



INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD

**CENTRO NACIONAL DE PLANIFICACION ELECTRICA
PROCESO EXPANSION INTEGRADA**



**Abril 2014
San José, Costa Rica**

PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION ELECTRICA PERIODO 2014-2035

SUS COMENTARIOS SON BIENVENIDOS

Por favor dirija sus comentarios, observaciones o consultas a

Javier Orozco, jorozco@ice.go.cr
Fernando Ramírez, framirez@ice.go.cr
Fanny Solano, fsolano@ice.go.cr
Grupo ICE www.grupoice.com

ELABORACION

El presente documento fue elaborado por el Proceso de Expansión Integrada del Centro Nacional de Planificación Eléctrica del Instituto Costarricense de Electricidad.

El estudio se realizó durante el año 2013 y el documento se publicó en abril del 2014.

APROBACION

Este documento fue aprobado por la Dirección del Centro de Planificación Eléctrica.

REPRODUCCION

Se autoriza la reproducción de la totalidad o parte de este documento, bajo la condición de que se acredite la fuente.

Portada: **Planta Solar Miravalles**

La planta solar Miravalles, de 1 MW, es la primera central fotovoltaica en Centro América. Fue construida por el ICE con una cooperación del gobierno japonés. Inaugurada en octubre del 2012, en el año 2013 generó 1.44 GWh. Está compuesta por 4 300 paneles de 235 kW y ocupa un área de 2.7 hectáreas.

La energía solar se puede aprovechar en grandes centrales sobre el terreno o en pequeñas instalaciones en los techos, bajo esquemas de generación distribuida.

La central geotérmica Miravalles 3, de 26 MW, colinda con la planta solar. Se observa la nube de condensación del agua que se utiliza para enfriamiento.

A la izquierda del cerro Mogote, que aparece al fondo de la fotografía, se ubica la planta eólica Guanacaste, de 50 MW.

Fotografía cortesía de Luis Rodolfo Ajún López

Tabla de contenido

| | | |
|-------|---|----|
| 1 | RESUMEN Y CONCLUSIONES | 1 |
| 2 | ENTORNO CENTROAMERICANO | 5 |
| 2.1 | Situación económica y social de Centro América | 5 |
| 2.2 | Características de los sistemas de generación | 6 |
| 2.3 | Precios de la energía | 8 |
| 2.4 | Interconexiones regionales | 10 |
| 2.5 | Mercados eléctricos en Centro América..... | 12 |
| 2.6 | Actividad comercial del mercado regional | 13 |
| 3 | POLITICA Y ORGANIZACION DEL SISTEMA DE GENERACION..... | 15 |
| 3.1 | Política Energética Nacional | 15 |
| 3.1.1 | Plan Nacional de Desarrollo | 15 |
| 3.1.2 | Plan Nacional de Energía | 16 |
| 3.2 | Políticas del sistema de generación del ICE | 17 |
| 3.3 | Plan de Expansión de la Generación | 18 |
| 3.4 | Organización | 18 |
| 4 | DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO | 19 |
| 4.1 | Sistema Eléctrico Nacional..... | 19 |
| 4.1.1 | Sistema de Generación | 19 |
| 4.1.2 | Sistema de Transmisión | 21 |
| 4.1.3 | Sistema de Distribución | 22 |
| 4.1.4 | Despacho de energía | 23 |
| 4.2 | Cobertura eléctrica..... | 23 |
| 4.3 | Ventas de energía eléctrica..... | 24 |
| 4.4 | Servicio en zonas remotas fuera de la red | 25 |
| 5 | GENERALIDADES DE LA DEMANDA ELECTRICA..... | 27 |
| 5.1 | El sector electricidad y la demanda total de energía..... | 27 |
| 5.2 | Evolución de la demanda eléctrica..... | 28 |
| 5.3 | Comportamiento horario y estacional de la demanda | 28 |
| 6 | PROYECCIONES DE DEMANDA | 31 |
| 6.1 | Metodología usada en la proyección..... | 31 |
| 6.2 | Máximo crecimiento previsible en el corto plazo | 31 |

| | | |
|-------|---|----|
| 6.3 | Proyecciones de la demanda | 32 |
| 6.4 | Comparación con proyecciones de demanda anteriores | 34 |
| 7 | RECURSOS ENERGETICOS..... | 37 |
| 7.1 | Potencial de Recursos Renovables | 37 |
| 7.2 | Recursos Renovables Establecidos..... | 38 |
| 7.2.1 | Hidroelectricidad..... | 38 |
| 7.2.2 | Geotermia..... | 38 |
| 7.2.3 | Eólico | 39 |
| 7.2.4 | Biomasa del bagazo | 39 |
| 7.3 | Recursos Renovables Emergentes | 39 |
| 7.3.1 | Biogás | 40 |
| 7.3.2 | Desechos Sólidos Municipales | 40 |
| 7.3.3 | Solar..... | 40 |
| 7.3.4 | Biocombustibles | 40 |
| 7.4 | Otras fuentes renovables y no convencionales | 41 |
| 7.5 | Participación de las diferentes fuentes renovables | 41 |
| 7.6 | Combustibles fósiles | 42 |
| 7.6.1 | Diésel y búnker..... | 43 |
| 7.6.2 | Gas natural..... | 44 |
| 7.6.3 | Carbón..... | 45 |
| 7.7 | Energía nuclear..... | 46 |
| 7.8 | Importaciones del MER | 46 |
| 7.9 | Externalidades del aprovechamiento de los recursos energéticos..... | 46 |
| 7.10 | Administración de la demanda | 48 |
| 7.11 | Ubicación geográfica de los proyectos..... | 48 |
| 8 | PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES FOSILES | 49 |
| 8.1 | Proyecciones del precio del crudo | 49 |
| 8.2 | Precio del diésel y el búnker | 50 |
| 8.3 | Carbón | 52 |
| 8.4 | Gas natural licuado | 53 |
| 8.4.1 | Modelado de la cadena de suministro del GNL..... | 54 |
| 8.5 | Resumen de las proyecciones | 57 |
| 9 | CRITERIOS PARA LA FORMULACION DEL PLAN | 59 |
| 9.1 | Política energética..... | 59 |
| 9.2 | Horizonte de planeamiento | 59 |

| | | |
|--------|--|----|
| 9.3 | Entorno centroamericano | 59 |
| 9.4 | Criterio ambiental | 60 |
| 9.5 | Criterio de confiabilidad..... | 60 |
| 9.6 | Criterio de óptimo económico..... | 61 |
| 9.7 | Otros parámetros económicos | 62 |
| 9.7.1 | Evaluación social de los planes | 62 |
| 9.7.2 | Costos constantes en el tiempo..... | 62 |
| 9.7.3 | Tasa social de descuento | 62 |
| 9.7.4 | Costo de racionamiento..... | 62 |
| 9.8 | Herramientas de análisis..... | 62 |
| 9.8.1 | Etapas de tiempo | 63 |
| 9.9 | Cambio climático y vulnerabilidad | 64 |
| 10 | INFORMACION BASICA..... | 65 |
| 10.1 | Sistema existente | 65 |
| 10.1.1 | Retiro y modernización | 66 |
| 10.2 | Hidrología..... | 67 |
| 10.3 | Viento | 68 |
| 10.4 | Proyectos fijos..... | 69 |
| 10.5 | Tecnologías candidatas para el Plan de Expansión..... | 70 |
| 10.5.1 | Tecnologías basadas en recursos renovables | 70 |
| 10.5.2 | Tecnologías que consumen derivados de petróleo..... | 71 |
| 10.5.3 | Otros combustibles fósiles | 71 |
| 10.5.4 | Nuevas fuentes no convencionales fuera del plan | 71 |
| 10.6 | Características de los proyectos candidatos | 72 |
| 10.6.1 | Costo unitario y monómico de los proyectos candidatos..... | 74 |
| 10.7 | Otros proyectos privados y de empresas distribuidoras..... | 76 |
| 10.7.1 | Proyectos de empresas distribuidoras | 76 |
| 10.7.2 | Proyectos de generadores independientes | 78 |
| 10.7.3 | Representación genérica de proyectos renovables..... | 78 |
| 11 | METODOLOGIA PARA ESTABLECER EL PLAN | 81 |
| 11.1 | Importancia de las rutas de expansión..... | 81 |
| 11.2 | Proceso progresivo por etapas | 82 |
| 12 | REVISION DEL CORTO PLAZO..... | 83 |
| 12.1 | Revisión del plan de obras en ejecución | 83 |
| 12.1.1 | Mantenimientos, modernizaciones y retiros | 83 |
| 12.1.2 | Caso Base..... | 84 |

| | | |
|--------|--|-----|
| 12.1.3 | Confiabilidad en el corto plazo | 85 |
| 12.2 | Siguientes adiciones al plan de expansión..... | 86 |
| 12.3 | Cancelación de la programación del CCMoín | 88 |
| 13 | RUTAS DE EXPANSION | 89 |
| 13.1 | Observaciones sobre las rutas..... | 91 |
| 13.1.1 | Respaldo térmico 2021-2022..... | 91 |
| 13.1.2 | Proyectos geotérmicos | 91 |
| 13.1.3 | Otros proyectos renovables genéricos..... | 91 |
| 13.1.4 | Exclusión mutua Diquís-GNL..... | 92 |
| 13.2 | Costo comparativo de las rutas..... | 92 |
| 13.3 | Desempeño en Centro América | 92 |
| 13.4 | Desempeño de las emisiones unitarias..... | 95 |
| 13.5 | Flujos de caja y endeudamiento..... | 96 |
| 13.6 | Necesidad estratégica de una adición térmica..... | 98 |
| 13.6.1 | Función de complemento térmico | 98 |
| 13.6.2 | Primera etapa del GNL | 98 |
| 14 | SELECCION DE LA RUTA A SEGUIR..... | 101 |
| 14.1 | Consideraciones adicionales sobre las rutas | 101 |
| 14.1.1 | Ruta 0 – Sin Diquís y sin GNL | 101 |
| 14.1.2 | Ruta 1 – Diquís en el año 2025 | 102 |
| 14.1.3 | Ruta 2 – GNL en el 2025..... | 102 |
| 14.2 | Planes alternativos | 102 |
| 14.3 | Ruta recomendada..... | 105 |
| 15 | CARACTERISTICAS DEL PLAN RECOMENDADO | 107 |
| 15.1 | Plan recomendado 2014-2035..... | 107 |
| 15.2 | Capacidad instalada y generación | 108 |
| 15.3 | Déficit de energía | 110 |
| 15.4 | Emisiones..... | 111 |
| 15.5 | Costos marginales de corto plazo | 112 |
| 15.6 | Costos marginales de largo plazo de generación | 113 |
| 15.6.1 | Estructura estacional | 116 |
| 15.7 | Flujo de caja y endeudamiento | 118 |
| 16 | REFERENCIAS..... | 121 |
| | ANEXO 1..... | 125 |
| | GENERACIONES ESPERADAS POR PLANTA..... | 125 |

| | |
|---|-----|
| ANEXO 2 | 133 |
| CONSUMO ESPERADO DE COMBUSTIBLES | 133 |
| ANEXO 3 | 135 |
| COSTO VARIABLE DE OPERACION | 135 |
| ANEXO 4 | 137 |
| UBICACION DE PLANTAS Y PROYECTOS | 137 |
| ANEXO 5 | 139 |
| AGRUPAMIENTO DE PLANTAS HIDROELECTRICAS MENORES | 139 |
| ANEXO 6 | 141 |
| PLANTAS E INFORMACION HIDROLOGICA | 141 |
| ANEXO 7 | 143 |
| DETALLE DE PROYECTOS EN LAS RUTAS DE EXPANSION..... | 143 |

(esta página en blanco intencionalmente)

1 RESUMEN Y CONCLUSIONES

Una de las responsabilidades fundamentales del ICE con relación al sector eléctrico nacional es garantizar un equilibrio de la oferta y la demanda de la electricidad. Un faltante de capacidad resulta desastroso, habida cuenta de los altos costos que implicaría para la sociedad costarricense un desabastecimiento. Al mismo tiempo, inversiones excesivas aumentan el costo de la energía y causan un daño a la economía del país.

Un instrumento para asegurar la adecuada oferta eléctrica en los años venideros es la realización periódica de planes de expansión de la generación eléctrica (PEG). Estos planes deben cumplir con los criterios económicos y ambientales, dentro del marco de las políticas nacionales e institucionales en materia energética.

El Plan de Expansión de la Generación Eléctrica (en adelante PEG) cubre el horizonte de planeamiento 2014–2035, dentro del cual se pueden diferenciar tres períodos. El período de obras en construcción abarca hasta el año 2017, en donde sobresale el proyecto hidroeléctrico Reventazón de 300 MW, que entrará en operación en el 2016. El período intermedio cubre del 2018 al 2025, y de sus resultados se deriva la recomendación de un programa general de acciones para los años inmediatos. El período de referencia llega hasta el 2035 y su propósito es servir como guía para conocer las necesidades futuras de recursos energéticos.

La línea SIEPAC, actualmente en operación parcial, dará un gran impulso a la integración eléctrica centroamericana. Con la posibilidad de mayores volúmenes de trasiego, el Mercado Eléctrico Centroamericano (MER) irá madurando rápidamente. Sin embargo, dado que actualmente el MER es incipiente y no permite depender de contratos regionales de suministro, el presente PEG se refiere al sistema costarricense aislado, donde las inversiones propuestas satisfacen la demanda nacional prevista sin depender de importaciones o exportaciones a los países vecinos. No obstante, en la operación sí se aprovechan las ventajas inmediatas que la interconexión y el mercado regional ofrecen, comprando y vendiendo energía para beneficio de los usuarios del sistema eléctrico.

La presente revisión del PEG introduce por primera vez la consideración de rutas de expansión y se centra en ellas. El PEG recomienda tomar la decisión de ejecutar los proyectos inmediatos y aquellos que tengan un gran valor estratégico para el país. Deja como referencia los proyectos menores cuya decisión de ejecución se puede posponer.

El desarrollo de grandes embalses de regulación hidroeléctrica o la introducción del gas natural en la matriz energética, son los temas más importantes que moldearán el sistema de generación de los años venideros. El desarrollo de Diquís o la introducción del gas natural conforman dos grandes rutas de expansión. Una tercera ruta es la decisión de no hacer ninguno de los dos proyectos estratégicos anteriores.

Cada una de estas tres rutas de expansión fue evaluada y optimizada para los escenarios de demanda previstos.

Atendiendo la política nacional energética y ambiental, se recomienda impulsar el aprovechamiento del proyecto hidroeléctrico Diquís en el año 2025. En la Tabla 1-1 se muestra el plan correspondiente al escenario de demanda media y que se denomina aquí como Plan de Expansión Recomendado.

Tabla 1-1 Plan de Expansión Recomendado

| Año | Energía GWh | % crec | Pot MW | % crec | Mes | Proyecto | Fuente | Pot MW | Instalación MW |
|------------------------------|----------------|--------|-----------|--------|-----|------------------------|--------|-----------|-------------------|
| Capacidad Instalada al: 2012 | | | | | | | | | 2 682 |
| 2013 | | | | | 7 | Tacares | Hidro | 7 | 2 689 |
| | | | | | 12 | Balsa Inferior | Hidro | 38 | 2 727 |
| 2014 | 10 789 | | 1 688 | | 7 | Cachí | Hidro | -105 | 2 622 |
| | | | | | 11 | Cachí 2 | Hidro | 158 | 2 780 |
| 2015 | 11 278 | 4.5% | 1 757 | 4.1% | 1 | Chucás | Hidro | 50 | 2 830 |
| | | | | | 2 | Torito | Hidro | 50 | 2 880 |
| | | | | | 3 | Anonos | Hidro | 4 | 2 883 |
| | | | | | 3 | Río Macho | Hidro | -120 | 2 763 |
| | | | | | 3 | Río Macho 2 | Hidro | 140 | 2 903 |
| | | | | | 7 | Chiripa | Eólic | 50 | 2 953 |
| 2016 | 11 786 | 4.5% | 1 827 | 4.0% | 1 | Capulín | Hidro | 49 | 3 002 |
| | | | | | 1 | La Joya 2 | Hidro | 64 | 3 066 |
| | | | | | 1 | La Joya | Hidro | -50 | 3 016 |
| | | | | | 1 | Eólico Cap1 Conc 1a | Eólic | 50 | 3 066 |
| | | | | | 1 | Orosí | Eólic | 50 | 3 116 |
| | | | | | 5 | Reventazón | Hidro | 292 | 3 408 |
| | | | | | 10 | Reventazón Minicentral | Hidro | 14 | 3 422 |
| 2017 | 12 317 | 4.5% | 1 891 | 3.5% | 1 | Eólico Cap1 Conc 1b | Eólic | 50 | 3 472 |
| | | | | | 1 | Eólico Cap1 Conc 2 | Eólic | 20 | 3 492 |
| | | | | | 1 | Hidro Cap1 Conc 1 | Hidro | 37 | 3 529 |
| | | | | | 1 | Hidro Cap1 Conc 2 | Hidro | 50 | 3 579 |
| | | | | | 6 | Moín 1 | Térm | -20 | 3 559 |
| | | | | | | | | | |
| 2018 | 12 873 | 4.5% | 1 971 | 4.2% | 1 | Renov 50 MW | Renov | 50 | 3 609 |
| 2019 | 13 451 | 4.5% | 2 051 | 4.1% | 1 | Pailas 2 | Geot | 55 | 3 664 |
| 2020 | 14 054 | 4.5% | 2 126 | 3.6% | | | | | 3 664 |
| 2021 | 14 680 | 4.5% | 2 206 | 3.8% | 1 | Turbina Proy 1 | Térm | 80 | 3 744 |
| | | | | | 1 | Renov 50 MW | Renov | 50 | 3 794 |
| 2022 | 15 330 | 4.4% | 2 297 | 4.1% | 1 | Turbina Proy 2 | Térm | 80 | 3 874 |
| 2023 | 16 003 | 4.4% | 2 382 | 3.7% | 1 | Borinquen 1 | Geot | 55 | 3 929 |
| | | | | | 1 | Renov 150 MW | Renov | 150 | 4 079 |
| 2024 | 16 698 | 4.3% | 2 479 | 4.0% | 1 | Borinquen 2 | Geot | 55 | 4 134 |
| 2025 | 17 417 | 4.3% | 2 564 | 3.4% | 1 | Diquís | Hidro | 623 | 4 757 |
| | | | | | 1 | Diquís Minicentral | Hidro | 27 | 4 784 |
| 2026 | 18 155 | 4.2% | 2 660 | 3.7% | | | | | 4 784 |
| 2027 | 18 914 | 4.2% | 2 756 | 3.6% | | | | | 4 784 |
| 2028 | 19 691 | 4.1% | 2 858 | 3.7% | | | | | 4 784 |
| 2029 | 20 488 | 4.0% | 2 949 | 3.2% | 1 | Renov 150 MW | Renov | 150 | 4 934 |
| 2030 | 21 301 | 4.0% | 3 066 | 4.0% | 1 | Geotérm 55 MW | Geot | 55 | 4 989 |
| 2031 | 22 130 | 3.9% | 3 173 | 3.5% | 1 | Geotérm 110 MW | Geot | 110 | 5 099 |
| 2032 | 22 975 | 3.8% | 3 291 | 3.7% | 1 | Renov 150 MW | Renov | 150 | 5 249 |
| | | | | | 1 | Geotérm 165 MW | Geot | 165 | 5 414 |
| 2033 | 23 832 | 3.7% | 3 403 | 3.4% | 1 | Renov 400 MW | Renov | 400 | 5 814 |
| 2034 | 24 704 | 3.7% | 3 526 | 3.6% | 1 | Renov 150 MW | Renov | 150 | 5 964 |
| 2035 | 25 589 | 3.6% | 3 649 | 3.5% | 1 | Turbina 160 MW | Térm | 160 | 6 124 |

La ruta de expansión que introduce gas natural encuentra óptimo disponer de este combustible en el 2025, para ser utilizado en ciclos combinados grandes de alta eficiencia.

También se exploró la necesidad de proyectos medianos y pequeños para satisfacer la demanda del sistema de generación, si no se dispone de Diquís o del gas natural.

En el corto plazo se recomienda la ejecución del proyecto geotérmico Pailas 2, de 55 MW en el 2019, y la adición de nueva capacidad renovable del orden de 50 MW en el 2018, para cubrir la eventualidad de un escenario alto de demanda.

Es importante destacar la importancia de la adición de nueva capacidad térmica en el 2021. Esta expansión tiene un doble propósito:

- Minimizar el costo total de inversión y operación del sistema. La capacidad térmica es necesaria para reducir el costo de la energía, porque aunque tiene un costo operativo alto su inversión es muy baja. Es la tecnología adecuada para complementar las fuentes renovables. Estas nuevas plantas restituyen el balance óptimo en la matriz energética.
- Servir de primer paso para la introducción del gas natural. Si el país decide avanzar con el gas natural, estas plantas se usarán como base para instalar un ciclo combinado y la infraestructura de importación y almacenamiento del gas.

En todos los planes resalta el beneficio de disponer de nueva capacidad geotérmica. Los tres primeros proyectos, Pailas 2, Borinquen 1 y Borinquen 2, se encuentran fuera de parques nacionales y tienen estudios de factibilidad positivos. Posteriores desarrollos requerirán estudios y en algunos casos, podrían no ser ejecutables, por estar en zonas protegidas.

(esta página en blanco intencionalmente)

2 ENTORNO CENTROAMERICANO

En el presente capítulo se presentan las estadísticas que describen el sector eléctrico regional. La información proviene de los informes publicados por CEPAL y datos del Ente Operador de la Red (EOR).

2.1 Situación económica y social de Centro América

La región centroamericana en el año 2012 tiene 44 millones de habitantes en un territorio que cubre 509 000 km².

En la Tabla 2-1 se presentan algunos datos demográficos de la región centroamericana.

Tabla 2-1 Datos relevantes de demanda en Centro América

| Características demográficas de los países Centroamericanos. 2012 | | | | | | | |
|---|-----------|-----------------|---------------------|------------------|------------|---------------------|----------------|
| | Población | Índice | Area | Población | Generación | Densidad | Generación per |
| | mill | electrificación | mil km ² | sin electricidad | Annual | Población | Capita Annual |
| | | % | | mill | GWh | hab/km ² | kWh-año |
| Guatemala | 15.1 | 85.5 | 109 | 2.2 | 8 704 | 138 | 578 |
| Honduras | 8.4 | 85.7 | 112 | 1.2 | 7 503 | 75 | 895 |
| El Salvador | 6.3 | 93.6 | 21 | 0.4 | 5 988 | 298 | 958 |
| Nicaragua | 6.0 | 74.7 | 139 | 1.5 | 3 626 | 43 | 608 |
| Costa Rica | 4.7 | 99.2 | 51 | 0.0 | 10 076 | 92 | 2 159 |
| Panamá | 3.8 | 89.7 | 77 | 0.4 | 8 385 | 49 | 2 214 |
| Total | 44.1 | 87.04 | 509 | 5.7 | 44 282 | 87 | 1 004 |

En términos comparativos, Costa Rica es una décima parte del territorio y la población regional, pero tiene la cuarta parte de la generación eléctrica.

El consumo de energía eléctrica per cápita en la región centroamericana muestra grandes diferencias entre los países. El máximo consumo unitario es unas cuatro veces más alto que el consumo per cápita mínimo. Algo similar ocurre con el producto interno bruto, donde la relación es de unas cinco veces, como se aprecia en la Figura 2-1.

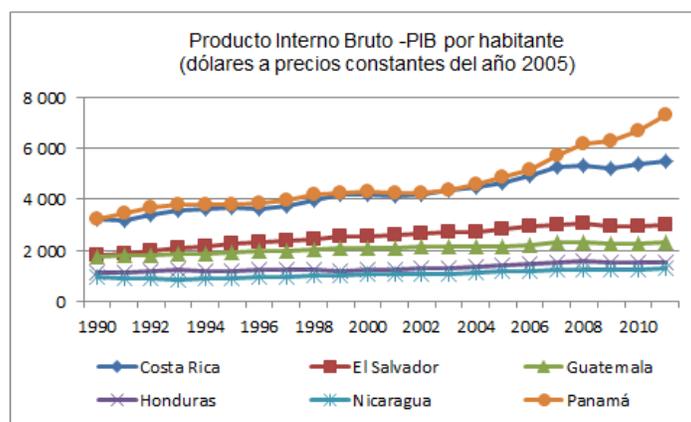


Figura 2-1 Producto Interno Bruto

En las últimas dos décadas la mayoría de los países realizó esfuerzos importante en la electrificación rural y lograron mejorar sensiblemente los índices de cobertura eléctrica, como se muestra en la Figura 2-2. A pesar de esto, al año 2012 no tenían acceso al servicio eléctrico casi seis millones de centroamericanos.

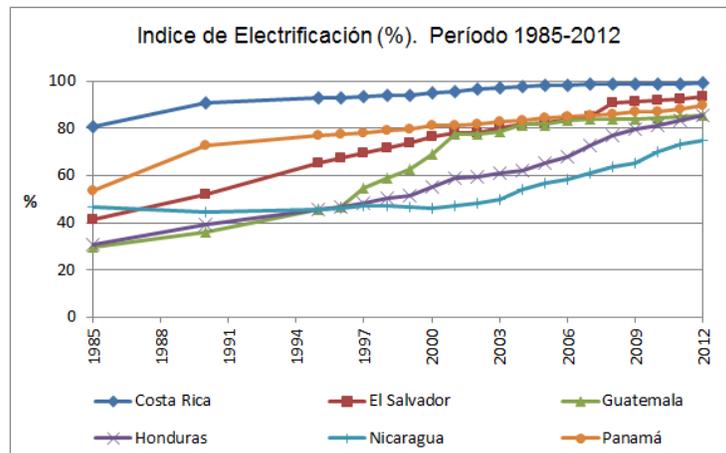


Figura 2-2 Índices de Electrificación

2.2 Características de los sistemas de generación

En la Figura 2-3 se muestra la demanda de potencia para el período de 1990-2012 en la región centroamericana.

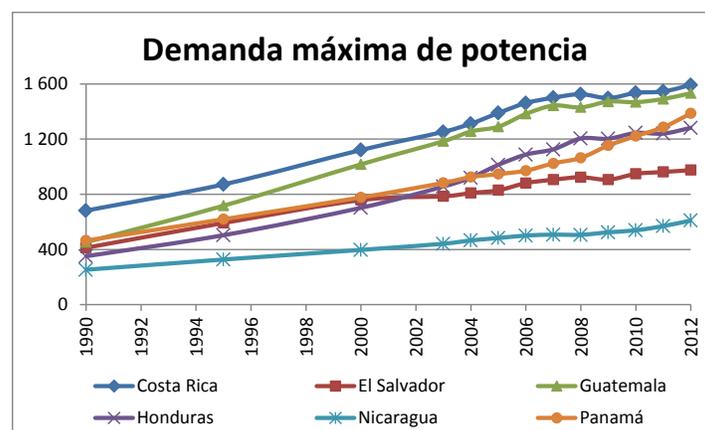


Figura 2-3 Evolución de la demanda de potencia

En la Tabla 2-2 se muestra la generación de cada uno de los sistemas eléctricos de la región y el crecimiento que tuvo en la última década.

Tabla 2-2 Generación eléctrica por país

| Generación Neta por País | | | | | | | |
|------------------------------|--------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|
| GWh | | | | | | | |
| Años | CA | CR | ES | GU | HO | NI | PA |
| 1990 | 14 175 | 3 543 | 2 164 | 2 318 | 2 274 | 1 251 | 2 625 |
| 2000 | 26 955 | 6 886 | 3 390 | 6 048 | 3 739 | 2 096 | 4 797 |
| 2001 | 28 023 | 6 896 | 3 976 | 5 772 | 3 959 | 2 286 | 5 133 |
| 2002 | 29 712 | 7 439 | 4 274 | 6 191 | 4 162 | 2 402 | 5 245 |
| 2003 | 31 307 | 7 511 | 4 487 | 6 575 | 4 607 | 2 561 | 5 566 |
| 2004 | 32 960 | 7 968 | 4 689 | 6 999 | 4 908 | 2 647 | 5 748 |
| 2005 | 34 504 | 8 146 | 4 943 | 7 221 | 5 625 | 2 808 | 5 761 |
| 2006 | 36 380 | 8 564 | 5 529 | 7 434 | 6 020 | 2 895 | 5 938 |
| 2007 | 38 229 | 8 990 | 5 749 | 7 940 | 6 334 | 2 935 | 6 282 |
| 2008 | 39 145 | 9 413 | 5 916 | 7 904 | 6 547 | 3 100 | 6 265 |
| 2009 | 39 545 | 9 236 | 5 663 | 7 979 | 6 592 | 3 196 | 6 879 |
| 2010 | 40 668 | 9 503 | 5 878 | 7 914 | 6 722 | 3 403 | 7 249 |
| 2011 | 42 292 | 9 760 | 5 991 | 8 147 | 7 125 | 3 567 | 7 703 |
| 2012 | 44 298 | 10 076 | 5 926 | 8 704 | 7 490 | 3 731 | 8 371 |
| Tasas de Crecimiento Anual % | | | | | | | |
| Años | CA | CR | ES | GU | HO | NI | PA |
| 1990-2000 | 7% | 7% | 5% | 10% | 5% | 5% | 6% |
| 2001 | 4% | 0% | 17% | -5% | 6% | 9% | 7% |
| 2002 | 6% | 8% | 7% | 7% | 5% | 5% | 2% |
| 2003 | 5% | 1% | 5% | 6% | 11% | 7% | 6% |
| 2004 | 5% | 6% | 4% | 6% | 7% | 3% | 3% |
| 2005 | 5% | 2% | 5% | 3% | 15% | 6% | 0% |
| 2006 | 5% | 5% | 12% | 3% | 7% | 3% | 3% |
| 2007 | 5% | 5% | 4% | 7% | 5% | 1% | 6% |
| 2008 | 2% | 5% | 3% | 0% | 3% | 6% | 0% |
| 2009 | 1% | -2% | -4% | 1% | 1% | 3% | 10% |
| 2010 | 3% | 3% | 4% | -1% | 2% | 6% | 5% |
| 2011 | 4% | 3% | 2% | 3% | 6% | 5% | 6% |
| 2012 | 5% | 3% | -1% | 7% | 5% | 5% | 9% |

La principal fuente energética es la hidroelectricidad. A principios de los noventa, el agua se usaba para generar más del 90% de la energía eléctrica. Más recientemente, la región ha recurrido a los combustibles fósiles para atender sus crecientes demandas eléctricas.

En el 2012, la participación de las energías renovables fue un 65%, mientras que la dependencia del petróleo y el carbón alcanzó un 35%, tal como se muestra en la Figura 2-4 y Tabla 2-3.

Tabla 2-3 Generación por fuente en Centroamérica

| Generación Eléctrica en Centro América | | | | | | | | | | | | |
|--|--------|--------|-------|-------|---------|----------|-------|--------|---------|--------|--------|-------|
| Período 1990-2012 | | | | | | | | | | | | |
| Año | Total | Hidro | Geo | Vapor | Motores | Turbinas | Ciclo | Carbón | Cogener | Eólica | Biogas | Solar |
| Combinado | | | | | | | | | | | | |
| 1990 | 14 175 | 12 166 | 748 | 1 014 | 17 | 231 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 1995 | 19 455 | 11 469 | 1 159 | 1 870 | 2 168 | 2 661 | 0 | 0 | 127 | 0 | 0 | 0 |
| 2000 | 26 955 | 15 418 | 1 999 | 1 134 | 6 351 | 591 | 0 | 558 | 722 | 183 | 0 | 0 |
| 2001 | 28 023 | 13 715 | 2 242 | 2 273 | 7 741 | 384 | 0 | 848 | 635 | 186 | 0 | 0 |
| 2002 | 29 712 | 14 463 | 2 341 | 1 876 | 8 581 | 475 | 0 | 943 | 774 | 259 | 0 | 0 |
| 2003 | 31 307 | 14 530 | 2 503 | 2 047 | 9 864 | 440 | 0 | 892 | 801 | 230 | 0 | 0 |
| 2004 | 32 965 | 16 062 | 2 504 | 1 733 | 10 295 | 193 | 0 | 1 030 | 888 | 255 | 5 | 0 |
| 2005 | 34 516 | 17 050 | 2 462 | 1 611 | 10 601 | 347 | 0 | 979 | 1 251 | 204 | 12 | 0 |
| 2006 | 36 387 | 17 791 | 2 636 | 1 968 | 10 789 | 558 | 0 | 1 011 | 1 356 | 274 | 7 | 0 |
| 2007 | 38 230 | 17 750 | 2 976 | 2 237 | 11 649 | 738 | 0 | 1 038 | 1 602 | 241 | 1 | 0 |
| 2008 | 39 146 | 19 828 | 3 113 | 1 946 | 10 893 | 535 | 0 | 1 054 | 1 577 | 198 | 1 | 0 |
| 2009 | 39 546 | 18 660 | 3 150 | 1 925 | 12 419 | 383 | 0 | 723 | 1 849 | 436 | 1 | 0 |
| 2010 | 40 668 | 20 974 | 3 131 | 1 582 | 11 129 | 475 | 0 | 1 082 | 1 776 | 519 | 0 | 0 |
| 2011 | 42 292 | 20 626 | 3 188 | 970 | 12 396 | 444 | 537 | 1 656 | 1 717 | 738 | 20 | 0 |
| 2012 | 44 298 | 22 152 | 3 542 | 830 | 12 436 | 208 | 151 | 1 939 | 1 831 | 1 190 | 19 | 0.3 |

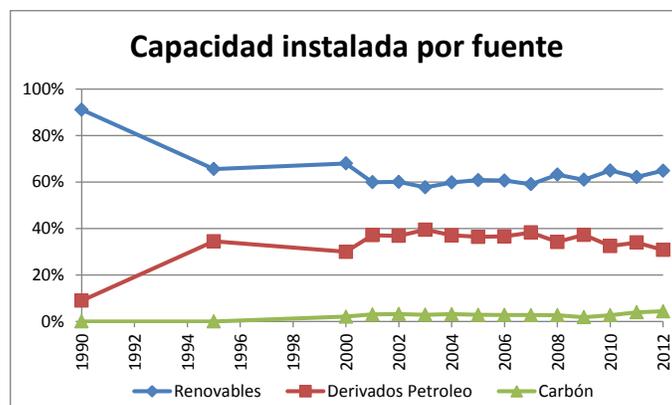


Figura 2-4 Participación de fuentes renovables en Centroamérica

El nivel de pérdidas eléctricas totales también ha mejorado en la última década en la mayoría de los sistemas nacionales, y en promedio representa un 17% de la energía generada. Ver Figura 2-5.

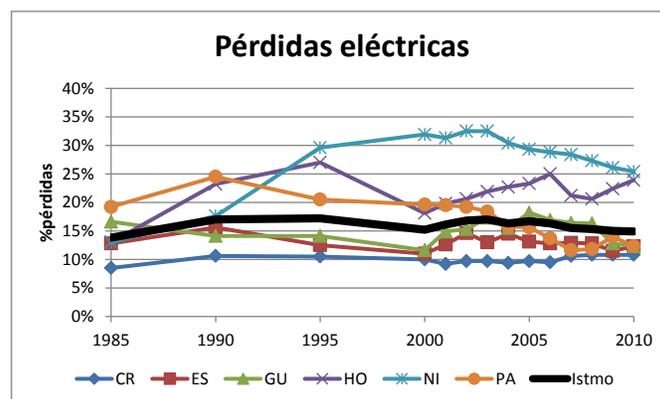


Figura 2-5 Pérdidas eléctricas totales

2.3 Precios de la energía

En la Figura 2-6 se grafican los precios promedio sectoriales de la energía publicados por la CEPAL¹, para el período 1995 – 2011, expresados en dólares corrientes.

En la Tabla 2-4 se presenta el precio de la energía al aplicar algunas tarifas eléctricas vigentes en los años 2011 y 2012. Los valores calculados no incluyen impuestos y tasas. En el sector residencial se han agregado los subsidios. En los consumos que se especifica la potencia se utilizó un factor de carga del 50%.

¹ CEPAL, Estadísticas del Subsector Eléctrico 2011.

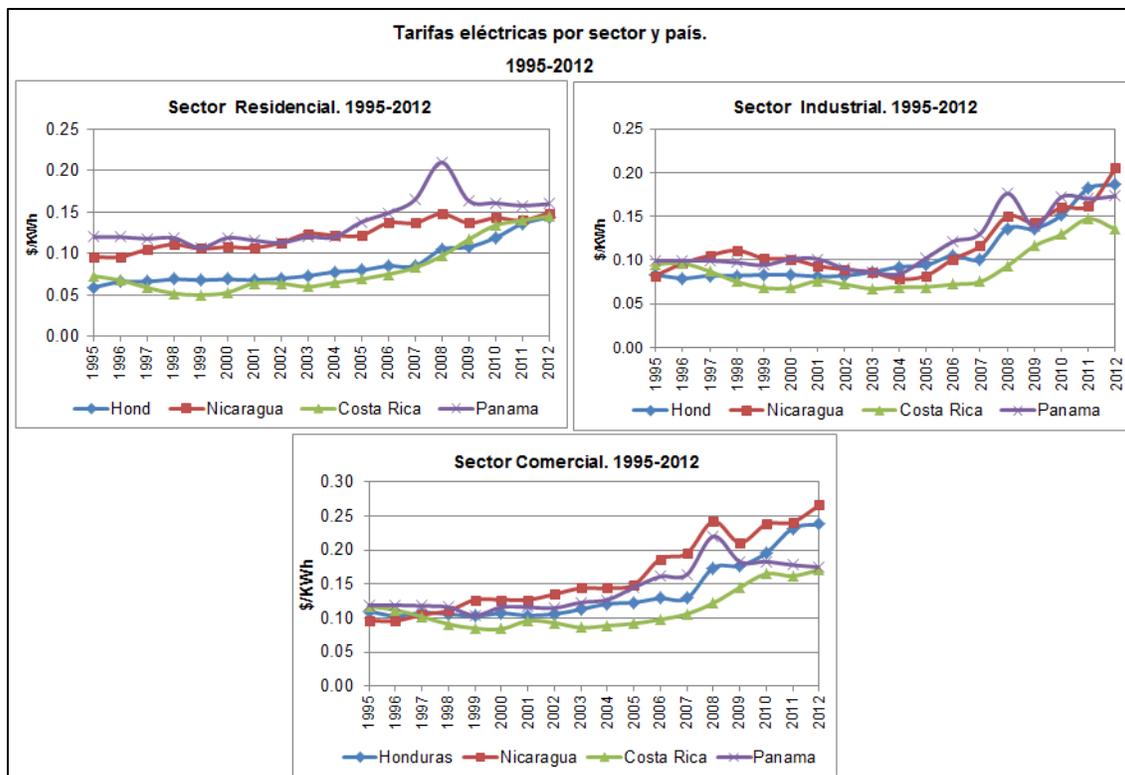


Figura 2-6 Precios por sector de consumo

Tabla 2-4 Precio de la energía eléctrica por sector

| | Costa Rica (ICE) | El Salvador (CAESS) | Guatemala (EEGSA) | Honduras (ENEE) | Nicaragua (DN y DS) | Panamá (ENSA) |
|------------------------------|---------------------|------------------------|----------------------|--------------------|------------------------|------------------|
| 2011 | | | | | | |
| Residencial | | | | | | |
| 50 kWh | 13,11 | 8,18 | 22,10 | 7,90 | 12,64 | 5,35 |
| 99 kWh | 13,11 | 8,50 | 20,99 | 7,64 | 15,33 | 5,31 |
| 200 kWh | 13,11 | 20,83 | 20,42 | 12,48 | 19,22 | 9,28 |
| 751 kWh | 23,05 | 21,57 | 22,22 | 17,92 | 25,85 | 18,71 |
| Comercial | | | | | | |
| 1 000 kWh | 20,74 | 20,18 | 22,18 | 24,97 | 22,17 | 19,14 |
| 15 000 kWh, 41 kW | 17,76 | 17,12 | 26,86 | 25,43 | 22,78 | 18,96 |
| 50 000 kWh, 137 kW | 17,77 | 16,72 | 20,17 | 25,47 | 22,79 | 15,24 |
| Industrial | | | | | | |
| 15 000 kWh, 41 kW | 17,76 | 17,12 | 25,29 | 25,47 | 20,87 | 18,96 |
| 50 000 kWh, 137 kW | 17,77 | 17,61 | 19,20 | 25,47 | 20,88 | 15,24 |
| 100 000 kWh, 274 kW | 17,77 | 17,60 | 19,11 | 18,10 | 20,92 | 15,24 |
| 930 000 kWh, 2500 kW | 14,81 | 17,57 | 18,98 | 17,62 | 18,67 | 13,68 |
| 1 488 000 kWh, 4 000 kW | 14,81 | 17,57 | 18,98 | 17,62 | 18,67 | 13,68 |
| Tipo de cambio de junio 2011 | 511,12 | 8,79 | 7,80 | 19,03 | 22,38 | 1,00 |
| 2012 | | | | | | |
| Residencial | | | | | | |
| 50 kWh | 13,45 | 8,50 | 23,13 | 7,67 | 14,03 | 5,86 |
| 99 kWh | 13,45 | 8,74 | 21,99 | 7,42 | 17,02 | 5,81 |
| 200 kWh | 13,45 | 23,81 | 21,41 | 13,73 | 21,34 | 9,84 |
| 751 kWh | 22,67 | 24,63 | 25,13 | 19,72 | 28,70 | 18,95 |
| Comercial | | | | | | |
| 1 000 kWh | 20,96 | 23,15 | 25,09 | 25,52 | 24,61 | 19,38 |
| 15 000 kWh, 41 kW | 17,74 | 19,86 | 29,86 | 26,00 | 25,29 | 19,19 |
| 50 000 kWh, 137 kW | 17,75 | 19,89 | 22,85 | 26,03 | 25,30 | 15,43 |
| Industrial | | | | | | |
| 15 000 kWh, 41 kW | 17,74 | 19,86 | 28,55 | 26,03 | 23,16 | 19,19 |
| 50 000 kWh, 137 kW | 17,75 | 20,20 | 22,19 | 26,03 | 23,18 | 15,43 |
| 100 000 kWh, 274 kW | 17,75 | 20,19 | 22,10 | 18,50 | 23,23 | 15,43 |
| 930 000 kWh, 2 500 kW | 14,97 | 20,16 | 21,97 | 18,01 | 20,72 | 13,86 |
| 1 488 000 kWh, 4 000 kW | 14,97 | 20,16 | 21,96 | 18,01 | 20,72 | 13,86 |
| Tipo de cambio junio de 2012 | 505,70 | 8,79 | 7,85 | 19,59 | 23,50 | 1,00 |

Fuente: tomado de Cuadro 7 de Centroamérica: Estadísticas del Subsector Eléctrico, 2012. CEPAL

2.4 Interconexiones regionales

Los países del istmo centroamericano decidieron integrar sus sistemas eléctricos con la intención de aprovechar mejor los recursos y la infraestructura energética. 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.

Las primeras interconexiones son previas al Mercado Eléctrico Regional. En 1976 se enlazaron Honduras-Nicaragua; en 1982 se unieron Nicaragua-Costa Rica; en 1986 se interconectaron Guatemala-El Salvador y Costa Rica-Panamá. Más recientemente se completó en el 2002 la interconexión entre El Salvador-Honduras. En el 2011 Costa Rica-Panamá pusieron en operación el Anillo La Amistad, línea que une ambos países por la costa del Caribe y forma un anillo con el sistema existente.

Con la adopción del Tratado Marco del Mercado Eléctrico Centroamericano, suscrito por los seis países de América Central a finales de la década de los noventa, la integración se refuerza. El proyecto del Sistema de Integración Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC) construyó una nueva línea de transmisión, cuyos propietarios son las empresas eléctricas estatales de la región, más otros socios extra regionales².

En el pasado, la poca capacidad de las interconexiones entre los países vecinos y la ausencia de un mercado organizado, limitaban los intercambios de energía. Sin embargo, el mercado eléctrico centroamericano ha avanzado significativamente y con la finalización de la línea SIEPAC, se espera un mayor volumen de transacciones.

El sistema de transmisión de Centro América 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.

La Empresa Propietaria de la Red (EPR) es la encargada de desarrollar, diseñar, financiar, construir y mantener el primer sistema de transmisión regional, denominado línea SIEPAC, con una longitud de 1 800 km.

La línea SIEPAC en conjunto con las redes nacionales permite intercambios de potencia con mayor confiabilidad. En su primera etapa, consta de un solo circuito sobre torres previstas para doble circuito.

Los países del área se han comprometido a reforzar sus sistemas para que al completarse la línea SIEPAC exista una capacidad de intercambios de hasta 300 MW.

El diagrama de la ruta de la línea SIEPAC se muestra en la Figura 2-7.



Figura 2-7 Diagrama de la línea SIEPAC

En noviembre del 2012 el proyecto SIEPAC contaba con un avance general³ del 95% como se muestra en la Tabla 2-5. La línea está construida en cinco de los países, y solo

² Endesa de España, ISA de Colombia y CFE de México.

³ Datos tomados del Informe de la Empresa Propietaria de la Red (EPR), a noviembre del 2012. <http://www.enteoperador.org/>. Consulta realizada en febrero del 2013.

falta terminar una porción del tramo de Parrita-Palmar Norte en Costa Rica, que no se ha completado por problemas en la adquisición de servidumbres.

Tabla 2-5 Avance constructivo línea SIEPAC

| Alcance general y detalles de la ejecución del Proyecto | | | | | | | | | | |
|---|---------------|--------------|------------|----------------------|--------------|------------|---------------|--------------|------------|---------------------|
| | Cimentaciones | | | Izado de Estructuras | | | Cimentaciones | | | Avance Global línea |
| | Total | Realizadas | % | Total | Realizadas | % | Total | Realizadas | % | % |
| Guatemala | 662 | 662 | 100% | 662 | 662 | 100% | 283 | 283 | 100% | 100% |
| El Salvador | 736 | 736 | 100% | 736 | 736 | 100% | 286 | 286 | 100% | 100% |
| Honduras | 727 | 727 | 100% | 727 | 727 | 100% | 275 | 275 | 100% | 100% |
| Nicaragua | 756 | 756 | 100% | 756 | 756 | 100% | 308 | 308 | 100% | 100% |
| Costa Rica | 1 354 | 1 209 | 89% | 1 354 | 1 126 | 83% | 493 | 362 | 73% | 84% |
| Panamá | 398 | 398 | 100% | 398 | 398 | 100% | 150 | 150 | 100% | 100% |
| Total | 4 633 | 4 488 | 97% | 4 633 | 4 405 | 95% | 1 794 | 1 664 | 93% | 95% |

En el año 2010 entró en operación el enlace de 103 km entre Tapachula, México, y Los Brillantes, Guatemala. Este enlace está previsto 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.

2.5 Mercados eléctricos en Centro América

La región centroamericana ha experimentado reformas importantes en sus sectores eléctricos. Desde finales de la década de los ochenta la reestructuración eléctrica sustituyó el control centralizado de las empresas estatales verticalmente integradas por 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 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, y que respeta las diferencias que entre ellos existen.

Según resolución CRIE-P-17-2012⁴, del 8 de octubre del 2012, la entrada en vigencia del Reglamento del Mercado Eléctrico Regional - RMER es abril del 2013. Antes de esa fecha el mercado se regulaba con el Reglamento Transitorio del Mercado Eléctrico Regional – RTMER.

⁴ Resolución CRIE P-17-2012. 8 de octubre del 2012. Consultada el febrero 2013
<http://www.crie.org.gt/images/stories/RESOLUCIONES/2012/PRESENCIALES/RESOLUCION%20P-17-2012.pdf>

2.6 Actividad comercial del mercado regional

Las transacciones comerciales de los intercambios de energía están regidas por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional (MER).

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. Por ley, en Costa Rica el único agente regional es el ICE. 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. El EOR coordina la operación de los seis sistemas y realiza las liquidaciones del mercado regional.

En la Tabla 2-6 aparece un recuento de las inyecciones y los retiros por país entre los años 2009 y 2012. En este período, Guatemala ha sido un exportador neto, mientras que El Salvador fue un importador neto, como se ilustra en la Figura 2-8.

Tabla 2-6 Inyecciones y retiros en el mercado regional

| TRANSACCIONES EN EL MERCADO ELECTRICO REGIONAL | | | | |
|--|------------|------------|------------|------------|
| País | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
| INYECCION GWh | | | | |
| Costa Rica | 68 | 38 | 43 | 23 |
| El Salvador | 78 | 88 | 100 | 77 |
| Guatemala | 82 | 116 | 151 | 146 |
| Honduras | 46 | 13 | 1 | 1 |
| Nicaragua | 1 | 43 | 41 | 3 |
| Panamá | 92 | 38 | 8 | 58 |
| Total | 368 | 336 | 344 | 308 |
| RETIRO GWh | | | | |
| Costa Rica | 82 | 62 | 5 | 34 |
| El Salvador | 206 | 172 | 214 | 161 |
| Guatemala | 14 | 0 | 0 | 0 |
| Honduras | 0 | 22 | 44 | 76 |
| Nicaragua | 2 | 10 | 10 | 20 |
| Panamá | 64 | 70 | 71 | 17 |
| Total | 368 | 336 | 344 | 307 |

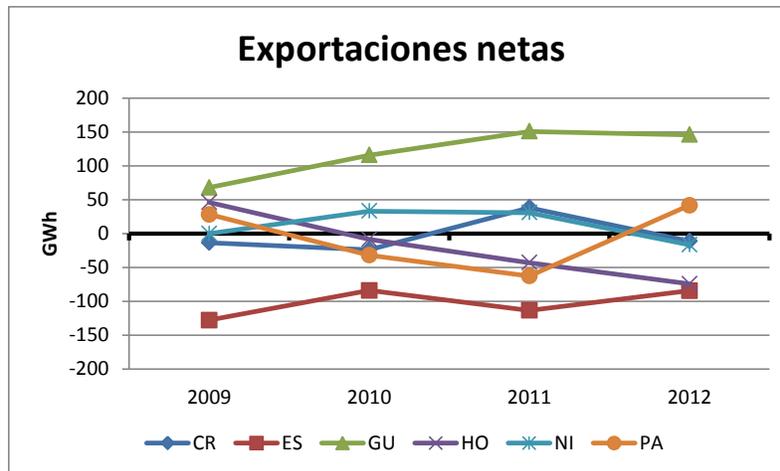


Figura 2-8 Intercambios netos

Para el período 1990-2012 el nivel de actividad de los intercambios se ejemplifica con el volumen de exportaciones totales de la Figura 2-9.

