muestra la proyección para los escenarios medio y alto de precios de combustible.

Figura 4



PLAN FIJO

El plan fijo de cada país no tiene proyectos candidatos y no está sujeto a optimización. El plan fijo definido por cada sistema para el período 2010-2013, se muestra en la Tabla 1.

Tabla 1

GUATEMALA				EL SALVADOR				HONDURAS			
Mes	Fuente	Nombre	MW	Mes	Fuente	Nombre	MW	Mes	Fuente	Nombre	MW
2010	10	T Las Palmas II (Duke E	80					6	T	Alsthom	27
	10	H Xacbal-Quiché	94					8	T	Sulzer	28
								7	T	Retiro Elcosa	-80
								12	T	Retiro Lufussa 1	-40
								1	H	Licitación	6
2011	1	C Sta. Rosa - ESI	90					1	E	EEHSA	100
2012	1	H Santa Teresa	19.4					1	T	Retiro Nacional de	-20
	12	H Panam	6.8					1	T	Retiro Ceiba	-26.6
								1	H	Licitación	8
								1	B	Licitación	1.7
2013	1	H San Cristobal	19	1	H	CHAPARRAL	65.7	6	C	Vetasa (Alsthom&S	60
				1	C	CESSA	100	6	T	Retiro A&S	-60
				1	G	Berlin V	30	1	H	Licitación	125
								1	E	Licitación	5
								1	B	Licitación	10

NICARAGUA				COSTA RICA				PANAMA			
Mes	Fuente	Nombre	MW	Mes	Fuente	Nombre	MW	Mes	Fuente	Nombre	MW
2010	1	T Albanisa (U6)	13.6	6	H	Pocosol	26	5	H	Paso Ancho	5
	2	T Albanisa (U7)	40.8	12	B	CATSA	8	6	H	Los Planetas 1	4.755
	2	T Albanisa (U8)	27.2					8	H	Macano	3.428
	4	E Amayo II	23					8	C	BLM(Carbon) (1)	120
	10	T Albanisa (U9)	40.8					9	H	Bajo de Mina	56
								9	H	Gualaca	25.2
								8	V	B.L.M.-2-3-4	-120
2011	1	T Retiro Las Brisas I	-24	1	T	Retiro Alquiler	-200	1	H	Lorena	33.8
	4	G San Jacinto 1 (Tizate2)	36	1	T	Garabito	200	5	H	Chan I (2)	222.46
	12	T Retiro Managua 3	-40	4	T	Ingenios Fuera Zafra	48	7	H	Prudencia	56
				10	H	Pirris	128	7	H	Pedregalito	20
				11	E	Valle Central	15	10	E	Toabré I (3)	80
				11	G	Las Pailas	35	12	H	Baitún	88.7
				12	B	Cutres y Palmar	8				
2012	1	T Retiro Las Brisas II	-38	1	E	Tejona 2	20	1	H	Cochea	12.5
	4	G San Jacinto 2 (Tizate3)	36	1	B	Retiro Colima	-14	10	H	San Bartolo	15.25
	10	H Pantasma	12	5	H	Toro3	50	10	H	Las Perlas Norte	10
	10	H Larreynaga	17					10	H	Las Perlas Sur	10
	12	E Blue Power	40					12	H	Mendre 2	8
	12	E EOLO	37.5								
2013				1	H	BOT's Torito-Chucás-Capulín	150	1	H	Bonyic	31.3
				4	H	Retiro Cachí Existente	-105	1	H	Pando	32.6
				4	H	Ampliación Cachí	160	1	H	Monte Lirio	51.6
								1	H	El Alto	68
								1	H	Caldera	4
								1	H	Las Cruces	9.174
								1	H	Los Estrechos	10
								1	H	La Laguna	9.3
								2	H	RP-490	9.947
								5	H	Bajo Frío	56
								6	H	Tizingal	4.64
								7	H	Barro Blanco	28.84

PROYECTOS TERMICOS

Se han definido proyectos térmicos de diferentes tecnologías y tamaños. En todos los países se ha supuesto que habrá disponibilidad, en el horizonte de estudio, de diesel, búnker, carbón y gas natural licuado (GNL). Las tecnologías consideradas son turbinas de gas o combustión, movidas por diesel, motores de media velocidad con búnker, ciclos combinados alimentados con diesel o con GNL y turbinas de vapor con calderas de carbón.

Los proyectos térmicos son genéricos y sus características no dependen del sistema o país donde se propongan. Sus costos de inversión, eficiencia y de combustible son iguales en toda la región.

PROYECTOS RENOVABLES

Por mucho, la principal fuente energética renovable de la región es la hidroelectricidad.

El listado de proyectos hidroeléctricos candidatos comprende 85 proyectos con una capacidad total de 8 175 MW. Los costos unitarios de instalación varían entre \$6 117/kW y \$1 212/kW.

El presente estudio se enfoca en el modelamiento de los proyectos hidroeléctricos, principal fuente renovable de la región. Fuentes renovables, como la geotermia, la fuerza eólica, la solar y la generación con bagazo, son apenas incluidas con las plantas existentes y los proyectos de corto plazo que cuentan con estudios avanzados. Otras fuentes no convencionales, como la cogeneración y la biomasa distinta al bagazo no se incluyen en este análisis.

Esta exclusión obedece a las limitaciones de los modelos computacionales y a la falta de proyectos candidatos representativos de estas tecnologías. No obstante, es de esperar que cada país y la región busquen en el futuro formas de incentivar la explotación de estas llamadas nuevas fuentes, para diversificar la oferta energética y reducir la dependencia de los combustibles fósiles.

INTERCONEXIONES

La capacidad de los intercambios que permitirá SIEPAC fue expresada en forma simplificada como un valor constante para cada dirección de flujo en cada enlace. Fuera de la región se consideraron los enlaces México-Guatemala y Panamá-Colombia.

Las capacidades actuales y previstas de interconexión, así como las fechas de entrada en funcionamiento, se indican en la Tabla 2.

Tabla 2

CAPACIDAD DE LAS INTERCONEXIONES									
MW									
ENLACES	Fecha Entrada	GU-ES N-S/S-N	GU-HO N-S/S-N	ES-HO N-S/S-N	HO-NI N-S/S-N	NI-CR N-S/S-N	CR-PA N-S/S-N	MX-GU N-S/S-N	PA-CO N-S/S-N
Sistema Actual	Existente	67 / 44	-	125 / 101	42 / 54	48 / 78	39 / 0	200 / 70	-
SIEPAC 1er Circ.	2012	300 / 300	300 / 300	300 / 300	300 / 300	300 / 300	90 / 300	200 / 70	-
PA-Colombia	2014	300 / 300	300 / 300	300 / 300	300 / 300	300 / 300	90 / 300	200 / 70	300 / 300
SIEPAC 2do Circ.+ Ampl. PA - Colombia	2020	600 / 600	600 / 600	560 / 600	564 / 600	500 / 600	450 / 450	200 / 70	600 / 600

ESCENARIOS ESTUDIADOS

Siempre es posible imaginar un número ilimitado de factores y de escenarios de evolución para cada uno de ellos. De igual manera, la combinación libre de escenarios produce cantidades infinitas de alternativas. Por tal motivo, es indispensable limitar el análisis a los aspectos que se consideran más relevantes o que tengan interés especial.

En el presente estudio de planificación se escogieron seis factores:

1. Existencia de condiciones favorables para el desarrollo de plantas hidroeléctricas u otras renovables (incluyendo un caso extremo de intensificación de plantas térmicas, sin participación de plantas hidroeléctricas)
2. Evolución del precio de los combustibles fósiles
3. Evolución del crecimiento de la demanda
4. Conexión de Panamá con Colombia
5. Entrada de la línea SIEPAC
6. Representación detallada del sistema colombiano

CASOS DE ESTUDIO

Los factores y los escenarios escogidos fueron combinados para establecer doce casos de estudio, que esquemáticamente se presentan en la Tabla 3.

Tabla 3

E S C E N A R I O S							
Casos	RESTRICCIÓN AL DESARROLLO HIDROELÉCTRICO	INTERCONEXIÓN CON COLOMBIA	PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES	CRECIMIENTO DE LA DEMANDA	PROYECTOS GENÉRICOS RENOVABLES	SIEPAC	SIEPAC2 y CO-PA2
A	Medio	Con	Medio	Media	Sin	Con	Con
B	Sin Restricción	Con	Medio	Media	Sin	Con	Con
C	Fuerte	Con	Medio	Media	Sin	Con	Con
D	Medio	Sin	Medio	Media	Sin	Con	Con/Sin
E	Medio	Con	Alto	Media	Sin	Con	Con
F	Medio	Con	Medio	Alta	Sin	Con	Con
G	Sin Restricción	Con	Alto	Media	Sin	Con	Con
H	Medio	Con	Medio	Media	Con	Con	Con
I	Sin Hidros	Con	Medio	Media	Sin	Con	Con
J	Medio	Colombia Detallada	Medio	Media	Sin	Con	Con
K	Medio	Sin	Medio	Media	Sin	Sin	Sin
L	Medio	Con	Medio	Media	Sin	Con	Sin

COSTOS

Los costos asociados a los planes óptimos se muestran en la Tabla 4.

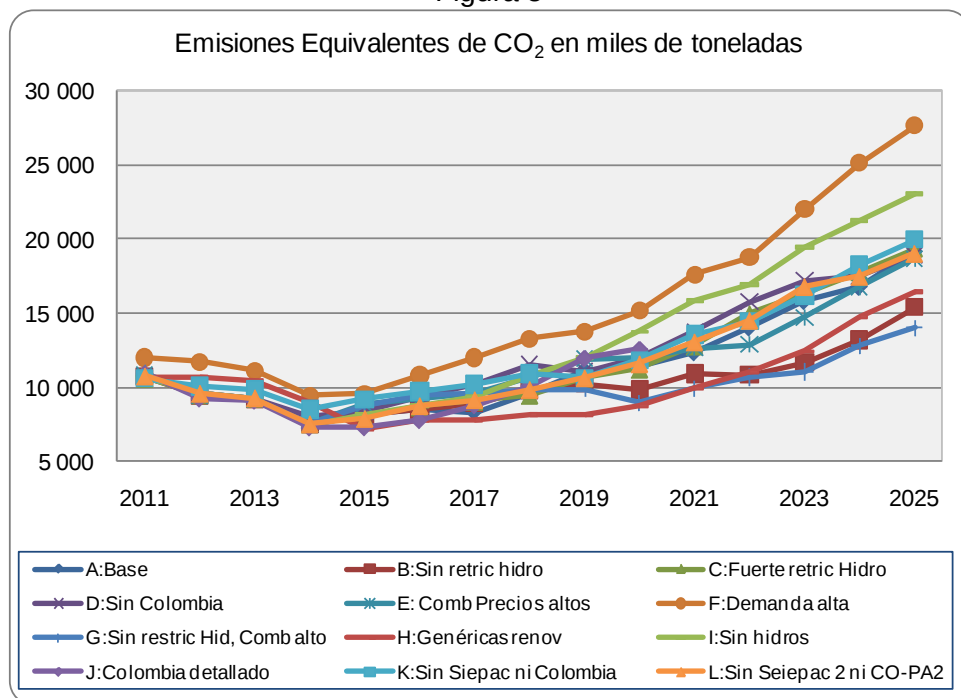
El costo de operación incluye el costo de la energía no servida. Los costos de los planes están en dólares constantes de enero del 2010. Corresponden al valor presente del flujo de costos, actualizados a diciembre del 2009 con una tasa del 12% anual.

Tabla 4

Costos de Inversión y de Operación. Millones de US\$				
C A S O	COSTOS 2011-2025 en millones de US\$ en valor presente a enero 2010			COSTO MARGINAL (2012-2025) US\$/MWh
	Inversión	Operación	Total	
A - Base	11 966.44	9 299.12	21 265.56	87.00
B - Sin Restricción Hidro	12 488.15	8 727.94	21 216.09	85.00
C - Fuerte Restricción Hidro	12 024.91	9 426.49	21 451.40	85.00
D - Sin Colombia	12 212.29	9 879.18	22 091.47	89.00
E - Combustibles Precios Altos	12 168.96	11 434.37	23 603.33	113.00
F - Demanda Alta	13 329.05	12 166.90	25 495.95	96.00
G - Sin Restric Hidro - Combust.Altos	12 941.46	10 584.44	23 525.91	104.00
H - Genéricos Renovables	12 740.56	8 507.26	21 247.81	84.00
I - Sin Hidros	11 850.06	9 735.92	21 585.98	89.00
A1 - Base hasta el 2020	8 690.20	7 835.85	16 526.05	
J - Colombia en Detalle	8 626.21	7 047.06	15 673.26	88.00
K - Sin Siepac y sin Colombia	13 401.10	10 126.93	23 528.03	74.00
L - Sin Siepac2 ni CO-PA2	12 169.84	9 466.69	21 636.53	84.00

El costo económico de la externalidad de las emisiones se valoró usando un precio conservador de \$20 / tonCO₂. La cantidad de emisiones equivalentes de cada uno de los casos se muestra en la Figura 5.

Figura 5



El costo de estas emisiones se calculó en la Tabla 5

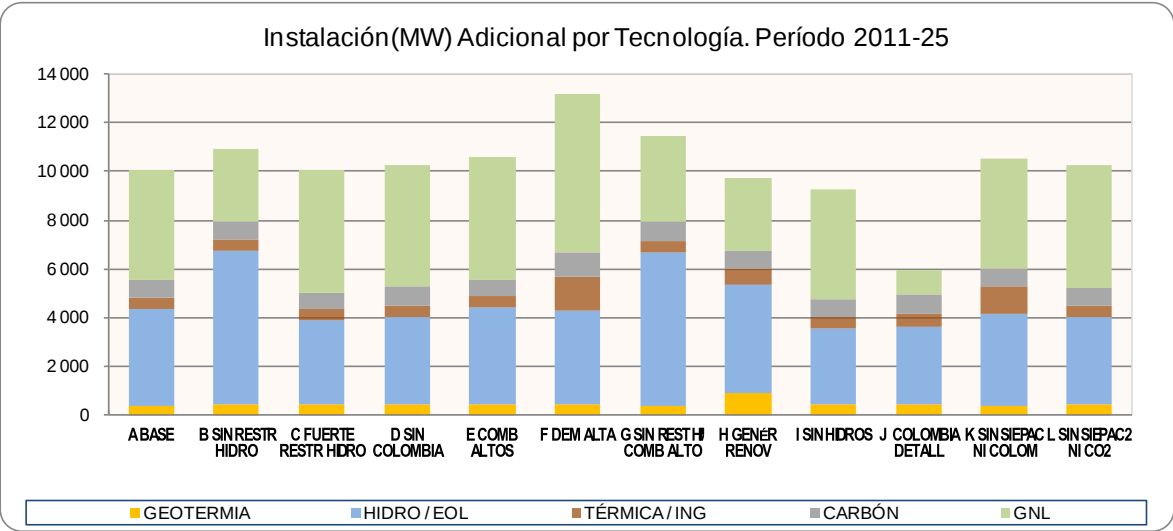
Tabla 5

Costo de las Emisiones en millones de US \$. Período 2011-2025												
Años	Caso A	Caso B	Caso C	Caso D	Caso E	Caso F	Caso G	Caso H	Caso I	Caso J	Caso K	Caso L
2011	215	214	212	215	216	240	218	214	214	218	212	215
2012	191	189	190	191	189	234	192	214	191	185	201	192
2013	184	184	185	185	183	222	185	208	184	182	197	185
2014	152	150	151	159	150	189	150	181	149	146	170	150
2015	163	162	160	167	176	191	176	144	163	146	184	158
2016	171	170	174	187	184	216	188	155	176	156	194	175
2017	166	178	181	203	193	240	191	156	188	176	204	183
2018	192	196	189	230	213	266	197	162	216	202	218	197
2019	222	204	213	220	238	275	197	164	241	239	212	213
2020	227	197	224	240	239	303	179	174	275	251	237	231
2021	246	218	256	275	253	352	198	199	317		271	261
2022	280	216	299	315	257	375	213	220	338		289	290
2023	316	233	327	343	294	440	220	248	388		324	336
2024	335	264	355	350	336	502	256	295	425		364	350
2025	383	308	387	379	373	553	280	328	460		399	381
Total	3 442	3 084	3 504	3 661	3 494	4 596	3 041	3 061	3 923	1 902	3 676	3 516
Valor Presente Actualizado al 12% a enero del 2010												
VP	1 410	1 325	1 424	1 488	1 441	1 811	1 330	1 326	1 536	1 055	1 507	1 431

INSTALACION DE PLANTAS

En el período 2010-2025, la potencia instalada en la región según la evolución de los escenarios previstos aumentará entre 9 300 y 13 200 MW, tal y como se muestra en la Figura 6.

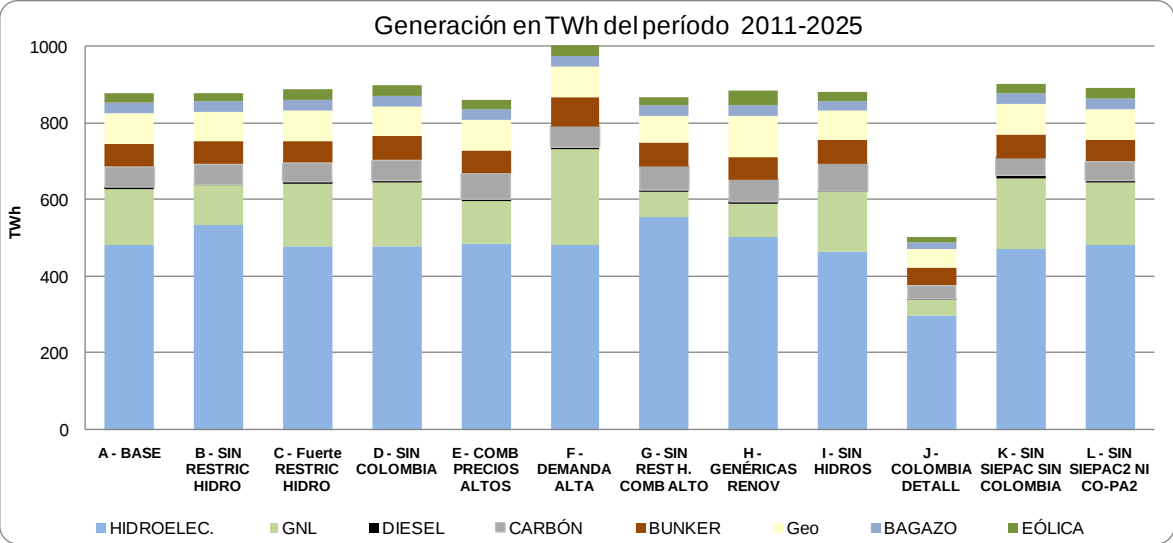
Figura 6



FUENTES DE GENERACION

En la Figura 7 se comparan las fuentes utilizadas para producir energía en cada caso. Se muestra la generación acumulada del período 2011-2025, expresada en TWh¹.

Figura 7

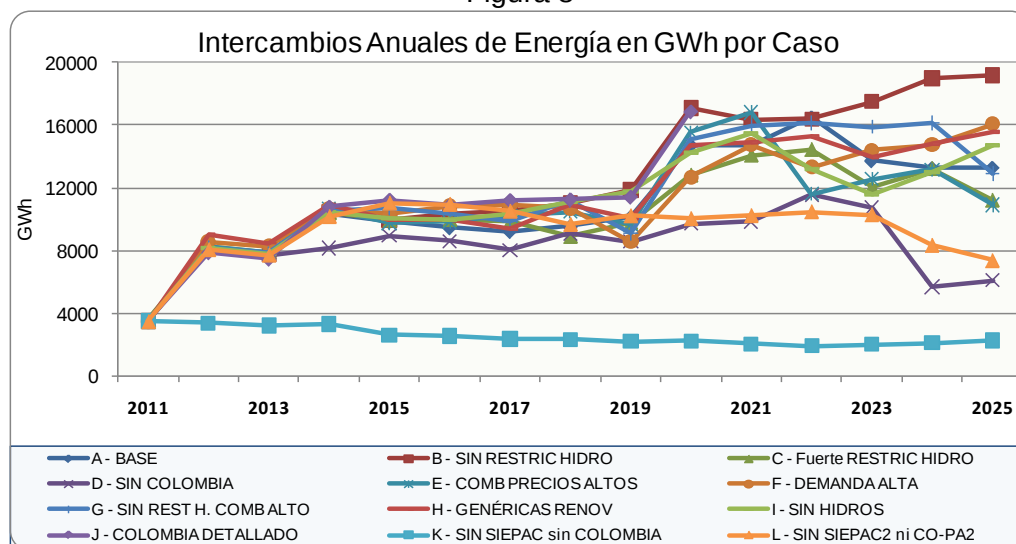


¹ TWh = Terawatt-hora = 10¹² watt-hora

INTERCAMBIOS

Los intercambios en la región, incluyendo a México y Colombia, se muestran en la Figura 8. El efecto del primer circuito de SIEPAC se nota fácilmente en el 2012. El segundo circuito de SIEPAC, en el 2020, permite otro aumento del nivel de intercambios. Luego de este evento, la cantidad de energía trasegada crece lentamente.

Figura 8



COMPARACION DE CASOS

Se realizan las comparaciones mostradas en la Tabla 6, que muestran el impacto de los posibles escenarios de evolución futura de los precios de los combustibles, de la demanda, de las restricciones o incentivos al desarrollo hidro y de las interconexiones.

Tabla 6

COMPARACIÓN DE LOS CASOS EN MILLONES DE US\$				
	Efecto de	INVERSIÓN	OPERACIÓN	DIFERENCIA
B - A	MAYOR DESARROLLO HIDRO	522	-571	-49
C - A	MENOR DESARROLLO HIDRO	58	127	186
D - A	INTERCONEXIÓN CON COLOMBIA	246	580	826
E - A	PRECIOS ALTOS COMBUSTIBLES	203	2 135	2 338
F - A	CRECIMIENTO ALTO DE LA DEMANDA	1 363	2 868	4 230
H - A	PROYECTOS RENOVABLES GENÉRICOS	774	-792	-18
I - A	SIN PROYECTOS HIDROS	-116	437	320
I - B	SIN PROYECTOS HIDROS	638	-1 008	-370
I - C	MENOR DESARROLLO HIDRO	-175	309	135
B - C	MAYOR DESARROLLO HIDRO	463	-699	-235
G - E	MAYOR DESARROLLO HIDRO	773	-850	-77
G - B	PRECIOS ALTOS COMBUSTIBLES	453	1 857	2 310
K - D	SIEPAC	1 189	248	1 437
L - A	SIEPAC2 y CO-PA2	203	168	371
J - A1	COLOMBIA DETALLADO	-64	-789	-853

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Estimular el desarrollo de fuentes renovables, particularmente el hidroeléctrico y la geotermia, es de interés estratégico para la región, porque se logran resultados globales más económicos y se reduce la emisión de gases de efecto invernadero.
2. Las plantas hidroeléctricas requieren más capital para cubrir sus altos costos de inversión, pero logran ahorros de operación que disminuyen el costo total.
3. Los renovables reducen la exposición de los países a la volatilidad y a los previsibles aumentos en el precio de los derivados del petróleo.
4. Los renovables son recursos escasos. Hay menos proyectos identificados de los que el sistema está dispuesto a tomar en un balance óptimo de recursos.
5. La región requerirá, además de la mayor cantidad posible de desarrollo de proyectos renovables, la introducción de combustibles alternativos al petróleo, como el carbón o el gas natural, para operar las plantas grandes regionales.
6. De los proyectos térmicos grandes candidatos los más atractivos son los ciclos combinados de GNL. Para que los proyectos de carbón sean competitivos deberían tener costos de inversión del orden de los \$2 000/kW.
7. La generación hidroeléctrica y la generación con derivados de petróleo han mantenido casi igual su porcentaje de participación en el periodo 2002 -2009, lo que indica que ha habido cierto grado de inversión en generación hidroeléctrica en la región en los últimos años.
8. Se ratifica la importancia de la Línea SIEPAC en sus dos etapas.
9. La introducción de grandes centrales regionales de carbón debe estar precedida por el desarrollo de normativas ambientales estrictas y comunes a todos los países.
10. Es importante en estudios futuros tener una mejor representación del sistema colombiano.
11. La interconexión con Colombia resulta muy atractiva y por lo tanto se le debe dar seguimiento para actualizar los datos que pueden afectar los resultados del GTPIR.

1 ANTECEDENTES Y ACTIVIDADES DESARROLLADAS

Las actividades del Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GPTIR) se iniciaron en marzo del 1999 cuando se celebró en San José, Costa Rica, la reunión del Subcomité de Planificación del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC). Inicialmente el grupo se creó para instrumentalizar las actividades de planificación indicativa del Programa de Asistencia Regional en la Planificación Eléctrica (PARPE), que era uno de los componentes del Proyecto Regional de Energía Eléctrica del Istmo Centroamericano (PREEICA). El programa PREEICA fue financiado con fondos de la Agencia Canadiense de Desarrollo Internacional (ACDI), y en él se incluyó un componente para apoyar a los países del Istmo Centroamericano, por intermedio del CEAC, en la planificación indicativa regional de la expansión de los sistemas eléctricos.

Como producto importante de este sub-programa, en enero del 2000 se publicó el primer informe de planificación indicativa regional, realizado por los consultores del PREEICA.

A partir de entonces se han seguido celebrando reuniones de trabajo periódicas, que incluyeron la II, III, IV y V Reunión, todo lo cual culminó con la publicación del segundo "Plan Indicativo Regional de la Generación - Año 2000", en mayo del 2001, a cargo del GTPIR, con la asesoría de los consultores de PREEICA.

Posteriormente se realizó en junio del 2001 la VI Reunión, en San Salvador, en la cual se inició una nueva actualización de la base de datos regional y una nueva definición de escenarios a analizar.

En octubre del 2001 se realizó en Tegucigalpa, Honduras, la VII Reunión del GPTIR, en la cual se presentaron resultados preliminares de los escenarios analizados, y se afinaron algunos detalles sobre los criterios de planificación utilizados.

En julio del 2002 se efectuó en El Salvador la VIII Reunión de Trabajo, esta vez en conjunto con el Grupo de Trabajo de Planeamiento Operativo (GTPO) del CEAC. Con esta actividad se inicia la armonización de criterios y de bases de datos entre los dos grupos de trabajo. Asimismo, se hizo una presentación de los resultados de los escenarios de planificación definidos en el GTPIR.

En agosto del 2002 se participó en San José, Costa Rica, en un Seminario Taller en conjunto con el GTPO, en el cual el Ing. Rafael Kelman, de PSR Inc., dictó una actualización de varios aspectos del modelo de despacho hidro-térmico SDDP.

En noviembre del 2002 se publica el tercer informe², que cubre el período 2002-2016.

Con la IX Reunión de Trabajo, San José, Costa Rica, julio 2003, se inicia la revisión del cuarto informe. En agosto de 2004 se llevó a cabo la X Reunión del GTPIR en la ciudad de Managua, Nicaragua, en donde se presentaron resultados preliminares de los planes regionales y en febrero de 2005, se efectuó la XI reunión, también en Managua,

² Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación. Período 2002-2016. GTPIR, CEAC. Noviembre 2002.

Nicaragua, redefiniéndose los casos del estudio y revisándose las bases de datos. De este trabajo se obtuvo el cuarto informe del GTPIR³, publicado en abril del 2005.

Durante el año 2006, se realizaron varias reuniones de trabajo: la XII Reunión en Guatemala en enero, la XII Reunión en Costa Rica en junio y la XIV Reunión en El Salvador en octubre. En estas sesiones se revisaron los criterios y se presentaron los avances parciales del estudio.

En marzo del 2007 se realizó la XV Reunión de Trabajo en Ciudad Guatemala, donde se revisaron los detalles finales de los estudios realizados. Producto de estas reuniones y trabajo fue el quinto informe⁴.

En noviembre del año 2007 se efectuó en Tegucigalpa, Honduras, la XVI Reunión de Trabajo del GTPIR. En esa oportunidad se acordó solicitar al CEAC la compra del modelo OPTGEN.

La XVII Reunión se realizó en setiembre del 2008, en Tegucigalpa, Honduras. Esta reunión incluyó un taller de capacitación sobre el modelo OPTGEN, impartido por sus desarrolladores PSR de Brasil. A partir de ese momento el GTPIR inicia la utilización del OPTGEN en sustitución del SUPER-OLADE.

En marzo del 2009 se realizó la XVIII Reunión de trabajo en Ciudad Panamá, donde se continuó con la capacitación del modelo OPTGEN y se revisaron los resultados preliminares de los casos analizados por cada uno de los países y como producto de estas reuniones y capacitación se elaboró el sexto informe⁵.

En octubre del 2009 se realizó XIX Reunión del Grupo GTPIR en San José, Costa Rica, y más recientemente, en el mes de abril del 2010, se realizó en Nicaragua la XX Reunión del GTPIR. Allí se definieron las premisas para la elaboración de los escenarios y los criterios de planificación a aplicar para la realización del estudio para el período 2011-2025.

La XXI Reunión se celebró en Honduras entre el 22 y 23 de noviembre, donde se discutió el contenido del presente séptimo informe del GTPIR.

³ Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación. Período 2005-2020. GTPIR, CEAC. Abril 2005.

⁴ Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación. Período 2007-2020. GTPIR, CEAC. Abril 2007.

⁵ Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación. Período 2009-2023. GTPIR, CEAC. Mayo 2009.

2 METODOLOGIA Y CRITERIOS DE PLANIFICACION

2.1 Aspectos Conceptuales

La teoría económica señala que un mercado de competencia perfecta con remuneración “spot”, donde los agentes individuales intentan maximizar sus lucros, lleva a la construcción de un plan de mínimo costo global, esto es, al suministro más económico de la demanda⁶.

Bajo el punto de vista del inversionista individual, la capacidad “óptima” es la que maximiza su lucro, dado por la diferencia entre el ingreso neto y el costo de inversión. Sin embargo, el proceso de libre competencia hace que otros agentes perciban esta oportunidad de lucro e instalen a su vez capacidades adicionales en el sistema. Con esto, los ingresos de los agentes empiezan a disminuir, lo que reduce los lucros. El proceso de competencia sigue hasta que los ingresos sean exactamente iguales a los costos de inversión, lo que corresponde al punto de “óptimo social” de la planificación centralizada. Debido a esta propiedad, se dice que el sistema de libre competencia y remuneración “spot” puede inducir el mismo óptimo social de la planificación centralizada.

Aunque esta propiedad sea un resultado teórico, pues no existe un mercado perfecto como tampoco una planificación centralizada perfecta, reafirma la conveniencia y utilidad de contar con planes indicativos de expansión. Aun no existiendo un sistema de planificación centralizada, sino un modelo de mercado, el ejercicio de obtener planes de expansión de mínimo costo sigue siendo válido y brinda información de interés para diversos propósitos, que puede ser útil para la definición de políticas energéticas de los Estados y para orientar las inversiones que realizan los agentes.

De manera general, la metodología que se aplica en este estudio es la tradicional de la planificación centralizada, es decir, la de minimizar los costos de inversión y operación del sistema de generación. En esta optimización, se consideran las limitaciones de intercambio por la capacidad de trasiego de las interconexiones.

2.2 Planificación en Ambientes Competitivos

En la VII Reunión de Trabajo del GTPIR, realizada en Tegucigalpa, en octubre del 2001, el Ing. Jorge Karacsonyi, de la empresa consultora Mercados Energéticos, presentó la charla “Planificación en Ambientes Competitivos”, de la cual se extraen algunos conceptos importantes que justifican y orientan el trabajo del GTPIR.

Según el Ing. Karacsonyi la planificación en sistemas eléctricos en los que existe competencia, se justifica por varias razones entre las que señala:

- Se cuenta con un sistema de transmisión de por medio, que requiere de planificación.

⁶ Pereira, M., y Kelman, R., (1999), “Planeación de la Expansión Bajo Esquemas Competitivos”, Módulo de Planificación del Modelo Super y Preparación del Plan Indicativo Regional de la Expansión de la Generación, Managua.

- La electricidad se ha tornado estratégica y cada vez hay más costo social por la interrupción del servicio.
- La planificación da un patrón de comparación entre lo que está pasando en el mercado y lo que sería el óptimo teórico. El óptimo de la planificación debe ser una referencia sobre lo que debería ser el mercado.
- Para evaluar si la regulación está funcionando se debe comparar lo que está sucediendo con el óptimo que produce la planificación centralizada. Si hay reglas regulatorias que impiden llegar a ese óptimo, hay que modificarlas.
- Conocer el óptimo económico es una fuente de información a los inversionistas.

Por otra parte es importante considerar los siguientes aspectos:

- El plan de expansión debe ser consistente con las realidades financieros de los inversionistas.
- Se deben crear los mecanismos para que se optimicen los sistemas de transmisión. En muchas partes las decisiones de inversión por generación se toman por un lado y las de transmisión siguen atrás.
- La planificación da elementos de juicio a los reguladores y encargado de la política energética. La planificación debe entonces ser más conceptual y no “exacta”.
- La función del planificador es identificar los escenarios futuros, más que el determinar una lista de plantas.
- Debe existir relación entre el planificador y los responsables de políticas energéticas.

En síntesis, en un ambiente competitivo la planificación no desaparece, sino que cambia su orientación, representando un pronóstico para que las autoridades políticas puedan tomar decisiones, y una herramienta para detectar fallas en la regulación que impiden que el sistema alcance un óptimo.

2.3 Herramientas de Análisis

Para generar los planes de expansión regionales se han utilizado dos herramientas computacionales:

- OPTGEN-SDDP versión 5.1, herramienta computacional de la PSR para la planificación y optimización de las inversiones en la expansión de la generación e interconexiones de sistemas de energía.
- El modelo SDDP, versión 9.2 Este programa de PSR⁷ utiliza la denominada programación dinámica dual estocástica para simular el comportamiento de un sistema interconectado, incluyendo líneas de transmisión (opción que no se utiliza en este trabajo, con excepción de lo relativo a la capacidad máxima de las interconexiones).

En el presente estudio, estas herramientas se utilizan de manera complementaria. Adicionalmente, se utilizó el modelo SUPER-OLADE⁸, versión 5.1, para la modelación de la curva de carga por sistema (MODDEM) y relleno de caudales hidrológicos (MODHID).

⁷ Power System Research Inc., empresa brasileña que desarrolló los modelos OPTGEN y SDDP.

⁸ Sistema Unificado de Planificación Eléctrica Regional, desarrollado por la OLADE-BID.

Un estudio de planificación como el presente se ejecuta siguiendo una serie de pasos:

- Establecimiento de los criterios de planificación.
- Preparación de la base de datos.
- Establecimiento de parámetros técnico-económicos (tasas de descuento, períodos de análisis, series hidrológicas, niveles de tolerancias, etc.).
- Definición de escenarios a analizar.
- Obtención de planes de mínimo costo.
- Estrategias de expansión.
- Simulaciones detalladas para validar y ajustar los planes regionales.

En el Anexo 1 se enlistan los criterios de planificación aplicados al presente estudio.

(esta página en blanco intencionalmente)

3 ENTORNO CENTROAMERICANO

Los países del istmo centroamericano decidieron integrar sus sistemas eléctricos con la intención de aprovechar mejor los recursos energéticos y su infraestructura. Con este propósito, desde 1985 se crearon organismos regionales, como el Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), para promover la cooperación, la construcción de infraestructura, los intercambios de energía y la planificación conjunta.

La primera interconexión entre países data de 1976, con el enlace Honduras-Nicaragua. En 1982 se conectó Nicaragua-Costa Rica y cuatro años más tarde, en 1986, se enlazó Costa Rica-Panamá y Guatemala-El Salvador. La unión entre El Salvador y Honduras inició su operación en el 2002. Más recientemente, se estableció la primera interconexión extra-regional, con la línea Guatemala-México.

Con la adopción del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Centroamericano, suscrito por los seis países de América Central a finales de la década pasada, la integración se refuerza. El proyecto del Sistema de Integración Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC) construirá una nueva línea de transmisión, cuyos propietarios son las empresas eléctricas estatales de la región, más otros socios extra regionales⁹.

Dada la poca capacidad de las interconexiones entre los países vecinos y la ausencia de un mercado organizado, en el pasado no existían en la región las condiciones necesarias para depender de intercambios de energía entre países. Sin embargo, los esfuerzos por crear un mercado eléctrico centroamericano han avanzado significativamente y la construcción de la línea SIEPAC, la cual consiste en 1 800 kilómetros de líneas de transmisión de 230 kilovoltios, permitirá en un futuro cercano intercambios de hasta 300 megavatios.

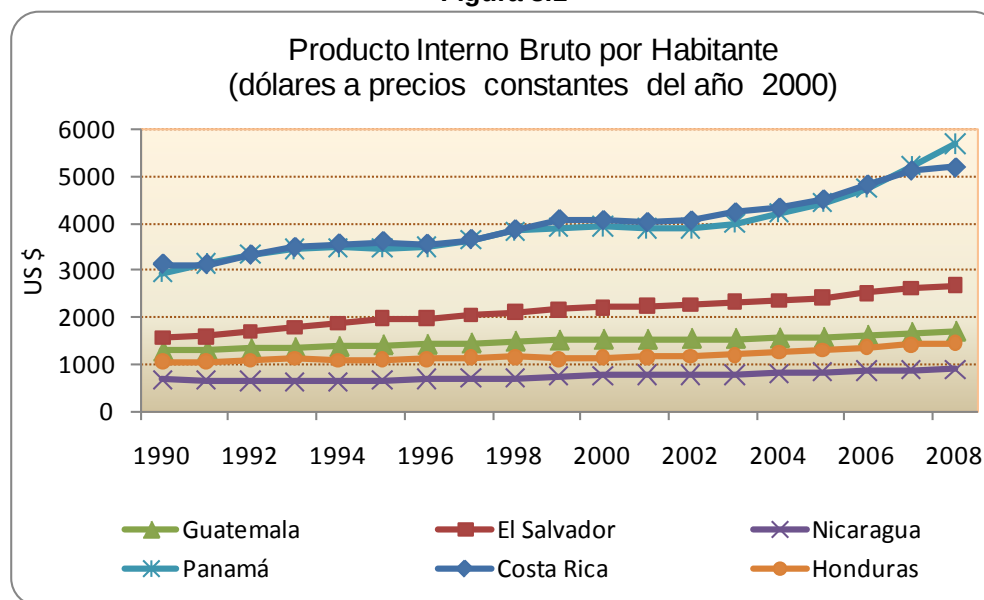
En las secciones siguientes se presentan datos y estadísticas que describen el entorno centroamericano.

3.1 Situación económica y social de Centro América

El producto interno bruto - PIB nominal per cápita, muestra tasas de crecimiento positivas desde el año 2003 hasta el 2008, antes de la crisis económica mundial, pero con grandes diferencias entre los países, ver Figura 3.1.

⁹ Endesa de España, ISA de Colombia y CFE de México.

Figura 3.1



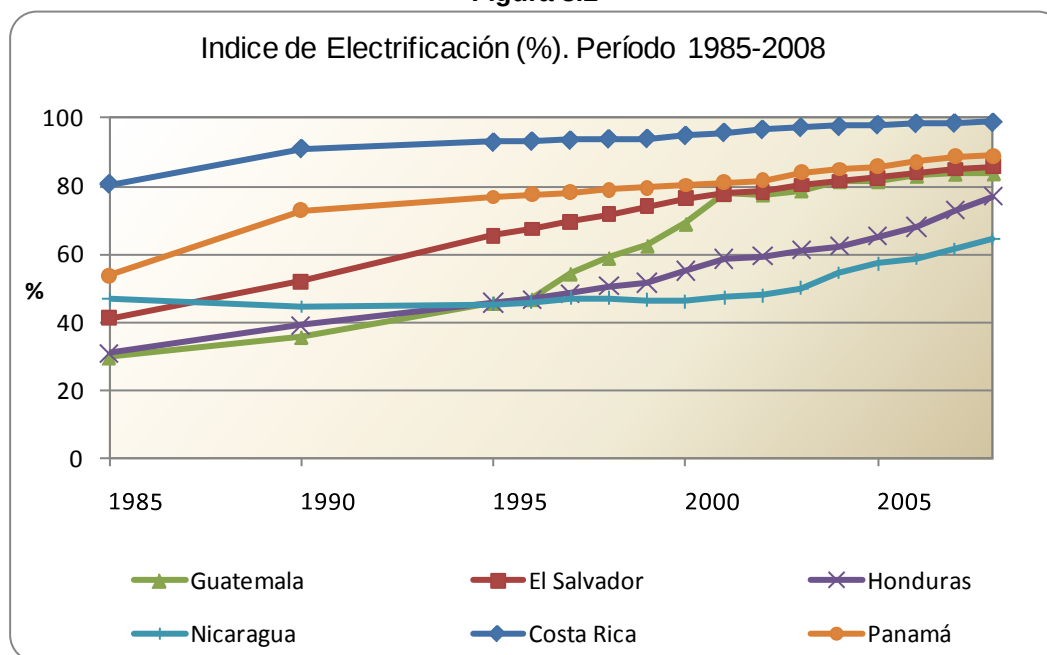
Fuente: CEPAL. Istmo Centroamericano. Estadísticas del Subsector Eléctrico. Datos al 2008.

La región centroamericana cubre un área de 509 mil km², y a mediados del 2009 tenía 42.9 millones de habitantes. Se presentan grandes diferencias respecto a la cobertura eléctrica por país, y a la generación per cápita, tal y como se muestra en la Tabla 3.1.

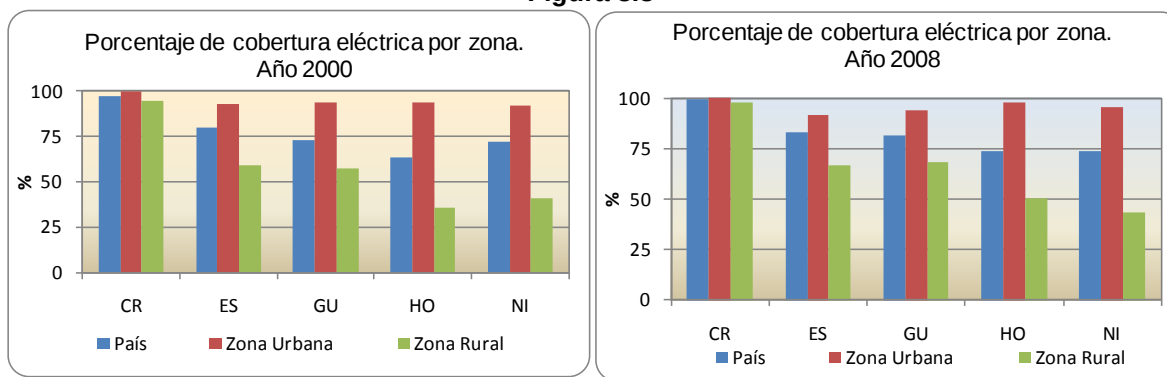
Tabla 3.1

Características demográficas de los países del Istmo. 2009						
	Población a mitad de año	Cobertura eléctrica	Area	Generación Anual	Densidad Población	Generación Per Capita Anual
	Mill	%	miles km ²	GWh	hab/km ²	kWh-año
Guatemala	14.0	84.0	109	7979	129	569
Honduras	7.3	86.4	112	5663	65	773
El Salvador	7.9	80.5	21	6582	375	836
Nicaragua	5.7	66.7	139	3196	41	556
Costa Rica	4.5	99.1	51	9236	88	2048
Panamá	3.5	89.0	77	6879	45	1994
Total	42.9		509	39535	84	921
Fuente: Naciones Unidas. Comisión Económica para América Latina y el Caribe. CEPAL. Centroamérica. Estadísticas del Subsector Eléctrico. 2009						

Respecto a los índices de electrificación, la mayoría de los países han hecho esfuerzos importantes para mejorar la cobertura eléctrica, tal y como lo muestra la Figura 3.2.

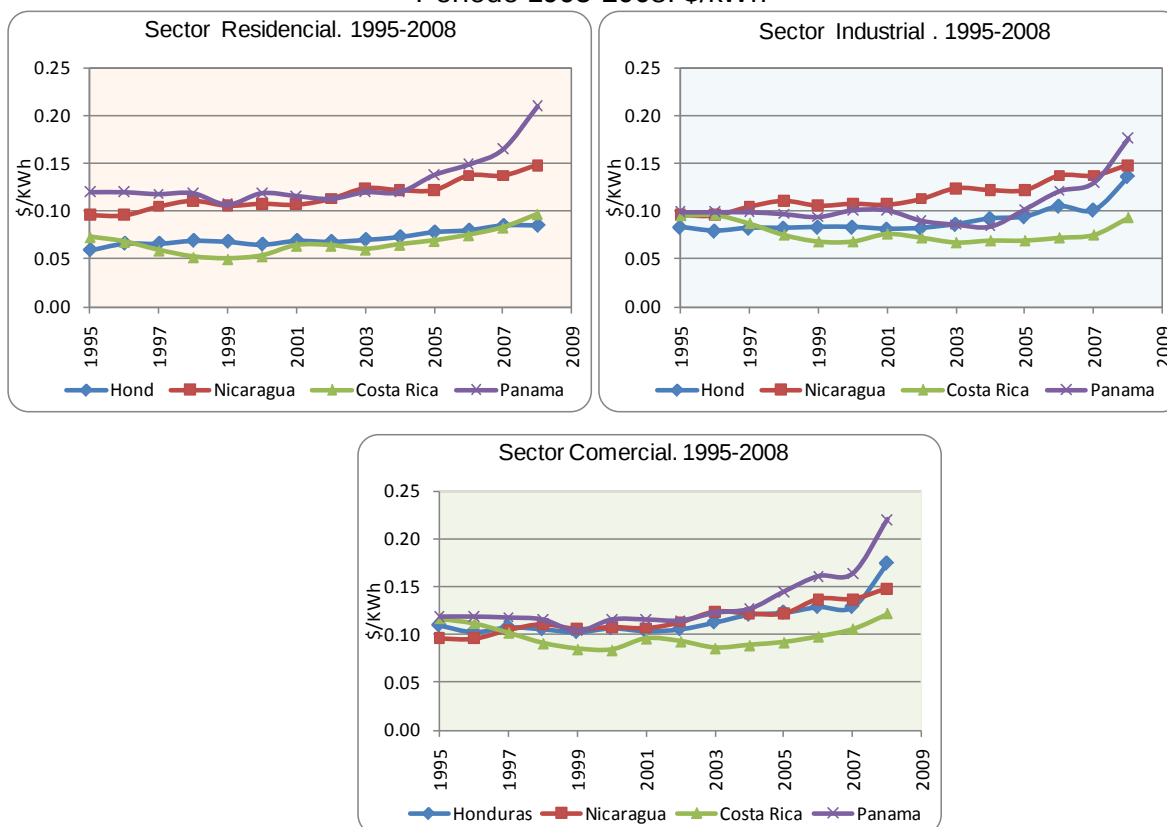
Figura 3.2

No obstante esa mejora a nivel nacional, a lo interno de los países persisten diferencias importantes entre las zonas rural y urbana. En la Figura 3.3 se presentan los índices detallados por zona. Al año 2008 de los 40.7 millones de habitantes del istmo cerca de 8 millones no tienen acceso al servicio eléctrico.

