

**INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD
DIRECCION CORPORATIVA DE ELECTRICIDAD**

**PLANIFICACION Y DESARROLLO ELECTRICO
PROCESO EXPANSION DEL SISTEMA**



**PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION
ELECTRICA
2018–2034**

*Mayo 2019
San José, Costa Rica*

PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION ELECTRICA PERIODO 2018-2034

SUS COMENTARIOS SON BIENVENIDOS

Por favor dirija sus comentarios, observaciones o consultas a

Marianela Ramírez, mramirezl@ice.go.cr

Fernando Ramírez, framirez@ice.go.cr

Fanny Solano, fsolano@ice.go.cr

Rainer García, rgarciad@ice.go.cr

Grupo ICE www.grupoice.com

ELABORACION

El presente documento fue elaborado por el Proceso Expansión del Sistema de la Dirección de Planificación y Desarrollo Eléctrico, Dirección Corporativa de Electricidad, Instituto Costarricense de Electricidad. Para la elaboración del documento se contó con la colaboración de otras dependencias.

El estudio se realizó durante el año 2018 y el documento se publicó en mayo del 2019.

APROBACION

Este documento fue aprobado por la Dirección de Planificación y Desarrollo Eléctrico.

REPRODUCCION

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

PORTADA:

Proyecto Geotérmico Pailas 2

El Proyecto Geotérmico Pailas 2, con una capacidad de 55MW entrará en operación en el año 2019. El proyecto se ubica al suroeste del macizo volcánico Rincón de la Vieja, en el Cantón Liberia, Provincia de Guanacaste.

El proyecto completa la explotación de campo Geotérmico La Pailas, integrado también por la planta Pailas 1 de 35 MW, en operación desde el año 2011. La planta contará con 21 pozos profundos direccionales (12 productores y 9 reinyectores), 3 estaciones separadoras, 3 lagunas de acopio y 8.6 km de tubería presurizada.

Fotografía: Dirección de Comunicación e Identidad Corporativa.

Contenido

0 RESUMEN Y CONCLUSIONES	1
1 INTRODUCCION	5
2 ENTORNO CENTROAMERICANO	7
2.1 SITUACION ECONOMICA Y SOCIAL DE CENTROAMERICA	7
2.2 EVOLUCION DE LOS SISTEMAS DE GENERACION	10
2.2.1 Capacidad instalada	10
2.2.2 Generación.....	12
2.2.3 Demanda máxima	15
2.3 INTERCONEXIONES REGIONALES.....	16
2.4 ACTIVIDAD COMERCIAL DEL MERCADO REGIONAL	18
3 POLITICAS Y CONFIGURACION DEL SISTEMA DE GENERACION NACIONAL	21
3.1 POLITICA ENERGETICA NACIONAL	21
3.1.1 Plan Nacional de Desarrollo	21
3.1.2 Plan Nacional de Energía	22
3.2 POLITICAS DEL SISTEMA DE GENERACION DEL ICE	23
3.2.1 Plan de Expansión de la Generación	24
3.2.2 Configuración del sistema de generación	25
4 SISTEMA ELECTRICO NACIONAL	27
4.1 DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS DE GENERACION, TRANSMISION Y DISTRIBUCION	27
4.1.1 Sistema de Generación.....	27
4.1.2 Sistema de Transmisión.....	30
4.1.3 Sistema de Distribución	31
4.1.4 Despacho de energía	32
4.2 COBERTURA ELECTRICA.....	32
4.3 VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA	34
4.4 SERVICIO EN ZONAS REMOTAS FUERA DE LA RED.....	36
5 GENERALIDADES DE LA DEMANDA ELECTRICA	39
5.1 DEMANDA TOTAL DE ENERGIA Y DEMANDA ELECTRICA	39
5.2 EVOLUCION DE LA DEMANDA ELECTRICA.....	40
5.3 COMPORTAMIENTO HORARIO Y ESTACIONAL DE LA DEMANDA	41

6	PROYECCIONES DE DEMANDA	43
6.1	METODOLOGIA USADA EN LA PROYECCION	43
6.2	PROYECCIONES DE LA DEMANDA	44
6.3	COMPARACION CON PROYECCIONES ANTERIORES DE DEMANDA	47
7	RECURSOS ENERGETICOS	49
7.1	POTENCIAL DE RECURSOS RENOVABLES.....	49
7.2	FUENTES RENOVABLES EN LA MATRIZ ELECTRICA NACIONAL.....	50
7.2.1	Hidroelectricidad	50
7.2.2	Geotermia.....	51
7.2.3	Eólico	51
7.2.4	Biomasa	52
7.2.5	Solar	53
7.3	RECURSOS RENOVABLES EMERGENTES.....	54
7.3.1	Biogás	54
7.3.2	Residuos Sólidos Municipales.....	55
7.3.3	Biocombustibles	55
7.3.4	Otras fuentes renovables no convencionales	55
7.4	COMBUSTIBLES FÓSILES.....	56
7.4.1	Diésel y búnker	56
7.4.2	Gas natural	57
7.4.3	Carbón	58
7.5	ENERGIA NUCLEAR	59
7.6	IMPORTACIONES DEL MER.....	59
7.7	ADMINISTRACION DE LA DEMANDA.....	59
7.8	EXTERNALIDADES DE LOS RECURSOS ENERGETICOS	60
8	PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES FOSILES	61
8.1	PROYECCIONES DEL PRECIO DEL CRUDO	61
8.2	PROYECCION DEL PRECIO DEL DIESEL Y EL BUNKER	62
8.3	CARBON.....	64
8.4	GAS NATURAL LICUADO	65
8.5	RESUMEN DE LAS PROYECCIONES	67
9	CRITERIOS PARA LA FORMULACION DEL PLAN	71
9.1	POLITICA ENERGETICA.....	71