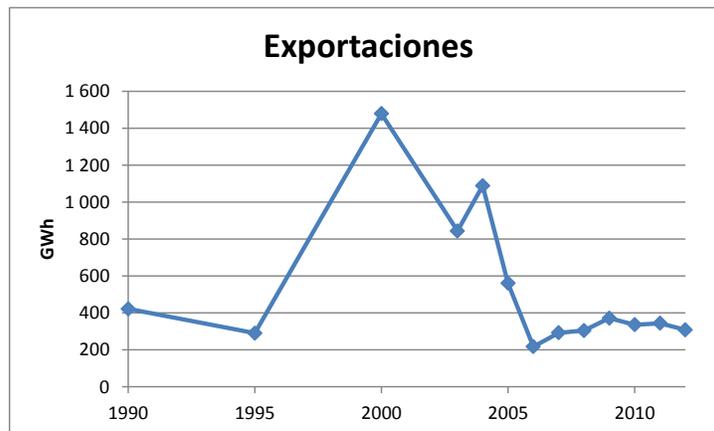


Figura 2-9 Registro histórico de exportaciones

3 POLITICA Y ORGANIZACION DEL SISTEMA DE GENERACION

3.1 Política Energética Nacional

El ICE es una institución autónoma del Estado costarricense con el mandato legal de proveer la energía eléctrica que la sociedad requiera para su desarrollo. El Decreto-Ley No.449 que crea al ICE en 1949, establece que la gestión técnica, los programas de trabajo, las obras y proyectos que emprenda son su responsabilidad y no dependen de ningún otro órgano del Estado.

Sin menoscabo de lo anterior, el ICE armoniza sus esfuerzos con el resto del Sector Energético del país, cuyo ente rector es el Ministerio de Ambiente, Energía y Telecomunicaciones.

Los planes de desarrollo eléctrico del país son elaborados por el ICE en conformidad con las políticas y lineamientos generales del Plan Nacional de Desarrollo (PND)⁵ y del Plan Nacional de Energía (PNE)⁶ que publican el Ministerio de Planificación y el Ministerio de Ambiente y Energía.

3.1.1 Plan Nacional de Desarrollo

La política energética del anterior Plan Nacional de Desarrollo (PND) “Jorge Manuel Dengo”, período 2006-2010, en el tema de la energía eléctrica, está contenido en el Capítulo 4, titulado “Eje de política Ambiental, Energética y de Telecomunicaciones”.

En la Sección 2 “Los Grandes Desafíos”, se propone reducir la dependencia de combustibles importados, aprovechar mejor las fuentes de energía renovable del país y llegar a producir el 100% de la electricidad a partir de fuentes de energía renovables.

La Sección 3, “Visión del Eje y Metas Sectoriales”, en lo que se refiere a suministro de energía y uso de hidrocarburos, dice textualmente:

“Mejorar tecnológicamente y restablecer los niveles de confiabilidad, calidad y seguridad en el suministro de energía, reduciendo el uso de hidrocarburos en la producción de energía eléctrica, y sentando las bases para ser, en el año 2021, el primer país del mundo que produzca el 100% de la electricidad que consume a partir de fuentes renovables de energía.”

Por último, en la Sección 4 “Acciones Estratégicas”, se expone el “Programa de mejora tecnológica y restablecimiento de los niveles de confiabilidad, calidad y seguridad en el suministro de energía”, que en lo relativo a generación eléctrica plantea:

“Se ampliará la capacidad en plantas de generación de energía en operación, a partir de fuentes renovables, en 369,3 Mega Watts (MW) y se instalarán 205 paneles solares”

⁵ Plan Nacional de Desarrollo María Teresa Obregón Zamora, 2011-2014. Ministerio de Planificación, 2010.

⁶ V Plan Nacional de Energía 2008-2021. Ministerio de Ambiente y Energía, DSE, marzo 2008.

Adicionalmente, en el PND se propone modificar las leyes de la industria eléctrica, para que entre otras reformas, se facilite la participación de inversionistas privados en el sector de la generación eléctrica.

El actual Plan Nacional de Desarrollo refuerza la posición política del país en los temas de carbono-neutralidad y uso de fuentes renovables de energía.

3.1.2 Plan Nacional de Energía

El V Plan Nacional de Energía (PNE) está estructurado en los siguientes términos:

“Visión

Hacia 2021 Costa Rica dispone de un suministro energético confiable y en armonía con la naturaleza, enfatizando en fuentes renovables autóctonas, haciendo un uso eficiente de los recursos en la oferta y en la demanda, promoviendo el desarrollo de la infraestructura necesaria, la constante investigación e innovación de las instituciones y empresas así como la más alta productividad del capital humano del sector.”

“Ejes claves

El alcance de los objetivos contenidos en este Plan Nacional de Energía se daría por medio de esfuerzos coordinados en dos (sic.) sentidos claves que deben ser desarrollados armónicamente:

- *Aumento sostenido y oportuno de la oferta, mediante el uso de fuentes autóctonas de energía.*
- *Reducción sostenida y relativa de la demanda, a través del uso eficiente y racional de la energía.*
- *Desarrollo de una infraestructura robusta y eficiente, para garantizar la producción local y el suministro de la energía en los centros de consumo.”*

“Principios y Valores

Para apuntalar los ejes claves antes descritos, es necesario que ciertos objetivos y acciones estratégicos sean presupuestados y ejecutados cabalmente, tales como:

- *Abastecimiento energético a costo razonable, suficiente y oportuno.*
- *El uso de fuentes autóctonas de energía.*
- *Un sector energético modernizado y robusto.*
- *Visión inclusiva, universal, solidaria y competitiva internacionalmente.*
- *Esfuerzo cooperativo entre los sectores público y privado.”*

Los cinco objetivos estratégicos del PNE son:

- Modernizar y fortalecer integralmente el Sector Energético, por medio de un marco legal actualizado y eficaz.
- Estimular el desarrollo sostenible del Sector Energético mediante la justificada apertura gradual, selectiva y regulada del mercado.
- Asegurar el abastecimiento energético de manera sostenible minimizando la vulnerabilidad y dependencia externa.
- Incrementar la diversificación de la oferta energética.
- Impulsar un consumo energético eficiente.

El documento “Hacia un nuevo modelo energético para nuestro país”⁷, del MINAET, refuerza nuevamente los objetivos generales de los planes nacionales de energía anteriores. El Plan de Expansión del ICE es consistente con los objetivos de este modelo.

3.2 Políticas del sistema de generación del ICE

La política del ICE para el desarrollo del sistema de generación, está enmarcada dentro de los lineamientos establecidos en las políticas nacionales sobre energía.

La planificación de la expansión del sistema de generación pone especial énfasis en los siguientes seis aspectos:

- Ambiente y Desarrollo
La consideración cuidadosa de los impactos ambientales y sociales debe estar integrada con el planeamiento y diseño de cada uno de los proyectos de generación propuestos para el plan. Se busca un desarrollo eléctrico que minimice los impactos negativos y potencie los positivos, procurando su sostenibilidad.
- Dependencia del Petróleo
Aunque el uso de combustibles fósiles en el sistema eléctrico costarricense es extraordinariamente bajo, se busca disminuir aún más la dependencia de los derivados del petróleo, dada la volatilidad de los precios y la incertidumbre de su evolución futura.
- Fuentes Renovables
Las fuentes renovables cumplen la doble función de reducir la dependencia del petróleo y de permitir un desarrollo limpio y sustentable. Se busca además la diversificación de las fuentes, para reducir la vulnerabilidad a las variaciones naturales de los recursos renovables.
- Mercado Eléctrico Regional
El Mercado Eléctrico Regional amplía las opciones del sistema eléctrico nacional. Se busca fomentar el crecimiento del MER a través de la participación activa del país.
- Inversiones en Generación
El crecimiento del sistema de generación demanda gran cantidad de recursos. Se desea desarrollar alianzas y oportunidades para que empresas distribuidoras y el sector privado puedan invertir en nuevas obras de generación, en un esquema cooperativo de inversión pública y privada.
- Costo de la Energía
El sistema de generación deberá satisfacer las necesidades de energía eléctrica del país, en calidad y cantidad, al menor costo posible.

⁷ Hacia un nuevo modelo energético de nuestro país. MINAET, julio 2010

En lo relativo a fuentes nuevas y no convencionales también se aplican las políticas de largo plazo del sector energía⁸.

3.3 Plan de Expansión de la Generación

El Plan de Expansión de la Generación (PEG) es el marco de referencia para los principales propósitos de planeamiento, de mediano y largo plazo, de los participantes en el sector eléctrico del país.

El PEG sintetiza las estrategias de desarrollo eléctrico, las posibilidades de las diferentes opciones tecnológicas y las necesidades de recursos en el futuro.

Este marco de referencia es necesario para unificar una base común de partida para todos los participantes en el sector energético, en temas tan amplios como determinación de inversiones, definición de estrategias de desarrollo, fijación de tarifas o estudios de mercado.

3.4 Organización

El sistema de generación está organizado como un servicio público regulado, donde el ICE es el responsable, por mandato legal, de procurar la satisfacción de las necesidades de energía eléctrica que el desarrollo del país demande.

El ICE es una institución autónoma del Estado costarricense, verticalmente integrada en generación, transmisión y distribución. Además de poseer la mayor capacidad en plantas generadoras, maneja la red de transmisión y distribuye cerca del 40% de la energía eléctrica. También es el propietario accionario de la empresa distribuidora más grande del país, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL).

En la actividad de generación participan otras empresas. La generación privada o independiente, a través de contratos de largo plazo, provee de energía al sistema de generación del ICE, mientras que seis de las otras siete distribuidoras tienen plantas de generación para abastecer parte de la demanda de sus clientes.

El ICE participa como único agente del sistema costarricense en el Mercado Eléctrico Regional.

La Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP) vela por la calidad y el precio de los servicios públicos prestados por el ICE y las demás empresas del sector eléctrico.

La Dirección Sectorial de Energía (DSE) es un órgano adscrito al Ministerio de Ambiente y Energía. Es responsable de formular y promover la planificación energética nacional, mediante políticas y acciones estratégicas que integran los combustibles y la energía eléctrica. Los planes nacionales de energía son elaborados por la DSE.

⁸ Plan de Promoción y Desarrollo de Fuentes Renovables No Convencionales 2012-2016. CENPE, 2012

4 DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO

4.1 Sistema Eléctrico Nacional

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está conformado por los Sistemas de Generación, Transmisión y Distribución. Todos los elementos del SEN están completamente interconectados en un solo sistema de transmisión.

4.1.1 Sistema de Generación

La generación de electricidad en Costa Rica la realizan siete empresas de servicio público y 30 generadores privados⁹. Las empresas de servicio público que tienen generación son: el ICE; la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL, subsidiaria del ICE); la Junta Administradora del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC), la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), la Cooperativa de Electrificación de San Carlos (COOPELESCA), la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste (COOPEGUANACASTE) y la Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos (COOPESANTOS R.L.).

El sistema eléctrico a diciembre del 2012 tenía una capacidad instalada efectiva¹⁰ de 2 682 MW, de los cuales un 66 % corresponde a plantas hidroeléctricas, un 20% a plantas térmicas, un 7% a plantas geotérmicas, un 5% a plantas eólicas y un 2% a biomasa.

De la capacidad instalada, el ICE opera un 76% con plantas propias y un 13% con plantas contratadas a generadores privados independientes. Las empresas distribuidoras operan plantas que alcanzan el 11% de la capacidad instalada.

La máxima demanda registrada en el año 2012 fue de 1 593 MW y se dio en el mes de marzo.

En el año 2012, el SEN generó 10 076 GWh, experimentando un incremento del 3.2% con relación al 2011. El ICE contribuyó a la generación total con un 74%, los generadores privados con 17% y el restante 9% fue producido por las empresas distribuidoras. El consumo nacional, que incluye los intercambios regionales, fue 10 093 GWh, un 3.8% más de lo demandado durante el 2011.

La Figura 4-1 muestra el porcentaje de la capacidad instalada y la generación del año 2012 para cada fuente de producción.

⁹ En operación comercial al 31 de diciembre 2012.

¹⁰ Potencia efectiva se entiende como la potencia máxima continua que la planta puede aportar. Es muy similar a los valores de placa en el caso de plantas hidroeléctricas, pero menor en el caso de las plantas térmicas, por la degradación que sufren con los años.

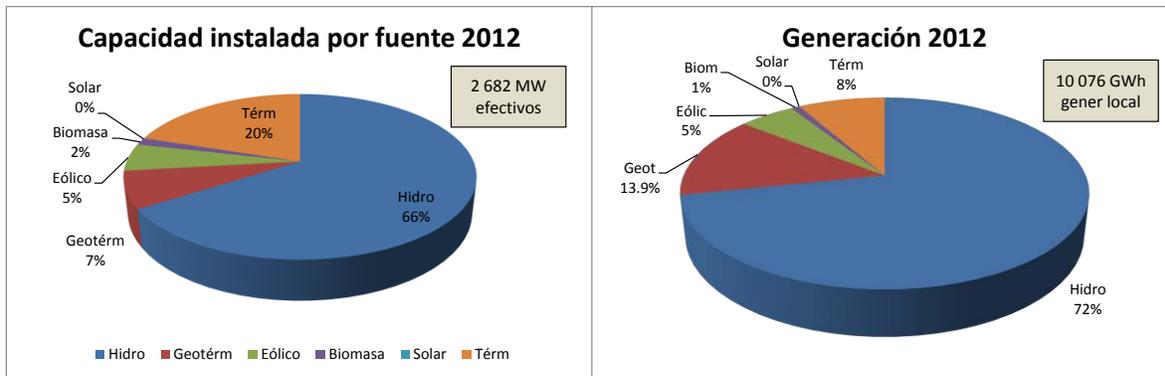


Figura 4-1 Capacidad instalada y generación por fuente energética

La Figura 4-2 muestra el porcentaje histórico de uso de las diferentes fuentes para generación eléctrica en Costa Rica. Se observa cómo durante los primeros años de la década de los 80, luego de la construcción del complejo Arenal, prácticamente no se utilizó generación térmica. Posteriormente, su uso se incrementó hasta alcanzar un máximo del 17.4% en el año 1994, debido en parte a una fuerte sequía. En la década comprendida entre 1996 y 2006, gracias a la contribución de la energía geotérmica y a la introducción de la energía eólica, así como a la ocurrencia de condiciones hidrológicas favorables, la generación térmica fue mínima. Los últimos años se han caracterizado por una baja aportación de caudales, que ha obligado a incrementar la participación de la generación térmica. Bajo este contexto de hidrología adversa, en el año 2012 la producción térmica alcanzó los 830 GWh, apenas un 8% de la producción nacional.

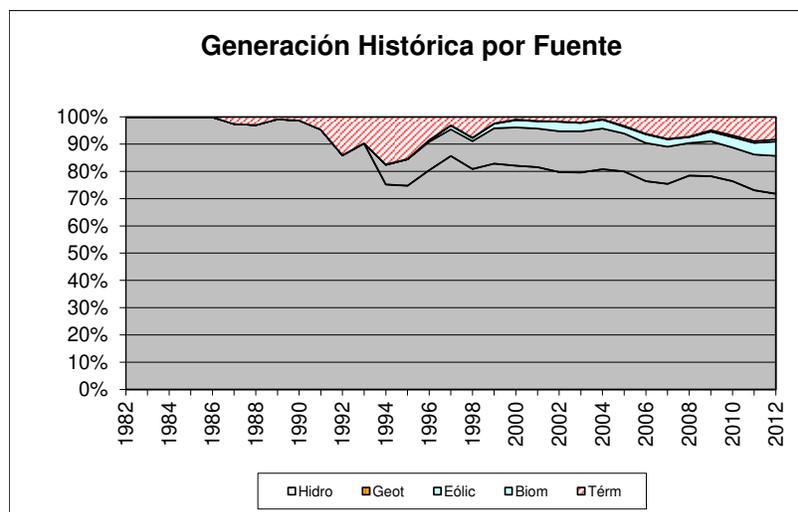


Figura 4-2 Generación histórica por fuente

4.1.3 Sistema de Distribución

La distribución y comercialización de energía eléctrica en Costa Rica es responsabilidad de ocho empresas de servicio público. Estas empresas son el ICE y su subsidiaria Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL), dos empresas municipales, Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH) y Junta Administrativa del Servicio Eléctrico de Cartago (JASEC), y las cooperativas de electrificación rural de Guanacaste, San Carlos, Los Santos y Alfaro Ruiz (COOPEGUANACASTE, COOPELESCA, COOPESANTOS Y COOPEALFARO, respectivamente).

En la Figura 4-4 se muestra la participación¹² de cada empresa en el sistema nacional.



Figura 4-4 Participación de las empresas distribuidoras según energía vendida

En la Figura 4-5 se indica el área de servicio de cada una de las empresas distribuidoras.

¹² Costa Rica: Informe anual de las variables relacionadas con el consumo de energía eléctrica 2012. Dirección Gestión Tarifaria. 2013.

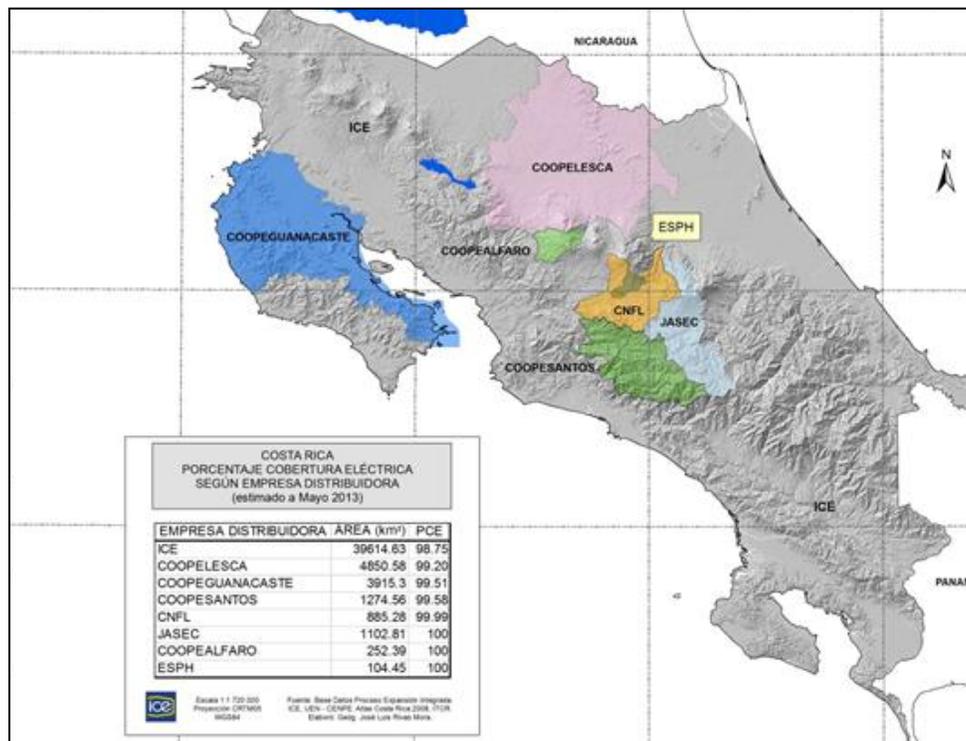


Figura 4-5 Areas de concesión de servicio de las distribuidoras

4.1.4 Despacho de energía

La operación del Sistema Eléctrico es centralizada bajo la responsabilidad del Centro de Control de Energía del ICE. El funcionamiento del Sistema de Generación y el de Transmisión deben estar dentro de los parámetros de calidad y seguridad preestablecidos.

Las empresas distribuidoras despachan sus plantas propias. El resto de las unidades generadoras son despachadas por el Centro de Control. Todas las unidades generadoras conectadas al SEN están sujetas a las órdenes del Centro de Control en lo relativo a aspectos de calidad y seguridad.

4.2 Cobertura eléctrica

El grado de cobertura es un índice que muestra el acceso de la población al servicio eléctrico. Se calcula como el cociente de las viviendas con acceso a redes eléctricas entre el total de viviendas.

La evolución de la cobertura se muestra en la Figura 4-6. Actualmente¹³ la cobertura es del 99.4%.

¹³ Índice de Cobertura Eléctrica. CENPE. Agosto 2013.

Todas las empresas distribuidoras del país, que en conjunto alcanzan la cobertura indicada, están servidas por el Sistema de Transmisión o por circuitos del sistema de distribución del ICE.

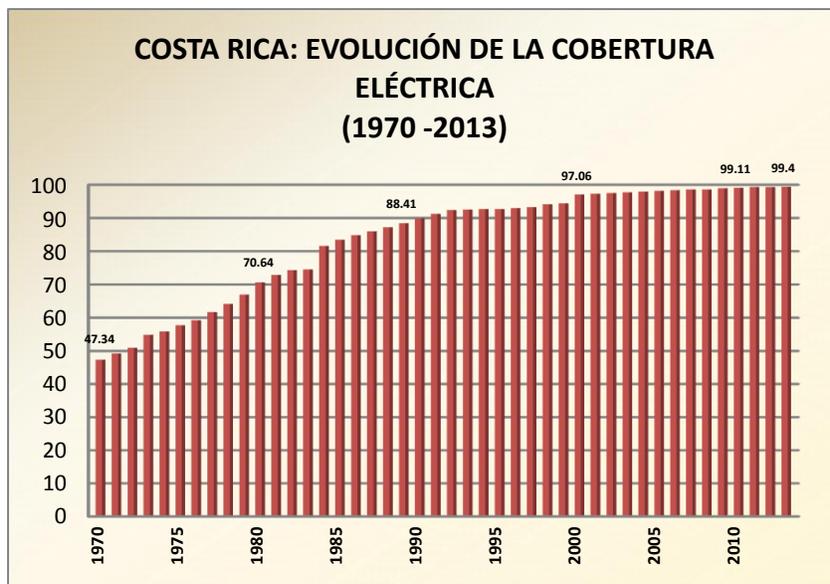


Figura 4-6 Evolución de la cobertura eléctrica

4.3 Ventas de energía eléctrica

Las ventas de energía de las empresas distribuidoras¹⁴ a sus clientes totalizaron 8 607 GWh en el año 2012. Adicionalmente el Sistema de Generación tiene cinco clientes industriales de Alta Tensión, directamente conectados al Sistema de Transmisión, que no son atendidos por empresas distribuidoras. Su consumo total fue de 315 GWh, un 3% de demanda total del SEN.

La demanda relativa de cada uno de los sectores de consumo se indica en la Figura 4-7 y los precios medios de venta para cada sector se indican en la Figura 4-8.

¹⁴ Informe mensual de ventas de energía eléctrica por empresa distribuidora y sector de consumo. Diciembre 2012. Dirección Gestión Tarifaria.

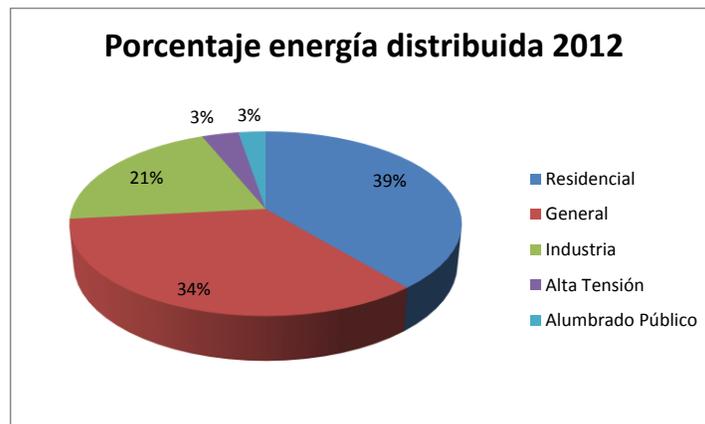


Figura 4-7 Energía demandada por sector de consumo

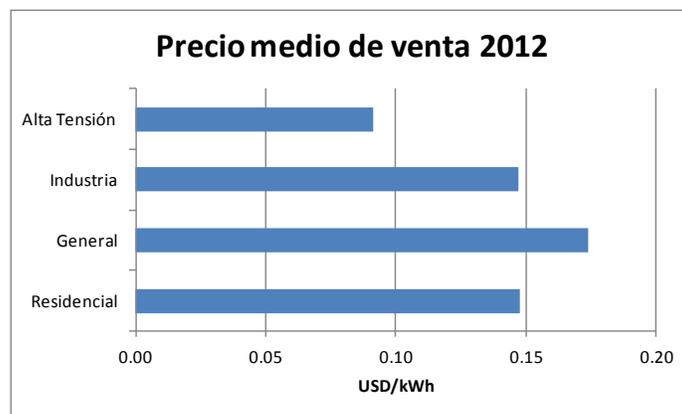


Figura 4-8 Precio medio por sector

El sector residencial, que al final de la década de los 80 consumía casi la mitad de la energía vendida por las empresas distribuidoras, en el 2012 representó sólo el 39% de las ventas. En el sector residencial es común la utilización de electricidad para cocción de alimentos.

4.4 Servicio en zonas remotas fuera de la red

En zonas remotas no cubiertas por las redes de las empresas de distribución, el ICE ha instalado paneles solares y otros sistemas pequeños de generación para atender necesidades elementales de energía en casas y pequeños caseríos.

Mediante el Programa de Electrificación Rural con Fuentes de Energía Renovable, desde 1998 hasta setiembre del 2013, el ICE ha instalado 3 112 paneles solares, con una potencia de 383 kW_{pico}, para atender desde viviendas hasta Equipos Básicos de Atención Integral en Salud (EBAIS), según el detalle de la Tabla 4-1 y con la distribución territorial que se muestra en la Figura 4-9.

Tabla 4-1 Paneles solares del Programa de Electrificación Rural

| Paneles solares instalados (a setiembre 2013) | |
|--|--------------|
| Residenciales | 2 368 |
| Escuelas | 283 |
| Otras Aplicaciones Comunes | 147 |
| Albergues de Áreas Silvestres Protegidas | 122 |
| Puestos Fronterizos de Seguridad Pública | 69 |
| Teléfonos Públicos Administrados | 48 |
| Telesecundarias | 44 |
| EBAIS | 31 |
| Total | 3 112 |
| Comunidades beneficiadas | 372 |
| Potencia instalada (kW) | 383 |

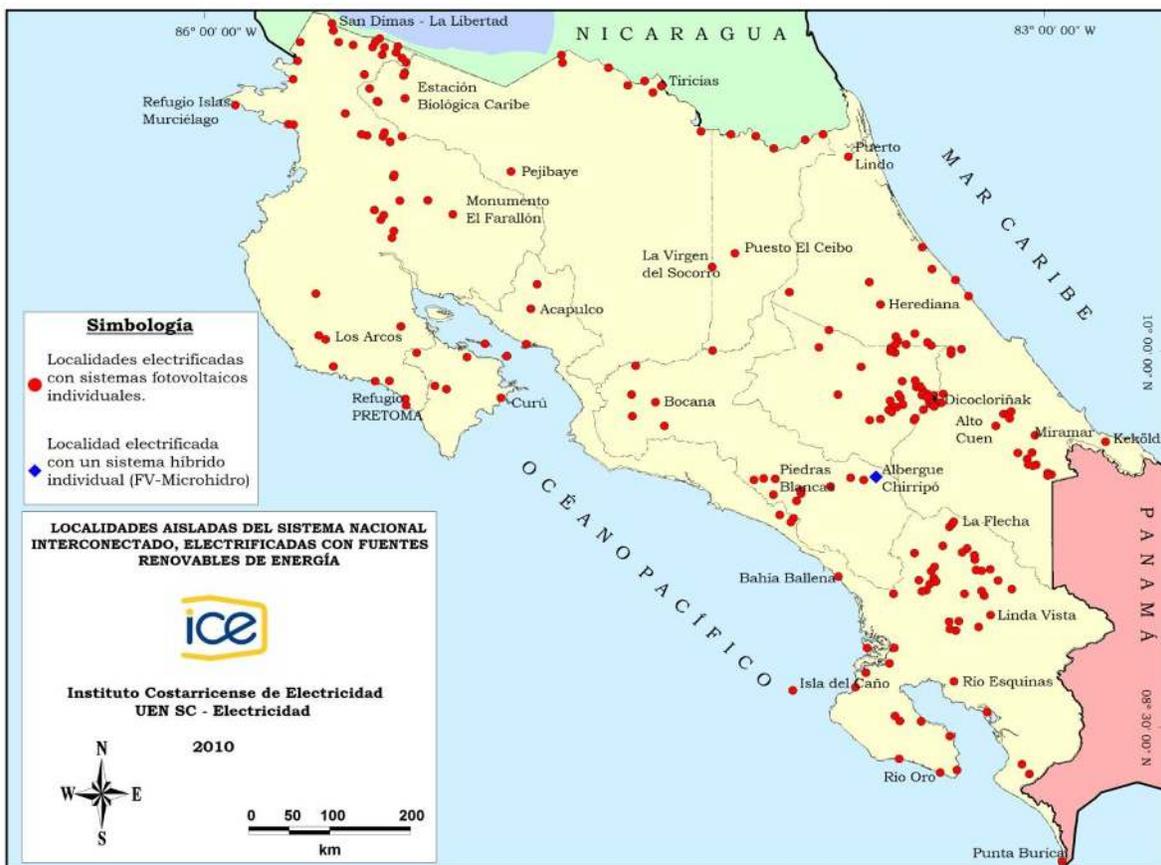


Figura 4-9 Ubicación de localidades con equipos aislados

5 GENERALIDADES DE LA DEMANDA ELECTRICICA

5.1 El sector electricidad y la demanda total de energía

La electricidad suple cerca de la quinta parte de las necesidades finales de energía del país¹⁵. De los 164 000 terajulios¹⁶ (TJ) que consumió el país en el año 2011, el 19% fue cubierto con electricidad, mientras que los combustibles fósiles se usaron para suplir el 55% de la demanda final de energía. La biomasa residual de los procesos agroindustriales, como el bagazo y la cascarilla del café, aportó un 15%. La participación de la leña, que es una fuente no comercial de energía, llegó al 11%.

El sector que consume más energía es el de transporte, que demanda el 44% de la energía total, seguido por el industrial con una demanda de 29% y el residencial con una demanda de 16%. La demanda relativa de cada sector se muestra en la Figura 5-1.

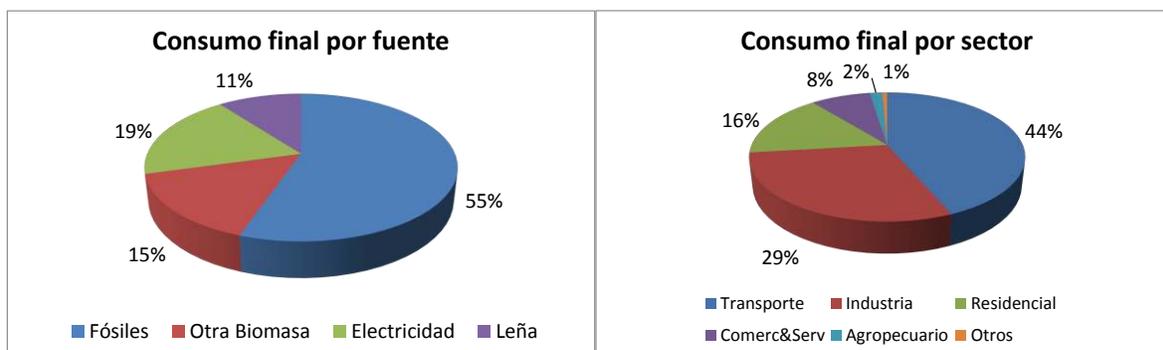


Figura 5-1 Consumo de energía en Costa Rica. Año 2009

Como puede verse en la Figura 5-2 el sector transporte depende en un 100% de los hidrocarburos. El sector industrial también usa intensivamente los combustibles fósiles, que cubren el 26% de sus necesidades. El 52% de la energía consumida por el sector industria proviene de residuos vegetales o biomásicos, este porcentaje corresponde al consumo de la agroindustria alimenticia que está contenida dentro del sector industria.

La electricidad es usada ampliamente por el sector residencial y comercial, aunque la leña todavía tiene una participación muy importante en los hogares rurales, fundamentalmente para la cocción.

En el sector industrial la electricidad suple el 13% de la energía requerida, principalmente para fuerza motriz e iluminación, mientras que los hidrocarburos se usan para la generación de calor y vapor.

¹⁵ Datos del Balance Energético Nacional de Costa Rica 2011. DSE. Diciembre 2012

¹⁶ Un Terajulio es igual a 10^{12} julios, y equivale a 277 778 kWh

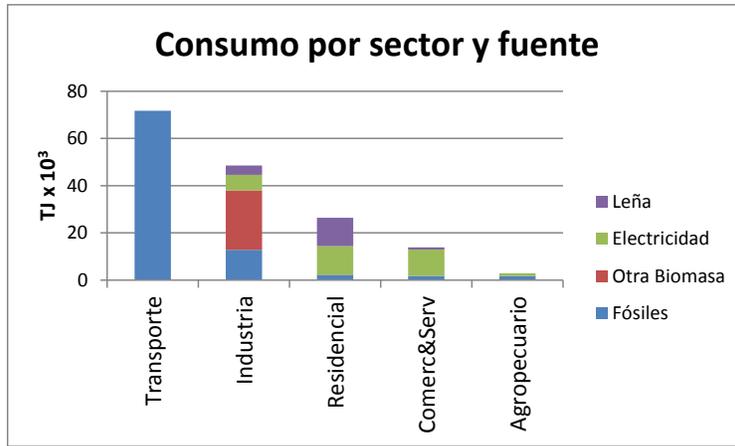


Figura 5-2 Consumo por sector y fuente energética

5.2 Evolución de la demanda eléctrica

Desde 1990 hasta 2006, la demanda eléctrica creció a un ritmo anual promedio del 5.5%. A partir del 2007 la tasa de crecimiento se redujo y llegó a ser negativa en el 2009, producto de la desaceleración económica del país debido a los efectos de la crisis económica mundial. Al 2012 persisten estas condiciones deprimidas de crecimiento, como se ilustra en la Figura 5-3. A octubre del 2013, el crecimiento acumulado con respecto al mismo período del 2012 apenas alcanza un 0.8%.

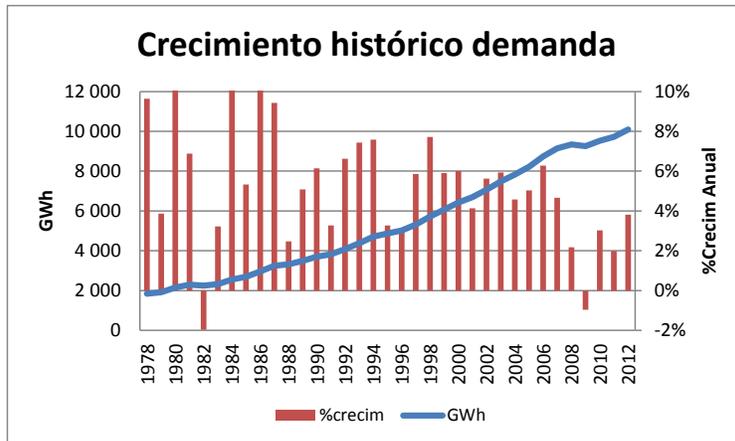


Figura 5-3 Demanda histórica de generación eléctrica

5.3 Comportamiento horario y estacional de la demanda

La demanda eléctrica agregada de todo el país tiene un patrón horario muy marcado, con consumo estacional prácticamente constante.

Las curvas de carga horarias también tienen un patrón semanal, donde los días laborales de lunes a viernes presentan una demanda mayor que los sábados y domingos. Durante la mañana la demanda va creciendo hasta alcanzar un primer pico cerca del mediodía,

seguido de un segundo pico más fuerte al anochecer, separados por un altiplano que cada año tiende a elevarse.

Con el crecimiento del mercado, también ha mejorado el factor de carga del sistema. Es natural que conforme aumenta el tamaño y la diversidad de la demanda, las curvas de carga tiendan a achatarse. A inicios de los años 80, el factor de carga¹⁷ era inferior al 60%, mientras que para el año 2012 alcanza el 72%. En la Figura 5-4 se presenta la curva para días laborables del 2012 y se compara con curvas de años anteriores.

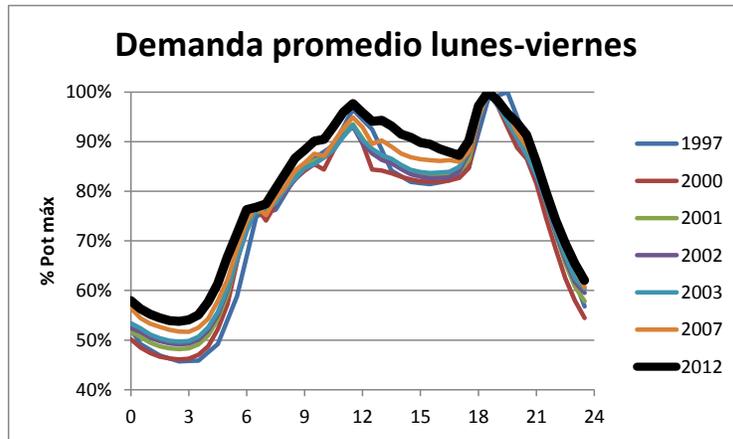


Figura 5-4 Demanda promedio día laboral

Estacionalmente hay muy poca diferencia en la demanda promedio diaria, como puede comprobarse en la Figura 5-5.

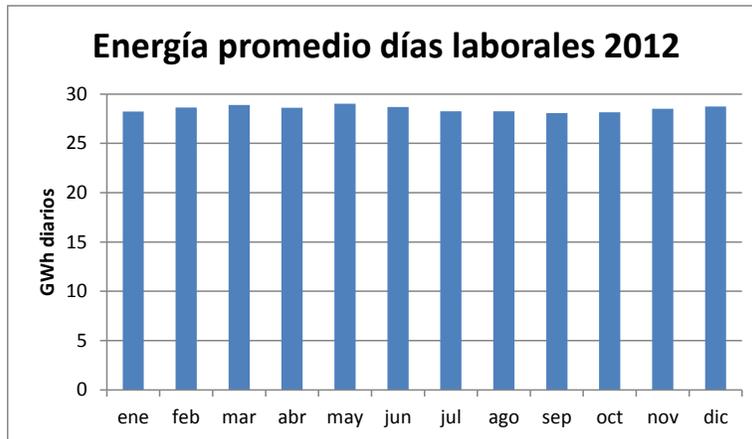


Figura 5-5 Comportamiento estacional de la demanda

¹⁷ El factor de carga del sistema eléctrico se define como la demanda de energía dividida entre la energía que podría entregar el sistema si funcionara a plena carga durante el período de tiempo considerado.

(esta página en blanco intencionalmente)

6 PROYECCIONES DE DEMANDA

6.1 Metodología usada en la proyección

Las proyecciones de la demanda eléctrica¹⁸ utilizadas para elaborar el presente estudio del plan de expansión se calcularon utilizando un modelo econométrico.

En el modelo econométrico, para cada sector de consumo, se determina cuáles variables explican estadísticamente el comportamiento de la demanda.

Los parámetros económicos más relevantes para la proyección de la demanda son el precio de la energía, el Valor Agregado Comercial Ampliado (VACA), el Valor Agregado Industrial (VAI) y Valor Agregado Industrial Ampliado (VAIA). En el sector residencial y de alumbrado público el parámetro relevante es el número de clientes.

En la Tabla 6-1 se indica cuáles variables explicativas se utilizan para la proyección de cada sector de consumo.

Tabla 6-1 Variables usadas para el pronóstico de la demanda

| VARIABLES EXPLICATIVAS | | SECTORES | | | | |
|------------------------|-------------|-------------|---------|--------------------|------------------|-------------------|
| | | Residencial | General | Grandes Industrias | Industrial Menor | Alumbrado público |
| Número de clientes | Residencial | X | | | | |
| | Total SEN | | | | | X |
| Precio medio de venta | Residencial | X | | | | |
| | General | | X | | | |
| | Industrial | | | X | | |
| Variables económicas | VAI | | | | X | |
| | VAIA | | | X | | |
| | VACA | | X | | | |

Con estas variables y los modelos desarrollados para el cálculo de proyecciones, se obtienen las proyecciones de ventas de energía del sistema a clientes finales. Recurriendo a una proyección del factor de pérdidas y el factor de carga, se calcula la demanda de generación y la potencia máxima del sistema.

6.2 Máximo crecimiento previsible en el corto plazo

Un plan de expansión se diseña con suficiente robustez para que pueda atender la demanda máxima previsible en el corto plazo, sin comprometer la confiabilidad del suministro eléctrico.

El máximo crecimiento previsible en el corto plazo puede ser mayor que los escenarios econométricos, por dos razones principales:

¹⁸ Proyecciones de la demanda eléctrica 2013-2035. CENPE. Mayo 2013.

- La tendencia de crecimiento real que se presentará en el futuro siempre tendrá desviaciones con respecto a cualquier proyección que se realice, dada la inevitable incertidumbre de prever acontecimientos futuros.
- Los escenarios econométricos utilizados para proyectar las demandas futuras suponen un crecimiento ajustado a una curva suave que representa la tendencia de largo plazo. En la realidad, la demanda exhibe fluctuaciones con respecto a su crecimiento medio, con períodos de rápido crecimiento y otros de desarrollo más pausado.

Para estimar esta demanda máxima previsible a partir de las proyecciones econométricas, se ha establecido como criterio utilizar un escenario denominado indistintamente “Base-Modificado” o “Medio-Modificado”. Este escenario se construye aumentando un 2% la demanda base del primer año proyectado, un 3% la del segundo y un 4% las demandas del tercero al quinto año, y tomando el valor que sea mayor entre estos y el escenario alto. Por último, entre el sexto y el octavo año se hace una transición lineal hasta alcanzar el valor del escenario base.

No es necesario imponer esta condición más allá del corto plazo, porque siempre será posible hacer ajustes oportunos en las sucesivas revisiones del plan.

Este escenario Base-Modificado se utiliza para revisar la robustez del plan en el horizonte de corto plazo.

6.3 Proyecciones de la demanda

Las proyecciones usadas para el cálculo de la instalación del plan de expansión¹⁹ son las indicadas²⁰ en la Tabla 6-2 y Figura 6-2. La demanda de energía corresponde al acumulado de energía anual y se expresa en GWh. La demanda de potencia es el valor de la máxima potencia esperada en el año, y se expresa en MW.

¹⁹ Al momento de realizar los análisis del plan la demanda del año 2013 se basó en la proyección disponible.

²⁰ El escenario Base y el Base Modificado también son llamados Medio y Medio Modificado

Tabla 6-2 Escenarios de demanda

| Año | Generación, GWh | | | | Potencia, MW | | | | Factor de carga | | | |
|------|-----------------|----------|--------|--------|--------------|----------|-------|-------|-----------------|----------|-------|-------|
| | Base | Base Mod | Bajo | Alto | Base | Base Mod | Bajo | Alto | Base | Base Mod | Bajo | Alto |
| 2010 | 9 533 | 9 533 | 9 533 | 9 533 | 1 536 | 1 536 | 1 536 | 1 536 | 70.9% | 70.9% | 70.9% | 70.9% |
| 2011 | 9 723 | 9 723 | 9 723 | 9 723 | 1 546 | 1 546 | 1 546 | 1 546 | 71.8% | 71.8% | 71.8% | 71.8% |
| 2012 | 10 093 | 10 093 | 10 093 | 10 093 | 1 593 | 1 593 | 1 593 | 1 593 | 72.3% | 72.3% | 72.3% | 72.3% |
| 2013 | 10 403 | 10 611 | 10 344 | 10 461 | 1 638 | 1 671 | 1 629 | 1 647 | 72.5% | 72.5% | 72.5% | 72.5% |
| 2014 | 10 788 | 11 112 | 10 667 | 10 913 | 1 689 | 1 740 | 1 670 | 1 709 | 72.9% | 72.9% | 72.9% | 72.9% |
| 2015 | 11 278 | 11 729 | 11 007 | 11 532 | 1 756 | 1 827 | 1 714 | 1 796 | 73.3% | 73.3% | 73.3% | 73.3% |
| 2016 | 11 786 | 12 257 | 11 360 | 12 183 | 1 826 | 1 899 | 1 760 | 1 887 | 73.7% | 73.7% | 73.7% | 73.7% |
| 2017 | 12 317 | 12 866 | 11 727 | 12 866 | 1 898 | 1 982 | 1 807 | 1 982 | 74.1% | 74.1% | 74.1% | 74.1% |
| 2018 | 12 872 | 13 262 | 12 108 | 13 581 | 1 972 | 2 032 | 1 855 | 2 081 | 74.5% | 74.5% | 74.5% | 74.5% |
| 2019 | 13 451 | 13 658 | 12 504 | 14 328 | 2 050 | 2 082 | 1 906 | 2 184 | 74.9% | 74.9% | 74.9% | 74.9% |
| 2020 | 14 054 | 14 054 | 12 914 | 15 106 | 2 128 | 2 128 | 1 955 | 2 287 | 75.4% | 75.4% | 75.4% | 75.4% |
| 2021 | 14 680 | 14 680 | 13 340 | 15 915 | 2 211 | 2 211 | 2 009 | 2 397 | 75.8% | 75.8% | 75.8% | 75.8% |
| 2022 | 15 330 | 15 330 | 13 780 | 16 754 | 2 297 | 2 297 | 2 064 | 2 510 | 76.2% | 76.2% | 76.2% | 76.2% |
| 2023 | 16 003 | 16 003 | 14 235 | 17 622 | 2 385 | 2 385 | 2 121 | 2 626 | 76.6% | 76.6% | 76.6% | 76.6% |
| 2024 | 16 699 | 16 699 | 14 704 | 18 517 | 2 476 | 2 476 | 2 180 | 2 745 | 77.0% | 77.0% | 77.0% | 77.0% |
| 2025 | 17 417 | 17 417 | 15 208 | 19 413 | 2 569 | 2 569 | 2 243 | 2 863 | 77.4% | 77.4% | 77.4% | 77.4% |
| 2026 | 18 155 | 18 155 | 15 746 | 20 303 | 2 661 | 2 661 | 2 308 | 2 976 | 77.9% | 77.9% | 77.9% | 77.9% |
| 2027 | 18 914 | 18 914 | 16 320 | 21 182 | 2 757 | 2 757 | 2 379 | 3 088 | 78.3% | 78.3% | 78.3% | 78.3% |
| 2028 | 19 691 | 19 691 | 16 930 | 22 046 | 2 857 | 2 857 | 2 456 | 3 198 | 78.7% | 78.7% | 78.7% | 78.7% |
| 2029 | 20 487 | 20 487 | 17 556 | 22 923 | 2 959 | 2 959 | 2 536 | 3 311 | 79.0% | 79.0% | 79.0% | 79.0% |
| 2030 | 21 300 | 21 300 | 18 195 | 23 813 | 3 065 | 3 065 | 2 618 | 3 427 | 79.3% | 79.3% | 79.3% | 79.3% |
| 2031 | 22 130 | 22 130 | 18 847 | 24 714 | 3 175 | 3 175 | 2 704 | 3 545 | 79.6% | 79.6% | 79.6% | 79.6% |
| 2032 | 22 975 | 22 975 | 19 511 | 25 626 | 3 288 | 3 288 | 2 792 | 3 667 | 79.8% | 79.8% | 79.8% | 79.8% |
| 2033 | 23 834 | 23 834 | 20 186 | 26 548 | 3 404 | 3 404 | 2 883 | 3 792 | 79.9% | 79.9% | 79.9% | 79.9% |
| 2034 | 24 708 | 24 708 | 20 871 | 27 481 | 3 524 | 3 524 | 2 977 | 3 920 | 80.0% | 80.0% | 80.0% | 80.0% |
| 2035 | 25 594 | 25 594 | 21 563 | 28 422 | 3 647 | 3 647 | 3 073 | 4 051 | 80.1% | 80.1% | 80.1% | 80.1% |

Las tasas de crecimiento resultantes se muestran en la Tabla 6-3

Tabla 6-3 Tasa de crecimiento anual

| | Tasa de Crecimiento | | | |
|------|---------------------|----------|------|------|
| | Base | Base Mod | Bajo | Alto |
| 2010 | | | | |
| 2011 | 2.0% | 2.0% | 2.0% | 2.0% |
| 2012 | 3.8% | 3.8% | 3.8% | 3.8% |
| 2013 | 3.1% | 5.1% | 2.5% | 3.7% |
| 2014 | 3.7% | 4.7% | 3.1% | 4.3% |
| 2015 | 4.5% | 5.5% | 3.2% | 5.7% |
| 2016 | 4.5% | 4.5% | 3.2% | 5.6% |
| 2017 | 4.5% | 5.0% | 3.2% | 5.6% |
| 2018 | 4.5% | 3.1% | 3.3% | 5.6% |
| 2019 | 4.5% | 3.0% | 3.3% | 5.5% |
| 2020 | 4.5% | 2.9% | 3.3% | 5.4% |
| 2021 | 4.5% | 4.5% | 3.3% | 5.4% |
| 2022 | 4.4% | 4.4% | 3.3% | 5.3% |
| 2023 | 4.4% | 4.4% | 3.3% | 5.2% |
| 2024 | 4.3% | 4.3% | 3.3% | 5.1% |
| 2025 | 4.3% | 4.3% | 3.4% | 4.8% |
| 2026 | 4.2% | 4.2% | 3.5% | 4.6% |
| 2027 | 4.2% | 4.2% | 3.6% | 4.3% |
| 2028 | 4.1% | 4.1% | 3.7% | 4.1% |
| 2029 | 4.0% | 4.0% | 3.7% | 4.0% |
| 2030 | 4.0% | 4.0% | 3.6% | 3.9% |
| 2031 | 3.9% | 3.9% | 3.6% | 3.8% |
| 2032 | 3.8% | 3.8% | 3.5% | 3.7% |
| 2033 | 3.7% | 3.7% | 3.5% | 3.6% |
| 2034 | 3.7% | 3.7% | 3.4% | 3.5% |
| 2035 | 3.6% | 3.6% | 3.3% | 3.4% |

Los tres escenarios obtenidos para el largo plazo se grafican en la Figura 6-1.