Figura 3.3

Los precios han evolucionado en forma distinta en cada país. En la Figura 3.4 se muestra el comportamiento histórico de los precios por sector de consumo en Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá. En la Tabla 3.2 y Tabla 3.3 se presentan los datos de El Salvador y Guatemala para el año 2008.

Figura 3.4
Precios promedio de la electricidad por sector de consumo.
Período 1995-2008. \$/kWh



Fuente: CEPAL. Istmo Centroamericano. Estadísticas del Subsector Eléctrico. Datos al 2008.

Tabla 3.2

El Salvador. Precio medio de la energía eléctrica por sector de consumo. 2008 (precios promedios US\$/Wh)							
	Total	CAEES	DELSUR	EEO	DEUSEM-AES	EDESA	MAYORISTA
					CLESA		
Total	0.138	0.127	0.138	0.163	0.167	0.145	0.144
Residencial	0.158	0.144	0.162	0.171	0.175	0.167	0.157
Baja Tensión	0.155	0.142	0.160	0.170	0.172	0.162	0.177
Media Tensión	0.121	0.114	0.120	0.150	0.152	0.128	0.128

Fuente: CEPAL. Estadísticas del sector eléctrico. 2008

Tabla 3.3

Guatemala. Precio medio de la energía eléctrica por sector de consumo. (precios promedios US\$/Wh). Año 2008					
	Total	Deorsa	Deocsa	EGSA	EEMA
Promedio	0.179	0.265	0.267	0.269	0.100
Tarifa Social		0.200	0.207	0.165	
Baja tensión					
Simple		0.424	0.224	0.196	0.089
Con demanda en pu		0.219	0.203	0.201	0.073
Con demanda fuera		0.217	0.208	0.243	
Horaria				0.216	
Alumbrado público		0.236	0.213	0.222	
Fuente: CEPAL. Estadísticas del sector eléctrico. 2008					

3.2 Mercados eléctricos en Centro América

La región centroamericana experimentó reformas importantes en sus sectores eléctricos, cuando a finales de la década de los ochenta la reestructuración eléctrica sustituyó el control centralizado de las empresas estatales verticalmente integradas con mercados liberalizados, particularmente en la actividad de generación.

En Guatemala, El Salvador, Nicaragua y Panamá se hicieron profundos cambios en relativamente poco tiempo, en los segmentos de generación, transmisión y distribución, mientras que en Honduras y Costa Rica, la apertura se dio en forma limitada y sólo en el segmento de generación. En el 2008, el Estado nicaragüense volvió a tener una participación accionaria del 16% en las empresas distribuidoras.

En los cuatro países que reestructuraron su sector, funciona un mercado de generación. En Honduras, se creó un modelo de comprador único y en Costa Rica se abrió la participación privada para el desarrollo de fuentes renovables en plantas de capacidad limitada.

El Tratado Marco del Mercado Eléctrico Centroamericano está concebido para crear un sétimo mercado, que convive superpuesto a los mercados internos particulares de cada país.

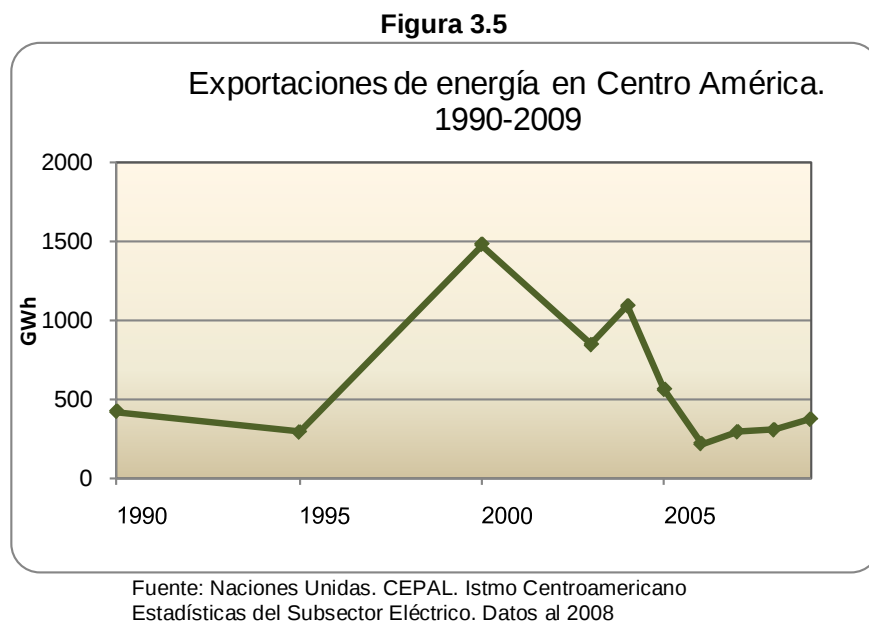
3.3 Situación comercial

Las transacciones comerciales de los intercambios de energía están regidas por el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).

La Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), conformada con representantes de los organismos reguladores de cada país, actúa como regulador regional. El Ente Operador de la Red (EOR) se encarga de la operación y el despacho regional.

Los intercambios se realizan entre los agentes habilitados por cada país ante el EOR. Todas las transacciones deben ser coordinadas con el Operador de Mercado (OM) de cada país y comunicadas con anticipación al EOR, que verifica la factibilidad técnica y comercial de los intercambios. Hechos los ajustes, el EOR coordina con los OM el pre-despacho del día siguiente.

Los intercambios registrados en el MER se muestran en la Figura 3.5, donde se registra el volumen total de exportaciones. Se observa que los niveles actuales de intercambio son del orden del 1% de la generación total.



El detalle de los flujos mensuales de energía trasegada entre los países para el año 2009, se presenta en la Figura 3.6 y Figura 3.7.

Figura 3.6

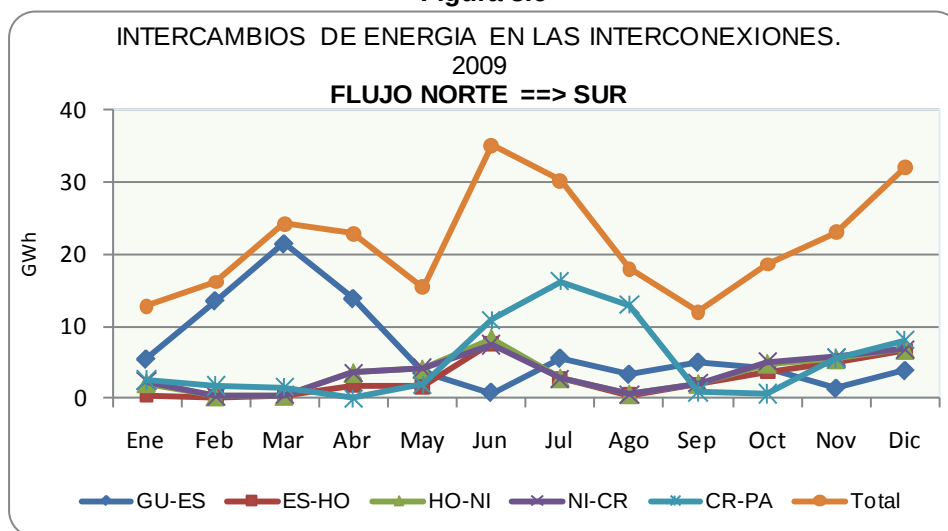
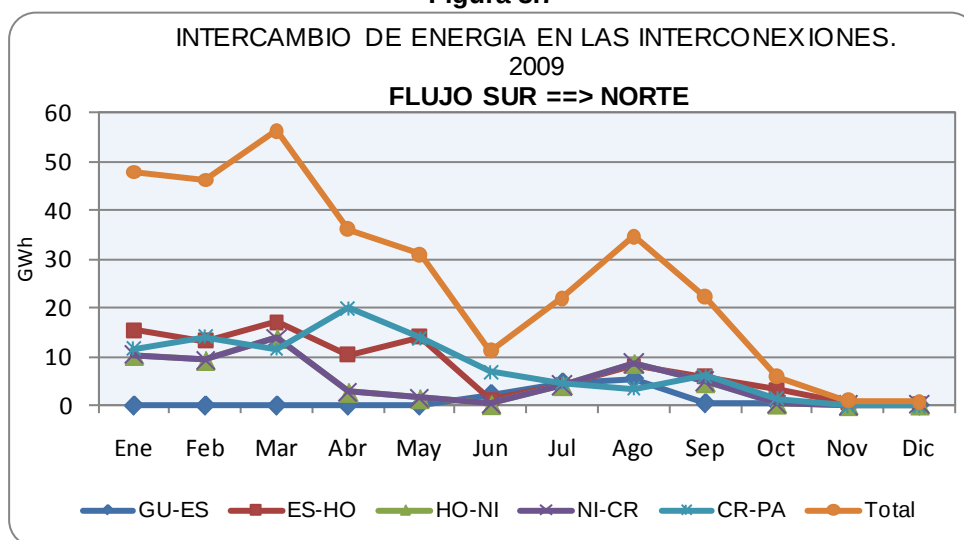


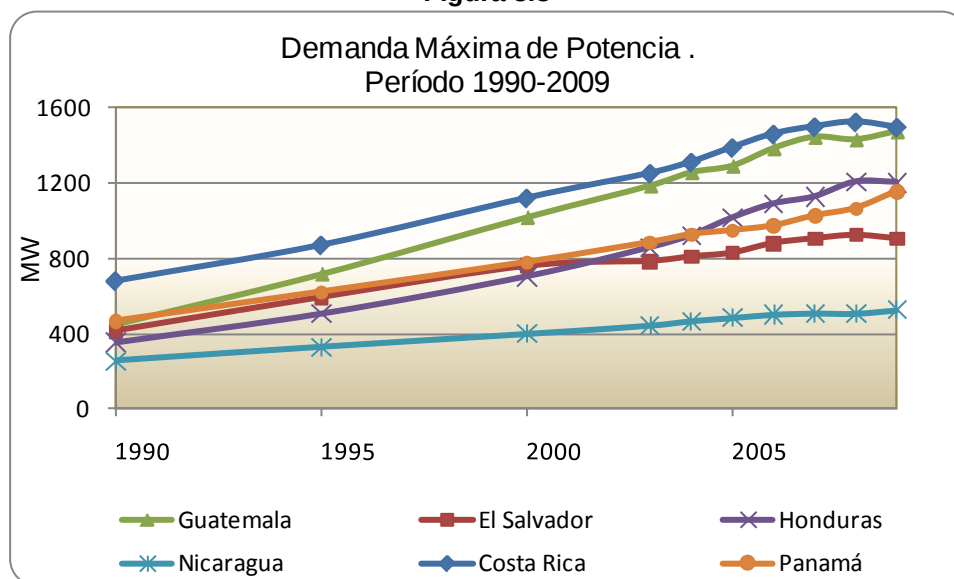
Figura 3.7



3.4 Evolución de los sistemas de generación

En la Figura 3.8 se muestra la demanda máxima de potencia para el período de 1990-2009 en la región Centroamericana.

Figura 3.8

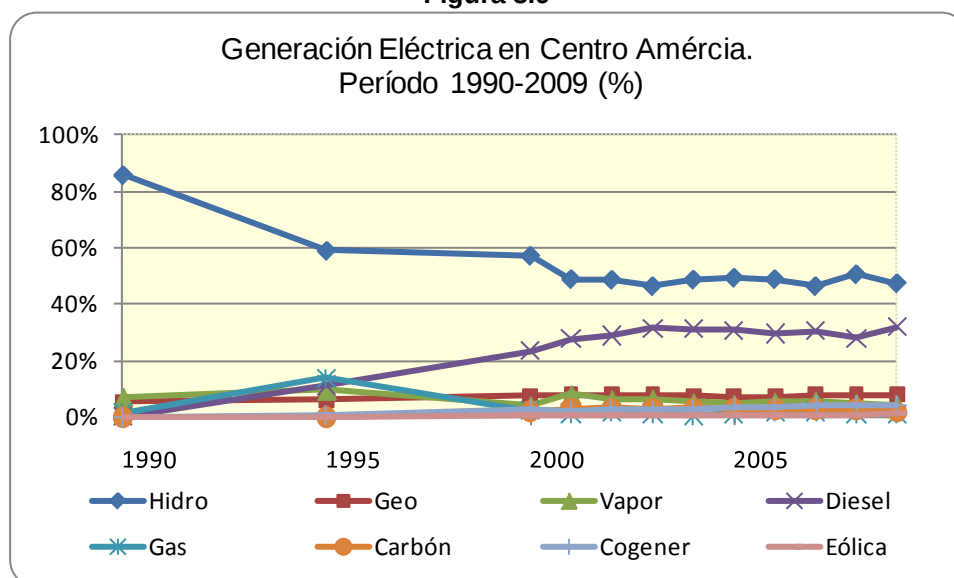


Fuente: Naciones Unidas. Comisión Económica para América Latina y el Caribe. CEPAL. Istmo Centroamericano. Estadísticas del Subsector Eléctrico. Datos al 2008.

La energía demandada en los últimos 20 años fue generada recurriendo principalmente a una combinación de fuentes hidroeléctricas y térmicas, como se observa en la Figura 3.9.

La región aumentó la dependencia de combustibles fósiles para atender sus crecientes demandas eléctricas. A partir de la década de los 90, la participación de las energías renovables cayó de un 90% a un 60%, mientras que la participación del petróleo subió significativamente. La participación de las fuentes renovables se ha mantenido estable en los últimos cinco años.

Figura 3.9



Fuente: Naciones Unidas. Comisión Económica para América Latina y el Caribe. CEPAL. Istmo Centroamericano. Estadísticas del Subsector Eléctrico. Datos al 2008.

La generación neta en GWh, por país para los años 1990 hasta el 2009 se presenta en la Tabla 3.4.

Tabla 3.4

Generación neta en GWh, por país.							
	Total	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
1990	14 175	2 318	2 164	2 274	1 251	3 543	2 625
1995	19 454	3 479	3 271	2 798	1 618	4 826	3 463
2000	26 955	6 048	3 390	3 739	2 096	6 886	4 797
2001	28 023	5 772	3 976	3 959	2 286	6 896	5 133
2002	29 712	6 191	4 274	4 162	2 402	7 439	5 245
2003	31 307	6 575	4 487	4 607	2 561	7 511	5 566
2004	32 960	6 999	4 689	4 908	2 647	7 968	5 748
2005	34 504	7 221	4 943	5 625	2 808	8 146	5 761
2006	36 380	7 434	5 529	6 020	2 895	8 564	5 938
2007	38 229	7 940	5 749	6 334	2 935	8 990	6 282
2008	39 145	7 904	5 916	6 547	3 100	9 413	6 265
2009	39 115	7 979	5 505	6 540	3 195	9 236	6 660

Fuente: CEPAL.. Istmo Centroamericano. Estadísticas del Subsector Eléctrico. Datos al 2008

(esta página en blanco intencionalmente)

4 PROYECTOS REGIONALES

Para el GTPIR un proyecto es regional cuando al menos una parte de su generación está destinada a atender la demanda de un país diferente a donde está ubicado. Con el aporte de un proyecto regional, se logra una reducción de las inversiones en nuevas plantas ubicadas en el país que recibe la energía.

Un proyecto regional puede ser de cualquier tecnología y de cualquier tamaño. Para convertirse en regional la única condición es que tenga contratos de largo plazo¹⁰ con un país vecino.

El desarrollo del Mercado Eléctrico Regional (MER) permitirá la existencia de contratos de suministro regionales, que tendrían la misma confiabilidad del suministro con plantas instaladas en el territorio de cada país.

Adicionalmente, la construcción de la línea SIEPAC, que aumenta la capacidad y la confiabilidad de las interconexiones, posibilita la existencia de un tipo de plantas regionales particularmente importante.

4.1 Plantas hidroeléctricas

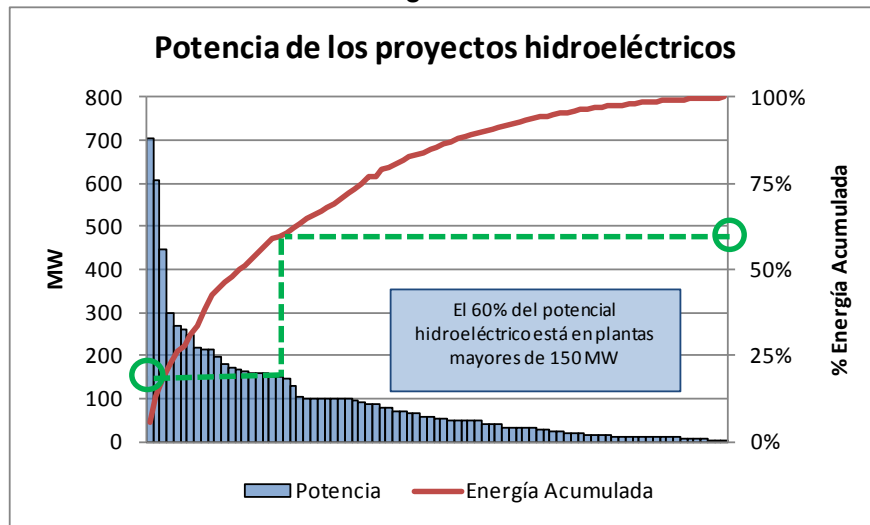
Centrales hidroeléctricas de tamaño relativamente grande, que en un sistema aislado provocarían enormes excedentes en sus primeros años de operación, pueden colocar toda o parte de su producción en un mercado más amplio como el MER.

Esta observación es particularmente importante, puesto que más del 60% de la energía hidroeléctrica identificada con proyectos en Centro América¹¹ proviene de centrales de más de 150 MW. La posibilidad de desarrollar plantas regionales facilita la incorporación significativa de este recurso renovable en el sistema regional. En la Figura 4.1 se observa la distribución de potencias de los proyectos identificados para los estudios de planeamiento.

¹⁰ En el caso de una planta mercante (Merchant Plant) que opere sólo en el mercado de oportunidad no hay contratos de largo plazo, pero es regional si los países vecinos pueden contar con su oferta para balancear su ecuación oferta-demanda.

¹¹ Según la base de datos de proyectos del GTIR.

Figura 4.1



4.2 Plantas Térmicas

También la región obtiene un beneficio con la posibilidad de construir plantas térmicas grandes. Con estas centrales se produce una economía de escala apreciable que solo se logra si la planta se dimensiona para atender demandas regionales.

Además de las grandes centrales térmicas está el tema de la disponibilidad de otros combustibles. El gas natural y el carbón son dos fuentes energéticas térmicas podrían ser introducidas con las plantas regionales.

4.2.1 Gas Natural Licuado

El gas natural tiene el menor impacto ambiental de todos los combustibles fósiles, siendo un combustible más limpio que el carbón y el petróleo, ya que en su combustión produce de un 40 a un 45% menos dióxido de carbono que el carbón, y entre un 20 y un 30% menos que los productos derivados del petróleo.

En Centro América no hay yacimientos de gas natural en explotación y por lo tanto debe ser importado. El gas natural o metano (CH_4) es un hidrocarburo asociado a los yacimientos de petróleo, que se transporta generalmente utilizando gasoductos, pero para grandes distancias (superiores a los 3,000 km), resulta más económico licuar el gas y transportarlo por buque. El gas así transportado se denomina Gas Natural Licuado (GNL).

La licuefacción reduce el volumen 600 veces, y se logra enfriando el gas a -161°C . A esta temperatura, el gas natural se mantiene en fase líquida a presión atmosférica.

El proceso requiere de una cadena importante de obras y equipos, que van desde la planta licuefactiva en el país productor, barcos “metaneros”, facilidades portuarias de carga y descarga, tanques de almacenamiento y la planta regasificadora en el país receptor. Por economía de escala, en general este tipo de facilidades tienen capacidad para alimentar plantas de generación de más de 500 MW.

La única planta de licuefacción en funcionamiento en la región es la de Atlantic LNG, en Trinidad y Tobago, con una capacidad de 10 millones de ton/año, en tres unidades o trenes de producción. En Chile, Puerto Rico y República Dominicana hay plantas de regasificación.

En América Latina, se han anunciado varios proyectos de GNL, tanto de plantas productoras de GNL en Bolivia, Venezuela, Colombia y el Perú, como proyectos de terminales de recibo de GNL en México, Brasil y otras partes del Caribe. En Centroamérica se conocen los casos de El Faro, en Honduras, y Cutuco, en El Salvador, el cual tendrá una capacidad de 525 MW.

La mayor reserva de gas natural en América Latina, se encuentra en Venezuela. La segunda en importancia es Bolivia, quién aún no tiene las inversiones necesarias para explotar este recurso. Posteriormente Argentina tiene el tercer lugar, pero destina prácticamente toda su producción al consumo interno.

El Programa de Integración Energética de Mesoamérica (PIEM), realizó un estudio de factibilidad para la introducción de Gas Natural a Centro América¹². Con base en estudios y análisis previos, se evaluaron las siguientes tres alternativas:

- Suministro desde México por gasoducto (desde los campos del Golfo de México).
- Suministro de Colombia, ya sea mediante gasoducto o por barcos con gas natural comprimido.
- Suministro de gas natural licuado por medio de los mercados relevantes o de un proyecto localizado en un país exportador preferentemente en Latino América.

En los resultados del estudio quedo descartada la posibilidad de que México y Colombia puedan disponer de volúmenes necesarios para comprometer oferta exportable en un proyecto de largo plazo, debido a la magnitud de sus reservas y de sus compromisos de abastecimiento del mercado doméstico. Más aún, surge del estudio la posibilidad de que México, en un futuro va a demandar crecientes volúmenes de importación de gas natural, por lo cual se analizó la incorporación de México como comprador potencial en el proyecto regional del Istmo Centroamericano.

Las alternativas logísticas definidas y evaluadas para introducir el gas en Centroamérica, desde Venezuela, con y sin la demanda de México, pasando por Colombia, son las siguientes:

¹² Estudio para definir una Estrategia de Introducción del Gas Natural en Centroamérica. Programa de Integración Energética Mesoamericana. Noviembre 2006.

Figura 4.2

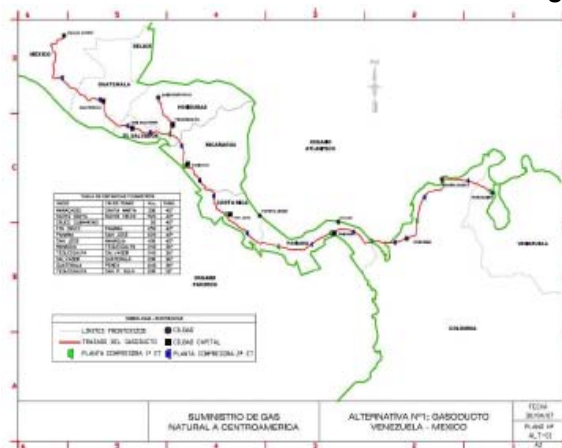


Figura 1. Alternativa 1 – Gasoducto Maracalbo – Cosoleacaque (México)

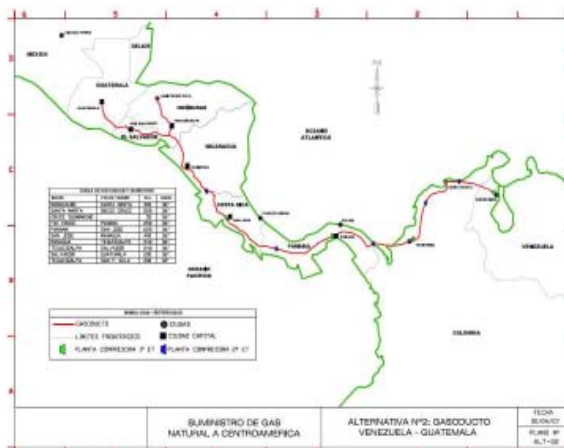


Figura 1I. Alternativa 2 – Gasoducto Maracalbo – Guatemala



Figura 1II. Alternativa 3 – Sistema Mixto – Gasoducto / GNL

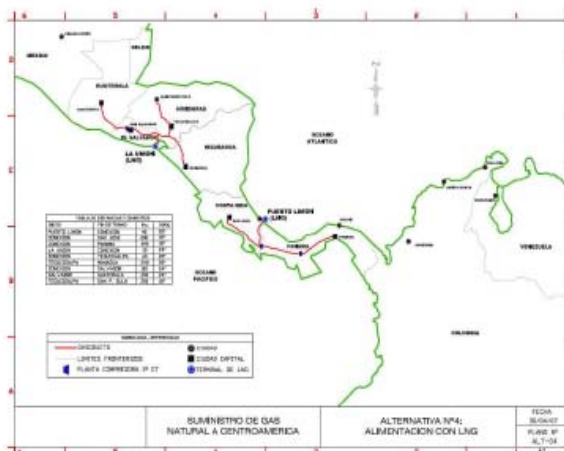


Figura 1V. Alternativa 4 – Abastecimiento con GNL

Fuente: Resumen Ejecutivo. Estudio para definir una Estrategia de Introducción del Gas Natural en Centroamérica. Programa de Integración Energética Mesoamericana. Noviembre 2006.

A continuación se detallan los montos totales requeridos en inversión y las tarifas de las distintas alternativas logísticas, considerando los escenarios de demanda alta y baja.

Tabla 4.1
Montos Totales Requeridos en Inversión y Tarifas por Alternativa de Transporte

Inversión Total MM USD	Gasoducto Regional (Desde Venezuela)		Mixto (Gasoducto + Plantas de regasificación + ramales)	GNL (Gasoducto + Plantas de regasificación + ramales)
	Centroamérica + México	Centroamérica		
Alta Demanda	4.779	2.999	1.785	1.547
Baja Demanda	4.764	2.94	1.785	1.547
Tarifas USD/MMBTU	Gasoducto Regional (Desde Venezuela)		Mixto (Gasoducto + Plantas de regasificación + ramales)	GNL (Gasoducto + Plantas de regasificación + ramales)
	Centroamérica + México	Centroamérica		
Alta Demanda	1.45	2.08	1.45	1.27
Baja Demanda	1.47	2.31	1.63	1.44

Fuente: Resumen Ejecutivo. Estudio para definir una Estrategia de Introducción del Gas Natural en Centroamérica. Programa de Integración Energética Mesoamericana. Noviembre 2006.

El estudio plantea que las alternativas logísticas de introducir el gas por gasoductos puede obtener reducciones sobre el valor de referencia Henry Hub¹³ más significativas que el margen de la alternativa logística de introducir el gas por barco (GNL) o el de la alternativa mixta, ya que se considera que si el gas viene por gasoductos no se requiere remunerar los costos de la planta de licuefacción en origen, ni el costo del transporte por barco.

Se prevé que el proyecto sea desarrollado en tres fases. La primera fase, actualmente en ejecución, implica avanzar sobre los consensos políticos básicos entre los países de la región mesoamericana hasta la puesta en operaciones del proyecto. La segunda fase buscará implementar el proyecto de introducción del gas a Centroamérica y la tercera fase buscará introducir un mercado competitivo en la región.

4.2.2 Carbón

Las vastas reservas y la diversidad de fuentes de aprovisionamiento hacen del carbón un elemento importante de consideración en la matriz energética de un país. Su bajo costo, pero sobre todo, la seguridad del abastecimiento y la estabilidad de su precio, lo convierten en un combustible estratégico en muchas partes del mundo.

Aunque actualmente existen en Centro América plantas de vapor que consumen carbón, no será sino con grandes centrales que se lograrán beneficios económicos importantes, y la posibilidad de aplicar tecnologías menos contaminantes.

Además de obtenerse economías en el transporte y el manejo (construcción de muelles carboneros, patios de almacenamiento, trenes de carga, etc.), las grandes centrales tienen costos unitarios de instalación y de operación más bajos.

¹³ Henry Hub es el punto de fijación de precios para el gas natural, de acuerdo a los contratos futuros negociados en la bolsa Mercantil de New York.

Un obstáculo para el uso del carbón lo constituye la preocupación ambiental por la emisión de gases de efecto invernadero. La combustión del carbón es una fuente importante de emisiones de SO_x , NO_x , partículas y CO_2 .

Al introducir el carbón a mayor escala, la región tendrá que adoptar rigurosas normas ambientales para garantizar que el impacto por las emisiones sea el más reducido posible, a través de la adopción de tecnologías modernas y del uso de técnicas de “carbón limpio”. Avances tecnológicos como el ciclo combinado de combustión sobre lechos fluidificados y presurizados (PFBC por sus siglas en inglés), turbinas de vapor con cámara de combustión atmosférica (AFBC por sus siglas en inglés) o el ciclo combinado de gasificación integrada (IGCC, por sus siglas en inglés), prometen brindar alternativas más limpias para el aprovechamiento del carbón. Estas tecnologías sólo logran ser competitivas maximizando sus economías de escala.

4.3 Consideraciones Generales

Es previsible que una parte de las plantas regionales grandes sean desarrolladas para atender principalmente el mercado local, a través de contratos de largo plazo, complementados con contratos de mediano plazo para colocar excedentes temporales en el mercado regional.

Es de notar que en la optimización de los planes estudiados, por las características del análisis realizado, todas las plantas son modeladas como regionales, puesto que su generación se utiliza indistintamente para atender la demanda regional, con la capacidad de los interconectores como único límite.

En el presente estudio se ha supuesto que se podrán desarrollar centrales grandes de 250 y 500 MW en carbón, además de Ciclos Combinados de 500 MW asociados a GNL. No se hizo ninguna consideración sobre el gas por gasoducto, por la imposibilidad de estimar un posible costo de este gas.

5 INFORMACION BASICA

En esta sección se presenta un resumen de la información más importante utilizada en la obtención de los planes regionales.

5.1 Sistema existente

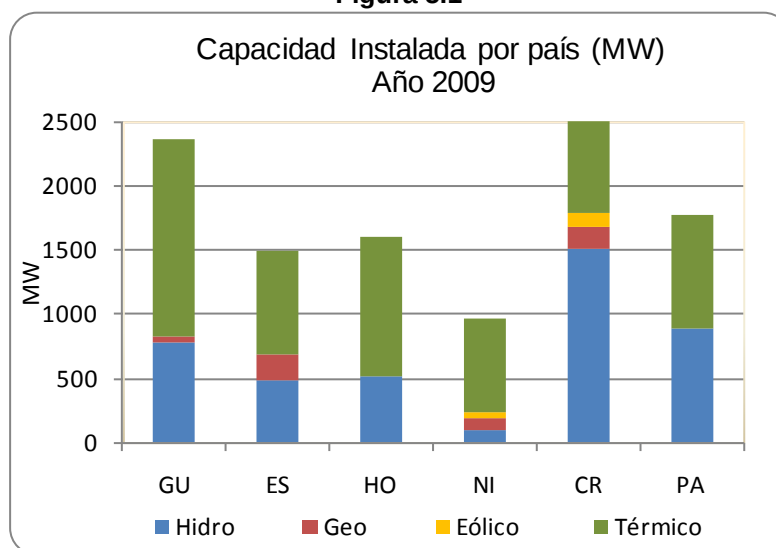
La capacidad instalada efectiva en Centro América en el año 2009, de acuerdo con las estadísticas de CEPAL, es la que se muestra en el Tabla 5.1 y Figura 5.1.

Tabla 5.1

Capacidad Instalada en MW. Año 2009						
	Total	Hidro	Geo	Eólico	Térmico	% Total
Guatemala	2,370	778	49	-	1,542	22%
El Salvador	1,490	486	204	-	800	14%
Honduras	1,606	522	-	-	1,084	15%
Nicaragua	969	105	88	40	736	9%
Costa Rica	2,501	1,510	166	120	705	23%
Panamá	1,771	881	-	-	890	17%
Total	10,707	4,283	507	160	5,757	
%		40%	5%	1%	54%	

Fuente: CEPAL. Centroamérica. Estadísticas del Subsector Eléctrico. 4 Nov 2010

Figura 5.1

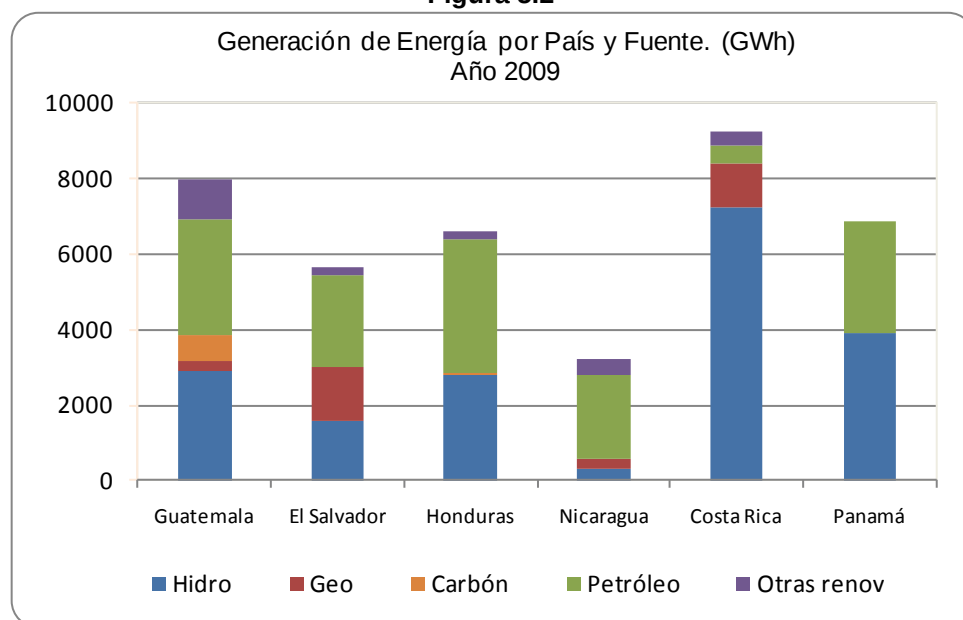


La generación total en el 2009 alcanzó los 39 535 GWh, de acuerdo con datos de la CEPAL, que se muestran en la Tabla 5.2 y en la Figura 5.2.

Tabla 5.2

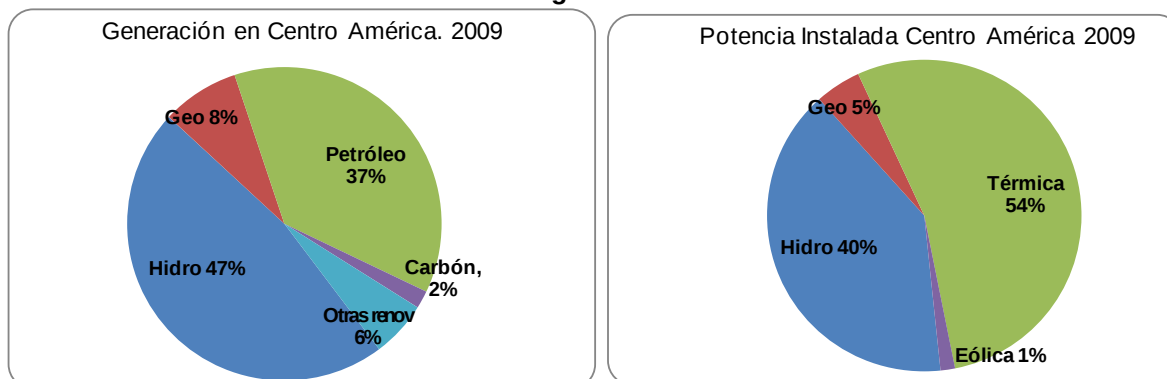
Generación Neta Total en GWh. Año 2009						
	Total	Hidro	Geo	Petróleo	Carbón	Otras renov
Guatemala	7979	2894	280	3058	679	1069
El Salvador	5663	1561	1421	2449	0	232
Honduras	6582	2787	0	3542	44	209
Nicaragua	3196	290	263	2241	0	402
Costa Rica	9236	7225	1186	452	0	374
Panamá	6879	3894	0	2985	0	0
Total	39535	18651	3149	14727	723	2285

Fuente: CEPAL. Centroamérica. Estadísticas del Subsector Eléctrico. 4 Nov 2010

Figura 5.2


La composición del parque generador¹⁴ y la producción relativa de cada fuente energética, según datos publicados por la CEPAL, se muestra en la Figura 5.3

¹⁴ La base de datos del GTPIR y de la CEPAL presentan pequeñas diferencias, que en parte pueden ser atribuidas a la diferencia entre potencia de placa y la potencia realmente efectiva de las máquinas.

Figura 5.3

Fuente: CEPAL. Estadísticas del Subsector Eléctrico 2009. 4 Nov 2010

La suma de las demandas máximas experimentadas por cada país en el 2009, de acuerdo con las estadísticas de la CEPAL, alcanzó los 6 757 MW.

5.2 Demanda

5.2.1 Proyecciones anuales

Para obtener las proyecciones de demanda se utilizaron métodos econométricos y estadísticos de pronóstico. Usualmente las proyecciones se calculan para tres escenarios denominados bajo, medio y alto, aunque en el presente estudio sólo se ha utilizado el escenario medio y alto.

La Tabla 5.3 muestra las estimaciones de demanda agregada del MEAC para el periodo 2010–2025. La Tabla 5.4 muestra los valores de cada país en el escenario medio. La tasa prevista de crecimiento del conjunto de la energía en el MEAC es de 4.9% para el escenario medio y de 6.0% para el de alto crecimiento.

Tabla 5.3

Proyección de Demanda de Potencia y Energía para América Central.								
	Escenario Alto				Escenario Medio			
	GWh	MW	Crecimiento anual		GWh	MW	Crecimiento anual	
			Energía	Potencia			Energía	Potencia
2010	42036	6939			40922	6760		
2011	44597	7364	6.1%	6.1%	42558	7030	4.0%	4.0%
2012	47075	7778	5.6%	5.6%	44384	7331	4.3%	4.3%
2013	49742	8222	5.7%	5.7%	46385	7661	4.5%	4.5%
2014	52675	8709	5.9%	5.9%	48526	8014	4.6%	4.6%
2015	55854	9230	6.0%	6.0%	50914	8402	4.9%	4.9%
2016	59180	9777	6.0%	5.9%	53379	8802	4.8%	4.8%
2017	62728	10359	6.0%	5.9%	55982	9225	4.9%	4.9%
2018	66447	10965	5.9%	5.9%	58676	9661	4.8%	4.8%
2019	70562	11638	6.2%	6.1%	61659	10140	5.1%	5.1%
2020	74886	12350	6.1%	6.1%	64743	10640	5.0%	5.0%
2021	79425	13100	6.1%	6.1%	67958	11158	5.0%	5.0%
2022	84190	13886	6.0%	6.0%	71313	11696	4.9%	4.9%
2023	89244	14720	6.0%	6.0%	74782	12258	4.9%	4.9%
2024	94599	15602	6.0%	6.0%	78427	12848	4.9%	4.9%
2025	100274	16538	6.0%	6.0%	82289	13473	4.9%	4.9%

Tabla 5.4

Proyecciones de demanda de energía por país. Escenario Medio. (GWh)													
	GU		ES		HO		NI		CR		PA		
2010	8116		5888		7251		3311		9280		7077		
2011	8347	2.8%	6035	2.5%	7534	3.9%	3448	4.2%	9698	4.5%	7495	5.9%	
2012	8623	3.3%	6216	3.0%	7880	4.6%	3577	3.7%	10156	4.7%	7932	5.8%	
2013	8925	3.5%	6434	3.5%	8253	4.7%	3702	3.5%	10643	4.8%	8428	6.3%	
2014	9243	3.6%	6659	3.5%	8656	4.9%	3826	3.4%	11173	5.0%	8968	6.4%	
2015	9581	3.7%	6979	4.8%	9071	4.8%	3953	3.3%	11747	5.1%	9584	6.9%	
2016	9947	3.8%	7347	5.3%	9497	4.7%	4083	3.3%	12351	5.1%	10154	5.9%	
2017	10326	3.8%	7765	5.7%	9933	4.6%	4220	3.4%	12987	5.1%	10751	5.9%	
2018	10721	3.8%	8238	6.1%	10387	4.6%	4366	3.4%	13655	5.1%	11309	5.2%	
2019	11130	3.8%	8764	6.4%	10903	5.0%	4521	3.5%	14359	5.2%	11982	6.0%	
2020	11555	3.8%	9259	5.7%	11451	5.0%	4686	3.7%	15099	5.2%	12692	5.9%	
2021	11996	3.8%	9783	5.7%	12017	4.9%	4871	3.9%	15879	5.2%	13413	5.7%	
2022	12454	3.8%	10335	5.7%	12603	4.9%	5073	4.1%	16700	5.2%	14147	5.5%	
2023	12930	3.8%	10919	5.7%	13210	4.8%	5243	3.4%	17564	5.2%	14915	5.4%	
2024	13423	3.8%	11536	5.7%	13832	4.7%	5419	3.4%	18475	5.2%	15741	5.5%	
2025	13936	3.8%	12188	5.7%	14483	4.7%	5602	3.4%	19467	5.4%	16613	5.5%	

Proyecciones de demanda de potencia por país. Escenario Medio. (MW)													
	GU		ES		HO		NI		CR		PA		
2010	1324		929		1258		549		1558		1143		
2011	1361	2.8%	952	2.5%	1308	4.0%	571	4.0%	1628	4.5%	1210	5.9%	
2012	1406	3.3%	980	3.0%	1369	4.6%	591	3.6%	1705	4.7%	1280	5.8%	
2013	1455	3.5%	1015	3.5%	1434	4.8%	611	3.3%	1787	4.8%	1359	6.2%	
2014	1507	3.6%	1050	3.5%	1505	4.9%	631	3.2%	1876	5.0%	1445	6.3%	
2015	1562	3.7%	1096	4.3%	1578	4.8%	651	3.2%	1972	5.1%	1543	6.8%	
2016	1622	3.8%	1149	4.8%	1653	4.7%	671	3.2%	2073	5.1%	1634	5.9%	
2017	1684	3.8%	1209	5.3%	1729	4.6%	693	3.2%	2180	5.1%	1729	5.8%	
2018	1748	3.8%	1278	5.7%	1809	4.6%	716	3.3%	2292	5.1%	1818	5.1%	
2019	1815	3.8%	1356	6.1%	1899	5.0%	734	2.6%	2410	5.2%	1925	5.9%	
2020	1884	3.8%	1433	5.7%	1996	5.1%	755	2.8%	2535	5.2%	2037	5.9%	
2021	1956	3.8%	1514	5.7%	2095	5.0%	775	2.7%	2666	5.2%	2152	5.6%	
2022	2031	3.8%	1600	5.7%	2198	4.9%	796	2.7%	2804	5.2%	2268	5.4%	
2023	2109	3.8%	1690	5.7%	2305	4.8%	817	2.6%	2949	5.2%	2390	5.4%	
2024	2189	3.8%	1786	5.7%	2414	4.7%	838	2.6%	3101	5.2%	2520	5.5%	
2025	2273	3.8%	1887	5.7%	2528	4.7%	859	2.6%	3268	5.4%	2658	5.5%	

5.2.2 Curva de Carga Diaria

Otro aspecto importante con relación a la demanda es su comportamiento horario, determinado por la curva de carga diaria, a partir de la cual se construyen los escalones o bloques de demanda usados por los modelos OPTGEN y SDDP.

Las curvas de demanda se construyeron a partir de las series horarias históricas de los países, correspondientes al año 2007, tomando en cuenta la diferencia de horario de Panamá con respecto a Centroamérica. No los datos de los años 2008 y 2009, porque la crisis económica mundial produjo un comportamiento atípico de las curvas de carga.

Los bloques de demanda son calculados por el Modulo de Demanda (MODDEM) del SUPER a partir de los datos horarios de potencia del año 2007. Para caracterizar la demanda, el MODDEM utiliza los siguientes cuatro coeficientes de:

- tendencia anual
- variación estacional
- ponderación diaria
- relación con potencia media diaria

Solamente para propósitos ilustrativos, en la Figura 5.4 y en la Figura 5.5 se muestra la curva promedio diaria de los días laborales (lunes a viernes) del año 2007 de cada uno de los países.