9.2	HORIZONTE DE PLANEAMIENTO	71
9.3	ENTORNO CENTROAMERICANO	72
9.4	CRITERIO AMBIENTAL.....	72
9.5	CRITERIO DE CONFIABILIDAD	73
9.6	CRITERIO DE OPTIMO ECONOMICO.....	74
9.7	OTROS PARAMETROS ECONOMICOS	74
9.8	CAMBIO CLIMATICO Y VULNERABILIDAD.....	75
9.9	DIVERSIFICACION DE FUENTES DE ENERGIA ELECTRICA.....	76
10	INFORMACION BASICA.....	77
10.1	SISTEMA EXISTENTE	77
10.1.1	Continuidad de las plantas existentes.....	79
10.1.2	Retiro y modernización	79
10.1.3	Modificaciones recientes en el parque de generación	80
10.2	HIDROLOGIA.....	81
10.3	VIENTO	82
10.4	SOLAR	83
10.5	PROYECTOS FIJOS.....	84
10.6	TECNOLOGIAS CANDIDATAS EN EL PLAN DE EXPANSION.....	86
10.6.1	Tecnologías basadas en recursos renovables.....	86
10.6.2	Tecnologías que consumen derivados de petróleo.....	86
10.6.3	Otros combustibles fósiles	87
10.6.4	Nuevas fuentes no convencionales fuera del Plan.....	87
10.7	CARACTERISTICAS DE LOS PROYECTOS CONSIDERADOS	87
10.7.1	Costo unitario y monómico de los proyectos candidatos	89
10.8	OTROS PROYECTOS DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS Y PRIVADOS.....	91
10.8.1	Proyectos de empresas distribuidoras	92
10.8.2	Proyectos de generadores independientes.....	93
11	METODOLOGIA PARA ESTABLECER EL PLAN DE EXPANSION	95
11.1	PERIODOS DE PLANEAMIENTO	95
11.2	HERRAMIENTAS DE ANALISIS.....	96
11.3	PROCESO DE FORMULACION DEL PLAN DE EXPANSION.....	97
12	REVISION DEL CORTO PLAZO	99
12.1	REVISION DEL PLAN DE OBRAS EN EJECUCION	99

12.1.1Retiros, modernizaciones y mantenimientos.....	99
12.1.2Proyectos con entrada en operación en el período 2018-2021.....	100
12.1.3Período 2021-2026.....	101
12.2 REVISION DE LA CONFIABILIDAD EN EL CORTO PLAZO.....	101
12.3 PLAN DE EXPANSION DE CORTO PLAZO.....	101
13 ESTRATEGIAS DE DESARROLLO DEL SISTEMA DE GENERACION.....	103
13.1 DESCRIPCION DE LAS ESTRATEGIAS DE DESARROLLO DE LA GENERACION.....	103
13.1.1Estrategia con el PH El Diquís como eje central.....	104
13.1.2Estrategia de desarrollo geotérmico.....	105
13.1.3Estrategia mixta con un desarrollo basado en fuentes geotérmicas, eólicas y solares.....	106
13.1.4Estrategia de adiciones libres, sin opciones térmicas.....	106
13.1.5Estrategia con renovables y térmico.....	107
13.1.6Conformación de los casos analizados.....	107
13.2 VALORACION DE LAS ESTRATEGIAS PLANTEADAS.....	109
14 CARACTERISTICAS DEL PLAN RECOMENDADO.....	115
14.1 PLAN RECOMENDADO 2018-2034.....	115
14.2 CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACION.....	116
14.3 DEFICIT DE ENERGIA.....	120
14.4 EMISIONES.....	120
14.5 COSTOS MARGINALES.....	122
14.5.1Costo Marginal de Corto Plazo.....	122
14.5.2Costo Marginal de Largo Plazo de Generación.....	123
14.5.3Estructura estacional.....	125
15 BIBLIOGRAFIA.....	129
16 ANEXOS.....	131

0 RESUMEN Y CONCLUSIONES

El Instituto Costarricense de Electricidad tiene la responsabilidad legal de asegurar el suministro eléctrico nacional en el corto y largo plazo. Para cumplir esta tarea debe garantizar el equilibrio de la oferta y la demanda de la electricidad.

Un faltante de capacidad en el país tendría un impacto muy grave por 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 nacional en su conjunto.

El instrumento utilizado en la planificación para asegurar la adecuada oferta eléctrica en el futuro es la realización periódica de planes de expansión de la generación eléctrica que proporcionen respuestas a los requerimientos definidos en las proyecciones de demanda eléctrica.

El Plan de Expansión de la Generación 2018-2034 (PEG2018) fue formulado atendiendo los criterios que Costa Rica ha dispuesto para el desarrollo de su matriz eléctrica, a través de las políticas nacionales en materia energética. Estos criterios se refieren a los siguientes elementos: favorecimiento de fuentes renovables, baja dependencia de combustibles fósiles, seguridad energética, limitada exposición a importaciones, diversificación de fuentes, sostenibilidad ambiental y servicio al menor costo. El propósito del Plan de Expansión de la Generación es plantear una estrategia de desarrollo del sistema de generación del país en el largo plazo que sirva de referencia para la toma de decisiones de los diferentes actores que participan en el desarrollo eléctrico del país. El Plan de Expansión define un plan de largo plazo, focalizado en las decisiones estratégicas de la expansión de la generación.