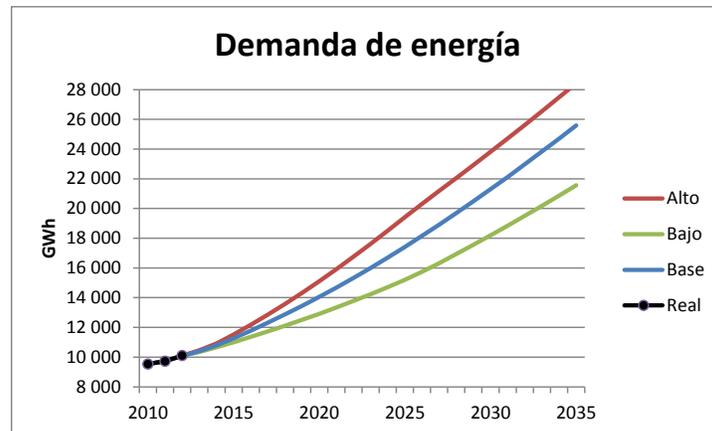


Figura 6-1 Proyección de la demanda anual de largo plazo

En Figura 6-2 se muestra un detalle del corto plazo, para ilustrar el escenario denominado Base Modificado o Medio Modificado, que se utiliza para probar la robustez del plan en el corto plazo.

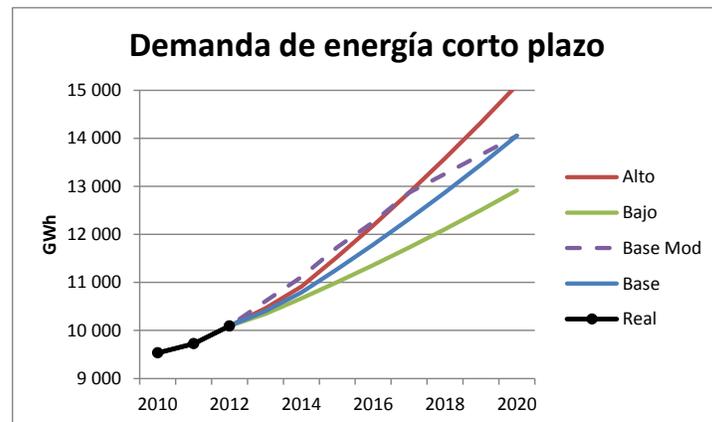


Figura 6-2 Detalle de la demanda anual para el corto plazo

6.4 Comparación con proyecciones de demanda anteriores

Con respecto a la proyección de demanda utilizada en el anterior *Plan de Expansión de la Generación Eléctrica, Período 2012-2024*, la estimación actual de demanda futura de energía es ligeramente inferior, aunque la proyección de potencia sí es marcadamente inferior, debido a que se ha supuesto un factor de carga más alto.

En la Figura 6-3 y la Figura 6-4 se comparan las proyecciones de demanda de energía y de potencia utilizadas en el pasado para elaborar las revisiones del plan de expansión.

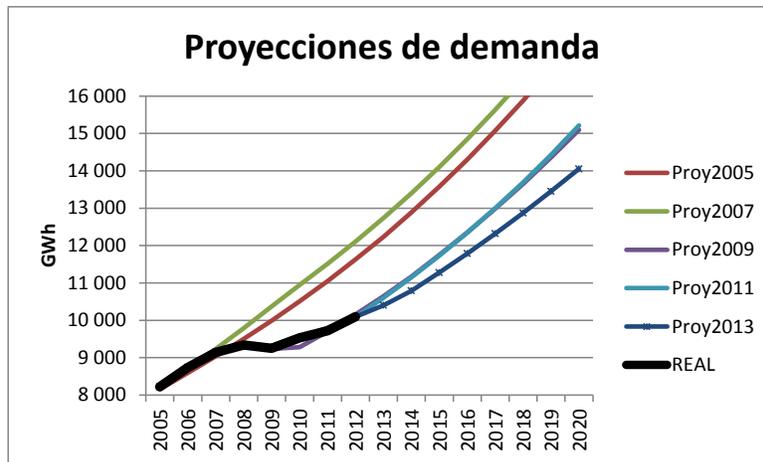


Figura 6-3 Proyecciones de energía usadas en los planes de expansión

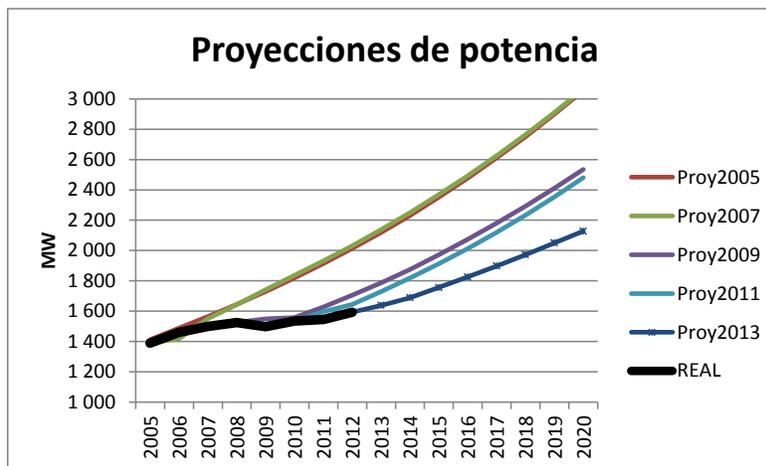


Figura 6-4 Proyecciones de potencia usadas en los planes de expansión

(esta página en blanco intencionalmente)

7 RECURSOS ENERGETICOS

7.1 Potencial de Recursos Renovables

El país ha desarrollado sus recursos energéticos renovables para atender la demanda de electricidad. La hidroelectricidad ha sido la principal fuente utilizada, dada su abundancia, calidad y economía. Le sigue la geotermia y el viento en orden de importancia según la capacidad instalada. La biomasa, basada en el bagazo, también está aportando a la matriz energética. Más recientemente se ha agregado la energía solar y todavía es incipiente.

El potencial económicamente explotable de estas fuentes se cuantifica recurriendo al potencial identificado. Este potencial corresponde a la suma de todos los proyectos que han sido razonablemente identificados, incluyendo los ya construidos. El potencial identificado²¹ de las fuentes arriba mencionadas se muestra en la Tabla 7-1.

Tabla 7-1 Potencial energético local

| Fuente | Potencial Identificado | Capacidad Instalada | % Instalado |
|----------------|------------------------|---------------------|-------------|
| | (incluye instalado) | (efectiva) | |
| | MW | MW | |
| Hidroeléctrico | 7 034 | 1 768 | 25% |
| Geotérmico | 875 | 195 | 22% |
| Eólico | 894 | 144 | 16% |
| Biomasa | 122 | 38 | 31% |
| Solar | 126 | 2 | 1% |
| Total | 9 050 | 2 147 | 24% |

Por su definición, el potencial identificado es sensible al esfuerzo de prospección para identificar posibles proyectos y a la información disponible sobre ellos. Además del registro de proyectos propios del ICE, se recurre a las solicitudes de elegibilidad según la Ley 7200 como contador de proyectos identificados por el sector privado, más los informes de los proyectos de generación que reportan las empresas distribuidoras.

No debe confundirse el potencial identificado con el potencial bruto o teórico, que mide la cantidad total del recurso energético (por ejemplo, cuánta energía solar incide sobre todo el territorio nacional). El potencial teórico es varios órdenes de magnitud mayor que el potencial identificado, pero tiene poca aplicación práctica. Conforme se estudien nuevos proyectos el potencial identificado crecerá, pero nunca se aproximará al potencial teórico.

²¹ Capacidad Instalada es la potencia efectiva a diciembre 2012. Potencial Identificado se refiere a la suma de proyectos identificados y para los cuales existe algún tipo de evaluación al menos preliminar; incluye la capacidad ya instalada Potencial geotérmico tomado de "Evaluación del Potencial Geotérmico de Costa Rica", ICE, 2009. El potencial identificado hidroeléctrico es tomado de evaluación realizada por Tecnologías de Generación, CENPE, 2013, e incluye los proyectos del ICE, de otras empresas distribuidoras, así como la cartera de proyectos privados con solicitudes de elegibilidades. El potencial identificado eólico corresponde a proyectos presentados por empresas privadas, empresas distribuidoras y el ICE. El potencial identificado de biomasa agrega el bagazo y los proyectos de biogás conocidos. El potencial solar incluye plantas existentes, sistemas de generación distribuida, sistemas aislados y solicitudes de elegibilidades.

7.2 Recursos Renovables Establecidos

El sistema de generación nacional ha utilizado en forma extensiva los recursos renovables disponibles. Las fuentes establecidas que aportan significativamente a la satisfacción de la demanda son la hidroeléctrica, la geotérmica, el viento y la biomasa de bagazo.

7.2.1 Hidroelectricidad

El potencial identificado hidroeléctrico es quizá el que se basa en más estudios exhaustivos de proyectos. Por tratarse de una tecnología madura, no se esperan grandes cambios tecnológicos que viabilicen recursos no explotables hoy. Por el contrario, el creciente conflicto para la asignación o conservación de los recursos naturales para otros usos no energéticos, hace que la oposición social a nuevos desarrollos hidroeléctricos limite significativamente las opciones factibles.

La cifra presentada del potencial identificado incluye cerca de 1 700 MW de proyectos hidroeléctricos que parcial o totalmente afectan reservas indígenas. No existe un impedimento legal para la eventual ejecución de algunos de estos proyectos; sin embargo, es previsible que las complejidades adicionales, impuestas por las negociaciones y acuerdos con comunidades indígenas, impliquen que una parte de este potencial no pueda ser aprovechado.

Otros 780 MW se ubican en parques nacionales, donde la ley no permite ningún tipo de explotación.

Estas consideraciones permiten prever que el potencial que podría ser factible es apenas una fracción del potencial identificado, y que el desarrollo hidroeléctrico restante sea muy limitado.

La hidroelectricidad con embalses de regulación, además de generar energía, es la tecnología más adecuada para brindar servicios complementarios al sistema de generación, cada vez más importantes dada la incorporación de fuentes intermitentes como el viento y el sol.

7.2.2 Geotermia

El potencial identificado se basa en una estimación superficial muy preliminar. La mayor parte se encuentra dentro de parques nacionales en las cordilleras volcánicas Central y Guanacaste, y por lo tanto no está disponible para su aprovechamiento.

Los únicos campos que pueden desarrollarse sin un conflicto absoluto con parques son Miravalles y Rincón de la Vieja (Pailas y Borinquen). Estos campos tienen un potencial de 300 MW, de los cuales ya están en operación 195 MW.

La geotermia es la única fuente renovable que no está expuesta a la variabilidad climática.

7.2.3 Eólico

El país fue el pionero de la energía eólica de toda Latinoamérica. Desde el año 1996 el país disfruta de los beneficios de la energía eólica y actualmente la energía del viento cubre cerca de un 5% de las necesidades del país.

La estacionalidad del viento se complementa con la producción hidroeléctrica, puesto que los vientos más fuertes se presentan en la época seca.

Aunque el potencial aprovechable es muy interesante, la intermitencia característica del viento impide aumentar significativamente su participación sin agregar respaldos importantes en el sistema. Se ha determinado que la mejor manera es aumentar en forma gradual la penetración eólica, para controlar y compensar los efectos secundarios que provoca en el sistema.

7.2.4 Biomasa del bagazo

Otra fuente interesante la constituye el bagazo. Los ingenios cuentan con equipos propios de generación y están en capacidad de producir un excedente de energía por encima de sus necesidades a un bajo costo. La estacionalidad del cultivo de la caña de azúcar se complementa muy bien con la estacionalidad de las plantas hidroeléctricas.

Realizando inversiones en equipo nuevo de generación y en los procesos de los ingenios, es posible obtener un incremento sustancial de los excedentes, a un costo muy competitivo.

7.3 Recursos Renovables Emergentes

Además de las fuentes renovables establecidas que ya están consolidadas, nuevas fuentes no convencionales crecerán rápidamente en el corto y mediano plazo, gracias a una combinación de los siguientes factores:

- Alcanzaron un nivel de madurez tecnológico suficiente
- Son un producto secundario de una solución a un problema ambiental
- Costos decrecientes de la tecnología
- Percepción positiva del público y poca oposición socioambiental
- Aumento de costo y agotamiento de algunas opciones convencionales

Estas fuentes típicamente se desarrollan bajo un concepto de generación distribuida – un número grande y disperso de pequeños generadores conectados a las redes de distribución – y pueden aprovechar nichos fuera del alcance de las empresas eléctricas, como la biomasa subproducto de procesos agroindustriales y los techos de las edificaciones.

Se espera un crecimiento fuerte en los próximos años, pero demorará varias décadas tener una participación significativa de la generación total, por la dinámica de evolución del sistema y porque todavía deben bajar de costo para ser competitivas.

Para estimular este tipo de fuentes, el ICE desarrolla programas como el Plan Piloto de Generación para Autoconsumo²² y el Programa de Energía de Biogás.

7.3.1 Biogás

El biogás es un energético que se obtiene de la biomasa. Es una fuente económicamente viable cuando se utiliza materia prima subproducto de actividades agroindustriales

Las primeras fincas han desarrollado pequeños sistemas para autoconsumo, pero existe un potencial para escalas mayores.

7.3.2 Desechos Sólidos Municipales

Cuando las municipalidades tratan y disponen de la basura recurriendo a procesos térmicos, es posible recuperar como un subproducto parte del calor produciendo vapor para generar energía eléctrica. Se trata de procesos muy costosos, que solo se justifican cuando se tiene un problema ambiental que resolver.

Se considera que es una fuente no convencional que podría explotarse en el mediano plazo porque varias municipalidades han anunciado su interés en adoptar este tipo de tecnología.

7.3.3 Solar

La tecnología fotovoltaica ha experimentado un gran desarrollo y ha bajado notoriamente su costo de fabricación. Esta condición, combinada con el incremento generalizado del costo de las otras tecnologías y sus crecientes complejidades socioambientales, hace que los paneles fotovoltaicos alcancen o estén muy cerca de la viabilidad económica.

El solar se puede desarrollar en dos modalidades: como granjas solares con potencias de varios MW utilizando grandes extensiones de terreno, o como pequeños sistemas distribuidos que aprovechan el área de los techos de edificaciones existentes.

7.3.4 Biocombustibles

Los biocombustibles pueden llegar a convertirse en una fuente adicional de energía de magnitud significativa en los próximos años. Mezclas de diésel con un 5%-20% de biodiésel pueden ser utilizadas en cualquiera de las plantas térmicas del país, sin necesidad de ajustes o reconversiones mayores.

Todavía no existe infraestructura de producción nacional de gran escala ni tampoco hay cadenas de almacenamiento y distribución. Pequeñas cantidades se han utilizado experimentalmente en plantas térmicas del ICE para medir su desempeño, particularmente en lo relativo a emisiones.

²² Ver detalles del Plan Piloto de Generación Distribuida para Autoconsumo en www.grupoice.com

Otros biocombustibles, como el aceite crudo de palma africana, podrían ser utilizados en motores de combustión interna si las consideraciones económicas fueran favorables para vencer al precio del búnker.

El etanol, que se utiliza en mezclas con gasolina para uso en automóviles, no resulta económico para la generación eléctrica.

Para cumplir la meta energética de eliminar la dependencia de combustibles fósiles importados, se deberá recurrir a los biocombustibles para alimentar la generación térmica.

Actualmente los costos de producción de biocombustibles no logran vencer el precio de mercado de los derivados de petróleo.

7.4 Otras fuentes renovables y no convencionales

Otras fuentes, también llamadas “fuentes renovables nuevas”, tienen aún limitaciones tecnológicas y económicas, que únicamente permiten considerarlas en pequeña escala o para aplicaciones especiales y su explotación comercial no se visualiza dentro del horizonte de planificación del plan.

Las tecnologías para hacer generación distribuida, como la que utiliza celdas de combustible alimentadas con gas natural, todavía son demasiado caras, y las basadas en hidrógeno requieren aun mayor desarrollo.

En general, se puede afirmar que estas fuentes y tecnologías irán bajando de costo y mejorando sus características, pero en el horizonte de decisiones del presente plan de expansión no se pronostica que alcancen una participación importante en comparación a las demás fuentes con recursos renovables convencionales. No obstante lo anterior, se monitorea el avance a nivel mundial de estas potenciales opciones, para incorporarlas en los futuros planes conforme se vuelvan factibles.

7.5 Participación de las diferentes fuentes renovables

El objetivo de un plan de expansión es señalar los grandes temas relativos al futuro energético. No es una evaluación detallada de cada uno de los proyectos, particularmente cuando se trata de proyectos individuales de relativa poca capacidad.

Por esta razón, en la confección del plan se supone la existencia de plantas renovables pequeñas y de características genéricas, cuyos detalles particulares no interesa precisar para los propósitos del plan. Este conjunto de posibles proyectos hidros, eólicos, biomásicos y solares se representan en forma simplificada con solo dos tipos de renovables: la hidro a filo de agua y el viento.

Esta simplificación reduce el trabajo y ahorra tiempo de cómputo sin sacrificar la calidad y la precisión de los resultados obtenidos. Del plan se obtiene la importancia relativa de todo el conjunto de plantas renovables pequeñas, sin precisar su tipo.

Por lo tanto, se debe tener presente que el Plan de Expansión sí cubre a las fuentes nuevas, aunque no sean mencionadas específicamente. Para determinar la participación de una de estas fuentes renovables en particular, es necesario hacer un análisis posterior al plan de expansión.

7.6 Combustibles fósiles

Costa Rica no cuenta con depósitos ni reservas probadas de combustibles fósiles. Todos estos combustibles, como el carbón, los hidrocarburos del petróleo o del gas natural, deben ser importados.

El país importa petróleo y sus derivados principalmente para el sector transporte. Para la generación eléctrica se consume diésel y búnker. Pequeñas cantidades de coque y de carbón mineral son importadas como fuente energética para la industria. No hay importaciones de gas natural.

La generación termoeléctrica, a pesar de ser solo una pequeña fracción de la generación total, tiene un papel muy importante como complemento, cuando la disponibilidad de las fuentes renovables disminuye por causas naturales. Tratar de sustituir ese pequeño porcentaje de generación térmica con fuentes renovables resulta sumamente caro, toda vez que estos proyectos (hidroeléctricos, geotérmicos o eólicos) requieren altas inversiones, y su uso sería eventual, e inclusive durante años húmedos no se utilizarían del todo. Por lo tanto, resulta conveniente la utilización de una pequeña cantidad de generación térmica, de bajo costo de instalación, que se utiliza solo en condiciones hidrológicas adversas, o durante los meses más secos del año. Esto asegura que sus costos de operación, aunque altos, tienen poco impacto en los costos totales.

Bajo este esquema de disponibilidad de recursos renovables, principalmente hidroelectricidad, la función del térmico es operar la menor cantidad posible de horas, solo para servir de respaldo cuando la generación renovable disminuye. Las plantas térmicas que mejor se adaptan a esta función son las turbinas de gas y los motores de media velocidad. Estas máquinas tienen en común que resultan eficaces con unidades en potencias relativamente pequeñas (8 MW - 100 MW) y que su costo de inversión es menor que el de centrales a vapor.

Por el contrario, las alternativas térmicas de base convencionales, como plantas de carbón, no han resultado competitivas en el pasado, ya que tienen un alto costo de inversión y las pocas horas anuales de operación no permiten que los ahorros operativos compensen este sobre costo. Estas plantas se justifican cuando operan durante todo el año, situación que no se acomoda al parque que ha existido en el país, cuyo componente de plantas renovables, de casi el 80%, no requiere de generación térmica en la época lluviosa.

A pesar de lo anterior, con el paso del tiempo han ocurrido cambios en el panorama energético nacional e internacional, que ameritan la consideración de otras posibilidades:

- a) En gran parte, los mejores sitios para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos ya han sido aprovechados, y los proyectos futuros presentan costos crecientes.

- b) Son muy pocos los sitios adicionales para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos con embalses multi-anales.
- c) A pesar de que se reconoce que desde un punto de vista ambiental los desarrollos hidroeléctricos son de las opciones más benignas para la generación eléctrica, siempre presentan algún grado de impacto local. Estos impactos han ido cobrando más relevancia, y cada vez se presenta mayor oposición de parte de grupos ambientalistas y de vecinos, que normalmente tienden a dar más preponderancia a los impactos locales, que a los beneficios globales.
- d) Los proyectos hidroeléctricos, aunque resulten más beneficiosos desde un punto de vista económico, requieren inversiones altas durante el período de construcción, mientras que su recuperación ocurre durante un período de 30 o más años, en correspondencia con su larga vida útil. Por su parte, las opciones térmicas requieren inversiones iniciales del orden del 50% o menos que las de un proyecto hidroeléctrico de similar capacidad. Aunque su operación tenga un costo importante, desde un punto de vista financiero resulta más fácil su desarrollo.
- e) La mayor parte del recurso geotérmico del país está dentro de parques nacionales y no puede ser explotado.
- f) Los proyectos de energía renovable, como los hidroeléctricos y geotérmicos, presentan mayores riesgos en sus estudios, construcción y operación, en comparación con opciones térmicas.
- g) El desarrollo y mejoramiento tecnológico de nuevas fuentes no convencionales de energía ha avanzado significativamente, pero todavía no lo suficiente como para cubrir las necesidades impuestas por el crecimiento de la demanda.
- h) El fuerte incremento en los derivados del petróleo y la gran volatilidad de su precio, hace que el costo operativo, aún para pocas horas de operación, tenga mayor peso en la selección de tecnologías. Esta preocupación por los costos operativos desfavorece las opciones que consumen combustibles caros, principalmente los de baja eficiencia, como las turbinas de combustión, y en su lugar se prefieran las tecnologías que consumen búnker, gas natural o carbón.
- i) El Mercado Eléctrico Regional aumenta significativamente el tamaño del mercado, permitiendo el desarrollo de plantas térmicas de gran escala que pueden funcionar en la base.
- j) El desarrollo de tecnologías para explotar nuevos yacimientos de gas natural

Las consideraciones anteriores plantean un reto para la política energética nacional. De continuar este panorama, el país podría verse forzado a cambiar su política energética basada en renovables, y modificar drásticamente la conformación de las nuevas adiciones de capacidad, utilizando combustibles fósiles.

El análisis de las tecnologías térmicas nuevas para el sistema eléctrico nacional es necesario para valorar el impacto de las políticas energéticas y la problemática arriba explicada alrededor de las fuentes renovables.

7.6.1 Diésel y búnker

El país cuenta con infraestructura para importar, almacenar y transportar derivados y residuales de petróleo. Estos combustibles se usan mayoritariamente para atender al transporte y a la industria. Del total de hidrocarburos del año 2011, solo un 8.5% se

empleó para alimentar las plantas termoeléctricas. El sector eléctrico gastó un 8.6% del diésel y un 48% del búnker consumido ese año.

Al ser solo una parte menor del volumen anual que distribuye la Refinadora Costarricense de Petróleo (RECOPE), el suministro de las plantas térmicas se apoya en gran medida en la infraestructura existente del sistema nacional de combustibles.

Hasta la fecha, la baja utilización térmica ha permitido que estos energéticos sean los más adecuados para llenar las necesidades de complemento del sector eléctrico, ya que a pesar de su elevado costo operativo permiten una gran flexibilidad de utilización sin incurrir en sobrecostos por infraestructura subutilizada.

7.6.2 Gas natural

La región centroamericana no cuenta con gas natural. Podría tener acceso a los depósitos de gas natural de Colombia o de México si se llegara a construir un gasoducto regional. Otra posibilidad consiste en construir una terminal de regasificación, para importar gas natural licuado (GNL) desde cualquier país productor. Estudios económicos parecen favorecer el transporte por barco en lugar de gasoductos, por la combinación de distancias y volúmenes.

En el pasado algunos intentos tempranos por introducir el GNL a la región no fructificaron. Tal es el caso de una central anunciada en El Salvador para el puerto de Cutuco, con capacidad de 500 MW y previamente en Honduras, con una central de 700 MW.

Recientemente Panamá y El Salvador han adjudicado contratos a generadores de GNL, para que se hagan cargo de toda la cadena de suministro, desde la compra del gas hasta la generación eléctrica. En el caso de Panamá la central generadora estará ubicada en Colón, con una potencia de 500 MW. En El Salvador, la central termoeléctrica estará en el puerto de La Unión, con 300 MW.

Estudios regionales han abordado la problemática de la introducción del gas natural, tanto para generación como para otros usos industriales²³.

El problema del GNL es que requiere grandes inversiones en la planta de regasificación y compromisos de compra de gas en volúmenes importantes y de largo plazo. Las economías de escala obligan a construir infraestructura para alimentar una central de 500 MW – 700 MW. Esta central debe operar a un factor de planta alto para que resulte rentable.

Una condición similar tiene el aprovisionamiento por gasoducto: grandes inversiones que solo pueden amortizarse con utilización permanente de grandes volúmenes de gas.

La ventaja del gas natural es que provoca menos emisiones en comparación con los derivados del petróleo o el carbón, y que el costo operativo es muy atractivo.

El desarrollo de la técnica del *fracking* para la extracción del gas de esquisto (*shale gas*) en Estados Unidos está cambiando el panorama de disponibilidad de gas en

²³ “Estrategia para la introducción del gas natural en Centroamérica. BID/CEPAL”. Setiembre 2007

Norteamérica. Los Estados Unidos podrían en un corto tiempo pasar de importadores de GNL a exportadores.

Es de esperar que conforme otras naciones adquieran la tecnología necesaria, se harán viables económicamente nuevos y vastos depósitos de gas y de petróleo.

La posibilidad de extracción local del gas natural se discute en el país, sin embargo, dentro del horizonte de planeamiento del presente plan no es razonable suponer que habrá una explotación local de gas significativa.

La adopción de una política de utilización del gas natural implica cambiar el papel de la generación térmica, que pasaría de ser un respaldo temporal a una generación de base.

Se debe señalar que el sector eléctrico juega un papel muy importante en una estrategia nacional de introducción del gas natural en el país. La demanda de gas para generar electricidad es la actividad semilla que puede viabilizar la inversión en infraestructura del gas y su comercialización. Una vez introducido, otros sectores, como el industrial y el de transporte, irán desarrollando con el paso de los años una demanda creciente.

7.6.3 Carbón

Las enormes reservas mundiales de carbón, así como la expectativa de avances tecnológicos en reducción de emisiones, hacen del carbón una fuente a considerar para el futuro de nuestro país.

En la región centroamericana, Guatemala, Honduras y Panamá ya utilizan carbón para generación eléctrica. Guatemala explota 244 MW, Panamá 120 MW y Honduras 24 MW, para un total de 388 MW instalados. En el año 2011 la generación carboeléctrica totalizó 1 606 GWh, un 3.9% de la generación regional. En la mayoría de los países, hay procesos en marcha para contratación de más plantas a carbón.

La presión para atender el crecimiento de la demanda y el riesgo de la volatilidad del precio del petróleo, han despertado un gran interés por el carbón en los demás países. Al igual que con el GNL, el carbón requiere de inversiones fuertes de capital y de tamaños importantes para ganar economías de escala, que solo resultan rentables si se utilizan con factores de planta altos. Sin embargo, se considera que la introducción del carbón en el sistema eléctrico tiene menos barreras de escala que la construcción de un gasoducto centroamericano o la utilización del GNL.

El principal problema del carbón está en el elevado nivel de emisiones y contaminantes. Para mitigarlas significativamente, existe un esfuerzo mundial de investigación y desarrollo de nuevas tecnologías, como la Gasificación Integrada con Ciclo Combinado (IGCC por sus siglas en inglés), las plantas ultra-supercríticas y la captura y almacenamiento del CO₂ (CCS por sus siglas en inglés). Estas tecnologías contaminan menos pero son más costosas.

Para la introducción del carbón en el sistema nacional, es necesario cambiar la política energética de utilización de recursos renovables y la política ambiental de bajas emisiones de CO₂.

7.7 Energía nuclear

La energía nuclear aprovecha el calor de las reacciones nucleares para producir electricidad.

Los reactores nucleares requieren de inversiones fuertes de capital y de tamaños importantes para ganar economías de escala, que solo resultan rentables si se utilizan con factores de planta elevados, dado que el costo unitario de operación es muy bajo.

La energía nuclear es baja en emisiones de carbono. Sin embargo, a pesar de esta gran ventaja ambiental, otras preocupaciones, sobre todo relativas a potenciales accidentes y la contaminación radioactiva de los desechos, hacen controversial esta fuente de energía.

En el presente plan de expansión no se considera la energía nuclear como una opción al sistema de generación. La capacidad de los reactores normalmente utilizados es demasiado grande para el tamaño del sistema eléctrico, aun para el Mercado Eléctrico Regional.

7.8 Importaciones del MER

Con la construcción de la línea SIEPAC y un Mercado Eléctrico Regional (MER) maduro, las importaciones de energía serán un recurso energético más para el país. El costo de este recurso se podrá asegurar a través de los contratos de suministro que se realicen al amparo del MER.

Sin embargo, en la actualidad el mercado es incipiente y no es posible realizar contratos de largo plazo que garanticen el suministro en iguales condiciones que una planta localizada dentro del país. Por esta razón, en el presente plan de expansión no se considera la importación como una fuente energética disponible.

7.9 Externalidades del aprovechamiento de los recursos energéticos

La generación eléctrica con cualquier fuente energética o tecnología produce impactos en el ambiente, tanto de carácter positivo como negativo.

Aunque la valoración detallada de los impactos es una función única de cada proyecto, existen externalidades inherentes a las diferentes tecnologías de generación que cada día cobran más importancia.

En particular, se reconoce como un problema global los costos sociales de las emisiones de efecto invernadero. Incluso hoy en día existen algunos mercados de derechos de emisiones que monetizan esta externalidad.

Las emisiones de las plantas generadoras dependen de una gran cantidad de factores. No obstante lo anterior, se pueden utilizar tablas de emisiones genéricas por cada tipo de tecnología, con el objeto de evaluar gruesamente las emisiones totales de los escenarios

de expansión. Estas tablas tratan de medir las emisiones de todos los gases de efecto invernadero, expresadas en toneladas equivalentes de CO₂.

Otro factor relevante que engloba los impactos ambientales genéricos de una tecnología es su Razón de Recuperación Energética (RRE) o “Energy Payback Ratio”. Este índice es la razón de la energía producida durante la vida útil de la planta dividida entre la energía requerida para construir, mantener y operar la misma. Este parámetro representa un indicador indirecto del impacto ambiental, pues un sistema con una razón baja implica que se requiere mucha energía para mantenerlo y es posible que tenga más impacto que otro con una razón alta.

La Tabla 7-2 muestra referencias sobre las emisiones equivalentes de diferentes tecnologías y el parámetro de Razón de Recuperación Energética.

Tabla 7-2 Emisiones equivalentes y rentabilidad energética

| Tipo de planta | Eficiencia | Emisiones (ton CO ₂ por GWh) | | Razón de recuper. energética (RRE) |
|-----------------------------|------------|---|-------------|------------------------------------|
| | | Rango | Valor Usado | |
| Hidroeléctrica con embalse | | 10 a 30 | 20 | 48 a 260 |
| Hidroeléctrica filo de agua | | 1 a 18 | 12 | 30 a 267 |
| Planta eólica | | 7 a 124 | 50 | 5 a 39 |
| Solar fotovoltaico | | 13 a 731 | 300 | 1 a 14 |
| Turbina diesel | 33% | 555 a 883 | 808 | |
| CC diesel | 47% | | 568 | |
| Planta de carbón moderna | 34% | 790 a 1182 | 1071 | 7 a 20 |
| Motor con heavy oil | 42% | 686 a 726 | 700 | 21 |
| IGCC con Orimulsión | 44% | | 704 | |
| TG con GNL | 33% | | 688 | |
| CC con gas natural | 48% | 389 a 511 | 421 | 14 |
| CC con GNL | 48% | | 473 | |

CC: ciclo combinado, IGCC: ciclo combinado con gasificación integrada, GNL: gas natural licuado
RRE: cantidad de energía que produce la planta entre la energía requerida para su construcción y operación durante todo el ciclo de vida de un proyecto
Fuentes:
a) Hydropower and the Environment: Present Context and Guidelines for Future Action, IEA Hydropower Agreement, Volume II, May 2000
b) CO₂ Emissions Factor from IPCC publication, www.senter.nl, Holand

Es importante aclarar que las emisiones equivalentes dadas en la Tabla 7-2 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 y la disposición de desechos a lo largo de su vida útil y la desinstalación. 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. Excepción de lo anterior es la producción de energía solar con celdas fotovoltaicas, que tiene factores altos, en algunos casos comparables a los producidos por la generación mediante combustibles fósiles.

Para la contabilización de emisiones de gases de efecto invernadero, el ICE ha establecido un método de cálculo²⁴ que se utiliza para los inventarios de emisiones del sector eléctrico, que sigue los procedimientos reconocidos por organismos

²⁴ Inventario de gases de efecto invernadero del Sistema Eléctrico Nacional. Etapa de generación. Año 2012. CENPE. Marzo 2013.

internacionales. Los índices de este método y que se aplicaron al presente análisis son los mostrados en la Tabla 7-3.

Tabla 7-3 Índice de emisiones por tecnología

| Coeficientes de emisiones ton CO ₂ equiv/GWh | |
|--|-----|
| Hidroeléctrica | 17 |
| Eólica | 1 |
| Geotérmica | 90 |
| Turbina Ciclo Abierto con diésel | 600 |
| Motor Media Velocidad con búnker | 600 |
| Ciclo Combinado con gas natural | 350 |

7.10 Administración de la demanda

La administración de la demanda es el conjunto de mecanismos diseñados para lograr un uso racional de la energía, de tal manera que se logre el mismo bienestar y riqueza de la sociedad con cada vez menores cantidades de energía y de recursos económicos.

La administración de la demanda no es estrictamente un recurso energético, pero al lograr disminuir las demandas de generación, se le considera como una alternativa que sustituye otras fuentes energéticas.

El ICE, de acuerdo con su política interna, y con la política energética nacional, desarrolla proyectos de administración de la demanda.

Para el diseño del Plan de Expansión se supone que el efecto de los distintos programas de administración de la demanda está considerado implícitamente en las proyecciones de la demanda, y por lo tanto, no se hacen ajustes o reducciones de capacidad instalada por este concepto.

7.11 Ubicación geográfica de los proyectos

En el Anexo A4 se muestra la ubicación de algunas de las principales plantas y proyectos de generación.

8 PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES FOSILES

El pronóstico de los precios de los combustibles²⁵ que utiliza el ICE en las decisiones de expansión se basa en estimaciones de la Energy Information Administration (EIA), del Departamento de Energía de los Estados Unidos. Para hacer sus proyecciones, la EIA utiliza modelos que toman en cuenta factores económicos y políticos que han incidido o podrían incidir en el precio de los combustibles.

A partir de las proyecciones publicadas por la EIA, se construyen proyecciones para ser aplicadas al caso de Costa Rica. El pronóstico cubre el precio del diésel y del búnker, con y sin impuestos, así como del gas natural y el carbón.

La proyección de precios de los combustibles utilizados en el presente plan de expansión se basa en la estimación de precios contenida en el Annual Energy Outlook 2013 (AEO2013)²⁶, publicado en diciembre 2012, con una actualización del Short Term Energy Outlook de marzo del 2013.

La EIA, contrario a años anteriores, en diciembre del 2012 solo publicó el escenario medio de precios.

8.1 Proyecciones del precio del crudo

En la Figura 8-1 se presentan los precios para varios crudos de referencia. Las cifras fueron convertidas a dólares constantes del 2012, y se expresan en dólares por barril (USD/bbl).

²⁵ Proyección de precios de combustibles 2013-2040. CENPE. Agosto 2013

²⁶ Annual Energy Outlook 2013, Energy Information Administration, DOE, Diciembre 2012

| PRECIO DEL CRUDO - ESCENARIO OUTLOOK2013 | | | | PRECIO DEL CRUDO - ESCENARIO BASE Short-Term Energy Outlook - march2013 | | | | |
|---|------------|---------------------------|-----------------------|--|------------|---------------------------|-----------------------|-------------------------------|
| (2012USD/bbl) | | | | (2012USD/bbl) | | | | |
| | Brent Spot | West Texas Inter. Spot | Imported Crude Oil | | Brent Spot | West Texas Inter. Spot | Imported Crude Oil | Refiner Aver. Acquis. Cost |
| 2010 | 82.7 | 82.5 | 78.8 | 2010 | 83.7 | 83.6 | 80.0 | 80.8 |
| 2011 | 113.2 | 96.5 | 104.4 | 2011 | 113.6 | 96.8 | 104.7 | 103.9 |
| 2012 | 110.4 | 94.1 | 103.1 | 2012 | 111.7 | 94.1 | 101.1 | 101.0 |
| 2013 | 98.5 | 89.3 | 97.7 | 2013 | 106.4 | 90.3 | 95.2 | 95.0 |
| 2014 | 98.7 | 89.8 | 95.6 | 2014 | 96.6 | 88.4 | 93.2 | 92.9 |
| 2015 | 97.6 | 89.7 | 94.5 | | | | | |
| 2016 | 98.7 | 92.9 | 95.7 | | | | | |
| 2017 | 100.8 | 97.8 | 97.8 | | | | | |
| 2018 | 103.0 | 100.4 | 99.9 | | | | | |
| 2019 | 105.2 | 103.0 | 102.0 | | | | | |
| 2020 | 107.4 | 105.4 | 104.0 | | | | | |
| 2021 | 109.7 | 107.7 | 106.2 | | | | | |
| 2022 | 112.1 | 110.0 | 108.4 | | | | | |
| 2023 | 114.5 | 112.4 | 110.7 | | | | | |
| 2024 | 116.9 | 114.9 | 113.1 | | | | | |
| 2025 | 119.4 | 117.4 | 115.5 | | | | | |
| 2026 | 122.0 | 119.9 | 117.8 | | | | | |
| 2027 | 124.6 | 122.5 | 120.3 | | | | | |
| 2028 | 127.2 | 125.2 | 122.8 | | | | | |
| 2029 | 130.0 | 127.9 | 125.3 | | | | | |
| 2030 | 132.7 | 130.7 | 127.8 | | | | | |
| 2031 | 135.6 | 133.5 | 130.0 | | | | | |
| 2032 | 138.5 | 136.5 | 132.4 | | | | | |
| 2033 | 141.5 | 139.4 | 135.2 | | | | | |
| 2034 | 144.7 | 142.6 | 138.1 | | | | | |
| 2035 | 147.9 | 145.9 | 141.1 | | | | | |
| 2036 | 151.3 | 149.3 | 144.3 | | | | | |
| 2037 | 154.7 | 152.7 | 147.6 | | | | | |
| 2038 | 158.3 | 156.2 | 150.7 | | | | | |
| 2039 | 161.8 | 159.8 | 154.2 | | | | | |
| 2040 | 165.5 | 163.5 | 157.7 | | | | | |

Figura 8-1 Precios del crudo de petróleo en el escenario base

8.2 Precio del diésel y el búnker

Los precios locales de los combustibles son regulados por la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos (ARESEP). Estos precios cubren los costos de importación del crudo, del proceso industrial de producción de derivados, del almacenamiento y de la distribución.

Las proyecciones del precio del diésel y del búnker para Costa Rica para el período 2014-2040, se muestran en la Tabla 8-1 y Figura 8-2. La proyección se presenta en dólares por litro, con y sin impuestos a los combustibles.

Desde el año 2001, el impuesto a los combustibles es una suma fija que se ajusta únicamente por inflación. El precio con impuestos se calcula agregando un valor de

USD0.23/litro a la proyección de precios del diésel y USD0.04/litro a la proyección del búnker. Estos datos corresponden al impuesto de diciembre del 2012.

En el análisis del plan de expansión no se toma en consideración el impuesto a los combustibles.

Tabla 8-1 Proyección de precio de los combustibles

| PRECIO SIN IMPUESTOS | | | Impuestos | | | PRECIO CON IMPUESTOS | | |
|----------------------|--------|--------|-------------|--------|--------|----------------------|--------|--------|
| (2012USD/l) | | | (2012USD/l) | | | (2012USD/l) | | |
| | Diesel | Bunker | | Diesel | Bunker | | Diesel | Bunker |
| 2010 | 0.70 | 0.53 | 2010 | 0.23 | 0.04 | 2010 | 0.92 | 0.56 |
| 2011 | 0.87 | 0.66 | 2011 | 0.24 | 0.04 | 2011 | 1.10 | 0.70 |
| 2012 | 0.84 | 0.69 | 2012 | 0.25 | 0.04 | 2012 | 1.09 | 0.74 |
| 2013 | 0.89 | 0.68 | 2013 | 0.24 | 0.04 | 2013 | 1.14 | 0.72 |
| 2014 | 0.76 | 0.58 | 2014 | 0.24 | 0.04 | 2014 | 1.01 | 0.63 |
| 2015 | 0.76 | 0.58 | 2015 | 0.24 | 0.04 | 2015 | 1.01 | 0.62 |
| 2016 | 0.78 | 0.59 | 2016 | 0.24 | 0.04 | 2016 | 1.02 | 0.63 |
| 2017 | 0.79 | 0.60 | 2017 | 0.24 | 0.04 | 2017 | 1.04 | 0.64 |
| 2018 | 0.81 | 0.61 | 2018 | 0.24 | 0.04 | 2018 | 1.05 | 0.65 |
| 2019 | 0.82 | 0.62 | 2019 | 0.24 | 0.04 | 2019 | 1.07 | 0.66 |
| 2020 | 0.84 | 0.64 | 2020 | 0.24 | 0.04 | 2020 | 1.08 | 0.68 |
| 2021 | 0.85 | 0.65 | 2021 | 0.24 | 0.04 | 2021 | 1.10 | 0.69 |
| 2022 | 0.87 | 0.66 | 2022 | 0.24 | 0.04 | 2022 | 1.11 | 0.70 |
| 2023 | 0.88 | 0.67 | 2023 | 0.24 | 0.04 | 2023 | 1.13 | 0.71 |
| 2024 | 0.90 | 0.69 | 2024 | 0.24 | 0.04 | 2024 | 1.14 | 0.73 |
| 2025 | 0.92 | 0.70 | 2025 | 0.24 | 0.04 | 2025 | 1.16 | 0.74 |
| 2026 | 0.93 | 0.72 | 2026 | 0.24 | 0.04 | 2026 | 1.18 | 0.76 |
| 2027 | 0.95 | 0.74 | 2027 | 0.24 | 0.04 | 2027 | 1.19 | 0.78 |
| 2028 | 0.97 | 0.76 | 2028 | 0.24 | 0.04 | 2028 | 1.21 | 0.80 |
| 2029 | 0.98 | 0.77 | 2029 | 0.24 | 0.04 | 2029 | 1.23 | 0.81 |
| 2030 | 1.00 | 0.79 | 2030 | 0.24 | 0.04 | 2030 | 1.24 | 0.84 |
| 2031 | 1.01 | 0.80 | 2031 | 0.24 | 0.04 | 2031 | 1.26 | 0.84 |
| 2032 | 1.03 | 0.83 | 2032 | 0.24 | 0.04 | 2032 | 1.27 | 0.87 |
| 2033 | 1.05 | 0.84 | 2033 | 0.24 | 0.04 | 2033 | 1.29 | 0.88 |
| 2034 | 1.07 | 0.86 | 2034 | 0.24 | 0.04 | 2034 | 1.31 | 0.90 |
| 2035 | 1.09 | 0.88 | 2035 | 0.24 | 0.04 | 2035 | 1.33 | 0.92 |
| 2036 | 1.11 | 0.90 | 2036 | 0.24 | 0.04 | 2036 | 1.36 | 0.94 |
| 2037 | 1.13 | 0.92 | 2037 | 0.24 | 0.04 | 2037 | 1.38 | 0.96 |
| 2038 | 1.15 | 0.94 | 2038 | 0.24 | 0.04 | 2038 | 1.39 | 0.98 |
| 2039 | 1.17 | 0.96 | 2039 | 0.24 | 0.04 | 2039 | 1.42 | 1.00 |
| 2040 | 1.19 | 0.98 | 2040 | 0.24 | 0.04 | 2040 | 1.44 | 1.02 |

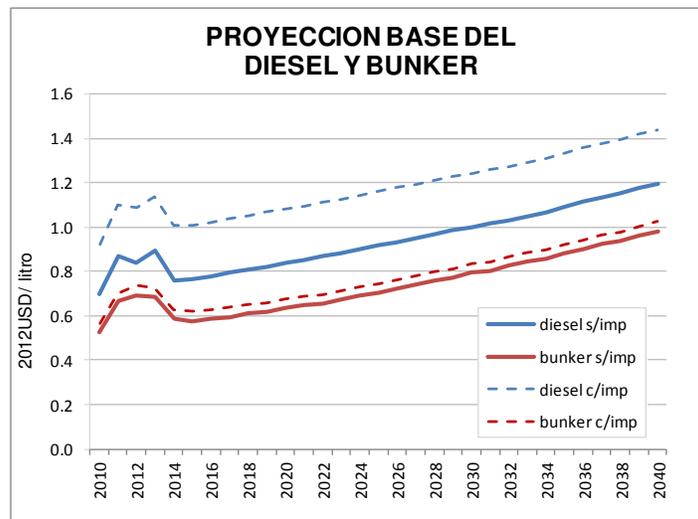


Figura 8-2 Proyección de precio de los combustibles

8.3 Carbón

Este energético no se utiliza en Costa Rica, a excepción de pequeñas cantidades que ocasionalmente importa la industria cementera²⁷.

Para el cálculo del precio se toma la proyección de precios de exportación de carbón del EIA y se agregan los costos estimados por flete marítimo e internamiento. Los precios obtenidos se indican en la Tabla 8-2.

²⁷ En el 2011 se importaron 229 TJ de carbón mineral y 2 445 TJ de coque, un 1.6% del consumo energético nacional. Datos del Balance Energético Nacional 2011. DSE.

Tabla 8-2 Precios del carbón

| PROYECCION DE PRECIOS DEL CARBON | | | |
|---|----------------------------------|---------|----------------------|
| Escenario Medio | | | |
| | Precio Exportación USA | | Precio Planta |
| | FAS (free alongside ship) | | CENTROAMERICA |
| | USD/short ton | USD/ton | USD/ton |
| | 2012USD | 2012USD | 2012USD |
| 2010 | 125.12 | 137.9 | 158.0 |
| 2011 | 151.46 | 167.0 | 187.1 |
| 2012 | 145.95 | 160.9 | 181.0 |
| 2013 | 152.47 | 168.1 | 188.2 |
| 2014 | 154.00 | 169.8 | 189.9 |
| 2015 | 162.96 | 179.6 | 199.8 |
| 2016 | 165.58 | 182.5 | 202.7 |
| 2017 | 167.25 | 184.4 | 204.5 |
| 2018 | 169.39 | 186.7 | 206.9 |
| 2019 | 170.50 | 187.9 | 208.1 |
| 2020 | 171.67 | 189.2 | 209.4 |
| 2021 | 172.09 | 189.7 | 209.9 |
| 2022 | 173.14 | 190.8 | 211.0 |
| 2023 | 174.59 | 192.5 | 212.6 |
| 2024 | 175.35 | 193.3 | 213.5 |
| 2025 | 176.00 | 194.0 | 214.2 |
| 2026 | 176.34 | 194.4 | 214.6 |
| 2027 | 177.68 | 195.9 | 216.1 |
| 2028 | 178.35 | 196.6 | 216.8 |
| 2029 | 179.25 | 197.6 | 217.8 |
| 2030 | 180.86 | 199.4 | 219.6 |
| 2031 | 180.65 | 199.1 | 219.3 |
| 2032 | 180.59 | 199.1 | 219.3 |
| 2033 | 180.06 | 198.5 | 218.7 |
| 2034 | 180.12 | 198.5 | 218.7 |
| 2035 | 180.70 | 199.2 | 219.4 |
| 2036 | 179.35 | 197.7 | 217.9 |
| 2037 | 178.52 | 196.8 | 217.0 |
| 2038 | 177.74 | 195.9 | 216.1 |
| 2039 | 178.85 | 197.1 | 217.3 |
| 2040 | 179.12 | 197.4 | 217.6 |

8.4 Gas natural licuado

El gas natural licuado no tiene un mercado global tan desarrollado como el del petróleo y tiende a tener características propias en cada región.

Para obtener una referencia de precio para Costa Rica, se construyó una estimación a partir de las proyecciones de precio del Henry Hub, A este precio se le agregaron USD4/mmBTU por el proceso de licuefacción y USD3/mmBTU por transporte. A la cifra obtenida se le suma entre USD4/mmBTU y USD2/mmBTU para reflejar el premium que demandará un proveedor internacional para atender un mercado pequeño como el de Costa Rica.

El precio así obtenido, que se muestra en la Tabla 8-3, corresponde al gas en su fase líquida y entregado en el puerto de destino.