Figura 5.4

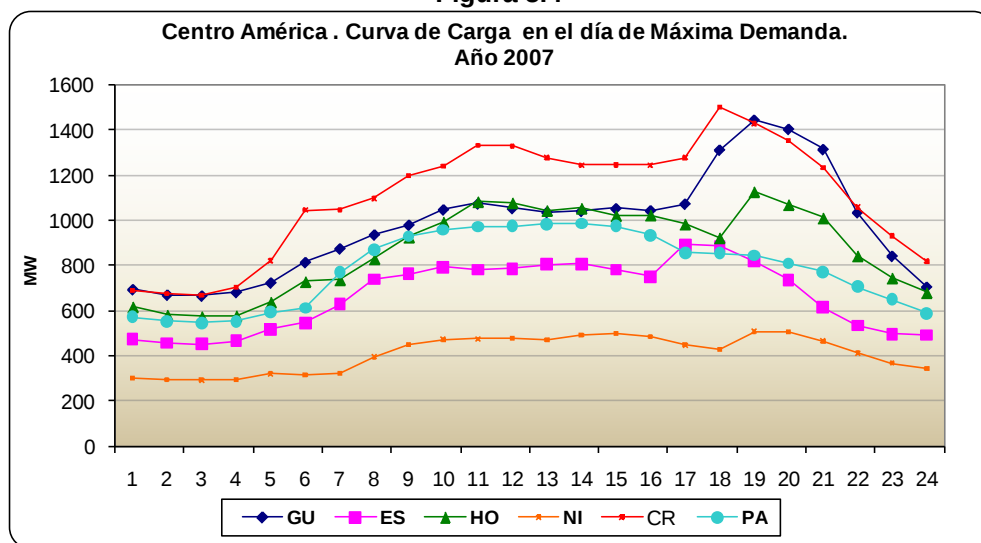
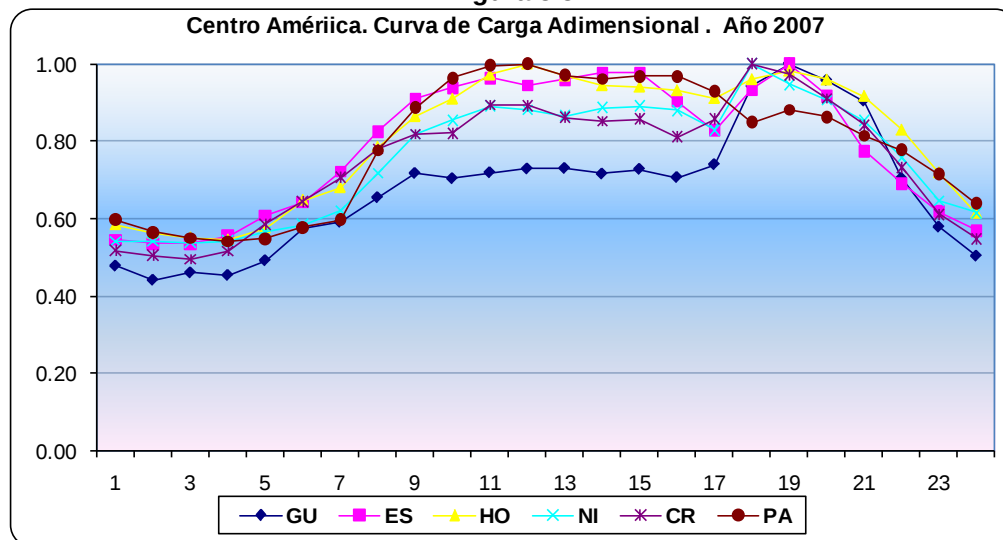


Figura 5.5



Sobre estas figuras, es importante observar que, con excepción de Panamá, los países muestran un patrón similar, en el que la punta del día ocurre entre las 6 p.m. y las 8 p.m. En el sistema de Panamá, más que una punta, se forma una meseta que se prolonga desde las 10 a.m. hasta las 4 p.m., debido al uso del aire acondicionado en las oficinas y comercio durante la jornada laboral. Honduras, Costa Rica y en menor medida Guatemala, presentan un segundo pico hacia el mediodía.

En el Anexo 2 se analiza la evolución de las curvas de carga de Centro América entre el 2001 y el 2007, así como el comportamiento de los factores de carga anuales.

5.3 Costo del déficit

El modelo OPTGEN-SDDP determina el plan de expansión óptimo que minimiza la suma de los costos totales de inversión, de operación y mantenimiento. Por otro lado, el modelo SDDP determina el despacho óptimo de los sistemas de generación y transmisión que minimiza el costo de operación (combustibles, costos variables de O&M y pérdidas de transmisión). En ambos programas, dentro de los costos de operación, se incluyen los costos asociados al déficit de energía.

Por consiguiente, es fundamental utilizar un costo del déficit realista y homogéneo para los países de la región con el fin de evitar transferencias de déficit en caso de producirse éste. Además, el costo del déficit tiene una influencia muy importante en los márgenes de reserva, así como en los costos totales de los planes.

Sólo en algunos países de la región se han realizado estudios a fondo sobre costos de déficit en el sector eléctrico. En el presente trabajo, se adoptaron los siguientes valores, en función del grado de profundidad de la falla:

- Déficit menores al 2% de la demanda: 800 US\$/MWh
- Déficit mayores o iguales al 2% de la demanda: 1 500 US\$/MWh

Utilizar un costo más bajo para fallas pequeñas es justificable, pues este déficit puede aliviarse mediante métodos que no implican grandes costos, tales como reducción de la reserva rodante y modificaciones menores en los patrones de uso de la electricidad.

5.4 Confiabilidad

En teoría, si se pudiera valorar con exactitud el costo social de la escasez de electricidad, y eso se representara fielmente en la estimación de los planes de expansión, la cantidad óptima de instalación se obtendría directamente de la optimización económica como aquella que resulta en un costo mínimo global. Por lo tanto, el concepto de margen de reserva no tendría sentido como una definición a priori, sino más bien, como el resultado de dicha optimización.

Debido a la dificultad de la valoración del costo social de la falla, los planes “óptimos” que se obtienen utilizando herramientas como el OPTGEN de alguna manera pueden no representar el óptimo social. De esta forma, en la planificación tradicional se ha utilizado el criterio de un margen de reserva de capacidad que busca asegurar una cierta confiabilidad mayor que la del óptimo teórico.

Similarmente, en muchos mercados mayoristas de electricidad existen remuneraciones a la potencia, las cuales están asociadas al concepto de garantía de suministro de largo plazo. En esencia, este tipo de retribución tiene por objeto dar una señal económica a la permanencia e instalación de capacidad de generación en los sistemas eléctricos, con el objeto de conseguir un nivel de garantía de abastecimiento superior a la que el mercado

mayorista por sí mismo proporcionaría. Esto es actualmente un tema muy polémico sobre el que no hay conclusiones definitivas, habiéndose adoptado al respecto soluciones muy diversas en los distintos países.

5.4.1 Criterio de Confiabilidad

En este estudio, en vez de adoptar un criterio de reserva mínima de capacidad, que en un sistema hidro-térmico no es relevante, dado que el déficit muchas veces es de energía y no de capacidad instalada, se utiliza el siguiente criterio de confiabilidad:

- En cada país, no se permiten déficit de energía que superen el 2% de la demanda de cualquier mes, en más del 5% de las series hidrológicas.
- No se permiten déficit de cualquier tamaño en todas las series en un mismo mes.

Esto significa que el margen de reserva de cada país es dejado libre y es reemplazado por la minimización del costo de inversión, operación y falla, con la revisión posterior de los criterios anteriores, lo cual puede requerir la instalación de capacidad adicional. La revisión de los criterios de confiabilidad se hizo en las simulaciones detalladas del SDDP.

5.5 Precios de los combustibles

Los costos futuros de los combustibles (búnker, diesel, carbón y gas natural) se estiman mediante las proyecciones existentes de precios internacionales y del mercado norteamericano.

El pronóstico de los precios de los derivados del petróleo, se basa en las publicaciones de la Energy Information Administration. Se utilizó el “Annual Energy Outlook 2010” (denominado AEO-2010), publicado en diciembre del 2009, y se complementó la información del 2010 y 2011 con el “Short-Term Energy Outlook” de marzo 2010. Estos precios reflejan los valores medios en que incurren las empresas generadoras en los Estados Unidos, incluyendo el transporte hasta la planta. Se ha supuesto que los costos de combustibles de las empresas eléctricas en Centro América son similares a los de Norteamérica.

En cuanto al carbón, se ha utilizado información del AEO-2010, que reporta el precio medio de exportación de carbón norteamericano. A este valor se le agrega el transporte y el costo del manejo portuario.

Para obtener un pronóstico del precio del gas natural licuado se ha supuesto que el mismo estará ligado el precio futuro del gas natural en los Estados Unidos, dado que este país es el principal importador del GNL. Se usa el precio de “Henry Hub Spot Price” reportado por el EIA.

La Tabla 5.5 muestra los precios utilizados de los combustibles, correspondientes al escenario base a precios de diciembre 2009. En este escenario, los precios del petróleo oscilan entre US\$79/bbl y US\$114/bbl. El precio nivelado que se indica en la última línea es el precio medio de la proyección, ponderado con una tasa de descuento del 12%.

Tabla 5.5

Precios de los Combustibles. Escenario Medio. 2010-2025														
Año	Petróleo crudo		Diesel (DSL)		Búnker (BKR)		Carbón		GNL		\$/GJ			
	US\$/BBL	ITC (%)	US\$/lt	TC (%)	US\$/lt	ITC (%)	US\$/tm	ITC (%)	US\$/m3	TC (%)	DSL	BKR	CB	GNL
2010	79.58		0.60		0.49		130.00		0.21		15.57	11.70	4.46	6.08
2011	83.00	4.30	0.64	6.33	0.52	5.81	135.24	4.03	0.23	9.30	16.56	12.38	4.64	6.64
2012	79.18	-4.60	0.56	-12.53	0.53	2.06	142.70	5.52	0.25	8.47	14.48	12.64	4.90	7.21
2013	85.49	7.98	0.59	6.65	0.57	7.69	146.07	2.36	0.24	-0.70	15.45	13.61	5.01	7.16
2014	90.65	6.03	0.62	4.20	0.60	5.12	149.15	2.11	0.24	-0.70	16.10	14.31	5.12	7.11
2015	94.24	3.97	0.64	2.79	0.61	2.77	152.03	1.93	0.25	3.03	16.54	14.70	5.22	7.32
2016	97.95	3.93	0.67	4.95	0.63	2.61	156.06	2.65	0.25	1.70	17.36	15.09	5.36	7.45
2017	100.93	3.05	0.69	3.59	0.65	3.28	163.55	4.80	0.25	0.12	17.99	15.58	5.61	7.46
2018	104.11	3.14	0.71	3.38	0.67	2.65	171.32	4.75	0.26	0.77	18.59	16.00	5.88	7.51
2019	106.16	1.98	0.73	2.10	0.68	1.48	178.94	4.45	0.26	1.12	18.98	16.23	6.14	7.60
2020	107.97	1.70	0.74	1.63	0.68	0.47	185.66	3.76	0.27	2.06	19.29	16.31	6.37	7.75
2021	109.21	1.15	0.75	0.74	0.69	1.45	188.57	1.57	0.27	1.51	19.44	16.55	6.47	7.87
2022	110.60	1.28	0.75	0.88	0.70	0.89	193.80	2.77	0.28	2.80	19.61	16.69	6.65	8.09
2023	111.99	1.26	0.76	1.52	0.70	1.29	195.20	0.72	0.28	0.41	19.90	16.91	6.70	8.12
2024	113.30	1.16	0.77	0.88	0.71	1.28	194.59	-0.31	0.28	-0.61	20.08	17.13	6.68	8.07
2025	114.76	1.29	0.78	1.32	0.72	1.19	186.54	-4.13	0.28	1.12	20.34	17.33	6.40	8.16
Nivelado	93.29	2.47	0.65	1.80	0.60	2.65	156.02	2.44	0.25	1.99	16.95	14.24	5.33	7.18

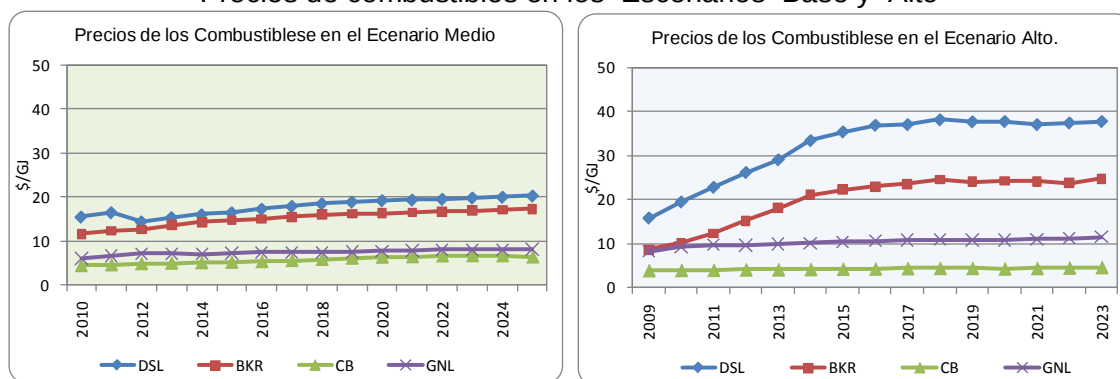
En la Tabla 5.6 se muestra la proyección para el escenario de precios altos. En este escenario el precio nivelado del crudo de referencia se ubica en los US\$147.21/bbl.

Tabla 5.6

Precios de los Combustibles. Escenario Alto. 2010-2025														
Año	Petróleo crudo		Diesel (DSL)		Búnker (BKR)		Carbón		GNL		\$/GJ			
	US\$/BBL	TC (%)	US\$/lt	TC (%)	US\$/lt	TC (%)	US\$/tm	TC (%)	US\$/m3	TC (%)	DSL	BKR	CB	GNL
2010	91.53	44.31	0.75	23.29	0.42	17.32	119.46	1.32	0.32	11.69	19.41	10.15	4.10	9.27
2011	111.59	21.91	0.87	17.27	0.52	21.81	120.48	0.86	0.33	5.07	22.76	12.36	4.13	9.74
2012	134.17	20.24	1.00	14.88	0.63	23.23	122.94	2.04	0.33	-0.40	26.14	15.23	4.22	9.70
2013	149.55	11.46	1.12	11.11	0.76	19.01	123.35	0.33	0.34	2.27	29.05	18.13	4.23	9.92
2014	175.02	17.03	1.28	15.07	0.88	16.49	125.15	1.46	0.35	2.00	33.42	21.12	4.29	10.12
2015	185.54	6.01	1.36	6.00	0.93	5.45	127.50	1.88	0.36	2.94	35.43	22.27	4.38	10.42
2016	192.28	3.63	1.42	4.26	0.96	3.42	128.69	0.93	0.37	2.61	36.94	23.03	4.42	10.69
2017	194.43	1.12	1.42	0.39	0.98	2.56	130.86	1.69	0.37	1.22	37.09	23.62	4.49	10.82
2018	200.17	2.95	1.47	3.00	1.03	4.32	132.51	1.26	0.37	1.36	38.20	24.63	4.55	10.97
2019	202.47	1.15	1.45	-1.22	1.01	-2.10	132.62	0.08	0.37	-1.28	37.73	24.12	4.55	10.83
2020	204.24	0.87	1.45	0.15	1.01	0.75	129.27	-2.52	0.37	0.78	37.79	24.30	4.44	10.91
2021	205.37	0.56	1.42	-1.82	1.01	-0.57	131.83	1.98	0.38	1.44	37.10	24.16	4.52	11.07
2022	209.14	1.84	1.44	0.98	0.99	-1.48	134.83	2.28	0.38	1.56	37.46	23.80	4.63	11.24
2023	208.85	-0.14	1.45	0.88	1.03	4.23	137.94	2.31	0.39	2.55	37.79	24.81	4.73	11.53
Nivelado	147.21	8.88	1.105	6.46	0.73	7.82	125.03	1.13	0.34	2.37	28.78	17.50	4.29	9.98

En la Figura 5.6 se muestra la comparación de los precios de los combustibles y su evolución, de acuerdo con la proyección media y alta. Es de notar que aunque en el Escenario Base de precios el GNL y los derivados de petróleo siguen la misma tendencia, en el Escenario el GNL crecerá menos que el petróleo, dándole al gas una ventaja. El precio del carbón es prácticamente el mismo en ambos escenarios.

Figura 5.6
Precios de combustibles en los Escenarios Base y Alto



5.6 Plantas Fijas

Los proyectos que actualmente se encuentran en construcción o en etapas de financiamiento son conocidos y en el corto plazo van a entrar en línea. Para efectos de este estudio, estas obras se consideran fijas y disponibles a partir de su fecha programada de inicio de operación. Todos los demás proyectos son candidatos y no están sujetos más que al proceso de optimización de los planes.

La información utilizada para las plantas fijas es la que estaba disponible a inicios del año 2010. En el Anexo No.4 se presenta una actualización de los planes de corto plazo de cada país, con la información con datos a octubre del 2010.

En la Tabla 5.7 se indican los proyectos que fueron declarados fijos por cada país.

Tabla 5.7

Lista De Proyectos Fijos. Período 2010-2013									
Planta	País	Fuente	MW	Año	Planta	País	Fuente	MW	Año
Carbón Palmas II(D.Energy)	GU	T	80	2010	Paso Ancho	PA	H	5	2010
Xacbal-Quiché	GU	H	94	2010	Los Planetas 1	PA	H	5	2010
Carbón Sta. Rosa - ESI	GU	T	90	2011	Macano	PA	H	3	2010
Santa Teresa	GU	H	19	2012	BLM (Carbon) (1)	PA	T	120	2010
Panam	GU	H	7	2012	Bajo de Mina	PA	H	56	2010
San Cristobal	GU	H	19	2013	Gualaca	PA	H	25	2010
Termopuerto	ES	T	70	2010	B.L.M.-2-3-4	PA	R	-120	2010
Chaparral	ES	H	66	2013	Lorena	PA	H	34	2011
Cerrón Grande	ES	H	86	2013	Chan I	PA	H	222	2011
Carbón CESSA	ES	T	100	2013	Prudencia	PA	H	56	2011
Albanisa (U6)	NI	T	14	2010	Pedregalito	PA	H	20	2011
Albanisa (U7)	NI	T	41	2010	Eol. Toabré I	PA	E	80	2011
Albanisa (U8)	NI	T	27	2010	Baitún	PA	H	89	2011
Amayo II	NI	H	23	2010	Cochea	PA	H	13	2012
Albanisa (U9)	NI	T	41	2010	San Bartolo	PA	H	15	2012
San Jacinto 1 (Tizate2)	NI	G	36	2011	Las Perlas Norte	PA	H	10	2012
Managua 3	NI	R	-40	2011	Las Perlas Sur	PA	H	10	2012
Las Brisas I	NI	R	-24	2011	Mendre 2	PA	H	8	2012
San Jacinto 2 (Tizate3)	NI	G	36	2012	Bonyic	PA	H	31	2013
Eol. EOLO	NI	E	37	2012	Pando	PA	H	33	2013
Pantasma	NI	H	12	2012	Monte Lirio	PA	H	52	2013
Larreynaga	NI	H	17	2012	El Alto	PA	H	68	2013
Las Brisas II	NI	R	-38	2012	Caldera	PA	H	4	2013
Casitas I	NI	T	15	2013	Las Cruces	PA	H	9	2013
Pocosol	CR	H	26	2010	Los Estrechos	PA	H	10	2013
Ing. CATSA	CR	I	8	2010	La Laguna	PA	H	9	2013
Retiro Alquiler	CR	R	-200	2011	RP-490	PA	H	10	2013
Garabito	CR	T	200	2011	Bajo Frío	PA	H	56	2013
Ing. Fuera Zafra	CR	T	48	2011	Tizingal	PA	H	5	2013
Pirrís	CR	H	128	2011	Barro Blanco	PA	H	29	2013
Eol .Valle Central	CR	E	15	2011	Alsthom	HO	T	27	2010
Las Pailas	CR	G	35	2011	Sulzer	HO	T	28	2010
Ing. Cutres y Palmar	CR	T	8	2011	Retiro Elcosa	HO	R	-80	2010
Eol. Tejona 2	CR	E	20	2012	Retiro Lufussa 1	HO	R	-40	2010
Retiro Colima	CR	R	-14	2012	Eol. EEHSA	HO	E	100	2012
Toro3	CR	H	50	2012	Nacional de Ingenieros	HO	R	-20	2012
BOT's Torito y Chucás	CR	H	100	2013	Ceiba	HO	R	-26.6	2012
BOT's Capulín	CR	H	50	2013	CarbónVetasa (A & S)	HO	T	60	2013
Retiro Cachí Existente	CR	R	-105	2013	Retiro A&S	HO	R	-60	2013
Ampliación Cachí	CR	H	160	2013	T:término, H:Hidro, E:Eólico, G:Goetermico, I: Ingenios, R:Retiro				
Fuente: GTPIR. Proyectos declarados por cada país.									

5.7 Planes fijo o de corto plazo

El plan fijo o de corto plazo de cada país no tiene proyectos candidatos y no está sujeto a optimización. El plan fijo definido por cada sistema para el período 2010-2013, se muestra en la Tabla 5.8.

Tabla 5.8

GUATEMALA					EL SALVADOR					HONDURAS				
Mes	Fuente	Nombre	MW		Mes	Fuente	Nombre	MW		Mes	Fuente	Nombre	MW	
2010	10	T	Las Palmas II (Duke E	80						6	T	Alsthom	27	
	10	H	Xacbal-Quiché	94						8	T	Sulzer	28	
										7	T	Retiro Elcosa	-80	
										12	T	Retiro Lufussa 1	-40	
2011	1	C	Sta. Rosa - ESI	90						1	H	Licitación	6	
2012	1	H	Santa Teresa	19.4						1	E	EEHSA	100	
	12	H	Panam	6.8						1	T	Retiro Nacional de	-20	
										1	T	Retiro Ceiba	-26.6	
2013	1	H	San Cristobal	19	1	H	CHAPARRAL	65.7		1	H	Licitación	125	
					1	C	CESSA	100		1	E	Licitación	5	
					1	G	Berlín V	30		1	B	Licitación	10	

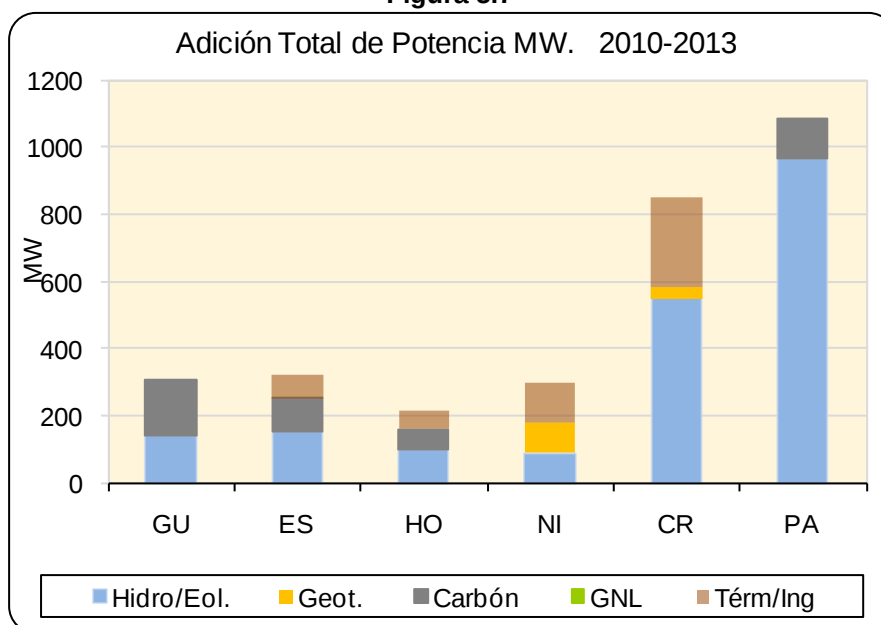
NICARAGUA					COSTA RICA					PANAMA				
Mes	Fuente	Nombre	MW		Mes	Fuente	Nombre	MW		Mes	Fuente	Nombre	MW	
2010	1	T	Albanisa (U6)	13.6	6	H	Pocosol	26		5	H	Paso Ancho	5	
	2	T	Albanisa (U7)	40.8	12	B	CATSA	8		6	H	Los Planetas 1	4.755	
	2	T	Albanisa (U8)	27.2						8	H	Macano	3.428	
	4	E	Amayo II	23						8	C	BLM (Carbon) (1)	120	
	10	T	Albanisa (U9)	40.8						9	H	Bajo de Mina	56	
2011	1	T	Retiro Las Brisas I	-24	1	T	Retiro Alquiler	-200		9	H	Gualaca	25.2	
	4	G	San Jacinto 1 (Tizate2)	36	1	T	Garabito	200		8	V	B.L.M.-2-3-4	-120	
	12	T	Retiro Managua 3	-40	4	T	Ingenios Fuera Zafra	48		1	H	Lorena	33.8	
					10	H	Pirris	128		5	H	Chan I (2)	222.46	
					11	E	Valle Central	15		7	H	Prudencia	56	
					11	G	Las Pailas	35		7	H	Pedregalito	20	
					12	B	Cutres y Palmar	8		10	E	Toabré I (3)	80	
2012	1	T	Retiro Las Brisas II	-38	1	E	Tejona 2	20		12	H	Baitún	88.7	
	4	G	San Jacinto 2 (Tizate3)	36	1	B	Retiro Colima	-14		1	H	Cochea	12.5	
	10	H	Pantasma	12	5	H	Toro3	50		10	H	San Bartolo	15.25	
	10	H	Larreynga	17						10	H	Las Perlas Norte	10	
	12	E	Blue Power	40						10	H	Las Perlas Sur	10	
	12	E	EOLO	37.5						12	H	Mendre 2	8	
2013					1	H	BOT's Torito-Chucás-Capulín	150		1	H	Bonyic	31.3	
					4	H	Retiro Cachí Existente	-105		1	H	Pando	32.6	
					4	H	Ampliación Cachí	160		1	H	Monte Lirio	51.6	
										1	H	El Alto	68	
										1	H	Caldera	4	
										1	H	Las Cruces	9.174	
										1	H	Los Estrechos	10	
										1	H	La Laguna	9.3	
										2	H	RP-490	9.947	
										5	H	Bajo Frío	56	
										6	H	Tizingal	4.64	
										7	H	Barro Blanco	28.84	

La instalación de capacidad se muestra en la Tabla 5.9 y en la Figura 5.7.

Tabla 5.9

Planes de Expansión de Corto Plazo 2010-2013								
	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Istmo	%
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	
Geot.	0.0	0.0	0.0	87.0	35.0	0.0	122.0	4%
Hidro/Eol.	139.2	152.1	100.0	89.0	549.0	966.5	1995.8	65%
Térm/Ing	0.0	70.0	55.0	122.4	264.0	0.0	511.4	17%
Carbón	170.0	100.0	60.0	0.0	0.0	120.0	450.0	15%
GNL	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0%
Adición total	309.2	322.1	215.0	298.4	848.0	1086.5	3079.2	100%
Retiro	0.0	0.0	-226.6	-102.0	-319.0	-120.0	-767.6	-25%
Adición neta	309.2	322.1	-11.6	196.4	529.0	966.5	2311.6	75%
% por país	10%	10%	7%	10%	28%	35%		

Fuente: GTPIR

Figura 5.7


5.8 Proyectos Candidatos

Para el proceso de optimización de los planes de expansión se han identificado los posibles proyectos candidatos en cada país.

Se han incluido opciones térmicas de gran tamaño (500 MW) para considerar el desarrollo de plantas regionales grandes.

Los costos de todos los proyectos fueron actualizados aplicando los criterios definidos en el Anexo 1 Criterios de Planificación.

5.8.1 Proyectos Térmicos

Se han definido proyectos térmicos de diferentes tecnologías y tamaños. En todos los países se ha supuesto que habrá disponibilidad, en el horizonte de estudio, de diesel, búnker, carbón y gas natural licuado (GNL). Las tecnologías consideradas son turbinas de gas o combustión, movidas por diesel, motores de media velocidad con búnker, ciclos combinados alimentados con diesel o con GNL y turbinas de vapor con calderas de carbón.

Los proyectos térmicos son genéricos y sus características no dependen del sistema o país donde se propongan. Sus costos de inversión, eficiencia y de combustible son iguales en toda la región.

Para cada tecnología se ha puesto la fecha a partir de la cual se supone disponible. Los proyectos térmicos candidatos que son comunes a todos los sistemas son los que aparecen en la Tabla 5.10.

Tabla 5.10

Proyectos térmicos candidatos comunes en cada sistema									
Nombre	Nomenclatura	Cantidad por país	Potencia (MW)	Inversión		CF O&M (\$/kW)	Disponible en :		
				(\$/kW)	(mill.\$)				
Proyecto Carbón	CB250	2	250	3308	827	33.8	2015	2025	
Proyecto Carbón	CB500	2	500	2706	1353	33.8	2015	2025	
Proyecto C.Combinado Diesel 250	CCDS250	2	250	1394	348.5	31.7	2014	2025	
Turbinas de Gas 100	TGDS100	2	100	885	88.5	9.7	2013	2025	
Proyecto Motores Media Veloc.	MMV100	2	100	2166	216.6	47.1	2013	2025	
Proyecto C.Combinado Diesel 150	CCDS150	2	150	1846	276.9	36.2	2014	2025	
Proyecto C.Combinado GNL 500	CCLNG500	2	500	1734	867	24.2	2015	2025	
Fuente: GTPIR									

En la Tabla 5.11 se muestran las características técnicas de estos proyectos candidatos.

Tabla 5.11

Características de los proyectos térmicos Escenario base de precios de combustibles (Nivel de Precios a Dic. 2009)												
Tipo Planta	Cap. Inst. MW	Vida Util años	Comb.	Costo Inversión y operación					Costos Variable		Eficiencia	
				Unitario \$/kW	Transmisión asociada	Factor capitalización %	Total(1) mill. US\$	O&M (2) \$/kW-año	Sin combustible \$/MWh	"Heat Rate" (LHV) kj/kWh	HR % Degr kj/kWh	Eficiencia (%)
Turbina de gas	50	20	Diesel	887	3%	12%	44	10.9	2.7	10,500	11,025	33%
	100	20	Diesel	704	3%	12%	70	9.7	2.4	10,000	10,500	34%
Ciclo Combinado	150	20	Diesel	1369	3%	12%	205	36.2	2.4	8,000	8,240	44%
	250	20	Diesel	1034	3%	12%	259	31.7	2.1	7,500	7,725	47%
Ciclo combinado (3)	500	25	GNL	1286	3%	12%	643	24.2	1.5	6,600	6,798	53%
Motores Media Velocidad	20	20	Búnker	1724	3%	12%	34	47.1	7.5	8,200	8,282	43%
Turbinas de vapor	250	25	Carbón	2454	3%	12%	614	33.8	2.1	10,750	10,858	33%
	500	25	Carbón	2007	3%	12%	1004	33.8	2.1	10,500	10,605	34%

1/Los costos de capital cubren ingeniería, adquisiciones y construcción (EPC).

2/No incluye ingeniería preliminar, permisos, costos legales y financieros, durante la construcción, administración ni contingencias, los cuales oscilan entre 10% y 30% del EPC

3/El costo de los COGNL de 1286\$/kW, incluye un costo de 400\$/kW para la planta de regasificación.

Fuente: 1) Study of Equipment Prices in the Energy Sector USR for the World Bank and SMAP, June 2008

2) SNC-Lavalin. TMP, Nov. 2007 3) GTPIR 2008

Además de estas plantas genéricas, cada país definió los siguientes proyectos térmicos que se presentan en la Tabla 5.12.

Tabla 5.12

Listado de Proyectos Térmicos por País							
	País	Potencia (MW)	Inversión		CF O&M (\$/kW)	Disponible en :	
			(\$/kW)	(mill.\$)			
GU_CALD3b-B	GU	22.0	3448.0	76	55	2015	2025
GU_CALD3c-B	GU	11.0	3448.0	38	55	2015	2025
GU_JAGUAR	GU	300.0	3308.0	992	64	2015	2015
GU_TECUAMBU	GU	44.0	3448.0	152	55	2015	2025
GU_S.ROSA	GU	90.0	3308.0	298	64	2011	2011
GU_DukeENERG	GU	80.0	3308.0	265	34	2010	2010
GU_FICTI2026	GU	500.0	2706.0	1353	34	2026	2026
ES_AES F	ES	250.0	3308.0	827	34	2015	2025
ES_CUTUCO	ES	525.0	1734.0	910	24	2015	2025
ES_TERMOPUER	ES	70.0	2166.0	152	47	2014	2025
ES_FICT2026	ES	500.0	2706.0	1353	34	2026	2026
ES_Berlin V	ES	30.0	3448.0	103	55	2013	2013
ES_CESSA Car	ES	100.0	3308.0	331	34	2013	2013
HO_A&SCarbon	HO	60.0	3308.0	198	34	2013	2013
HO_FICT2026	HO	500.0	2706.0	1353	34	2026	2026
NI_G CASITAS	NI	15.0	3448.0	52	55	2015	2025
NI_G CHILTEP	NI	20.0	3448.0	69	55	2015	2025
NI_GCasitas2	NI	15.0	3448.0	52	55	2015	2025
NI_FICT2026	NI	500.0	2706.0	1353	34	2026	2026
NI_APOYO	NI	20.0	3448.0	69	55	2015	2025
NI_MOMBACHO	NI	20.0	3448.0	69	55	2015	2025
CR_PG Pailas	CR	35.0	5615.0	197	71	2011	2011
CR_BarranNew	CR	36.0	885.0	32	10	2016	2025
CR_SAnt_New	CR	34.0	885.0	30	10	2015	2025
CR_Garabito	CR	200.0	1868.0	374	41	2011	2011
CR_Ing_Cutre	CR	3.0	1559.0	5	41	2011	2011
CR_Ing_Palma	CR	5.0	1559.0	8	41	2011	2011
CR_FICT2026	CR	500.0	2706.0	1353	34	2026	2026
CR_IngBker_1	CR	24.0	528.0	13	41	2011	2011
CR_IngBker_2	CR	24.0	528.0	13	41	2011	2011
PA_FICT2026	PA	500.0	2706.0	1353	34	2026	2026

Fuente: GTPIR

5.8.2 Proyectos Geotérmicos

En los proyectos candidatos geotérmicos se incluyen los desarrollos que han sido visualizados en cada país.

La lista de los proyectos geotérmicos identificados son los mostrados en la Tabla 5.13.

Tabla 5.13

Proyectos Geotérmicos Costos de Inversión capitalizados a Enero 2010.					
País	Capacidad (MW)	Inversión capitalizada		\$ /kW	Disponible a partir de
		Mill US	%\$		
GU_Tecuambu	GU	44	152	3448	2015
ES_Berlin V	ES	30	103	3447	2013
ES_Chinameca	ES	52	179	3448	2015
ES_San Vicente	ES	52	179	3448	2015
NI_PGehoyol	NI	20	179	8965	2015
NI_PGehoyo II	NI	40	179	4483	2015
NI_G Casitas	NI	15	52	3447	2015
NI_G Chiltepe	NI	20	69	3450	2015
NI_GCasitas2	NI	15	52	3447	2015
NI_Apoyo	NI	20	69	3450	2015
NI_Mombacho	NI	20	69	3450	2015
NI_Ptizate 2	NI	36	124	3447	2011
NI_Ptizate 3	NI	36	124	3447	2012
CR_PG Pailas	CR	35	197	5614	2011

Fuente: Base de datos GTPIR

5.8.3 Proyectos Hidroeléctricos

Por mucho, la principal fuente energética renovable de la región es la hidroelectricidad.

En la Tabla 5.14 se presenta el catálogo de los proyectos hidroeléctricos de la región. Estos datos fueron suministrados por los participantes de cada uno de los países. El listado comprende 85 proyectos con una capacidad total de 8 175 MW. En la misma tabla se muestra el costo de instalación, considerando la capitalización durante la construcción a una tasa del 12%.

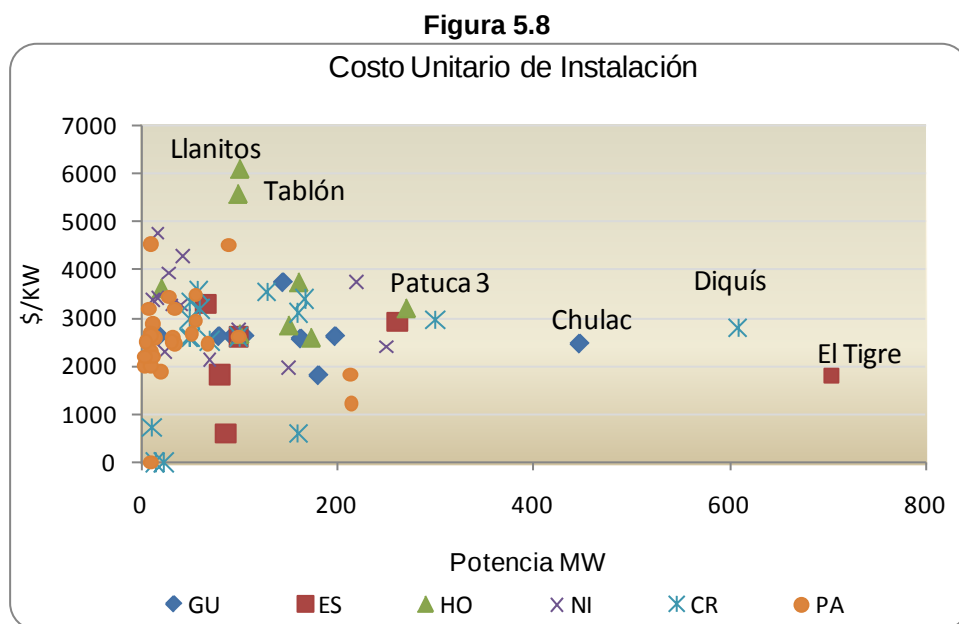
Los factores de planta usualmente oscilan entre 0.5 y 0.6, aunque hay excepciones. Los costos unitarios de instalación para proyectos nuevos varían entre US\$6 117/kW y US\$1 212/kW dependiendo en muchos casos si el proyecto cuenta con embalse de regulación. En las ampliaciones, los costos de inversión varían entre US\$600/kW y US\$714/kW.

En cada país aparece una planta hidroeléctrica denominada “Genérica”. Estos proyectos solo se toman en cuenta en una sensibilidad, tal como se explica en la Sección 5.8.4 Plantas Renovables Genéricas.

Tabla 5.14

CANDIDATOS HIDROS EN EL OPTGEN						
Costos de Inversión Capitalizados y Actualizados a Enero 2010						
# OptGen	Sistema	Nombre	(Act. Ene.10) Inv (mill.\$)	Potencia (MW)	Disponibilidad	(Act. Ene.10) \$/kW
615	GU	GU_XALALA	325.8	181.0	2018 2025	1800
619	GU	GU_GENERICA4	276.7	106.0	2015 2025	2610
622	GU	GU_S.TEREZA	50.6	19.4	2012 2012	2610
636	GU	GU_CHULAC	1095.8	446.0	2022 2025	2457
640	GU	GU_XACBAL	245.3	94.0	2010 2010	2610
641	GU	GU_SERCHIL	540.7	145.0	2022 2025	3729
642	GU	GU_Renacell	417.6	163.0	2018 2025	2562
643	GU	GU_Arco-Hueh	516.8	198.0	2018 2025	2610
644	GU	GU_PaloViejo	208.8	80.0	2014 2014	2610
505	ES	ES_CIMARRON	763.2	261.0	2016 2025	2924
507	ES	ES_CHAPARRAL	216.5	65.7	2013 2013	3296
509	ES	ES_EL TIGRE	1271.4	704.0	2020 2025	1806
510	ES	ES_GENERICA	261.0	100.0	2015 2025	2610
511	ES	ES_CGDE Ampl	52.2	86.0	2013 2025	607
512	ES	ES_5Nov_Ampl	146.2	80.0	2014 2014	1827
406	HO	HO_Generica	261.0	100.0	2015 2025	2610
408	HO	HO_Patuca2	718.5	270.0	2022 2025	2661
409	HO	HO_Patuca3	319.9	100.0	2017 2025	3199
421	HO	HO_Llanitos	600.7	98.2	2016 2025	6117
430	HO	HO_Tablon	111.8	20.0	2017 2025	5592
432	HO	HO_Jicatuyo	625.7	172.9	2016 2025	3619
433	HO	HO_Tornillit	414.0	160.2	2017 2017	2584
434	HO	HO_Patuca2A	561.6	150.0	2022 2025	3744
438	HO	HO_Cangrejal	114.2	40.2	2017 2017	2841
304	NI	NI_EL CARMEN	274.7	100.0	2015 2025	2747
305	NI	NI_LARREYNAG	58.8	17.2	2012 2012	3419
306	NI	NI_COP BAJO	295.7	150.0	2016 2025	1971
307	NI	NI_CORRIE LI	130.8	40.0	2017 2025	3271
309	NI	NI_TUMARIN	822.1	220.0	2014 2014	3737
310	NI	NI_PIED FINA	180.4	42.0	2017 2025	4295
311	NI	NI VALENTIN	110.1	28.0	2017 2025	3931
312	NI	NI_PANTASMA	40.4	12.0	2012 2012	3367
313	NI	NI_SALTO Y-Y	57.0	24.8	2014 2014	2297
314	NI	NI_PAJARITOS	101.5	31.0	2015 2025	3273
315	NI	NI_GENERICA	261.0	100.0	2015 2025	2610
316	NI	NI_BOBOKE	149.6	70.0	2015 2025	2137
317	NI	NI_BRITO	600.0	250.0	2016 2025	2400
318	NI	NI_SIRENA	81.0	17.0	2015 2025	4765
212	CR	CR_PIRRIS	454.9	128.0	2011 2011	3554
220	CR	CR_DIQUIS	1707.3	608.0	2017 2025	2808
227	CR	CR_TORO 3	148.0	49.7	2012 2012	2977
236	CR	CR_REVENTAZO	885.0	300.0	2014 2014	2950
237	CR	CR_RC-500	208.7	58.6	2017 2025	3561
238	CR	CR_SAVEGRE	496.8	160.0	2017 2025	3105
248	CR	CR_Pacuare	566.5	167.0	2017 2025	3392
252	CR	CR_Mini Diqu	0.0	23.0	2017 2025	0
253	CR	CR_Mini Reve	0.0	14.0	2014 2014	0
255	CR	CR_BOT Torit	167.5	50.0	2013 2013	3349
256	CR	CR_BOT Chuca	129.7	50.0	2013 2013	2594
257	CR	CR_BOT Capul	125.6	48.7	2013 2013	2579
258	CR	CR_Cachi_Amp	96.0	160.0	2013 2013	600
261	CR	CR_EchanAmpl	7.9	11.0	2014 2014	714
262	CR	CR_Brujo1	176.8	70.0	2018 2025	2525
263	CR	CR_Brujo2	191.2	60.0	2018 2025	3187
264	CR	CR_Generica	261.0	100.0	2015 2025	2610
113	PA	PA_Pando	83.0	32.0	2013 2013	2593
114	PA	PA_Mon Lirio	137.6	51.7	2013 2013	2664
121	PA	PA_Lorena	83.5	33.8	2011 2011	2469
122	PA	PA_Prudencia	195.0	56.0	2011 2011	3482
124	PA	PA_Chan I	389.0	212.8	2011 2011	1828
125	PA	PA_Chan II	259.4	214.0	2014 2025	1212
127	PA	PA_Bonyic	78.4	31.3	2013 2013	2506
128	PA	PA_El Alto	166.8	68.0	2013 2013	2453
129	PA	PA_MinChan I	0.0	9.7	2011 2011	0
135	PA	PA_Sindigo	23.0	10.0	2014 2025	2297
137	PA	PA_Pedregal	37.6	20.0	2011 2011	1879
139	PA	PA_Tab II	110.0	34.5	2014 2025	3186
142	PA	PA_B. Blanco	99.2	28.8	2013 2013	3439
143	PA	PA_Baitun	400.5	88.7	2011 2011	4515
144	PA	PA_Potrerill	8.3	4.2	2014 2025	2000
145	PA	PA_Cochea	36.0	12.5	2012 2012	2880
148	PA	PA_Perlas N	20.0	10.0	2012 2012	2000
149	PA	PA_Perlas S	20.0	10.0	2012 2012	2000
152	PA	PA_Mendre2	17.6	8.0	2012 2012	2200
153	PA	PA_Pedreg2	28.6	13.0	2014 2025	2200
154	PA	PA_Caldera	8.8	4.0	2013 2013	2200
155	PA	PA_Slorenzo	25.9	8.1	2014 2025	3190
156	PA	PA_LasCruces	24.0	9.2	2013 2013	2616
157	PA	PA_Estrechos	27.0	10.0	2013 2013	2700
158	PA	PA_Bartolo	37.0	14.2	2012 2012	2597
159	PA	PA_Laguna	24.5	9.3	2013 2013	2634
160	PA	PA_Tizingal	11.6	4.6	2013 2013	2498
162	PA	PA_Bajofrio	165.0	56.0	2013 2013	2946
168	PA	PA_RP490	45.0	9.9	2013 2013	4524
169	PA	PA_HidroGene	261.0	100.0	2015 2025	2610
Total				8175.0		
Fuente: Base de datos GTPIR						

El costo unitario de inversión se muestra en la Figura 5.8.



Para considerar la dificultad que existe en desarrollar plantas hidroeléctricas, no todas las candidatas están disponibles en todos los escenarios estudiados, como se describe más adelante en cada uno de los casos simulados.

La fecha más temprana de disponibilidad, además de reflejar los tiempos constructivos, también indica el nivel de certeza de conocimiento sobre el proyecto. En general, proyectos con menos estudio, tienen fechas de disponibilidad más lejanas.

5.8.4 Plantas Renovables Genéricas

En la región existe una capacidad potencial importante de plantas renovables menores que no aparecen en los catálogos oficiales de cada país, ya sea por su reducido tamaño o porque todavía no ha sido posible estudiar cada sitio con posibilidades de desarrollo energético.

Para considerar este potencial, se han definido proyectos hidroeléctricos, eólicos y geotérmicos genéricos, que representan la agrupación de este tipo de plantas.