El Plan de Expansión se diseña considerando el sistema costarricense aislado, donde las inversiones propuestas satisfacen la demanda nacional prevista, sin depender de importaciones o exportaciones de los países vecinos.

El Mercado Eléctrico Regional (MER) procura la integración de los mercados eléctricos de la región, y eventualmente evolucionará para permitir contratos de largo plazo que gocen de la misma confiabilidad de la generación local. Sin embargo, todavía la actividad de contratos de largo plazo es incipiente. Adicionalmente hay un rezago en las inversiones de la red de transmisión, que limita las transferencias máximas entre países, restándole dinamismo a los intercambios que potencialmente podrían esperarse del MER.

No obstante, en la operación del sistema se aprovechan plenamente las ventajas inmediatas que la interconexión y el mercado regional ofrecen, comprando y vendiendo energía para beneficio de los usuarios del sistema eléctrico.

Para la formulación del Plan se analizaron cinco estrategias de desarrollo de la generación. Las estrategias planteadas analizan las principales preocupaciones del presente ciclo de planificación:

- Estrategia con el PH El Diquís como eje central
- Estrategia de desarrollo geotérmico
- Estrategia mixta con un desarrollo basado en fuentes geotérmicas, eólicas y solares
- Estrategia de adiciones libres, sin opciones térmicas
- Estrategia con renovables y térmico disponible

Estas estrategias se estudian bajo diferentes escenarios de demanda, conformando series óptimas de planes de mínimo costo. Estos planes deben poder ajustarse adelantando o atrasando proyectos con tiempos de implementación menores.

El principal resultado de este estudio de planificación es la pérdida de competitividad del proyecto hidroeléctrico El Diquís, con respecto a las otras opciones de desarrollo analizadas. El Diquís fue durante más de una década la mejor opción de desarrollo de la generación de Costa Rica para el largo plazo, pero con cerca de 10 años de crecimiento deprimido de la demanda, el proyecto perdió competitividad. Las evaluaciones del PEG2018 muestran que el proyecto representa una adición muy grande de capacidad para las condiciones de crecimiento actual de la demanda, por lo que el Sistema Eléctrico Nacional no es capaz de absorberlo de forma económica, a pesar de la flexibilidad operativa que aporta su gran embalse de regulación.

Las otras estrategias valoradas no presentan grandes diferencias entre ellas desde el punto de vista económico. La mayor parte de las diferencias de costo observadas, están dentro del nivel de incertidumbre asociado a este tipo de análisis.

Los bajos niveles de crecimiento de la demanda y la energía y soporte que aporta al sistema la entrada en operación del PH Reventazón, definen características particulares del Plan de Expansión 2018, las cuales se explican seguidamente:

- Después de la entrada en operación del PG Pailas 2 en el año 2019 no se prevén requerimientos adicionales de capacidad hasta el año 2026 en que está programada la entrada en operación del PG Borinquen 1 de 55 MW.
- El Plan Recomendado contiene la adición de 150 MW de fuentes solares.
- Gracias a la capacidad de respaldo que brindan las plantas del Complejo Arenal y Reventazón y a la energía firme que aporta el parque geotérmico, a partir del 2028 los requerimientos adicionales de capacidad serán cubiertos por proyectos eólicos y solares en su mayor parte. El Plan se conforma con una mezcla de proyectos eólicos, solares y geotérmicos, con el objetivo de consolidar una matriz más diversificada. No se visualizan requerimientos de mayores respaldos.
- No resulta económico modernizar la Planta Eólica Tejona antes del año 2026.
- Se programa para el 2019 la salida de operación de las plantas térmicas Barranca y San Antonio, con más de 40 años de operación, y costos muy altos de operación.
- Si las condiciones de crecimiento de la demanda varían en el futuro y se identifican requerimientos adicionales de generación en el corto plazo, estos pueden ser cubiertos por tecnologías de rápida instalación como el eólico, el solar e hidros pequeños de 50 MW. Esta condición de crecimiento de la demanda, será valorada en el siguiente ciclo de planificación.

El Plan Recomendado muestra que el país tiene garantizada la atención de la demanda eléctrica para los próximos ocho años, a partir de una matriz de generación renovable, confiable y diversa, consolidando un modelo eléctrico nacional basado en fuentes renovables.

En la Tabla 0.1 se presenta el Plan Recomendado para el período 2018-2034.