Tabla 8-3 Precio del GNL

| ESTIMACION DEL PRECIO DEL GAS NATURAL LICUADO PARA COSTA RICA | | | | | | | |
|--|----------------------|---------------------|-------------------|-----------------|-------------------|-----------------------|------------------------------|
| 2012USD/mmBTU | | | | | | | 2012USD/m³ |
| | Henry Hub (1) | Licuefacción | Transporte | Subtotal | Premio (2) | PRECIO DES (3) | PRECIO DES |
| 2010 | 4.62 | 4.00 | 3.00 | 11.62 | 4.00 | 15.62 | 0.54 |
| 2011 | 4.08 | 4.00 | 3.00 | 11.08 | 4.00 | 15.08 | 0.52 |
| 2012 | 2.75 | 4.00 | 3.00 | 9.75 | 4.00 | 13.75 | 0.47 |
| 2013 | 3.35 | 4.00 | 3.00 | 10.35 | 4.00 | 14.35 | 0.49 |
| 2014 | 3.48 | 4.00 | 3.00 | 10.48 | 4.00 | 14.48 | 0.50 |
| 2015 | 3.17 | 4.00 | 3.00 | 10.17 | 4.00 | 14.17 | 0.49 |
| 2016 | 3.63 | 4.00 | 3.00 | 10.63 | 4.00 | 14.63 | 0.50 |
| 2017 | 3.76 | 4.00 | 3.00 | 10.76 | 4.00 | 14.76 | 0.51 |
| 2018 | 4.03 | 4.00 | 3.00 | 11.03 | 4.00 | 15.03 | 0.52 |
| 2019 | 4.12 | 4.00 | 3.00 | 11.12 | 4.00 | 15.12 | 0.52 |
| 2020 | 4.21 | 4.00 | 3.00 | 11.21 | 4.00 | 15.21 | 0.52 |
| 2021 | 4.33 | 4.00 | 3.00 | 11.33 | 3.90 | 15.23 | 0.52 |
| 2022 | 4.55 | 4.00 | 3.00 | 11.55 | 3.80 | 15.35 | 0.53 |
| 2023 | 4.76 | 4.00 | 3.00 | 11.76 | 3.70 | 15.46 | 0.53 |
| 2024 | 4.87 | 4.00 | 3.00 | 11.87 | 3.60 | 15.47 | 0.53 |
| 2025 | 4.96 | 4.00 | 3.00 | 11.96 | 3.50 | 15.46 | 0.53 |
| 2026 | 5.11 | 4.00 | 3.00 | 12.11 | 3.40 | 15.51 | 0.53 |
| 2027 | 5.18 | 4.00 | 3.00 | 12.18 | 3.30 | 15.48 | 0.53 |
| 2028 | 5.31 | 4.00 | 3.00 | 12.31 | 3.20 | 15.51 | 0.53 |
| 2029 | 5.39 | 4.00 | 3.00 | 12.39 | 3.10 | 15.49 | 0.53 |
| 2030 | 5.49 | 4.00 | 3.00 | 12.49 | 3.00 | 15.49 | 0.53 |
| 2031 | 5.63 | 4.00 | 3.00 | 12.63 | 2.90 | 15.53 | 0.53 |
| 2032 | 5.73 | 4.00 | 3.00 | 12.73 | 2.80 | 15.53 | 0.53 |
| 2033 | 5.87 | 4.00 | 3.00 | 12.87 | 2.70 | 15.57 | 0.53 |
| 2034 | 6.14 | 4.00 | 3.00 | 13.14 | 2.60 | 15.74 | 0.54 |
| 2035 | 6.43 | 4.00 | 3.00 | 13.43 | 2.50 | 15.93 | 0.55 |
| 2036 | 6.81 | 4.00 | 3.00 | 13.81 | 2.40 | 16.21 | 0.56 |
| 2037 | 7.16 | 4.00 | 3.00 | 14.16 | 2.30 | 16.46 | 0.57 |
| 2038 | 7.55 | 4.00 | 3.00 | 14.55 | 2.20 | 16.75 | 0.57 |
| 2039 | 7.72 | 4.00 | 3.00 | 14.72 | 2.10 | 16.82 | 0.58 |
| 2040 | 7.97 | 4.00 | 3.00 | 14.97 | 2.00 | 16.97 | 0.58 |

(1) Henry Hub ajustado con Short Term de marzo2013.
(2) Refleja el costo de hacer atractiva para los proveedores una demanda pequeña, estacional y variable año a año.
(3) DES (Delivered ex Ship) (Entregadas en Frontera): la mercadería es puesta por el exportador a disposición del importador a bordo del buque, en el puerto de destino convenido, sin llegar a despacharla en aduana para la importación. El exportador asume los costes y riesgos de transportar la mercadería hasta el puerto de destino, pero no de la descarga ni de trámites de importación.

8.4.1 Modelado de la cadena de suministro del GNL

El suministro de gas natural licuado tiene características diferentes al suministro de los combustibles líquidos normalmente utilizados en el país.

El mercado del GNL todavía está dominado por contratos de largo plazo, que cubren gran parte de la cadena de suministro, desde la regasificación, el transporte, la licuefacción y

algunas veces hasta la extracción del gas. Las transacciones ocasionales están creciendo en importancia, pero siguen siendo de poco volumen.

La economía de escala de la terminal y el volumen de compra también son importantes para obtener costos competitivos. Grandes costos fijos, como eventuales muelles metaneros y los tanques de almacenamiento, afectan negativamente la economía de terminales pequeñas. Por otra parte, el transporte marítimo favorece embarques grandes. La flota de buques metaneros actualmente en operación refleja esta predilección por cargamentos grandes.

Estas características hacen que gran parte de los costos sean fijos o se pacten como fijos en los contratos de suministro, recurriendo a cláusulas tipo *take-or-pay* o directamente a precios binómicos con una componente fija y otra variable.

Por lo tanto, la estimación de precios del GNL de la sección anterior ha de entenderse referida a una condición normal para este tipo de suministro: volúmenes grandes y uniformemente distribuidos en el año. Consumos pequeños tenderán a mostrar un precio unitario cada vez mayor, conforme las partes fijas tomen más preponderancia al calcular el costo.

Por otro lado, la primera etapa del GNL posiblemente deba cargar con costos indivisibles de inversiones que servirán para posteriores desarrollos, como puertos y tanques de almacenamiento.

Desafortunadamente no hay suficiente información de mercado para detallar este comportamiento. No obstante, con el propósito de introducir estas consideraciones conceptuales en el modelado del gas, se hizo una serie de supuestos, basados en criterios generales y en la escasa información disponible, para separar los costos fijos de los variables en cada una de las etapas de desarrollo del GNL.

Los principales supuestos introducidos para modelar esta separación de costos fueron:

Inversiones en la terminal regasificadora

- Se supuso que para alimentar un ciclo combinado de 600 MW se requiere una inversión en la terminal regasificadora de USD600 millones (lo que equivale a USD1000/kW instalado ciclo combinado). Con esa inversión, se supuso además que ampliaciones posteriores de la terminal podrían alimentar nuevos ciclos con inversiones unitarias de USD300/kW instalado ciclo combinado.
- A la primera fase de la terminal para alimentar un ciclo de 300 MW, se le cargó un costo de inversión de USD480 millones (USD1400/kW instalado ciclo combinado), para tomar en cuenta la inversión no escalable de obras portuarias y almacenamiento.
- A la segunda fase de la terminal, para alimentar otro ciclo de 300 MW, se le asignó un costo de USD180 millones (USD600/kW instalado ciclo combinado).
- Ampliaciones posteriores de la terminal se suponen con un costo unitario de USD300/kW instalado ciclo combinado.

Costos fijos en la cadena de suministro del GNL

- Se supuso que el precio unitario del GNL presentado en la sección anterior corresponde a un contrato de suministro para una central a ciclo combinado de 300 MW funcionando con un factor de planta del 50%, con una demanda de 215 000 toneladas por año (tpa).

- Para estimar la parte fija del suministro de combustible se supuso que para este volumen el 70% de los costos de licuefacción y de transporte son fijos.
- El premio o sobreprecio estimado para compensar por contratos de relativo bajo volumen, se estimó fijo pero decreciente en el tiempo.

El costo variable del suministro de combustible resultante de aplicar esta serie de supuestos es el mostrado en la Tabla 8-4.

Tabla 8-4 Cargos variables del suministro de combustible

| Costo variable del combustible licuado Entregado en puerto (DES) | | |
|---|-----------|--------|
| Año | USD/mmBTU | USD/m3 |
| 2010 | 8.72 | 0.299 |
| 2011 | 8.18 | 0.281 |
| 2012 | 6.85 | 0.235 |
| 2013 | 7.45 | 0.256 |
| 2014 | 7.58 | 0.260 |
| 2015 | 7.27 | 0.250 |
| 2016 | 7.73 | 0.265 |
| 2017 | 7.86 | 0.270 |
| 2018 | 8.13 | 0.279 |
| 2019 | 8.22 | 0.282 |
| 2020 | 8.31 | 0.285 |
| 2021 | 8.33 | 0.286 |
| 2022 | 8.45 | 0.290 |
| 2023 | 8.56 | 0.294 |
| 2024 | 8.57 | 0.294 |
| 2025 | 8.56 | 0.294 |
| 2026 | 8.61 | 0.295 |
| 2027 | 8.58 | 0.295 |
| 2028 | 8.61 | 0.296 |
| 2029 | 8.59 | 0.295 |
| 2030 | 8.59 | 0.295 |
| 2031 | 8.63 | 0.296 |
| 2032 | 8.63 | 0.296 |
| 2033 | 8.67 | 0.298 |
| 2034 | 8.84 | 0.304 |
| 2035 | 9.03 | 0.310 |

La parte fija del suministro, así como el costo de inversión de la terminal de regasificación, se agregó al costo de inversión de los ciclos combinados, como se muestra en la Tabla 8-5.

Tabla 8-5 Cargos fijos de inversión y suministro de combustible

| | Potencia MW | Inversión | | Suministro Combustible USD/kW | Unitario Total USD/kW | Costo Overnight millUSD |
|-------------------|----------------|----------------------|--------------------------|-------------------------------------|-----------------------------|-------------------------------|
| | | Ciclo Comb USD/kW | Regasificación USD/kW | | | |
| Ciclo Combinado 1 | 300 | 1 500 | 1 400 | 1 694 | 4 594 | 1 378 |
| Ciclo Combinado 2 | 300 | 1 500 | 600 | 1 694 | 3 794 | 1 138 |
| Ciclo Combinado 3 | 300 | 1 500 | 300 | 1 694 | 3 494 | 1 048 |
| Ciclo Combinado 4 | 300 | 1 500 | 300 | 1 694 | 3 494 | 1 048 |

Como se explica en secciones posteriores, el primer ciclo combinado con GNL se construye cerrando el ciclo de vapor de las turbinas previamente instaladas en el 2021 y 2022.

8.5 Resumen de las proyecciones

En la Tabla 8-6 y la Figura 8-3 se presenta un resumen de las proyecciones de precios, por unidad de volumen o de peso y por unidad de energía calórica. Estos precios no incluyen los impuestos a los combustibles. Se expresan en dólares norteamericanos constantes del 2012.

Tabla 8-6 Proyección de precio de los combustibles

| PROYECCION DE PRECIOS | | | | | | | | | | | |
|-------------------------------|-----------|-------------|--------|--------|-------|--------|----------|----------|----------|----------|--|
| PROYECCION BASE SIN IMPUESTOS | | | | | | | | | | | |
| Dólares constantes dic.2012 | | | | | | | | | | | |
| | CRUDO-WTI | CRUDO-BRENT | diesel | bunker | GNL | carbón | diesel | bunker | GNL | carbón | |
| | \$/bbl | \$/bbl | \$/lt | \$/lt | \$/m3 | \$/ton | \$/mmBTU | \$/mmBTU | \$/mmBTU | \$/mmBTU | |
| 2010 | 82 | 83 | 0.697 | 0.526 | 0.536 | 158 | 20.2 | 14.1 | 15.6 | 7.1 | |
| 2011 | 97 | 113 | 0.866 | 0.664 | 0.518 | 187 | 25.1 | 17.8 | 15.1 | 8.5 | |
| 2012 | 94 | 110 | 0.841 | 0.694 | 0.472 | 181 | 24.3 | 18.6 | 13.8 | 8.2 | |
| 2013 | 89 | 98 | 0.893 | 0.683 | 0.492 | 188 | 25.8 | 18.3 | 14.3 | 8.5 | |
| 2014 | 90 | 99 | 0.762 | 0.585 | 0.497 | 190 | 22.0 | 15.7 | 14.5 | 8.6 | |
| 2015 | 90 | 98 | 0.762 | 0.578 | 0.487 | 200 | 22.0 | 15.5 | 14.2 | 9.0 | |
| 2016 | 93 | 99 | 0.777 | 0.588 | 0.502 | 203 | 22.5 | 15.7 | 14.6 | 9.2 | |
| 2017 | 98 | 101 | 0.794 | 0.596 | 0.507 | 205 | 23.0 | 16.0 | 14.8 | 9.3 | |
| 2018 | 100 | 103 | 0.808 | 0.611 | 0.516 | 207 | 23.4 | 16.4 | 15.0 | 9.4 | |
| 2019 | 103 | 105 | 0.823 | 0.619 | 0.519 | 208 | 23.8 | 16.6 | 15.1 | 9.4 | |
| 2020 | 105 | 107 | 0.837 | 0.636 | 0.522 | 209 | 24.2 | 17.0 | 15.2 | 9.5 | |
| 2021 | 108 | 110 | 0.852 | 0.646 | 0.523 | 210 | 24.6 | 17.3 | 15.2 | 9.5 | |
| 2022 | 110 | 112 | 0.867 | 0.656 | 0.527 | 211 | 25.1 | 17.6 | 15.4 | 9.5 | |
| 2023 | 112 | 114 | 0.884 | 0.672 | 0.531 | 213 | 25.6 | 18.0 | 15.5 | 9.6 | |
| 2024 | 115 | 117 | 0.900 | 0.689 | 0.531 | 213 | 26.0 | 18.4 | 15.5 | 9.7 | |
| 2025 | 117 | 119 | 0.917 | 0.702 | 0.531 | 214 | 26.5 | 18.8 | 15.5 | 9.7 | |
| 2026 | 120 | 122 | 0.933 | 0.720 | 0.532 | 215 | 27.0 | 19.3 | 15.5 | 9.7 | |
| 2027 | 123 | 125 | 0.950 | 0.738 | 0.531 | 216 | 27.5 | 19.8 | 15.5 | 9.8 | |
| 2028 | 125 | 127 | 0.966 | 0.757 | 0.532 | 217 | 27.9 | 20.3 | 15.5 | 9.8 | |
| 2029 | 128 | 130 | 0.983 | 0.773 | 0.532 | 218 | 28.4 | 20.7 | 15.5 | 9.9 | |
| 2030 | 131 | 133 | 0.999 | 0.795 | 0.532 | 220 | 28.9 | 21.3 | 15.5 | 9.9 | |
| 2031 | 134 | 136 | 1.015 | 0.804 | 0.533 | 219 | 29.3 | 21.5 | 15.5 | 9.9 | |
| 2032 | 136 | 138 | 1.030 | 0.826 | 0.533 | 219 | 29.8 | 22.1 | 15.5 | 9.9 | |
| 2033 | 139 | 141 | 1.048 | 0.842 | 0.535 | 219 | 30.3 | 22.6 | 15.6 | 9.9 | |
| 2034 | 143 | 145 | 1.068 | 0.857 | 0.540 | 219 | 30.9 | 23.0 | 15.7 | 9.9 | |
| 2035 | 146 | 148 | 1.090 | 0.882 | 0.547 | 219 | 31.5 | 23.6 | 15.9 | 9.9 | |
| 2036 | 149 | 151 | 1.113 | 0.901 | 0.556 | 218 | 32.2 | 24.1 | 16.2 | 9.9 | |
| 2037 | 153 | 155 | 1.135 | 0.923 | 0.565 | 217 | 32.8 | 24.7 | 16.5 | 9.8 | |
| 2038 | 156 | 158 | 1.151 | 0.937 | 0.575 | 216 | 33.3 | 25.1 | 16.8 | 9.8 | |
| 2039 | 160 | 162 | 1.173 | 0.963 | 0.577 | 217 | 33.9 | 25.8 | 16.8 | 9.8 | |
| 2040 | 163 | 166 | 1.194 | 0.983 | 0.582 | 218 | 34.5 | 26.3 | 17.0 | 9.8 | |

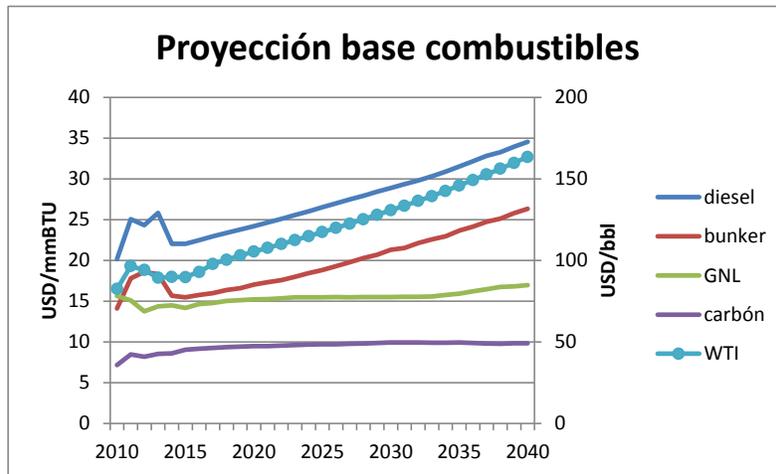


Figura 8-3 Precios de combustibles sin impuestos

9 CRITERIOS PARA LA FORMULACION DEL PLAN

9.1 Política energética

Los planes de expansión del ICE se sujetan a los lineamientos de las políticas energéticas del país, expresados en los planes nacionales de desarrollo y de energía. No obstante, también se calculan planes no conformes con la política, con el propósito de explorar otras alternativas que requerirían cambios de política.

9.2 Horizonte de planeamiento

El Plan de Expansión de la Generación (PEG) cubre el horizonte de planeamiento 2014–2035, dentro del cual se pueden diferenciar cualitativamente tres períodos:

- Período de obras en construcción: abarca hasta el 2017, con la entrada en operación del Proyecto Hidroeléctrico Reventazón y varias plantas menores de generación privada. En estos años gran parte de las decisiones de expansión ya han sido tomadas y los proyectos se encuentran en construcción o financiamiento. El propósito del PEG en estos años es verificar la validez de las premisas y comprobar que se satisface la demanda, o bien señalar la necesidad de incorporar generación adicional.
- Período intermedio: cubre desde el 2018 hasta el 2025. Es en este período que se busca la mejor secuencia de proyectos, y de sus resultados se deriva el programa de actividades y las acciones de implementación que deben llevarse a cabo en los años inmediatos.
- Período de referencia: abarca del 2025 hasta el 2035 y se utiliza como referencia para evaluar las necesidades de inversión y de preparación de proyectos a futuro.

9.3 Entorno centroamericano

Con la entrada de la línea del proyecto SIEPAC y el reglamento que regula el Mercado Eléctrico Regional, las posibilidades de intercambio entre los países del área crecerán significativamente. Sin embargo, no será sino con la madurez del Mercado Eléctrico Regional, que los países podrán depender en forma segura de contratos en la región para atender sus demandas locales o para viabilizar proyectos regionales.

El Plan de Expansión de Generación (PEG) se refiere al sistema costarricense aislado, lo cual significa que las inversiones propuestas satisfacen la demanda nacional prevista, sin depender de los países vecinos y sin hacer inversiones adicionales para exportar energía. Esta condición de diseño se mantendrá hasta que la madurez del mercado permita planear la expansión en forma integrada regionalmente.

No obstante lo anterior, gracias a que la operación del mercado eléctrico centroamericano ha avanzado significativamente y la construcción de la línea SIEPAC ya permite

intercambios mucho más confiables, la operación del sistema debe hacerse para aprovechar las oportunidades de compra y venta de electricidad que favorezcan a los consumidores nacionales.

9.4 Criterio ambiental

Los criterios ambientales globales están contenidos en las políticas energéticas que brindan los lineamientos del Plan de Expansión.

Desde una perspectiva de impactos de cada proyecto, se procura seleccionar alternativas ambientalmente viables. En principio, si cada uno de los proyectos considerados en los planes de expansión ha sido evaluado ambientalmente, y en sus costos y beneficios se han incluido los respectivos costos y beneficios ambientales, la evaluación de las opciones resultaría neutra desde un punto de vista ambiental.

Por lo anterior, se hace el esfuerzo para que los proyectos considerados cuenten con sus evaluaciones ambientales, aunque en la etapa intermedia o de referencia, algunos proyectos no tienen estudios ambientales detallados. En esos casos, en los presupuestos de los proyectos se deben incluir porcentajes razonables para cubrir las medidas de mitigación ambiental.

9.5 Criterio de confiabilidad

En sistemas predominantemente hidroeléctricos, como el de Costa Rica, es necesario utilizar un criterio de confiabilidad, asociado con las probabilidades de ocurrencia de eventos hidrológicos secos. En estos sistemas las situaciones críticas usualmente se asocian con la escasez de agua en la época seca. Los sistemas están limitados por fallas o faltantes de energía y no necesariamente de potencia.

La capacidad para satisfacer la demanda es una combinación de la potencia instalada y la disponibilidad de agua suficiente en las plantas hidroeléctricas. Dado que la aportación de caudales se considera una variable estocástica, la satisfacción de la demanda también lo es y se le debe tratar probabilísticamente.

El criterio de confiabilidad sustituye al criterio de “margen de reserva” que normalmente se usa en los sistemas térmicos.

El criterio de confiabilidad sirve para aceptar o rechazar los posibles planes de expansión, con base en la cuantificación de la probabilidad de satisfacer la demanda ante la variabilidad de los escenarios hidrológicos.

El criterio utilizado incluye tres aspectos que se deben comprobar para cada uno de los meses del período analizado:

1. En el 95% de las series hidrológicas el déficit mensual de energía no debe exceder el 2% de la demanda de dicho mes.
2. El valor esperado de déficit en el 5% de las series más secas no debe exceder el 5% de la demanda de dicho mes.
3. No más del 10% de las series deben presentar déficit de cualquier tipo.

La Figura 9-1 ayuda a comprender mejor estos criterios. En esta figura se han graficado los límites que impone cada criterio y se muestra la región de aceptación y de rechazo del plan. Se observa que los criterios procuran balancear la magnitud del déficit con su probabilidad de ocurrencia: a mayor probabilidad, menor tolerancia en la magnitud del déficit.

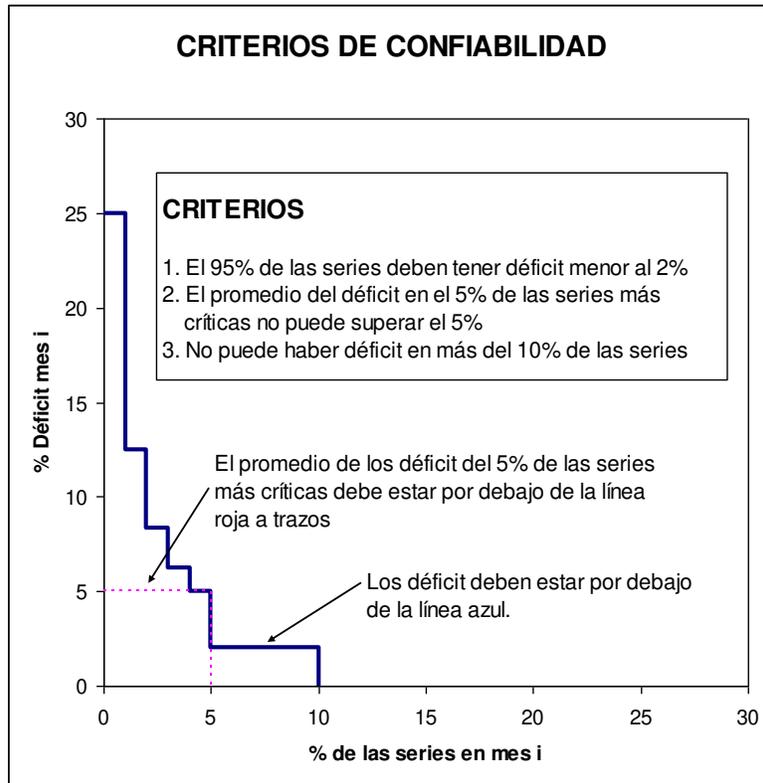


Figura 9-1 Esquema ilustrativo de los criterios de confiabilidad

Para que un plan sea aceptable, los déficit de cada uno de los meses analizados deben caer dentro de la zona de aceptación. Sólo se consideran en el estudio planes que satisfacen los criterios de confiabilidad.

9.6 Criterio de óptimo económico

Se define como plan óptimo aquel que, cumpliendo con todos los criterios de planeamiento, en particular los criterios de confiabilidad, minimiza el costo total para la economía del país.

Establecida una proyección de la demanda, el plan óptimo minimiza el costo total de inversión y operación necesario para satisfacer esa demanda. Se incluye dentro de la función a minimizar el costo de falla, que valora el costo que representa para la sociedad el no servir completamente la energía demandada.

9.7 Otros parámetros económicos

9.7.1 Evaluación social de los planes

La evaluación de los planes de expansión se hace en términos económicos para la sociedad costarricense. Por la misma razón, tanto los proyectos del ICE como de las demás empresas eléctricas y generadores privados son tratados en forma similar, sin distinción por la propiedad o por la fuente de financiamiento. Tampoco se incluyen los impuestos en el costo del combustible.

9.7.2 Costos constantes en el tiempo

La evaluación económica se expresa en dólares americanos constantes, con una base de precios de diciembre de 2012. Se parte del supuesto que los costos y beneficios de cada uno de los componentes del plan no variará substancialmente con respecto a los demás componentes durante el período de análisis, a excepción de los combustibles, para los cuales se utiliza una proyección de precios.

9.7.3 Tasa social de descuento

Se utiliza una tasa de 12% para descontar todos los flujos de dinero en el tiempo.

9.7.4 Costo de racionamiento

Para la simulación de los planes y la determinación del plan de mínimo costo, se utilizó un costo de racionamiento de USD800/kWh para fallas menores al 2% de la demanda y USD2 000/kWh para fallas mayores. Estas cifras se utilizan como señal del costo que tiene para la sociedad el no satisfacer un kWh de demanda. Este dato es de mucha importancia pues influye en la cantidad de instalación requerida para evitar el racionamiento, y también en la magnitud de los costos marginales de corto plazo esperados.

9.8 Herramientas de análisis

Para generar los planes de expansión se utilizaron los modelos computacionales OPTGEN versión 7.0.6 beta, y SDDP versión 12.0.5. Ambos programas son elaborados y mantenidos por Power Systems Research²⁸.

El OPTGEN es un modelo integrado, formulado como un problema de gran escala de optimización mixta entera-lineal. Se utiliza para determinar planes de expansión de mínimo costo. Las inversiones se optimizan en conjunto con los costos operativos, para lo cual la operación se simula con detalle utilizando el modelo SDDP. Ambos modelos están integrados y comparten la misma base de datos.

El SDDP utiliza la denominada programación dinámica dual estocástica para simular el comportamiento de un sistema interconectado, incluyendo líneas de transmisión (opción

²⁸ Detalles sobre estos programas se pueden consultar en www.psr-inc.com

que no se utiliza en el presente caso). Está especialmente formulado para resolver las complejidades de sistemas hidrotérmicos con múltiples embalses.

El SDDP se compone de dos módulos principales:

- **Módulo Hidrológico:** Determina los parámetros de un modelo estocástico de caudales, que genera series sintéticas que se utilizan para generar políticas óptimas de uso de embalses. Optativamente, también puede generar series sintéticas para la fase de simulación.
- **Módulo de Planificación Operativa:** Determina la política operativa más económica para los embalses, teniendo en cuenta las incertidumbres en las afluencias hidrológicas futuras y las restricciones en la red de transmisión; y simula la operación del sistema a lo largo del período de planificación, para distintos escenarios de secuencias hidrológicas, para lo cual calcula un despacho óptimo mensual. Como resultado se obtienen índices de desempeño tales como el promedio de los costos operativos, los costos marginales por barra y por bloque de carga, y la operación óptima.

La obtención de los planes de mínimo costo se realiza de una forma iterativa de la siguiente manera:

1. Se completa la base de datos de los modelos y se incluyen todas las restricciones de cada caso
2. Con el OPTGEN se generan varios juegos de planes para conocer posibles alternativas
3. Se escoge uno de estos planes como plan base inicial
4. Se simula con mayor detalle el sistema utilizando el modelo SDDP, verificando que cumpla con los criterios de confiabilidad, lo cual puede requerir ajustes a las fechas de entrada de los proyectos
5. Se calcula, fuera del modelo, el costo total del plan de obras, incluyendo los costos operativos y de falla obtenidos en la simulación del SDDP, más los costos de inversión
6. Se prueba un nuevo plan, y se vuelve al punto 4
7. Se continúa iterando hasta lograr el plan de mínimo costo

9.8.1 Etapa de tiempo

La etapa de tiempo simulada en el SDDP es mensual. Se aprovecha el comportamiento cíclico semanal de la demanda para representar el mes con cinco bloques de demanda. El porcentaje de la duración de los bloques es 2.60%, 14.80%, 30.55%, 29.45% y 22.60%.

Los primeros dos bloques se asocian con el período tarifario de punta, los bloques 3 y 4 con la media-punta y el último bloque con la demanda de fuera de punta.

9.9 Cambio climático y vulnerabilidad

Hay evidencias claras que la actividad humana, en particular por su dependencia de la energía extraída de los combustibles fósiles, está acelerando cambios en la composición de los gases de la atmósfera, incrementando la concentración de CO₂ y de otros gases que provocan un efecto invernadero.

Este factor tiene consecuencias globales que están afectando el clima planetario. La determinación de la magnitud del impacto y de la velocidad de su desarrollo es asunto todavía en discusión, pero hay un acuerdo generalizado que es un problema que debe ser atendido adecuadamente.

Un cambio climático afectará la disponibilidad de la mayor parte de las fuentes energéticas renovables, con excepción de la geotermia. Como estas afectaciones pueden ser negativas, el efecto de un cambio climático hace vulnerable un sistema basado en recursos renovables como el costarricense.

Sin embargo, como a la fecha no hay un consenso sobre la magnitud de los efectos ni sobre su escala de tiempo, todavía no es posible cuantificar el grado de vulnerabilidad a la que está expuesto el sistema de generación, ni determinar las medidas razonables para reducir la exposición a estos cambios. No obstante, todo parece indicar que para el horizonte de tiempo del plan de expansión, el cambio en las variaciones climáticas será modesto, y por lo tanto, resulta aceptable modelar los fenómenos hidrometeorológicos como procesos cicloestacionarios, sin que exista fundamento científico para sospechar que este supuesto pueda inducir a grandes sobrevaloraciones o subvaloraciones.

Las 47 series hidrológicas que se utilizan para modelar el comportamiento hidroeléctrico, contienen un historial amplio de variación climática, que engloba incluso cualquier cambio climático ocurrido en los últimos 50 años.

Conforme se cuantifique mejor el cambio climático, las sucesivas revisiones del PEG tendrán que ir incorporando en su análisis este efecto.

En el presente PEG se supone que los efectos del cambio climático que puedan ocurrir en las próximas dos décadas están dentro de la variabilidad climática ya contenida en la modelación del sistema.

(continuación)

| Características de las plantas generadoras del Sistema Eléctrico (Dic 2012) | | | | | | | | | |
|--|--------------|------------------------|-----------------------|--------------------|-----------------------------------|------------------|----------------------|-----------------------|----------------|
| Nombre | Inicio Opera | Potencia Efectiva (MW) | Generación prom (GWh) | Embalse Util (hm3) | Producción específica (kWh/litro) | Tipo Combustible | Indisponibilidad (%) | O&M Fijos (\$/kW-año) | %Pot Instalada |
| 3. PLANTAS GEOTERMICAS | | | | | | | | | |
| Boca de Pozo 1 | 1994 | 5 | 29 | | | | 10% | 144.5 | 0% |
| Miravalles 1 | 1994 | 55 | 423 | | | | 10% | 144.5 | 2% |
| Miravalles 2 | 1998 | 55 | 374 | | | | 10% | 144.5 | 2% |
| Miravalles 3 | 2000 | 26 | 215 | | | | 10% | 144.5 | 1% |
| Miravalles 5 | 2003 | 18 | 113 | | | | 10% | 144.5 | 1% |
| Pailas | 2011 | 36 | 302 | | | | 10% | 144.5 | 1% |
| Subtotal | | 195 | | | | | | | 7% |
| 4. PLANTAS EOLICAS | | | | | | | | | |
| Aeroenergía | 1998 | 6 | 26 | | | | - | 171.9 | 0% |
| Guanacaste | 2009 | 50 | 169 | | | | - | 171.9 | 2% |
| Los Santos | 2011 | 13 | 39 | | | | | 171.9 | 0% |
| Valle Central | 2012 | 15 | 38 | | | | | 171.9 | 1% |
| Tejona | 2002 | 20 | 72 | | | | - | 171.9 | 1% |
| Tierras Morenas | 1999 | 20 | 62 | | | | - | 171.9 | 1% |
| Tilarán | 1996 | 20 | 76 | | | | - | 171.9 | 1% |
| Subtotal | | 144 | | | | | | | 5% |
| 5. PLANTAS BIOMASA | | | | | | | | | |
| El Viejo | 1991 | 18 | 72 | | | bagazo | - | 42.7 | 1% |
| Río Azul | 2004 | 0 | 0 | | | DSM | - | 42.7 | 0% |
| Taboga | 1998 | 19 | 71 | | | bagazo | - | 42.7 | 1% |
| Subtotal | | 37 | | | | | | | 1% |
| 6. PLANTAS SOLAR | | | | | | | | | |
| Miravalles Solar | 2012 | 1 | 1 | | | | - | 30.0 | 0% |
| Subtotal | | 1 | | | | | | | 0% |
| TOTAL SEN | | 2 682 | | | | | | | 100% |
| OBSERVACIONES | | | | | | | | | |
| a. Precios en USD a diciembre 2012 | | | | | | | | | |
| b. Costos de O&M basados en "Informe de Costos y Gastos de Operación y Mantenimiento" Se suponen los mismos costos para plantas no ICE Plantas geotérmicas incluyen el costo de operación del campo geotérmico | | | | | | | | | |
| c. Potencias efectivas tomadas del SIGEST. La potencia efectiva es la suma de las potencias efectivas de cada unidad En el caso del parque térmico la potencia efectiva considera la degradación permanente | | | | | | | | | |
| d. Potencia efectiva de plantas privadas corresponde a la potencia contratada | | | | | | | | | |

En el modelo de simulación SDDP las plantas geográficamente cercanas y de características similares de producción se agruparon, lo mismo que las plantas menores. Los grupos formados y las plantas que los integran se pueden consultar en el Anexo A5.

10.1.1 Retiro y modernización

La modernización y rehabilitación se ejecuta para restablecer, adecuar o mejorar las características de operación y seguridad de equipos o centrales completas de generación. Cuando la rehabilitación no es viable, se retira el equipo o la central obsoleta.

Conforme envejece, la necesidad de modernización y rehabilitación del parque generador aumenta. La tercera parte de la capacidad instalada del país tiene más de 30 años de operación. La situación general de años de servicio de la capacidad instalada, separada por fuente energética, se muestra en la Figura 10-1.

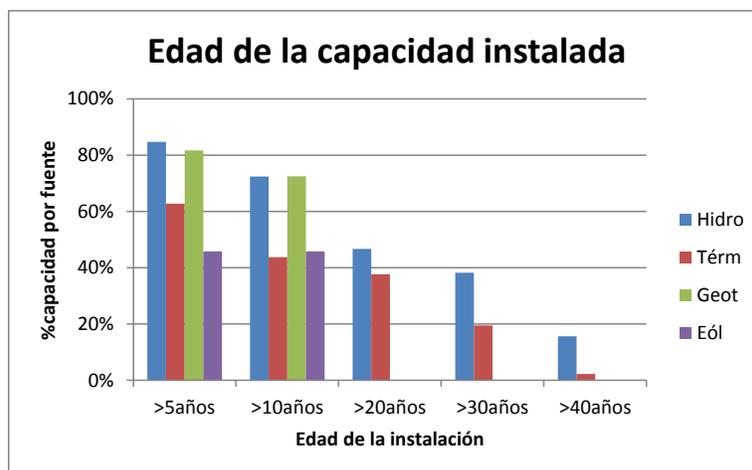


Figura 10-1 Edad de la capacidad instalada

En el presente plan se modelaron las siguientes modernizaciones y retiros, programados en el corto plazo:

- Colima se modeló retirada desde el 2013
- Moín 1 (pistón): se modeló retirada en el 2017
- Río Macho: modernización en el 2014-2015
- Cachí: la planta se amplía y moderniza en el 2014
- La Joya: ampliación con La Perla²⁹ en el 2016

Las modernizaciones y retiros del mediano y largo plazo no son modeladas en el plan de expansión. Sin embargo, es de observar que por el envejecimiento del parque generador, cada vez se requerirá dedicar más recursos a estas tareas.

El mantenimiento normal del parque generador se modela estadísticamente utilizando una indisponibilidad parcial en todas las unidades generadoras. Sin embargo, los mantenimientos mayores programados en el 2014 fueron modelados para los casos de:

- Garita
- Ventanas-Garita
- Angostura
- Peñas Blancas
- Sandillal

10.2 Hidrología

Para representar la hidrología se utilizó una serie de 47 años de caudales mensuales, correspondiente al registro histórico del período 1965-2011.

A cada planta o proyecto se le asignó una estación hidrológica. Las plantas pequeñas fueron agrupadas y representadas por una planta equivalente. A cada una de estas plantas equivalentes se le asignó un registro hidrológico de acuerdo a su ubicación

²⁹ En el presente documento el proyecto La Perla se denomina también La Joya 2

geográfica. La correspondencia entre plantas hidroeléctricas y las estaciones con datos fluviométricos se indica en el Anexo A6.

Una forma de visualizar la variabilidad hidrológica es recurrir al concepto de “hidraulicidad”. Aquí se define la hidraulicidad como la capacidad potencial de generación, dado un conjunto de plantas hidroeléctricas, en función de los caudales afluentes en los ríos y sin cambiar el almacenamiento de los embalses.

La hidraulicidad es útil únicamente para ilustrar de una forma simple y gráfica la variabilidad hidrológica. No se utiliza en los modelos o los cálculos de planificación.

La Figura 10-2 muestra la hidraulicidad del conjunto de plantas hidroeléctricas del país³⁰. El promedio mensual es alrededor de 600 GWh, pero con una fuerte variación estacional, que disminuye a valores mínimos en los meses de febrero a abril. El promedio de abril es 300 GWh, pero en meses críticos puede bajar a menos de 200 GWh.

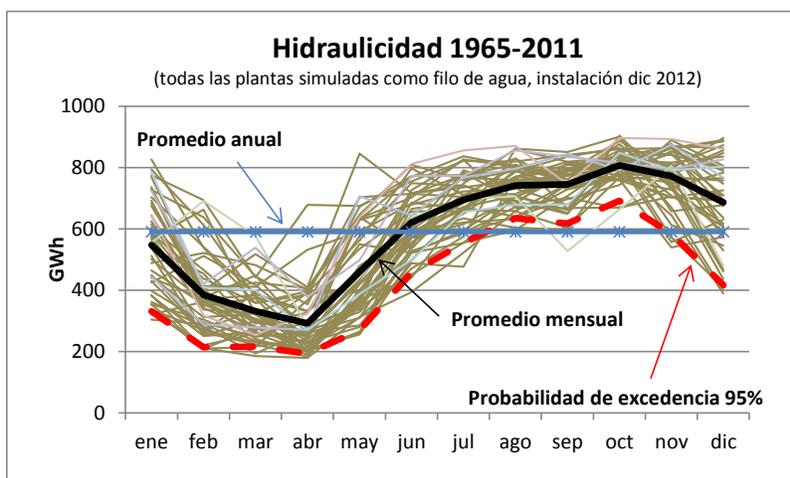


Figura 10-2 Capacidad potencial de generación del parque hidroeléctrico

10.3 Viento

Para representar el comportamiento de la energía eólica se utilizan los datos de generación de las plantas existentes. El recurso eólico de todo el país se modela³¹ a partir del registro histórico de generación de las plantas existentes.

La planta Tilarán³², de 20 MW, ha operado en forma ininterrumpida desde junio de 1996, lo que permite un registro de 16 años calendario completos, de 1997 al 2012. La planta Tierras Morenas aporta 13 años completos, del 2002 al 2012, Guanacaste tiene tres años de operación y Los Santos operó todo el 2012. Esto permite obtener 33 series mensuales del factor de planta. Aunque el registro no es homogéneo, es valioso para representar la variabilidad de la producción del parque eólico del país.

³⁰ Con 47 series hidrológicas del período 1965-2011 y la capacidad instalada a diciembre del 2012. Todas las plantas fueron simuladas sin embalse.

³¹ Las plantas eólicas se modelan en el SDDP como fuentes renovables de generación no despachable (GND).

³² La planta Tilarán también es conocida como PESA.

En la Figura 10-3 se muestran los factores de planta mensuales obtenidos del registro de estas cuatro plantas tomadas de referencia.

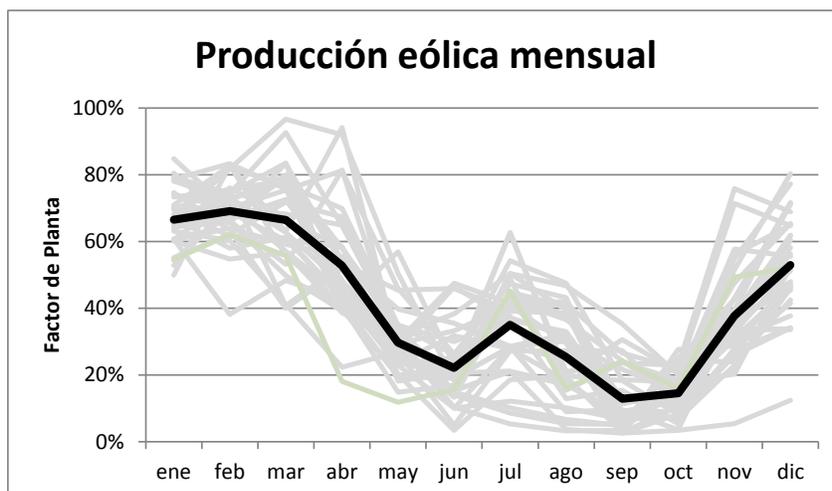


Figura 10-3 Factores de planta de producción eólica

Al igual que la hidroelectricidad, el viento exhibe un patrón estacional con grandes variaciones de un año a otro. Sin embargo, los meses de diciembre a abril tienen en promedio un factor de planta mensual superior al promedio anual (el factor anual es cercano al 40%). Este comportamiento es favorable para compensar el período seco de la producción hidroeléctrica.

10.4 Proyectos fijos

La Tabla 10-2 muestra los proyectos que se consideran como fijos en el Plan de Expansión, junto con la fecha de entrada prevista. La decisión de ejecutar estos proyectos ya ha sido tomada. Algunos todavía no están en construcción, pero se encuentran en financiamiento o en etapa de contratación.

La adición de potencia de los proyectos fijos es de 897 MW, para ser instalados entre el 2013 y 2017. De esta cantidad, 677 MW son hidroeléctricos y 220 MW son eólicos.

Esta lista es conservadora y no incluye todos los proyectos que están impulsando las empresas distribuidoras, solamente aquellos que están en construcción. Es probable que algunos proyectos no incluidos aquí por estar actualmente en preinversión sean construidos en el mediano plazo. También puede ocurrir que alguno de los proyectos fijos no logre materializarse o que sufra serios atrasos. Por ejemplo, la contratación de capacidad hidroeléctrica a través de esquemas BOT de la Ley No.7200, podría atrasarse o reducirse por consideraciones ambientales, como sucedió en una contratación anterior.

Tabla 10-2 Proyectos fijos en el plan de expansión

| Proyecto | Fuente | Pot MW | Entrada (o salida) | Desarrollador |
|------------------------|------------------|-----------|-----------------------|-------------------------|
| Tacares | Hidro | 7 | jul-13 | ESPH |
| Balsa Inferior | Hidro | 38 | dic-13 | CNFL |
| Cachí | Hidro | -105 | jul-14 | ICE |
| Cachí 2 | Hidro | 158 | nov-14 | ICE |
| Chucás | Hidro | 50 | ene-15 | Generador Independiente |
| Torito | Hidro | 50 | feb-15 | Generador Independiente |
| Anonos | Hidro | 4 | mar-15 | CNFL |
| Río Macho | Hidro | -120 | mar-15 | ICE |
| Río Macho2 | Hidro | 140 | mar-15 | ICE |
| Chiripa | Eólic | 50 | jul-15 | Generador Independiente |
| Capulín | Hidro | 49 | ene-16 | Generador Independiente |
| La Joya | Hidro | -50 | ene-16 | Generador Independiente |
| La Joya 2 | Hidro | 64 | ene-16 | Generador Independiente |
| Eólico Cap1 Conc 1a | Eólic | 50 | ene-16 | Generador Independiente |
| Orosí | Eólic | 50 | ene-16 | Generador Independiente |
| Reventazón | Hidro | 292 | may-16 | ICE |
| Reventazón Minicentral | Hidro | 14 | oct-16 | ICE |
| Eólico Cap1 Conc 1b | Eólic | 50 | ene-17 | Generador Independiente |
| Eólico Cap1 Conc 2 | Eólic | 20 | ene-17 | Generador Independiente |
| Hidro Cap1 Conc 1 | Hidro | 37 | ene-17 | Generador Independiente |
| Hidro Cap1 Conc 2 | Hidro | 50 | ene-17 | Generador Independiente |
| | Adición neta MW: | | | |
| | Hidro | 677 | | |
| | Eólic | 220 | | |
| | Total | 897 | | |

10.5 Tecnologías candidatas para el Plan de Expansión

10.5.1 Tecnologías basadas en recursos renovables

Los recursos renovables que se modelan son la hidroelectricidad, la geotermia y el viento. Además de los proyectos fijos, se consideran proyectos candidatos de estas tecnologías.

El proyecto candidato más importante es Diquís, disponible a partir del 2023. Otros candidatos renovables son Pailas 2, Borinquen 1 y 2, Brujo 2 y RC500. Además de estos, se incluyen otros proyectos genéricos, para tomar en cuenta los posibles desarrollos que todavía no están identificados por el ICE, o que forman parte del potencial que eventualmente desarrollarán las empresas distribuidoras o los generadores independientes.

A diferencia de años anteriores, en la presente revisión del plan se excluyó la consideración de los proyectos hidroeléctricos Pacuare, Savegre y Ayil, a pesar de constituir el conjunto de proyectos más interesantes por su capacidad de embalse. La decisión se tomó por carecer de información reciente sobre sus costos. En el caso de Pacuare el estudio de factibilidad no ha sido actualizado en muchos años, y en el caso de Savegre y Ayil el estudio de factibilidad no ha sido completado. En futuras revisiones del plan se volverán a incorporar estos proyectos, conforme la nueva información esté disponible.

Existen varios proyectos de energía solar, biomasa y generación con desechos sólidos que serán incorporados al sistema en el corto y mediano plazo. Dado que su participación

será marginal y los modelos en uso todavía no modelan en detalle estas fuentes, se prefirió no incluir estos proyectos, haciendo la salvedad que parte de los requerimientos hidro y eólicos señalados por las simulaciones, podrían ser llenados usando estos nuevos recursos.

Aunque a futuro se espera contar con un potencial interesante de otras fuentes no convencionales, los costos y barreras tecnológicas actuales limitan la consideración de participación significativa de otras opciones.

10.5.2 Tecnologías que consumen derivados de petróleo

Como alternativas térmicas usando derivados del petróleo se consideran motores de combustión interna con búnker y turbinas de gas (también llamadas turbinas de combustión), en ciclo simple o combinado, alimentadas con diésel.

10.5.3 Otros combustibles fósiles

Con relación a la disponibilidad de nuevos combustibles fósiles, existen algunos que pueden representar opciones importantes en el desarrollo de proyectos de generación: el gas natural y el carbón.

Estos combustibles requieren volúmenes importantes de consumo para obtener economías de escala significativas. El gas requiere gasoductos que conecten la producción con el consumo o plantas regasificadoras con tanques criogénicos para importar gas licuado vía marítima. El carbón se beneficia si tiene infraestructura de puertos, patios y ferrocarriles para la importación, manejo y transporte.

En el presente estudio se analiza la opción del carbón únicamente para efectos comparativos. Se debe notar que la utilización de este combustible no es compatible con la política energética nacional.

El gas natural se perfila como una opción interesante a mediano plazo, y está siendo objeto de detallados estudios. En el presente análisis de expansión se incluyeron escenarios de gas natural.

10.5.4 Nuevas fuentes no convencionales fuera del plan

Como ya se indicó, por simplicidad en el plan solo se valoraron tres fuentes renovables de costo y características bien conocidas: hidro, geotermia y viento.

Esta simplificación se hace por razones prácticas y no implica que se estén descartando posibles fuentes que estarán disponibles en el futuro. Es muy probable que en el mediano plazo aparezcan nuevos proyectos candidatos basados en fuentes renovables no convencionales o en tecnologías limpias de carbón o gas, dado que el gran interés mundial en estas fuentes está impulsando rápidamente su desarrollo tecnológico. Estas nuevas opciones serán integradas conforme aparezcan en las sucesivas revisiones del PEG.

10.6 Características de los proyectos candidatos

Los proyectos candidatos que se consideraron para definir el PEG se enumeran en la Tabla 10-3, en donde se incluyen sus principales características.

Para los proyectos fijos, la fecha de disponibilidad corresponde a la programación de entrada en funcionamiento. Para los proyectos libres se supone que esta fecha es la más temprana en la que podrían estar disponibles.

En el horizonte de largo plazo se permiten candidatas térmicas únicamente como referencia o como parte de escenarios térmicos. El térmico convencional incluye las tecnologías de turbinas de combustión³³ y de vapor, motores de media velocidad y ciclos combinados, alimentados con los combustibles diésel, búnker o carbón. El GNL se considera en los escenarios correspondientes con disponibilidad de este combustible, usando ciclos combinados.

Se debe mencionar que el proyecto hidroeléctrico Bijagua, de 17 MW promovido por Coopeguanacaste, no fue incluido como candidato en las corridas del plan. No obstante actualmente se encuentra en construcción.

³³ Las turbinas de combustión también se conocen como turbinas de gas, por ser el gas de la combustión el que las impulsa.