Las características de estas centrales se muestran en la Tabla 5.15. Los proyectos fueron definidos con un costo y un factor de planta uniforme, para que el costo medio de la energía sea igual para todas. Estos parámetros económicos se utilizan únicamente para una referencia inicial en la evaluación.

Este grupo de plantas genéricas sólo se incluyen en un caso de sensibilidad, para evaluar la competitividad de este tipo de recurso. En el caso de Panamá no se incluyen eólicas ni geotérmicas genéricas.

Tabla 5.15

Proyectos Genéricos			
Nombre	Fuente	Potencia MW	Costo \$/kW
XX_ Geo_Generic	Geotérmica	100	3448
XX_ Eol_Generic	Eólica	100	2167
XX_ Hid_Generic	Hidro	100	2610
Nota: Con XX se indican las siglas del país: GU,ES,HO,NI,CR y PA			

5.8.5 Proyectos renovables no convencionales

Proyectos Eólicos

En los estudios las plantas eólicas se modelaron como GND (Generadores no despachables) tanto en el OPTGEN como en el SDDP.

En el presente estudio no se evaluó con detalle la posible participación eólica en la región, a pesar de que se conoce la existencia de un potencial interesante. La dificultad para modelar adecuadamente este tipo de plantas en los modelos de cómputo usados y la falta de información sobre el viento, impiden analizar esta alternativa.

Es previsible que la participación del viento como una fuente de generación eléctrica crezca en el futuro mucho más allá de la participación marginal que actualmente tiene.

Proyectos Biomásicos

En Centroamérica la fuente biomásica más importante es el bagazo de caña, subproducto del proceso de los ingenios azucareros.

Aparte de las plantas existentes y de los proyectos declarados como fijos, no se incluyen proyectos candidatos de bagazo, por la dificultad de modelar adecuadamente este recurso, que depende de la industria de la caña. No obstante, se debe tener en cuenta que con toda seguridad la región podrá disfrutar de esta fuente de energía conforme crezca la actividad cañera enfocada como industria energética.

Otros proyectos no convencionales

El presente estudio se enfoca en el modelamiento de los proyectos hidroeléctricos, principal fuente renovable de la región. Fuentes renovables, como la geotermia, la fuerza eólica y la generación con bagazo, son apenas incluidas con las plantas existentes y los proyectos de corto plazo que cuentan con estudios avanzados. Otras fuentes no convencionales, como la solar, la cogeneración y la biomasa distinta al bagazo no se incluyen en este análisis.

Esta exclusión obedece a las limitaciones de los modelos computacionales y a la falta de proyectos candidatos representativos de estas tecnologías. No obstante, es de esperar que cada país y la región busquen en el futuro formas de incentivar la explotación de estas llamadas nuevas fuentes, para diversificar la oferta energética y reducir la dependencia de los combustibles fósiles.

5.9 Costos Nivelados

Un aspecto de interés con relación a los proyectos, particularmente los térmicos, es la estimación de los denominados “costos nivelados”. Este concepto permite comparar de una forma sencilla diferentes tecnologías de generación, al combinar los costos operativos con los de inversión a lo largo de la vida útil del proyecto, en un costo promedio por MWh.

Se define como:

$$CN = \frac{CTI * \psi + OM_{fix}}{P * fp * 8760} + \frac{C_{fuel}}{\eta} + OM_{var}$$

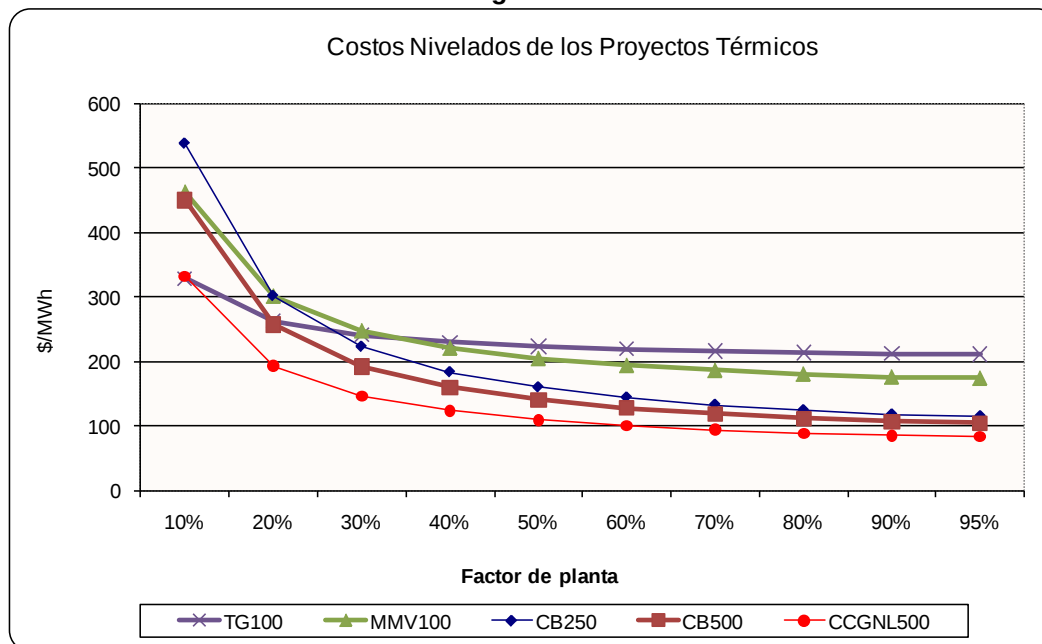
en donde:

CN	Costo Nivelado (US\$/MWh)
CTI	Costo total de inversión incluyendo intereses durante la construcción (\$)
i	Tasa de descuento
n	Período de amortización
fp	Factor de planta (8760*fp=tiempo de utilización equivalente anual)
P	Potencia instalada de la planta (MW)
OM _{fix}	Costos fijos de operación, mantenimiento y administración (US\$/año)
C _{fuel}	Costo del combustible (US\$/MWh)
η	Eficiencia neta promedio de la planta
OM _{var}	Costos variables de operación y mantenimiento (US\$/MWh)
ψ	Factor de recuperación del capital

La

Figura 5.9 muestra el cálculo de costos nivelados de los proyectos térmicos, utilizando una tasa de descuento económica del 12%, una vida útil de 20 años y considerando los costos de combustibles dados anteriormente.

Figura 5.9



Nomenclatura:

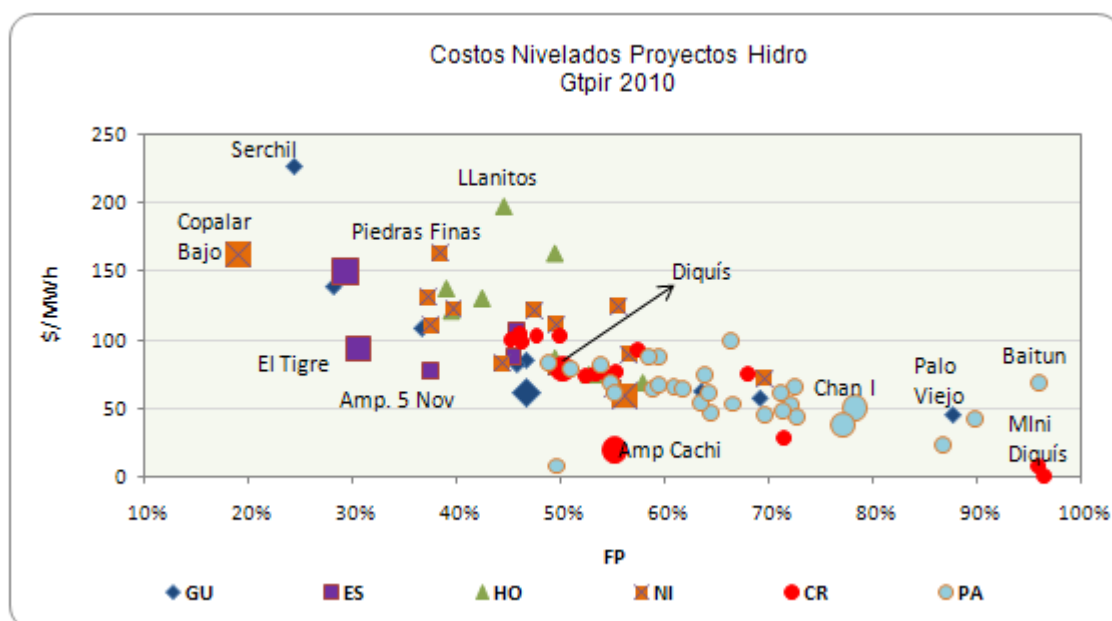
TG100	:	turbina de combustión diesel, 100 MW
MMV	:	motores de media velocidad búnker, 5 x 20 M
CCDS150	:	ciclo combinado diesel, 150 MW
CB250	:	turbina de vapor carbón, 250 MW
GNL500	:	ciclo combinado GNL, 500 MW

Esta figura muestra varios aspectos de interés:

- Los Ciclos Combinados con GNL son los que rinden el menor costo monómico independientemente del factor de planta.
- De no estar disponible el GNL, para factores menores al 20%, las turbinas de combustión o de gas (TG100) son las más económicas. Y para factores de planta superiores al 20% son las plantas de carbón de 500MW las más económicas.
- De no estar disponible ni el gas natural ni el carbón, para factores de planta inferiores al 20% la opción más económica son las turbinas de combustión o de gas (TG100); para factores mayores al 20% son los motores de MMV (MMV100) la opción más barata.

En la Figura 5.10 se muestra el costo nivelado para los proyectos candidatos hidroeléctricos, usando 12% de descuento y una vida útil de 50 años.

Figura 5.10



5.10 Hidrología

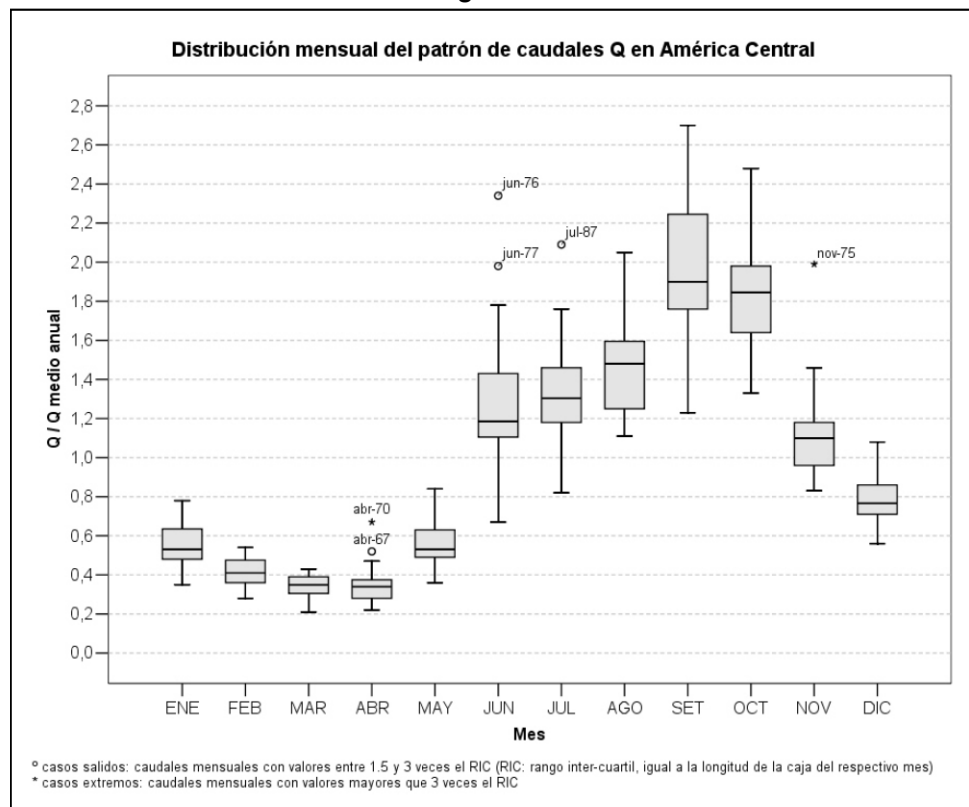
Los datos hidrológicos fueron aportados por los participantes de cada país, y fueron obtenidos de los organismos nacionales responsables del manejo de los datos hidrológicos.

Los datos están dados en forma de series mensuales para los períodos con los que se cuenta con registros. En varios casos, los organismos responsables de la información han procesados los caudales vírgenes en estaciones con datos faltantes, ya sea rellenando estos datos, o también extendiendo la información a períodos mayores, utilizando para ello los métodos usuales de correlaciones hidrológicas. Cuando este proceso no ha sido previamente hecho, para el presente estudio se ha utilizado el Módulo Hidrológico del SUPER, que de forma similar rellena y extiende los datos mediante correlaciones múltiples con estaciones de zonas hidrológicas semejantes. Las series históricas de caudal cubren 38 años, de 1965 a 2002.

Para ilustrar el comportamiento hidrológico de la región, se ha calculado el caudal total mensual regional, haciendo la suma de todas las estaciones en la base de datos. Este caudal regional dividido entre el promedio anual de todo el registro, brinda el patrón de comportamiento del caudal total de la región.

En la Figura 5.11 se muestra el gráfico de cajas resultante. La caja indica los valores contenidos entre el percentil 25% y 75%. La línea que divide la caja marca el valor de la mediana, y los extremos de los bastones indican los valores máximos y mínimos.

Figura 5.11



La hidrología regional se caracteriza por un período seco, que va de enero a mayo pero acentuado de febrero a abril y un período húmedo, que va de junio a diciembre, siendo septiembre y octubre los de mayores caudales.

Con relación al suministro eléctrico, y debido a la importante contribución de la generación hidroeléctrica, que actualmente es de un 50%, el período seco resulta especialmente crítico. En este período, la suma de todos los caudales de la región apenas está entre un 0.2 y 0.4 del promedio anual.

Si suponemos, como es usual, que el caudal de diseño de los aprovechamientos es de alrededor de 1.5 veces el caudal medio, lo anterior significa que el factor de planta en los meses críticos (febrero a abril) es de apenas de 0.30 ($\approx 0.45/1.5$). En esas condiciones, se puede mostrar que la energía que aportan las plantas hidroeléctricas sin embalses de regulación estacional, es menor que el 50% de su aporte promedio. Esto explica por qué, en la mayoría de los casos, el déficit que se presentan en la región ocurre durante esos meses, y corresponden a déficit de energía.

En el Anexo 3 de Datos Hidrológicos se dan más detalles sobre la información hidrológica utilizada.

5.11 Sistema de Transmisión y Capacidad de las Interconexiones

El sistema de transmisión de Centroamérica está conformado por los sistemas nacionales y las interconexiones de país a país. El voltaje de las interconexiones actuales es de 230 kV, aunque al interno de cada sistema se utiliza también 138 kV, 115 kV y otros voltajes menores.

Las primeras interconexiones entre sistemas datan de 1976 con el enlace Honduras-Nicaragua, 1982 con Nicaragua-Costa Rica, 1986 con Costa Rica-Panamá y Guatemala-El Salvador. Más recientemente, se unieron El Salvador-Honduras, en el 2002. Actualmente Panamá y Costa Rica están trabajando en la construcción del Anillo La Amistad, línea en circuito sencillo que unirá ambos países por la costa del Caribe, y formará un anillo con el sistema existente.

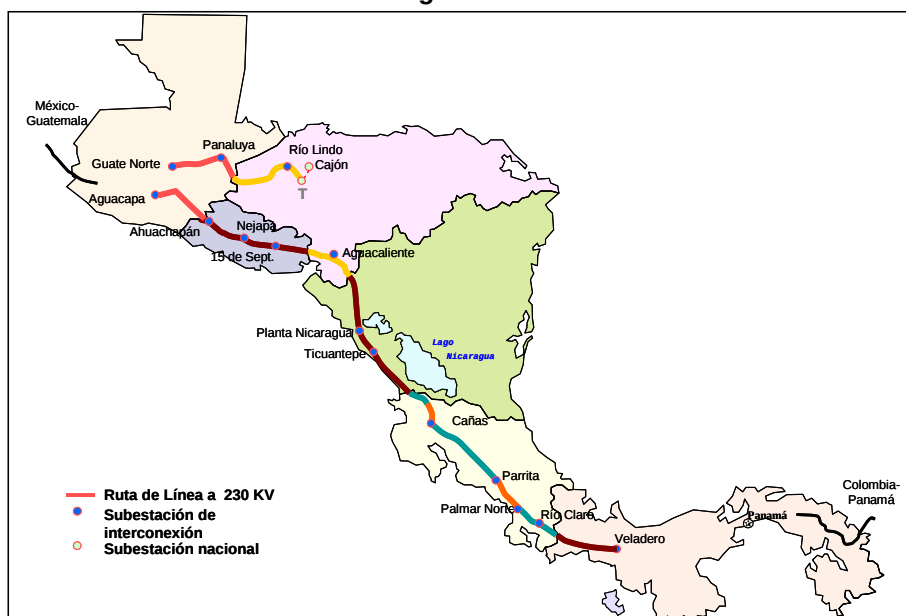
La línea SIEPAC tiene una longitud de 1 800 km y estará en servicio a inicios del año 2011. La construcción se está haciendo tendiendo un solo circuito sobre torres de doble circuito. La ampliación del segundo circuito se hará en el futuro, cuando el crecimiento de la demanda y el Mercado Eléctrico Regional así lo requieran. Para efectos del presente estudio, se ha supuesto que el segundo circuito entrará en operación en el año 2020.

Como parte del desarrollo y avance del SIEPAC que desarrolla la Empresa Propietaria de la Red (EPR), en noviembre del 2010, se energizó el primer tramo de la línea SIEPAC que interconecta las subestaciones de Río Claro (Costa Rica) y Veladero (Panamá).

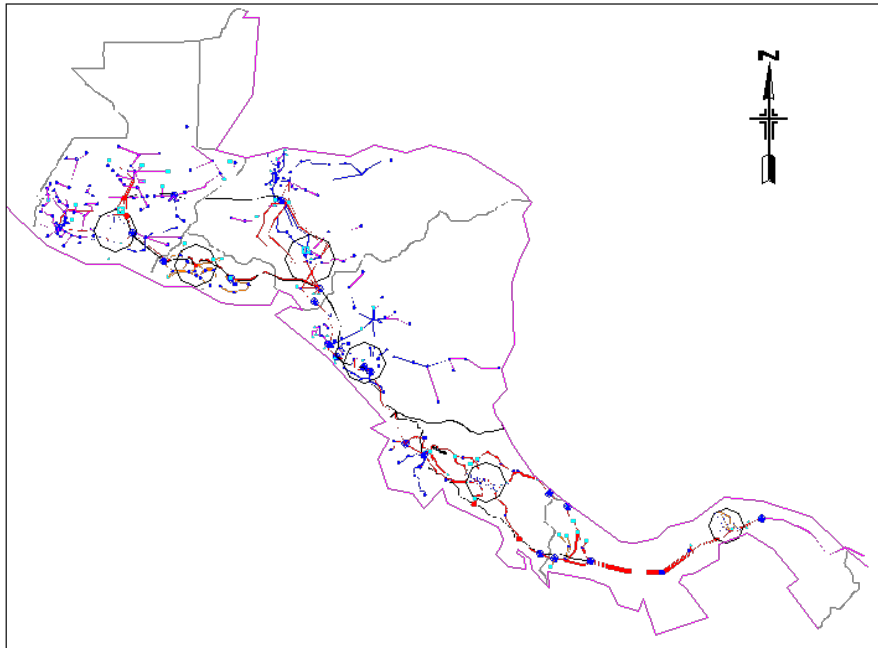
Para que la línea SIEPAC permita intercambios de 300 MW supone que todos los países han completado sus refuerzos nacionales antes del 2009.

En la Figura 5.12 se muestran los enlaces que conformarán la línea SIEPAC.

Figura 5.12



En la Figura 5.13 se muestra esquemáticamente el sistema de transmisión de América Central, incluyendo la línea SIEPAC y los refuerzos nacionales previstos.

Figura 5.13

El enlace entre las subestaciones Tapachula (México) y Los Brillantes (Guatemala) está operando desde el año 2010. Esta línea de 103 km, está prevista para un doble circuito, funciona a 400 kV, y en su primera etapa de un solo circuito tiene capacidad para transportar 200 MW en la dirección norte-sur y 70 MW sur-norte, aunque actualmente está limitada a 120 MW hasta completar algunos refuerzos en el sistema regional.

Adicionalmente, entre Panamá y Colombia se está discutiendo un posible enlace. En forma preliminar esta línea tendría capacidad para 300 MW y estaría desacoplada de la frecuencia a través de un enlace AC-DC-AC. Para evitar el paso por el Tapón de Darién existen planes para construir un tramo submarino.

La capacidad de los intercambios que permitirá SIEPAC fue expresada en forma simplificada como un valor constante para cada dirección de flujo en cada enlace, con base en los datos del estudio del segundo circuito del SIEPAC¹⁵.

Las capacidades actuales y previstas de interconexión se indican en la Tabla 5.16.

¹⁵ Estudio Económico Segundo Circuito Línea SIEPAC. Informe Final. EPR. Consorcio SNC-Lavalin Statkraft- Grøner. Noviembre 2005

Tabla 5.16

CAPACIDAD DE LAS INTERCONEXIONES									
MW									
ENLACES	Fecha Entrada	GU-ES N-S/S-N	GU-HO N-S/S-N	ES-HO N-S/S-N	HO-NI N-S/S-N	NI-CR N-S/S-N	CR-PA N-S/S-N	MX-GU N-S/S-N	PA-CO N-S/S-N
Sistema Actual	Existente	67 / 44	-	125 / 101	42 / 54	48 / 78	39 / 0	200 / 70	-
SIEPAC 1er Circ.	2012	300 / 300	300 / 300	300 / 300	300 / 300	300 / 300	90 / 300	200 / 70	-
PA-Colombia	2014	300 / 300	300 / 300	300 / 300	300 / 300	300 / 300	90 / 300	200 / 70	300 / 300
SIEPAC 2do Circ.+ Ampl. PA - Colombia	2020	600 / 600	600 / 600	560 / 600	564 / 600	500 / 600	450 / 450	200 / 70	600 / 600

En el presente estudio se supone como fija la entrada en operación del SIEPAC en sus dos etapas. La interconexión con Colombia se modela únicamente en escenarios de sensibilidad.

5.12 Emisiones de CO₂

Todos los proyectos de generación tienen costos ambientales de diferente índole inherentes a la tecnología, que normalmente no se incluyen en sus estimaciones de costos directos por tratarse de efectos externos al proyecto, o externalidades.

De estos efectos, la comunidad internacional está progresivamente reconociendo en particular los costos sociales y ambientales de las emisiones de gases de efecto invernadero. Ya hoy en día, dentro y fuera del Protocolo de Kioto, muchos países han creado mecanismos para valorar el costo de reducción de las emisiones de gases de invernadero.

En el presente estudio se ha hecho una primera evaluación de las emisiones asociadas a los diferentes casos estudiados.

En la Tabla 5.17 se muestran las emisiones equivalentes de las diferentes tecnologías.

Tabla 5.17

FACTORES DE EMISIONES DE CO ₂ DE CANDIDATOS PLAN DE EXPANSION		
Tipo de planta	Emisiones (ton CO ₂ por GWh)	
	Rango	Valor Usado
Hidroeléctrica con embalse	10 a 30	20
Hidroeléctrica filo de agua	1 a 18	12
Planta eólica	7 a 124	50
Solar fotovoltaico	13 a 731	300
Turbina diesel	555 a 883	808
CC diesel		568
Planta de carbón moderna	790 a 1182	1071
Motor con heavy oil	686 a 726	700
IGCC con Orimulsión		704
TG con GNL		688
CC con gas natural	389 a 511	421
CC con GNL		473
Fuentes:		
a) Hydropower and the Environment: Present Context and Guidelines for Future Action, IEA Hydropower Agreement, Volume II, May 2000		
b) CO ₂ Emissions Factor from IPCC publication, www.sender.nl, Holand		

Es importante aclarar que las emisiones equivalentes dadas en la Tabla 5.17 toman en cuenta lo que se denomina el ciclo de vida de proyecto. Este concepto se puede definir como la evaluación de todos los pasos requeridos para obtener un producto. En el caso de la generación eléctrica se incluye la extracción, procesamiento, y transporte del combustible, la construcción de la planta, la producción propiamente de la electricidad, la disposición de desechos y la desinstalación, a lo largo de su vida útil. Es por eso que aun proyectos de energía renovable, como los hidroeléctricos, presentan emisiones, aunque de un orden de magnitud menores que los que utilizan combustibles fósiles.

Se debe indicar que aunque las emisiones de gases de invernadero representan uno de los impactos ambientales más importantes de la generación con combustibles fósiles, existen otros como el SO₂, los NO_x, los compuestos orgánicos volátiles y las emisiones de partículas, entre otros, que aunque implican costos sociales, resultan más difíciles de valorar en el presente contexto, por lo que no se han considerado en las evaluaciones económicas de los planes de expansión.

En cuanto a la valoración de las emisiones CO₂, existe una amplia literatura al respecto. Es claro que las reducciones iniciales pueden lograrse a un costo bajo, con medidas como manejo de la demanda, más uso del gas natural con relación al carbón, ciertos programas de reforestación, etc. Sin embargo, conforme estos nichos baratos se explotan las soluciones se irán encareciendo. Algunos estudios indican por ejemplo:

- Un estudio holandés indica un costo de entre \$23 y \$27/ton de CO₂ para lograr una reducción del 50% de sus emisiones hacia el año 2020¹⁶.
- Un estudio alemán calculó el costo por cambio de combustible y conservación de energía en cerca de \$5/ton, hasta un valor superior de \$53/ton para el caso de captura por medio de "CO₂ scrubbing" en plantas de carbón¹⁷.
- En cinco países se han establecido impuestos a las emisiones, que oscilan entre \$42 y \$115/ton¹⁸.

¹⁶ Oud, E., (1993) "Global Warming: a changing climate for hydro", Water Power & Dam Construction, May.

¹⁷ Idem.

- El Departamento de Agricultura de los Estados Unidos ha estimado un costo de entre \$12 y \$18/ton para lograr reducciones de entre 10 y 30% de CO2 mediante reforestación y manejo de bosques¹⁹ .
- Un estudio muy reciente de la EPRI, estimó el costo evitado de CO2 mediante el uso de plantas de generación con nuevas tecnologías, que integran remoción del CO2. Los costos oscilan entre \$17.5 y \$60.7/ton²⁰ .
- Experiencias del Fondo Prototipo de Carbono del Banco Mundial y varias experiencias de licitaciones de créditos de carbono indican precios de mercado a un nivel que comienza aproximadamente a \$2/ton CO2. Licitaciones internacionales realizadas por Holanda dentro del contexto del MDL (mecanismo de desarrollo limpio) han arrojado valores en el orden de los \$5/ton.

Para efectos del presente estudio se ha adoptado un valor conservador de \$20/ton.

¹⁸ Idem.

¹⁹ Lefebvre, J.F., et. Al, (1999), Non-Monetary Costs of Generating Electricity : Where Does Hydro Stand?, Hydro Review, June.

²⁰ Anónimo, (2000), Evaluation of Innovative Fossil Fuel Power Plants with CO2 Removal, EPRI, Technical Report, Dec.

6 ESCENARIOS ANALIZADOS

El desarrollo de los sistemas de generación es un proceso evolutivo que es afectado por una gran cantidad de factores. De la constante y dinámica interacción de estas variables se crean las restricciones y oportunidades que van dando forma a su desarrollo.

La planificación indicativa busca establecer cuáles caminos o acciones son preferibles ante las posibles evoluciones de los factores que condicionan a los sistemas de generación.

Siempre es posible imaginar un número ilimitado de factores y de escenarios de evolución para cada uno de ellos. De igual manera, la combinación libre de escenarios produce cantidades infinitas de alternativas. Por tal motivo, es indispensable limitar el análisis a los aspectos que se consideran más relevantes o que tengan interés especial.

En el presente estudio de planificación se escogieron seis factores:

1. Existencia de condiciones favorables para el desarrollo de plantas hidroeléctricas u otras renovables (incluyendo un caso extremo de intensificación de plantas térmicas, sin participación de plantas hidroeléctricas).
2. Evolución del precio de los combustibles fósiles
3. Evolución del crecimiento de la demanda
4. Conexión de Panamá con Colombia
5. Entrada de la línea SIEPAC
6. Representación detallada del sistema colombiano

Para cada factor se planteó uno o más escenarios de evolución. Estos escenarios se combinaron en doce casos de estudio. Para cada caso, delimitado por sus particulares restricciones y posibilidades, se obtuvo un plan de expansión óptimo.

Cada uno de estos planes da una indicación de cuál podría ser un desarrollo deseable, bajo las premisas teóricas e ideales del estudio, si se presentaran los escenarios supuestos.

La primera fase del enlace Guatemala-México ya está concluida y está presente en todos los casos estudiados. También se supone que se dan las condiciones necesarias para disponer, de ser requerido, de carbón y gas natural licuado en cualquier punto de la región.

6.1 Factor de desarrollo hidroeléctrico

En Centroamérica existe un potencial hidroeléctrico importante, con proyectos candidatos interesantes para el desarrollo de la generación.

Además de sus atractivos económicos, las plantas hidroeléctricas, al igual que la mayoría de las fuentes renovables, tienen beneficios ambientales y estratégicos. Ambientalmente son deseables porque no emiten gases de efecto invernadero y no agotan recursos fósiles limitados. Estratégicamente ayudan a los países a reducir su vulnerabilidad por la dependencia del petróleo.

Sin embargo, se debe reconocer que el desarrollo de este tipo de plantas conlleva una serie de obstáculos y de riesgos mayores en comparación de la instalación de plantas térmicas, que dificultan su aprovechamiento. Estas dificultades son especialmente críticas en los casos en los que existen mercados mayoristas de electricidad, en los que una gran parte de los riesgos asociados a la generación los debe asumir el propio generador.

Algunos de estos problemas son:

- Crisis financiera mundial (escasez de capital)
- Riesgo de pre-inversión, mucho más importante que en el caso de plantas térmicas
- Capital de inversión inicial más alto
- Riesgo de construcción, también mucho más alto en el caso de plantas hidroeléctricas
- Tiempos de construcción mayores
- Tiempo de recuperación de la inversión mayor en el caso de las hidroeléctricas
- Riesgo hidrológico
- Riesgo de mercado, elemento nuevo en varios sistemas, que por la aleatoriedad hidrológica es más importante para las plantas hidroeléctricas

Riesgos similares afrontan otros desarrollos con recursos renovables, tales como la geotermia, en los que existe el riesgo minero y geológico del reservorio.

Adicionalmente, los impactos locales que podría provocar un proyecto hidroeléctrico lo hacen vulnerable al ataque de grupos ambientalistas, independientemente de su valoración ambiental global.

Lo anterior ha implicado que el balance entre el uso de recursos renovables y recursos fósiles, se ha inclinado hacia estos últimos, pues para los inversionistas el riesgo se traduce en mayores costos por tasas de interés mayores, requerimiento de rentabilidades mayores, etc.

Si no se diseñan acciones para reducir o mitigar estos riesgos y barreras, no será factible la construcción de buena parte de ese potencial hidroeléctrico.

Esta valoración del riesgo es difícil de considerar dentro del contexto de un análisis económico, como el que se utiliza para obtener planes de expansión. Para modelar esta restricción, se recurre a escenarios donde se limita la cantidad de plantas hidroeléctricas candidatas.

El criterio utilizado para limitar las candidatas se basa en el tamaño del proyecto; a diferencia de estudios anteriores del GTPIR, esta vez el costo del proyecto no es un elemento de juicio para decidir si se incluye los proyectos hidroeléctricos, esto motivado por los grandes cambios que experimentaron en los años más recientes los costos de inversión. Se ha supuesto que los riegos y dificultades aumentan proporcionalmente al tamaño del proyecto.

Los cuatro escenarios considerados del factor de desarrollo hidroeléctrico son:

- Restricción media al desarrollo hidroeléctrico: este escenario pretende asemejarse a la condición actual de dificultad y riesgo. Limita todas las plantas hidroeléctricas candidatas de más de 150 MW.
- Restricción fuerte al desarrollo hidroeléctrico: representa la situación en la que los Estados no toman ninguna medida correctiva o mitigatoria y se crecen las barreras para los renovables. Se eliminan todas las candidatas hidroeléctricas de más de 75 MW.
- Sin restricción al desarrollo hidroeléctrico: escenario que supone la aplicación exitosa de medidas para eliminar barreras y mitigar los riesgos del desarrollo hidroeléctrico. No limita las plantas candidatas.
- Aprovechamiento de centrales renovables menores: este escenario supone que aunque se mantienen las limitaciones al desarrollo de grandes centrales hidroeléctricas, se logra estimular la explotación de pequeños y medianos proyectos renovables eólicos, hidroeléctricos y geotérmicos.

La restricción media al desarrollo hidroeléctrico elimina cerca del 60% de la energía que podrían aportar todos los proyectos hidroeléctricos identificados. La restricción fuerte deja disponible tan solo un 20% del total de energía identificada.

6.2 Factor de evolución del precio de los combustibles

Este factor determina la competitividad de cada una de las tecnologías térmicas, y de las demás plantas alternativas.

Se usan dos escenarios. El escenario usado como base corresponde al pronóstico de precios medios de combustibles del DOE. El segundo escenario utiliza la proyección de precios altos estimada por el GTPIR.

6.3 Factor de crecimiento de la demanda

Este factor tiene dos escenarios, compuestos por las proyecciones de demanda media y alta. El escenario usado como base corresponde al pronóstico medio de demanda.

6.4 Conexión con Colombia

Este factor se ha modelado con dos escenarios. El primer escenario supone un enlace con capacidad fija de 300 MW en el año 2014 y otros 300 MW a partir del año 2020 en ambos sentidos y un costo marginal variable en Colombia; es usado en el Plan de Referencia.

El segundo escenario no considera la posibilidad de intercambios con Colombia.

6.5 Línea SIEPAC

Este factor es importante evaluarlo para ratificar los beneficios de la entrada de la línea SIEPAC. Se estudian dos escenarios: uno eliminando toda la línea y otro eliminando sólo la segunda fase.

6.6 Sistema Colombiano

Este factor permite evaluar el tipo de representación del Sistema de Generación Colombiano dentro de los programas de cómputo que se usan para calcular los planes. En todos los casos se hace una representación básica y muy sencilla de Colombia y para poder hacer la comparación en uno de los casos se representa el Sistema Colombiano en forma detallada.

7 PLANES INDICATIVOS

En este Capítulo se muestran los planes obtenidos para el período 2011-2025 en cada uno de los casos estudiados con la combinación de escenarios mencionada en el Capítulo 6.

7.1 Definición de los Casos

Los factores y los escenarios escogidos en el Capítulo 6 fueron combinados para establecer 12 casos de estudio que esquemáticamente se presentan en la Tabla 7.1.

Tabla 7.1
Esquema descriptivo de los Casos Analizados

Casos	ESCENARIOS						
	RESTRICCIÓN AL DESARROLLO HIDROELÉCTRICO	INTERCONEXIÓN CON COLOMBIA	PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES	CRECIMIENTO DE LA DEMANDA	PROYECTOS GENÉRICOS RENOVABLES	SIEPAC	SIEPAC2 y CO-PA2
A	Medio	Con	Medio	Media	Sin	Con	Con
B	Sin Restricción	Con	Medio	Media	Sin	Con	Con
C	Fuerte	Con	Medio	Media	Sin	Con	Con
D	Medio	Sin	Medio	Media	Sin	Con	Con/Sin
E	Medio	Con	Alto	Media	Sin	Con	Con
F	Medio	Con	Medio	Alta	Sin	Con	Con
G	Sin Restricción	Con	Alto	Media	Sin	Con	Con
H	Medio	Con	Medio	Media	Con	Con	Con
I	Sin Hidros	Con	Medio	Media	Sin	Con	Con
J	Medio	Colombia Detallada	Medio	Media	Sin	Con	Con
K	Medio	Sin	Medio	Media	Sin	Sin	Sin
L	Medio	Con	Medio	Media	Sin	Con	Sin

A continuación se presenta cada caso y el plan de expansión óptimo obtenido.

7.1.1 Caso A

Supone que el desarrollo hidroeléctrico estará limitado a proyectos menores que 150 MW y que la demanda y los precios de los combustibles crecerán con el Escenario Medio.

Incluye las interconexiones de SIEPAC y con Colombia²¹ y no considera el grupo de proyectos genéricos hidroeléctricos, eólicos y geotérmicos de 100 MW cada uno.

Este caso es considerado como el Caso Base y se usa como referencia para compararlo con los demás.

El Plan de Expansión y sus principales características se muestran en las figuras y tablas siguientes²².

²¹ El Sistema Colombiano se representa en forma simplificada.

²² En las tablas de los planes se ha seguido la siguiente convención de colores para identificar el tipo de proyectos: azul= hidroeléctricos y eólicos / gris= térmicos / anaranjado=geotérmicos / verde claro=proyectos de gas natural licuado / rojo=plantas que se retiran.

Tabla 7.2
Plan de Expansión del Caso A

CASO A												
AÑO	GUATEMALA		EL SALVADOR		HONDURAS		NICARAGUA		COSTA RICA		PANAMÁ	
	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW
2014	Palo Viejo F	80	Amp 5 Noviembre F	80	Licitac.renovable	92	Tumarín F	220	Ampl Echandi F	11	Pedregal 2	13
Interconexión CO<-->PA (300<-->300)							Salto YY F	25	Reventazón F	314	Sindigo	10
							Nicaragua I	-50				
							Nicaragua II	-50				
							Managua 4	-5				
							PAMFELS	-57				
							Managua 5	-5				
2015	CB Jaguar	300	Chinameca	52	Lic. renovable	30	Casitas II F	15				
	Calderas 3b-B	22			Lic Platanar	35	Chiltepe F	20				
	Calderas 3c-B	11			CCGNL500a	500	Hoyo F	20				
	Tecuamburro	44					Apoyo	20				
							Mombacho	20				
							Casitas I	15				
2016					Lic. renovable	1						
2017			Cutuco - GNL	525								
					Patuca 3	100					Tab II	34.5
					Cangrejal	40.2						
					Lic renovable	15	Boboke	70				
					Tornillito	160						
2018			CEL Eólico	5	ENERSA	-200			Brujo 2	60		
					Amp. ENERSA	-30						
					LUFUSSA III	-210						
2019					LUFUSSA II	-80			Brujo 1	70		
					EMCE II	-60						
2020											Potrillo	4.17
SIEPAC 2 CO<-->PA (300<-->300)												
2021					CCGNL	500			CCGNL	500		
2022							Valentín	28			CCGNL	500
2023	CCGNL	500										
2024	CCGNL	500	Am. Cerrón Grande	86			CCGNL	500	RC500	58.6	San Lorenzo	8.12
							Copalar Bajo	150				
							El Carmen	100				
2025											CCGNL	500

CASO A ADICIÓN NETA DE POTENCIA 2014 - 2025						
M W						
ADICIÓN	GUATEMALA	EL SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA	PANAMÁ
RETIRO	1457	748	1473.4	1203	1013.6	1069.82
NETO	1457	748	-580	-167	0	0
	1457	748	893.4	1036	1013.6	1069.82
Geot.	77	52	35	110	0	0
Hidro/Eol.	80	171	438.4	593	513.6	69.82
Térm/Ing	0	0	0	0	0	0
Carbón	300	0	0	0	0	0
GNL	1000	525	1000	500	500	1000

Figura 7.1
Características del Plan de Expansión Caso A

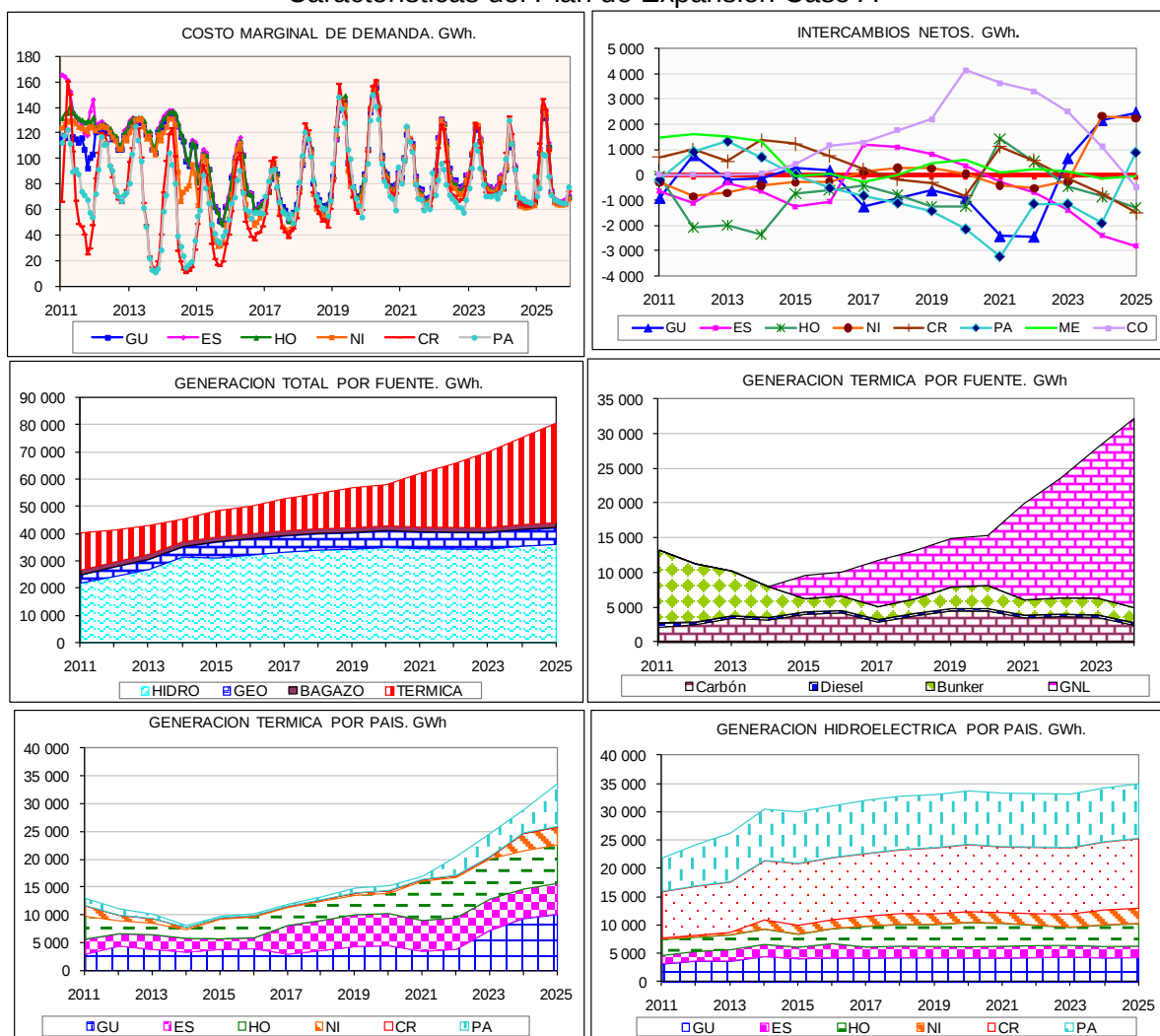


Tabla 7.3
Costo Total del Caso A

Parámetros de Costos de los Planes				
CASO	Costo del Plan 2011-2025 mill. de dólares en valor presente a Ene-2011			Costo Marginal de Corto Plazo (2012-2025)
A	Inversión	Operación	Total	(\$/MWh
	11966.44	9299.12	21265.56	87

7.1.2 Caso B

Este caso elimina la restricción media a la entrada de plantas hidroeléctricas. Incluye todos los proyectos hidroeléctricos candidatos identificados en la base de datos del GTPIR sin limitación de tamaño. Supone al igual que el caso base que la demanda y los precios de los combustibles evolucionarán según el escenario medio y no considera como candidatos al grupo de plantas genéricas.

El plan de expansión y sus principales características se muestran en las figuras y tablas siguientes.