Tabla 0.1

PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION 2018-2034									
Año	DEMANDA				OFERTA				
	Energía GWh	% crec	Pot MW	% crec	Mes	Proyecto	Fuente	Potencia MW	Cap Instalada MW
<i>Capacidad efectiva instalada a Dic2017:</i>									3,530
2018	11,216	1.8%	1,714	1.3%	1	Tejona	Eólic	-3	3,527
					4	Los Negros II	Hidro	28	3,555
					7	PS Cooperativo	Solar	6	3,561
					8	Río Naranjo	Eólic	9	3,570
2019	11,433	1.9%	1,739	1.4%	1	Barranca	Térm	-36	3,534
					1	El Cacao	Eólic	21	3,556
					1	San Antonio Gas	Térm	-37	3,519
					1	Valle Escondido	Solar	5	3,524
					3	Pailas 2	Geot	55	3,579
2020	11,693	2.3%	1,765	1.5%	1	Tejona	Eólic	-7	3,572
2021	11,974	2.4%	1,804	2.2%	2	San Rafael	Hidro	7	3,579
					4	Río Bonilla 1320	Hidro	6	3,584
					10	Río Bonilla 510	Hidro	6	3,591
2022	12,264	2.4%	1,830	1.5%					3,591
2023	12,545	2.3%	1,866	2.0%					3,591
2024	12,826	2.2%	1,897	1.6%	1	Tejona	Eólic	-10	3,581
2025	13,105	2.2%	1,938	2.1%					3,581
2026	13,383	2.1%	1,973	1.8%	1	Borinquen 1	Geot	55	3,636
2027	13,661	2.1%	2,008	1.8%					3,636
2028	13,942	2.1%	2,038	1.5%	1	Eólico	Eólic	50	3,686
					1	Miravalles1	Geot	-42	3,643
					1	Solar	Solar	50	3,693
2029	14,226	2.0%	2,079	2.0%	1	Eólico	Eólic	50	3,743
					1	Miravalles1- Modern	Geot	35	3,778
					1	Solar	Solar	100	3,878
2030	14,513	2.0%	2,108	1.4%	1	Borinquen 2	Geot	55	3,933
					1	Miravalles2	Geot	-42	3,891
2031	14,804	2.0%	2,146	1.8%	1	Miravalles2- Modern	Geot	35	3,926
2032	15,094	2.0%	2,177	1.5%					3,926
2033	15,375	1.9%	2,219	1.9%	1	Eólico	Eólic	50	3,976
2034	15,645	1.8%	2,253	1.5%	1	Eólico	Eólic	100	4,076

(Esta página intencionalmente en blanco)

1 INTRODUCCION

El Instituto Costarricense de Electricidad tiene bajo su responsabilidad asegurar el suministro eléctrico nacional en el corto y largo plazo, garantizando el equilibrio económico entre la oferta y la demanda de la electricidad.

El instrumento utilizado en la planificación para asegurar la adecuada oferta eléctrica en el futuro es la realización periódica de planes de expansión de la generación eléctrica que proporcionen respuestas a los requerimientos definidos en las proyecciones de demanda eléctrica.

El plan de expansión se diseña considerando el sistema costarricense aislado, donde las inversiones propuestas satisfacen la demanda nacional prevista sin depender de importaciones o exportaciones de los países vecinos.

El Plan de Expansión de la Generación 2018-2034 (PEG2018) fue formulado atendiendo los criterios que Costa Rica ha dispuesto para el desarrollo de su matriz eléctrica: favorecimiento de fuentes renovables, baja dependencia de combustibles fósiles, seguridad energética nacional, diversificación de fuentes, sostenibilidad ambiental y servicio al menor costo.

Un sistema de generación basado en fuentes renovables, requiere una cuidadosa planificación que asegure los respaldos necesarios para cubrir las variaciones propias de este tipo de fuente. Costa Rica ha sido exitosa en la visión y ejecución de metas muy ambiciosas en el tema de su matriz energética.

La diversificación de sus fuentes, la mayor parte autóctonas y renovables, ha sido el primer gran acierto del sistema de generación nacional, el segundo es la forma en que se planea y suministra el respaldo a las variaciones de producción inherentes a las fuentes renovables. Dentro de la matriz energética nacional, la única fuente renovable exenta de variaciones climatológicas, es la energía geotérmica.

Ese valioso respaldo, lo suministran los embalses de regulación de las plantas hidroeléctricas y las plantas térmicas que utilizan combustibles fósiles.

Las adiciones de capacidad del Plan de Expansión están definidas y en ejecución hasta el 2026, año en el que entra en operación el proyecto geotérmico Borinquen 1 de 55 MW. Debido al moderado crecimiento de la demanda de los últimos años, las proyecciones futuras de demanda media no vislumbran un crecimiento vigoroso de la misma. Por lo tanto, no se prevén nuevas adiciones de capacidad desde el año 2021 en que inicia la operación de tres plantas hidroeléctricas de desarrolladores privados, hasta el año 2026 en que se programa el proyecto Borinquen 1.

(Esta página intencionalmente en blanco)

2 ENTORNO CENTROAMERICANO

Los países del istmo centroamericano decidieron integrar sus sistemas eléctricos con la intención de aprovechar mejor los recursos energéticos e infraestructura y lograr una reducción en los costos de abastecimiento de sus demandas. 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 entre sistemas datan de 1976 con el enlace Honduras-Nicaragua, Nicaragua-Costa Rica en 1982, Costa Rica-Panamá y Guatemala-El Salvador en 1986. En el 2002 se unieron El Salvador-Honduras, y Costa Rica y Panamá agregan un segundo enlace en el 2011 denominado Anillo de la Amistad, que une ambos países por la costa del Caribe formando 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. A partir de octubre del 2014 entra en operación la línea de transmisión del Sistema de Integración Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC).

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

2.1 SITUACION ECONOMICA Y SOCIAL DE CENTROAMERICA

La región centroamericana cubre un área de 509 mil km², con una población de 47 millones de habitantes (año 2017). En la Tabla 2.1 se presentan datos demográficos de los países.