Tabla 10-3 Características de proyectos candidatos

| CARACTERÍSTICAS DE LOS PROYECTOS CANDIDATOS | | | | | | | | |
|--|----------|-------|--------------|----------|---------|-----------|-----------|----------|
| Nombre | Disponib | Tipo | Pot | Gen Prom | Emblase | Prod | Combust | Indispon |
| | a partir | | MW | Anual | Util | Específic | principal | % |
| | | | | | | | | |
| 1. PROYECTOS HIDROELECTRICOS | | | | | | | | |
| Tacares | jul-13 | Fijo | 7 | | | | | 10% |
| Balsa Inferior | dic-13 | Fijo | 38 | 122 | | | | 10% |
| Cachí 2 | nov-14 | Fijo | 158 | 980 | 36.2 | | | 10% |
| Chucás | ene-15 | Fijo | 50 | 259 | 2.3 | | | 10% |
| Torito | feb-15 | Fijo | 50 | 305 | 0.157 | | | 10% |
| Anonos | mar-15 | Fijo | 4 | 13 | | | | 10% |
| Río Macho2 | mar-15 | Fijo | 140 | 500 | | | | 10% |
| Bijagua | ago-15 | Fijo | 18 | 65 | | | | 10% |
| Capulín | ene-15 | Fijo | 18 | 205 | 1.28 | | | 10% |
| La Joya 2 | ene-16 | Fijo | 64 | 270 | | | | 10% |
| Reventazón | may-16 | Fijo | 292 | 1 560 | 118.5 | | | 10% |
| Reventazón Minicent | oct-16 | Fijo | 14 | | | | | 10% |
| Hidro Cap1 Conc 1 | ene-17 | Fijo | 20 | | | | | 10% |
| Hidro Cap1 Conc 2 | ene-17 | Fijo | 50 | | | | | 10% |
| RC-500 | ene-19 | Libre | 58 | 266 | 1.3 | | | 10% |
| Brujo2 | ene-19 | Libre | 60 | 267 | 0.7 | | | 10% |
| Diquís | ene-23 | Libre | 623 | 3 050 | 1867 | | | 10% |
| Diquís Minicentral | ene-23 | Libre | 27 | | | | | 10% |
| Hidro Genérica 50 MW | varios | Libre | 700 | | | | | 10% |
| Subtotal | | | 2 389 | | | | | |
| 2. PROYECTOS TERMOELECTRICOS | | | | | | | | |
| CC Moín | ene-18 | Libre | 279 | variable | | 4.60 | diésel | 15% |
| Turbina 80 MW | varios | Libre | 640 | variable | | 2.99 | diésel | 15% |
| CC GNL 300 MW | varios | Libre | 1 200 | variable | | 4.57 | GNL | 15% |
| MMV 100 MW | varios | Libre | 600 | variable | | 4.48 | búnker | 15% |
| Carbón 300 MW | varios | Libre | 1 200 | variable | | 2.53 | carbón | 15% |
| Subtotal | | | 3 919 | | | | | |
| 3. PROYECTOS GEOTERMoeLECTRICOS | | | | | | | | |
| Pailas 2 | mar-18 | Libre | 55 | 425 | | | | 10% |
| Borinquen 1 | ene-22 | Libre | 55 | 425 | | | | 10% |
| Borinquen 2 | ene-24 | Libre | 55 | 425 | | | | 10% |
| Geotérm Genérico 55 MW | varios | Libre | 330 | 2 550 | | | | 10% |
| Subtotal | | | 495 | | | | | |
| 4. PROYECTOS EOLOELECTRICOS | | | | | | | | |
| Chiripa | ene-15 | Fijo | 50 | 181 | | | | - |
| Orosí | ene-16 | Fijo | 50 | 181 | | | | - |
| Eólico Cap1 Conc 1a | ene-16 | Fijo | 50 | 181 | | | | - |
| Eólico Cap1 Conc 1b | ene-17 | Fijo | 50 | 181 | | | | - |
| Eólico Cap1 Conc 2 | ene-17 | Fijo | 20 | 72 | | | | - |
| Eólico Genérico 50 MW | varios | Libre | 400 | 1 448 | | | | - |
| Subtotal | | | 620 | | | | | |
| OBSERVACIONES | | | | | | | | |
| a. Tipo: se refiere a si el proyecto es: Fijo: se incluye en el plan en forma obligatoria en una fecha predeterminada Libre: su inclusión y fecha de entrada resulta de la optimización del plan | | | | | | | | |
| b. La producción específica de los proyectos de carbón está en MW/tonelada | | | | | | | | |
| c. La producción específica de los proyectos de GNL está en kWh/m3 | | | | | | | | |
| d. Térmico disponible para escenarios de sensibilidades. No están permitidos en el plan base, excepto Moín CC | | | | | | | | |

La Tabla 10-4 muestra los costos de inversión de estos proyectos. Estos costos no son directamente comparables entre proyectos de tecnologías distintas, porque las características de la generación que aporta cada proyecto pueden ser muy diferentes.

Los costos de inversión se toman de los presupuestos de cada proyecto. Cuando no se tiene disponible, como es el caso de los proyectos genéricos y la mayoría de los proyectos de generadores independientes o de empresas distribuidoras, se les asigna un costo unitario representativo de cada tecnología. Los costos fijos unitarios de operación son valores promedio para cada tecnología. Los costos se expresan en dólares norteamericanos constantes a diciembre 2012.

Tabla 10-4 Costos de los proyectos
COSTO ANUAL FIJO DE INVERSION Y OPERACION

| dic-12 | | | | | | | | | | |
|------------------------|--------|--------------------------|------------------------|--------------------------------|----------------------|----------------------------------|-------------------------------------|----------------------------------|--------------------------------------|------------------------------------|
| | Fuente | Modulo Potencia MW | Vida Económ años | Inversión Unitaria \$/kW | Inversión mill \$ | Inversión Anual mill\$/año | Costo Fijo O&M unit \$/kW/año | Costo Fijo O&M mill \$/año | Costo Anual Unitario \$/año-kW | Costo Anual Total mill\$/año |
| Chiripa | Eólic | 50.0 | 20 | 2 772 | 139 | 18.6 | 171.9 | 8.60 | 543.01 | 27.15 |
| Eólico Cap1 Conc 1a | Eólic | 50.0 | 20 | 2 709 | 135 | 18.1 | 171.9 | 8.60 | 534.65 | 26.73 |
| Eólico Cap1 Conc 1b | Eólic | 50.0 | 20 | 2 709 | 135 | 18.1 | 171.9 | 8.60 | 534.65 | 26.73 |
| Eólico Cap1 Conc 2 | Eólic | 20.0 | 20 | 2 709 | 54 | 7.3 | 171.9 | 3.44 | 534.65 | 10.69 |
| Eólico Genérico 50 MW | Eólic | 50.0 | 20 | 2 709 | 135 | 18.1 | 171.9 | 8.60 | 534.65 | 26.73 |
| Orosí | Eólic | 50.0 | 20 | 2 952 | 148 | 19.8 | 171.9 | 8.60 | 567.15 | 28.36 |
| Borinquen 1 | Geot | 55.0 | 25 | 6 128 | 337 | 43.0 | 144.5 | 7.95 | 925.91 | 50.93 |
| Borinquen 2 | Geot | 55.0 | 25 | 6 128 | 337 | 43.0 | 144.5 | 7.95 | 925.91 | 50.93 |
| Geotérm Genérico 55 MW | Geot | 55.0 | 25 | 6 128 | 337 | 43.0 | 144.5 | 7.95 | 925.91 | 50.93 |
| Pailas 2 | Geot | 55.0 | 25 | 6 128 | 337 | 43.0 | 144.5 | 7.95 | 925.91 | 50.93 |
| Anonos | Hidro | 3.6 | 40 | 925 | 3 | 0.4 | 304.1 | 1.09 | 416.27 | 1.50 |
| Balsa Inferior | Hidro | 37.5 | 40 | 3 903 | 146 | 17.8 | 91.6 | 3.44 | 565.09 | 21.19 |
| Bijagua | Hidro | 17.5 | 40 | 3 837 | 67 | 8.1 | 135.3 | 2.37 | 600.81 | 10.51 |
| Brujo 2 | Hidro | 60.0 | 40 | 4 162 | 250 | 30.3 | 72.0 | 4.32 | 576.86 | 34.61 |
| Cachí 2 | Hidro | 158.2 | 40 | 1 003 | 159 | 19.2 | 43.6 | 6.89 | 165.24 | 26.14 |
| Capulín | Hidro | 48.7 | 40 | 2 890 | 141 | 17.1 | 80.1 | 3.90 | 430.67 | 20.97 |
| Chucás | Hidro | 50.0 | 40 | 2 907 | 145 | 17.6 | 79.1 | 3.95 | 431.68 | 21.58 |
| Diquís | Hidro | 623.0 | 40 | 5 668 | 3 531 | 428.3 | 21.7 | 13.54 | 709.25 | 441.86 |
| Diquís Minicentral | Hidro | 27.0 | 40 | 4 254 | 115 | 13.9 | 108.4 | 2.93 | 624.40 | 16.86 |
| Hidro Cap1 Conc 1 | Hidro | 37.0 | 40 | 3 837 | 142 | 17.2 | 92.2 | 3.41 | 557.72 | 20.64 |
| Hidro Cap1 Conc 2 | Hidro | 50.0 | 40 | 3 837 | 192 | 23.3 | 79.1 | 3.95 | 544.55 | 27.23 |
| Hidro Genérico 50 MW | Hidro | 50.0 | 40 | 3 837 | 192 | 23.3 | 79.1 | 3.95 | 544.55 | 27.23 |
| La Joya 2 | Hidro | 64.0 | 40 | 343 | 22 | 2.7 | 69.7 | 4.46 | 111.31 | 7.12 |
| RC-500 | Hidro | 58.4 | 40 | 3 976 | 232 | 28.2 | 73.0 | 4.26 | 555.31 | 32.43 |
| Reventazón | Hidro | 292.0 | 40 | 5 116 | 1 494 | 181.2 | 32.0 | 9.35 | 652.57 | 190.55 |
| Reventazón Minicentral | Hidro | 13.5 | 40 | 3 859 | 52 | 6.3 | 154.6 | 2.09 | 622.62 | 8.41 |
| Río Macho 2 | Hidro | 140.0 | 40 | 376 | 53 | 6.4 | 46.7 | 6.53 | 92.32 | 12.93 |
| Tacares | Hidro | 7.0 | 40 | 3 793 | 27 | 3.2 | 216.3 | 1.51 | 676.43 | 4.74 |
| Torito | Hidro | 50.0 | 40 | 3 752 | 188 | 22.8 | 79.1 | 3.95 | 534.23 | 26.71 |
| Carbón 300 MW | Térm | 300.0 | 20 | 4 117 | 1 235 | 165.37 | 42.7 | 12.82 | 593.98 | 178.19 |
| CCDiesel Moín 1 | Térm | 93.0 | 15 | 1 135 | 106 | 15.5 | 42.7 | 3.98 | 209.36 | 19.47 |
| CCDiesel Moín 2 | Térm | 93.0 | 15 | 1 135 | 106 | 15.5 | 42.7 | 3.98 | 209.36 | 19.47 |
| CCDiesel Moín 3 | Térm | 93.0 | 15 | 1 135 | 106 | 15.5 | 42.7 | 3.98 | 209.36 | 19.47 |
| CCGNL 300 MW | Térm | 300.0 | 20 | 4 641 | 1 392 | 186.4 | 42.7 | 12.82 | 664.01 | 199.20 |
| MMV 100 MW | Térm | 100.0 | 20 | 2 167 | 217 | 29.0 | 42.7 | 4.27 | 332.92 | 33.29 |
| Turbina 80 MW | Térm | 80.0 | 20 | 1 084 | 87 | 11.6 | 42.7 | 3.42 | 187.83 | 15.03 |

10.6.1 Costo unitario y monómico de los proyectos candidatos

El costo unitario de instalación y el costo monómico de los proyectos hidroeléctricos, eólicos y geotérmicos se muestra en la Tabla 10-5 y se grafican en la Figura 10-4 y Figura 10-5.

Se debe observar que estos costos unitarios son el resultado de los supuestos utilizados en el análisis. No todos los proyectos tienen un presupuesto detallado y otros utilizan una estimación genérica de costo.

Tabla 10-5 Costos unitarios de instalación y producción

| Proyecto | Producción | | Vida económica años | Costo | | | | O&M mill\$ | Total mill\$ | Indices | | |
|----------------|------------|-------|---------------------|--------------------|--------|-------------------|--------------|------------|--------------|---------|-------|-------|
| | MW | GWh | | Costo de Inversión | | | | | | | | |
| | | | | Overnigh mill\$ | FacCap | Cost Capit mill\$ | Anual mill\$ | | | | | |
| Eólico | 50 | 181 | 20 | 136 | 1.084 | 148 | 20 | 8.60 | 28 | 41% | 2 724 | 0.157 |
| Geotérmico | 55 | 425 | 25 | 275 | 1.226 | 337 | 43 | 7.95 | 51 | 88% | 5 000 | 0.120 |
| Balsa Inferior | 38 | 122 | 40 | 131 | 1.115 | 146 | 18 | 3.44 | 21 | 37% | 3 500 | 0.174 |
| Bijagua | 18 | 65 | 40 | 61 | 1.096 | 67 | 8 | 2.37 | 11 | 42% | 3 500 | 0.162 |
| Brujo 2 | 60 | 267 | 40 | 206 | 1.210 | 250 | 30 | 4.32 | 35 | 51% | 3 440 | 0.130 |
| Capulín | 49 | 205 | 40 | 126 | 1.117 | 141 | 17 | 3.90 | 21 | 48% | 2 587 | 0.102 |
| Chucás | 50 | 259 | 40 | 127 | 1.148 | 145 | 18 | 3.95 | 22 | 59% | 2 533 | 0.083 |
| Diquís | 623 | 3 050 | 40 | 2 504 | 1.410 | 3 531 | 428 | 13.54 | 442 | 56% | 4 020 | 0.145 |
| RC-500 | 58 | 266 | 40 | 192 | 1.210 | 232 | 28 | 4.26 | 32 | 52% | 3 287 | 0.122 |
| Reventazón | 292 | 1 560 | 40 | 1 065 | 1.403 | 1 494 | 181 | 9.35 | 191 | 61% | 3 646 | 0.122 |
| Torito | 50 | 305 | 40 | 158 | 1.191 | 188 | 23 | 3.95 | 27 | 70% | 3 150 | 0.088 |
| Hidro Genérico | 50 | 219 | 40 | 175 | 1.096 | 192 | 23 | 3.95 | 27 | 50% | 3 500 | 0.124 |

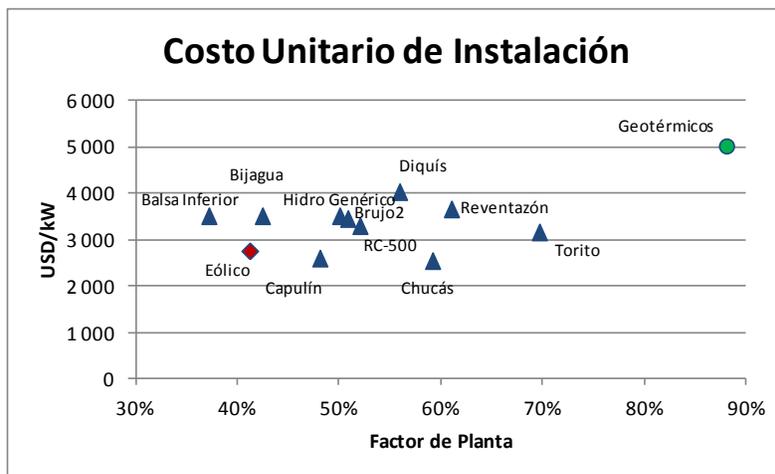


Figura 10-4 Costo unitario de instalación

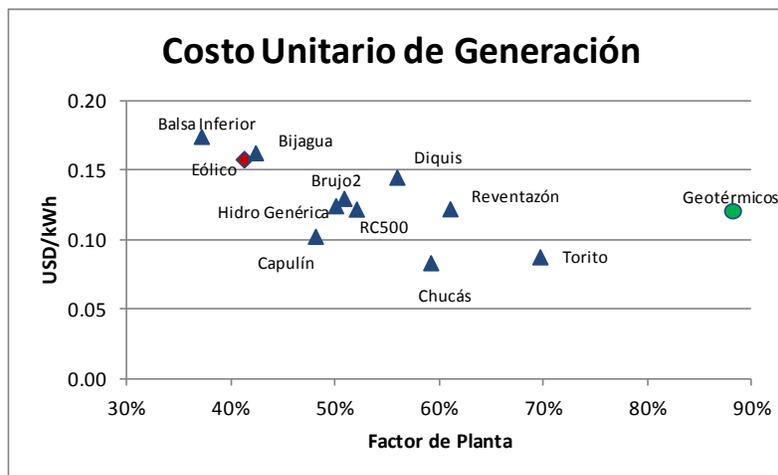


Figura 10-5 Costo unitario de generación

10.7 Otros proyectos privados y de empresas distribuidoras

La lista de candidatos discutida en las secciones precedentes no contiene todos los proyectos que están considerando el sector privado y las empresas distribuidoras. Algunas de estas opciones de generación podrían formar parte del sistema de generación en el futuro, independientemente de si están incluidos o no en el PEG.

Además de los nuevos esquemas que eventualmente puedan aparecer, existe una amplia cartera de proyectos actualmente bajo estudio por desarrolladores del sector privado y de las empresas distribuidoras.

Estos proyectos de terceros se incluyen en el PEG una vez que existe certeza sobre la intención y la capacidad del desarrollador para llevarlo a cabo, y también cuando se conoce, aunque en forma aproximada, la fecha de entrada en operación. La inclusión de estos proyectos en el PEG no conlleva ninguna evaluación, ya que se introducen como decisiones ya tomadas por sus propietarios.

Este enfoque es posible porque en general son plantas pequeñas, que son absorbidas rápidamente por el crecimiento del sistema. Conforme se integran estas plantas, los planes de los proyectos del ICE son ajustados gradualmente, sin afectar el planeamiento general de largo plazo.

Las plantas genéricas que aparecen en el plan de expansión sirven para tomar en cuenta la posibilidad de estos proyectos.

La mención de proyectos de terceros en el PEG es meramente informativa para los propósitos arriba indicados y no implica ningún juicio o valoración de parte del ICE, ni otorga ningún tipo de derecho o prioridad.

10.7.1 Proyectos de empresas distribuidoras

Varias empresas distribuidoras cuentan con estudios para desarrollar proyectos de generación. La producción de estos proyectos se usará para atender parcialmente la demanda de sus áreas de concesión. Entre los planes figuran plantas hidroeléctricas, eólicas, solares y de generación con desechos sólidos municipales.

El marco legal existente procura estimular que las empresas distribuidoras inviertan en nueva capacidad de generación para atender la demanda de sus clientes. También facilita la obtención de las concesiones de agua para los aprovechamientos hidroeléctricos.

En abril del 2012, seis de las ocho empresas distribuidoras del país tenían identificados los proyectos³⁴ mostrados en la Tabla 10-6.

³⁴ Información proporcionada por las empresas distribuidoras en abril 2013. Coopeguanacaste actualizó la información en diciembre del 2013 y consignó que Bijagua está en construcción.

Tabla 10-6 Lista parcial de proyectos de generación de empresas distribuidoras

| Proyecto | Empresa | Fuente | MW | Entrada en Operación Proyectada | Estado Actual |
|--------------------------|-----------------|---------|------|------------------------------------|-----------------------|
| San Buenaventura | CNFL | Eólico | 8.5 | may-16 | Licitación |
| Balsa Inferior | CNFL | Hidro | 37.5 | dic-13 | Construcción |
| Anonos | CNFL | Hidro | 3.6 | abr-16 | Licitación |
| Brasil 2 | CNFL | Hidro | 27.5 | mar-17 | Factibilidad |
| Ampliación Nuestro Amo | CNFL | Hidro | 12.6 | jun-17 | Factibilidad |
| Ciruelas | CNFL | Hidro | 1.1 | jun-17 | Factibilidad |
| Biomasa | CoopeGuanacaste | Biomasa | 8.0 | ago-15 | Factibilidad |
| Cacao | CoopeGuanacaste | Eólico | 20.0 | ago-15 | Factibilidad |
| Río Naranjo | CoopeGuanacaste | Eólico | 6.0 | oct-15 | Factibilidad |
| Bijagua | CoopeGuanacaste | Hidro | 17.5 | ago-15 | Diseño |
| Belén | CoopeGuanacaste | Solar | 5.0 | dic-14 | Factibilidad |
| Huacas | CoopeGuanacaste | Solar | 5.0 | dic-14 | Factibilidad |
| Biotérmico | Coopelesca | Biomasa | 8.0 | ene-16 | Prefactibilidad |
| San Vicente | Coopelesca | Eólico | 20.0 | ene-17 | Prefactibilidad |
| Geotermico Baja Entalpía | Coopelesca | Geot | 10.0 | ene-18 | Perfil |
| Futuro | Coopelesca | Hidro | 9.5 | ene-15 | Factibilidad |
| Toro Amarillo 1 | Coopelesca | Hidro | 8.0 | ene-17 | Prefactibilidad |
| Chocoflorencia | Coopelesca | Hidro | 60.0 | ene-18 | Prefactibilidad |
| Toro Amarillo 2 | Coopelesca | Hidro | 12.0 | ene-19 | Perfil |
| San Joaquín-Los Santos | CoopeSantos | Hidro | 29.3 | jun-16 | Factibilidad |
| Don Quijote | ESPH | Eólico | 12.0 | dic-17 | Prefactibilidad |
| Tacares | ESPH | Hidro | 7 | jul-13 | Construcción |
| Cacao | ESPH | Hidro | 2.0 | oct-15 | En negociación compra |
| Los Negros 2 | ESPH | Hidro | 27.0 | may-17 | Diseño |
| Ampliación Birrís | JASEC | Hidro | 9.0 | ene-16 | Factibilidad |
| Ampliación Barro Morado | JASEC | Hidro | 3.0 | ene-17 | Factibilidad |
| Torito 2 | JASEC | Hidro | 60.0 | ene-17 | Factibilidad |
| Los Santos ampliación | CoopeSantos | Eólico | 7.0 | Por definir | Prefactibilidad |
| Llano Bonito | CoopeSantos | Hidro | 0.5 | Por definir | Prefactibilidad |
| Piedras | ESPH | Hidro | 6.0 | Por definir | Prefactibilidad |
| Río Blanco | ESPH | Hidro | 14.0 | Por definir | Factibilidad |
| Volcán-La Virgen | ESPH | Hidro | 27.0 | Por definir | Identificación |

Los proyectos propiedad de las empresas distribuidoras totalizan 484 MW. Los que tienen fecha de entrada proyectada suman 429 MW, de los cuales 327 MW son hidroeléctricos, 67 MW eólicos, 16 MW de desechos sólidos municipales, 10 MW geotérmicos y 10 MW solares. La distribución en el tiempo de esta intención de agregar capacidad se muestra en la Figura 10-6.

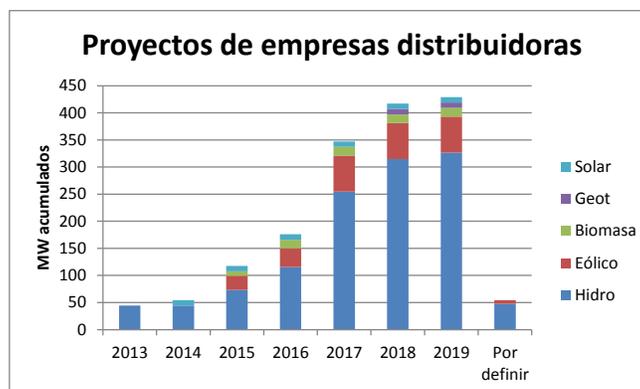


Figura 10-6 Potencia de los proyectos de generación de empresas distribuidoras

10.7.2 Proyectos de generadores independientes

Los generadores independientes de energía pueden desarrollar nuevos proyectos renovables para el sistema eléctrico, a través de los mecanismos de la ley de generación paralela³⁵. En el registro de elegibilidades hay cerca de 1 250 MW de nuevos proyectos, de los cuales 930 MW tienen elegibilidades vigentes³⁶.

En el ámbito de proyectos renovables de menos de 20 MW ha habido manifestaciones de interés para el desarrollo de plantas hidro y eólicas. Adicionalmente, de acuerdo con la política energética del ICE, es de esperar que se logre estimular una mayor participación de la generación con biomasa de los ingenios azucareros. También existen iniciativas privadas preliminares para generar electricidad a partir de desechos sólidos municipales y de residuos agrícolas.

La participación total de generadores independientes está limitada por la legislación a un 30% de la capacidad instalada del sistema.

Actualmente queda un espacio reducido para incorporar más generación privada, de aproximadamente 70 MW. Se prevé que esta capacidad será llenada principalmente con hidroeléctricas y eólicas, más una pequeña capacidad solar y de biomasa. La generación con desechos sólidos municipales (DSM) no se toma en cuenta en los límites de capacidad de la Ley 7200.

10.7.3 Representación genérica de proyectos renovables

La presente revisión del PEG se centra en la definición de las grandes decisiones de expansión. No busca determinar con precisión las características de cada uno de los proyectos, tarea que se deja para estudios posteriores basados en los lineamientos del PEG.

Como ya se explicó en las secciones **7.5 Participación de las diferentes fuentes renovables** y **10.5.4 Nuevas fuentes no convencionales fuera del plan**, el universo de

³⁵ Ley No.7200 que autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela.

³⁶ A mayo del 2013.

fuentes renovables en proyectos de pequeña magnitud se representa usando los proyectos hidros, eólicos y geotérmicos que aparecen en la lista de proyectos candidatos de la Tabla 10-3.

Sin embargo, en las tablas de presentación de los resultados finales se han renombrado todos los proyectos hidro a filo de agua y los eólicos bajo el nombre genérico de *proyecto renovable* (abreviado renov). Esta sustitución facilita mantener presente que el PEG solo hace una valoración genérica de los proyectos renovables menores, y que la determinación específica de ellos se debe hacer en estudios diseñados para ese propósito.

(esta página en blanco intencionalmente)

11 METODOLOGIA PARA ESTABLECER EL PLAN

El propósito del PEG es señalar las posibles acciones para atender en forma óptima las necesidades futuras de energía eléctrica.

En la presente revisión del PEG se introduce por primera vez el concepto de rutas de expansión y de soluciones óptimas por etapas.

Dado que las condiciones futuras son inciertas, el PEG debe dar respuestas satisfactorias y robustas para los diferentes escenarios de demanda y de disponibilidad de recursos energéticos. Esto implica que las grandes decisiones y los proyectos inmediatos impostergables deben ser escogidos y ejecutados, mientras que otra parte del plan es de referencia y puede cambiar significativamente en función de la evolución de las condiciones futuras.

La parte de decisiones firmes está integrada por los proyectos actualmente en ejecución, más aquellos otros proyectos o programas que deben ser iniciados inmediatamente para disponer de ellos en el corto plazo. También incluye los proyectos grandes o estratégicos que son necesarios para la satisfacción de las políticas energéticas y que afectan grandemente las características del PEG.

La parte de referencia está compuesta por los proyectos cuya decisión de ejecución no es crítica y puede ser pospuesta para futuras revisiones. La programación de estos proyectos es flexible, y permite ajustar el PEG sin cambiar sus partes críticas, según vayan evolucionando los escenarios de demanda y de disponibilidad de recursos energéticos.

Estas dos partes del plan se traslapan con los horizontes temporales descritos en la sección **9.2 Horizonte de planeamiento**. La parte de decisiones firmes abarca la totalidad de proyectos del horizonte de corto plazo y algunos del horizonte medio. La parte de referencia comprende los restantes proyectos del mediano plazo y a todos los proyectos del largo plazo.

La metodología aquí empleada permite establecer un plan de largo plazo, focalizado en las decisiones críticas y estratégicas de la expansión de la generación. Se basa en los conceptos de rutas de expansión y de búsqueda de soluciones óptimas por etapas.

11.1 Importancia de las rutas de expansión

En el caso de los proyectos candidatos más grandes e importantes del plan, se debe determinar si forman parte de las soluciones óptimas, y cuál es su fecha de entrada deseable. Por su tamaño y largos períodos de maduración, estos proyectos, una vez decidida su ejecución, tienen muy poco margen para ajustarse a cambios en la demanda. Por tal motivo, los planes que los incluyen deben demostrar ser robustos ante cualquiera de los escenarios de crecimiento considerados. Los planes deben poder ajustarse adelantando o atrasando otros proyectos con tiempos de implementación menores.

Las decisiones sobre los grandes proyectos quedan establecidas en lo que en este estudio se denominan rutas de expansión. Las rutas fijan los proyectos importantes y

dejan libres los proyectos menores, con los cuales siempre existe la posibilidad de ajustar el plan en revisiones futuras.

Los proyectos menores y de rápida implementación no requieren ser identificados individualmente en las rutas de expansión, porque siempre se podrá ajustar el programa oportunamente conforme se hacen revisiones periódicas del PEG, ya sea cambiando los cronogramas o la lista de proyectos a desarrollar.

Las rutas de expansión fijan las decisiones que se han de tomar para atender la demanda en el mediano y largo plazo, y determinan las características fundamentales del PEG.

11.2 Proceso progresivo por etapas

El proceso de toma de decisiones para conformar el PEG se realiza por etapas progresivas

En la primera etapa, se genera un plan de mínimo costo de largo plazo para cada una de las diferentes condiciones de demanda y de disponibilidad de proyectos candidatos. De los planes obtenidos, se busca el conjunto de proyectos cuya decisión de inicio deba tomarse a corto plazo. De estos proyectos, se escogen aquellos que forman parte del plan de mínimo costo o que están cercanos a él en la mayoría de los casos. Estos proyectos se fijan en el PEG y se equiparan a decisiones ya tomadas.

En la segunda etapa se parte de un sistema que supone la ejecución de los proyectos decididos en la primera etapa y se repite el procedimiento para escoger los proyectos de la segunda etapa. Este ciclo se repite hasta que la fecha de decisión de la ejecución de los siguientes proyectos pueda ser postergada a un futuro intermedio, sin comprometer la seguridad del abastecimiento o la satisfacción de las políticas energéticas.

12 REVISIÓN DEL CORTO PLAZO

En el corto plazo se hacen dos tipos de análisis. El primero es una revisión de las decisiones de expansión ya tomadas en planes anteriores, para verificar que los efectos combinados de cambios de programación y de variaciones en las estimaciones de demanda quedan satisfactoriamente cubiertos por el plan de obras bajo ejecución.

El segundo análisis lo que determina es cuál es la siguiente inversión en nueva capacidad y cuál es la holgura de tiempo para tomar la decisión.

12.1 Revisión del plan de obras en ejecución

El propósito de la revisión de corto plazo es verificar la robustez del plan ante atrasos y escenarios de demanda críticos. El período de corto plazo revisado cubre del 2014 al 2017, donde la mayor parte de las obras fueron decididas en planes de expansión anteriores y muchas de ellas se encuentran en etapas de ejecución.

La revisión consiste en simular la operación del corto plazo usando la proyección de demanda media-modificada y verificar el cumplimiento de los criterios de confiabilidad.

Esta revisión puntual se hace modelando la indisponibilidad del parque existente, considerando los programas mayores de mantenimiento y modernización de centrales.

La revisión del corto plazo es la primera de las etapas progresivas en el proceso de definición del nuevo plan de expansión.

12.1.1 Mantenimientos, modernizaciones y retiros

Se modelaron los mantenimientos mayores y las indisponibilidades previstas por los trabajos de modernización y ampliación de centrales existentes. También se eliminó la capacidad de plantas que son retiradas por obsolescencia.

12.1.1.1 Mantenimientos mayores

Los mantenimientos mayores que se modelaron afectan el año 2014 en las siguientes plantas:

Tabla 12-1 Mantenimientos mayores del 2014

| Planta | Unidad en mantenimiento | Período indisponible del 2014 |
|-----------------|-------------------------|-------------------------------|
| Garita | 1 | abr-may |
| Ventanas-Garita | 4 | feb-mar |
| Angostura | 3 | ene-abr |
| Peñas Blancas | 1 | feb-abr |
| Sandillal | 2 | oct-dic |

No se modelaron mantenimientos específicos para los demás años, donde se usó una indisponibilidad promedio.

12.1.1.2 Ampliaciones y modernizaciones

Ampliación Cachí

La parada de Cachí para completar la ampliación denominada Cachí 2, se modeló suponiendo que la planta deja de operar a mediados de junio, para lo cual se le da una indisponibilidad del 50% en junio y se retira en julio del 2014. Cachí 2 se supone entrando en operación en noviembre del 2014. La indisponibilidad de Cachí se aplica también a La Joya.

Modernización Río Macho

Se modela con la unidad 3 fuera de operación de enero a marzo 2014, unidad 4 fuera de enero a julio 2014 y la unidad 5 indisponible de noviembre a febrero 2015. En marzo del 2015 opera plenamente la modernización, denominada Río Macho 2.

Construcción de Torito

La interconexión de Torito al canal de descarga de Angostura supone la indisponibilidad total de Angostura en noviembre-diciembre del 2014.

La Perla

La parada que deba hacer La Joya por la ampliación denominada La Perla o La Joya2, se supone que se acomoda durante la indisponibilidad por la ampliación de Cachí 2, de julio a octubre del 2014.

12.1.1.3 Retiros

En el período de corto plazo se modeló el retiro de Colima en diciembre del 2013 y Moín 1 en junio del 2017.

12.1.2 Caso Base

Se usó como caso base del corto plazo la programación de obras del 2014 al 2017 de la Tabla 12-1.

Tabla 12-2 Plan de expansión de corto plazo

| Año | Mes | Proyecto | MW |
|------|------------------------|---------------------|------|
| 2014 | 7 | Cachí(-) | -105 |
| | 11 | Cachí 2 | 158 |
| 2015 | 1 | Chucás | 50 |
| | 2 | Torito | 50 |
| | 3 | Anonos | 4 |
| | 3 | Río Macho(-) | -120 |
| | 3 | Río Macho 2 | 140 |
| 2016 | 1 | Capulín | 49 |
| | 1 | La Joya 2 | 64 |
| | 1 | La Joya(-) | -50 |
| | 1 | Chiripa | 50 |
| | 1 | Eólico Cap1 Conc 1a | 50 |
| | 1 | Orosí | 50 |
| | 5 | Reventazón | 292 |
| 10 | Reventazón Minicentral | 14 | |
| 2017 | 1 | Eólico Cap1 Conc 1b | 50 |
| | 1 | Eólico Cap1 Conc 2 | 20 |
| | 1 | Hidro Cap1 Conc 1 | 37 |
| | 1 | Hidro Cap1 Conc 2 | 50 |
| | 6 | Moín 1(-) | -20 |

El signo negativo en la potencia significa un retiro. Los nombres “Eólico Cap1 Conc1a”, “Eólico Cap1 Conc1b” e “Hidro Cap1 Conc1” se refieren a los proyectos adjudicados en el 2013 en el primer concurso bajo el Capítulo 1 de la Ley 7200. Los nombres “Eólico Cap1 Conc2” e “Hidro Cap1 Conc2” se refieren a los posibles proyectos de un segundo concurso.

12.1.3 Confiabilidad en el corto plazo

El caso base simulado con la demanda media modificada supera holgadamente los criterios de confiabilidad.

La Figura 12-1 muestra el déficit de energía que se presentó en cada una de las 47 series hidrológicas simuladas. Se observa que el período más crítico se presenta en abril-mayo del 2015. En todos los casos se satisfacen los criterios de confiabilidad.

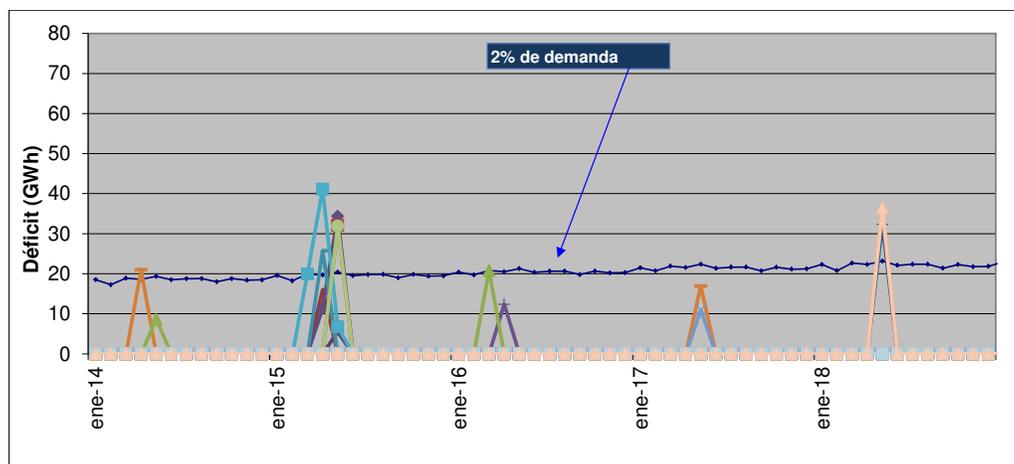


Figura 12-1 Déficit de energía según las series hidrológicas simuladas

12.1.3.1 Sensibilidad de eventuales atrasos

Adicionalmente se probaron diferentes combinaciones de atraso de varios proyectos con los escenarios medio y medio modificado de la demanda y se demostró que el plan de expansión en el corto plazo es robusto. Por ejemplo, un año de atraso en Chucás, Capulín y Torito es soportado por el sistema sin afectar la confiabilidad, aunque los costos operativos se elevan drásticamente.

De los estudios realizados para la ampliación Cachí³⁷ se encontró que el momento y la duración de la indisponibilidad de Cachí en el 2014 influyen fuertemente en la probabilidad de déficit en el verano del 2015.

12.2 Siguiendo adiciones al plan de expansión

La elaboración del PEG, luego de verificar su robustez en el corto plazo, requiere la determinación de la siguiente adición de capacidad.

La revisión del corto plazo mostró que las obras actualmente en ejecución, en construcción o próximas a ser adjudicadas, son suficientes para atender la demanda prevista hasta el 2017. Para determinar la siguiente adición de capacidad de generación se estudió el período 2018-2022.

Se corrió una cantidad importante de planes con diferentes premisas, y se encontró que la siguiente expansión del sistema se requiere, según el escenario de demanda utilizado, en las fechas y con la potencia que se indican en la Tabla 12-3.

³⁷ Evaluación de opciones para reducir el impacto temporal de la construcción de la ampliación de Cachí. CENPE. Agosto 2013

Tabla 12-3 Necesidad de nueva capacidad en el corto plazo

| SIGUIENTE ADICION DE CAPACIDAD | | |
|---------------------------------------|------------------------------|--------------------|
| Escenario demanda | Año siguiente adición | Potencia MW |
| Bajo | 2022 | 55 |
| Medio | 2020 | 31 |
| Alto | 2018 | 50 |

Los proyectos que aparecieron con mayor frecuencia en la serie de planes estudiados fueron el cierre de ciclo de las turbinas de Moín (CCMoín) y la segunda etapa del campo geotérmico Pailas (Pailas 2).

De un estudio comparativo entre estos proyectos, que abarcó los tres escenarios de demanda, se estableció que la mejor opción era Pailas 2 en el 2019.

Las plantas que entrarán en el período 2018-2019 deben ser programadas desde ahora para disponer de ellas oportunamente, y deben ser suficientes para cubrir un escenario alto de demanda, ya que una instalación menor no podría ser ajustada a tiempo en caso de ser necesario. Para superar los criterios de confiabilidad ante un escenario alto de demanda, es necesario desarrollar en el 2018 un proyecto renovable, de una capacidad equivalente a 50 MW hidroeléctricos.

El plan de expansión de corto plazo resultante se muestra en la Tabla 12-4.

Tabla 12-4 Plan de expansión del corto plazo

| PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION | | | | | |
|------------------------------------|------------------------|---------------------|--------|----------------|-------------------|
| Año | OFERTA | | | | |
| | Mes | Proyecto | Fuente | Potencia MW | Instalación MW |
| Capacidad Instalada al 2012: | | | | | 2 682 |
| 2013 | 7 | Tacares | Hidro | 7 | 2 689 |
| | 12 | Balsa Inferior | Hidro | 38 | 2 727 |
| 2014 | 9 | Cachí | Hidro | -105 | 2 622 |
| | 11 | Cachí 2 | Hidro | 158 | 2 780 |
| 2015 | 1 | Chucás | Hidro | 50 | 2 830 |
| | 2 | Torito | Hidro | 50 | 2 880 |
| | 3 | Anonos | Hidro | 4 | 2 883 |
| | 3 | Río Macho | Hidro | -120 | 2 763 |
| | 3 | Río Macho 2 | Hidro | 140 | 2 903 |
| | 7 | Chiripa | Eólic | 50 | 2 953 |
| 2016 | 1 | Capulín | Hidro | 49 | 3 002 |
| | 1 | La Joya | Hidro | -50 | 2 952 |
| | 1 | La Joya 2 | Hidro | 64 | 3 016 |
| | 1 | Eólico Cap1 Conc 1a | Eólic | 50 | 3 066 |
| | 1 | Orosí | Eólic | 50 | 3 116 |
| | 5 | Reventazón | Hidro | 292 | 3 408 |
| 10 | Reventazón Minicentral | Hidro | 14 | 3 422 | |
| 2017 | 1 | Eólico Cap1 Conc 1b | Eólic | 50 | 3 472 |
| | 1 | Eólico Cap1 Conc 2 | Eólic | 20 | 3 492 |
| | 1 | Hidro Cap1 Conc 1 | Hidro | 37 | 3 529 |
| | 1 | Hidro Cap1 Conc 2 | Hidro | 50 | 3 579 |
| | 6 | Moín 1 | Térm | -20 | 3 559 |
| 2018 | 1 | Hidro Genérica | Hidro | 50 | 3 609 |
| 2019 | 1 | Pailas 2 | Geot | 55 | 3 664 |

Nota: el signo negativo en la potencia de un proyecto significa su retiro, ya sea temporal por modernizaciones o permanente por obsolescencia.

12.3 Cancelación de la programación del CCMoín

El Ciclo Combinado Moín, que consiste en el cierre del ciclo de las unidades existentes de Moín, formaba parte de los planes de expansión anteriores.

Originalmente previsto para entrar en el 2015, fue posible posponerlo gracias a la reducción de las nuevas proyecciones de demanda. Al resultar más atractivo Pailas 2 que el CCMoín, la necesidad de este proyecto se aleja todavía más en el tiempo. Esta condición le resta interés, puesto que las turbinas existentes serán cada vez más viejas y la eficiencia económica del proyecto al montar el cierre del ciclo sobre equipo más desgastado se reduce.

Por esta razón, y por la posibilidad de introducir gas natural licuado en máquinas más grandes y eficientes, tal como se discute en posteriores secciones, se ha descartado continuar con el proyecto CCMoín.

13 RUTAS DE EXPANSION

Habiendo revisado y definido el plan de expansión en el corto plazo hasta el año 2019, se procede a esbozar las posibles rutas de expansión para el sistema eléctrico.

En la presente revisión del plan de expansión se evalúa la bondad del proyecto hidroeléctrico Diquís y la introducción de gas natural licuado (GNL) para generación termoeléctrica. Ambos han demostrado ser muy atractivos, puesto que aparecen como óptimos en varios de los planes de expansión analizados.

Estos proyectos, por su gran escala y largo período de implementación, impactan el resto del plan de expansión y requieren un tratamiento especial a través del manejo de rutas de expansión.

La decisión de hacer uno o el otro, más la opción de decidir no hacer ninguno de los dos, configuran las tres grandes rutas para la expansión futura del sistema de generación.

- **Ruta 0 – Desarrollo sin Diquís y sin GNL:**

Esta ruta supone que el país puede llenar sus necesidades energéticas de la década entrante sin recurrir a Diquís o al GNL.

Se basa en el desarrollo de una gran cantidad de proyectos renovables menores, sin capacidad de regulación significativa. No precisa identificar cada uno de ellos, porque la hipótesis subyacente es que los proyectos son similares entre ellos, tanto en características técnicas como en costos.

- **Ruta 1 – Desarrollo de Diquís:**

En esta ruta se decide ejecutar Diquís, una vez que obtenga la viabilidad social y los permisos ambientales que corresponden.

- **Ruta 2 – Introducción del GNL:**

En esta ruta se introduce el GNL para el sector eléctrico. Requiere un cambio de política energética y ambiental, puesto que es un combustible fósil importado.

Los planes resultantes de la optimización de cada una de las rutas se muestran en la Tabla 13-1.

En el Anexo 7 aparecen los planes para el escenario de demanda media, con el detalle de los proyectos hidro y eólicos que se simularon y cubriendo el período 2014-2035.

Tabla 13-1 Planes y rutas de expansión

| Año | Ruta 0 Sin Diquís y Sin GNL | | | Ruta 1 Diquís fijo 2025 | | | Ruta 2 GNL fijo 2025 | | |
|--------------|---|-------------------------------------|---------------------------------------|----------------------------|-------------------------------------|-------------------------------------|---|---|--|
| | Demanda Baja | Demanda Media | Damanda Alta | Demanda Baja | Demanda Media | Damanda Alta | Demanda Baja | Demanda Media | Damanda Alta |
| 2020 | | | Renov 200 MW | | | Renov 200 MW | | | Renov 150 MW |
| 2021 | Turbina 80 MW | Turbina 80 MW Renov 50 MW | Turbina 80 MW Renov 150 MW | Turbina 80 MW | Turbina 80 MW Renov 50 MW | Turbina 80 MW Renov 50 MW | Turbina 80 MW | Turbina 80 MW | Turbina 80 MW Renov 150 MW |
| 2022 | Turbina 80 MW | Turbina 80 MW | Turbina 80 MW Borinquen 1 | Turbina 80 MW | Turbina 80 MW | Turbina 80 MW Borinquen 1 | Turbina 80 MW | Turbina 80 MW Renov 100 MW | Turbina 80 MW Borinquen 1 |
| 2023 | Renov 50 MW | Borinquen 1 Renov 150 MW | Renov 400 MW | Renov 50 MW | Borinquen 1 Renov 150 MW | Renov 450 MW | Renov 50 MW | Borinquen 1 Renov 100 MW | Renov 400 MW |
| 2024 | Renov 50 MW | Borinquen 2 | Borinquen 2 | | Borinquen 2 | Borinquen 2 | | Borinquen 2 Renov 50 MW | Borinquen 2 |
| 2025 | Borinquen 1 Borinquen 2 Renov 50 MW | Renov 600 MW | Geotérm 275 MW | Diquís | Diquís | Diquís | CCGNL 300 MW Turbina 80 MW(-) Turbina 80 MW(-) | CCGNL 300 MW Turbina 80 MW(-) Turbina 80 MW(-) | CCGNL 300 MW Turbina 80 MW(-) Turbina 80 MW(-) Renov 100 MW Geotérm 55 MW |
| 2026 | | Geotérm 55 MW | Geotérm 55 MW | | | | | Geotérm 110 MW | Renov 150 MW Geotérm 110 MW |
| 2027 | Geotérm 110 MW | Geotérm 55 MW | Renov 100 MW | | | | Renov 50 MW | CCGNL 300 MW Geotérm 55 MW | Geotérm 55 MW |
| 2028 | Renov 100 Geotérm 55 MW | Geotérm 220 MW Renov 50 MW | Renov 300 MW Turbina Proy 3 | Renov 50 MW | | | Borinquen 1 Borinquen 2 Renov 50 MW | Renov 50 MW | Geotérm 110 MW Renov 150 MW |
| Inv | 3 025 | 3 488 | 4 152 | 3 226 | 3 569 | 4 180 | 3 022 | 3 457 | 4 190 |
| Oper | 395 | 575 | 601 | 327 | 504 | 598 | 405 | 570 | 611 |
| Falla | 2 | 15 | 24 | 1 | 9 | 19 | 3 | 16 | 23 |
| Total | 3 422 | 4 078 | 4 777 | 3 554 | 4 081 | 4 797 | 3 431 | 4 043 | 4 824 |

13.1 Observaciones sobre las rutas

13.1.1 Respaldo térmico 2021-2022

Se determinó que entre el 2018 y el 2025 es necesario ajustar la capacidad de respaldo térmico, debido al crecimiento del sistema basado en fuentes renovables. La magnitud y la fecha de este complemento dependen del escenario de la demanda y de la ruta de expansión.

Sin embargo, la principal razón para programar la adición térmica del 2021-2022 es la preparación para la introducción del GNL en el país. Esta opción requiere la instalación de una nueva central termoeléctrica, con capacidad para ser convertida rápidamente a GN y que albergue eventualmente los sistemas de descarga y almacenamiento del GNL.

Como la introducción del GNL sirve de plan alternativo para cualquiera de las rutas de desarrollo, la especificación del respaldo térmico 2021-2022 es la misma para las tres rutas de expansión.

13.1.2 Proyectos geotérmicos

Los proyectos geotérmicos son muy atractivos para formar parte del plan de expansión. Los proyectos identificados actualmente, Pailas 2, Borinquen 1 y Borinquen 2, de 55 MW cada uno, aparecen en todos los planes óptimos de las tres rutas.

El requerimiento de otros proyectos geotérmicos genéricos adicionales alcanza hasta 330 MW en la Ruta 0.

La viabilidad de poder desarrollar 330 MW en proyectos geotérmicos nuevos antes del 2028 es reducida si no se llega a un acuerdo con respecto al recurso dentro de parques nacionales.

13.1.3 Otros proyectos renovables genéricos

En todas las rutas se ha supuesto que existen abundantes proyectos renovables genéricos para atender la demanda en el período de estudio. Actualmente esos proyectos no están identificados. Es posible suponer que se tratará principalmente de desarrollos de mediano tamaño o menores, basados en diferentes fuentes renovables.

La cantidad de proyectos genéricos requeridos en las rutas 1 y 2 para los escenarios de demanda baja y media no plantea mayor reto, no así la Ruta 0, que al no disponer ni de Diquís ni del GNL, depende exclusivamente de la existencia abundante de proyectos renovables genéricos y de bajo costo.

13.1.4 Exclusión mutua Diquís-GNL

La decisión de desarrollar Diquís en la Ruta 1 hace poco atractiva económicamente la introducción del GNL antes del 2028. En forma similar, la decisión de ejecutar el proyecto de GNL dentro de la Ruta 2 hace inviable económicamente a Diquís. Solamente en los escenarios de alta demanda la coexistencia de ambos proyectos es marginalmente posible antes del 2028.

13.2 Costo comparativo de las rutas

El costo total del sistema (inversión, operación y costo de falla) fue calculado para cada uno de los planes en las tres rutas, y se resumen en la Tabla 13-2.