Tabla 7.4
Plan de Expansión del Caso B

C A S O B												
AÑO	GUATEMALA		EL SALVADOR		HONDURAS		NICARAGUA		COSTA RICA		PANAMÁ	
	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW
Interconexión CO<-->PA	Palo Viejo F	80	Ampl 5 Noviembre F	80	Licitación Hidro	92	Tumarín (F)	220	Ampliac Echandi F	11	Potrerillos	4.17
							Sato YY (F)	24.8	Reventazón F	314		
							Nicaragua I	-50				
							Nicaragua II	-50				
							Managua 4	-5				
							PAMFELS	-57				
							Managua 5	-5				
2015	Jaguar E. (F)	300	Chinameca	52	Lic Hidro	30	Geos	110			Pedregal	13
	Calderas b-c	33			Lic Geo Platanares	35	Boboké	70				
	Tecuamburro	44			GNL	500						
2016					Lic Hidro	1					Chan II	214
2017					Lic Hidro	15						
					Cangrejal	40.2						
					Tomillito	160.2						
2018					Enera y Lufusa3	-440	Corriente Lira	40	Brujo1	70	Síndigo	10
							Valentín	28				
2019	Xalalá	181			GNL	500					Tabasará II	34.53
					Lufusa2 y Emce2	-132			Savegre	160		
2020	ArcoHueHue	198							Pacuare	168		
SIEPAC 2 CO<-->PA (300<-->300)												
2021	GNL	500					Pajaritos	31	GNL	500		
2022	Chulac	446			Patuca2	270	El Carmen	100				
2023									Diquis	631		
2024							Brito	250			GNL	500
2025					Patuca2A	150					GNL	500
											GNL	500

CASO B ADICIÓN NETA DE POTENCIA 2014 - 2025						
	M W					
	GUATEMALA	EL SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA	PANAMÁ
ADICION	1782	132	1793.4	873.8	1854	1275.7
RETIRO			-572	-167		
NETO	1782	132	1221.4	706.8	1854	1275.7
Geot.	77	52	35	110		
Hidro/Eol.	905	80	758.4	763.8	1354	275.7
Térm/Ing						
Carbón	300					
GNL	500		1000		500	1000

Figura 7.2
Características del Plan de Expansión Caso B

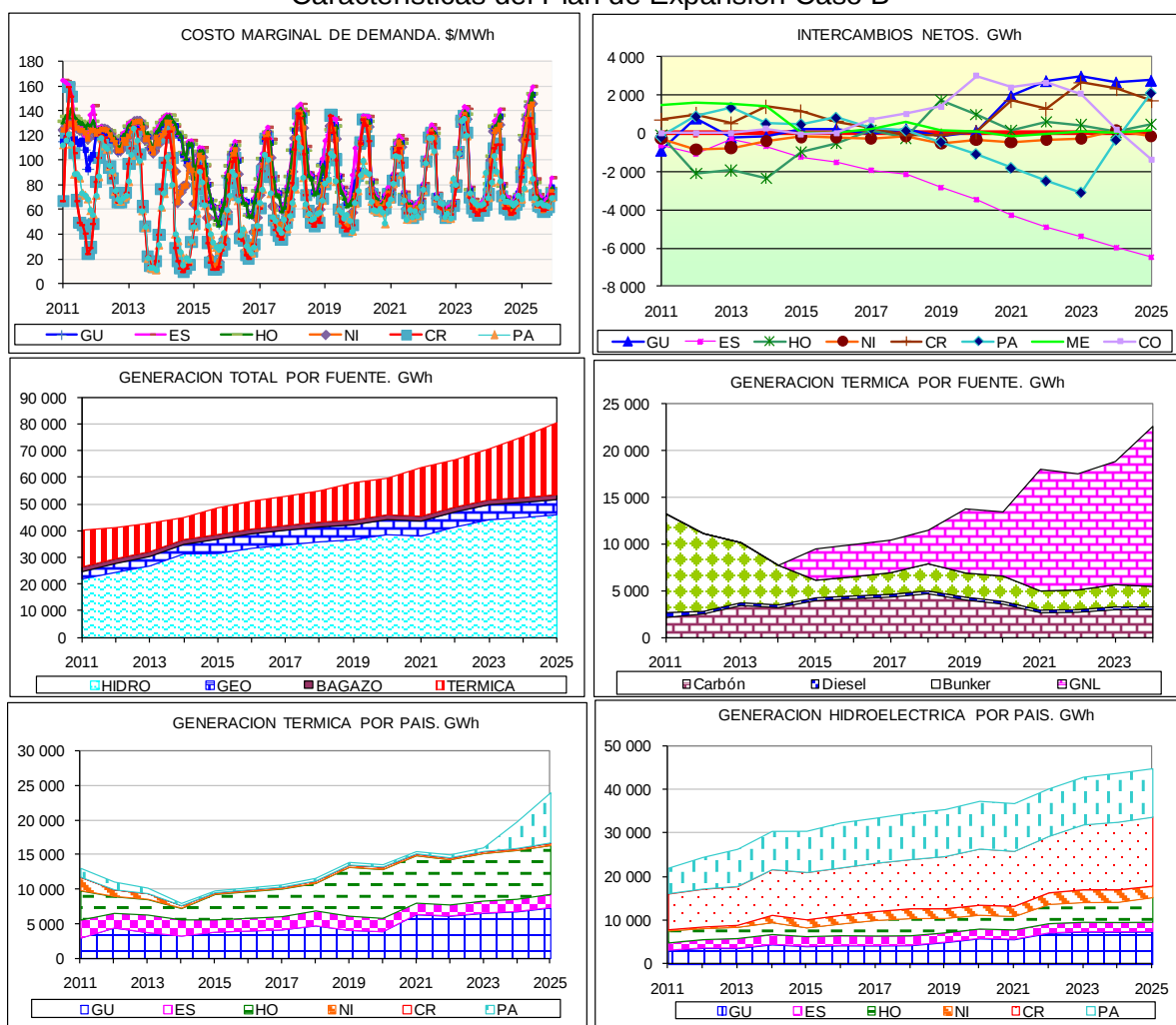


Tabla 7.5
Costo Total del Caso B

Parámetros de Costos de los Planes				
CASO	Costo del Plan 2011-2025 mill. de dólares en valor presente a Ene-2011			Costo Marginal de Corto Plazo (2012-2025)
B	Inversión	Operación	Total	(\$/MWh 85
	12488.15	8727.94	21216.09	

7.1.3 Caso C

Este caso impone una restricción fuerte al desarrollo hidroeléctrico permitiendo sólo aquellos candidatos menores que 75 MW. Supone un escenario medio para el crecimiento de la demanda y de los precios de los combustibles. No considera las opciones genéricas renovables.

El plan de expansión y sus principales características se muestran en las figuras y tablas siguientes.

Tabla 7.6
Plan de Expansión del Caso C

C A S O C												
AÑO	GUATEMALA		EL SALVADOR		HONDURAS		NICARAGUA		COSTA RICA		PANAMÁ	
	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW
2014	Palo Viejo F	80	Amp 5 Noviembre F	80	Lic Hidro F	92	Tumarín F	220	Ampl Echandi F	11	Síndigo	10
Interconexión CO<-->PA (300<-->300)							Sato YY F	24.8	Reventazón F	314	Potrerrill	4.17
							Nicaragua I	-50			Pedreg2	13
							Nicaragua II	-50				
							Managua 4	-5				
							PAMFELS	-57				
							Managua 5	-5				
2015	Jaguar E. F	300	Chinameca	52	Lic Hidro F	30	Mombacho	20				
	Calderas b-c	33			Lic. Platanares F	35	Chiltepe	20				
	Tecuamburro	44			CC_GNL	500	Boboké	70				
							Apoyo	20				
							Hoyo I	20				
						Casitas 1 y 2	30					
2016					Lic Hidro F	1						
2017					Lic Hidro F	15	Valentín	28				
					Lic. Cangrejal F	40.2						
					Lic. Tornillito F	160.2						
2018	CC_GNL	500	CUTUCO	525	Enera y Luffusa3	-440						
2019					Luffusa2 y Emce2	-132			ElBrujo_1	70		
2020									CC_GNL	500		
SIEPAC 2 CO<-->PA (300<-->300)												
2021											Tabasará II	34.5
2022											CC_GNL	500
											CC_GNL	500
											Slorenzo	8.12
2023												
	CC_GNL	500			CC_GNL	500			ElBrujo_2	60		
2024												
2025			CC_GNL	500					RC-500	60		
									CC_GNL	500		

CASO C ADICIÓN NETA DE POTENCIA 2014 - 2025						
	M W					
	GUATEMALA	EL SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA	PANAMÁ
ADICION	1457	1157	1373.4	452.8	1515	1069.82
RETIRO			-572	-167		
NETO	1457	1157	801.4	285.8	1515	1069.82
Geot.	77	52	35	110		
Hidro/Eol.	80	80	338.4	342.8	515	69.82
Térm/Ing						
Carbón	300					
GNL	1000	1025	1000		1000	1000

Figura 7.3
Características del Plan de Expansión Caso C

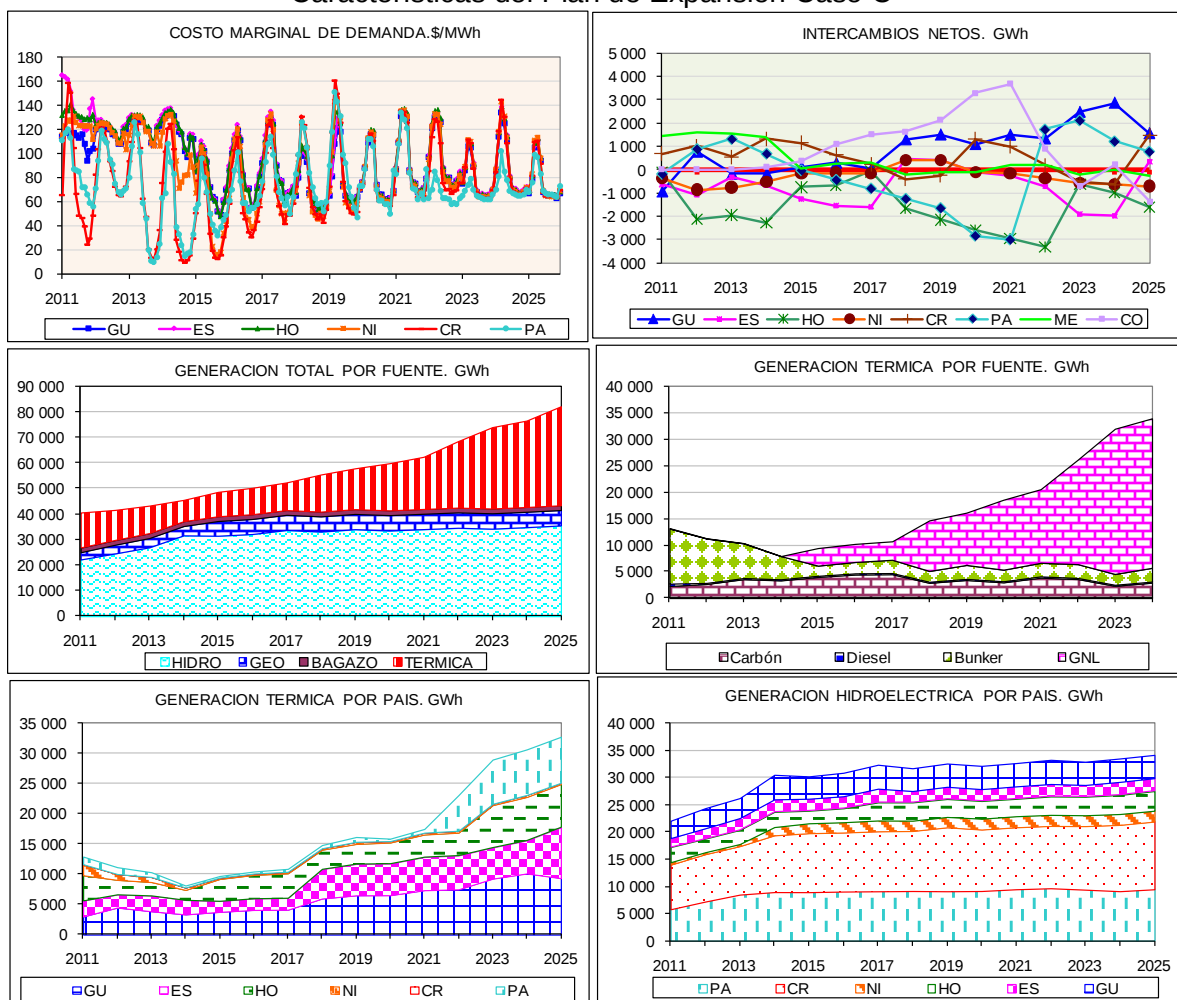


Tabla 7.7
Costo Total del Caso C

Parámetros de Costos de los Planes				
CASO	Costo del Plan 2011-2025 mill. de dólares en valor presente a Ene-2011			Costo Marginal de Corto Plazo (2012-2025)
C	Inversión	Operación	Total	(\$/MWh
	12024.91	9426.49	21451.40	85

7.1.4 Caso D

Con respecto al Caso Base se diferencia en que no incluye la interconexión con Colombia. Supone que el desarrollo hidroeléctrico estará limitado a plantas de regular tamaño (menores de 150 MW) y un escenario medio de precios de combustibles y de crecimiento de la demanda.

El plan de expansión y sus principales características se muestran en las figuras y tablas siguientes.

Tabla 7.8
Plan de Expansión del Caso D

C A S O D												
AÑO	GUATEMALA		EL SALVADOR		HONDURAS		NICARAGUA		COSTA RICA		PANAMÁ	
	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW
2014	Palo Viejo F	80	Ampl 5 Noviembre F	80	Lición Hidro F	92	Tumarín F	220	Ampl Echandi F	11	Pedregal2	13
Interconexión CO<-->PA (0<-->0)							Sato YY F	24.8	Reventazón F	314		
							Nicaragua I	-50				
							Nicaragua II	-50				
							Managua 4	-5				
							PAMFELS	-57				
							Managua 5	-5				
2015	Jaguar E. F	300	Chinameca	52	Lición Hidro F	30	Geos	110				
	Calderas b-c	33	GNL-Cutuco	525	Lic.GeoPlatanares F	35	Boboké	70				
	Tecuamburro	44										
2016					Lición Hidro F	1						
2017					Lición Hidro F	15			RC-500	58.6		
					Lic. Cangrejal F	40.2						
					Lic. Tornillito F	160.2						
2018					Enersa y Luffusa3	-440	Valentín	28	Brujo1	70		
									Brujo2	60		
2019					GNL	1000					GNL	500
					Luffusa2 y Emce2	-132						
2020									GNL	500		
SIEPAC 2 CO<-->PA CO<-->PA (0<-->0)												
2021							Carmen	100				
2022									GNL	500		
2023												
2024	GNL	1000	GNL	500							GNL	500
2025												

CASO D ADICIÓN NETA DE POTENCIA 2014 - 2025						
M W						
ADICION	GUATEMALA	EL SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA	PANAMÁ
RETIRO	1457	1157	1373.4	552.8	1513.6	1013
NETO	0	0	-572	-167	0	0
	1457	1157	801.4	385.8	1513.6	1013
Geot.	77	52	35	110	0	0
Hidro/Eol.	80	80	338.4	442.8	513.6	13
Térm/Ing	0	0	0	0	0	0
Carbón	300	0	0	0	0	0
GNL	1000	1025	1000	0	1000	1000

Figura 7.4
Características del Plan de Expansión Caso D

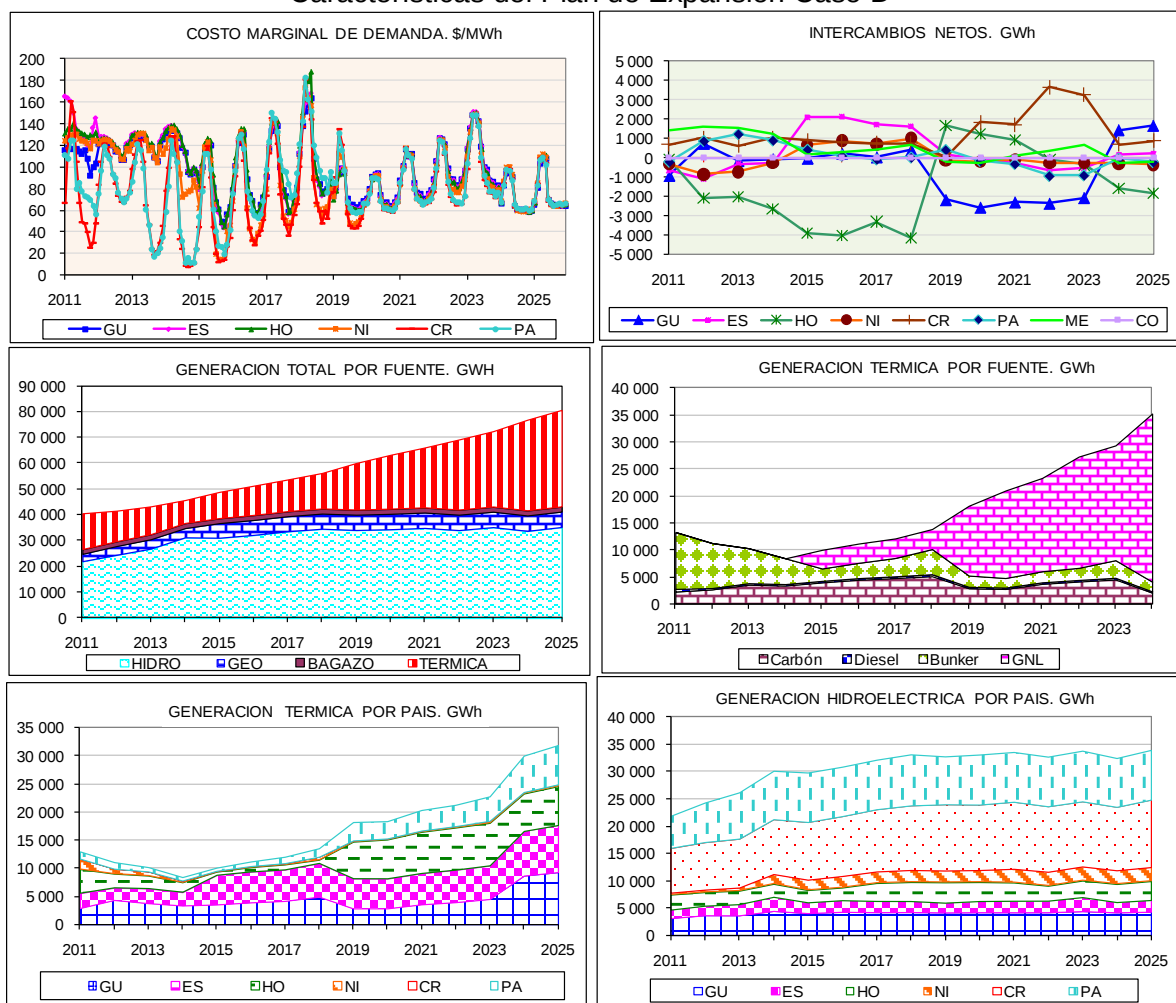


Tabla 7.9
Costo Total del Caso D

Parámetros de Costos de los Planes				
CASO	Costo del Plan 2011-2025 mill. de dólares en valor presente a Ene-2011			Costo Marginal de Corto Plazo (2012-2025) (\$/MWh)
D	Inversión	Operación	Total	89
	12212.29	9879.18	22091.47	

7.1.5 Caso E

Este caso supone el crecimiento alto en el precio de los combustibles. Considera que la expansión hidroeléctrica estará limitada a proyectos menores que 150MW y que la demanda crece según el escenario medio. No admite proyectos genéricos.

El plan de expansión y sus principales características se muestran en las figuras y tablas siguientes.

Tabla 7.10
Plan de Expansión del Caso E

C A S O E							
AÑO	GUATEMALA Proyecto MW	EL SALVADOR Proyecto MW	HONDURAS Proyecto MW	NICARAGUA Proyecto MW	COSTA RICA Proyecto MW	PANAMÁ Proyecto MW	
2014	Palo Viejo F 80	Amp 5 Noviembre F 80	Lic Hidro F 92	Tumarín F 220 Sato YY F 24.8	Amp Ehandi F 11 Reventazón F 314		
Interconexión CO<-->PA (300<-->300)				Nicaragua I -50 Nicaragua II -50 Managua 4 -5 Managua 5 -5		PA_Sindigo 10 PA_Slorenso 8.12 PA_Pedreg2 13	
2015	Jaguar E. F 300 Calderas b-c 33 Tecuamburro 44	Chinameca 52	Lic Hidro F 30 Lic.GeoPlatanares F 35 CC_GNL 500	Mombacho 20 Chiltepe 20 Apoyo 20 Hoyo I 20 Casitas 1 y 2 30			
2016		Proy Eólico CEL 5	Lic Hidro F 1	Copalar Bajo 150		PA_Potrenil 4.17	
2017			Lic Hidro F 15 Lic.Cangrejal F 40.2 Lic.Tomillito F 160.2	Valentín 28	RC-500 60		
2018			Enersa y Lufusa3 -440	Pajaritos 31	ElBrujo_1 70		
2019		CUTUCO 525	Lufusa2 y Emce2 -132			PA_Tab II 34.53	
2020				El Carmen 100 Corriente Lira 40			
2021					CC_GNL 500 ElBrujo_2 60		
2022	CC_GNL 500		CC_GNL 500 Patuca 2A 150		CC_GNL 500		
2023							
2025	CC_GNL 500	CC_GNL 500 CC_GNL 500				CC_GNL 500	

CASO E ADICIÓN NETA DE POTENCIA 2014 - 2025 M W						
	GUATEMALA	EL SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA	PANAMÁ
ADICIÓN	1457	1662	1523.4	703.8	1515	569.82
RETIRO	0	0	-572	-167	0	0
NETO	1457	1662	951.4	536.8	1515	569.82
Geot.	77	52	35	110	0	0
Hidro/Eol.	80	85	488.4	593.8	515	69.82
Térm/Ing	0	0	0	0	0	0
Carbón	300	0	0	0	0	0
GNL	1000	1525	1000	0	1000	500

Figura 7.5
Características del Plan de Expansión Caso E

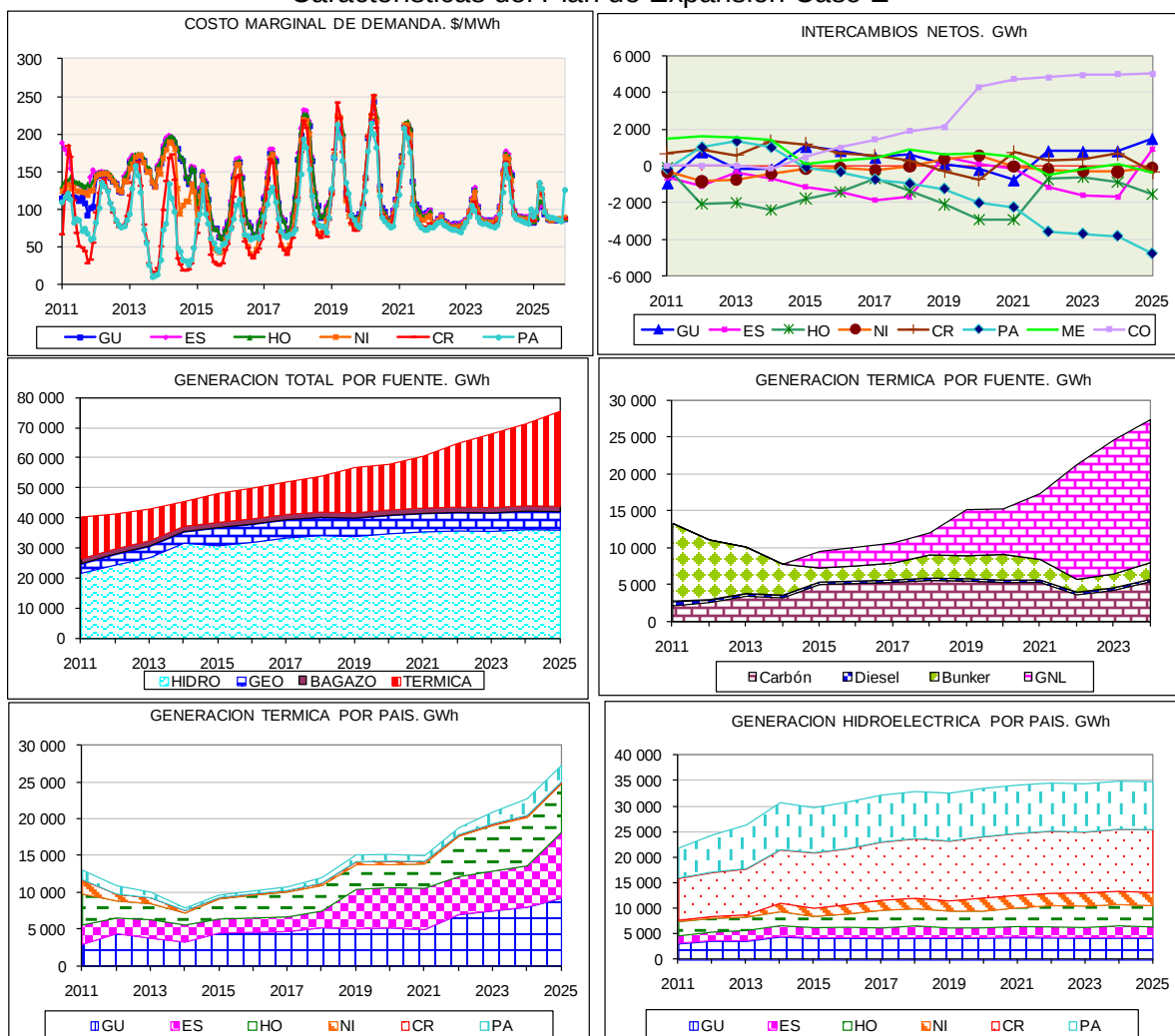


Tabla 7.11
Costo Total del Caso E

Parámetros de Costos de los Planes				
CASO	Costo del Plan 2011-2025 mill. de dólares en valor presente a Ene-2011			Costo Marginal de Corto Plazo (2012-2025) (\$/MWh)
	Inversión	Operación	Total	
E	12168.96	11434.37	23603.33	113

7.1.6 Caso F

Este caso evalúa el efecto de un crecimiento alto en la demanda. El desarrollo hidroeléctrico está limitado a plantas de regular tamaño (menores de 150MW). Supone que los precios de los combustibles crecen según el escenario medio. No considera los proyectos genéricos.

El plan de expansión y sus principales características se muestran en las figuras y tablas siguientes.

Tabla 7.12
Plan de Expansión del Caso F

CASO F												
AÑO	GUATEMALA		EL SALVADOR		HONDURAS		NICARAGUA		COSTA RICA		PANAMÁ	
	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW
2014	Palo Viejo F	80	Amp 5 Noviembre F	80	Lic Hidro F	92	Tumarín F	220	Amp Echandi F	11	Tabasará II	34.53
Interconexión CO<-->PA (300<-->300)							Sato YY F	24.8	Reventazón F	314	Potrerillos	4.17
							Nicaragua I	-50			S Lorenzo	8.12
							Nicaragua II	-50				
							Managua 4	-5				
							PAMFELS	-57				
							Managua 5	-5				
2015	Jaguar E. F	300	Chinameca	52	Lic Hidro F	30	Geos	110				
	Calderas b-c	33	GNL	500	Lic. Plataneros F	35	Boboké	70				
	Tecuamburro	44			GNL	500	Sirena	17				
2016					Lic Hidro F	1	Copalar Bajo	150				
2017					Lic Hidro F	15						
					Lic.Cangrejal F	40.2						
					Lic.Tornillito F	160.2						
2018					Enersa y Luffusa3	-440			GNL	500	Síndigo	10
2019	GNL	500	GNL	500	GNL	500			GNL	500	Pedregal	13
					Luffusa2 y Emce2	-132						
2020												
SIEPAC 2 CO<-->PA (300<-->300)												
2021									TGDS	200	TGDS	200
2022					Patuca2A	150	GNL	1000			MMVB	100
2023											GNL	500
2024			Cutuco	525	Patuca3	100	Corriente Lira	40	Brujo1	70	GNL	500
									Carbón	250		
2025	GNL	500			TGDS	200			TGDS		MMVB	100
									MMVB	100		

CASO F ADICIÓN NETA DE POTENCIA 2014 - 2025						
M W						
ADICIÓN	GUATEMALA	EL SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA	PANAMÁ
ADICIÓN	1457	1657	1823.4	1631.8	1945	1470
RETIRO	0	0	-572	-167	0	0
NETO	1457	1657	1251.4	1464.8	1945	1470
Geot.	77	52	35	110	0	0
Hidro/Eol.	80	80	588.4	521.8	395	70
Térm/Ing	0	0	200	0	300	400
Carbón	300	0	0	0	250	0
GNL	1000	1525	1000	1000	1000	1000

Figura 7.6
Características del Plan de Expansión Caso F

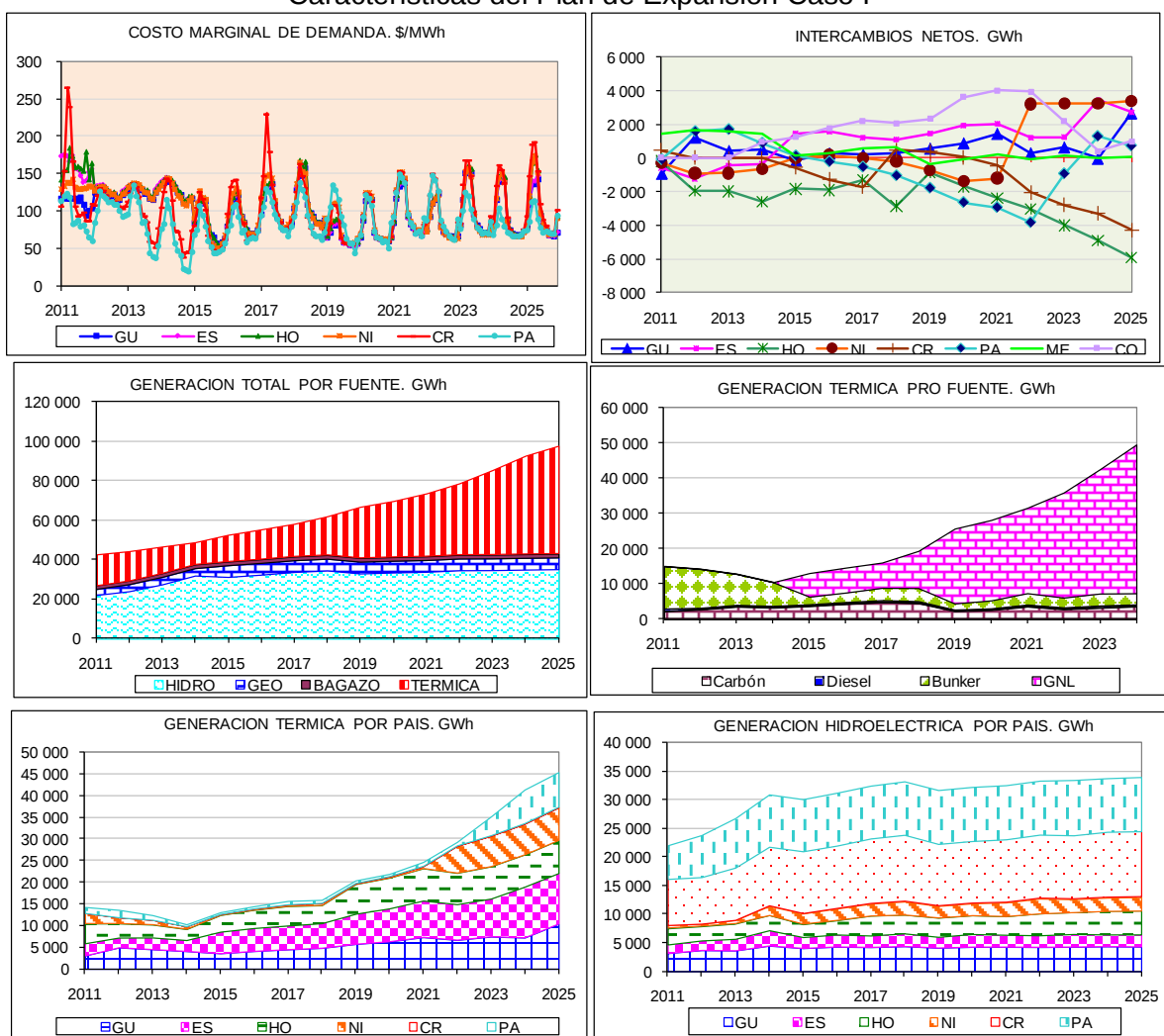


Tabla 7.13
Costo Total del Caso F

Parámetros de Costos de los Planes				
CASO	Costo del Plan 2011-2025 mill. de dólares en valor presente a Ene-2011			Costo Marginal de Corto Plazo (2012-2025) (\$/MWh)
	Inversión	Operación	Total	
F	13329.05	12166.90	25495.95	96

7.1.7 Caso G

Este caso tiene dos variaciones respecto al caso base: los precios de los combustibles corresponden al Escenario Alto y no tiene restricción al tamaño de los proyectos hidroeléctricos. Para efectos de comparación de costos se debe hacer con el Caso E – Combustibles Altos. Tiene la interconexión con Colombia y no considera el grupo de proyectos genéricos.

El plan de expansión y sus principales características se muestran en las figuras y tablas siguientes.

Tabla 7.14
Plan de Expansión del Caso G

PLAN G												
AÑO	GUATEMALA		EL SALVADOR		HONDURAS		NICARAGUA		COSTA RICA		PANAMÁ	
	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW
2014	Palo Viejo	F 80	Amp 5 Noviembre	F 80	Lic Hidro	F 92	Tumarín	F 220	Amp Echandi	F 11	Chan II	214
Interconexión CO<-->PA (300<-->300)							Sato YY	F 24.8	Reventazón	F 314		
							Nicaragua I	-50				
							Nicaragua II	-50				
							Managua 4	-5				
							PAMFELS	-57				
							Managua 5	-5				
2015	Jaguar E.	F 300			Lic Hidro	F 30					Sindigo	10
	Calderas b-c	33	Cutuco GNL	525	Lic.GeoPlatanares	F 35	Geos	110			Tab II	34.53
	Tecuamburro	44					Boboke	70				
2016					Lic Hidro	F 1	Cop Bajo	100				
2017					Lic Hidro	F 15						
					Lic. Cangrejal	F 40.2	Valentin	28				
					Lic. Tornillito	F 160.2						
					Patuca 3	100						
2018	Xalalá	181			Enera y Luffusa3	-440			Diquis	632		
	Arco-Huehue	198										
2019					CCCLNG500b	500						
					Luffusa2 y Emce2	-132						
2020			El Tigre	704			Corrie Lira	40	RC-500	58.6		
SIEPAC 2 CO<-->PA (300<-->300)							Pajaritos	31				
2021									Brujo	70	GNL500a	500
2022					Patuca 2	270						
2023	Chulac	446										
2024			CCLNG	500							GNL500b	500
2025					CCLNG	500			CCLNG	500		

CASO G ADICIÓN NETA DE POTENCIA 2014 - 2025						
M W						
ADICIÓN	GUATEMALA	EL SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA	PANAMÁ
RETIRO	1282	1809	1743.4	623.8	1585.6	1259
NETO	0	0	-572	-167	0	0
	1282	1809	1171.4	456.8	1585.6	1259
Geot.	77	0	35	110	0	0
Hidro/Eol.	905	784	708.4	513.8	1085.6	259
Térm/Ing	0	0	0	0	0	0
Carbón	300	0	0	0	0	0
GNL	0	1025	1000	0	500	1000

Figura 7.7
Características del Plan de Expansión Caso G

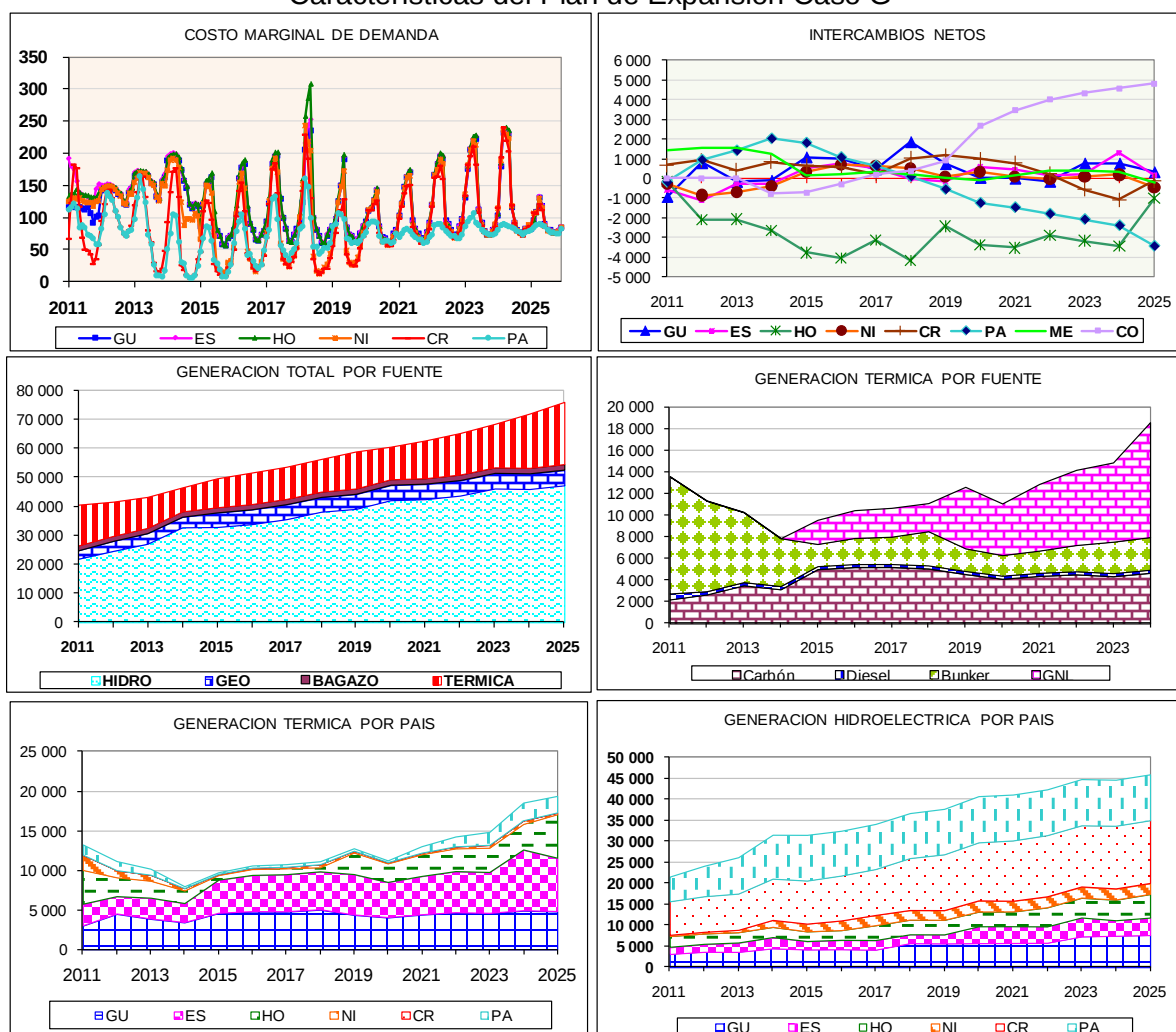


Tabla 7.15
Costo Total del Caso G

Parámetros de Costos de los Planes				
CASO	Costo del Plan 2011-2025 mill. de dólares en valor presente a Ene-2011			Costo Marginal de Corto Plazo (2012-2025)
G	Inversión	Operación	Total	(\$/MWh) 104
	12941.46	10584.44	23525.91	

7.1.8 Caso H

Este caso evidencia el beneficio para la región de contar con más proyectos genéricos renovables: hidroeléctricos, eólicos y geotérmicos de 100 MW cada uno, disponibles a partir del año 2015. No incluye proyectos genéricos eólicos en Guatemala ni geotérmicos en Panamá. Supone el desarrollo hidroeléctrico limitado a plantas de regular tamaño (menores de 150 MW) y que la demanda y los combustibles crecen según el escenario medio.

El plan de expansión y sus principales características se muestran en las figuras y tablas siguientes.

Tabla 7.16
Plan de Expansión del Caso H

PLAN H												
AÑO	GUATEMALA		EL SALVADOR		HONDURAS		NICARAGUA		COSTA RICA		PANAMÁ	
	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW
2014	Palo Viejo	F 80	Amp 5 Noviembre	F 80	Lic Hidro	F 92	Tumarín	F 220	Amp Echandi	F 11	Potrerillos	4.17
Interconexión CO<->PA (300<->300)							Sato YY	F 24.8	Reventazón	F 314		
							Nicaragua I	-50				
							Nicaragua II	-50				
							Managua 4	-5				
							PAMFELS	-57				
							Managua 5	-5				
2015	Jaguar E.	F 300	Chinameca	52	Lic Hidro	F 30	Casitas2	15			San Lorenzo	8.12
	Calderas b-c	33	Geo Generico	100	Lic Plataneros	F 35	Apoyo	20				
	Tecuamburro	44	Hidro Generica	100	Hidro Genérica	100	Mombacho	20				
					Geo Generico	100	Boboké	70				
2016					Lic Hidro	F 1	Casitas	15	Hidro Genérica	100	Hidro Genérica	100
							Hoyo 1	20				
							Chiltepec	20				
2017					Lic Hidro	F 15	Valentín	28			Tabasara II	34.53
					Lic.Cangrejal	F 40.2	Hidro Genérica	100				
					LicTomillito	F 160.2						
2018			CCLNG	500	Enersa y Luffusa3	-440	Eólico Genérico	100	Eólico Genérico	100		
			Eólico Genérico	100	Eólico Genérico	100						
			Proy Cel	5								
2019	TGDS	100			CCLNG	500			Geo Genérico	100	Sindigo	10
					Luffusa2 y Emce2	-132			Brujo 2	60	Pedregal II	13
2020							Geo Generico	100				
SIEPAC 2 CO<->PA (300<->300)												
2021	Geo Generico	100										
2022					Patuca 2A	150					GNL	500
2023	CCLNG	500							CCLNG	500		
2024									CCLNG	500		
									TGDs	100		
2025												

CASO H ADICIÓN NETA DE POTENCIA 2014 - 2025 M W						
	GUATEMALA	EL SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA	PANAMÁ
ADICIÓN	1157	937	1323.4	752.8	1785	670
RETIRO	0	0	-572	-167	0	0
NETO	1157	937	751.4	585.8	1785	670
Geot.	177	152	135	210	100	0
Hidro/Eol.	80	285	688.4	542.8	585	170
Térm/Ing	100	0	0	0	100	0
Carbón	300	0	0	0	0	0
GNL	500	500	500	0	1000	500

Figura 7.8
Características del Plan de Expansión Caso H

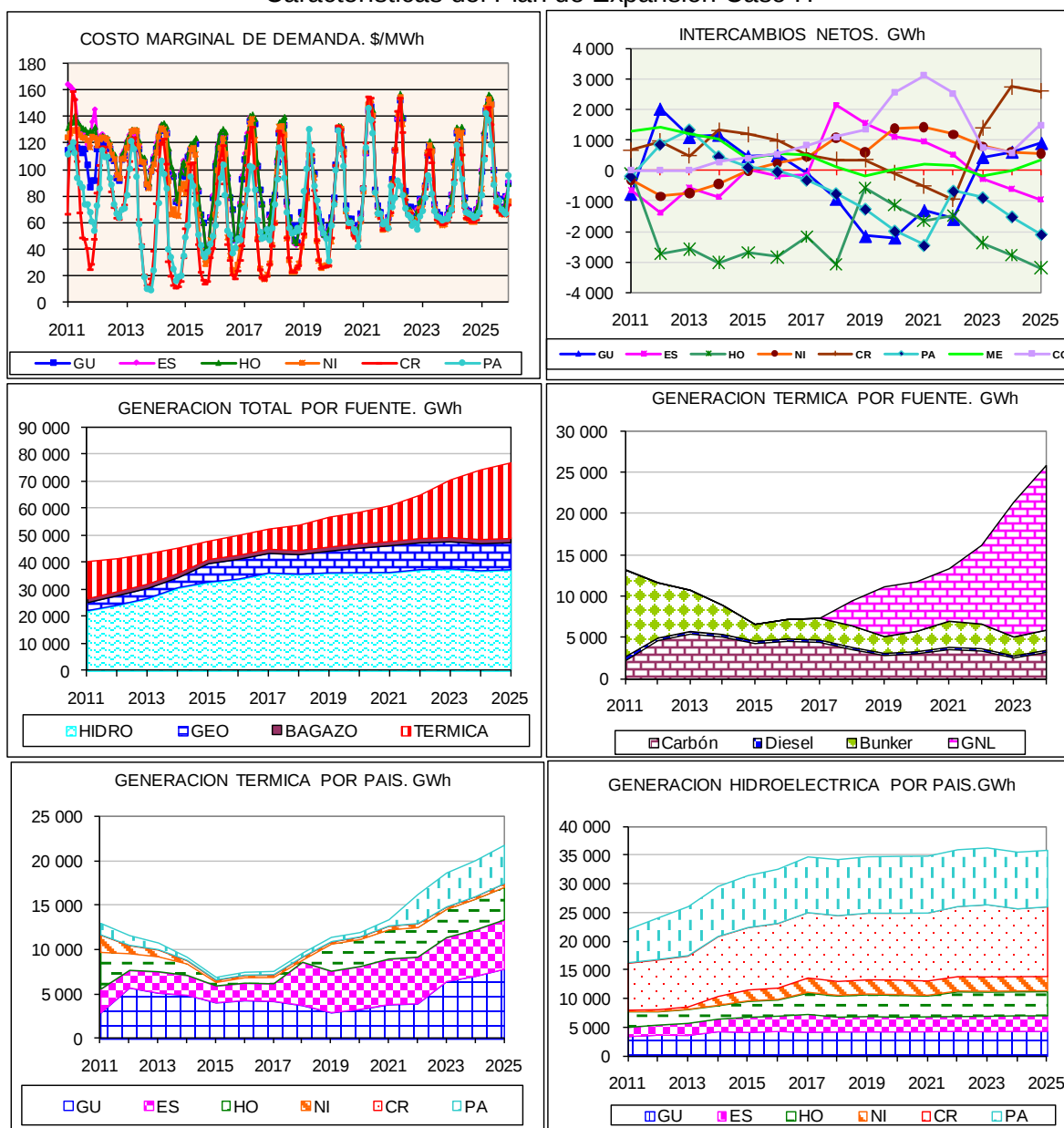


Tabla 7.17
Costo Total del Caso H

Parámetros de Costos de los Planes				
CASO	Costo del Plan 2011-2025 mill. de dólares en valor presente a Ene-2011			Costo Marginal de Corto Plazo (2012-2025) (\$/MWh)
H	Inversión	Operación	Total	84
	12740.56	8507.26	21247.81	

7.1.9 Caso I

Este caso supone un desarrollo térmico fuerte pues no se permite la participación de proyectos hidroeléctricos. Supone escenarios medios para combustibles y demanda y no considera los candidatos renovables genéricos.

El plan de expansión y sus principales características se muestran en las figuras y tablas siguientes.