Tabla 2.1

CARACTERISTICAS DEMOGRAFICAS DE CENTROAMERICA. 2017									
País	Población	Índice	Viviendas con acceso a electricidad (millones)			Área	Generación	Densidad de	Generación
	millones	Electrificación %	Con	Sin	Total	mil Km ²	Anual GWh	Población Hab/Km ²	per Cápita KWh-año
Guatemala	16.5	92.4	3.2	0.3	3.4	109	11 490	151.7	695
El Salvador	6.3	96.7	1.8	0.1	1.8	21	5 073	302.4	799
Honduras	9.1	77.2	1.8	0.5	2.3	112	9 346	81.0	1 030
Nicaragua	6.2	92.3	1.1	0.1	1.1	139	4 077	44.7	656
Costa Rica	4.9	99.4	1.2	0.0	1.2	51	11 210	96.4	2 280
Panamá	4.1	92.9	1.2	0.1	1.3	77	10 938	52.6	2 698
Total	47.1	90.7	10.2	1.03	11.2	509	52 133	93	1 106

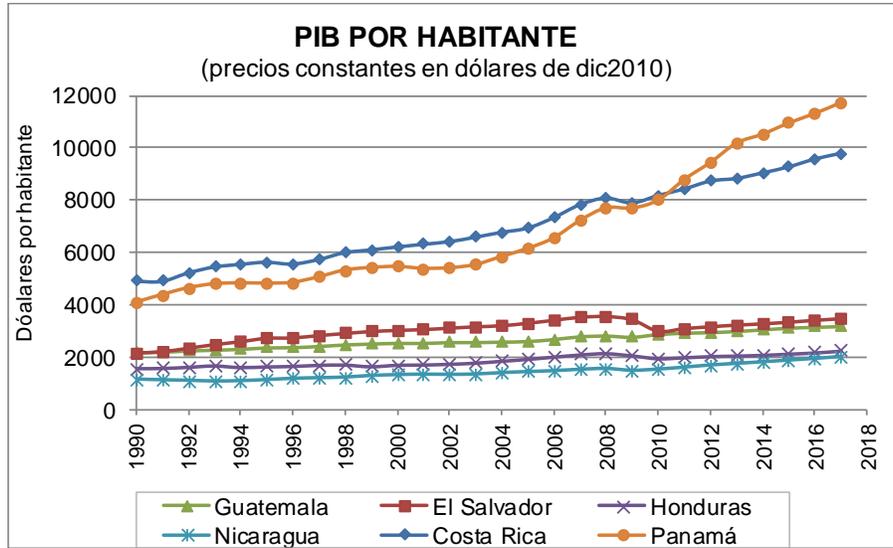
Fuente: 1. Cifras de CEPAL.CEPALSTAT. Consulta enero 2019.
2. Estadísticas del Subsector Eléctrico de los países del SICA. 2017. Elaboración propia.

El consumo de energía eléctrica per cápita en la región centroamericana muestra grandes diferencia entre los países. Panamá tiene el máximo consumo unitario que es cerca de cuatro veces mayor que el consumo per cápita mínimo. Algo similar ocurre con el producto interno bruto, donde la relación es superior a cinco veces, ver Tabla 2.2 y Figura 2.1.

Tabla 2.2

CENTROAMERICA						
PRODUCTO INTERNO BRUTO (PIB) POR HABITANTE A PRECIOS CONSTANTES (DIC 2010\$)						
(Dólares por habitante)						
	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
1990	2 171	2 143	1 560	1 138	4 917	4 073
1991	2 196	2 190	1 567	1 111	4 908	4 365
1992	2 245	2 323	1 611	1 091	5 227	4 626
1993	2 275	2 462	1 667	1 063	5 457	4 780
1994	2 309	2 578	1 603	1 076	5 557	4 817
1995	2 364	2 712	1 628	1 117	5 640	4 802
1996	2 375	2 729	1 647	1 166	5 569	4 837
1997	2 420	2 818	1 691	1 190	5 740	5 045
1998	2 480	2 899	1 702	1 214	6 002	5 307
1999	2 514	2 976	1 635	1 278	6 108	5 405
2000	2 543	3 020	1 693	1 310	6 219	5 445
2001	2 539	3 053	1 704	1 329	6 321	5 373
2002	2 573	3 106	1 733	1 320	6 421	5 392
2003	2 574	3 161	1 777	1 336	6 591	5 517
2004	2 591	3 203	1 852	1 389	6 776	5 826
2005	2 613	3 300	1 928	1 429	6 938	6 135
2006	2 692	3 414	2 018	1 464	7 337	6 541
2007	2 798	3 531	2 105	1 518	7 827	7 205
2008	2 827	3 562	2 156	1 550	8 080	7 691
2009	2 781	3 437	2 068	1 480	7 896	7 681
2010	2 884	2 989	1 954	1 526	8 181	7 987
2011	2 938	3 090	1 993	1 603	8 429	8 782
2012	2 961	3 165	2 039	1 687	8 730	9 435
2013	3 006	3 227	2 061	1 749	8 829	10 173
2014	3 069	3 277	2 090	1 812	9 040	10 518
2015	3 133	3 341	2 137	1 877	9 271	10 945
2016	3 168	3 414	2 185	1 943	9 567	11 310
2017	3 195	3 479	2 258	2 016	9 785	11 728