Tabla 13-2 Resumen del costo de las rutas

| Valor presente del costo del plan | | | | |
|--|--------------|---------------------|--------------|--------------|
| mill USD | | | | |
| Escenario de demanda | | Ruta0 | Ruta1 | Ruta2 |
| | | sin Diquís, sin GNL | Diquís 2025 | GNL 2025 |
| Demanda Baja | Inv | 3 025 | 3 226 | 3 022 |
| | Oper | 395 | 327 | 405 |
| | Falla | 2 | 1 | 3 |
| | Total | 3 422 | 3 554 | 3 431 |
| Demanda Media | Inv | 3 488 | 3 569 | 3 457 |
| | Oper | 575 | 504 | 570 |
| | Falla | 15 | 9 | 16 |
| | Total | 4 078 | 4 081 | 4 043 |
| Demanda Alta | Inv | 4 152 | 4 180 | 4 190 |
| | Oper | 601 | 598 | 611 |
| | Falla | 24 | 19 | 23 |
| | Total | 4 777 | 4 797 | 4 824 |

La diferencia de costo de las rutas es muy pequeña y no es un criterio que permita por sí solo escoger una ruta sobre la otra.

Se debe observar que la Ruta 0 está basada en proyectos renovables con alta variabilidad de producción, como fuentes eólicas e hidros a filo de agua. Posiblemente esta ruta sufra un déficit de almacenamiento y capacidad de regulación, que tendría que ser corregido haciendo inversiones adicionales que no están contempladas en el presente análisis.

13.3 Desempeño en Centro América

Para revisar el desempeño de las rutas de expansión en el sistema integrado se hicieron simulaciones dentro de la región centroamericana, suponiendo el escenario medio de demanda. Se debe notar que los resultados de estas simulaciones son muy sensibles a los supuestos que se adopten para definir el futuro entorno centroamericano. El desempeño

relativo de las rutas cambia según se suponga mayor o menor capacidad instalada en la región o el tipo de combustibles disponibles en otros países.

Se optó por evaluar las rutas suponiendo un entorno con holgura regional, para crear una condición conservadora hacia las exportaciones y que limita la valorización de excedentes. Esta evaluación es particularmente dura con las rutas 1 y 2, donde la instalación de grandes proyectos provoca una capacidad ociosa durante algunos años. También se supuso la disponibilidad de carbón y gas natural en los países de la región.

Para construir el entorno de referencia regional, se optimizó un plan donde el sistema de Costa Rica no absorbe ni entrega energía. Fue necesario definir este plan utilizando la base de datos del Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR). Por sus características especiales, no corresponde a los escenarios del GTPIR ni a los planes nacionales de cada país.

El plan de expansión resultante sin Costa Rica se muestra en la Tabla 13-3, donde se indica el nombre de los proyectos y su potencia en MW.

Tabla 13-3 Plan de expansión usado en la evaluación de las rutas

| Plan de Referencia de Centroamérica | | | | | | | | | | |
|-------------------------------------|------------------|-----|----------------|-----|-----------------|-----|--------------|-----|----------------|-----|
| Año | G U | | E S | | H O | | N I | | P A | |
| 2014 | Cristóbal | 19 | Solar | 14 | Biomasa | 38 | Larreynaga | 17 | Hidros Varias | 300 |
| | | | | | Lic Hidro | 150 | Pantasma | 12 | Eólicos Varios | 222 |
| | | | | | Eol San Marcos | 50 | Eol Riva | 40 | | |
| 2015 | Calderas a-b | 33 | | | Lic Hidro | 42 | MMV abcd | 140 | Hidros Varias | 115 |
| | Jaguar | 300 | | | Geo Platanares | 12 | Casur | 24 | | |
| | Tecuamburro | 44 | | | Eol Chinchayote | 45 | Eólico | 20 | | |
| 2016 | Hidro Priv-1 | 125 | Berlín | 5 | Carbón Cessa | 150 | Geo | 35 | Hidros Varias | 144 |
| | | | Ampl 5 Nov | 80 | Carbón Vetassa | 60 | Montelimar | 30 | | |
| | | | | | Patuca 3 | 100 | | | | |
| | | | | | Lic Hidro | 70 | | | | |
| 2017 | Hidro Peq Priv-2 | 45 | San Vicente | 40 | Cangrejal | 40 | | | Carbón | 200 |
| | | | Eol Metapán | 42 | | | | | GNL | 500 |
| | | | Chaparral | 66 | | | | | | |
| 2018 | Hidro Priv-2 | 105 | Chinameca | 52 | Tornillito | 160 | Tumarín | 253 | | |
| | | | Ampl C. Grande | 86 | Lic Geo | 23 | Piedra Puril | 15 | | |
| 2019 | | | | | Llanitos | 98 | | | GN-BLM | 160 |
| | | | | | | | | | GN-TColón | 150 |
| | | | | | | | | | Hidros Varias | 7 |
| 2020 | | | | | | | Boboké | 70 | Chan II | 214 |
| 2021 | | | | | | | | | | |
| 2022 | | | | | Patuca 2A | 150 | | | Hidro | 30 |
| 2023 | | | | | | | | | Hidro | 18 |
| 2024 | | | Carbón | 150 | | | Geos | 100 | | |
| 2025 | Serchil | 145 | | | Carbón | 500 | | | Hidro | 30 |
| 2026 | | | | | | | Salto YY | 25 | Eólicos | 106 |
| 2027 | | | | | | | Geos | 95 | | |
| 2028 | | | Carbón | 150 | | | | | | |

Para evaluar el desempeño de las rutas, se supuso que el plan regional está fijo, y que solo el plan de Costa Rica se ajusta. En el plan de Costa Rica están fijas las turbinas del 2021-2022 en todos los casos, más Diquís o el GNL, según sea la ruta.

En la etapa de ajuste de las inversiones del plan se limitó el intercambio máximo a 30 MW por frontera, mientras que en la etapa de simulación de la operación se usó una capacidad de 300 MW, con el fin limitar la dependencia energética entre sistemas y al mismo tiempo permitir los intercambios.

Los planes resultantes para cada ruta en este escenario de Centro América se muestran en la Tabla 13-4, expresados en millones de USD en valor presente para el período 2014-2028.

Tabla 13-4 Planes y rutas de expansión integradas con Centro América

| Año | Ruta 0 sinDiquís/sinGNL | Ruta 1 Diquís 2025 | Ruta 2 GNL 2025 |
|--------------|---|---|---|
| 2020 | | | |
| 2021 | Turbina 80 MW | Turbina 80 MW | Turbina 80 MW |
| 2022 | Turbina 80 MW Renov 100 MW | Turbina 80 MW Renov 150 MW Brujo 2 | Turbina 80 MW Renov 150 MW |
| 2023 | | | Renov 50 MW |
| 2024 | Borinquen 1 Borinquen 2 Renov 50 MW | | Borinquen 1 |
| 2025 | Renov 50 MW | Diquís | CCGNL 300 MW Turbina 80 MW(-) Turbina 80 MW(-) |
| 2026 | Geot 165 MW | | RC-500 |
| 2027 | Renov 100 MW | | |
| 2028 | | | CCGNL 300 MW Renov 100 MW |
| Inv | 3 267 | 3 493 | 3 359 |
| Oper | 110 | 100 | 239 |
| Falla | 0 | 0 | 0 |
| Intercambio | -36 | -74 | -137 |
| Total | 3 341 | 3 519 | 3 461 |

El costo de cada ruta incluye el costo neto de los intercambios (positivo corresponde a un egreso neto por importaciones y negativo por ingresos netos por exportaciones).

En la Tabla 13-5 se comparan los costos de las rutas calculadas para el sistema aislado y este sistema regional holgado.

Tabla 13-5 Resumen de los costos de expansión aislados e integrados

| COSTO DE LOS PLANES DE EXPANSION PARA EL SISTEMA COSTA RICA 2014-2028 | | | | | | |
|---|------------------------------|--------------|--------------|----------------------------|--------------|--------------|
| millUSD | | | | | | |
| | Optimizado y operado aislado | | | Optimizado y operado en CA | | |
| | Ruta0 | Ruta1 | Ruta2 | Ruta0 | Ruta1 | Ruta2 |
| Inversión | 3 488 | 3 569 | 3 457 | 3 267 | 3 493 | 3 359 |
| Comb+Var | 575 | 504 | 570 | 110 | 100 | 239 |
| Falla | 15 | 9 | 16 | 0 | 0 | 0 |
| Intercambio | 0 | 0 | 0 | -36 | -74 | -137 |
| Total | 4 078 | 4 081 | 4 043 | 3 341 | 3 519 | 3 461 |

Como es de esperar, la Ruta 0 es la que mejor se acomoda al escenario de Centro América, ya que al haber escogido un plan holgado en la región, no se valorizan las posibles exportaciones de las rutas 1 y 2.

13.4 Desempeño de las emisiones unitarias

Cada ruta determina un grado de utilización de los recursos renovables y de los combustibles fósiles.

Las rutas 0 y 1 se basan en fuentes renovables. No obstante, la Ruta 0, que no dispone de los beneficios de la regulación del embalse Diquís, debe recurrir más al complemento térmico.

La Ruta 2 plantea un cambio en el papel del térmico, que pasa de ser de respaldo a generación de base.

En las siguientes figuras se muestra la generación térmica esperada para cada ruta con el escenario medio de demanda³⁸.

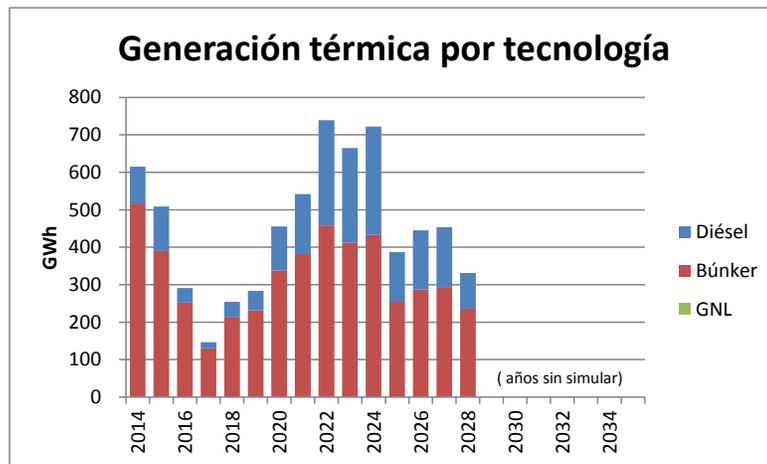


Figura 13-1 Ruta 0 Generación térmica esperada

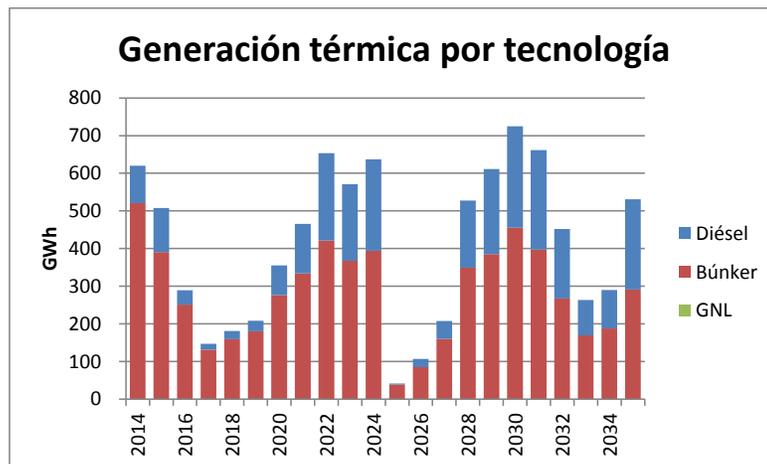


Figura 13-2 Ruta 1 Generación térmica esperada

³⁸ Las rutas 1 y 2 fueron simuladas en el período completo 2014-2035. La Ruta 0 fue simulada hasta el año 2028.

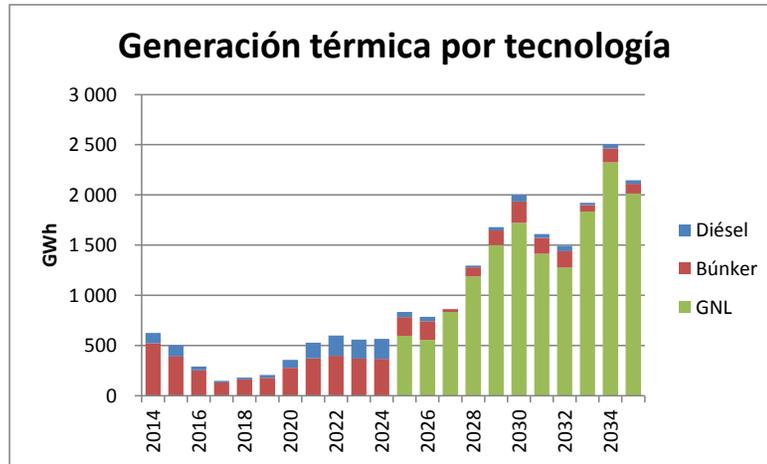


Figura 13-3 Ruta 2 Generación térmica esperada

Las emisiones equivalentes de gases de efecto invernadero se estiman aplicando índices de emisiones a cada una de las tecnologías que componen la ruta de expansión. Al dividir la cantidad de emisiones entre la generación total se obtiene el índice de emisiones unitarias del sistema. En la Figura 13-4 se comparan los índices de las rutas para el período 2014-2028.

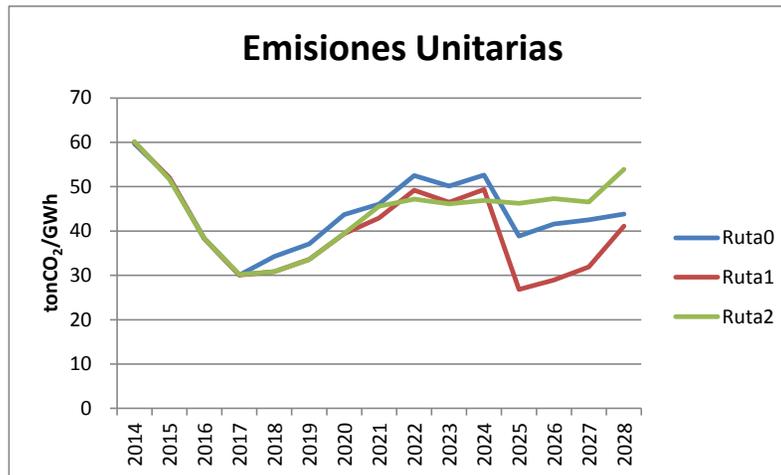


Figura 13-4 Emisiones unitarias por ruta de expansión

13.5 Flujos de caja y endeudamiento

Se comparan en forma relativa los flujos de caja y los niveles de endeudamiento que provocan cada una de las rutas. El interés es visualizar, cualitativamente, las diferencias esperables debidas a la escogencia de cada ruta.

Debido al carácter de prospección general del presente análisis, se recurre a grandes simplificaciones para facilitar el estudio y la interpretación de los resultados. Todas las plantas, existentes o futuras, se trataron bajo los mismos supuestos. En todos los casos se supuso un financiamiento del 70% de la inversión, a 17 años plazo, con un año de gracia y con una tasa del 8% anual. Los intereses durante la construcción se supusieron financiados

dentro del crédito. Se supuso que todas las plantas son de un mismo propietario (“el sistema de generación”).

El flujo de caja anual se calculó como la suma de los aportes propios de capital, amortizaciones, intereses y costos anuales operativos. Esta cifra se divide entre la energía anual generada para obtener el índice de comparación entre las tres rutas. Como es un índice simplificado que no mide el flujo contable de caja, se han omitido las cifras y las unidades en la Figura 13-5, se lo que interesa mostrar es el comportamiento anual relativo de los tres índices así calculados. La Ruta 0 se simuló hasta el año 2026.

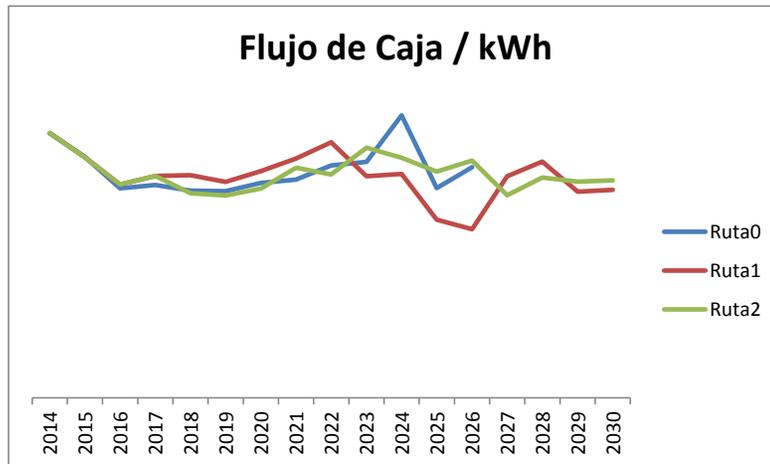


Figura 13-5 Evolución del índice del flujo de caja por unidad generada

El endeudamiento se divide entre el valor de los activos para obtener un índice de deuda/activo. El valor del activo es el costo de inversión depreciado linealmente sin valor de rescate al final de la vida útil de la planta. Como esta razón es una simplificación que no guarda relación con valores contables, se han omitido las cifras en la Figura 13-6, cuyo propósito es solo mostrar la evolución relativa de las rutas. La Ruta 0 se simuló hasta el 2026.

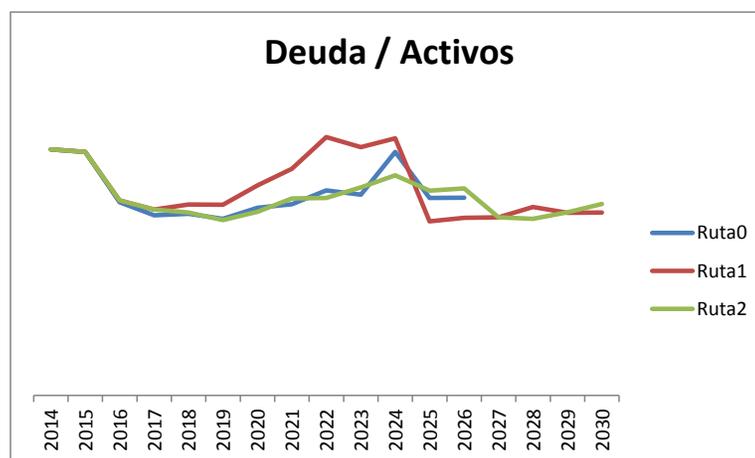


Figura 13-6 Evolución del índice del endeudamiento por unidad de activo

13.6 Necesidad estratégica de una adición térmica

En las tres rutas de expansión evaluadas bajo la presente revisión del Plan de Expansión aparece la necesidad de adicionar nueva capacidad térmica entre el 2021 y 2022. Estas plantas se justifican como complemento térmico y como la primera etapa para la introducción del GNL.

13.6.1 Función de complemento térmico

En el sistema de generación, basado en fuentes renovables, es necesario mantener un balance de recursos y tecnología, para que la matriz energética sea robusta y al mismo tiempo económica.

Las fuentes renovables experimentan por naturaleza variaciones fuera del control del operador del sistema y solo se pueden explotar con ventaja si existe algún complemento para asegurar la continuidad del servicio aun cuando las fuentes renovables disminuyen. Las plantas térmicas son las más adecuadas para dar este servicio.

Conforme aumenta la proporción de fuentes con mayor variabilidad e intermitencia, como el viento y en el futuro el solar, esta dependencia tiende a aumentar significativamente.

No disponer de la adecuada capacidad térmica eleva desmesuradamente los costos de producción, puesto que habría que realizar el respaldo usando otras tecnologías, que aunque pueden tener costos operativos bajos, tienen costos de inversión mayores.

13.6.2 Primera etapa del GNL

Las plantas térmicas previstas en todas las rutas de expansión tienen una segunda función de carácter estratégico.

Las turbinas del período 2021-2022 son la primera etapa de un eventual proyecto de introducción de gas natural en el país.

Dado que la mayor parte de los costos de la cadena de suministro de gas son fijos, la utilización del GNL solo será rentable si existe desde el principio una demanda térmica importante. Mientras el sistema no aumente su capacidad térmica y dependa exclusivamente de renovables, las necesidades térmicas serán marginales y no justifican el uso del GNL.

El papel de las turbinas como primera etapa del GNL es permitir que parte de la demanda sea cubierta con combustibles, de tal manera que cuando posteriormente se concluyan las obras de GNL, exista una demanda térmica inicial.

El proyecto de GNL, además de ser el elemento central de la Ruta 2, es parte de los planes alternativos de las rutas 0 y 1, como se explica en la sección **14.2 Planes alternativos**. Esta función estratégica de las turbinas, que permite el aprovechamiento del GNL, está presente en todas las rutas, ya sea como plan original o como plan alternativo de emergencia.

La instalación de las turbinas debe planearse para que en el futuro cercano se pueda cerrar el ciclo y convertirlas a ciclo combinado. El sitio donde se emplacen debe prever la instalación de la infraestructura del gas (almacenamiento, regasificación, distribución) y su conexión con las facilidades portuarias para la importación.

La incorporación del GNL implica un cambio del rol del térmico, que pasaría de ser usado solamente como respaldo, a ser parte de la generación base del sistema. Esta nueva condición de operación más intensa, obliga a especificar unidades grandes con muy alta eficiencia.

(esta página en blanco intencionalmente)

14 SELECCION DE LA RUTA A SEGUIR

La selección de la ruta a seguir se hace a la luz de los resultados obtenidos y de otras consideraciones estratégicas que se discuten en el presente capítulo.

14.1 Consideraciones adicionales sobre las rutas

14.1.1 Ruta 0 – Sin Diquís y sin GNL

En la Ruta 0 la demanda de energía hasta el 2028 es satisfecha recurriendo a la progresiva adición de proyectos renovables genéricos que a la fecha no están individualizados. Es posible prever que se tratará de desarrollos relativamente pequeños o medianos, sin aportes particularmente importantes en el almacenamiento de energía.

Se debe notar que la falta de almacenamiento y flexibilidad de la mayoría de los proyectos que conforman la Ruta 0, obligará a incorporar inversiones de compensación, como plantas de turbo-bombeo, instalación de capacidad redundante, etc. En el presente análisis estos costos no fueron calculados ni incluidos.

En esta ruta no es crítica la identificación precisa de los proyectos que conforman el plan de expansión, porque se supone que comparten las mismas características generales de desempeño y de costo.

La viabilidad de la Ruta 0 depende de la abundante existencia de proyectos genéricos de bajo costo. En el presente análisis se ha supuesto la disponibilidad de recursos, pero no se tiene certeza de la posibilidad de su aprovechamiento.

La Ruta 0 no demanda una decisión inmediata sobre Diquís o el GNL. Sin embargo, aunque los proyectos que la integran son de ejecución relativamente rápida, su gran número sí obliga a adoptar esta ruta con suficiente anticipación, para implementar las medidas necesarias para el desarrollo de una gran cantidad de proyectos. Por ejemplo, se debe establecer qué porción del esfuerzo será realizada por el ICE y cuánto y de qué forma participarán terceros (generadores privados independientes, empresas distribuidoras). La capacidad total requerida plantea problemas de financiamiento, capacidad de construcción, gestión de permisos ambientales, etc., que deben ser solucionados oportunamente.

La Ruta 0 necesita de 800 MW en proyectos genéricos renovables para responder a una demanda media y de 1 150 MW para atender un escenario de crecimiento alto.

El principal riesgo de esta ruta es que no exista la cantidad de proyectos con los niveles de costos que se han supuesto. Por su característica, esta ruta puede ser abortada en cualquier momento, siempre y cuando se pueda desarrollar otra ruta alternativa con suficiente tiempo.

14.1.2 Ruta 1 – Diquís en el año 2025

En la Ruta 1 el elemento más importante es la puesta en línea de Diquís en el 2025.

Diquís requiere de dos a cuatro años para completar su viabilidad socioambiental y estructurar su financiamiento, más seis años para la fase de construcción. Para disponer de su energía en el 2025 es necesario decidir adoptar la Ruta 1 inmediatamente.

La Ruta 1 implica mantener los trabajos programados para avanzar los diseños y obtener los permisos ambientales pendientes.

La viabilidad social del proyecto podría desmejorar sensiblemente si la Ruta 1 es pospuesta para el futuro.

El principal riesgo de Diquís es la complejidad de los temas ambientales y sociales, que podrían atrasar e incluso detener su desarrollo. Actualmente se está realizando una consulta indígena* y completando los estudios de factibilidad ambiental.

14.1.3 Ruta 2 – GNL en el 2025

En la Ruta 2 se persigue disponer de GNL en el año 2025.

La introducción del GNL se facilita con la instalación previa de nueva capacidad térmica. Esto se logra con las turbinas previstas en el 2021-2022, que luego son incorporadas en el ciclo combinado alimentado por el gas natural.

Si no se adopta la Ruta 2, siempre será posible desarrollar el gas natural en el futuro.

El principal riesgo de la Ruta 2 es la complejidad de los contratos de suministro de GNL.

14.2 Planes alternativos

La adopción de una ruta de expansión define el plan de expansión deseable para el mediano plazo. Sin embargo, es necesario también considerar planes alternativos, en caso que los proyectos fundamentales de la ruta sufran atrasos o tengan problemas de ejecución.

La Ruta 0 no requiere planes alternativos ejecutados en paralelo. El principal riesgo que tiene es que no se consigan suficientes proyectos genéricos a un costo atractivo. Este eventual faltante se manifestaría en forma paulatina, con un costo creciente cada vez que se agregan nuevos proyectos. Esto hace que no exista un punto de decisión definido para poner en marcha planes alternativos. En caso de detectarse en futuras revisiones del plan un

* **Nota aclaratoria posterior a la publicación:** a junio del 2014 la consulta indígena para el proyecto Diquís no se ha iniciado. A esta fecha se está realizando un proceso de análisis y discusión pública del proyecto y sus implicaciones con las comunidades no indígenas del Área de Influencia Directa y las instituciones públicas relacionadas, en el marco de preparación del Estudio de Impacto Ambiental (EsIA).

faltante de proyectos, se deberá recurrir a plantas térmicas convencionales mientras se adopta una solución definitiva usando GNL.

En la Ruta 1 existe un riesgo importante alrededor de Diquís. Por su tamaño, un atraso importante de Diquís causaría un desbalance significativo en el sistema de generación.

El principal riesgo de Diquís es no obtener oportunamente su viabilidad social. Es necesario disponer de un plan alternativo que pueda subsanar un eventual faltante de Diquís.

Se ha estimado preliminarmente que si Diquís no logra completar la fase de viabilidad social y financiera cerca del 2018, deberá suspenderse y adoptarse una nueva ruta de expansión.

Un plan alternativo basado en sustituir Diquís con proyectos genéricos menores requiere que en los primeros años se corra en forma paralela un proceso de preparación de proyectos, en áreas como estudios de factibilidad, diseños preliminares, esquemas de financiamiento, esquemas de contratación de energía, de tal forma que la gran cantidad de pequeños proyectos que sustituyan a Diquís puedan estar listos oportunamente. El costo de esta fase preparatoria podría ser significativo. Esquemáticamente este plan alternativo se ilustra en la Figura 14-1.

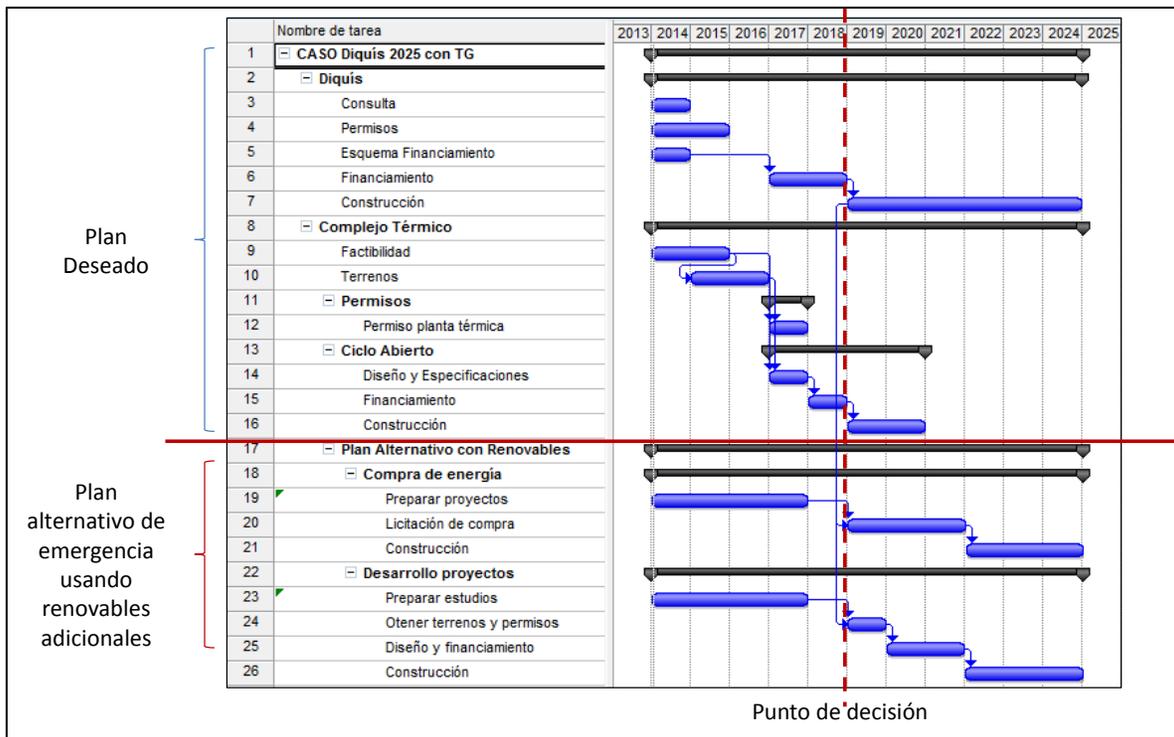


Figura 14-1 Ruta 1 con plan alternativo usando renovables

Se considera más seguro y atractivo un plan alternativo que introduzca el GNL en caso de falla de Diquís. En este plan, las turbinas de combustión previstas en el 2021-2022 se especifican y se instalan en un sitio que permita la rápida implementación de un ciclo combinado y el manejo y almacenamiento de GNL. En la Figura 14-2 se muestra un esquema del plan alternativo.

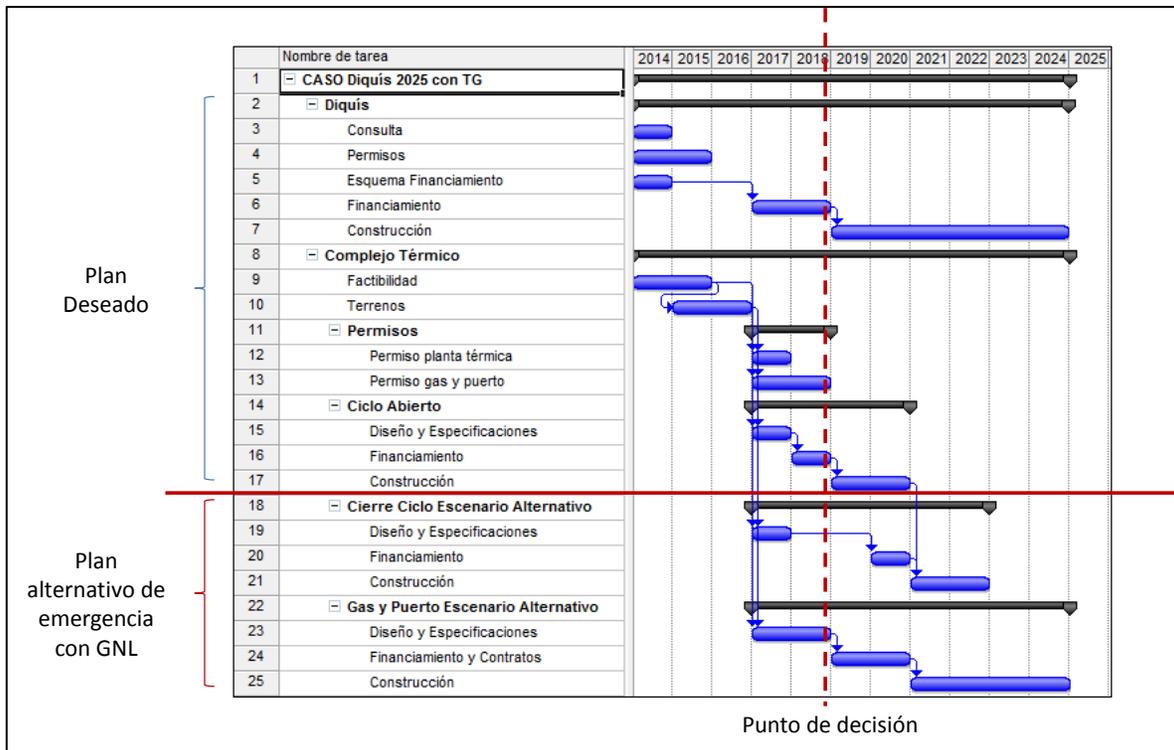


Figura 14-2 Ruta 1 con plan alternativo usando GNL

En el caso de la Ruta 2, el principal riesgo está asociado a la complejidad de los contratos de suministro de GNL. Esto sugiere que se debe desacoplar la construcción del ciclo combinado de los contratos de GNL. El plan alternativo consiste en especificar una central con combustible dual diésel/gas natural, que operaría con diésel mientras exista un atraso en la parte del gas, con un desarrollo similar al mostrado en la Figura 14-3.

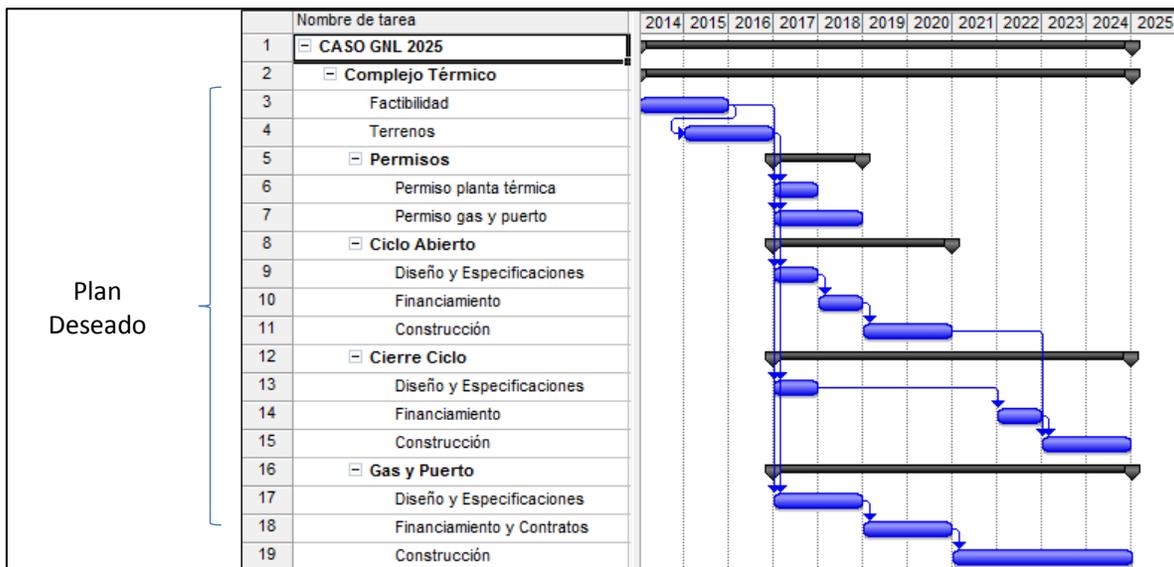


Figura 14-3 Ruta 2 con plan alternativo usando combustible dual

14.3 Ruta recomendada

Se recomienda seguir la Ruta 1, manteniendo un plan alternativo que permita introducir gas natural licuado en caso de no lograr avanzar con Diquís.

(esta página en blanco intencionalmente)

15 CARACTERISTICAS DEL PLAN RECOMENDADO

15.1 Plan recomendado 2014-2035

El Plan de Expansión Recomendado se recalculó para optimizarlo en el período 2014-2035. El plan resultante es el mostrado en la Tabla 15-1.

Tabla 15-1 Plan de Expansión Recomendado Escenario medio de demanda

| Año | Energía GWh | % crec | Pot MW | % crec | Mes | Proyecto | Fuente | Pot MW | Instalación MW |
|------|----------------|--------|-----------|--------|------------------------------|------------------------|--------|-----------|-------------------|
| | | | | | Capacidad Instalada al: 2012 | | | | 2 682 |
| 2013 | | | | | 7 | Tacares | Hidro | 7 | 2 689 |
| | | | | | 12 | Balsa Inferior | Hidro | 38 | 2 727 |
| 2014 | 10 789 | | 1 688 | | 7 | Cachí | Hidro | -105 | 2 622 |
| | | | | | 11 | Cachí 2 | Hidro | 158 | 2 780 |
| 2015 | 11 278 | 4.5% | 1 757 | 4.1% | 1 | Chucás | Hidro | 50 | 2 830 |
| | | | | | 2 | Torito | Hidro | 50 | 2 880 |
| | | | | | 3 | Anonos | Hidro | 4 | 2 883 |
| | | | | | 3 | Río Macho | Hidro | -120 | 2 763 |
| | | | | | 3 | Río Macho 2 | Hidro | 140 | 2 903 |
| | | | | | 7 | Chiripa | Eólic | 50 | 2 953 |
| 2016 | 11 786 | 4.5% | 1 827 | 4.0% | 1 | Capulín | Hidro | 49 | 3 002 |
| | | | | | 1 | La Joya 2 | Hidro | 64 | 3 066 |
| | | | | | 1 | La Joya | Hidro | -50 | 3 016 |
| | | | | | 1 | Eólico Cap1 Conc 1a | Eólic | 50 | 3 066 |
| | | | | | 1 | Orosí | Eólic | 50 | 3 116 |
| | | | | | 5 | Reventazón | Hidro | 292 | 3 408 |
| | | | | | 10 | Reventazón Minicentral | Hidro | 14 | 3 422 |
| 2017 | 12 317 | 4.5% | 1 891 | 3.5% | 1 | Eólico Cap1 Conc 1b | Eólic | 50 | 3 472 |
| | | | | | 1 | Eólico Cap1 Conc 2 | Eólic | 20 | 3 492 |
| | | | | | 1 | Hidro Cap1 Conc 1 | Hidro | 37 | 3 529 |
| | | | | | 1 | Hidro Cap1 Conc 2 | Hidro | 50 | 3 579 |
| | | | | | 6 | Moín 1 | Térm | -20 | 3 559 |
| | | | | | | | | | |
| 2018 | 12 873 | 4.5% | 1 971 | 4.2% | 1 | Renov 50 MW | Renov | 50 | 3 609 |
| 2019 | 13 451 | 4.5% | 2 051 | 4.1% | 1 | Pailas 2 | Geot | 55 | 3 664 |
| 2020 | 14 054 | 4.5% | 2 126 | 3.6% | | | | | 3 664 |
| 2021 | 14 680 | 4.5% | 2 206 | 3.8% | 1 | Turbina Proy 1 | Térm | 80 | 3 744 |
| | | | | | 1 | Renov 50 MW | Renov | 50 | 3 794 |
| 2022 | 15 330 | 4.4% | 2 297 | 4.1% | 1 | Turbina Proy 2 | Térm | 80 | 3 874 |
| 2023 | 16 003 | 4.4% | 2 382 | 3.7% | 1 | Borinquen 1 | Geot | 55 | 3 929 |
| | | | | | 1 | Renov 150 MW | Renov | 150 | 4 079 |
| 2024 | 16 698 | 4.3% | 2 479 | 4.0% | 1 | Borinquen 2 | Geot | 55 | 4 134 |
| 2025 | 17 417 | 4.3% | 2 564 | 3.4% | 1 | Diquís | Hidro | 623 | 4 757 |
| | | | | | 1 | Diquís Minicentral | Hidro | 27 | 4 784 |
| 2026 | 18 155 | 4.2% | 2 660 | 3.7% | | | | | 4 784 |
| 2027 | 18 914 | 4.2% | 2 756 | 3.6% | | | | | 4 784 |
| 2028 | 19 691 | 4.1% | 2 858 | 3.7% | | | | | 4 784 |
| 2029 | 20 488 | 4.0% | 2 949 | 3.2% | 1 | Renov 150 MW | Renov | 150 | 4 934 |
| 2030 | 21 301 | 4.0% | 3 066 | 4.0% | 1 | Geotérm 55 MW | Geot | 55 | 4 989 |
| 2031 | 22 130 | 3.9% | 3 173 | 3.5% | 1 | Geotérm 110 MW | Geot | 110 | 5 099 |
| 2032 | 22 975 | 3.8% | 3 291 | 3.7% | 1 | Renov 150 MW | Renov | 150 | 5 249 |
| | | | | | 1 | Geotérm 165 MW | Geot | 165 | 5 414 |
| 2033 | 23 832 | 3.7% | 3 403 | 3.4% | 1 | Renov 400 MW | Renov | 400 | 5 814 |
| 2034 | 24 704 | 3.7% | 3 526 | 3.6% | 1 | Renov 150 MW | Renov | 150 | 5 964 |
| 2035 | 25 589 | 3.6% | 3 649 | 3.5% | 1 | Turbina 160 MW | Térm | 160 | 6 124 |

Este plan corresponde al programa de obras para atender el escenario medio de demanda. El valor presente del plan para el período 2014-2035 es 5 586 millUSD, de los cuales 4 975 millUSD corresponden al costo de inversión, 595 millUSD al costo operativo y 15 millUSD al costo de energía no suministrada.

En el Anexo A7 se muestra el detalle de los proyectos renovables que se simularon en el Plan de Expansión de Referencia.

15.2 Capacidad instalada y generación

El crecimiento esperado de la capacidad instalada puede verse en la Figura 15-1. Hacia el final del período la capacidad instalada alcanza los 6 124 MW, con una tasa de crecimiento anual del 4.0% entre el 2011 y el 2024.

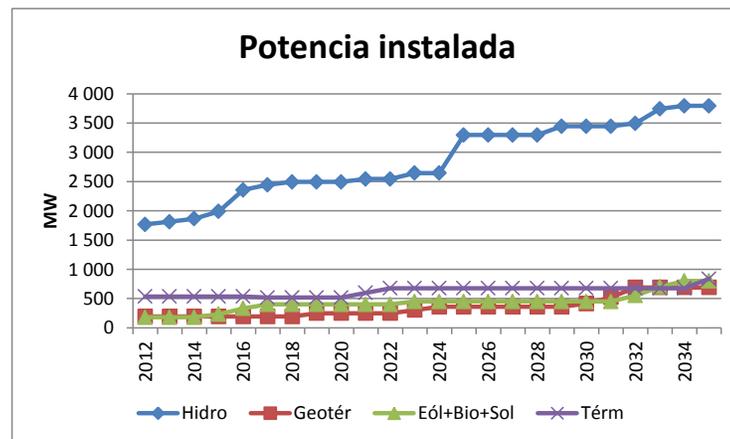


Figura 15-1 Capacidad instalada por fuente

En la Tabla 15-2 se muestra el porcentaje de capacidad instalada total de las diferentes fuentes en el período 2014-2035.

Tabla 15-2 Composición por fuente de la nueva capacidad

| CAPACIDAD INSTALADA EFECTIVA | | | | | | | | | | |
|------------------------------|-------|--------|-------------|------|-------|-------|--------|-------------|------|-------|
| Año | MW | | | | | % | | | | |
| | Hidro | Geotér | Eól+Bio+Sol | Térm | Total | Hidro | Geotér | Eól+Bio+Sol | Térm | Total |
| 2012 | 1 768 | 195 | 182 | 537 | 2 682 | 66% | 7% | 7% | 20% | 100% |
| 2013 | 1 813 | 195 | 182 | 537 | 2 727 | 66% | 7% | 7% | 20% | 100% |
| 2014 | 1 866 | 195 | 182 | 537 | 2 780 | 67% | 7% | 7% | 19% | 100% |
| 2015 | 1 990 | 195 | 232 | 537 | 2 953 | 67% | 7% | 8% | 18% | 100% |
| 2016 | 2 358 | 195 | 332 | 537 | 3 422 | 69% | 6% | 10% | 16% | 100% |
| 2017 | 2 445 | 195 | 402 | 518 | 3 559 | 69% | 5% | 11% | 15% | 100% |
| 2018 | 2 495 | 195 | 402 | 518 | 3 609 | 69% | 5% | 11% | 14% | 100% |
| 2019 | 2 495 | 250 | 402 | 518 | 3 664 | 68% | 7% | 11% | 14% | 100% |
| 2020 | 2 495 | 250 | 402 | 518 | 3 664 | 68% | 7% | 11% | 14% | 100% |
| 2021 | 2 545 | 250 | 402 | 598 | 3 794 | 67% | 7% | 11% | 16% | 100% |
| 2022 | 2 545 | 250 | 402 | 678 | 3 874 | 66% | 6% | 10% | 17% | 100% |
| 2023 | 2 645 | 305 | 452 | 678 | 4 079 | 65% | 7% | 11% | 17% | 100% |
| 2024 | 2 645 | 360 | 452 | 678 | 4 134 | 64% | 9% | 11% | 16% | 100% |
| 2025 | 3 295 | 360 | 452 | 678 | 4 784 | 69% | 8% | 9% | 14% | 100% |
| 2026 | 3 295 | 360 | 452 | 678 | 4 784 | 69% | 8% | 9% | 14% | 100% |
| 2027 | 3 295 | 360 | 452 | 678 | 4 784 | 69% | 8% | 9% | 14% | 100% |
| 2028 | 3 295 | 360 | 452 | 678 | 4 784 | 69% | 8% | 9% | 14% | 100% |
| 2029 | 3 445 | 360 | 452 | 678 | 4 934 | 70% | 7% | 9% | 14% | 100% |
| 2030 | 3 445 | 415 | 452 | 678 | 4 989 | 69% | 8% | 9% | 14% | 100% |
| 2031 | 3 445 | 525 | 452 | 678 | 5 099 | 68% | 10% | 9% | 13% | 100% |
| 2032 | 3 495 | 690 | 552 | 678 | 5 414 | 65% | 13% | 10% | 13% | 100% |
| 2033 | 3 745 | 690 | 702 | 678 | 5 814 | 64% | 12% | 12% | 12% | 100% |
| 2034 | 3 795 | 690 | 802 | 678 | 5 964 | 64% | 12% | 13% | 11% | 100% |
| 2035 | 3 795 | 690 | 802 | 838 | 6 124 | 62% | 11% | 13% | 14% | 100% |

La generación esperada del período 2014-2035, por fuente de energía, será 74% hidroeléctrica, 15% geotérmica y un 9% de fuentes eólicas, biomásicas y solares. El térmico, usado solo como complemento de las renovables, cubrirá el 2% de la generación total, como se muestra en la Figura 15-2. La Tabla 15-3 contiene la generación esperada anual.

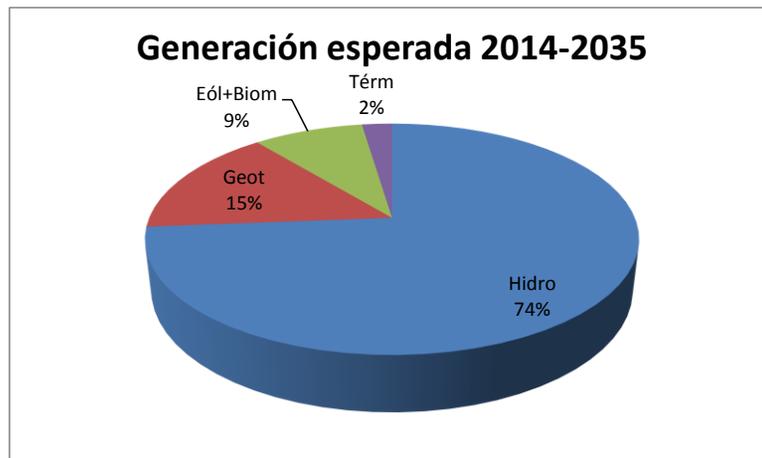
**Figura 15-2 Porcentaje de generación por fuente 2014-2035**

Tabla 15-3 Generación esperada por fuente

| Generación anual esperada | | | | | | | | | | |
|---------------------------|--------|--------|-------------|------|--------|-------|--------|-------------|------|-------|
| Año | GWh | | | | | % | | | | |
| | Hidro | Geotér | Eól+Bio+Sol | Térm | Total | Hidro | Geotér | Eól+Bio+Sol | Térm | Total |
| 2014 | 8 102 | 1 523 | 544 | 620 | 10 789 | 75% | 14% | 5% | 6% | 100% |
| 2015 | 8 657 | 1 491 | 622 | 508 | 11 277 | 77% | 13% | 6% | 5% | 100% |
| 2016 | 9 041 | 1 365 | 1 090 | 289 | 11 785 | 77% | 12% | 9% | 2% | 100% |
| 2017 | 9 541 | 1 316 | 1 314 | 147 | 12 317 | 77% | 11% | 11% | 1% | 100% |
| 2018 | 10 075 | 1 290 | 1 326 | 181 | 12 872 | 78% | 10% | 10% | 1% | 100% |
| 2019 | 10 183 | 1 698 | 1 362 | 208 | 13 451 | 76% | 13% | 10% | 2% | 100% |
| 2020 | 10 633 | 1 760 | 1 302 | 355 | 14 051 | 76% | 13% | 9% | 3% | 100% |
| 2021 | 11 100 | 1 786 | 1 326 | 466 | 14 678 | 76% | 12% | 9% | 3% | 100% |
| 2022 | 11 581 | 1 820 | 1 272 | 653 | 15 326 | 76% | 12% | 8% | 4% | 100% |
| 2023 | 11 730 | 2 225 | 1 473 | 571 | 15 999 | 73% | 14% | 9% | 4% | 100% |
| 2024 | 11 940 | 2 645 | 1 474 | 637 | 16 696 | 72% | 16% | 9% | 4% | 100% |
| 2025 | 13 575 | 2 333 | 1 467 | 41 | 17 417 | 78% | 13% | 8% | 0% | 100% |
| 2026 | 14 118 | 2 447 | 1 484 | 106 | 18 155 | 78% | 13% | 8% | 1% | 100% |
| 2027 | 14 625 | 2 539 | 1 541 | 208 | 18 913 | 77% | 13% | 8% | 1% | 100% |
| 2028 | 15 110 | 2 615 | 1 437 | 527 | 19 689 | 77% | 13% | 7% | 3% | 100% |
| 2029 | 15 732 | 2 631 | 1 507 | 611 | 20 481 | 77% | 13% | 7% | 3% | 100% |
| 2030 | 16 028 | 3 072 | 1 470 | 725 | 21 296 | 75% | 14% | 7% | 3% | 100% |
| 2031 | 15 985 | 3 928 | 1 546 | 661 | 22 121 | 72% | 18% | 7% | 3% | 100% |
| 2032 | 15 552 | 5 106 | 1 859 | 452 | 22 969 | 68% | 22% | 8% | 2% | 100% |
| 2033 | 16 241 | 4 947 | 2 375 | 263 | 23 827 | 68% | 21% | 10% | 1% | 100% |
| 2034 | 16 701 | 5 041 | 2 662 | 290 | 24 694 | 68% | 20% | 11% | 1% | 100% |
| 2035 | 17 240 | 5 157 | 2 658 | 530 | 25 585 | 67% | 20% | 10% | 2% | 100% |

Es importante señalar que la generación hidroeléctrica, así como la térmica por su carácter de complemento de la primera, dependen de las condiciones climáticas que se presenten, y en ese sentido, los valores dados en la Tabla 15-3 son “esperados”, es decir, corresponden a un promedio de 47 escenarios hidrológicos analizados mediante el modelo de simulación SDDP.