Tabla 7.18
Plan de Expansión del Caso I

C A S O I												
AÑO	GUATEMALA		EL SALVADOR		HONDURAS		NICARAGUA		COSTA RICA		PANAMÁ	
	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW
2014	Palo Viejo F	80	Amp 5 Noviembre F	80	Lic Hidro F	92	Tumarín F	220	Amp Echandi F	11		
Interconexión CO<-->PA (300<-->300)							Sato YY F	24.8	Reventazón F	314		
							Nicaragua I	-50				
							Nicaragua II	-50				
							Managua 4	-5				
							PAMFELS	-57				
							Managua 5	-5				
2015	Jaguar E. F	300	Chinameca	52	Lic Hidro F	30	GeoHoyol	20				
	Calderas b-c	33			Lic. Platanares F	35	Apoyo	20				
	Tecuamburro	44			GNL	500	Casitas	15				
							Chiltep	20				
							Casitas 2	15				
							Mombacho	20				
2016					Lic Hidro F	1						
2017					Lic Hidro F	15						
					Lic. Cangrejal F	40.2						
					Lic. Tornillito F	160.2						
2018					Enersa y Luffusa3	-440						
2019					Luffusa2 y Emce2	-132						
					GNL	500						
2020												
SIEPAC 2	GNL	500									GNL	500
CO<-->PA	GNL	500									GNL	500
(300<-->300)												
2021												
2022			CUTUCO	525								
2023									GNL	500		
									GNL	500		
2024												
2025												

CASO I ADICIÓN NETA DE POTENCIA 2014 - 2025						
M W						
	GUATEMALA	EL SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA	PANAMÁ
ADICIÓN	1457	657	1373.4	354.8	1325	1000
RETIRO	0	0	-572	-167	0	0
NETO	1457	657	801.4	187.8	1325	1000
Geot.	77	52	35	110	0	0
Hidro/Eol.	80	80	338.4	244.8	325	0
Térm/Ing	0	0	0	0	0	0
Carbón	300	0	0	0	0	0
GNL	1000	525	1000	0	1000	1000

Figura 7.9
Características del Plan de Expansión Caso I

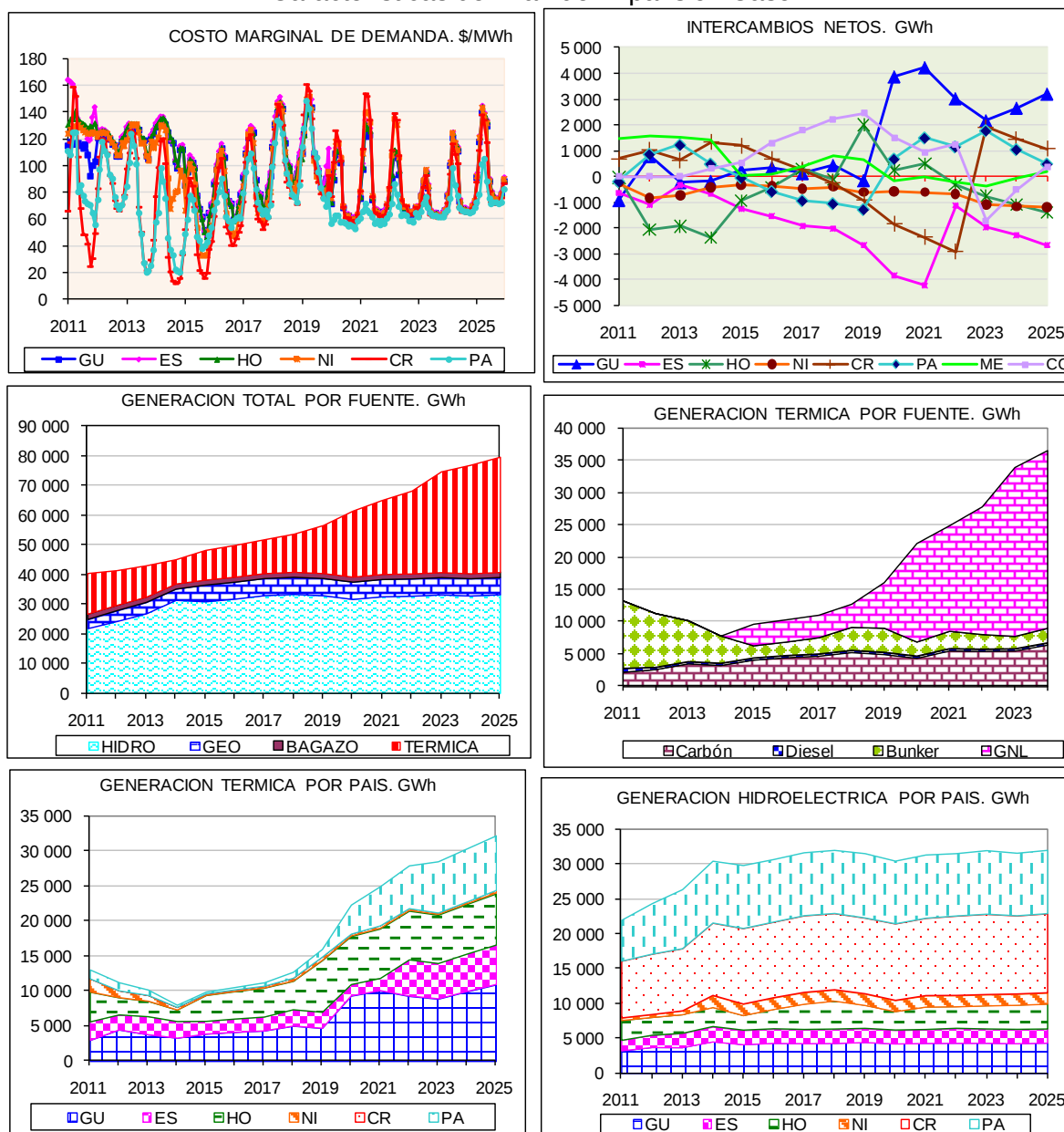


Tabla 7.19
Costo Total del Caso I

Parámetros de Costos de los Planes				
CASO	Costo del Plan 2011-2025 mill. de dólares en valor presente a Ene-2011			Costo Marginal de Corto Plazo (\$/2012-2025)
I	Inversión	Operación	Total	(\$/MWh)
	11850.06	9735.92	21585.98	89

7.1.10 Caso J

Con respecto al Caso Base se diferencia en que el Sistema Colombiano se representa en forma detallada en los programas OPTGEN y SDDP. El plan se calcula para el período 2011-2020 porque así lo limitan los datos disponibles del Sistema Colombiano. Se compara con el Caso Base recortado al año 2020 (Caso A1).

Supone restricción media al desarrollo hidroeléctrico así como un crecimiento medio en los precios de los combustibles y el crecimiento de la demanda. No admite los proyectos genéricos renovables.

El plan de expansión y sus principales características se muestran en las figuras y tablas siguientes.

Tabla 7.20
Plan de Expansión del Caso J

C A S O J												
AÑO	GUATEMALA		EL SALVADOR		HONDURAS		NICARAGUA		COSTA RICA		PANAMÁ	
	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW
2014	Palo Viejo F	80	Amp 5 Noviembre F	80	Lic Hidro F	92	Tumarín F	220	Amp Echandi F	11		
Interconexión CO<-->PA (300<-->300)							Sato YY F	24.8	Reventazón F	314		
							Nicaragua I	-50				
							Nicaragua II	-50				
							Managua 4	-5				
							PAMFELS	-57				
							Managua 5	-5				
2015	Jaguar E. F	300	Chinameca	52	Lic Hidro F	30	GeHoyol	20				
	Calderas b-c	33			Lic.GeoPlatanares F	35	Apoyo	20				
	Tecuamburro	44			CCLNG500A	500	Casitas	15				
					CCLNG500B	500	Chiltep	20				
							Casitas 2	15				
							Mombacho	20				
2016					Lic Hidro F	1						
2017					Lic Hidro F	15						
					Lic.Cangrejal F	40.2						
					Lic.Tornillito F	160.2						
2018					Enersa y Lufusa3	-440						
2019					Lufusa2 y Emce2	-132						
2020												
SIEPAC 2 CO<-->PA (300<-->300)												

CASO J ADICIÓN NETA DE POTENCIA 2014 - 2025						
M W						
	GUATEMALA	EL SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA	PANAMÁ
ADICIÓN	457	132	1373.4	354.8	325	
RETIRO	0	0	-572	-167	0	0
NETO	457	132	801.4	187.8	325	0
Geot.	77	52	35	110	0	0
Hidro/Eol.	80	80	338.4	244.8	325	0
Térm/Ing	0	0	0	0	0	0
Carbón	300	0	0	0	0	0
GNL	0	0	1000	0	0	0

Figura 7.10
Características del Plan de Expansión Caso J

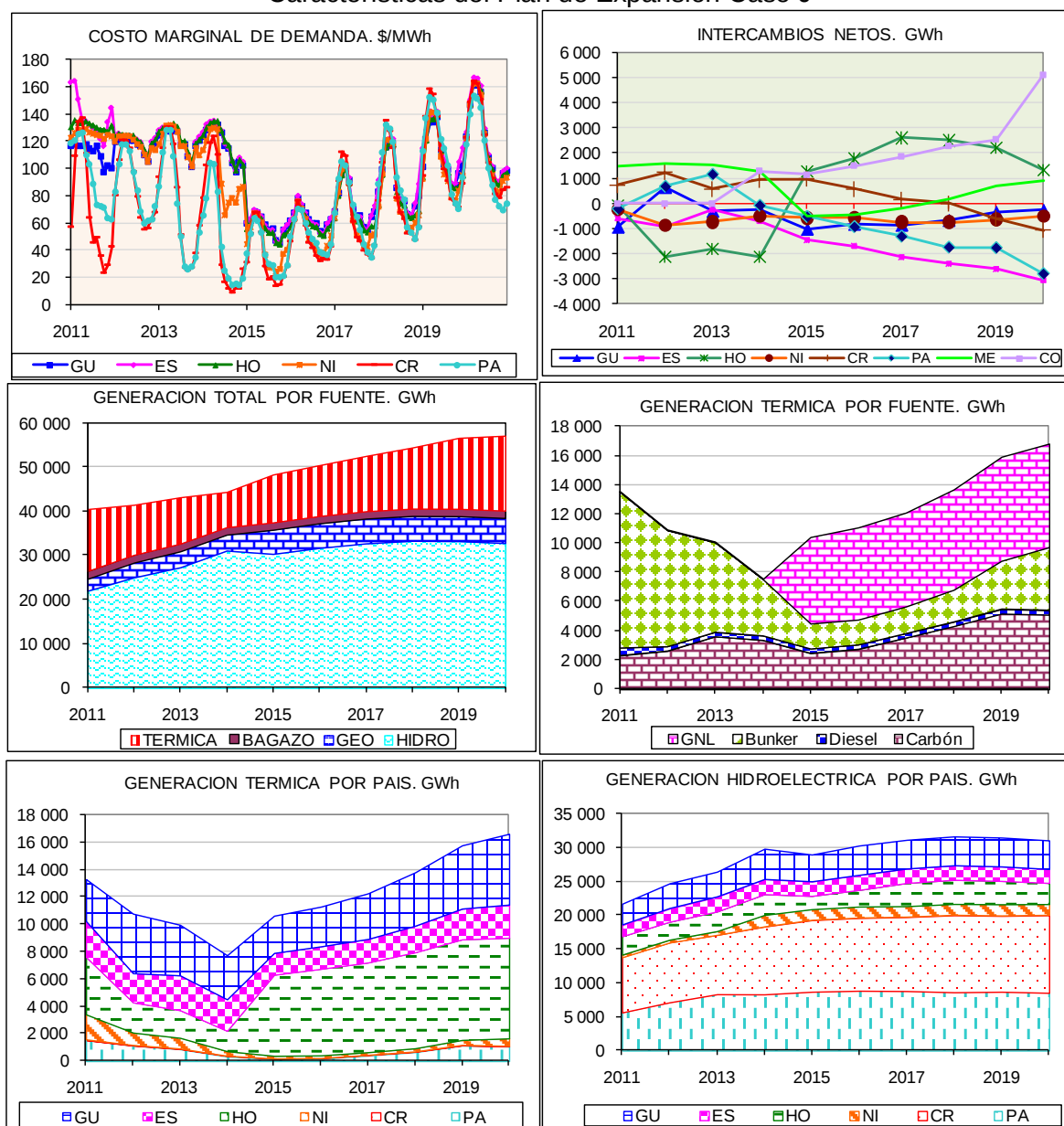


Tabla 7.21
Costo Total del Caso J

Parámetros de Costos de los Planes				
CASO	Costo del Plan 2011-2020 mill. de dólares en valor presente a Ene-2011			Costo Marginal de Corto Plazo (2012-2020)
J	Inversión	Operación	Total	(\$/MWh)
	8626.21	7047.06	15673.26	88

7.1.11 Caso K

Este caso permite evaluar el efecto regional de las interconexiones. Se estima el plan suponiendo que no se cuenta con las interconexiones ni de SIEPAC ni Colombia. Supone restricción media al desarrollo hidroeléctrico, escenario medio en combustibles y demanda y no considera las renovables genéricas.

El plan de expansión y sus principales características se muestran en las figuras y tablas siguientes.

Tabla 7.22
Plan de Expansión del Caso K

PLAN K						
AÑO	GUATEMALA Proyecto MW	EL SALVADOR Proyecto MW	HONDURAS Proyecto MW	NICARAGUA Proyecto MW	COSTA RICA Proyecto MW	PANAMÁ Proyecto MW
2014	Palo Viejo F 80	Amp 5 Noviembre F 80	Lic renovable 92	Tumarín F 220 Salto YY F 25 Nicaragua I -50 Nicaragua II -50 Managua 4 -5 PAMFELS -57 Managua 5 -5	Amp Echandi F 11 Reventazón F 314	
2015	Jaguar E. F 300 Calderas 3b-B 22 Calderas 3c-B 11 Tecuamburro 44	CCGNL 500 Chinameca 52	Lic renovable 30 Lic.(Platanares) 35 CCGNL 500	Casitas II F 15 Chiltepe F 20 El Hoyo F 20 Apoyo 20 Mombacho 20 Casitas I 15		San Lorenzo 8.12
2016			Lic renovable 1			Sindigo 10 Potrerillos 4.17
2017			Cangrejal 40.2 Lic renovable 15 Tomillito 160.2	Valentín 28		
2018		Proy CEL Eólico 5	ENERSA -200 Amp. ENERSA -30 LUFUSSA III -210 TGP 100 TGP 100 CCGNL 500		CCGNL 500 CCGNL 500	
2019	CCGNL 500		LUFUSSA II -80 EMCE II -60	El Carmen 100		CCGNL 500 Pedregal 13
2020						
2021						CCGNL 500
2022		CCGNL 500	Patuca 3 100 Patuca 2A 150			
2023						
2024			CCDS250a 250			Tabll 34.53
2025					Brujo1 70	

CASO K ADICIÓN NETA DE POTENCIA 2014 - 2025						
	GUATEMALA	EL SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA	PANAMÁ
ADICIÓN	957	1137	2073.4	483	1395	1069.82
RETIRO			-580	-167		
NETO	957	1137	1493.4	316	1395	1070
Geot.	77	52	35	110	0	0
Hidro/Eol.	80	85	588.4	373	395	70
Térm/Ing	0	0	450	0	0	0
Carbón	300	0	0	0	0	0
GNL	500	1000	1000	0	1000	1000

Figura 7.11
Características del Plan de Expansión Caso K

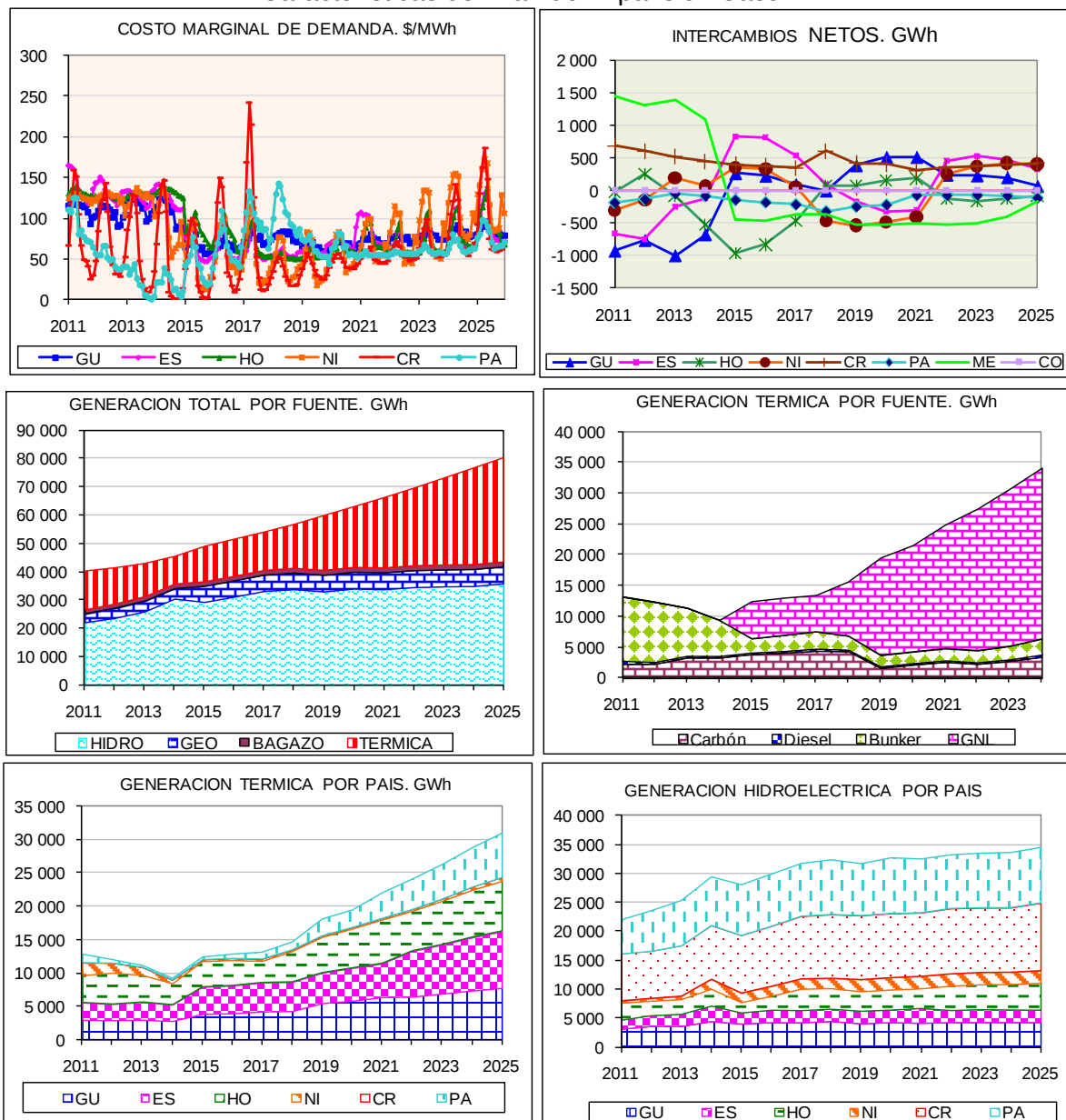


Tabla 7.23
Costo Total del Caso K

Parámetros de Costos de los Planes				
CASO	Costo del Plan 2011-2025 mill. de dólares en valor presente a Ene-2011			Costo Marginal de Corto Plazo (2012-2025)
K	Inversión	Operación	Total	(\$/MWh)
	13401.10	10126.93	23528.03	74

7.1.12 Caso L

Este caso muestra un plan sin las interconexiones del segundo circuito de SIEPAC, ni la segunda etapa de la interconexión Colombia-Panamá, programadas para el año 2020. Supone restricción media al desarrollo hidroeléctrico, precios medios de combustibles y escenario medio de demanda.

El plan de expansión y sus principales características se muestran en las figuras y tablas siguientes.

Tabla 7.24
Plan de Expansión del Caso L

PLAN L												
AÑO	GUATEMALA		EL SALVADOR		HONDURAS		NICARAGUA		COSTA RICA		PANAMÁ	
	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW	Proyecto	MW
2014	Palo Viejo F	80	Amp 5 Noviembre F	80	Lic Hidro F	92	Tumarín F	220	Amp Echandi F	11	Sindigo	10
Interconexión CO<-->PA (300<-->300)							Sato YY F	24.8	Reventazón F	314		
							Nicaragua I	-50				
							Nicaragua II	-50				
							Managua 4	-5				
							Pamfels	-57				
							Managua 5	-5				
2015	Jaguar E. F	300	Chinameca	52	Lic Hidro F	30	Hoyol	20				
	Calderas b-c	33	Cutuco	525	Lic.GeoPlatanares F	35	Casitas I	15				
	Tecuamburro	44					Chiltepe	20				
							Apoyo	20				
							Mombacho	20				
							Casitas II	15				
2016					Lic Hidro F	1					Tab II	34.53
											Pedreg2	13
2017					Lic Hidro F	15	Corriente Lira	40	RC-500	58.6		
					Lic. Cangrejal F	40.2						
					Lic. Tornillito F	160.2						
2018			Proy_ Eólico CEL	5	Enera y Luffusa3	-440	Boboké	70	Brujo2	60		
					CCLNG	500						
2019					Luffusa2 y Emce2	-132	El Carmen	100			Slorenzo	8.12
2020					CCLNG	500			CCLNG	500	CCLNG	500
2021												
2022			CCLNG	500					Brujo1	70		
2023											CCLNG	500
2024	CCLNG	500										
	CCLNG	500										
2025									CCLNG	500		

CASO L ADICIÓN NETA DE POTENCIA 2014 - 2025						
M W						
	GUATEMALA	EL SALVADOR	HONDURAS	NICARAGUA	COSTA RICA	PANAMÁ
ADICIÓN	1457	1162	1373.4	564.8	1513.6	1065.65
RETIRO	0	0	-572	-167	0	0
NETO	1457	1162	801.4	397.8	1513.6	1065.65
Geot.	77	52	35	110	0	0
Hidro/Eol.	80	85	338.4	454.8	513.6	65.65
Térm/Ing	0	0	0	0	0	0
Carbón	300	0	0	0	0	0
GNL	1000	1025	1000	0	1000	1000

Figura 7.12
Características del Plan de Expansión Caso L

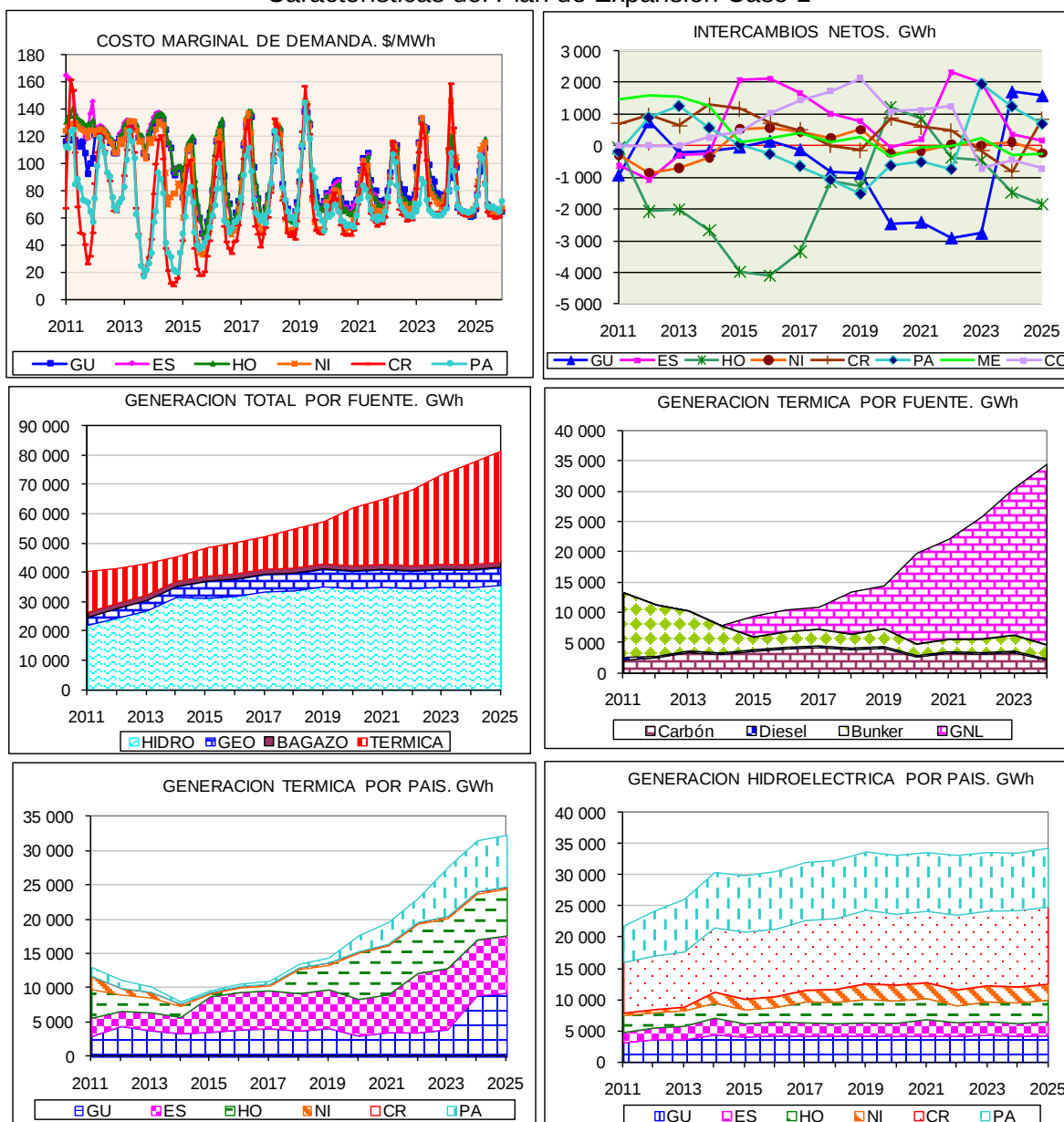


Tabla 7.25
Costo Total del Caso L

Parámetros de Costos de los Planes				
CASO	Costo del Plan 2011-2025 mill. de dólares en valor presente a Ene-2011			Costo Marginal de Corto Plazo (2012-2025) (\$/MWh)
L	Inversión	Operación	Total	84
	12169.84	9466.69	21636.53	

(esta página en blanco intencionalmente)

8 RESUMEN DE LOS RESULTADOS DE LOS CASOS

8.1 Costo de los planes

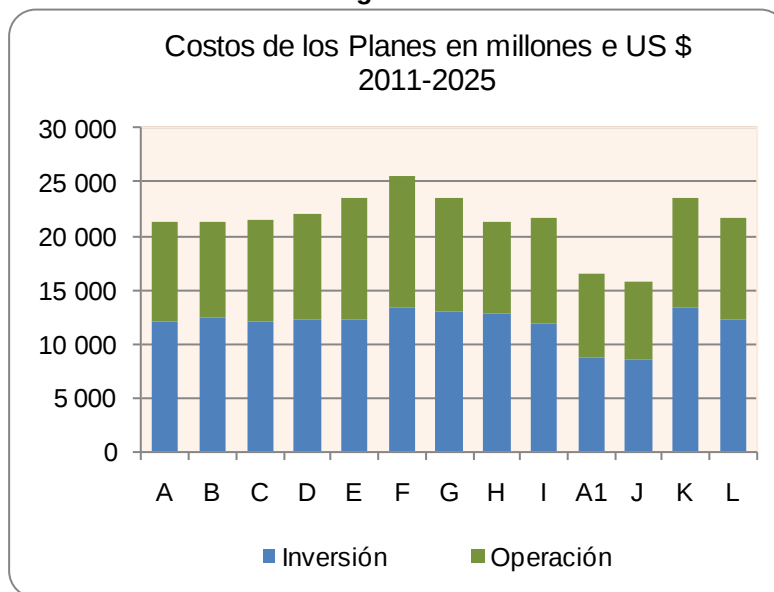
Para cada caso se estimó un plan óptimo de expansión de la generación. Los costos calculados de inversión y operación para el período 2011-2025 se muestran en la Tabla 8.1 y en la Figura 8.1. Los costos marginales promedio abarcan el periodo 2012-2025 en el cual está la Línea SIEPAC. Para el Caso J sólo se incluye el periodo 2011-2020, esto por limitación de los datos disponibles del sistema colombiano.

El costo de operación incluye el costo de la energía no servida. Las cifras corresponden al valor presente del flujo de costos actualizados a enero 2010 con una tasa de descuento del 12% anual. Los costos están expresados en dólares norteamericanos constantes, de diciembre del 2009.

Tabla 8.1
Costos de los Planes

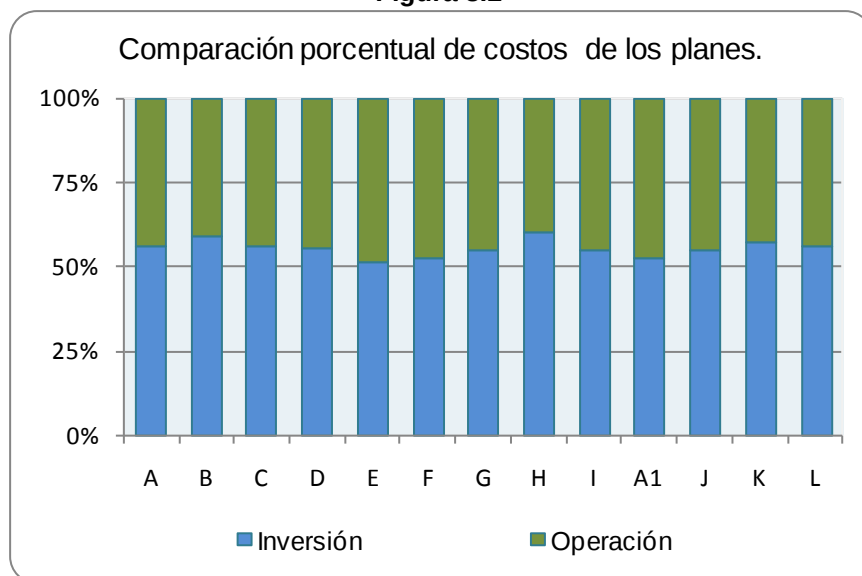
Costos de Inversión y de Operación. Millones de US\$				
C A S O	COSTOS 2011-2025 en millones de US\$ en valor presente a enero 2010			COSTO MARGINAL (2012-2025) US\$/MWh
	Inversión	Operación	Total	
A - Base	11 966	9 299	21 266	87
B - Sin Restricción Hidro	12 488	8 728	21 216	85
C - Fuerte Restricción Hidro	12 025	9 426	21 451	85
D - Sin Colombia	12 212	9 879	22 091	89
E - Combustibles Precios Altos	12 169	11 434	23 603	113
F - Demanda Alta	13 329	12 167	25 496	96
G - Sin Restric Hidro - Combust.Altos	12 941	10 584	23 526	104
H - Genéricos Renovables	12 741	8 507	21 248	84
I - Sin Hidros	11 850	9 736	21 586	89
A1 - Base hasta el 2020	8 690	7 836	16 526	
J - Colombia en Detalle	8 626	7 047	15 673	88
K - Sin Siepac y sin Colombia	13 401	10 127	23 528	74
L - Sin Siepac2 ni CO-PA2	12 170	9 467	21 637	84

Figura 8.1



La composición porcentual del costo de inversión y operación se muestra en la Figura 8.2.

Figura 8.2



8.2 Emisiones de CO₂

El volumen de las emisiones equivalentes de CO₂ fue estimado en forma aproximada agrupando tecnologías y factores de emisión. Para la generación de todas las plantas renovables se utilizó una tasa de emisión de 14 ton/GWh generado. En el caso de las Turbinas y Ciclos Combinados que usan diesel se usó 650 ton/GWh. A los Motores de Media Velocidad con bunker se les asignó 700 ton/GWh. Para las plantas de Carbón se usó 1 100 ton/GWh y para las plantas de Ciclo Combinado de Gas Natural Licuado se usó 420 ton/GWh.

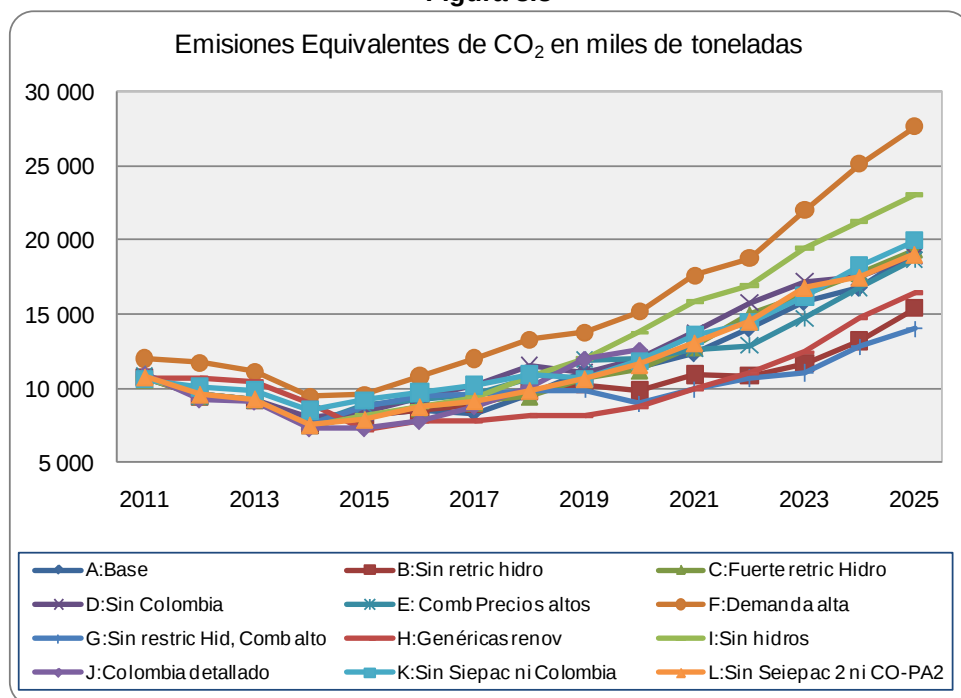
El costo económico de la externalidad de las emisiones se valoró usando un precio conservador de 20 US\$/ton de CO₂.

La cantidad de emisiones equivalentes de cada uno de los casos se muestra en la Tabla 8.2 y en la Figura 8.3.

Tabla 8.2

Emisiones equivalentes de CO ₂ en miles de toneladas												
Año	Caso A	Caso B	Caso C	Caso D	Caso E	Caso F	Caso G	Caso H	Caso I	Caso J	Caso K	Caso L
2011	10 735	10 725	10 610	10 740	10 800	11 979	10 912	10 709	10 716	10 904	10 601	10 747
2012	9 546	9 469	9 502	9 544	9 462	11 704	9 587	10 679	9 556	9 251	10 071	9 576
2013	9 212	9 203	9 272	9 274	9 154	11 105	9 226	10 411	9 178	9 108	9 834	9 271
2014	7 593	7 481	7 558	7 969	7 498	9 430	7 485	9 043	7 471	7 302	8 512	7 508
2015	8 138	8 102	7 980	8 367	8 818	9 562	8 799	7 184	8 165	7 312	9 197	7 876
2016	8 544	8 509	8 694	9 366	9 206	10 804	9 418	7 731	8 780	7 797	9 706	8 738
2017	8 317	8 916	9 063	10 169	9 640	12 003	9 567	7 807	9 390	8 800	10 196	9 143
2018	9 584	9 782	9 472	11 508	10 643	13 275	9 870	8 097	10 780	10 109	10 918	9 837
2019	11 088	10 209	10 625	11 015	11 903	13 729	9 873	8 180	12 027	11 946	10 607	10 626
2020	11 332	9 828	11 222	12 014	11 932	15 139	8 928	8 720	13 729	12 550	11 830	11 570
2021	12 322	10 912	12 778	13 738	12 632	17 576	9 906	9 937	15 829		13 553	13 051
2022	14 004	10 810	14 951	15 739	12 866	18 736	10 670	10 975	16 893		14 436	14 511
2023	15 796	11 665	16 366	17 173	14 706	22 009	11 007	12 411	19 408		16 182	16 796
2024	16 755	13 205	17 760	17 498	16 779	25 111	12 798	14 760	21 226		18 215	17 488
2025	19 135	15 402	19 341	18 927	18 657	27 628	14 000	16 413	22 997		19 932	19 040
Total	172 102	154 218	175 195	183 041	174 697	229 791	152 048	153 056	196 145	95 078	183 790	175 778

Figura 8.3

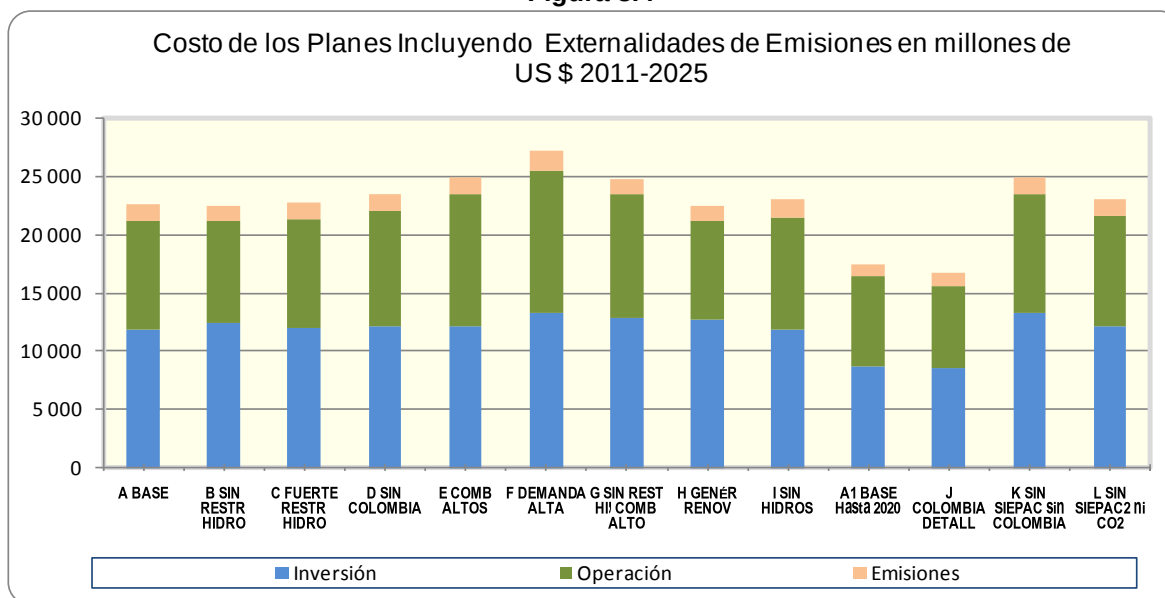


El costo de estas emisiones se calculó en la Tabla 8.3.

Tabla 8.3

Costo de las Emisiones en millones de US \$. Período 2011-2025												
Años	Caso A	Caso B	Caso C	Caso D	Caso E	Caso F	Caso G	Caso H	Caso I	Caso J	Caso K	Caso L
2011	215	214	212	215	216	240	218	214	214	218	212	215
2012	191	189	190	191	189	234	192	214	191	185	201	192
2013	184	184	185	185	183	222	185	208	184	182	197	185
2014	152	150	151	159	150	189	150	181	149	146	170	150
2015	163	162	160	167	176	191	176	144	163	146	184	158
2016	171	170	174	187	184	216	188	155	176	156	194	175
2017	166	178	181	203	193	240	191	156	188	176	204	183
2018	192	196	189	230	213	266	197	162	216	202	218	197
2019	222	204	213	220	238	275	197	164	241	239	212	213
2020	227	197	224	240	239	303	179	174	275	251	237	231
2021	246	218	256	275	253	352	198	199	317		271	261
2022	280	216	299	315	257	375	213	220	338		289	290
2023	316	233	327	343	294	440	220	248	388		324	336
2024	335	264	355	350	336	502	256	295	425		364	350
2025	383	308	387	379	373	553	280	328	460		399	381
Total	3 442	3 084	3 504	3 661	3 494	4 596	3 041	3 061	3 923	1 902	3 676	3 516
Valor Presente Actualizado al 12% a enero del 2010												
VP	1 410	1 325	1 424	1 488	1 441	1 811	1 330	1 326	1 536	1 055	1 507	1 431

Al sumar el costo externo de las emisiones al costo de cada Plan, se obtiene el costo total con externalidades que se muestra en la Figura 8.4.

Figura 8.4


8.3 Instalación de los Planes

En el periodo 2010–2025 la potencia instalada en la región aumentará entre 9 295 y 13 198 MW, según la evolución de los escenarios analizados.

A continuación se reporta la potencia neta de los planes estudiados, obtenida al restar la capacidad por retiro de equipos. La potencia neta instalada en cada caso se indica en la Tabla 8.4. Esta misma información se presenta gráficamente en la Figura 8.5 y Figura 8.6.

Tabla 8.4

Instalación (MW) Adicional por Tecnología en el período 2010-2025												
	A-BASE	B-SIN REST HIDRO	C-FUERTE RESTRIC HIDRO	D-SIN COLOMBIA	E-COMB PRECIOS ALTOS	F-DEMANDA ALTA	G-SIN REST H. COMB ALTO	H-GENERICAS RENOV	I-SIN HIDROS	J-COLOMBIA DETALLADO	K-SIN SIEPAC SIN COLOMBIA	L - SIN SIEPAC2 NI CO-PA2
GEOTERMIA	381	411	411	411	411	411	359	911	411	411	381	411
HIDRO / EOL	3 952	6 316	3 509	3 640	4 001	3 908	6 342	4 438	3 155	3 230	3 764	3 631
TÉRMICA / ING	484	454	454	454	454	1 354	454	654	454	534	1 134	454
CARBÓN	750	750	670	750	670	1 000	750	750	750	750	750	750
GNL	4 525	3 000	5 025	5 025	5 025	6 525	3 525	3 000	4 525	1 000	4 500	5 025
Total	10 093	10 931	10 069	10 280	10 561	13 198	11 430	9 753	9 295	12 000	10 529	10 271

Figura 8.5

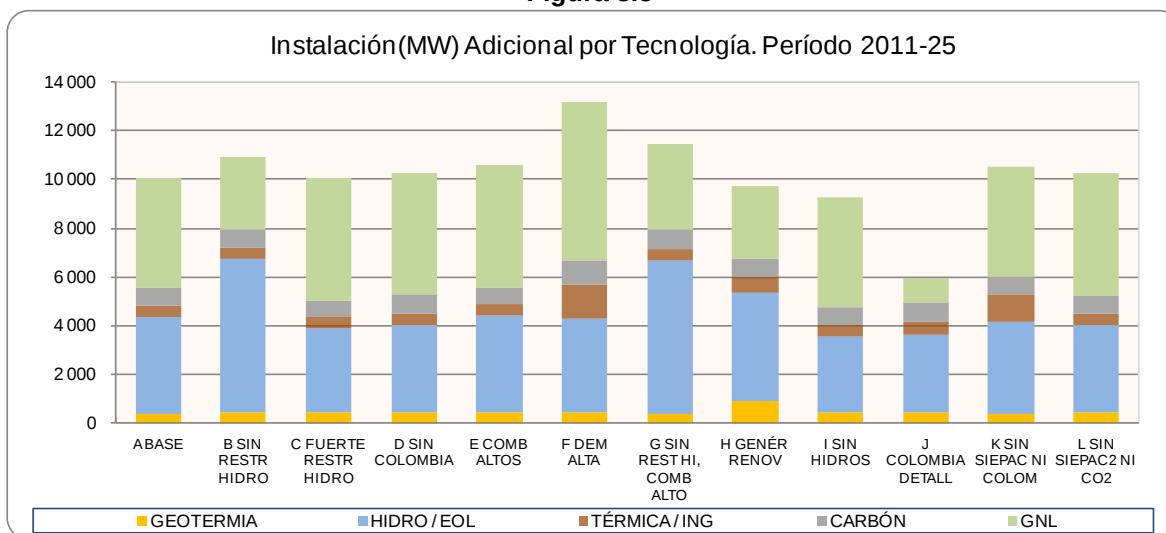
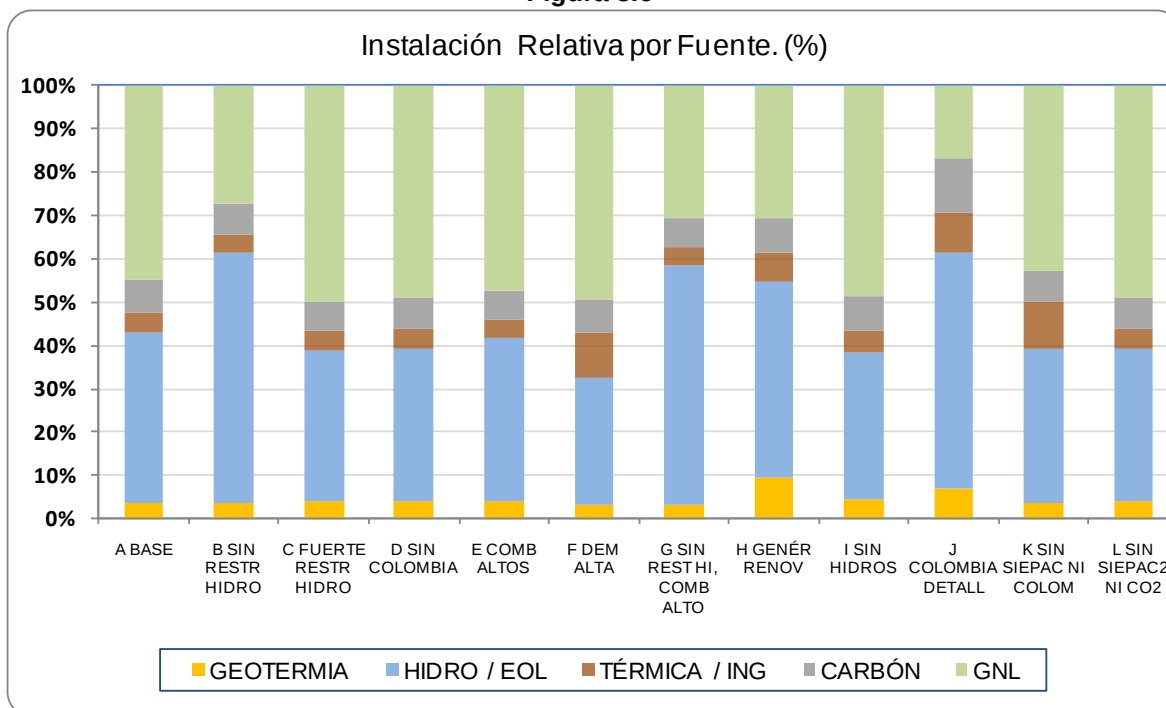
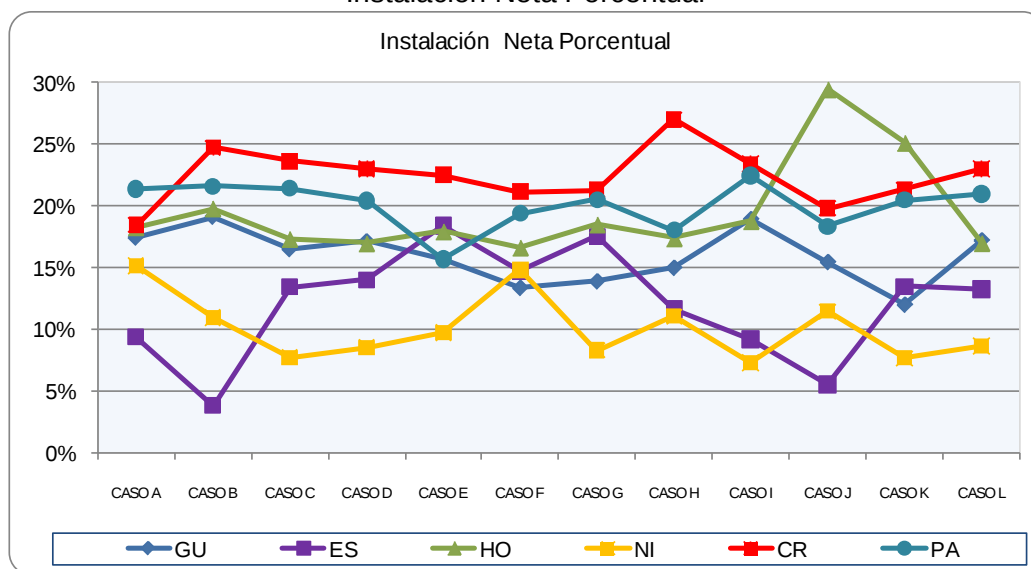


Figura 8.6



En la Figura 8.7 se muestra la instalación neta adicional clasificada por país y por caso de estudio.