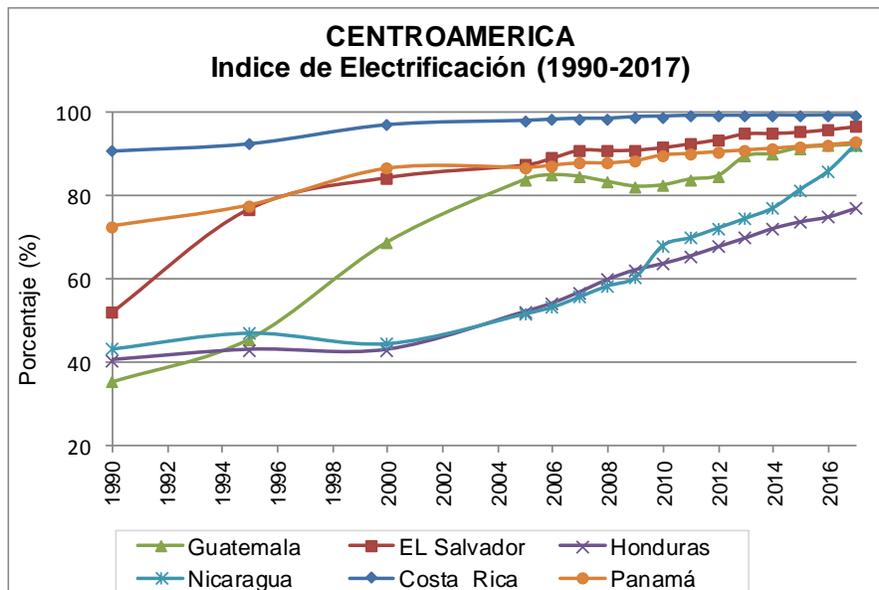
Fuente: CEPAL - CEPALSTAT. Estadísticas e Indicadores Económicos. Consulta: enero 2019
Cuentas nacionales anuales en dólares.



Fuentes: 1- CEPAL - CEPALSTAT. 2 - Estadísticas e Indicadores Económicos. 3- Cuentas Nacionales en dólares.

Figura 2.1

En lo que se refiere a la cobertura eléctrica, en las últimas dos décadas la mayoría de los países realizó esfuerzos importantes en electrificación rural, permitiendo mejorar sensiblemente los índices nacionales de cobertura, como se muestra en la Figura 2.2. A pesar de esto, al año 2017 no tenían acceso al servicio eléctrico más de un millón de hogares centroamericanos.



Fuente: CEPAL. Estadísticas del Subsector Eléctrico de los países del SICA. 2017

Figura 2.2

La región centroamericana ha experimentado reformas importantes en sus sectores eléctricos. Desde finales de la década de los ochenta, reestructuraciones del sector eléctrico sustituyeron 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. Honduras empezó este proceso más tarde, primero en el segmento de generación y en el 2018 en el segmento de distribución, concesionando a un tercero la administración de la red nacional de distribución por un período de siete años. En Costa Rica la apertura se dio en forma limitada y sólo en el segmento de generación; en distribución han operado históricamente ocho empresas.

En los cuatro países que reestructuraron su sector funciona un mercado de generación regulado: mercado mayorista de costos o precios, con regulación gubernamental. 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.

- ***Mercado Eléctrico Regional***

El Mercado Eléctrico Regional, en adelante MER, funciona como un séptimo mercado, superpuesto con los sistemas nacionales existentes, con regulación regional, en el cual los agentes habilitados por el Ente Operador Regional (EOR) realizan transacciones internacionales de energía eléctrica en la región centroamericana. El MER convive con los mercados internos particulares de cada país y respeta las diferencias que existen entre ellos. Este mercado, complementa los mercados nacionales ya existentes. En el MER se realizan las transacciones regionales de compra y venta de electricidad entre operadores radicados en un lugar distinto al del origen.

Las regulaciones de los Estados Centroamericanos están orientadas a satisfacer de manera prioritaria las necesidades nacionales. La generación de cada país está destinada prioritariamente a cubrir demanda interna, y el MER es un complemento donde pueden colocarse excedentes del mercado local. La operación técnica y comercial se rige por el Reglamento del MER, denominado “RMER”.

2.2 EVOLUCION DE LOS SISTEMAS DE GENERACION

Seguidamente se muestra la evolución de los sistemas de generación de los diferentes países en cuanto a capacidad instalada, generación y demanda máxima.

2.2.1 Capacidad instalada

La evolución de la capacidad instalada en Centroamérica, se puede observar en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3
Capacidad instalada por fuente

Capacidad instalada en Centroamérica (MW) Período 1990-2017								
Años	Total	Hidro	Geot	Térmico	Biomasa	Eólico	Biogás	Solar
1990	4 129	2 709	165	1 256	0	0	0	0
1995	5 218	2 797	235	2 114	73	0	0	0
2000	7 258	3 315	405	3 291	205	43	0	0
2001	7 393	3 312	409	3 319	291	62	0	0
2002	7 893	3 525	416	3 580	311	62	0	0
2003	8 289	3 728	434	3 708	351	69	0	0
2004	8 865	3 800	427	4 150	420	69	4	0
2005	9 134	3 881	437	4 217	530	69	4	0
2006	8 669	4 081	433	3 484	603	69	4	0
2007	9 473	4 044	502	4 224	634	70	4	0
2008	10 238	4 284	502	4 695	688	70	4	0
2009	10 711	4 287	507	5 022	735	160	4	0
2010	11 205	4 491	507	5 301	724	183	4	0
2011	11 921	4 961	559	5 307	797	298	10	0
2012	12 453	5 295	636	5 217	899	396	10	1
2013	12 726	5 308	626	5 381	984	417	10	1
2014	13 667	5 721	626	5 587	1 128	590	8	8
2015	15 299	6 020	626	5 754	1 414	945	9	531
2016	16 481	6 800	615	5 755	1 671	1 026	17	597
2017	16 962	6 936	650	5 635	1 770	1 135	21	815