En el Anexo A1 se muestra la generación esperada para cada una de las plantas del sistema interconectado. El Anexo A2 muestra el consumo de combustibles esperado para cada una de las plantas térmicas y el Anexo A3 calcula el costo operativo unitario de las plantas térmicas.

Estas proyecciones son estimaciones para planeamiento de largo plazo. Pronósticos detallados del corto plazo son elaborados por el Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) para planeamiento operativo.

15.3 Déficit de energía

La energía no servida para las 47 series hidrológicas se muestra en Figura 15-3, como porcentaje de la demanda mensual. Los déficit mostrados en esta figura cumplen con el criterio de confiabilidad explicado en la sección **9.5 Criterio de confiabilidad**.

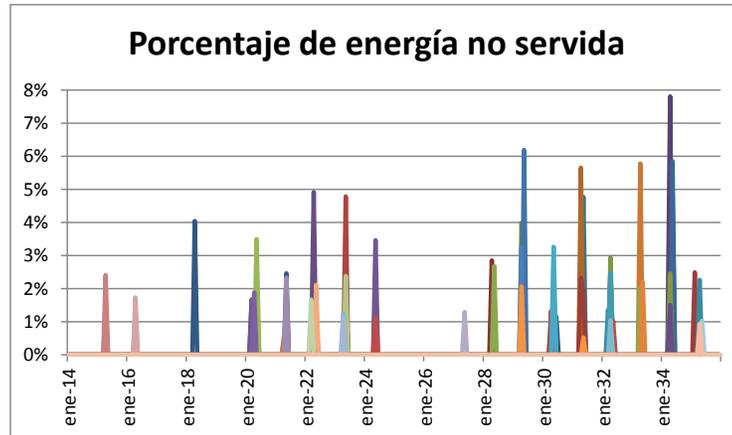


Figura 15-3 Déficit de energía mensual por serie hidrológica

Se observa que en el corto plazo el plan es robusto y tiene una holgura, que se manifiesta en las pocas ocurrencias de déficit. También se puede notar la holgura que se produce con la entrada en operación de Reventazón y Diquís, en el 2016 y 2025 respectivamente.

15.4 Emisiones

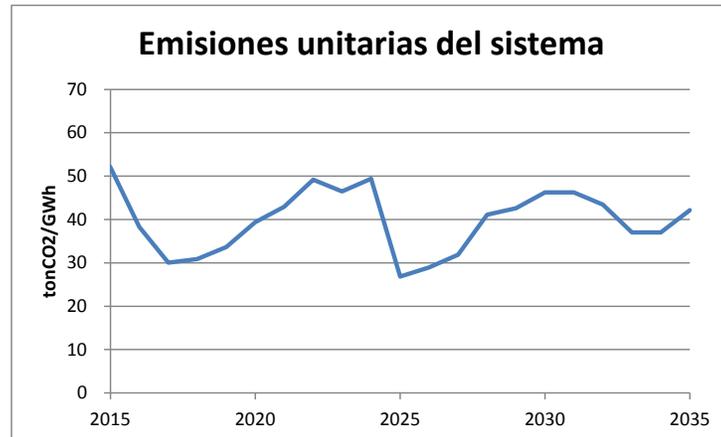
Las emisiones del sistema dependen de la composición y utilización del parque generador.

Para calcular las emisiones de CO₂-equivalente se recurre a coeficientes medios por tecnología³⁹. Para las tecnologías relevantes y presentes en el plan de expansión, las emisiones se calculan usando los índices de la Tabla 7-3. Con estos coeficientes y la generación por tipo de tecnología se calcula el índice de emisiones para el sistema de generación. Los datos y los resultados se muestran en la Tabla 15-4. El comportamiento anual de las emisiones se ilustra en la Figura 15-4, donde se observa el impacto de los proyectos Reventazón y Diquís, que resultan muy eficaces para reducir el nivel de emisiones del sistema de generación.

³⁹ Inventario de Gases de Efecto Invernadero del Sistema Eléctrico Nacional. Año 2012. CENPE. Marzo 2013.

Tabla 15-4 Cálculo de emisiones de CO₂equivalente

| Año | Generación | | | | | | | Emisiones | | | | | | | Emisiones Unitarias tonCO ₂ /GWh |
|------|------------|-------|-------|-------|-----|-------|--------|------------------------------------|-------|------|-------|-----|-------|-------|--|
| | GWh | | | | | | | miles de ton CO ₂ equiv | | | | | | | |
| | Hidro | Eólic | Geot | TurbD | MMV | CCGNL | Total | Hidro | Eólic | Geot | TurbD | MMV | CCGNL | Total | |
| 2014 | 8 102 | 544 | 1 523 | 100 | 520 | 0 | 10 789 | 138 | 1 | 137 | 60 | 312 | 0 | 647 | 60 |
| 2015 | 8 657 | 622 | 1 491 | 117 | 391 | 0 | 11 277 | 147 | 1 | 134 | 70 | 234 | 0 | 587 | 52 |
| 2016 | 9 041 | 1 090 | 1 365 | 39 | 251 | 0 | 11 785 | 154 | 1 | 123 | 23 | 150 | 0 | 451 | 38 |
| 2017 | 9 541 | 1 314 | 1 316 | 16 | 131 | 0 | 12 317 | 162 | 1 | 118 | 9 | 79 | 0 | 370 | 30 |
| 2018 | 10 075 | 1 326 | 1 290 | 22 | 159 | 0 | 12 872 | 171 | 1 | 116 | 13 | 95 | 0 | 397 | 31 |
| 2019 | 10 183 | 1 362 | 1 698 | 28 | 180 | 0 | 13 451 | 173 | 1 | 153 | 17 | 108 | 0 | 452 | 34 |
| 2020 | 10 633 | 1 302 | 1 760 | 79 | 276 | 0 | 14 051 | 181 | 1 | 158 | 47 | 166 | 0 | 554 | 39 |
| 2021 | 11 100 | 1 326 | 1 786 | 132 | 334 | 0 | 14 678 | 189 | 1 | 161 | 79 | 200 | 0 | 630 | 43 |
| 2022 | 11 581 | 1 272 | 1 820 | 232 | 421 | 0 | 15 326 | 197 | 1 | 164 | 139 | 253 | 0 | 754 | 49 |
| 2023 | 11 730 | 1 473 | 2 225 | 204 | 367 | 0 | 15 999 | 199 | 1 | 200 | 122 | 220 | 0 | 744 | 46 |
| 2024 | 11 940 | 1 474 | 2 645 | 244 | 394 | 0 | 16 696 | 203 | 1 | 238 | 146 | 236 | 0 | 825 | 49 |
| 2025 | 13 575 | 1 467 | 2 333 | 3 | 38 | 0 | 17 417 | 231 | 1 | 210 | 2 | 23 | 0 | 467 | 27 |
| 2026 | 14 118 | 1 484 | 2 447 | 22 | 85 | 0 | 18 155 | 240 | 1 | 220 | 13 | 51 | 0 | 526 | 29 |
| 2027 | 14 625 | 1 541 | 2 539 | 48 | 160 | 0 | 18 913 | 249 | 2 | 229 | 29 | 96 | 0 | 603 | 32 |
| 2028 | 15 110 | 1 437 | 2 615 | 178 | 349 | 0 | 19 689 | 257 | 1 | 235 | 107 | 209 | 0 | 810 | 41 |
| 2029 | 15 732 | 1 507 | 2 631 | 226 | 385 | 0 | 20 481 | 267 | 2 | 237 | 136 | 231 | 0 | 872 | 43 |
| 2030 | 16 028 | 1 470 | 3 072 | 270 | 455 | 0 | 21 296 | 272 | 1 | 277 | 162 | 273 | 0 | 986 | 46 |
| 2031 | 15 985 | 1 546 | 3 928 | 264 | 397 | 0 | 22 121 | 272 | 2 | 354 | 158 | 238 | 0 | 1 024 | 46 |
| 2032 | 15 552 | 1 859 | 5 106 | 185 | 267 | 0 | 22 969 | 264 | 2 | 460 | 111 | 160 | 0 | 997 | 43 |
| 2033 | 16 241 | 2 375 | 4 947 | 94 | 169 | 0 | 23 827 | 276 | 2 | 445 | 56 | 102 | 0 | 882 | 37 |
| 2034 | 16 701 | 2 662 | 5 041 | 102 | 188 | 0 | 24 694 | 284 | 3 | 454 | 61 | 113 | 0 | 914 | 37 |
| 2035 | 17 240 | 2 658 | 5 157 | 239 | 291 | 0 | 25 585 | 293 | 3 | 464 | 144 | 175 | 0 | 1 078 | 42 |

Figura 15-4 Índice unitario de emisiones de CO₂-equivalente

15.5 Costos marginales de corto plazo

Un aspecto importante en cuanto a los resultados de la modelación de los planes de expansión son los costos marginales de corto plazo (CMCP). La Figura 15-5 muestra los costos marginales promedio mensuales para el Plan Recomendado obtenidos por el SDDP. El valor promedio para el horizonte 2014-2035 es de USD70.4/MWh.

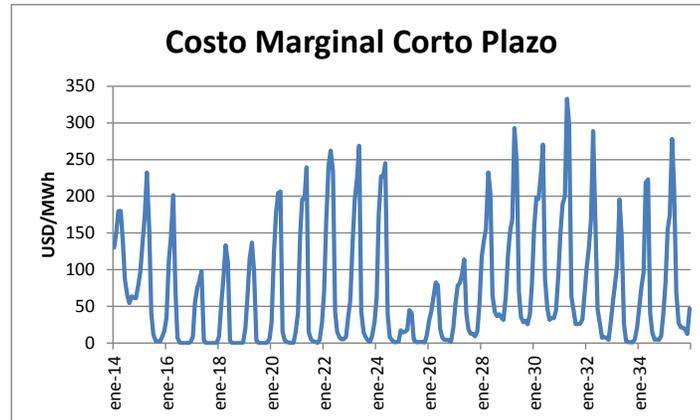


Figura 15-5 Costo Marginal de Corto Plazo

El CMCP exhibe dos depresiones por la entrada en operación de Reventazón en el 2016 y de Diquís en el 2025. También es fácil observar el claro patrón estacional provocado por el alto componente hidroeléctrico. Reagrupando los CMCP por períodos mensuales se obtienen los valores medios mensuales de la Figura 15-6. Obsérvese la gran volatilidad entre el CMCP de época seca contrastado contra el de época húmeda.

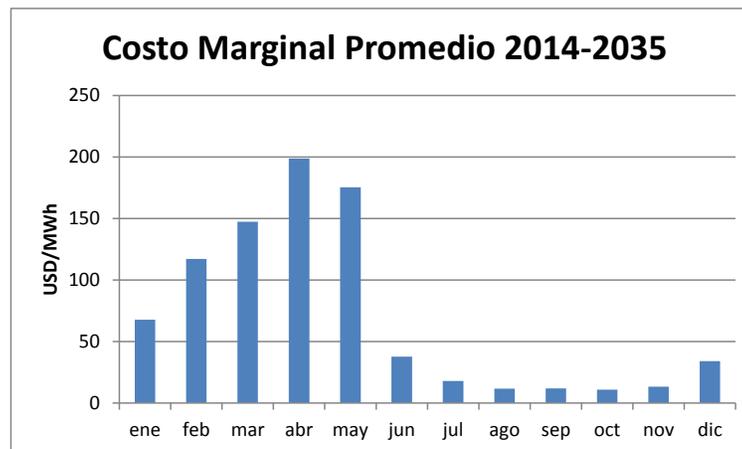


Figura 15-6 Costos Marginales de Corto Plazo Promedio Mensual

15.6 Costos marginales de largo plazo de generación

La estimación del costo marginal promedio de largo plazo de generación se calcula de forma práctica con el concepto del costo incremental promedio de largo plazo de generación (CILP). Este valor indica el costo medio que a largo plazo representa atender un incremento unitario de demanda en el sistema de generación.

El cálculo del CILP se realiza bajo el siguiente procedimiento:

- Se proyecta la demanda a abastecer en el período de expansión considerado.
- Se determina el Plan de Expansión, entendiéndose este último como el programa de costo mínimo de obras y proyectos de generación necesarios para cubrir el

crecimiento de la demanda de electricidad proyectada y que cumple con los criterios de confiabilidad.

- Utilizando un modelo de despacho hidrotérmico, en este caso el SDDP, se calcula un despacho optimizado, de donde se obtienen los costos variables de operación y mantenimiento, y los costos de falla del sistema para cada uno de los años analizados.
- Se calcula el costo total anual como la suma del costo de inversión anualizado de las obras contempladas en el Plan de Expansión, incluyendo sus cargos fijos de operación y mantenimiento, los costos variables de operación y mantenimiento, los costos de combustibles, y el costo de falla.

El costo incremental de largo plazo se calcula mediante la siguiente fórmula:

$$CILP = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{\Delta C_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{\Delta D_t}{(1+i)^t}}$$

donde ΔC_t representa la variación del costo total del año t respecto al año t-1, y ΔD_t representa la variación de la energía demandada, del año t respecto al año t-1

Este es el costo de producción del kWh marginal para el sistema eléctrico en su conjunto. Para el cálculo anterior es importante realizar un análisis de largo plazo, para que los costos de inversión queden correctamente reflejados.

La Tabla 15-5 muestra el cálculo del CILP, considerando precios de mercado de diciembre del 2012, que resulta ser USD139/MWh, si se considera el período 2014-2035.

Tabla 15-5 Costo Incremental de Largo Plazo
CALCULO DEL COSTO INCREMENTAL DE LARGO PLAZO

| Nivel de Precios Año: dic-12 | | | | | | | | | | | |
|---|--------------|--------------------|---|---------------------|------------------|------------------|-------------------|------------------------|-------------------------|------------------------|--|
| Año | Demanda | | Costos Fijos Oper. e Inver. mill.\$ | Costos Variables | | | Costo Total | | Curva de Costo Ajustada | | |
| | Total GWh | Incremental GWh | | Comb+O&M mill.\$ | Falla mill.\$ | Total mill.\$ | Annual mill.\$ | Incremental mill.\$ | Total mill.\$ | Incremental mill.\$ | |
| 2014 | 10 789 | | 43 | 102.79 | 0.00 | 102.80 | 145 | | 197 | | |
| 2015 | 11 278 | 489 | 127 | 88.00 | 0.91 | 88.92 | 216 | 70 | 274 | 77 | |
| 2016 | 11 786 | 508 | 399 | 47.41 | 0.65 | 48.06 | 447 | 231 | 351 | 77 | |
| 2017 | 12 317 | 532 | 484 | 23.82 | 0.00 | 23.82 | 508 | 61 | 429 | 78 | |
| 2018 | 12 873 | 556 | 511 | 30.34 | 1.40 | 31.74 | 542 | 34 | 508 | 79 | |
| 2019 | 13 451 | 578 | 562 | 35.83 | 0.01 | 35.84 | 597 | 55 | 588 | 80 | |
| 2020 | 14 054 | 603 | 562 | 66.79 | 3.27 | 70.06 | 632 | 34 | 669 | 82 | |
| 2021 | 14 680 | 627 | 604 | 92.23 | 2.02 | 94.24 | 698 | 66 | 753 | 83 | |
| 2022 | 15 330 | 650 | 619 | 137.27 | 3.93 | 141.20 | 760 | 62 | 838 | 85 | |
| 2023 | 16 003 | 673 | 751 | 122.58 | 4.68 | 127.26 | 878 | 118 | 925 | 87 | |
| 2024 | 16 698 | 696 | 802 | 141.95 | 2.50 | 144.45 | 946 | 68 | 1 015 | 90 | |
| 2025 | 17 417 | 718 | 1 261 | 7.53 | 0.00 | 7.53 | 1 268 | 322 | 1 107 | 92 | |
| 2026 | 18 155 | 738 | 1 261 | 21.89 | 0.04 | 21.92 | 1 283 | 14 | 1 203 | 95 | |
| 2027 | 18 914 | 758 | 1 261 | 44.30 | 0.36 | 44.66 | 1 305 | 23 | 1 301 | 98 | |
| 2028 | 19 691 | 777 | 1 261 | 123.37 | 2.38 | 125.75 | 1 386 | 81 | 1 403 | 102 | |
| 2029 | 20 488 | 797 | 1 342 | 148.90 | 8.90 | 157.80 | 1 500 | 114 | 1 509 | 106 | |
| 2030 | 21 301 | 813 | 1 393 | 180.79 | 4.44 | 185.24 | 1 578 | 78 | 1 618 | 109 | |
| 2031 | 22 130 | 829 | 1 495 | 170.03 | 11.16 | 181.19 | 1 676 | 98 | 1 731 | 113 | |
| 2032 | 22 975 | 845 | 1 729 | 118.94 | 5.80 | 124.74 | 1 853 | 177 | 1 849 | 118 | |
| 2033 | 23 832 | 857 | 1 945 | 68.48 | 6.41 | 74.88 | 2 020 | 166 | 1 972 | 122 | |
| 2034 | 24 704 | 873 | 2 026 | 76.29 | 16.01 | 92.30 | 2 118 | 98 | 2 099 | 127 | |
| 2035 | 25 589 | 884 | 2 056 | 150.56 | 4.05 | 154.61 | 2 210 | 92 | 2 231 | 132 | |
| Valor Presente | | | | | | | | | | | |
| Tasa de actualización: 12% | | | Año inicial: 2014 | | | Año final: 2035 | | | | | |
| 4 728 | | 4 975 | | 595 | | 15 | | 610 | | 5 586 | |
| Costo Incremental de Largo Plazo con curva de costos ajustada | | | | | | | | | CILP: 0.13913 | | |

Es importante recalcar que el supuesto básico para la aplicación de los principios marginalistas es que exista un balance óptimo de oferta-demanda, condición que normalmente no se presenta.

La utilización del CILP como parámetro tarifario presenta problemas de definición. La imposibilidad de cumplir todos los supuestos de la teoría marginalista hace que el cálculo de este parámetro produzca resultados inestables. En la Figura 15-7 se muestra cómo fluctúa el CILP según sea el período que se tome en consideración y si se usan los datos crudos de costo o una curva suavizada de mejor ajuste.

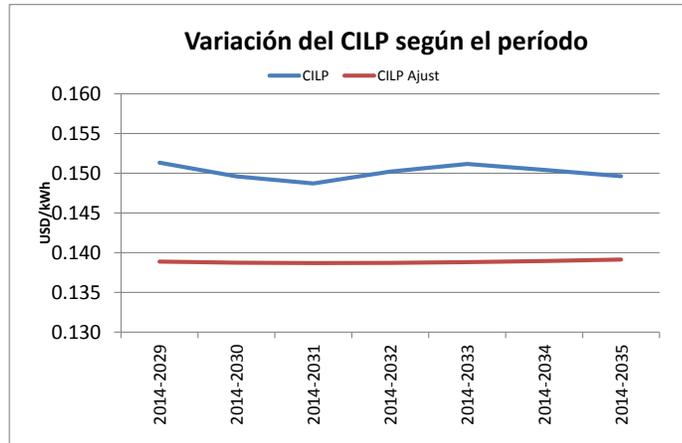


Figura 15-7 Variación del CILP según el período considerado

El CILP representa un promedio del costo de generación a largo plazo, incluyendo todos los diferentes tipos de proyectos del Plan de Expansión, tales como proyectos hidroeléctricos de embalse, proyectos hidroeléctricos de filo de agua, proyectos térmicos, proyectos geotérmicos, etc. El costo o beneficio de un proyecto particular no puede obtenerse directamente del CILP, pues dependerá de la contribución que ese proyecto haga al sistema de acuerdo a su patrón de generación.

Aunque no se recomienda su utilización para estudios de detalle, el CILP puede usarse con cautela en estudios muy preliminares.

15.6.1 Estructura estacional

Para estimar la variación estacional y horaria de los costos de la energía, se utilizan los costos marginales de corto plazo. Para ese efecto se ha considerado la estructura horaria-estacional mostrada en la Tabla 15-6.

Tabla 15-6 Definición de los períodos horario-estacionales

| ESTRUCTURA ESTACIONAL | | | |
|-----------------------|----------------------------|----------------------------|-------------|
| Temporada Alta | Ene-May | | |
| Temporada Baja | Jun-Dic | | |
| ESTRUCTURA HORARIA | | | |
| | Punta | Media Punta | Fuera Punta |
| Horario | | | |
| Día hábil | 10:00-12:30 17:30-20:00 | 06:00-10:00 12:30-17:30 | 20:00-06:00 |
| Fin Semana | | 06:00-20:00 | 20:00-06:00 |
| Horas por día | | | |
| Día hábil | 5 | 9 | 10 |
| Fin Semana | 0 | 14 | 10 |
| Horas por semana | 25 | 73 | 70 |

Los costos marginales de corto plazo del plan de expansión recomendado se han promediado para cada una de las bandas horario-estacionales del período 2014-2035 y se muestran en la Tabla 15-7. Según la teoría económica, la remuneración que por energía deberían recibir las plantas que son despachadas en un hipotético mercado perfecto resulta de la multiplicación de su generación por el costo marginal de corto plazo.

Tabla 15-7 Costos marginales de demanda

| Costo Marginal de Demanda | | | | |
|----------------------------------|-------|-------------|-------------|----------|
| USD/MWh | | | | |
| Período | Punta | Media Punta | Fuera Punta | Promedio |
| Estación alta (enero-may) | 134.8 | 134.0 | 103.3 | 129.1 |
| Estación baja (Jun-Dic) | 18.5 | 17.7 | 16.5 | 17.7 |
| Anual | 66.9 | 66.1 | 52.7 | 64.1 |

Cuando la instalación de un sistema tiene reservas de capacidad para cumplir con criterios de confiabilidad, se debe agregar un reconocimiento de la potencia disponible. Para evaluaciones muy preliminares de los proyectos de generación se puede utilizar el costo marginal de potencia estimado en la Tabla 15-8, de USD150.38/kW-año.

Para estimar el costo marginal de potencia se utilizó el costo de inversión en la tecnología al margen para cubrir necesidades de potencia (normalmente turbinas de gas) menos los ingresos que obtendría esta tecnología a través de la tarifa de energía, por la aplicación de los CMCP.

En la Tabla 15-8, se presenta la estimación de este cargo, y los supuestos utilizados para el cálculo. Nótese que al costo de la turbina de gas se le restó USD58.3/kW-año, que corresponden al ingreso por generación que la turbina ganaría siempre que los precios de la energía fuesen mayores que su costo variable (al ser ésta la tecnología al margen, sería la energía no suministrada). En caso contrario se podría producir una sobreinversión en este tipo de tecnología.

Tabla 15-8 Cálculo del costo marginal de potencia

| COSTO MARGINAL DE POTENCIA | | | |
|-------------------------------------|------------------|--------------------|--|
| DATOS DESCRIPTIVOS | | | |
| Máquina marginal | Unidad | Turbina Industrial | |
| Potencia por unidad | MW | 56.16 | |
| Factor de Planta Típico | % | 20% | |
| Combustible | | Diesel | |
| Densidad (kg/lt) | | 0.832 | |
| Eficiencia Térmica | % | 29.5% | |
| Poder calórico | kJ/litro | 36 462 | |
| Plant Heat Reat | kJ/kWh | 12 195 | |
| Consumo Específico | kWh/litro | 2.99 | |
| Costo OyM variable | \$/MWh | 3.0 | |
| DATOS DE CALCULO | | | |
| Costos Fijos de O&M | | | |
| Costo Fijo O&M | \$/kW-año | 42.7 | |
| Costos Fijos de Capital | | | |
| Costo Construcción (sin IDC) | \$/kW | 1000 | |
| Vida Util | años | 20 | |
| Período de Construcción | años | 1.5 | |
| Tasa de descuento | % | 12% | |
| Factor Recuperación Capital | | 0.1339 | |
| Factor Capitalización-IDC | | 1.0837 | |
| Costo Fijo Anual | \$/kW-año | 145.1 | |
| Costo Fijo Total | \$/kW-año | 187.8 | |
| Disponibilidad | | 90% | |
| Costo Fijo Total con disponibilidad | \$/kW-año | 208.7 | |
| Ingreso por generación | \$/kW-año | 58.3 | |
| COSTO MARGINAL DE POTENCIA | \$/kW-año | 150.38 | |

15.7 Flujo de caja y endeudamiento

La construcción y operación de las plantas que conforman el Plan de Expansión demanda una cantidad muy importante de recursos financieros.

El siguiente análisis calcula los flujos de recursos asociados con la inversión y la operación de las plantas. La estimación se hace en forma muy simplificada, suponiendo que todas las obras se financian con las mismas condiciones. A partir de los costos de inversión y explotación de cada planta, se calculan los aportes de capital, los costos de operación y el servicio de la deuda, que conforman el flujo de caja de un hipotético desarrollador único de todo el sistema de generación. También se obtiene el endeudamiento. Con estos parámetros se obtienen los índices de flujo de caja/demanda y el de endeudamiento/activos.

Los parámetros que se aplicaron a todas las plantas, existentes y futuras, fueron:

- Porcentaje de la inversión financiada 70%
- Intereses durante la construcción financiados
- Crédito a 17 años con un año de gracia y al 8% anual
- Vida útil de 40 años en plantas hidroeléctricas
- Vida útil de 30 años en plantas geotérmicas
- Vida útil de 20 años en plantas eólicas
- Vida útil de 20 años en plantas térmicas
- Depreciación lineal hasta cero en la vida útil

Para estimar el endeudamiento y el valor de los activos actuales, el cálculo se remontó hasta 40 años atrás, incluyendo plantas construidas de 1974 en adelante.

La inversión acumulada en los próximos 17 años, hasta el 2030, ascenderá a USD8 300 millones. El monto anual de inversión se muestra en la Figura 15-8.



Figura 15-8 Inversiones en nueva capacidad de generación

Aplicando las simplificaciones y los supuestos arriba indicados, se obtuvieron los aportes de capital, los costos operativos fijos y variables, las amortizaciones y el pago de intereses, que en conjunto conforman el flujo de caja para generación. Ver Figura 15-9.

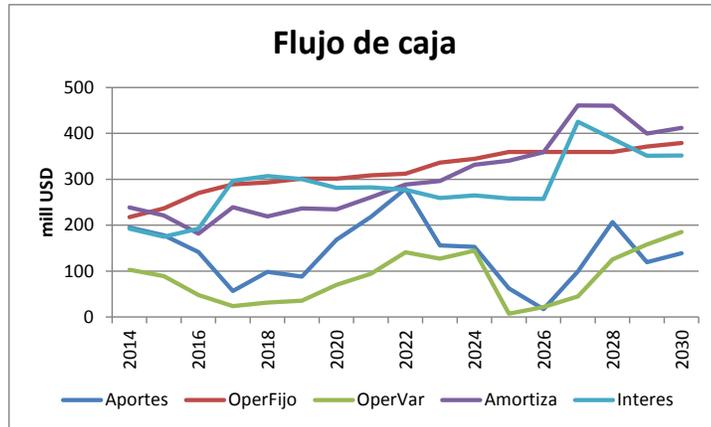


Figura 15-9 Flujo de caja

Al dividir el flujo de caja entre la demanda, como se ilustra en la Figura 15-10, se obtiene un índice que refleja en forma aproximada el costo en cada año de atender una unidad de demanda.

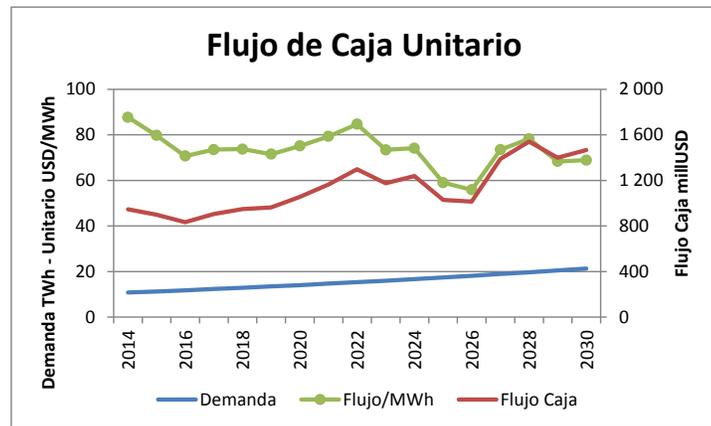


Figura 15-10 Flujo de caja unitario anual

En la Figura 15-11 se muestra la razón de endeudamiento sobre el valor de los activos de generación. Los activos se calculan como el valor de la inversión menos la depreciación lineal, con valor cero de rescate y sin ningún tipo de revaluación.

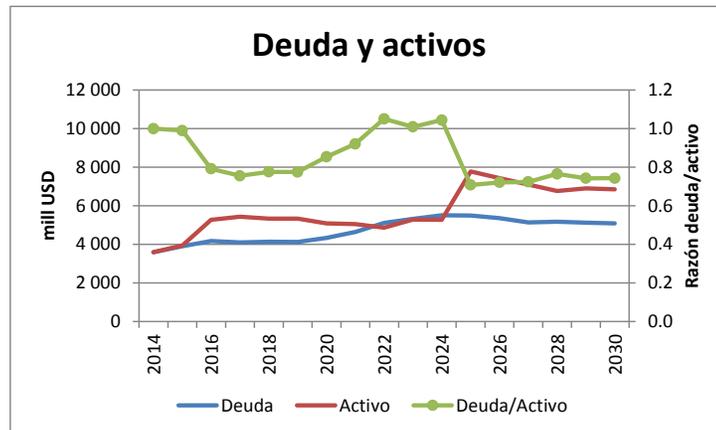


Figura 15-11 Deuda relativa al valor de los activos

Es necesario advertir que estos indicadores financieros se calculan en el presente estudio en forma simplificada y recurriendo a supuestos generales que se aplican a todas las plantas, y que no están vinculadas con las condiciones reales de financiamiento. El único propósito de este análisis es conocer en forma aproximada los órdenes de magnitud de los requerimientos de flujo de caja y endeudamiento totales. No deben confundirse con los índices financieros del ICE, CNFL, empresas distribuidoras o de los generadores privados.

16 REFERENCIAS

BID/CEPAL, 2007: Estrategia para la introducción del gas natural en Centroamérica

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA Y EL CARIBE (CEPAL), 2003: Evaluación de diez años de reforma en la industria eléctrica del Istmo Centroamericano 2003.

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA Y EL CARIBE (CEPAL), 2007: Estrategia para la introducción del gas natural en Centroamérica. BID/CEPAL.

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA Y EL CARIBE (CEPAL), 2008: Anuario estadístico de América Latina y el Caribe.

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA Y EL CARIBE (CEPAL), 2011: Istmo Centroamericano: Estadísticas del Subsector Eléctrico, Informe preliminar del segmento de la producción de electricidad (Datos actualizados a 2010).

COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA Y EL CARIBE (CEPAL), 2012: Istmo Centroamericano: Estadísticas del Subsector Eléctrico.

CONSEJO DE ELECTRIFICACION DE AMERICA CENTRAL (CEAC), 2010: Plan Indicativo Regional de Expansión de la Generación. Período 2011-2025. GTPIR.

DEPARTMENT OF ENERGY US GOVERNMENT, 2012: Annual Energy Outlook 2013. Energy Information Administration.

ELECTROWATT ENGINEERING, 1985: Non-Conventional Energy Sources.

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE), 1991: Evaluación del Potencial Geotérmico de Costa Rica.

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE), 2012: Plan de Promoción y Desarrollo de Fuentes Renovables No Convencionales 2012-2016. CENPE

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE), 2010: Plan Piloto de Generación Distribuida para Autoconsumo. www.grupoice.com

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE), 2013: Caracterización de la curva de carga del sistema, año 2012. CENPE.

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE), 2013: Costa Rica: Informe anual de las variables relacionadas con el consumo de energía eléctrica 2012. Dirección Gestión Tarifaria.

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE), 2013: Costa Rica: Porcentaje de cobertura eléctrica. Estimado a mayo 2013. CENPE

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE), 2013: Costa Rica: Proyecciones de la demanda de energía eléctrica en Costa Rica 2013-2035. CENPE.

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE), 2013: Inventario de gases de efecto invernadero del Sistema Eléctrico Nacional. Etapa de generación. Año 2012. CENPE.

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD (ICE), 2013: Informe de Operación Anual 2012. CENPE.

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD, 2013: Proyección de precios de combustibles 2013-2040. CENPE

MINISTERIO DE AMBIENTE, ENERGIA Y TELECOMUNICACIONES (MINAET), 2007: Encuesta de oferta y consumo energético nacional a partir de la biomasa en Costa Rica. Dirección Sectorial de Energía.

MINISTERIO DE AMBIENTE, ENERGIA Y TELECOMUNICACIONES (MINAET), 2008: V Plan Nacional de Energía, 2008-2021. Dirección Sectorial de Energía.

MINISTERIO DE AMBIENTE, ENERGIA Y TELECOMUNICACIONES (MINAET), 2012: Balance Nacional de Energía 2011. Dirección Sectorial de Energía.

MINISTERIO DE AMBIENTE, ENERGIA Y TELECOMUNICACIONES (MINAET), 2010: Hacia un nuevo modelo energético de nuestro país.

MINISTERIO DE PLANIFICACION NACIONAL Y POLITICA ECONOMICA (MIDEPLAN), 2007: Plan Nacional de Desarrollo Jorge Manuel Dengo.

MINISTERIO DE PLANIFICACION NACIONAL Y POLITICA ECONOMICA (MIDEPLAN), 2010: Plan Nacional de Desarrollo María Teresa Obregón Zamora.

SDDP y el OPTGEN. En www.psr-inc.com.br

ANEXOS

(esta página en blanco intencionalmente)

ANEXO 1
GENERACIONES ESPERADAS POR PLANTA

(esta página en blanco intencionalmente)

Tabla A1.1 Plan de Expansión Recomendado
Generación anual de plantas hidroeléctricas(GWh)

| Planta | Fuente | Pot Inst MW | fp % | Min GWh | Promedio GWh | Max GWh | GENERACION ANUAL DE PLANTAS HIDROELECTRICAS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------|--------|----------------|---------|------------|-----------------|------------|---|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-----|--|--|--|--|--|
| | | | | | | | GWh | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | | | | | | |
| Angostura | Hidro | 180 | 54% | 788 | 856 | 886 | 788 | 841 | 847 | 853 | 851 | 855 | 866 | 856 | 865 | 861 | 874 | 853 | 822 | 862 | 862 | 862 | 886 | 876 | 876 | 872 | 847 | 865 | 872 | | | | | |
| Anonos | Hidro | 4 | 44% | 9 | 14 | 17 | | 13 | 10 | 10 | 9 | 10 | 12 | 12 | 15 | 13 | 14 | 13 | 15 | 16 | 17 | 17 | 17 | 17 | 17 | 16 | 15 | 15 | 16 | | | | | |
| Arenal | Hidro | 157 | 54% | 649 | 741 | 798 | 649 | 654 | 704 | 709 | 750 | 751 | 766 | 774 | 798 | 749 | 773 | 705 | 746 | 763 | 787 | 743 | 779 | 779 | 718 | 694 | 733 | 781 | | | | | | |
| Balsa Inferior | Hidro | 38 | 40% | 97 | 133 | 179 | 179 | 160 | 107 | 97 | 97 | 102 | 121 | 127 | 144 | 135 | 138 | 114 | 128 | 138 | 148 | 147 | 151 | 149 | 140 | 129 | 129 | 141 | | | | | | |
| Cachí | Hidro | 105 | 28% | 258 | 258 | 258 | 258 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Cachí 2 | Hidro | 158 | 57% | 143 | 796 | 861 | 143 | 842 | 817 | 811 | 833 | 823 | 835 | 850 | 861 | 839 | 856 | 811 | 781 | 816 | 829 | 829 | 844 | 835 | 820 | 806 | 819 | 822 | | | | | | |
| Canalete | Hidro | 18 | 49% | 67 | 76 | 83 | 83 | 80 | 75 | 69 | 71 | 71 | 76 | 76 | 79 | 76 | 76 | 67 | 74 | 76 | 79 | 80 | 79 | 80 | 77 | 70 | 73 | 77 | | | | | | |
| Capulín | Hidro | 49 | 34% | 101 | 143 | 173 | | | 104 | 102 | 101 | 106 | 125 | 128 | 157 | 142 | 148 | 142 | 157 | 162 | 168 | 169 | 169 | 173 | 163 | 158 | 140 | 153 | | | | | | |
| Cariblanco | Hidro | 84 | 38% | 263 | 282 | 298 | 298 | 294 | 271 | 266 | 269 | 273 | 279 | 284 | 289 | 283 | 286 | 263 | 276 | 282 | 287 | 291 | 291 | 291 | 285 | 277 | 282 | 285 | | | | | | |
| Carrillos | Hidro | 2 | 57% | 8 | 12 | 16 | 16 | 13 | 10 | 9 | 8 | 9 | 10 | 10 | 12 | 11 | 12 | 10 | 12 | 12 | 13 | 13 | 13 | 13 | 12 | 12 | 11 | 12 | | | | | | |
| Chocosuela | Hidro | 26 | 52% | 109 | 117 | 123 | 123 | 121 | 114 | 109 | 112 | 113 | 116 | 118 | 120 | 117 | 120 | 112 | 115 | 118 | 121 | 121 | 121 | 121 | 119 | 115 | 118 | 120 | | | | | | |
| Chucás | Hidro | 50 | 30% | 78 | 132 | 172 | | 136 | 89 | 81 | 78 | 85 | 101 | 104 | 138 | 122 | 134 | 135 | 147 | 158 | 165 | 167 | 169 | 172 | 157 | 153 | 138 | 150 | | | | | | |
| CNFL Virilla | Hidro | 48 | 55% | 203 | 231 | 270 | 270 | 257 | 216 | 203 | 206 | 217 | 231 | 239 | 251 | 242 | 244 | 206 | 224 | 228 | 239 | 238 | 243 | 240 | 231 | 219 | 214 | 227 | | | | | | |
| Corobicí | Hidro | 174 | 46% | 613 | 697 | 784 | 675 | 644 | 626 | 613 | 659 | 657 | 701 | 734 | 784 | 708 | 744 | 618 | 687 | 709 | 778 | 725 | 766 | 772 | 681 | 646 | 666 | 739 | | | | | | |
| Cote | Hidro | 7 | 16% | 8 | 10 | 13 | 13 | 10 | 9 | 9 | 8 | 8 | 9 | 9 | 10 | 10 | 9 | 9 | 9 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 10 | 9 | 10 | | | | | | |
| Cubuququí | Hidro | 22 | 45% | 68 | 86 | 109 | 109 | 92 | 77 | 68 | 70 | 73 | 82 | 84 | 89 | 85 | 89 | 74 | 82 | 88 | 93 | 94 | 94 | 94 | 89 | 81 | 86 | 90 | | | | | | |
| Daniel Gutiérrez | Hidro | 18 | 36% | 39 | 57 | 81 | 81 | 65 | 47 | 41 | 39 | 43 | 49 | 49 | 60 | 56 | 57 | 54 | 59 | 62 | 65 | 64 | 64 | 65 | 61 | 57 | 53 | 57 | | | | | | |
| Diquís | Hidro | 623 | 50% | 2 613 | 2 724 | 2 809 | | | | | | | | | | | | 2 613 | 2 657 | 2 723 | 2 767 | 2 768 | 2 809 | 2 770 | 2 702 | 2 709 | 2 745 | 2 703 | | | | | | |
| Diquís Minicentral | Hidro | 27 | 79% | 166 | 187 | 196 | | | | | | | | | | | | 166 | 180 | 186 | 194 | 193 | 195 | 196 | 189 | 180 | 180 | 193 | | | | | | |
| Doña Julia | Hidro | 16 | 73% | 94 | 102 | 113 | 113 | 107 | 94 | 96 | 96 | 98 | 102 | 103 | 106 | 104 | 105 | 94 | 99 | 102 | 106 | 103 | 104 | 105 | 101 | 98 | 98 | 103 | | | | | | |
| El Encanto | Hidro | 8 | 39% | 24 | 29 | 35 | 35 | 31 | 26 | 24 | 25 | 25 | 27 | 28 | 30 | 29 | 30 | 26 | 28 | 29 | 30 | 30 | 31 | 31 | 29 | 28 | 28 | 30 | | | | | | |
| Garita | Hidro | 40 | 46% | 144 | 163 | 183 | 183 | 171 | 150 | 144 | 144 | 152 | 163 | 164 | 175 | 167 | 170 | 147 | 159 | 168 | 174 | 174 | 175 | 177 | 167 | 156 | 150 | 163 | | | | | | |
| General | Hidro | 39 | 62% | 190 | 211 | 227 | 227 | 220 | 197 | 190 | 202 | 200 | 208 | 213 | 220 | 216 | 217 | 196 | 204 | 213 | 218 | 220 | 221 | 221 | 215 | 209 | 211 | 213 | | | | | | |
| Hidro Cap1 Conc 1 | Hidro | 37 | 61% | 177 | 197 | 209 | | | | 179 | 186 | 188 | 197 | 203 | 209 | 202 | 204 | 177 | 191 | 197 | 204 | 205 | 204 | 207 | 199 | 192 | 195 | 203 | | | | | | |
| Hidro Cap1 Conc 2 | Hidro | 50 | 57% | 229 | 250 | 263 | | | | 231 | 240 | 241 | 250 | 254 | 261 | 254 | 256 | 229 | 243 | 246 | 259 | 258 | 260 | 263 | 250 | 244 | 249 | 254 | | | | | | |
| Hidro GP1 Existente | Hidro | 39 | 70% | 224 | 238 | 252 | 252 | 243 | 224 | 225 | 226 | 228 | 234 | 236 | 243 | 239 | 241 | 226 | 234 | 237 | 243 | 243 | 246 | 244 | 240 | 235 | 243 | 245 | | | | | | |
| Hidro GP2 Existente | Hidro | 41 | 56% | 189 | 198 | 206 | 206 | 201 | 191 | 189 | 192 | 193 | 197 | 199 | 202 | 199 | 200 | 194 | 197 | 200 | 202 | 202 | 202 | 203 | 197 | 195 | 199 | 201 | | | | | | |
| Hidro GP3 Existente | Hidro | 10 | 74% | 57 | 65 | 71 | 71 | 67 | 59 | 57 | 60 | 61 | 64 | 65 | 68 | 66 | 67 | 59 | 63 | 66 | 67 | 66 | 68 | 68 | 66 | 65 | 65 | 67 | | | | | | |

Generación anual de plantas hidroeléctricas (continuación)

| Planta | Fuente | Pot Inst MW | fp % | Min GWh | Promedio GWh | Max GWh | GENERACION ANUAL DE PLANTAS HIDROELECTRICAS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------|--------|----------------|---------|------------|-----------------|------------|---|--------------|--------------|--------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|-------|
| | | | | | | | GWh | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | |
| Hidro Proy D1 | Hidro | 50 | 51% | 218 | 224 | 230 | | | | | | | | | | | | | | 223 | 226 | 230 | 221 | 221 | 218 | 230 | | | |
| Hidro Proy D2 | Hidro | 50 | 54% | 230 | 237 | 244 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 230 | 238 | 244 | | |
| Hidro Proy D3 | Hidro | 50 | 50% | 217 | 220 | 226 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 217 | 217 | 226 | | |
| Hidro Proy D4 | Hidro | 50 | 68% | 264 | 299 | 315 | | | | | | | 301 | 315 | 309 | 309 | 264 | 283 | 293 | 304 | 303 | 307 | 308 | 299 | 294 | 292 | 303 | | |
| Hidro Proy D5 | Hidro | 50 | 80% | 314 | 349 | 368 | | | | 321 | 328 | 345 | 351 | 368 | 361 | 364 | 314 | 335 | 348 | 362 | 360 | 367 | 366 | 353 | 338 | 338 | 356 | | |
| Hidro Proy D6 | Hidro | 50 | 58% | 246 | 254 | 260 | | | | | | | | | | | | | | | 255 | 259 | 260 | 250 | 247 | 246 | 258 | | |
| Hidro Proy G1 | Hidro | 50 | 54% | 231 | 236 | 242 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 231 | 234 | 242 | | |
| Hidro Proy G2 | Hidro | 50 | 64% | 245 | 279 | 290 | | | | | | | | | 289 | 289 | 245 | 264 | 274 | 289 | 285 | 290 | 290 | 277 | 275 | 269 | 287 | | |
| Hidro Proy G3 | Hidro | 50 | 59% | 236 | 259 | 267 | | | | | | | | | 265 | 266 | 236 | 248 | 256 | 265 | 264 | 266 | 267 | 258 | 256 | 255 | 261 | | |
| Hidro Proy G4 | Hidro | 50 | 53% | 225 | 230 | 240 | | | | | | | | | | | | | | | | | | 225 | 226 | 229 | 240 | | |
| Hidro Proy G5 | Hidro | 50 | 48% | 208 | 212 | 219 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 208 | 210 | 219 | |
| Hidro Proy G6 | Hidro | 50 | 64% | 265 | 279 | 286 | | | | | | | | | | | | | | | 283 | 286 | 286 | 279 | 265 | 274 | 282 | | |
| Hidro Proy G7 | Hidro | 50 | 62% | 265 | 273 | 284 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 265 | 269 | 284 | | |
| Hidro Proy G8 | Hidro | 50 | 57% | 239 | 248 | 256 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 239 | 256 | | |
| ICE Menores | Hidro | 5 | 54% | 17 | 25 | 37 | 37 | 28 | 19 | 18 | 17 | 18 | 21 | 22 | 26 | 24 | 25 | 22 | 25 | 27 | 29 | 29 | 29 | 30 | 27 | 26 | 25 | 27 | |
| JASEC Menores | Hidro | 20 | 80% | 128 | 143 | 159 | 159 | 152 | 133 | 128 | 134 | 136 | 142 | 144 | 151 | 149 | 149 | 130 | 139 | 143 | 148 | 148 | 149 | 149 | 144 | 140 | 137 | 144 | |
| La Joya | Hidro | 50 | 47% | 175 | 207 | 239 | 175 | 239 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| La Joya 2 | Hidro | 64 | 41% | 164 | 230 | 285 | | | | 183 | 164 | 170 | 183 | 212 | 228 | 254 | 241 | 244 | 205 | 215 | 247 | 271 | 273 | 285 | 281 | 247 | 227 | 228 | 250 |
| Los Negros | Hidro | 18 | 49% | 65 | 75 | 92 | 92 | 82 | 72 | 65 | 65 | 67 | 72 | 74 | 78 | 75 | 74 | 67 | 73 | 76 | 79 | 80 | 79 | 81 | 76 | 70 | 74 | 77 | |
| Peñas Blancas | Hidro | 37 | 47% | 128 | 152 | 185 | 185 | 167 | 145 | 128 | 136 | 140 | 153 | 150 | 157 | 154 | 150 | 141 | 151 | 154 | 161 | 159 | 160 | 162 | 153 | 140 | 144 | 156 | |
| Pirris | Hidro | 128 | 53% | 588 | 599 | 610 | 610 | 594 | 588 | 591 | 601 | 592 | 597 | 595 | 601 | 594 | 607 | 590 | 588 | 599 | 608 | 603 | 608 | 610 | 597 | 596 | 602 | 608 | |
| Pocosol | Hidro | 26 | 51% | 86 | 115 | 149 | 149 | 132 | 103 | 86 | 88 | 93 | 104 | 108 | 119 | 117 | 119 | 102 | 112 | 117 | 122 | 126 | 128 | 129 | 122 | 114 | 116 | 128 | |
| Reventazón | Hidro | 292 | 45% | 903 | 1 159 | 1 193 | | | | 903 | 1 189 | 1 168 | 1 184 | 1 186 | 1 185 | 1 193 | 1 173 | 1 177 | 1 140 | 1 171 | 1 167 | 1 170 | 1 159 | 1 184 | 1 171 | 1 178 | 1 150 | 1 165 | 1 170 |
| Reventazón Minicentral | Hidro | 14 | 60% | 11 | 70 | 84 | | | | 11 | 59 | 60 | 64 | 72 | 72 | 80 | 76 | 78 | 64 | 71 | 77 | 81 | 82 | 83 | 84 | 76 | 71 | 71 | 77 |
| Río Macho | Hidro | 120 | 28% | 56 | 294 | 533 | 533 | 56 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Río Macho 2 | Hidro | 140 | 41% | 429 | 505 | 561 | | 469 | 482 | 443 | 463 | 475 | 509 | 535 | 555 | 539 | 550 | 429 | 467 | 509 | 560 | 549 | 561 | 560 | 515 | 457 | 475 | 511 | |
| San Lorenzo | Hidro | 16 | 53% | 58 | 74 | 96 | 96 | 81 | 60 | 60 | 58 | 63 | 70 | 68 | 75 | 73 | 75 | 63 | 72 | 77 | 81 | 82 | 83 | 85 | 79 | 72 | 75 | 81 | |
| Sandillal | Hidro | 32 | 34% | 68 | 95 | 118 | 117 | 88 | 77 | 68 | 71 | 73 | 84 | 89 | 103 | 90 | 94 | 82 | 95 | 101 | 118 | 107 | 116 | 118 | 99 | 88 | 91 | 112 | |
| Tacares | Hidro | 7 | 42% | 16 | 26 | 39 | 39 | 28 | 18 | 17 | 16 | 18 | 20 | 21 | 26 | 24 | 26 | 23 | 27 | 28 | 30 | 30 | 31 | 31 | 28 | 28 | 26 | 28 | |
| Torito | Hidro | 50 | 41% | 130 | 178 | 222 | | 182 | 144 | 130 | 134 | 134 | 156 | 152 | 186 | 169 | 177 | 166 | 180 | 202 | 213 | 214 | 218 | 222 | 198 | 176 | 191 | 205 | |
| Toro 1 | Hidro | 27 | 41% | 91 | 97 | 105 | 105 | 100 | 94 | 91 | 95 | 93 | 96 | 99 | 101 | 98 | 101 | 91 | 92 | 95 | 99 | 98 | 100 | 100 | 96 | 92 | 95 | 96 | |
| Toro 2 | Hidro | 66 | 44% | 229 | 255 | 273 | 269 | 265 | 245 | 235 | 248 | 245 | 255 | 266 | 273 | 263 | 270 | 229 | 235 | 253 | 267 | 264 | 269 | 268 | 251 | 237 | 248 | 255 | |
| Toro 3 | Hidro | 48 | 46% | 173 | 193 | 209 | 209 | 202 | 184 | 175 | 184 | 182 | 193 | 202 | 208 | 208 | 199 | 205 | 173 | 179 | 194 | 203 | 202 | 205 | 205 | 190 | 180 | 187 | 194 |
| Ventanas-Garita | Hidro | 100 | 59% | 490 | 518 | 557 | 557 | 529 | 518 | 508 | 512 | 513 | 523 | 520 | 526 | 522 | 527 | 490 | 505 | 519 | 527 | 524 | 527 | 525 | 507 | 504 | 507 | 506 | |
| Total | | | | | | | 8 102 | 8 657 | 9 041 | 9 541 | 10 075 | 10 183 | 10 633 | 11 100 | 11 581 | 11 730 | 11 940 | 13 575 | 14 118 | 14 625 | 15 110 | 15 732 | 16 028 | 15 985 | 15 552 | 16 241 | 16 701 | 17 240 | |