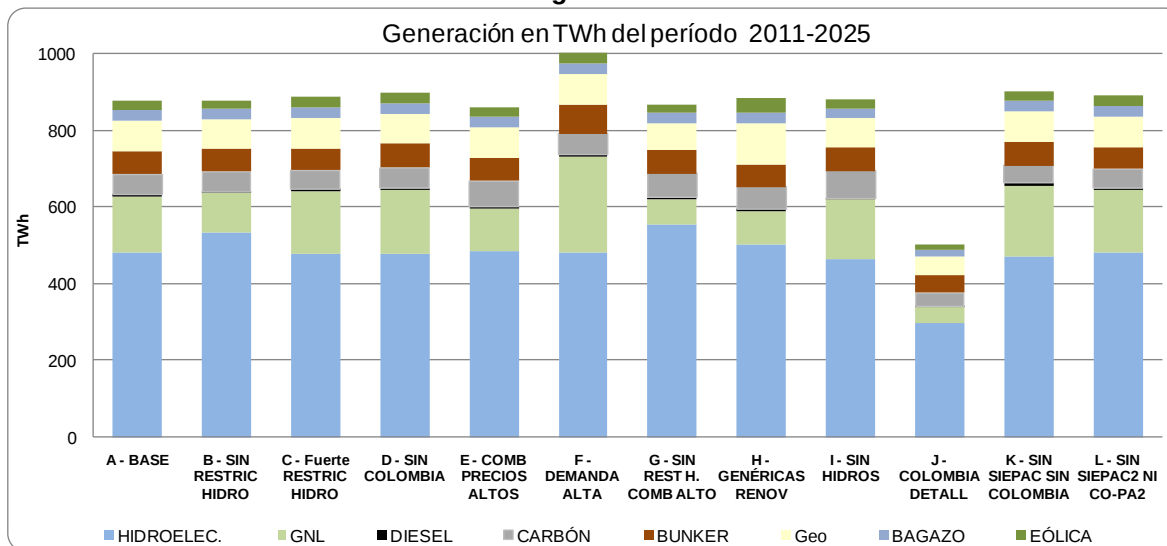
Figura 8.7
Instalación Neta Porcentual



8.4 Fuentes de generación

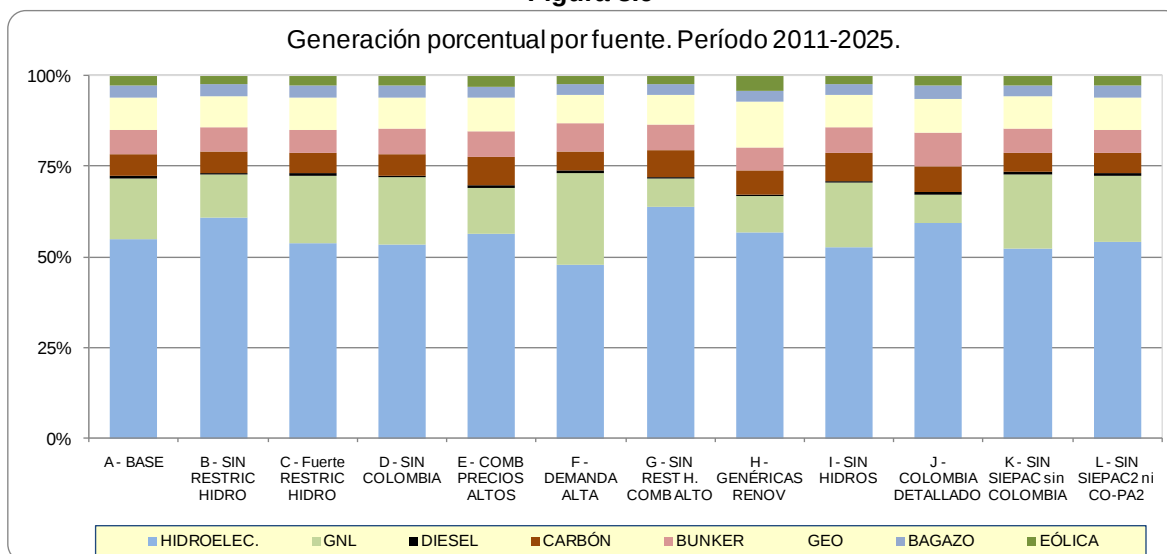
En la Figura 8.8 se comparan las fuentes utilizadas para producir energía en cada caso. Se muestra la generación acumulada del periodo 2011-2025 expresada en TWh²³. En la Figura 8.9 se puede observar la importancia relativa de las fuentes usadas. El Caso J genera hasta el año 2020.

Figura 8.8



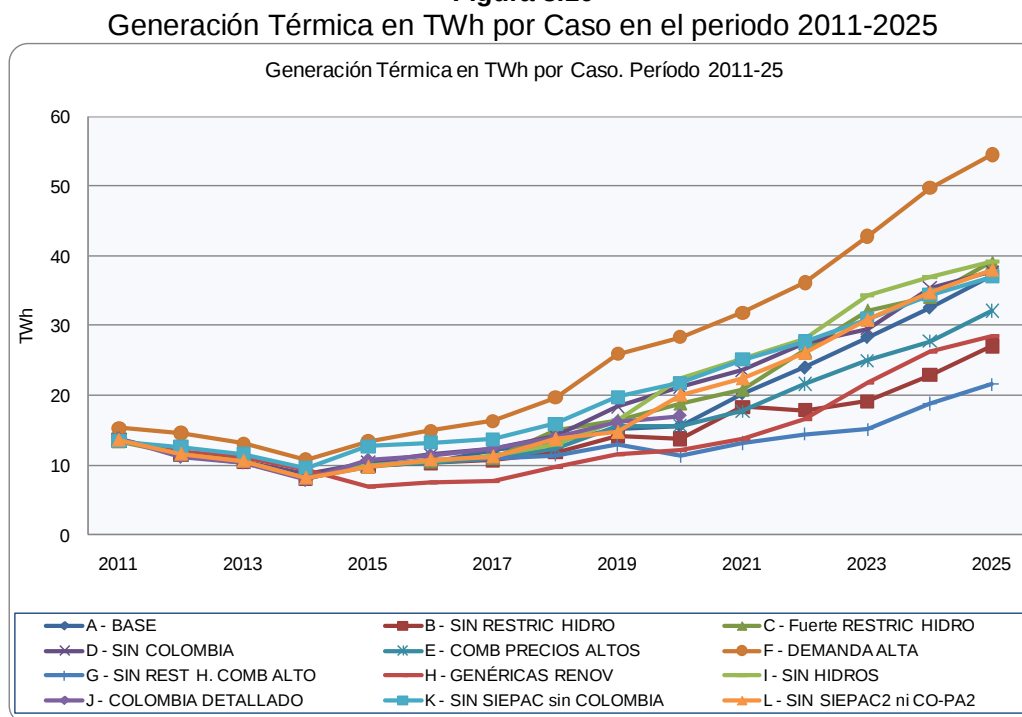
²³ TWh = Terawatt-hora = 10^{12} watt-hora

Figura 8.9



La generación térmica (Carbón, GNL, Bunker y Diesel) por Caso se muestra en la Figura 8.10.

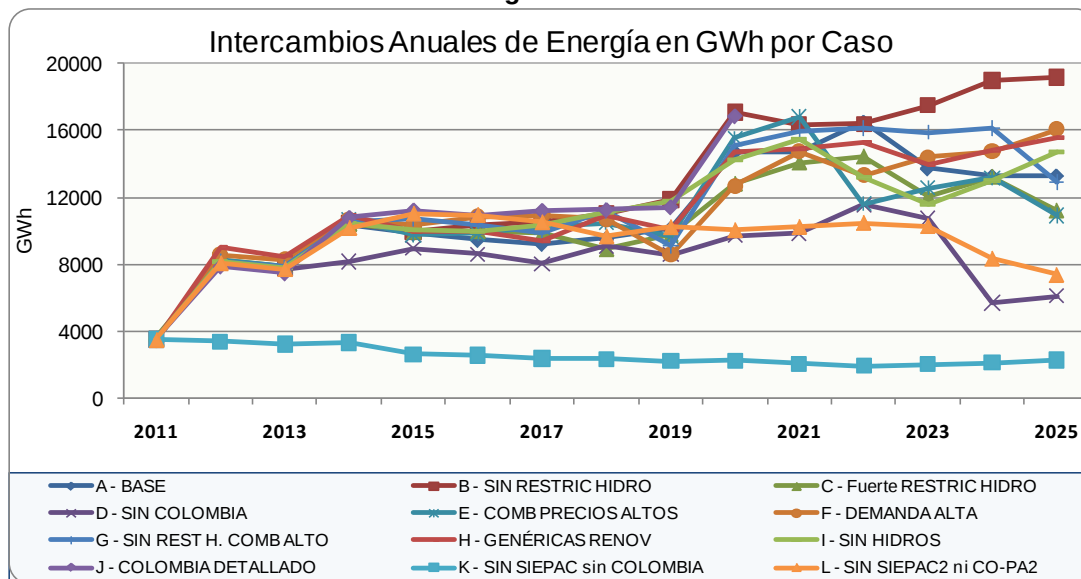
Figura 8.10



8.5 Intercambios

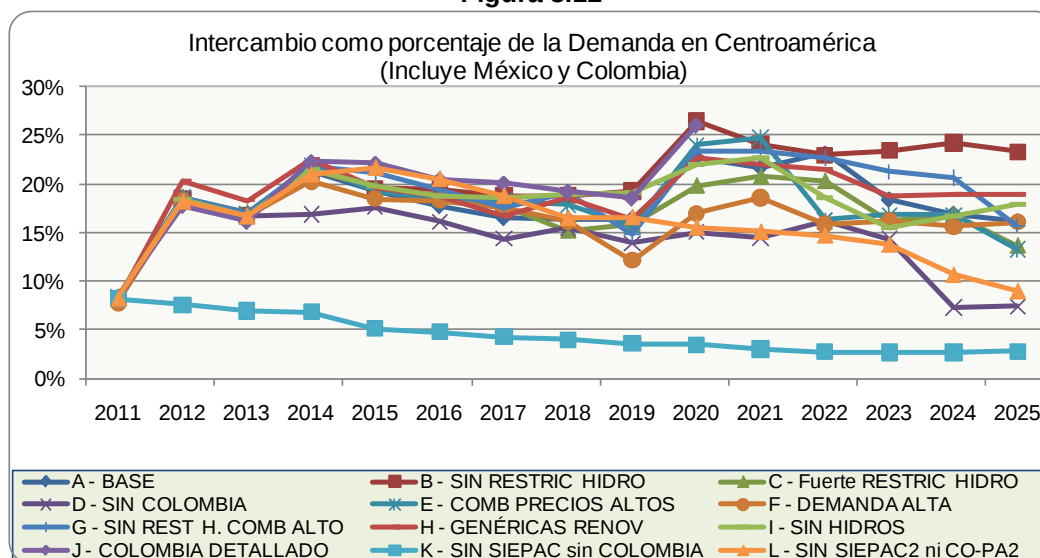
Los intercambios en la región, incluyendo a México y a Colombia, se muestran en la Figura 8.11. Se aprecia el efecto de la entrada del SIEPAC, el primer circuito en el 2012 y el segundo en el 2020.

Figura 8.11



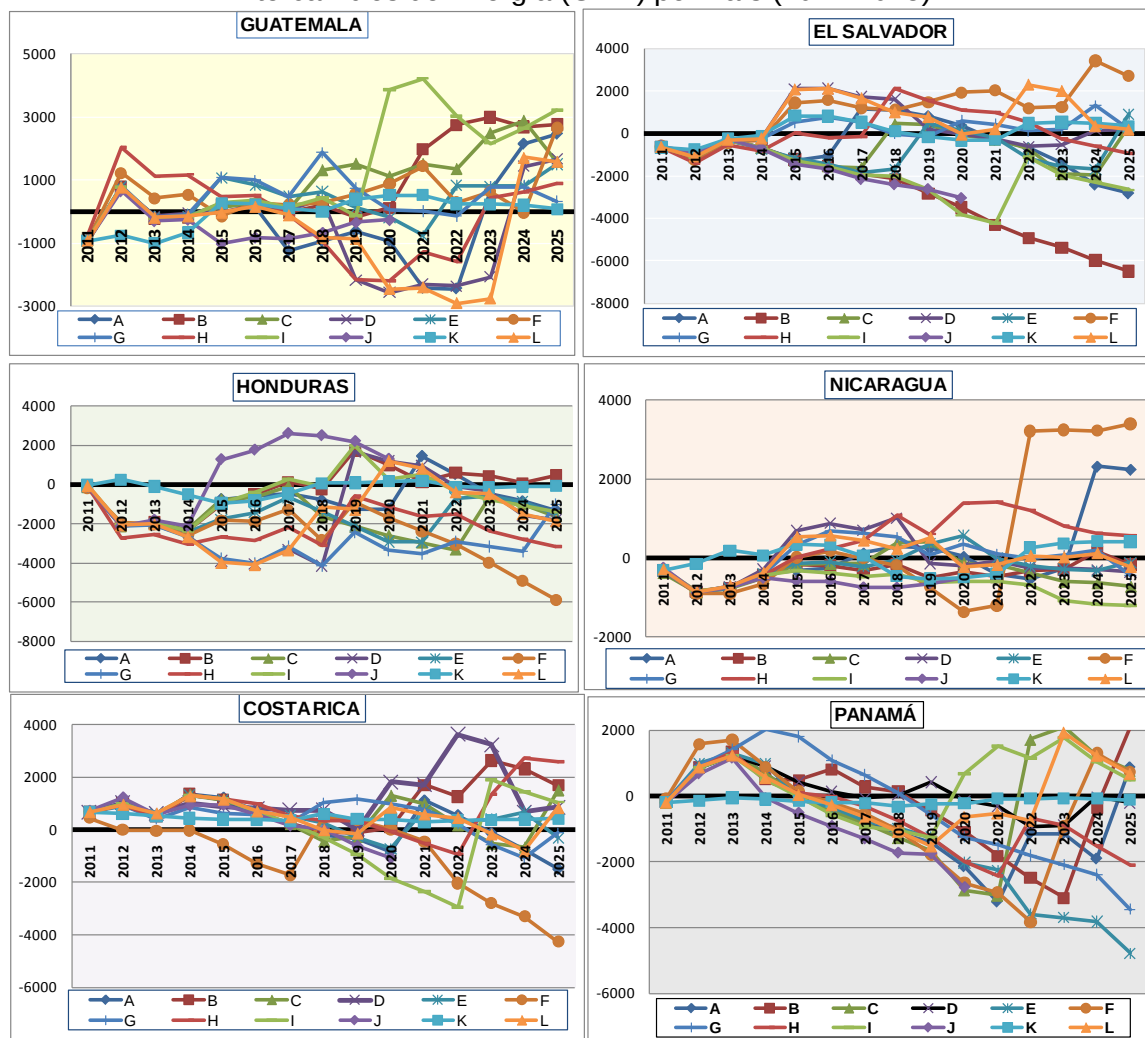
En la Figura 8.12 se presentan los Intercambios por Caso como porcentaje de la demanda de Centroamérica.

Figura 8.12



Los intercambios netos anuales por país por caso se muestran en la Figura 8.13.

Figura 8.13
Intercambios de Energía (GWh) por País (2011-2025)



El patrón mensual de los intercambios muestra el componente estacional de la generación hidroeléctrica. A manera de ejemplo, en la Figura 8.14 y en la Figura 8.15 se presentan los intercambios mensuales por enlace de Guatemala y de Panamá obtenidos en el Caso B incluidos los flujos desde y hacia México y Colombia.

Figura 8.14

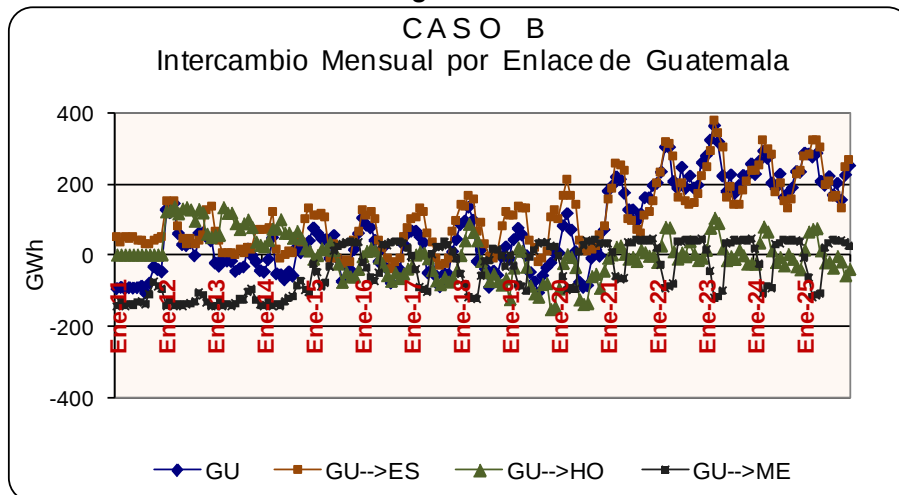
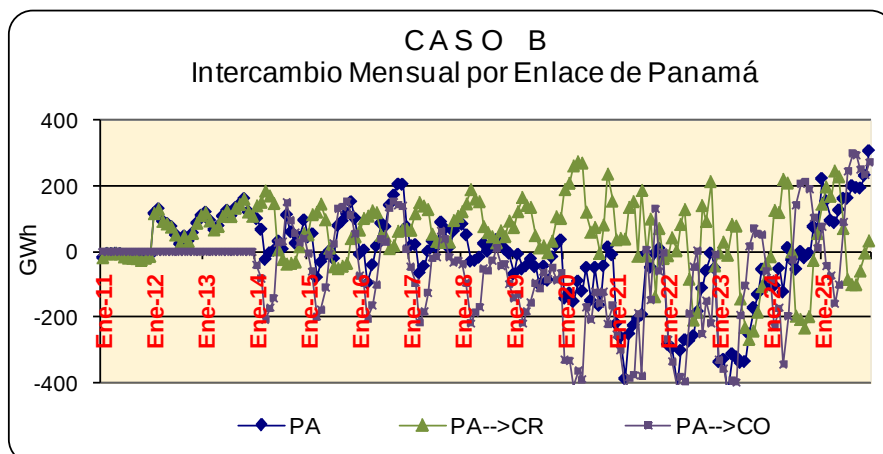


Figura 8.15



(esta página en blanco intencionalmente)

9 COMPARACION DE CASOS

9.1 Comparación de costos y su estructura

Utilizando los costos de la Tabla 8.1 del Capítulo 8 como parámetro, se realizaron algunas comparaciones entre los casos. En la Tabla 9.1 y 9.2 se muestran los casos, con indicación de los escenarios que los componen, los costos y las posibles comparaciones.

Tabla 9.1
Costos de los planes

COMPARACIONES DE CASOS	COSTOS 2011 - 2025 (millones de US\$ actualizado a enero 2010)		
	Inversión	Operación	Total
A Base	11 966	9 299	21 266
B Sin Restricción Hidro	12 488	8 728	21 216
C Fuerte Restricción Hidro	12 025	9 426	21 451
D Sin Colombia	12 212	9 879	22 091
E Comb. Precios Altos	12 169	11 434	23 603
F Demanda Alta	13 329	12 167	25 496
G Sin Rest Hidro, Comb Alto	12 941	10 584	23 526
H Genéricos Renovables	12 741	8 507	21 248
I Sin Hidros	11 850	9 736	21 586
A1 Base hasta el 2020	8 690	7 836	16 526
J Colombia Detallado	8 626	7 047	15 673
K Sin Siepac ni Colombia	13 401	10 127	23 528
L Sin Siepac2 ni CO-PA2	12 170	9 467	21 637

Tabla 9.2

COMPARACIÓN DE LOS CASOS EN MILLONES DE US\$				
	Efecto de	INVERSIÓN	OPERACIÓN	DIFERENCIA
B - A	MAYOR DESARROLLO HIDRO	522	-571	-49
C - A	MENOR DESARROLLO HIDRO	58	127	186
D - A	INTERCONEXIÓN CON COLOMBIA	246	580	826
E - A	PRECIOS ALTOS COMBUSTIBLES	203	2 135	2 338
F - A	CRECIMIENTO ALTO DE LA DEMANDA	1 363	2 868	4 230
H - A	PROYECTOS RENOVABLES GENÉRICOS	774	-792	-18
I - A	SIN PROYECTOS HIDROS	-116	437	320
I - B	SIN PROYECTOS HIDROS	638	-1 008	-370
I - C	MENOR DESARROLLO HIDRO	-175	309	135
B - C	MAYOR DESARROLLO HIDRO	463	-699	-235
G - E	MAYOR DESARROLLO HIDRO	773	-850	-77
G - B	PRECIOS ALTOS COMBUSTIBLES	453	1 857	2 310
K - D	SIEPAC	1 189	248	1 437
L - A	SIEPAC2 y CO-PA2	203	168	371
J - A1	COLOMBIA DETALLADO	-64	-789	-853

9.2 Comparación de Emisiones de CO₂

En forma análoga a la comparación de costos de inversión y de operación, se toman los costos de las emisiones equivalentes de CO₂ de la Tabla 8.3 del Capítulo 8 para evaluar el efecto de cada escenario en la contaminación ambiental.

En la Tabla 9.3 se comparan los niveles de emisiones equivalentes de CO₂ entre los casos.

Tabla 9.3
Comparación de las Emisiones en millones de US\$

CASOS	ESCENARIOS							COSTOS VP al 12% a Ene10
	RESTRICCIÓN AL DESARROLLO HIDROELÉCTRICO	INTERCONEXIÓN CON COLOMBIA	PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES	CRECIMIENTO DE LA DEMANDA	PROYECTOS GENÉRICOS RENOVABLES	SIEPAC	SIEPAC2 y CO-PA2	
A	Medio	Con	Medio	Media	Sin	Con	Con	1 410
B	Sin Restricción	Con	Medio	Media	Sin	Con	Con	1 325
C	Fuerte	Con	Medio	Media	Sin	Con	Con	1 424
D	Medio	Sin	Medio	Media	Sin	Con	Con/Sin	1 488
E	Medio	Con	Alto	Media	Sin	Con	Con	1 441
F	Medio	Con	Medio	Alta	Sin	Con	Con	1 811
G	Sin Restricción	Con	Alto	Media	Sin	Con	Con	1 330
H	Medio	Con	Medio	Media	Con	Con	Con	1 326
I	Sin Hidros	Con	Medio	Media	Sin	Con	Con	1 536
J	Medio	Colombia Detallada	Medio	Media	Sin	Con	Con	1 055
K	Medio	Sin	Medio	Media	Sin	Sin	Sin	1 507
L	Medio	Con	Medio	Media	Sin	Con	Sin	1 431
A1	Medio	Con	Medio	Media	Sin	Con	Con	1 056

El Caso A1, corresponde al caso A, recortado al año 2020.

Tabla 9.4
Comparación de casos en millones de US\$

	EFECTO MEDIDO	ESCENARIOS COMPARTIDOS							Diferencia con el CASO A
		REST-HIDRO	COLOMBIA	COMBUSTIBLES	DEMANDA	GENÉRICAS	SIEPAC	SIEPAC2	
B - A	Sin Restr. Hidro Comb Medio		Con	Medio	Media	Sin	Con	Con	-84.36
C - A	Con Restr. Hidro Fuerte		Con	Medio	Media	Sin	Con	Con	13.96
D - A	Interconexión c/Colombia	Media		Medio	Media	Sin	Con	Con	78.44
E - A	Comb. Altos con Restr. Hidro	Media	Con		Media	Sin	Con	Con	31.77
F - A	Demanda Alta	Media	Con	Medio		Sin	Con	Con	400.90
G - A	S/Rest.Hidro y Comb.Altos		Con		Media	Sin	Con	Con	-79.53
H - A	Genéricas	Media	Con	Medio	Media		Con	Con	-83.29
I - A	Sin Hidros		Con	Medio	Media	Sin	Con	Con	125.99
J - A1	Colombia Detallada	Media		Medio	Media	Sin	Con	Con	-1.19
L - A	Siepac2	Media	Con	Medio	Media	Sin			21.19
Otras Comparaciones									
G - B	Comb. Altos sin Restr. Hidro	Media	Con		Media	Sin	Con	Con	4.83
B - C	Liberar Restr. Hidro Fuerte		Con	Medio	Media	Sin	Con	Con	-98.31
K - D	Siepac	Media	Con	Medio	Media	Sin			19.31
G - E	Sin Restr. Hidro Comb Alto		Con	Medio	Media	Sin	Con	Con	-111.30

9.3 Discusión sobre el Efecto de los Escenarios en los Planes

En esta sección se discute el efecto que provoca sobre los planes la escogencia de los escenarios. La comparación de los planes se basa en los costos, emisiones e instalación de potencia.

El volumen anual de intercambios regionales es relativamente insensible a los casos estudiados (ver Figura 8.11 en el Capítulo 8), salvo cuando cambia la capacidad de los interconectores, en los planes donde no se incluyen las interconexiones con Colombia, de SIEPAC o la ampliación del SIEPAC y de Colombia-Panamá en el año 2020 (casos D, K y L). Sin embargo, las importaciones y exportaciones de cada país sí pueden variar significativamente entre los diferentes casos (ver Figura 8.13 en el Capítulo 8).

A continuación se presentan los comentarios acerca de las comparaciones de costos mostradas en la Tabla 9.1 y Tabla 9.3; se usa la nomenclatura “X-Y”, donde “X” denota el caso a evaluar y “Y” el caso que se usa de referencia.

9.3.1 Efecto de eliminar las restricciones a la hidroelectricidad

El efecto económico de imponer restricciones al desarrollo hidroeléctrico se muestra al comparar los casos B-A, C-A, I-A, I-B, I-C, B-C y G-E.

En general a medida que aumenta la cantidad de proyectos hidroeléctricos el costo total de expansión se reduce; la mayor inversión inicial se contrarresta con la disminución en los costos de operación de las hidroeléctricas, produciendo al final mayor beneficio.

Las siguientes comparaciones se hacen con escenarios medios de demanda y de precios de combustibles, excepto G-E que es con precios altos de combustibles.

Algunas conclusiones a las que se llega al comparar los casos:

- Comparación B-A: El efecto de liberar la restricción hidro media resulta en una disminución de \$49 millones en el costo del plan.
- Comparación G-E: Eliminar la restricción hidro media aun con escenario de precios altos de combustibles, significa ahorros de \$77 millones.
- Comparación B-C: Pasar de una fuerte restricción a una situación en donde se aplican con éxito medidas para eliminar barreras y mitigar los riesgos del desarrollo hidroeléctrico, se traduce en un ahorro en el costo del plan de \$235 millones.
- Comparación C-A: Si la expansión de la generación con proyectos menores de 150 MW, se restringe aún más a solo desarrollos hidroeléctricos menores de 75 MW, el costo aumenta en \$186 millones.
- Comparación I-A: Si para satisfacer la demanda regional se pasa de la restricción hidro media a una restricción total, en donde no se permite más la construcción de proyectos hidro, el costo aumenta en \$320 millones.

- Comparación I-B: En el caso extremo, de pasar de no tener ninguna restricción al desarrollo hidro a un escenario en donde no se cuenta del todo con opciones de esta fuente, encarece el plan de la expansión en \$370 millones.
- Comparación I-C: Pasar de fuerte restricción a eliminación total de los proyectos hidroeléctricos futuros incrementa el costo en \$135 millones.

Con respecto a la influencia de la instalación de proyectos hidroeléctricos en los costos marginales del periodo 2012-2025, no se observa grandes diferencias entre los casos A, B, C e I, pues los costos promedios son 87, 85, 85 y 89 \$/MWh respectivamente.

Resultado de las comparaciones de emisiones de CO₂ (Tabla 8.2 en el Capítulo 8), se observa que el Caso B es el que presenta las menores emisiones. En este caso se observó un incremento de la generación con plantas hidroeléctricas y una reducción de la generación más contaminante o térmica.

El Caso C resulta con más instalación térmica, que se traduce en mayores emisiones que el Caso A.

Con respecto a la instalación de proyectos en el periodo 2010-2025 (Tabla 8.4 del Capítulo 8), el Caso B es el que más instala con 10 931 MW, mayoritariamente de tipo hidroeléctrico complementado con ciclos combinados de GNL. El Caso I es el de menor instalación con 9 295 MW principalmente ciclos combinados de GNL.

9.3.2 Efecto del precio de los combustibles

El efecto de pasar al escenario de precios altos de combustibles tiene mayor impacto si el desarrollo hidroeléctrico está limitado, esto se aprecia al comparar los Casos E-A (restricción hidroeléctrica media) y G-B (sin restricción hidroeléctrica).

Comparación E-A: Como es de esperar, E-A produce un aumento total en el costo tanto de inversión como en el de operación de \$2 338 millones. Limitar el desarrollo de proyectos hidro a unidades menores que 150 MW se traduce en una mayor instalación térmica, un costo mayor del plan y un incremento también en las emisiones de CO₂.

Comparación G-B: En los casos G y B no existe restricción al desarrollo hidro, pero el caso G supone un crecimiento alto en los precios de combustibles, así aunque en ambos casos se estimula el uso de más renovables, el térmico que se utiliza en el caso G aunque sea el mínimo es más caro, esto se refleja en el incremento del costo del plan en \$2 310 millones. Las emisiones de CO₂ por esta misma razón disminuyen.

En cuanto a la instalación de proyectos en el periodo 2010-2025, el escenario de precios altos de combustibles no provoca un aumento sustancial, solamente se aumenta levemente la instalación de ciclos combinados de GNL.

9.3.3 Efecto de la demanda

Ante un escenario alto del crecimiento de la demanda (Caso F), se requiere más instalación y generación térmica (comparación F-A), encareciendo los costos de operación y de inversión en \$4 230 millones.

En la comparación F-A, el recurso hidroeléctrico se limita por la restricción media. En ambos casos se instala todo el recurso hidro disponible menor que 150 MW, pero el caso F debe atender una demanda mayor por lo que aumenta la dependencia de fuentes térmicas y por ende las emisiones de CO₂ también se incrementan.

El costo marginal aumenta de \$87/MWh a \$96/MWh.

En el Caso F la instalación de proyectos en el periodo 2010-2025 es de 13 198 MW, es la mayor de todos los planes calculados en este estudio, significa un incremento de 3 105 MW con respecto al Caso Base, principalmente se instalan casi que todos los ciclos combinados de GNL disponibles (dos por país) y también aparecen proyectos de motores de media velocidad de búnker y turbinas de gas diesel, así como un proyecto de carbón de 250 MW.

9.3.4 Efecto de la interconexión con Colombia

Es necesario aclarar que estas comparaciones utilizan premisas diferentes a las utilizadas en los estudios anteriores del GTPIR, donde usualmente solo se analizaba un caso con esta interconexión. En el estudio actual el enlace Panamá-Colombia se modela en todos los casos (excepto el D y K), se analiza una segunda etapa de mayor potencia y se tiene una mejor estimación de los costos marginales del sistema colombiano.

La interconexión con Colombia se supuso en dos etapas, cada una de 300MW, entrando en los años 2014 y 2020. Se supone fija en todos los casos excepto los Casos D y K. El costo marginal en Colombia del periodo 2014-2025 se representó con valores mensuales (ver Anexo 1), con un mínimo de \$47.38/MWh y un máximo de \$67.79/MWh. En estudios anteriores del GTPIR se usó un valor constante de \$60/MWh.

Comparación D-A

De la comparación de los casos D-A, se deduce que los beneficios regionales de contar con la interconexión colombiana son de \$826 millones. Bajo los supuestos señalados, Colombia resulta una opción muy buena para la región centroamericana, ya que permite importar energía a bajo costo. Pero este beneficio es altamente dependiente de los costos de ese sistema, costos marginales bajos en Colombia estarían promoviendo la importación de energía hacia Centroamérica y provocarían una menor generación térmica en la región. El caso D tiene una mayor generación térmica respecto al caso A con el consecuente aumento de emisiones.

Con los resultados obtenidos de la comparación del Caso A contra el Caso D, se muestra el aporte brindado por el sistema colombiano a Centro América. El sistema colombiano en un largo periodo (2014-2024) resultó netamente exportador. Colombia estaría en capacidad de enviar a la región hasta 404 GWh en un mes típico de verano (abril 2020) y se reduce a 260 GWh en un mes como setiembre del 2020. Ya con la capacidad de interconexión de 600 MW, en el año 2020 estaría en capacidad de exportar un máximo 4 130 GWh.

Comparación J-A1

El Caso J tiene dos diferencias respecto al Caso A: el Sistema Colombiano se simula en forma detallada y el periodo de análisis llega hasta el año 2020 por carencia de datos para años siguientes. Para efectos de comparación se obtuvieron los resultados del Caso A

hasta el año 2020 y a esto se le llamó Caso A1. La comparación de los Casos J-A1 permite cuantificar la importancia de simular a Colombia en forma más precisa; con respecto a los costos del periodo 2011-2020 se obtiene una disminución pequeña en la inversión de sólo \$64 millones y una gran disminución en los costos operativos de \$789 millones, la simulación simplificada podría estar sub-valorando la generación de algunas plantas colombianas de bajo costo operativo. En cuanto a las emisiones de CO₂ la comparación J-A1 arroja resultados prácticamente iguales.

9.3.5 Efecto de los proyectos renovables genéricos

El Caso H mide el beneficio del supuesto realizado sobre la disponibilidad y costo de los proyectos genéricos renovables (hidroeléctricos, eólicos y geotérmicos). De la comparación de los casos H-A se obtiene un ahorro de sólo \$18 millones, el aumento en el costo de inversión se ve anulado por la disminución en los costos operativos.

El costo marginal disminuye de \$87/MWh a \$84/MWh.

El caso H presenta una mayor generación renovable y una menor generación térmica en comparación al caso base, por lo que las emisiones disminuyen.

En conclusión, proyectos hidroeléctricos con costos de inversión de menos de \$2 610/kW, geotérmicas de menos \$3 448/kW y eólicas con un costo de hasta \$2 167/kW resultan opciones muy rentables para la región.

9.3.6 Efecto de las interconexiones

Aunque la primera etapa del SIEPAC se encuentra muy adelantada y se considera que puede entrar en operación en el año 2012 y además la conexión con Colombia está prevista para entrar en el año 2014, se hicieron dos sensibilidades para comprobar la importancia de estas interconexiones para la región centroamericana.

En la primera sensibilidad el Caso K supone ausencia tanto del SIEPAC (en sus dos etapas) como de la conexión con Colombia. La comparación de los Casos K-D da como resultado un aumento total de costos de \$2 262 millones, correspondiendo a un aumento alto en la inversión de \$1 435 millones y un aumento de \$828 millones en los costos de operación.

La segunda sensibilidad se modela en el Caso L, en la cual las ampliaciones de SIEPAC y de Panamá-Colombia del 2020 no se hacen.

Con respecto al Caso Base, se produce un aumento en el costo total de \$371 millones y las emisiones de CO₂ también se incrementan puesto que disminuyen las transacciones de energía hidroeléctrica entre los países y desde Colombia. La instalación de proyectos no aumenta significativamente (178 MW).

10 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Estimular el desarrollo de fuentes renovables, particularmente el hidroeléctrico y la geotermia, es de interés estratégico para la región, porque se logran resultados globales más económicos y se reduce la emisión de gases de efecto invernadero.
2. Las plantas hidroeléctricas requieren más capital para cubrir sus altos costos de inversión, pero logran ahorros de operación que disminuyen el costo total.
3. Los renovables reducen la exposición de los países a la volatilidad y a los previsibles aumentos en el precio de los derivados del petróleo.
4. Los renovables son recursos escasos. Hay menos proyectos identificados de los que el sistema está dispuesto a tomar en un balance óptimo de recursos.
5. La región requerirá, además de la mayor cantidad posible de desarrollo de proyectos renovables, la introducción de combustibles alternativos al petróleo, como el carbón o el gas natural, para operar las plantas grandes regionales.
6. De los proyectos térmicos grandes candidatos los más atractivos son los ciclos combinados de GNL. Para que los proyectos de carbón sean competitivos deberían tener costos de inversión del orden de los \$2 000/kW.
7. La generación hidroeléctrica y la generación con derivados de petróleo han mantenido casi igual su porcentaje de participación en el periodo 2002 -2009, lo que indica que ha habido cierto grado de inversión en generación hidroeléctrica en la región en los últimos años.
8. Se ratifica la importancia de la Línea SIEPAC en sus dos etapas.
9. La introducción de grandes centrales regionales de carbón debe estar precedida por el desarrollo de normativas ambientales estrictas y comunes a todos los países.
10. Es importante en estudios futuros tener una mejor representación del sistema colombiano.
11. La interconexión con Colombia resulta muy atractiva y por lo tanto se le debe dar seguimiento para actualizar los datos que pueden afectar los resultados del GTPIR.

(esta página en blanco intencionalmente)

ANEXOS

(esta página en blanco intencionalmente)

Anexo 1 CRITERIOS DE PLANIFICACION

A1.1 Criterios Generales

A1.1.1 Criterios de Confiabilidad

Se utilizan los siguientes criterios de confiabilidad del sistema eléctrico:

- No se permiten déficits de energía que superen el 2% de la demanda de cualquier mes, en más del 5% de las series hidrológicas simuladas.
- No se permiten déficits de cualquier tamaño en todas las series en un mismo mes.

Los planes de expansión que presentan violaciones a los criterios de confiabilidad se modifican para que los cumplan, tratando de mantener el menor costo.

A1.1.2 Período de estudio

La definición y optimización de planes con el OPTGEN y el SDDP cubrió el período 2011-2025, con un año de extensión. El período 2011-2013 es fijo y no está sujeto a optimización.

A1.1.3 Plan y Plantas Fijas

En el presente estudio se ha definido como “Planta Fija” aquella central futura que por estar en construcción se sabe que efectivamente entrará en operación. Todas las demás plantas futuras se consideran “Plantas Candidatas”.

Por definición, las Plantas Fijas tienen una fecha de entrada fija y conocida. Por el contrario, la fecha de entrada de las Plantas Candidatas es la incógnita buscada por el proceso de optimización y está acotada por la fecha más temprana de implementación, y en caso de ser necesario, por los túneles de optimización del modelo OPTGEN.

Por “Plan Fijo” se entiende el período del corto plazo del plan de expansión de cada país que está totalmente definido, y que por lo tanto, no está sujeto a optimización. En el Plan Fijo únicamente pueden aparecer Plantas Fijas, y no existe la posibilidad de la aparición de Plantas Candidatas, ya sea porque no hay tiempo para su maduración o porque no existe posibilidad real de que sean construidas y terminadas dentro de este período. El período del Plan Fijo es 2011-2013.

Las Plantas Fijas pueden tener fechas de entrada que exceden el período del Plan Fijo.

Las plantas candidatas no están sujetas a ninguna obligación de entrar en los planes, su inclusión depende sólo del proceso de optimización económica.

A1.1.4 Plantas Genéricas

Para tomar en cuenta el potencial de pequeños proyectos de generación hidroeléctrica, eólica y geotérmica que por su tamaño no forman parte de los catastros de proyectos candidatos del GTPIR, se hizo una sensibilidad usando plantas genéricas. El propósito de

esta sensibilidad es evaluar si este recurso resulta atractivo suponiendo un costo de instalación.

Las hidroeléctricas genéricas se modelaron como plantas a filo de agua, agrupadas en capacidades de 100 MW con caudales afluentes iguales a alguna de las estaciones de cada país.

Las eólicas genéricas son de 100 MW y dentro del SDDP se representan como GND (Generación No Despachable) o también conocido como Fuente Renovable.

De igual manera y para el mismo propósito se modelaron plantas geotérmicas genéricas, con una capacidad por proyecto de 100 MW.

En el caso de Guatemala no se incluyen eólicas genéricas y en Panamá no se incluyen geotérmicas genéricas.

La optimización y la simulación se hicieron con un costo de inversión de \$2 167/kW para las eólicas, de \$2 610/kW para las hidroeléctricas y de \$3 448/kW para las geotérmicas.

A1.1.5 Hidrología

Se estableció una base histórica con un periodo común de 38 años (1965-2002) para los seis países de América Central; para el relleno de caudales se utilizó el Módulo Hidrológico del Modelo SUPER.

A1.1.6 Bloques de demanda

Para el OPTGEN-SDDP se usaron cinco bloques, definidos con una duración de 3.38%, 23.97%, 21.52%, 23.20% y 27.93%.

Las duraciones de los bloques de demanda se calcularon con un modelo desarrollado por el Ing. Fernando Montoya y con base en las Curvas de Carga del año 2007 de cada Sistema Centroamericano.

A1.2 Interconexiones y enlaces extra-regionales

A1.2.1 Interconexiones y capacidad de transferencia

Se utilizó como referencia las capacidades indicadas en el estudio²⁴ de la EPR para la justificación del segundo circuito de la línea SIEPAC, que aparecen en la tabla siguiente.

²⁴ Estudio del segundo Circuito del proyecto SIEPAC como obra planificada y fecha óptima de entrada en operación. Asesoría a la Unidad Ejecutora y a la EPR. CEAC, SNC-Lavalin. Septiembre 2008

CAPACIDAD DE LAS INTERCONEXIONES									
ENLACES	Fecha Entrada	MW							
		GU-ES N-S/S-N	GU-HO N-S/S-N	ES-HO N-S/S-N	HO-NI N-S/S-N	NI-CR N-S/S-N	CR-PA N-S/S-N	MX-GU N-S/S-N	PA-CO N-S/S-N
Sistema Actual	Existente	67 / 44	-	125 / 101	42 / 54	48 / 78	39 / 0	200 / 70	-
SIEPAC 1er Circ.	2012	300 / 300	300 / 300	300 / 300	300 / 300	300 / 300	90 / 300	200 / 70	-
PA-Colombia	2014	300 / 300	300 / 300	300 / 300	300 / 300	300 / 300	90 / 300	200 / 70	300 / 300
SIEPAC 2do Circ.+ Ampl. PA - Colombia	2020	600 / 600	600 / 600	560 / 600	564 / 600	500 / 600	450 / 450	200 / 70	600 / 600

El intercambio entre México y Guatemala se limitó en 200 MW hacia Guatemala y en 70 MW hacia México y el de Colombia-Panamá a 300 MW primera etapa en el 2014 y se amplía hasta llegar a 600 MW en la segunda etapa en el año 2020, esto en ambos sentidos.

El primer circuito de SIEPAC se modeló en operación en enero del 2012 y el segundo se ha supuesto para el año 2020.

La línea Guatemala-México se ha supuesto en operación comercial en todo el período de análisis. La interconexión con Colombia se consideró en casi todos escenarios de sensibilidad, solo en los casos D y K no se considera la interconexión.

A1.2.2 Precio de la energía y modelamiento de México y Colombia

Se ha supuesto un costo marginal constante de \$95/MWh para la energía en México. Para la interconexión con Colombia se utiliza un costo variable por mes y año para el período 2011-2025, tal y como se muestra seguidamente. Este costo es resultado de una de las corridas conjuntas entre los miembros del Grupo GTPIR-Panamá y técnicos colombianos para modelar dicha interconexión.