Fuente: CEPAL. 1.Estadísticas del Subsector Eléctrico 2014.
2.CEPAL. Estadísticas del Subsector Eléctrico de los países del Sistema de Integración Centroamericana (SICA).2018

La capacidad instalada de Centroamérica sigue siendo predominantemente renovable. La instalación renovable cayó fuertemente en la Región de un 70% disponible en 1990 hasta valores de poco más del 50% durante la década de los 90 y del 2000. Sin embargo, a partir del 2010 la Región ha realizado importantes esfuerzos por recuperar su capacidad renovable y en el 2017 se acerca al 70% de la instalación total. Ver Figura 2.3 .

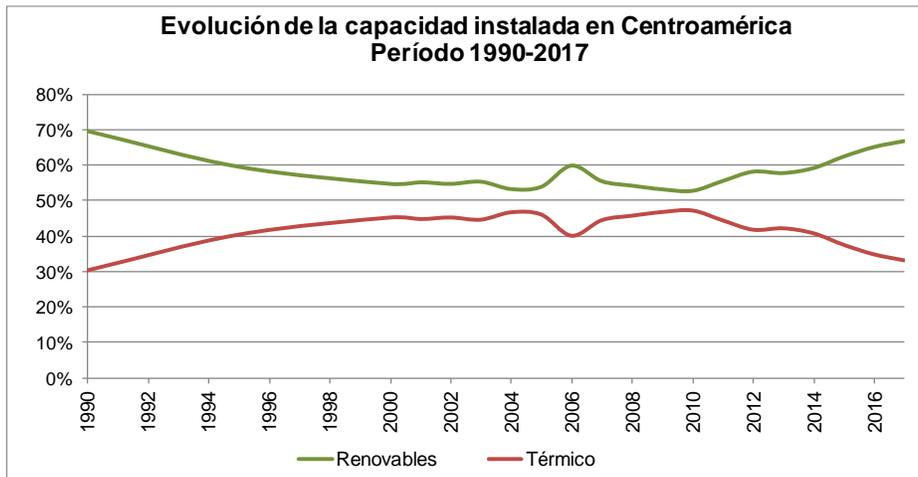
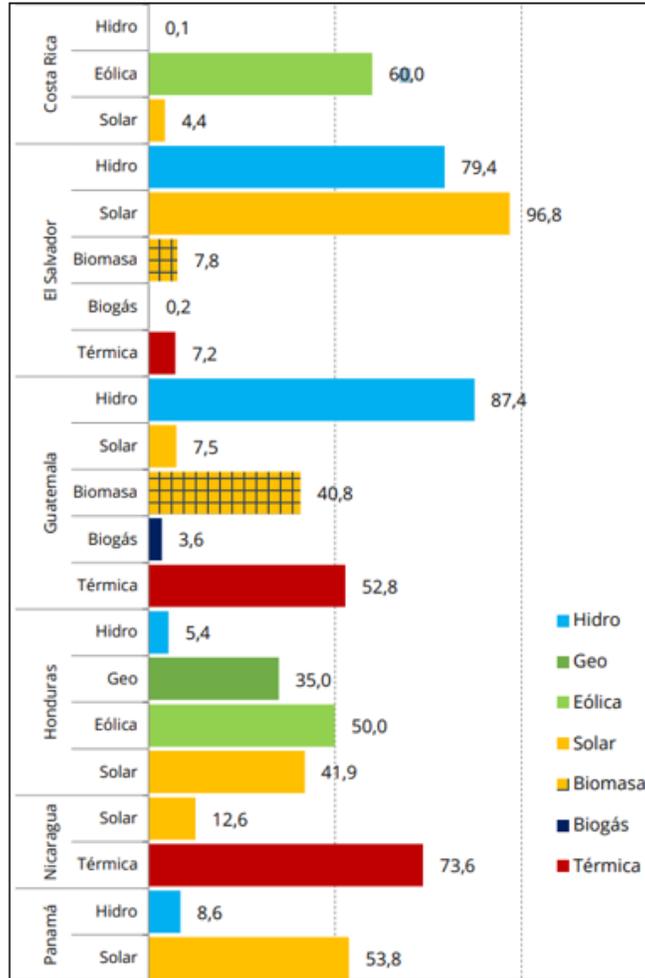


Figura 2.3

Dentro de los esfuerzos desarrollados en la Región, la energía solar ha mostrado gran dinamismo, principalmente a partir del año 2015, proceso liderado por El Salvador, Panamá y Honduras. Las principales adiciones de capacidad del año 2017 se muestran en la Figura 2.4.



Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras oficiales preliminares.2017

Figura 2.4 SIEPAC: Principales adiciones de capacidad

2.2.2 Generación

La generación eléctrica histórica por país se muestra en la Tabla 2.4 y Figura 2.5. La generación del 2017 experimentó una tasa de crecimiento del 2.3% con respecto al año 2016, cifra inferior a la observada en los últimos dos años. Un caso particular es El Salvador, cuya generación se mantiene igual o inferior al mostrado en el 2010 porque sigue recurriendo fuertemente a importaciones para atender su demanda eléctrica.