Cuadro A1.2 Plan de Expansión Recomendado
Generación anual de plantas térmicas (GWh)

| Planta | Fuente | Pot Inst MW | fp % | Min GWh | Promedio GWh | Max GWh | GENERACION ANUAL DE PLANTAS TERMICAS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------|--------|----------------|---------|------------|-----------------|------------|--------------------------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|--|--|--|
| | | | | | | | GWh | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | | | |
| Barranca | Térm | 36 | 1% | 0 | 2 | 6 | 1 | 3 | 1 | 0 | 0 | 1 | 2 | 2 | 3 | 2 | 2 | 0 | 0 | 0 | 1 | 3 | 4 | 6 | 3 | 2 | 2 | 2 | | | |
| Garabito | Térm | 200 | 15% | 37 | 258 | 475 | 475 | 353 | 231 | 124 | 150 | 168 | 255 | 306 | 385 | 334 | 359 | 37 | 79 | 148 | 319 | 351 | 413 | 361 | 243 | 155 | 174 | 264 | | | |
| Guápiles | Térm | 14 | 11% | 1 | 13 | 24 | 21 | 17 | 9 | 3 | 5 | 7 | 12 | 16 | 21 | 19 | 20 | 1 | 4 | 7 | 17 | 19 | 24 | 21 | 14 | 8 | 8 | 16 | | | |
| Moín 1 | Térm | 20 | 3% | 1 | 5 | 8 | 8 | 7 | 4 | 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Moín 2a | Térm | 65 | 2% | 0 | 14 | 30 | 23 | 26 | 7 | 3 | 4 | 6 | 17 | 18 | 17 | 14 | 22 | 0 | 2 | 2 | 15 | 23 | 29 | 30 | 20 | 11 | 11 | 10 | | | |
| Moín 2b | Térm | 65 | 3% | 0 | 15 | 32 | 25 | 30 | 9 | 4 | 5 | 7 | 17 | 19 | 19 | 16 | 23 | 0 | 2 | 3 | 16 | 24 | 32 | 31 | 21 | 11 | 12 | 12 | | | |
| Moín 3 | Térm | 78 | 4% | 0 | 26 | 55 | 50 | 55 | 21 | 9 | 12 | 14 | 40 | 31 | 33 | 29 | 38 | 0 | 2 | 7 | 27 | 37 | 44 | 43 | 30 | 14 | 16 | 17 | | | |
| Orotina | Térm | 10 | 11% | 1 | 10 | 18 | 16 | 14 | 7 | 3 | 4 | 5 | 9 | 12 | 15 | 14 | 15 | 1 | 3 | 5 | 13 | 15 | 18 | 15 | 10 | 6 | 6 | 12 | | | |
| San Antonio Gas | Térm | 34 | 1% | 0 | 2 | 6 | 1 | 3 | 1 | 0 | 1 | 1 | 2 | 2 | 3 | 3 | 3 | 0 | 0 | 0 | 2 | 4 | 5 | 6 | 3 | 2 | 2 | 2 | | | |
| Turbina Proy 1 | Térm | 80 | 7% | 1 | 49 | 77 | | | | | | | 59 | 77 | 69 | 77 | 1 | 7 | 17 | 57 | 66 | 76 | 72 | 53 | 27 | 29 | 45 | | | | |
| Turbina Proy 2 | Térm | 80 | 7% | 1 | 50 | 80 | | | | | | | | 80 | 70 | 78 | 1 | 8 | 19 | 60 | 69 | 80 | 76 | 54 | 28 | 31 | 48 | | | | |
| Turbina Proy 3 | Térm | 80 | 7% | 49 | 49 | 49 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 49 | | | |
| Turbina Proy 4 | Térm | 80 | 8% | 56 | 56 | 56 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 56 | | | |
| Total | | | | | | | 620 | 508 | 289 | 147 | 181 | 208 | 355 | 466 | 653 | 571 | 637 | 41 | 106 | 208 | 527 | 611 | 725 | 661 | 452 | 263 | 290 | 530 | | | |

**Cuadro A1.3 Plan de Expansión Recomendado
Generación anual de plantas Geotérmicas, Eólicas y Biomásicas (GWh)**

| GENERACION ANUAL DE PLANTAS GEOTERMICAS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|--------|----------------|---------|------------|-----------------|------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-----|-----|-----|-----|
| Planta | Fuente | Pot Inst MW | fp % | Min GWh | Promedio GWh | Max GWh | GWh | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | | | | |
| Borinquen 1 | Geot | 55 | 84% | 364 | 406 | 419 | | | | | | | | | 414 | 417 | 364 | 382 | 398 | 410 | 414 | 418 | 419 | 414 | 401 | 410 | 419 | | | | | |
| Borinquen 2 | Geot | 55 | 84% | 367 | 406 | 420 | | | | | | | | | | 417 | 367 | 384 | 400 | 412 | 413 | 419 | 420 | 411 | 400 | 411 | 420 | | | | | |
| Geotérm Proy 1 | Geot | 55 | 86% | 401 | 414 | 419 | | | | | | | | | | | | | | | | | 419 | 419 | 413 | 401 | 410 | 419 | | | | |
| Geotérm Proy 2 | Geot | 55 | 86% | 400 | 413 | 419 | | | | | | | | | | | | | | | | | | 419 | 414 | 400 | 411 | 419 | | | | |
| Geotérm Proy 3 | Geot | 55 | 85% | 396 | 412 | 420 | | | | | | | | | | | | | | | | | | 420 | 416 | 396 | 410 | 417 | | | | |
| Geotérm Proy 4 | Geot | 55 | 85% | 403 | 410 | 417 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 414 | 403 | 406 | 417 | | | | |
| Geotérm Proy 5 | Geot | 55 | 85% | 403 | 412 | 418 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 417 | 403 | 409 | 418 | | | | |
| Geotérm Proy 6 | Geot | 55 | 85% | 402 | 410 | 417 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 413 | 402 | 409 | 417 | | | | |
| Miravalles 3 | Geot | 27 | 78% | 166 | 184 | 210 | 210 | 202 | 180 | 171 | 169 | 170 | 181 | 185 | 191 | 188 | 188 | 166 | 171 | 181 | 187 | 189 | 191 | 192 | 189 | 181 | 184 | 190 | | | | |
| Miravalles ICE | Geot | 133 | 81% | 856 | 947 | 1042 | 1042 | 1026 | 949 | 919 | 898 | 917 | 939 | 952 | 964 | 962 | 958 | 856 | 902 | 926 | 950 | 955 | 960 | 970 | 954 | 928 | 940 | 959 | | | | |
| Pailas | Geot | 35 | 79% | 215 | 241 | 272 | 272 | 263 | 236 | 226 | 223 | 225 | 238 | 242 | 249 | 246 | 248 | 215 | 225 | 236 | 244 | 247 | 249 | 251 | 245 | 238 | 241 | 248 | | | | |
| Pailas 2 | Geot | 55 | 84% | 365 | 404 | 417 | | | | | | | | | 385 | 403 | 408 | 416 | 415 | 416 | 416 | 365 | 382 | 398 | 412 | 413 | 417 | 417 | 408 | 395 | 399 | 412 |
| Total | | | | | | | 1523 | 1491 | 1365 | 1316 | 1290 | 1698 | 1760 | 1786 | 1820 | 2225 | 2645 | 2333 | 2447 | 2539 | 2615 | 2631 | 3072 | 3928 | 5106 | 4947 | 5041 | 5157 | | | | |
| GENERACION ANUAL DE PLANTAS EOLICAS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Planta | Fuente | Pot Inst MW | fp % | Min GWh | Promedio GWh | Max GWh | GWh | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | | | | |
| Chiripa | Eólic | 50 | 38% | 63 | 167 | 179 | | | 63 | 174 | 171 | 173 | 179 | 170 | 173 | 166 | 170 | 171 | 169 | 171 | 178 | 166 | 175 | 170 | 179 | 174 | 174 | 170 | 170 | | | |
| Eólico Cap1 Conc 1a | Eólic | 50 | 39% | 166 | 172 | 179 | | | | 174 | 171 | 173 | 179 | 170 | 173 | 166 | 170 | 171 | 169 | 171 | 178 | 166 | 175 | 170 | 179 | 174 | 174 | 170 | 170 | | | |
| Eólico Cap1 Conc 1b | Eólic | 50 | 39% | 166 | 172 | 179 | | | | | 171 | 173 | 179 | 170 | 173 | 166 | 170 | 171 | 169 | 171 | 178 | 166 | 175 | 170 | 179 | 174 | 174 | 170 | 170 | | | |
| Eólico Cap1 Conc 2 | Eólic | 20 | 39% | 66 | 69 | 71 | | | | | 68 | 69 | 71 | 68 | 69 | 66 | 68 | 68 | 68 | 69 | 71 | 67 | 70 | 68 | 71 | 70 | 70 | 68 | 68 | | | |
| Eólico GP Arenal Exister | Eólic | 26 | 39% | 87 | 90 | 94 | 88 | 90 | 91 | 90 | 90 | 94 | 89 | 90 | 87 | 89 | 89 | 88 | 90 | 93 | 87 | 91 | 89 | 94 | 91 | 91 | 89 | 89 | | | | |
| Eólico Proy D1 | Eólic | 50 | 39% | 166 | 172 | 179 | | | | | | | | | | | 170 | 171 | 169 | 171 | 178 | 166 | 175 | 170 | 179 | 174 | 174 | 170 | 170 | | | |
| Eólico Proy D2 | Eólic | 50 | 39% | 170 | 172 | 174 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 174 | 174 | 170 | 170 | | | |
| Eólico Proy D3 | Eólic | 50 | 39% | 170 | 172 | 174 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 174 | 174 | 170 | 170 | | | |
| Eólico Proy G1 | Eólic | 50 | 39% | 170 | 171 | 174 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 174 | 170 | 170 | | | |
| Eólico Proy G2 | Eólic | 50 | 39% | 170 | 171 | 174 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 174 | 170 | 170 | | | |
| Eólico Proy G3 | Eólic | 50 | 39% | 170 | 171 | 174 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 174 | 170 | 170 | | | |
| Eólico Proy G4 | Eólic | 50 | 39% | 170 | 170 | 170 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 170 | 170 | | | |
| Eólico Proy G5 | Eólic | 50 | 39% | 170 | 170 | 170 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 170 | 170 | | | |
| Guanacaste | Eólic | 50 | 39% | 166 | 172 | 179 | 167 | 171 | 174 | 171 | 173 | 179 | 170 | 173 | 166 | 170 | 171 | 169 | 171 | 178 | 166 | 175 | 170 | 179 | 174 | 174 | 170 | 170 | | | | |
| Los Santos | Eólic | 13 | 39% | 42 | 43 | 45 | 42 | 43 | 43 | 43 | 43 | 45 | 43 | 43 | 42 | 42 | 43 | 42 | 43 | 44 | 42 | 44 | 42 | 45 | 44 | 44 | 42 | 42 | | | | |
| Orosí | Eólic | 50 | 39% | 166 | 172 | 179 | | | | 174 | 171 | 173 | 179 | 170 | 173 | 166 | 170 | 171 | 169 | 171 | 178 | 166 | 175 | 170 | 179 | 174 | 174 | 170 | 170 | | | |
| Tejona | Eólic | 20 | 39% | 66 | 69 | 71 | 67 | 68 | 69 | 68 | 69 | 71 | 68 | 69 | 66 | 68 | 68 | 68 | 69 | 71 | 67 | 70 | 68 | 71 | 70 | 70 | 68 | 68 | | | | |
| Tierras Morenas | Eólic | 20 | 39% | 66 | 69 | 71 | 67 | 68 | 69 | 68 | 69 | 71 | 68 | 69 | 66 | 68 | 68 | 68 | 69 | 71 | 67 | 70 | 68 | 71 | 70 | 70 | 68 | 68 | | | | |
| Valle Central | Eólic | 15 | 39% | 50 | 52 | 54 | 50 | 51 | 52 | 51 | 52 | 54 | 51 | 52 | 50 | 51 | 51 | 51 | 51 | 53 | 50 | 52 | 51 | 54 | 52 | 52 | 51 | 51 | | | | |
| Total | | | | | | | 481 | 555 | 1019 | 1245 | 1256 | 1299 | 1238 | 1256 | 1209 | 1405 | 1411 | 1397 | 1418 | 1472 | 1377 | 1444 | 1404 | 1477 | 1788 | 2313 | 2594 | 2595 | | | | |

| GENERACION ANUAL DE PLANTAS BIOMASICAS | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|--|--------|----------------|---------|------------------|-----|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Planta | Fuente | Pot Inst MW | fp % | Min Promedio Max | | | GWh | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | GWh | GWh | GWh | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
| Ingenios GP Existente | Biom | 37 | 20% | 60 | 66 | 71 | 63 | 67 | 71 | 68 | 70 | 63 | 64 | 71 | 63 | 68 | 63 | 69 | 66 | 70 | 60 | 63 | 66 | 69 | 71 | 62 | 68 | 63 |
| Total | | | | | | | 63 | 67 | 71 | 68 | 70 | 63 | 64 | 71 | 63 | 68 | 63 | 69 | 66 | 70 | 60 | 63 | 66 | 69 | 71 | 62 | 68 | 63 |

ANEXO 2 CONSUMO ESPERADO DE COMBUSTIBLES

| CONSUMO DE COMBUSTIBLE | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|------------------------|--------|-----------|------------------------------------|-----|-------------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| Planta | Fuente | Pot MW | Rendimiento kWh/litro litro/MWh | | mill litros | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
| Garabito | Búnker | 200 | 4.48 | 223 | 106 | 79 | 52 | 28 | 33 | 38 | 57 | 68 | 86 | 75 | 80 | 8 | 18 | 33 | 71 | 78 | 92 | 81 | 54 | 35 | 39 | 59 |
| Guápiles | Búnker | 14 | 4.07 | 246 | 5 | 4 | 2 | 1 | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 5 | 5 | 0 | 1 | 2 | 4 | 5 | 6 | 5 | 3 | 2 | 2 | 4 |
| Moín 1 | Búnker | 20 | 4.08 | 245 | 2 | 2 | 1 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Orotina | Búnker | 10 | 4.18 | 239 | 4 | 3 | 2 | 1 | 1 | 1 | 2 | 3 | 4 | 3 | 4 | 0 | 1 | 1 | 3 | 3 | 4 | 4 | 2 | 1 | 1 | 3 |
| Barranca | Diésel | 36 | 2.41 | 415 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 2 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Moín 2a | Diésel | 65 | 2.88 | 347 | 8 | 9 | 2 | 1 | 1 | 2 | 6 | 6 | 6 | 5 | 8 | 0 | 1 | 1 | 5 | 8 | 10 | 11 | 7 | 4 | 4 | 4 |
| Moín 2b | Diésel | 65 | 2.88 | 347 | 9 | 10 | 3 | 1 | 2 | 2 | 6 | 7 | 7 | 5 | 8 | 0 | 1 | 1 | 5 | 8 | 11 | 11 | 7 | 4 | 4 | 4 |
| Moín 3 | Diésel | 78 | 2.95 | 339 | 17 | 19 | 7 | 3 | 4 | 5 | 14 | 10 | 11 | 10 | 13 | 0 | 1 | 2 | 9 | 13 | 15 | 15 | 10 | 5 | 5 | 6 |
| San Antonio Gas | Diésel | 34 | 2.52 | 397 | 0 | 1 | 0 | 0 | 0 | 0 | 1 | 1 | 1 | 1 | 1 | 0 | 0 | 0 | 1 | 2 | 2 | 2 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| Turbina Proy 1 | Diésel | 80 | 3.00 | 333 | | | | | | | | 20 | 26 | 23 | 26 | 0 | 2 | 6 | 19 | 22 | 25 | 24 | 18 | 9 | 10 | 15 |
| Turbina Proy 2 | Diésel | 80 | 3.00 | 333 | | | | | | | | | 26 | 23 | 26 | 0 | 3 | 6 | 20 | 23 | 27 | 25 | 18 | 9 | 10 | 16 |
| Turbina Proy 3 | Diésel | 80 | 3.00 | 333 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 16 |
| Turbina Proy 4 | Diésel | 80 | 3.00 | 333 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | 19 |
| Totales | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | Búnker | | mill litros | | 113 | 85 | 55 | 29 | 35 | 39 | 60 | 72 | 91 | 79 | 85 | 8 | 18 | 35 | 75 | 83 | 98 | 86 | 58 | 37 | 41 | 63 |
| | Diésel | | mill litros | | 38 | 44 | 15 | 6 | 8 | 11 | 30 | 48 | 82 | 72 | 86 | 1 | 8 | 17 | 63 | 80 | 96 | 94 | 65 | 33 | 36 | 65 |

Nota: Generación esperada correspondiente al valor esperado de la simulación de todas las series hidrológicas

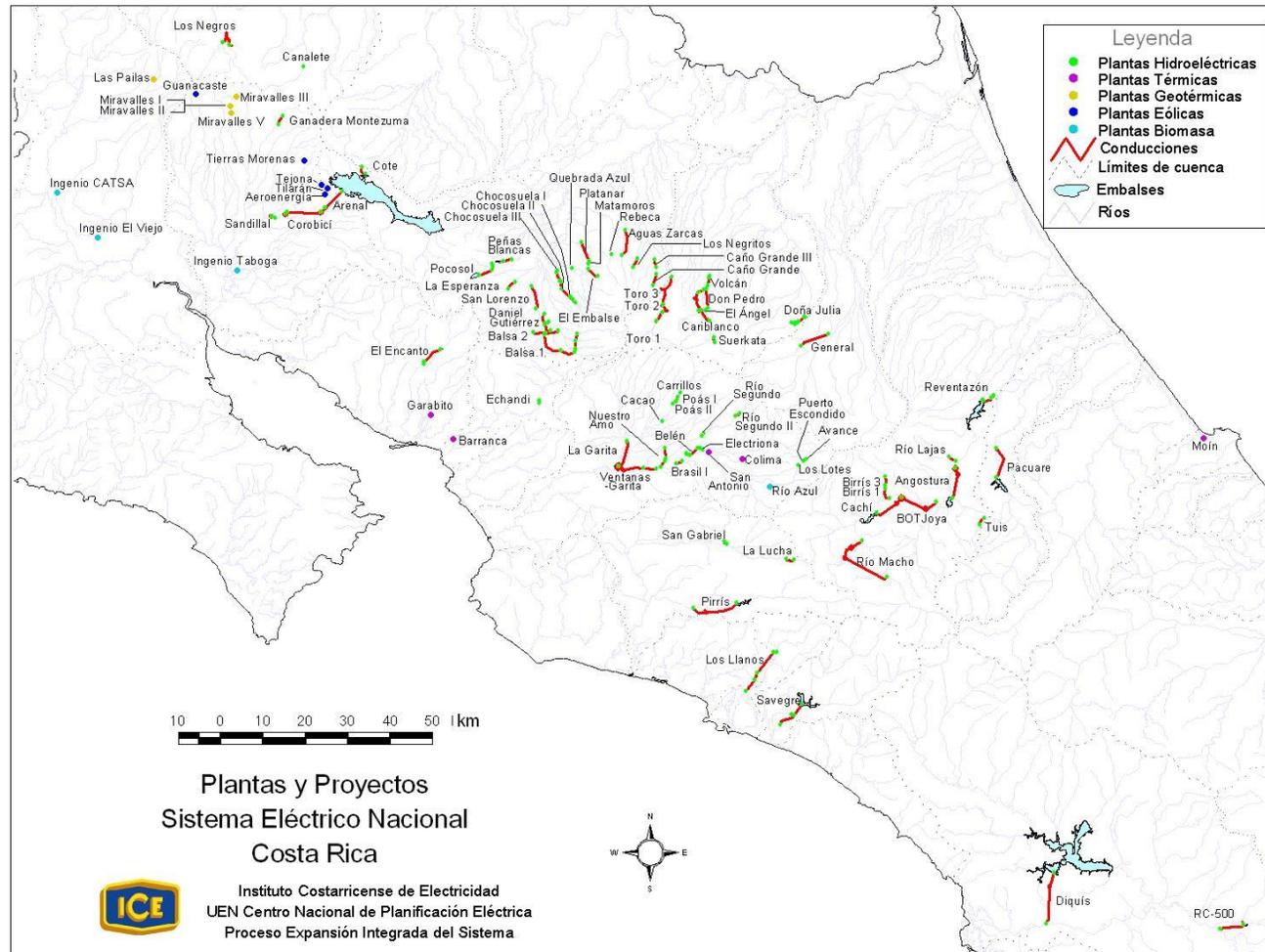
(esta página en blanco intencionalmente)

ANEXO 3
COSTO VARIABLE DE OPERACION
(precio medio de combustible, sin impuestos)

| COSTO OPERATIVO TERMICO | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|---|--------|-----------|-------------------|---------------------|---------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Planta | Fuente | Pot MW | Rend kWh/litro | CostOper USD/MWh | USD/MWh | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 | |
| Garabito | Búnker | 200 | 4.48 | 15 | 146 | 144 | 146 | 148 | 151 | 153 | 157 | 159 | 161 | 165 | 169 | 172 | 176 | 180 | 184 | 187 | 192 | 194 | 199 | 203 | 206 | 212 | |
| Guápiles | Búnker | 14 | 4.07 | 15 | 159 | 157 | 160 | 162 | 165 | 167 | 171 | 174 | 176 | 180 | 184 | 188 | 192 | 197 | 201 | 205 | 211 | 213 | 218 | 222 | 226 | 232 | |
| Moín 1 | Búnker | 20 | 4.08 | 15 | 158 | 157 | 159 | 161 | 165 | 167 | 171 | 173 | 176 | 180 | 184 | 187 | 191 | 196 | 200 | 204 | 210 | 212 | 217 | 221 | 225 | 231 | |
| Orotina | Búnker | 10 | 4.18 | 15 | 155 | 153 | 155 | 157 | 161 | 163 | 167 | 169 | 172 | 176 | 180 | 183 | 187 | 191 | 196 | 200 | 205 | 207 | 212 | 216 | 220 | 226 | |
| Barranca | Diésel | 36 | 2.41 | 3 | 319 | 319 | 325 | 333 | 338 | 344 | 350 | 357 | 363 | 370 | 376 | 384 | 390 | 397 | 404 | 411 | 418 | 424 | 431 | 438 | 446 | 455 | |
| Moín 2a | Diésel | 65 | 2.88 | 3 | 267 | 268 | 273 | 279 | 283 | 289 | 293 | 299 | 304 | 310 | 315 | 321 | 327 | 333 | 338 | 344 | 350 | 355 | 361 | 367 | 374 | 381 | |
| Moín 2b | Diésel | 65 | 2.88 | 3 | 267 | 268 | 273 | 279 | 283 | 289 | 293 | 299 | 304 | 310 | 315 | 321 | 327 | 333 | 338 | 344 | 350 | 355 | 361 | 367 | 374 | 381 | |
| Moín 3 | Diésel | 78 | 2.95 | 3 | 261 | 261 | 266 | 272 | 277 | 282 | 287 | 292 | 297 | 303 | 308 | 314 | 319 | 325 | 330 | 336 | 342 | 347 | 352 | 358 | 365 | 372 | |
| San Antonio Gas | Diésel | 34 | 2.52 | 3 | 305 | 306 | 312 | 318 | 324 | 330 | 335 | 341 | 347 | 354 | 360 | 367 | 374 | 380 | 387 | 393 | 400 | 406 | 412 | 419 | 427 | 436 | |
| Turbina Proy 1 | Diésel | 80 | 3.00 | 4 | 258 | 258 | 263 | 268 | 273 | 278 | 283 | 288 | 293 | 298 | 304 | 310 | 315 | 320 | 326 | 331 | 337 | 342 | 347 | 353 | 360 | 367 | |
| Turbina Proy 2 | Diésel | 80 | 3.00 | 4 | 258 | 258 | 263 | 268 | 273 | 278 | 283 | 288 | 293 | 298 | 304 | 310 | 315 | 320 | 326 | 331 | 337 | 342 | 347 | 353 | 360 | 367 | |
| Turbina Proy 3 | Diésel | 80 | 3.00 | 4 | 258 | 258 | 263 | 268 | 273 | 278 | 283 | 288 | 293 | 298 | 304 | 310 | 315 | 320 | 326 | 331 | 337 | 342 | 347 | 353 | 360 | 367 | |
| Turbina Proy 4 | Diésel | 80 | 3.00 | 4 | 258 | 258 | 263 | 268 | 273 | 278 | 283 | 288 | 293 | 298 | 304 | 310 | 315 | 320 | 326 | 331 | 337 | 342 | 347 | 353 | 360 | 367 | |
| Proyección de precio de combustibles | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Escenario medio de precios, SIN impuestos | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Combustible | unidad | | | | | 2014 | 2015 | 2016 | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | 2023 | 2024 | 2025 | 2026 | 2027 | 2028 | 2029 | 2030 | 2031 | 2032 | 2033 | 2034 | 2035 |
| Bunker | USD/l | | | | | 0.58 | 0.58 | 0.59 | 0.60 | 0.61 | 0.62 | 0.64 | 0.65 | 0.66 | 0.67 | 0.69 | 0.70 | 0.72 | 0.74 | 0.76 | 0.77 | 0.79 | 0.80 | 0.83 | 0.84 | 0.86 | 0.88 |
| Diesel | USD/l | | | | | 0.76 | 0.76 | 0.78 | 0.79 | 0.81 | 0.82 | 0.84 | 0.85 | 0.87 | 0.88 | 0.90 | 0.92 | 0.93 | 0.95 | 0.97 | 0.98 | 1.00 | 1.01 | 1.03 | 1.05 | 1.07 | 1.09 |

(esta página en blanco intencionalmente)

ANEXO 4 UBICACION DE PLANTAS Y PROYECTOS



(esta página en blanco intencionalmente)

ANEXO 5

AGRUPAMIENTO DE PLANTAS HIDROELECTRICAS MENORES

| Grupo | Planta | Fuente | Propiedad | 5 años | |
|-----------------------------|------------------|--------|------------|-----------------|--------------------|
| | | | | Gen Prom GWh | Pot Efectiva MW |
| CNFL Virilla | Belén | hidro | cnfl | 63 | 9 |
| | Brasil | hidro | cnfl | 109 | 24 |
| | Electriona | hidro | cnfl | 33 | 3 |
| | Nuestro Amo | hidro | cnfl | 39 | 8 |
| | Río Segundo | hidro | cnfl | 5 | 1 |
| | Ventanas | hidro | cnfl | 21 | 11 |
| | SubTotal | | | | 270 |
| Eólicos GP Arenal Existente | Aeroenergía | eólic | priv | 26 | 6 |
| | Tilarán | eólic | priv | 76 | 20 |
| | SubTotal | | | 103 | 26 |
| Hidro GP1 Existente | Aguas Zarcas | hidro | priv | 73 | 13 |
| | El Embalse | hidro | priv | 8 | 2 |
| | La Esperanza | hidro | priv | 31 | 5 |
| | Matamoros | hidro | priv | 23 | 4 |
| | Platanar | hidro | priv | 90 | 15 |
| | Rebeca | hidro | priv | 0 | 0 |
| | Tapezco | hidro | priv | 1 | 0 |
| SubTotal | | | 228 | 39 | |
| Hidro GP2 Existente | Caño Grande | hidro | priv | 17 | 2 |
| | Caño Grande III | hidro | priv | 15 | 2 |
| | Don Pedro | hidro | priv | 61 | 14 |
| | El Angel | hidro | priv | 19 | 4 |
| | Poás I&II | hidro | priv | 9 | 2 |
| | Río Segundo II | hidro | priv | 4 | 1 |
| | Suerkata | hidro | priv | 15 | 3 |
| | Vara Blanca | hidro | priv | 11 | 3 |
| | Volcán | hidro | priv | 63 | 17 |
| SubTotal | | | 215 | 47 | |
| Hidro GP3 Existente | Río Lajas | hidro | priv | 51 | 10 |
| | SubTotal | | | 51 | 10 |
| ICE Menores | Avance | hidro | ice | 2 | 0 |
| | Echandi | hidro | ice | 34 | 4 |
| | Los Lotes | hidro | ice | 3 | 0 |
| | Puerto Escondido | hidro | ice | 1 | 0 |
| SubTotal | | | 40 | 5 | |
| Ingenios GP Existente | El Viejo | biom | priv | 72 | 18 |
| | Taboga | biom | priv | 71 | 19 |
| | SubTotal | | | 142 | 37 |
| JASEC Menores | Barro Morado | hidro | jasec | 9 | 1 |
| | Birris 1 | hidro | jasec | 83 | 14 |
| | Birris 3 | hidro | jasec | 32 | 3 |
| | Tuis | hidro | jasec | 11 | 2 |
| SubTotal | | | 135 | 20 | |
| Miravalles ICE | Boca de Pozo 1 | geot | ice | 41 | 5 |
| | Miravalles 1 | geot | ice | 419 | 55 |
| | Miravalles 2 | geot | ice | 372 | 55 |
| | Miravalles 5 | geot | ice | 107 | 18 |
| | SubTotal | | | 939 | 133 |

(esta página en blanco intencionalmente)

ANEXO 6 PLANTAS E INFORMACION HIDROLOGICA

Los datos de caudales mensuales históricos son calculados por la Unidad de Pronóstico y Estado Hidrometeorológico, del Centro de Servicios Estudios Básicos de Ingeniería, PySA.

Se basan en los registros históricos de las estaciones hidrometeorológicas que opera el ICE en las diferentes cuencas del país. Usando técnicas de extrapolación, correlación y de relleno de datos, se crea una estación ficticia, ubicada en el sitio de toma de cada proyecto. Esta entidad, denominada “Estación Hidrológica”, contiene la serie de caudales mensuales que cubren los 47 años entre 1965 y el 2011.

La estación hidrológica se calcula para todas las plantas y proyectos grandes y se le pone el nombre de la central. A las plantas o grupo de plantas menores se les asigna una estación hidrológica representativa y se ajustan los parámetros de las plantas para que con ese caudal produzcan la energía que les corresponde. Lo mismo se hace con los proyectos hidroeléctricos genéricos.

| Plantas o grupos en operación | | Proyectos o grupos futuros | |
|-------------------------------|--------------------|----------------------------|----------------------------|
| Nombre | Datos Hidrológicos | Nombre | Datos Hidrológicos |
| Angostura | Angostura | Anonos | Ventanas Garita |
| Arenal | Arenal | Balsa Inferior | Turbinado Daniel Gutiérrez |
| Cachí | Cachí | Bijagua | Cariblanco |
| Canalete | Canalete | Brujo 2 | Brujo2 |
| Cariblanco | Cariblanco | Capulín | Alumbre |
| Chocosuela | Chocosuela | Chucás | Balsa |
| CNFL Virilla | Ventanas Garita | Diquís | Diquís |
| Corobicí | Corobicí | Diquís Minicentral | Diquis |
| Cote | Cote | HCp1Conc1 | General |
| Cubujuquí | General | HCp1Conc2 | Cariblanco |
| Daniel Gutiérrez | Daniel Gutiérrez | HidProyD1 | Peñas Blancas |
| Doña Julia | Doña Julia | HidProyD2 | Toro1 |
| El Encanto | El Encanto | HidProyD3 | Pirris |
| ESPH | Ventanas Garita | HidProyD4 | Savegre |
| Garita | Garita | HidProyD5 | Diquis |
| General | General | HidProyD6 | Los Negros |
| Hidro GP1 Existente | Platanar | HidProyG1 | Canalete |
| Hidro GP2 Existente | Volcán | HidProyG2 | Daniel Gutierrez |
| Hidro GP3 Existente | Lajas | HidProyG3 | Doña Julia |
| JASEC | Cachí | HidProyG4 | Chocosuela |
| La Joya | Turbinado Cachí | HidProyG5 | Peñas Blancas |
| Los Negros | Los Negros | HidProyG6 | PocoSol |
| Menores ICE | Río Macho | HidProyG7 | RC-500 |
| Peñas Blancas | Peñas Blancas | HidProyG8 | Balsa |
| Pirris | Pirris | Pacuare | Pacuare |
| Pocosol | PocoSol | RC-500 | RC-500 |
| Río Macho | Río Macho | Reventazón | Reventazón |
| San Lorenzo | PocoSol | Reventazón Minicentral | Reventazón |
| Sandillal | Turbinado Corobicí | Savegre | Savegre |
| Toro 1 | Toro1 | Tacares | Ventanas Garita |
| Toro 2 | Toro2 | Torito | Turbinado Angostura |
| Toro 3 | Toro3 | | |
| Ventanas Garita | Ventanas Garita | | |

(esta página en blanco intencionalmente)

ANEXO 7

DETALLE DE PROYECTOS EN LAS RUTAS DE EXPANSION

El propósito de las rutas de expansión es evaluar los proyectos más grandes, que implican decisiones importantes y que afectan las características futuras del sistema de generación. Los proyectos menores, por el contrario, no se detallan porque su participación en el plan puede sufrir grandes variaciones, según evolucione la demanda y disponibilidad de recursos energéticos. Es así que las posibles plantas hidros, eólicas, solares y de otras tecnologías todavía en desarrollo se agrupan genéricamente bajo el término de proyectos renovables.

Sin embargo, en las simulaciones con el SDDP sí es necesario definir cada tipo de proyecto de acuerdo con las tablas de proyectos candidatos. A continuación se presentan los planes simulados con el SDDP, con el detalle de los proyectos que conforma la solución óptima para el escenario medio de demanda.

Corto plazo igual para las tres rutas

En el corto plazo, el programa de ejecución de proyectos es igual para las tres rutas. También es de notar que para estar preparado para responder ante cualquier escenario de demanda, el plan de corto plazo se instala para soportar los escenarios de demanda base-modificado y alta.

| Año | Energía GWh | % crec | Pot MW | % crec | Mes | Proyecto | Fuente | Pot MW | Instalado MW |
|------------------------------|----------------|--------|-----------|--------|-----|------------------------|--------|-----------|-----------------|
| Capacidad Instalada al: 2012 | | | | | | | | | 2 682 |
| 2013 | | | | | 7 | Tacares | Hidro | 7 | 2 689 |
| | | | | | 12 | Balsa Inferior | Hidro | 38 | 2 727 |
| 2014 | 10 789 | | 1 688 | | 7 | Cachí | Hidro | -105 | 2 622 |
| | | | | | 11 | Cachí 2 | Hidro | 158 | 2 780 |
| 2015 | 11 278 | 4.5% | 1 757 | 4.1% | 1 | Chucás | Hidro | 50 | 2 830 |
| | | | | | 2 | Torito | Hidro | 50 | 2 880 |
| | | | | | 3 | Anonos | Hidro | 4 | 2 883 |
| | | | | | 3 | Río Macho | Hidro | -120 | 2 763 |
| | | | | | 3 | Río Macho 2 | Hidro | 140 | 2 903 |
| | | | | | 7 | Chiripa | Eólic | 50 | 2 953 |
| 2016 | 11 786 | 4.5% | 1 827 | 4.0% | 1 | Capulín | Hidro | 49 | 3 002 |
| | | | | | 1 | La Joya 2 | Hidro | 64 | 3 066 |
| | | | | | 1 | La Joya | Hidro | -50 | 3 016 |
| | | | | | 1 | Eólico Cap1 Conc 1a | Eólic | 50 | 3 066 |
| | | | | | 1 | Orosí | Eólic | 50 | 3 116 |
| | | | | | 5 | Reventazón | Hidro | 292 | 3 408 |
| 2017 | 12 317 | 4.5% | 1 891 | 3.5% | 10 | Reventazón Minicentral | Hidro | 14 | 3 422 |
| | | | | | 1 | Eólico Cap1 Conc 1b | Eólic | 50 | 3 472 |
| | | | | | 1 | Eólico Cap1 Conc 2 | Eólic | 20 | 3 492 |
| | | | | | 1 | Hidro Cap1 Conc 1 | Hidro | 37 | 3 529 |
| | | | | | 1 | Hidro Cap1 Conc 2 | Hidro | 50 | 3 579 |
| | | | | | 6 | Moín 1 | Térm | -20 | 3 559 |
| 2018 | 12 873 | 4.5% | 1 971 | 4.2% | 1 | Hidro Proy D5 | Hidro | 50 | 3 609 |
| 2019 | 13 451 | 4.5% | 2 051 | 4.1% | 1 | Pailas 2 | Geot | 55 | 3 664 |

Ruta 0 ^(*): sin Diguís y sin GNL

| Año | Energía | % crec | Pot | % crec | Mes | Proyecto | Fuente | Pot | Instalado |
|------|---------|--------|-------|--------|-----|-----------------------|--------|-----|-----------|
| 2020 | 14 054 | 4.5% | 2 126 | 3.6% | | | | | 3 664 |
| 2021 | 14 680 | 4.5% | 2 206 | 3.8% | 1 | Turbina Proy 1 | Térm | 80 | 3 744 |
| 2022 | 15 330 | 4.4% | 2 297 | 4.1% | 1 | Turbina Proy 2 | Térm | 80 | 3 824 |
| 2023 | 16 003 | 4.4% | 2 382 | 3.7% | 1 | Borinquen 1 | Geot | 55 | 3 879 |
| | | | | | 1 | Hidro Proy D1 | Hidro | 50 | 3 929 |
| | | | | | 1 | Hidro Proy G2 | Hidro | 50 | 3 979 |
| | | | | | 1 | RC-500 | Hidro | 58 | 4 037 |
| 2024 | 16 698 | 4.3% | 2 479 | 4.0% | 1 | Borinquen 2 | Geot | 55 | 4 092 |
| 2025 | 17 417 | 4.3% | 2 564 | 3.4% | 1 | Brujo 2 | Hidro | 60 | 4 152 |
| | | | | | 1 | Eólico Proy D1 | Eólic | 50 | 4 202 |
| | | | | | 1 | Eólico Proy D2 | Eólic | 50 | 4 252 |
| | | | | | 1 | Eólico Proy D3 | Eólic | 50 | 4 302 |
| | | | | | 1 | Eólico Proy G1 | Eólic | 50 | 4 352 |
| | | | | | 1 | Hidro Proy D2 | Hidro | 50 | 4 402 |
| | | | | | 1 | Hidro Proy D3 | Hidro | 50 | 4 452 |
| | | | | | 1 | Hidro Proy D4 | Hidro | 50 | 4 502 |
| | | | | | 1 | Hidro Proy D6 | Hidro | 50 | 4 552 |
| | | | | | 1 | Hidro Proy G1 | Hidro | 50 | 4 602 |
| | | | | | 1 | Hidro Proy G3 | Hidro | 50 | 4 652 |
| | | | | | 1 | Hidro Proy G4 | Hidro | 50 | 4 702 |
| 2026 | 18 155 | 4.2% | 2 660 | 3.7% | 1 | Geotérm Proy 1 | Geot | 55 | 4 757 |
| 2027 | 18 914 | 4.2% | 2 756 | 3.6% | 1 | Geotérm Proy 2 | Geot | 55 | 4 812 |
| 2028 | 19 691 | 4.1% | 2 858 | 3.7% | 1 | Geotérm Proy 3 | Geot | 55 | 4 867 |
| | | | | | 1 | Geotérm Proy 4 | Geot | 55 | 4 922 |
| | | | | | 1 | Geotérm Proy 5 | Geot | 55 | 4 977 |
| | | | | | 1 | Geotérm Proy 6 | Geot | 55 | 5 032 |
| | | | | | 1 | Hidro Proy G5 | Hidro | 50 | 5 082 |

^(*) La Ruta 0 solo se simuló hasta el 2028. Las rutas 1 y 2 cubren hasta el 2035

Ruta 1: PLAN RECOMENDADO Diquís en operación en el año 2025

| Año | Energía GWh | % crec | Pot MW | % crec | Mes | Proyecto | Fuente | Pot MW | Instalado MW |
|------|----------------|--------|-----------|--------|-----|---------------------------|--------|-----------|-----------------|
| 2020 | 14 054 | 4.5% | 2 126 | 3.6% | | | | | 3 664 |
| 2021 | 14 680 | 4.5% | 2 206 | 3.8% | 1 | Hidro Proy D4 | Hidro | 50 | 3 714 |
| | | | | | 1 | Turbina Proy 1 | Térm | 80 | 3 794 |
| 2022 | 15 330 | 4.4% | 2 297 | 4.1% | 1 | Turbina Proy 2 | Térm | 80 | 3 874 |
| 2023 | 16 003 | 4.4% | 2 382 | 3.7% | 1 | Borinquen 1 | Geot | 55 | 3 929 |
| | | | | | 1 | Eólico Proy D1 | Eólic | 50 | 3 979 |
| | | | | | 1 | Hidro Proy G2 | Hidro | 50 | 4 029 |
| | | | | | 1 | Hidro Proy G3 | Hidro | 50 | 4 079 |
| 2024 | 16 698 | 4.3% | 2 479 | 4.0% | 1 | Borinquen 2 | Geot | 55 | 4 134 |
| 2025 | 17 417 | 4.3% | 2 564 | 3.4% | 1 | Diquís | Hidro | 623 | 4 757 |
| | | | | | 1 | Diquís Minicentral | Hidro | 27 | 4 784 |
| 2026 | 18 155 | 4.2% | 2 660 | 3.7% | | | | | 4 784 |
| 2027 | 18 914 | 4.2% | 2 756 | 3.6% | | | | | 4 784 |
| 2028 | 19 691 | 4.1% | 2 858 | 3.7% | | | | | 4 784 |
| 2029 | 20 488 | 4.0% | 2 949 | 3.2% | 1 | Hidro Proy D1 | Hidro | 50 | 4 834 |
| | | | | | 1 | Hidro Proy D6 | Hidro | 50 | 4 884 |
| | | | | | 1 | Hidro Proy G6 | Hidro | 50 | 4 934 |
| 2030 | 21 301 | 4.0% | 3 066 | 4.0% | 1 | Geotérm Proy 1 | Geot | 55 | 4 989 |
| 2031 | 22 130 | 3.9% | 3 173 | 3.5% | 1 | Geotérm Proy 2 | Geot | 55 | 5 044 |
| | | | | | 1 | Geotérm Proy 3 | Geot | 55 | 5 099 |
| 2032 | 22 975 | 3.8% | 3 291 | 3.7% | 1 | Eólico Proy D2 | Eólic | 50 | 5 149 |
| | | | | | 1 | Eólico Proy D3 | Eólic | 50 | 5 199 |
| | | | | | 1 | Geotérm Proy 4 | Geot | 55 | 5 254 |
| | | | | | 1 | Geotérm Proy 5 | Geot | 55 | 5 309 |
| | | | | | 1 | Geotérm Proy 6 | Geot | 55 | 5 364 |
| | | | | | 1 | Hidro Proy G4 | Hidro | 50 | 5 414 |
| 2033 | 23 832 | 3.7% | 3 403 | 3.4% | 1 | Eólico Proy G1 | Eólic | 50 | 5 464 |
| | | | | | 1 | Eólico Proy G2 | Eólic | 50 | 5 514 |
| | | | | | 1 | Eólico Proy G3 | Eólic | 50 | 5 564 |
| | | | | | 1 | Hidro Proy D2 | Hidro | 50 | 5 614 |
| | | | | | 1 | Hidro Proy D3 | Hidro | 50 | 5 664 |
| | | | | | 1 | Hidro Proy G1 | Hidro | 50 | 5 714 |
| | | | | | 1 | Hidro Proy G5 | Hidro | 50 | 5 764 |
| | | | | | 1 | Hidro Proy G7 | Hidro | 50 | 5 814 |
| 2034 | 24 704 | 3.7% | 3 526 | 3.6% | 1 | Eólico Proy G4 | Eólic | 50 | 5 864 |
| | | | | | 1 | Eólico Proy G5 | Eólic | 50 | 5 914 |
| | | | | | 1 | Hidro Proy G8 | Hidro | 50 | 5 964 |
| 2035 | 25 589 | 3.6% | 3 649 | 3.5% | 1 | Turbina Proy 3 | Térm | 80 | 6 044 |
| | | | | | 1 | Turbina Proy 4 | Térm | 80 | 6 124 |

Ruta 2: Introducción del GNL en el 2025

| Año | Energía GWh | % crec | Pot MW | % crec | Mes | Proyecto | Fuente | Pot MW | Instalación MW |
|------|-------------|--------|--------|--------|-----|---------------------------|--------|--------|----------------|
| 2020 | 14 054 | 4.5% | 2 126 | 3.6% | | | | | 3 664 |
| 2021 | 14 680 | 4.5% | 2 206 | 3.8% | 1 | Turbina Proy 1 | Térm | 80 | 3 744 |
| 2022 | 15 330 | 4.4% | 2 297 | 4.1% | 1 | Hidro Proy D1 | Hidro | 50 | 3 794 |
| | | | | | 1 | Hidro Proy D4 | Hidro | 50 | 3 844 |
| | | | | | 1 | Turbina Proy 2 | Térm | 80 | 3 924 |
| 2023 | 16 003 | 4.4% | 2 382 | 3.7% | 1 | Borinquen 1 | Geot | 55 | 3 979 |
| | | | | | 1 | Eólico Proy D1 | Eólic | 50 | 4 029 |
| | | | | | 1 | Hidro Proy G3 | Hidro | 50 | 4 079 |
| 2024 | 16 698 | 4.3% | 2 479 | 4.0% | 1 | Borinquen 2 | Geot | 55 | 4 134 |
| | | | | | 1 | Eólico Proy D2 | Eólic | 50 | 4 184 |
| 2025 | 17 417 | 4.3% | 2 564 | 3.4% | 1 | CCGNL 1 | Térm | 300 | 4 484 |
| | | | | | 1 | Turbina Proy 1 (-) | Térm | -80 | 4 404 |
| | | | | | 1 | Turbina Proy 2 (-) | Térm | -80 | 4 324 |
| 2026 | 18 155 | 4.2% | 2 660 | 3.7% | 1 | Geotérm Proy 1 | Geot | 55 | 4 379 |
| | | | | | 1 | Geotérm Proy 2 | Geot | 55 | 4 434 |
| 2027 | 18 914 | 4.2% | 2 756 | 3.6% | 1 | CCGNL 2 | Térm | 300 | 4 734 |
| | | | | | 1 | Geotérm Proy 3 | Geot | 55 | 4 789 |
| 2028 | 19 691 | 4.1% | 2 858 | 3.7% | 1 | Hidro Proy G4 | Hidro | 50 | 4 839 |
| 2029 | 20 488 | 4.0% | 2 949 | 3.2% | | | | | 4 839 |
| 2030 | 21 301 | 4.0% | 3 066 | 4.0% | 1 | Hidro Proy G2 | Hidro | 50 | 4 889 |
| 2031 | 22 130 | 3.9% | 3 173 | 3.5% | 1 | Geotérm Proy 4 | Geot | 55 | 4 944 |
| | | | | | 1 | Geotérm Proy 5 | Geot | 55 | 4 999 |
| | | | | | 1 | Geotérm Proy 6 | Geot | 55 | 5 054 |
| | | | | | 1 | Hidro Proy G6 | Hidro | 50 | 5 104 |
| 2032 | 22 975 | 3.8% | 3 291 | 3.7% | 1 | Hidro Proy G1 | Hidro | 50 | 5 154 |
| | | | | | 1 | Hidro Proy G5 | Hidro | 50 | 5 204 |
| | | | | | 1 | Hidro Proy G7 | Hidro | 50 | 5 254 |
| | | | | | 1 | Hidro Proy G8 | Hidro | 50 | 5 304 |
| | | | | | 1 | RC-500 | Hidro | 58 | 5 362 |
| 2033 | 23 832 | 3.7% | 3 403 | 3.4% | 1 | CCGNL 3 | Térm | 300 | 5 662 |
| 2034 | 24 704 | 3.7% | 3 526 | 3.6% | | | | | 5 662 |
| 2035 | 25 589 | 3.6% | 3 649 | 3.5% | 1 | Eólico Proy D3 | Eólic | 50 | 5 712 |
| | | | | | 1 | Eólico Proy G1 | Eólic | 50 | 5 762 |
| | | | | | 1 | Eólico Proy G2 | Eólic | 50 | 5 812 |
| | | | | | 1 | Eólico Proy G3 | Eólic | 50 | 5 862 |
| | | | | | 1 | Eólico Proy G4 | Eólic | 50 | 5 912 |
| | | | | | 1 | Hidro Proy D2 | Hidro | 50 | 5 962 |
| | | | | | 1 | Hidro Proy D3 | Hidro | 50 | 6 012 |
| | | | | | 1 | Hidro Proy D6 | Hidro | 50 | 6 062 |