Costos Marginales, interconexión con Colombia												
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
2011	34.9	41.7	47.2	57.9	51.8	38.3	33.8	33.2	31.5	26.0	34.1	43.2
2012	46.5	48.4	53.3	57.8	51.9	46.3	45.7	45.6	44.8	47.2	47.5	49.7
2013	52.6	55.5	61.7	62.3	56.4	50.1	48.4	47.6	46.6	47.6	47.3	49.4
2014	53.1	56.5	60.2	61.1	56.6	50.1	41.8	41.1	24.0	22.0	21.9	43.7
2015	45.9	50.9	54.1	53.9	49.9	46.2	43.9	43.1	44.5	44.3	46.9	47.2
2016	49.4	53.5	57.2	57.6	54.3	52.1	51.7	50.8	52.1	53.5	52.9	53.5
2017	54.8	61.4	62.0	60.0	57.3	53.2	52.3	52.5	51.6	52.9	44.4	55.6
2018	56.3	62.6	67.3	60.7	57.9	52.7	50.3	52.4	50.3	50.9	50.1	51.1
2019	53.6	56.2	58.9	55.1	49.3	41.6	42.5	44.5	45.9	42.9	28.2	50.9
2020	54.1	55.8	57.7	57.6	52.0	53.5	51.6	53.0	49.8	52.0	38.8	57.2
2021	59.0	62.1	63.0	61.0	60.0	57.8	39.0	56.3	48.2	56.8	50.3	57.8
2022	60.4	67.5	80.4	73.2	64.7	58.8	60.3	60.5	47.2	51.1	45.6	60.0
2023	61.4	64.3	68.3	72.4	66.0	62.5	62.1	62.2	59.9	61.0	61.0	62.4
2024	63.6	72.5	97.0	73.3	72.9	65.7	65.2	66.4	65.4	64.4	63.7	63.2
2025	65.2	72.9	98.2	92.1	81.0	67.8	66.4	73.5	67.0	65.5	62.7	72.6
2026	65.2	72.9	98.2	92.1	81.0	67.8	66.4	73.5	67.0	65.5	62.7	72.6

Estas interconexiones extra-regionales se modelaron en forma simplificada como un sistema adicional, conectado a Guatemala o a Panamá, con una demanda y una planta térmica ficticia, cuyas potencias son superiores a la capacidad del interconector.

Para el Caso J se utilizó el costo marginal mensual como costo operativo de la planta ficticia.

A1.3 *Modelamiento en el OPTGEN y el SDDP*

A1.3.1 Herramientas de simulación

OPTGEN-SDDP versión 5.2.1. Herramienta computacional de la empresa brasileña PSR²⁵ para la planificación y optimización de las inversiones en la expansión de la generación e interconexiones de sistemas de energía.

SDDP, versión 9.2.3b8c. Este programa, también de PSR, utiliza la denominada programación dinámica dual estocástica para simular el comportamiento de un sistema interconectado, incluyendo líneas de transmisión (opción que no se utiliza en este trabajo, con excepción de lo relativo a la capacidad máxima de las interconexiones).

En el presente estudio, estas herramientas se utilizan de manera complementaria. Adicionalmente, se utilizó el modelo SUPER-OLADE²⁶, versión 5.1, para la modelación de la curva de carga por sistema (MODDEM) y para el relleno de caudales hidrológicos (MODHID).

A1.3.2 Planes de desembolso

El programa de desembolsos para la etapa constructiva de los proyectos se registró en las hojas EXCEL de los proyectos. Esta información es necesaria para calcular el costo capitalizado al primer año de operación de la planta. Esta cifra es la que se utiliza para el cálculo del costo anual.

Para ahorrar dimensiones en la memoria del OPTGEN, en el modelo se ingresó un único plan de desembolso, para todos los proyectos, de un solo pago del 100% en el año de inicio de operación, y como costo de construcción se ingresa el costo total ya capitalizado desde la hoja de EXCEL.

Este procedimiento es idéntico a utilizar la facilidad de planes de desembolso del OPTGEN pero tiene la ventaja de ahorrar espacio y facilitar la revisión en la hoja de EXCEL.

A1.3.3 Parámetros de ejecución del OPTGEN-SDDP y SDDP

Para el modelo OPTGEN-SDDP se utilizaron la siguiente secuencia de ejecución y los siguientes parámetros:

²⁵ Power System Research Inc., empresa brasileña que desarrolló los modelos OPTGEN y SDDP.

²⁶ Sistema Unificado de Planificación Eléctrica Regional, desarrollado por la OLADE-BID.

- 1) Versión el Optgen-Sddp versión 5.2.1
- 2) Copiar la base de datos en un directorio (por ejemplo C:\Esc X)
- 3) Entrar al Optgen-Sddp y acceder el directorio (C:\Esc X)
- 4) Entrar a la interface con el Sddp y definir :
 - a. Operación :
 - i. Ejecución :
 1. Definición del Estudio :
 - a. Marcar Política
 - b. Caudales Modelo AR-P
 - c. Series Forward = 10
 - d. Series Backward = 5
 - e. # mín Iteraciones = 1
 - f. # máx iteraciones = 5
 2. Sist y Modo Operativo :
 - a. Integrado
 - b. Colombia debe aparecer como Sistema Seleccionado en todos los Casos excepto en el Caso D y en el Caso K.
 - ii. Datos Cronológicos : todas las casillas marcadas
 - b. Salir
- 5) Regresar al OptGen-Sddp :
 - a. Parámetros de Ejecución :
 - i. # de iteraciones = 80
 - ii. Tolerancia de convergencia = 0.5%
 - iii. Mes inicial : 1
 - iv. Año inicial : 2011
 - v. Número de etapas (meses) : 192
 - b. Selección de Proyectos : (los Hidros > 150MW ya están desactivados)
 - i. Térmicas: incluir los proyectos geotérmicos genéricos en Escenario H.
 - ii. Hidroeléctricas: incluir las hidros mayores que 150MW en los Casos B y G. Además, incluir los hidros genéricos en el Escenario H.
 - iii. GND : incluir los proyectos eólicos genéricos en el Escenario H.
 - iv. Interconexiones : CO-PA activada en todos los escenarios excepto en el Escenario D y en el Caso K.
 - c. Ejecutar
 - d. Accesar Informes : analizar el archivo OptGen.log
 - i. Informe de convergencia
 - ii. Cronograma óptimo de expansión
 - e. Si no estamos satisfechos con el Plan Obtenido :
 - i. Aumentar el # de iteraciones
 - ii. Disminuir la tolerancia de convergencia
 - iii. Reiniciar = SÍ
 - iv. Ejecutar
 - v. Regresar al paso d
- 6) Salir del OptGen-Sddp
- 7) Salvar el directorio (C:\Esc X) en un archivo .zip
- 8) Entrar al Sddp 9.2.3b8c (solito, sin OptGen)
 - a. Escoger el directorio donde se calculó el Plan (C:\Esc X)
 - b. Hidroeléctricas :
 - i. Modificación : Asegurarse de que el dato de Potencia Instalada de los Proyectos con Embalse sea el mismo que aparece en sddp/Hidráulicas/Configuración
 - c. Operación :
 - i. Operación :
 1. Ejecución :
 - a. Definición del Estudio :
 - i. Actividades : Política
 - ii. Caudales : Históricos
 - iii. Tipo de Estudio : Estocástico
 - iv. Tipo de Estudio :
 1. Series Forward = 38
 2. Series Backward = 15
 3. # mín Iteraciones = 1
 4. # máx iteraciones = 8

- b. Sistema y Modo Operativo
 - i. Coordinado
 - c. Configuración del Sistema :
 - i. Etapa Inicial = 1/2011
 - ii. Etapa Final = 12/2025
 - iii. No. Años adicionales = 1
 - d. Parámetros Económicos :
 - i. Energía no suministrada : 2%=800 y 98%=1500
 - e. Parámetros de Ejecución :
 - i. Opciones de Eliminación de Cortes
 - 1. Activar
 - 2. Frecuencia = 3
 - f. Ejecutar
 - g. Salir
 - 2. Datos Cronológicos : activar las cuatro casilla
 - ii. Gráficos :
 - 1. Construir Gráficos
 - iii. Salir
 - d. Salir
- 9) Usar las Hojas Electrónicas para hacer los gráficos :
 - a. Confiabilidad
 - b. Plan de Expansión
 - c. Costo del Plan
 - d. Gráficos
- 10) Fin

1.3.4 Modelamiento de Plantas Eólicas e Ingenios

En los estudios las plantas eólicas se modelaron como GND (Generadores No Despachables) tanto en el OPTGEN como en el SDDP.

Esta opción funciona como un predespacho y en el modelamiento de plantas eólicas se asignan Escenarios de Generación para cada Escalón de Demanda y para cada mes.

Se supone que los eólicos no generan en el escalón 1 para tomar en cuenta la aleatoriedad del viento que no permite considerar su potencia como firme.

A1.4 Criterios económicos

A1.4.1 Vida útil y costo fijo de operación de plantas hidro

La vida económica o útil de las plantas hidroeléctricas ha supuesto en 50 años

Se usará \$33.4/kW-año como costo fijo de operación y mantenimiento de las plantas hidro de todos los sistemas excepto el de Costa Rica en donde los valores varían entre \$9.6/kW-año y \$87.9/kW-año.

A1.4.2 Costo de Falla

Para el modelo OPTGEN-SDDP y SDDP se usaron:

Déficit menores al 2%..... \$800/MWh

Déficit para restante 98%.....\$1 500/MWh

A1.4.3 Tasa de actualización

Se usó una tasa de descuento de 12% en moneda constante.

A1.4.4 Moneda de referencia

Todos los presupuestos de los proyectos y los costos usados en el estudio se expresaron en dólares de Estados Unidos de América, en moneda constante a precios de diciembre del 2009.

Cuando los presupuestos disponibles están expresados en otra moneda, se convertirán a dólares y se actualizarán a moneda de diciembre 2009 usando los índices del Bureau of Reclamation (BUREC).

A1.4.5 Costo de los planes

Para cada caso estudiado se escogió el plan que resultó con el mínimo costo, y que además satisface los criterios de confiabilidad.

El costo de los planes simulados se calculó con el siguiente procedimiento:

- El plan, originalmente obtenido del OPTGEN-SDDP se verifica con un mayor número de series con el modelo SDDP.
- El costo de operación de la simulación se toma de las salidas del del SDDP.
- El costo de inversión se toma de las salidas del OPTGEN, en el que se fija el plan final producido con el SDDP.

Las cifras de costo total sólo comprenderán datos del 2011 al 2025, actualizados a valor presente a inicio del 2010.

(esta página en blanco intencionalmente)

ANEXO 2 DEMANDA

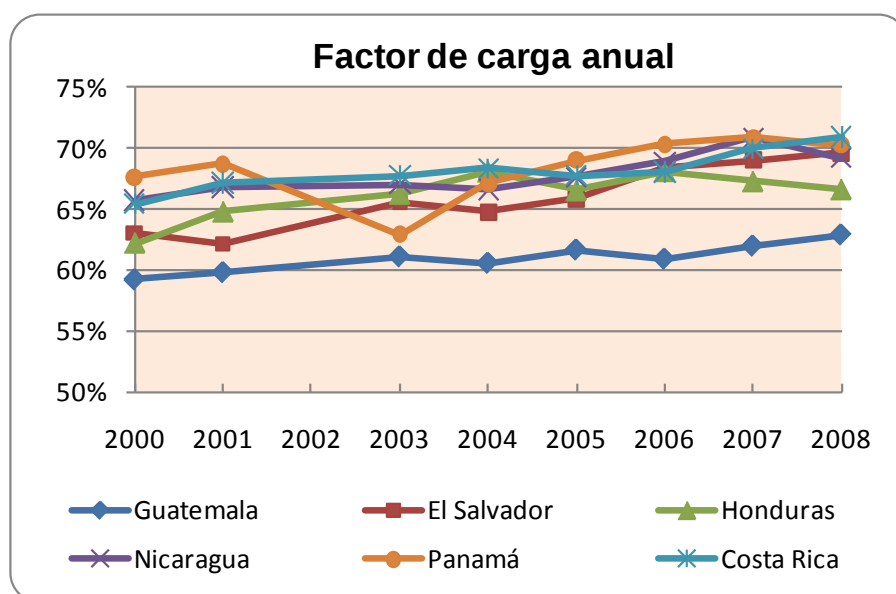
A2.1 Demandas horarias históricas y proyecciones

Para la determinación de Modelos de Curvas de Carga Mensuales, se tomó como base los datos históricos del año 2007

Para la demanda media y alta proyectada, cada país aportó los datos de acuerdo a los métodos econométricos y estadísticos de pronóstico que utiliza su empresa.

A2.2 Factor de carga anual

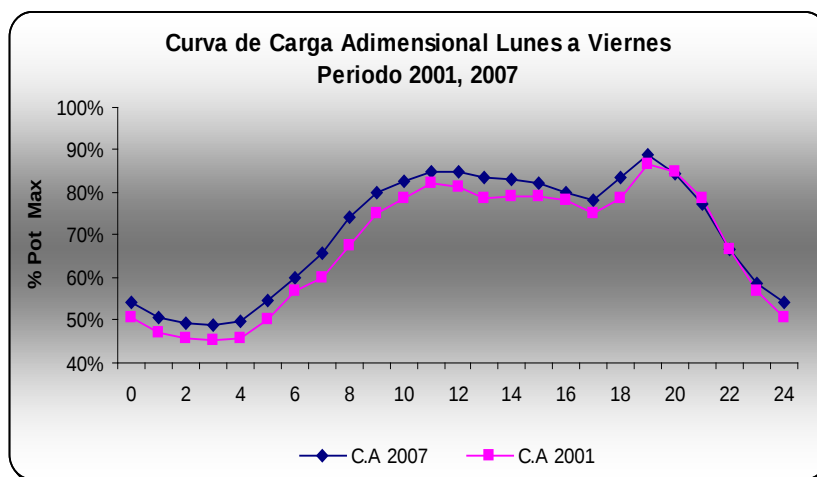
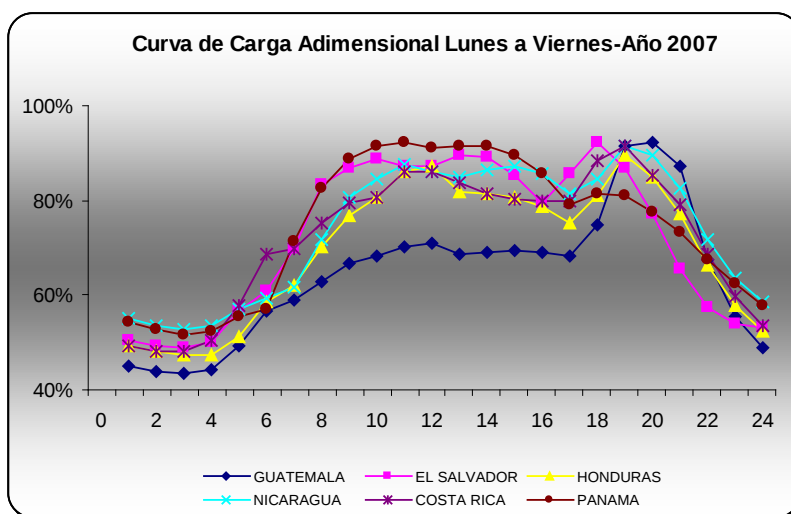
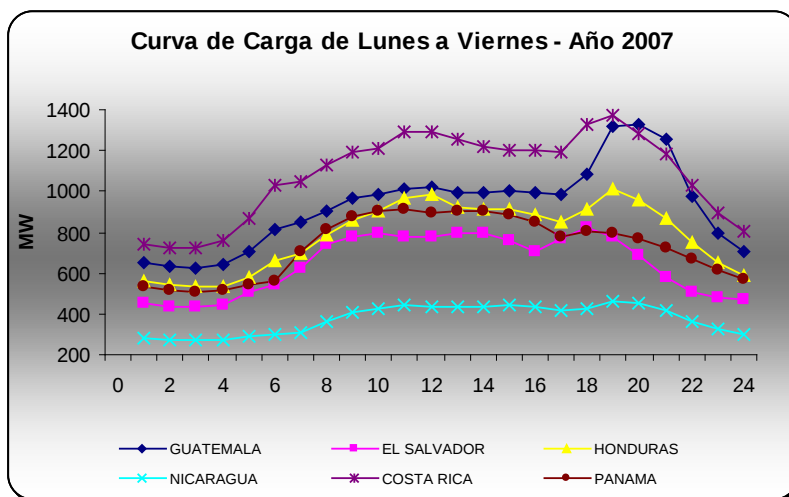
El factor de carga anual de los países se muestra en la figura siguiente



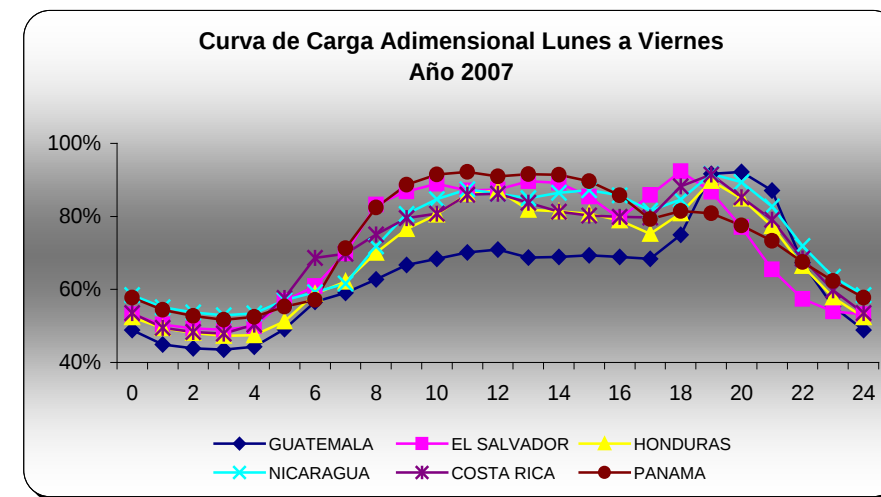
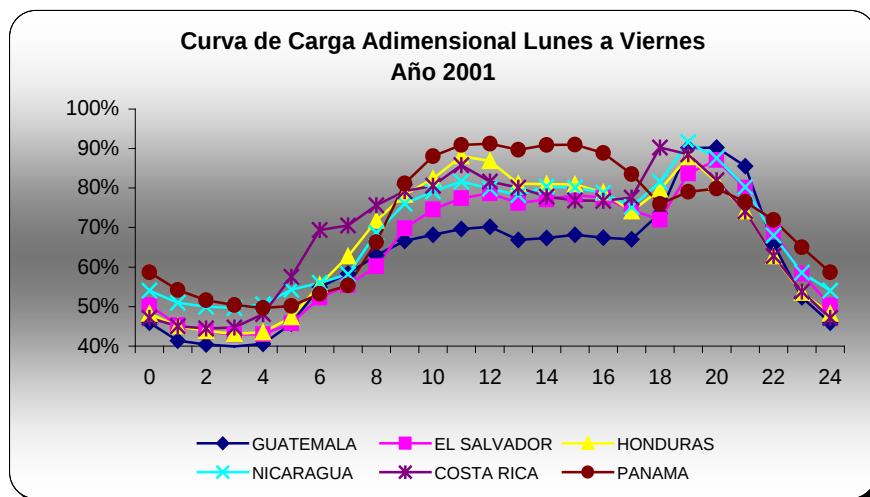
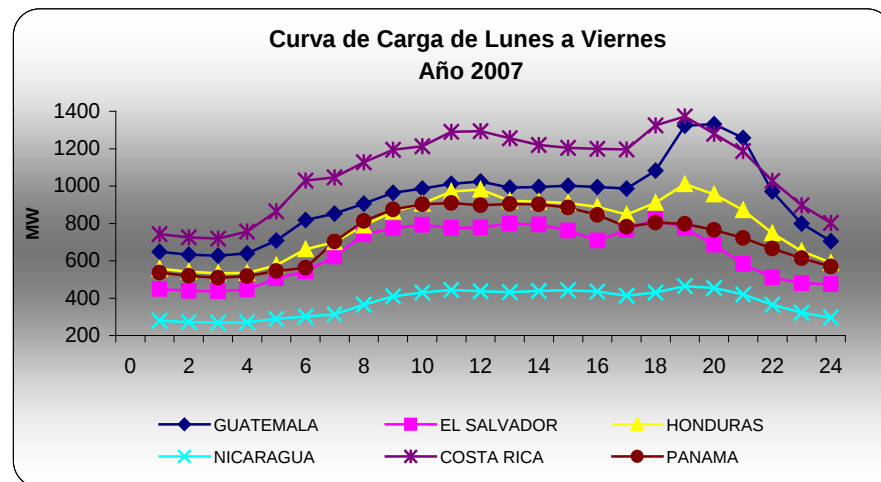
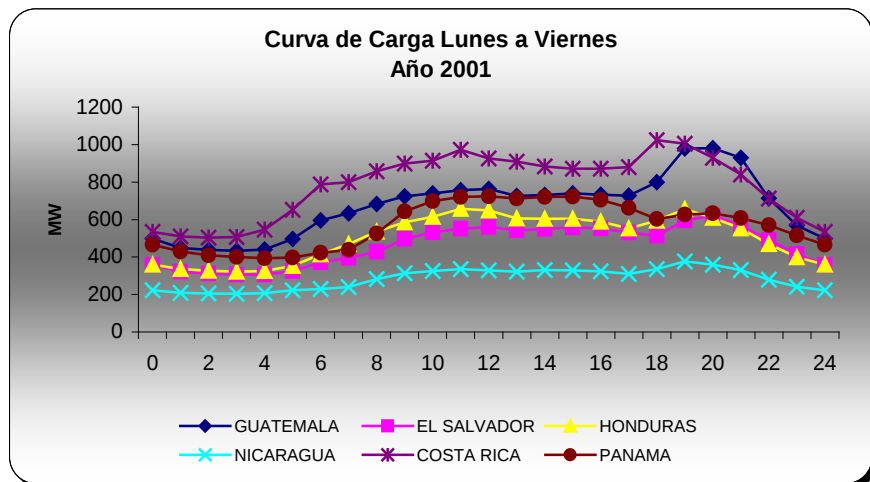
Fuente : Archivos del Gtpir

A2.3 Curvas de Carga Diarias

Se calculan las curvas de carga diarias para días laborales, para cada país y para la región. Para comparar la evolución de las curvas de carga, se muestra también, a manera de ejemplo, las curvas correspondientes al año 2001.



CURVA DE CARGA DIARIA PARA CENTROAMERICA AÑO 2001 Y 2007



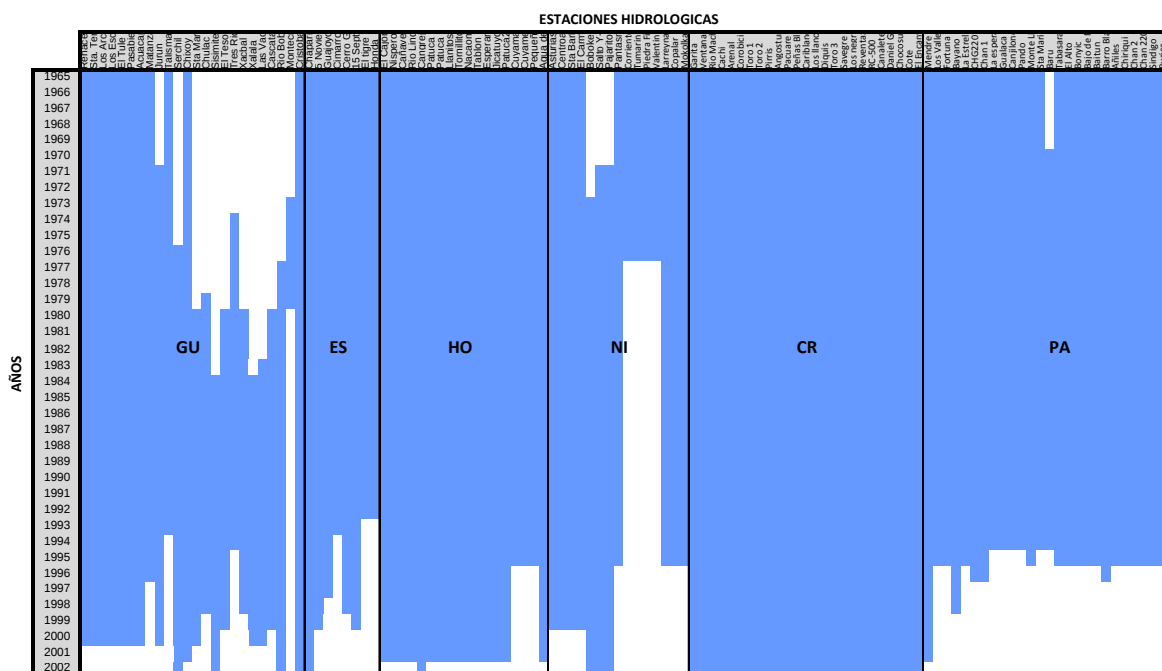
(esta página en blanco intencionalmente)

ANEXO 3 DATOS HIDROLOGICOS

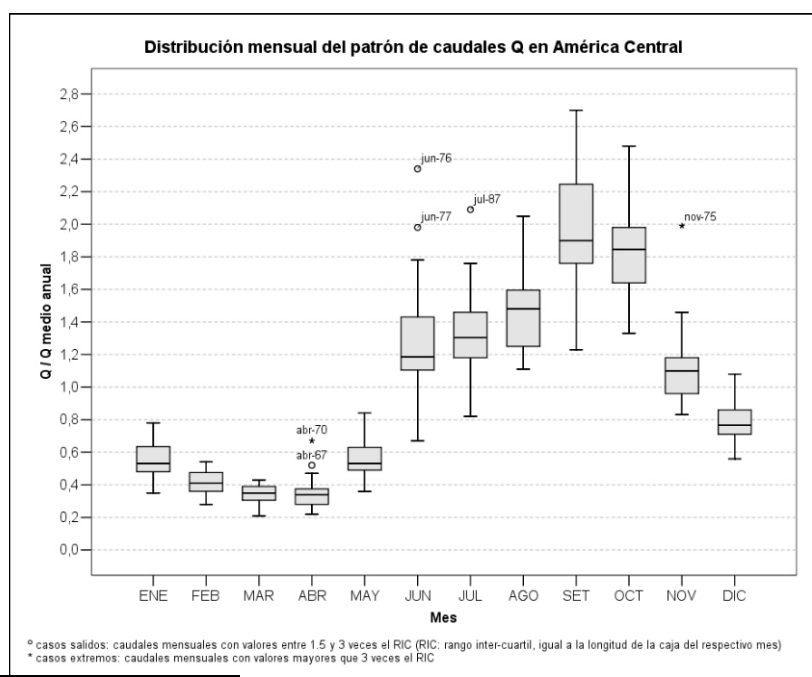
La lista de estaciones pluviométricas utilizadas para proporcionar la información de caudales en el modelo SDDP se muestra a continuación.

Estaciones Hidrológicas 1965-2002. Caudal medio histórico											
Estación	País	Caudal m ³ /s	Aguas Abajo	Estación	País	Caudal m ³ /s	Aguas Abajo	Estación	País	Caudal	Aguas Abajo
1 AGUACAPA	GU	8.81		64 Pacuare	CR	41.60		126 Canaveral	HO	18.23	Río Lindo
2 Arco-Hueh	GU	41.50		65 PIRRI	CR	10.23		127 Cuyamapa	HO	2.08	
3 Cascata	GU	39.22		66 Pocosal	CR	18.86		128 Cuyamel	HO	5.34	
4 CHIXOY	GU	52.64	Xalala	67 R. MACHO	CR	22.27	Cachi	129 El Cajon	HO	106.21	
5 CHULAC	GU	151.84		68 RC-500	CR	21.48		130 Esperanza	HO	2.61	
6 Cristobal	GU	3.64		69 REVENTAZO	CR	152.66		131 Generica	HO	18.23	
7 EL CANADA	GU	6.60		70 SANDILLAL	CR	0.00		132 Jicatuyo	HO	183.12	
8 EL RECREO	GU	6.60		71 SAVEGRE	CR	44.35		133 Llanitos	HO	79.64	
9 Elocosito	GU	6.60		72 TORO 1	CR	7.77		134 Nacaome	HO	33.74	
10 ESCLAVOS	GU	13.14		73 TORO 2	CR	2.41		135 Nispero	HO	6.50	Llanitos
11 Esmeralda	GU	2.36		74 TORO 3	CR	1.97		136 Patuca2	HO	248.67	
12 Fincalore	GU	6.60		75 V. GARITA	CR	33.12	Balsa Chucas	137 Patuca2A	HO	173.52	
13 Fuentes	GU	6.60		76 Algarrobo	PA	1.88		138 Patuca3	HO	136.12	Patuca 2
14 GENERICA4	GU	8.81		77 Anton123	PA	2.06		139 Peq_hidro	HO	43.93	
15 HidrosPeq	GU	2.51		78 B. Blanco	PA	54.42		140 Río Lindo	HO	19.99	
16 JURUN	GU	4.20		79 Baitun	PA	63.75		141 Tablon	HO	35.38	
17 LAS VACAS	GU	9.77		80 Bajofrio	PA	58.08		142 Tornillit	HO	271.61	
18 MATANZAS	GU	2.36		81 Bartolo	PA	47.10		143 BOBOKE	NI	90.17	
19 Montecris	GU	11.41		82 Bayano	PA	185.35		144 BRITO	NI	403.24	
20 PaloViejo	GU	48.34		83 Bjo Mina	PA	63.75		145 C-AMERICA	NI	12.23	Larreynaga
21 PASABIEN	GU	1.97		84 Bonyic	PA	21.08		146 COP BAJO	NI	148.04	
22 RENACE	GU	24.75		85 Caldera	PA	7.09		147 CORRIE LI	NI	66.90	
23 Renacell	GU	24.75		86 Chan I	PA	178.64		148 EL CARMEN	NI	86.54	Copalar
24 S.TEREZA	GU	8.01		87 Chan II	PA	171.51	Chan 1	149 GENERICA	NI	62.65	
25 SERCHIL	GU	14.25	Chixoy	88 Cochea	PA	9.30		150 LARREYNAG	NI	12.52	Santa Barbara
26 TRIOS	GU	8.17		89 Concepcio	PA	22.31		151 MOJOLKA	NI	86.78	
27 XACBAL	GU	48.34		90 Dolega	PA	9.76		152 PAJARITOS	NI	42.28	
28 XALALA	GU	291.24		91 El Alto	PA	37.69		153 PANTASMA	NI	2.46	
29 ANGOSTURA	CR	107.15	Reventazón	92 Esperanza	PA	3.07		154 PIED FINA	NI	58.71	
30 ARENAL	CR	49.03		93 Esti	PA	83.80		155 S.BARBARA	NI	14.35	
31 BOT Capul	CR	5.80		94 Estrechos	PA	31.18		156 SALTO Y-Y	NI	7.49	
32 BOT Chuca	CR	75.45		95 Estrella	PA	10.35		157 SIRENA	NI	13.67	
33 BOT Torit	CR	0.00		96 Fortuna	PA	29.02		158 TUMARIN	NI	444.47	
34 BOT_GENER	CR	12.75		97 Gualaca	PA	0.00		159 VALENTIN	NI	62.65	
35 BOT_JOYA	CR	0.00		98 HidroGene	PA	37.69		160 15SEPT	ES	32.02	
36 Brujo1	CR	6.54	Brujo 2	99 Laguna	PA	21.08		161 5 NOV	ES	163.90	El tigre
37 Brujo2	CR	10.39	Savegre	100 LasCruces	PA	22.22		162 5Nov_Ampl	ES	0.00	
38 CACHI	CR	53.05	Angostura	101 Lorena	PA	0.00		163 CERRON GD	ES	132.59	05-Nov
39 Cachi_Amp	CR	0.00		102 Macano	PA	22.31		164 CGDE Ampl	ES	0.00	
40 Canalete	CR	7.51		103 Mendre	PA	32.14		165 CHAPARRAL	ES	43.66	El tigre
41 CARIBLANC	CR	12.91		104 Mendre2	PA	32.14		166 CIMARRON	ES	54.06	Cerrón Gde
42 CHOCOSUEL	CR	3.89		105 MinChan I	PA	7.13		167 EL TIGRE	ES	279.05	15 set
43 CNFL DGut	CR	20.76		106 Mmonte	PA	3.98		168 GENERICA	ES	43.66	
44 CNFL-Viri	CR	33.12		107 Mon Lirio	PA	14.93		169 GUAJOYO	ES	23.55	Cerrón Gde
45 COROBICI	CR	1.51		108 Pando	PA	9.34		170 LA HONDA	ES	38.75	
46 Cote	CR	1.79		109 PasoAncho	PA	6.39					
47 DIQUIS	CR	163.99		110 Pedreg2	PA	29.24					
48 EchanAmpl	CR	33.12		111 Pedregal	PA	29.24					
49 El Encant	CR	4.48		112 Perlas N	PA	22.31					
50 ESPH Exis	CR	33.12		113 Perlas S	PA	22.31					
51 Generica	CR	12.91		114 Planetas1	PA	9.81					
52 GEP1	CR	3.49		115 Potrerill	PA	2.35					
53 GEP2	CR	4.91		116 Prudencia	PA	23.73					
54 GEP3	CR	12.91		117 RP490	PA	15.34					
55 GEP4	CR	54.10		118 Sindigo	PA	4.77					
56 GEP5DJul)	CR	15.14		119 Slorezo	PA	49.25					
57 JASEC	CR	30.78		120 Tab II	PA	90.26					
58 LA GARITA	CR	36.10	Balsa Chucas	121 Tizingal	PA	5.18					
59 MENS ICE	CR	33.12		122 Valles	PA	5.68					
60 Mini Diqu	CR	163.99		123 Yeguada	PA	1.39					
61 Mini Reve	CR	45.51		124 HIDRO_CO		3.57					
62 NegroESPH	CR	15.29		125 HIDRO_ME		2.40					
63 P. BLANCA	CR	24.42									

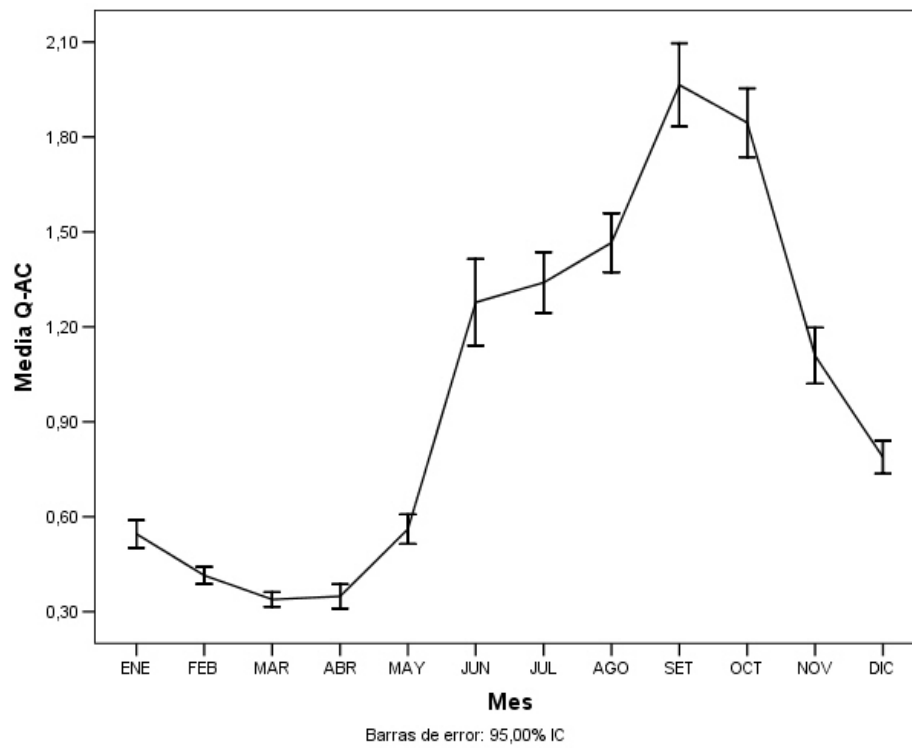
La siguiente figura ilustra la base de datos reales en la base de datos del GTPIR. Como se observa algunos países aún no presentan registros completos. Con el fin de obtener el período común 1965-2002, presentado en el cuadro anterior, se utilizó el modelo SUPER-OLADE²⁷, versión 5.1, específicamente el módulo hidrológico (MODHID).



La homogeneidad de los caudales en Centroamérica, sobre todo en la época seca, se ilustra con el diagrama de cajas. El caudal corresponde a la suma de los caudales de todas las estaciones. Obsérvese la reducida aportación en la época seca.



²⁷ Sistema Unificado de Planificación Eléctrica Regional, desarrollado por la OLADE-BID.



(esta página en blanco intencionalmente)

ANEXO 4 ACTUALIZACION EN PLANES DE CORTO PLAZO

Los análisis del presente estudio se realizaron con la mejor información disponible a inicios del 2010.

En la siguiente sección se reportan los cambios más recientes en los planes de expansión de cada país, con información disponible a octubre del 2010.

Esta nueva información no fue utilizada en el estudio.

A4.1 Guatemala

En el corto plazo Guatemala reporta el atraso de un año en la entrada del proyecto Las Palmas (Duke Energy), entrando en octubre del 2012.

La hidro Xacbal-Quiche entró en operación un mes antes de lo previsto pues entró en operación desde el mes de setiembre del 2010.

El proyecto de carbón Santa Rosa-ESI se atrasa tres años y se prevé la entrada para enero del 2014. El hidro Panam se adelanta un año, pues se espera esté disponible en diciembre del 2011. El hidro Palo Viejo se adelanta a junio del 2011.

Guatemala, plan de corto plazo. (actualizado a octubre 2010)				
Año	Mes	Fuente	Nombre	MW
2010	9	Hidro	Xacbal-Quiché	94.0
2011	6	Hidro	Palo Viejo	80.0
	12	Hidro	Panam	6.8
2012	1	Hidro	Santa Teresa	19.4
	10	Termica	Las Palmas II (Duke Energy)	80.0
2013	1	Hidro	San Cristobal	19.0
2014	1	Carbón	Sta. Rosa - ESI	90.0
2015	1	Carbón	Jagua Energy	300.0
Total				689.2

A4.2 *El Salvador*

En el corto plazo agrega el proyecto térmico Termopuerto, que se espera entre en operación el cuarto trimestre 2010 y también se ajusta la potencia del proyecto El Chaparral a 66.1 MW.

El Salvador, plan de corto plazo. (actualizado a octubre 2010)				
Año	Mes	Fuente	Nombre	MW
2010	1	Térmica	Termopuerto	75
2011				
2012				
2013	1	Hidro	CHAPARRAL	66.1
	1	Carbón	CESSA	100.0
	1	Geo	Berlín V	30.0
2014	1	Hidro	Ampliación 5 Noviembre	80.0
Total				351.1

A4.3 Honduras

En el caso de Honduras, contrario al retiro previsto para el año 2010 de 120 MW, se extendieron los contratos de ELCOSA (ya firmada la extensión) y LUFUSSA I (por firmar) hasta enero de 2014. También se conoce de una propuesta de Lufussa, extendiendo la operación de la Turbina (39.5 MW) y está negociando con ENEE adicionar 30 MW.

Respecto a CECHSA, se conoce de la intención de continuar con el contrato pero solamente para la instalación de la planta de carbón.

Con VETASA hay gran incertidumbre respecto al cumplimiento del contrato de la rehabilitación de ALSTHON Y SULZER con la posterior sustitución por carbón.

Se actualiza toda la licitación de renovables.

Honduras, plan de corto plazo. (actualizado a octubre 2010)				
Año	Mes	Fuente	Nombre	MW
2010				
2011	1	MMVD	Propuesta Lufussa	30.0
	1	Cogener	Licitación	16.0
2012	1	Eólico	EEHSA	100.0
	1	Diesel	Retiro Nacional de Ingenieros	-20.0
	1	MMVD	Retiro Ceiba	-26.6
	1	Hidro	Licitación	0.7
2013	1	Hidro	Licitación	13.5
	1	Biomasa	Licitación	1.7
2014	1	MMVD	Retiro Elcosa	-80.0
	1	TGDS	Retiro Lufussa 1	-40.0
	1	MMVD	Retiro Propuesta Lufussa	-30.0
	1	Hidro	Licitación	98.3
	1	Cogener	Licitación	14.5
2015	1	Hidro	Licitación	101.9
	1	Geoterm	Licitación	35.0
2016	1	Hidro	Licitación	100.2
2017	1	Hidro	Licitación	40.0
2018	1	Hidro	Licitación	219.0
	1	Biom	Licitación	11.0
	1		Retiro Enersa y Luffusa3	-440.0
2019			Retiro Luffusa2 y Emce2	-132.0
Total				13.2

A4.4 Nicaragua

Se atrasó la entrada de 40.8 MW de los motores de media velocidad Albanisa para marzo del 2011.

No se retiran las Brisas I ni las Brisas II, el sistema sigue contando con los 62 MW que en conjunto aportan las dos plantas. El retiro de los 40MW de Managua 3, será en abril del 2014.

La hidro Pantasma se adelanta un mes, y la eólica Blue Power se adelanta para febrero del 2012. La hidro Larreynaga se atrasa su entrada en operación para enero 2013. La hidro Salto YY por problemas de financiamiento se tiene ahora como candidata y no en el corto plazo.

Los retiros de Nicaragua I y II se atrasan para diciembre del 2014, y el de Managua 4 y Managua 5 se atrasan para setiembre del 2014. Los MMV PAMFELS se retiran hasta el 2017.

Nicaragua. Plan de corto plazo. (actualizado a octubre 2010)				
Año	Mes	Tipo	Nombre	MW
2010	1	MMVB	Albanisa (U6)	13.6
	2	MMVB	Albanisa (U7)	40.8
	2	MMVB	Albanisa (U8)	27.2
	4	Eólico	Amayo II	23.0
2011	3	MMVB	Albanisa (U9)	40.8
	4	Geo	Tízate2	36.0
2012	2	Eólico	Blue Power	40.0
	4	Geo	Tízate1	-10.0
	4	Geo	Tízate3	36.0
	9	Hidro	Pantasma	12.0
	12	Eólico	EOLO	37.5
2013	1	Hidro	Larreynaga	17.0
2014	4	Térmica	Retiro Managua 3	-40.0
	9	Térmica	Retiro Managua 4	-5.0
	9	Térmica	Retiro Managua 5	-5.0
	12	Térmica	Retiro Nicaragua II	-50.0
	12	Térmica	Retiro Nicaragua I	-50.0
	12	Hidro	Tumarín	250.0
Total				413.9

A4.5 Costa Rica

En el corto plazo no entraran en operación CATSA de 8 MW e Ingenios Fuera de Zafra. Tampoco se contará con la ampliación de la planta eólica Tejona.

El eólico Valle Central pasó de noviembre del 2011 a enero del 2013. El hidro Toro 3 se pospone un mes, quedando para junio 2012. La entrada de los 150 MW de Chucas, Torito y Capulín se atrasa para enero del 2014. La ampliación de Cachí se realizara en enero del 2014. Finalmente se reporta el atraso en la entrada del hidro Reventazón, se pasa para enero del 2016

Costa Rica, plan de corto plazo. (actualizado a octubre 2010)				
Año	Mes	Fuente	Nombre	MW
2010	6	Turbinas	Retiro Alquiler	-110
2011	1	MMVB	Garabito	200.0
	6	Turbinas	Retiro Alquiler	-90.0
	10	Hidro	Pirris	128.0
	11	Geo	Las Pailas	35.0
	12	Bagazo	Cutres y Palmar	8.0
2012	1	Eólico	Valle Central	15.0
	1	Bunker	Retiro Colima	-14.0
	6	Hidro	Toro3	50.0
2013	11	Hidro	Retiro Cachí Existente	-105.0
	11	Hidro	Ampliación Cachí	160.0
2014	1	Hidro	BOT's Torito, Chucás y Capulín	150.0
2015				
2016	1	Hidro	Reventazón con Mini Central	314.0
Total				741.0

A4.6 Panamá

Los proyectos hidro Paso Ancho, Los Planetas 1 y Mecano y los 120 MW de BLM (carbón) finalizaron la construcción y ahora están en pruebas. El proyecto hidro Bajo de Mina se atrasa cuatro meses y se prevé la entrada en operación para febrero del 2011. El hidro Gualaca entrará en diciembre del 2011.

El hidro Pedregalito, entrará en operación en marzo del 2011, cuatro meses antes de lo previsto. El eólico Toabre I se atrasa un año, y se espera que entre en operación en octubre del 2012.

Panamá, plan de corto plazo. (actualizado a octubre 2010)				
Año	Mes	Fuente	Nombre	MW
2010	12	Hidro	Gualaca	25.2
2011	2	Hidro	Bajo de Mina	56.0
	2	Hidro	Lorena	33.8
	3	Hidro	Pedregalito	20.0
	5	Hidro	Chan I (2)	222.5
	11	Hidro	Prudencia	56.0
	12	Hidro	Baitún	88.7
2012	1	Hidro	Cochea	12.5
	10	Eolico	Toabré I (3)	80.0
	10	Hidro	San Bartolo	15.3
	10	Hidro	Las Perlas Norte	10.0
	10	Hidro	Las Perlas Sur	10.0
	12	Hidro	Mendre 2	8.0
2013	1	Hidro	Bonyic	31.3
	1	Hidro	Pando	32.6
	1	Hidro	Monte Lirio	51.6
	1	Hidro	El Alto	68.0
	1	Hidro	Caldera	4.0
	1	Hidro	Las Cruces	9.2
	1	Hidro	Los Estrechos	10.0
	1	Hidro	La Laguna	9.3
	2	Hidro	RP-490	9.9
	5	Hidro	Bajo Frío	56.0
	6	Hidro	Tizingal	4.6
	7	Hidro	Barro Blanco	28.8
Total				953.3