Tabla 2.4

GENERACION POR PAIS - CENTROAMERICA PERIODO 1990-2017															
GENERACION EN GWh							PORCENTAJE CRECIMIENTO ANUAL								
Año	CA	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Año	CA	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
1990	14 175	2 318	2 164	2 274	1 251	3 543	2 625	1990							
2000	26 956	6 048	3 390	3 739	2 096	6 886	4 797	2000							
2001	28 022	5 772	3 976	3 959	2 286	6 896	5 133	2001	4%	-5%	17%	6%	9%	0%	7%
2002	29 713	6 191	4 274	4 162	2 402	7 439	5 245	2002	6%	7%	7%	5%	5%	8%	2%
2003	31 307	6 575	4 487	4 607	2 561	7 511	5 566	2003	5%	6%	5%	11%	7%	1%	6%
2004	32 959	6 999	4 689	4 908	2 647	7 968	5 748	2004	5%	6%	5%	7%	3%	6%	3%
2005	34 504	7 221	4 943	5 625	2 808	8 146	5 761	2005	5%	3%	5%	15%	6%	2%	0%
2006	36 380	7 434	5 529	6 020	2 895	8 564	5 938	2006	5%	3%	12%	7%	3%	5%	3%
2007	38 230	7 940	5 749	6 334	2 935	8 990	6 282	2007	5%	7%	4%	5%	1%	5%	6%
2008	39 145	7 904	5 916	6 547	3 100	9 413	6 265	2008	2%	0%	3%	3%	6%	5%	0%
2009	39 545	7 979	5 663	6 592	3 196	9 236	6 879	2009	1%	1%	-4%	1%	3%	-2%	10%
2010	40 669	7 914	5 878	6 722	3 403	9 503	7 249	2010	3%	-1%	4%	2%	6%	3%	5%
2011	42 293	8 147	5 991	7 125	3 567	9 760	7 703	2011	4%	3%	2%	6%	5%	3%	6%
2012	44 298	8 704	5 926	7 490	3 731	10 076	8 371	2012	5%	7%	-1%	5%	5%	3%	9%
2013	45 736	9 271	5 896	7 826	3 745	10 136	8 862	2013	3%	7%	-1%	4%	0%	1%	6%
2014	46 755	9 781	5 877	7 789	3 999	10 118	9 191	2014	2%	6%	0%	0%	7%	0%	4%
2015	49 075	10 302	5 682	8 460	4 169	10 714	9 748	2015	5%	5%	-3%	9%	4%	6%	6%
2016	50 968	10 878	5 599	8 783	4 151	10 782	10 776	2016	4%	6%	-1%	4%	0%	1%	11%
2017	52 133	11 490	5 073	9 346	4 077	11 210	10 938	2017	2%	6%	-9%	6%	-2%	4%	2%

Fuente:CEPAL. Estadísticas del Subsector Eléctrico de los países del Sistema de Integración Centroamericana. (SICA). Enero 2018.

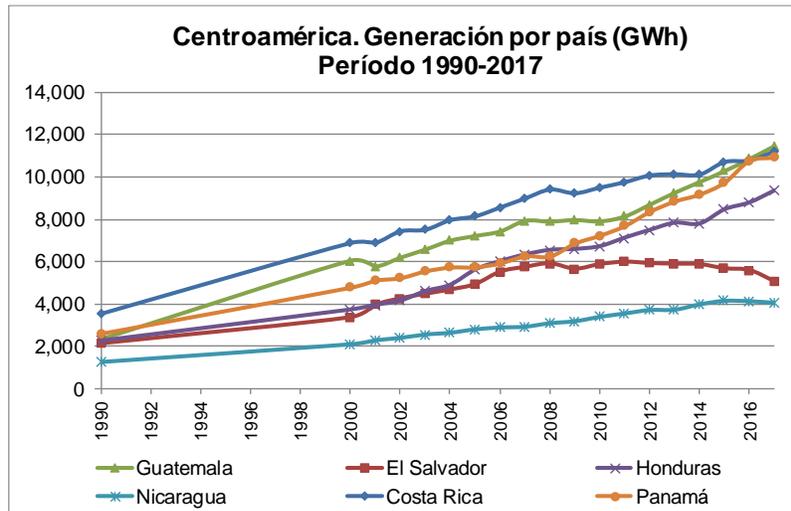


Figura 2.5

La generación eléctrica (GWh) por fuente se presenta en la Tabla 2.5 y Figura 2.6.

Tabla 2.5

GENERACION POR FUENTE EN CENTROAMERICA (GWh) Período 1990-2017								
Años	Total	Hidroelec	Geotermia	Térmico	Biomasa	Eólica	Biogas	Solar
1990	14 175	12 166	748	1 262	0	0	0	0
1995	19 455	11 469	1 159	6 700	127	0	0	0
2000	26 955	15 418	1 999	8 634	722	183	0	0
2001	28 023	13 715	2 242	11 246	635	186	0	0
2002	29 712	14 463	2 341	11 875	774	259	0	0
2003	31 307	14 530	2 503	13 244	801	230	0	0
2004	32 965	16 062	2 504	13 251	888	255	5	0
2005	34 516	17 050	2 462	13 537	1 251	204	12	0
2006	36 387	17 791	2 636	14 325	1 356	274	7	0
2007	38 230	17 750	2 976	15 661	1 602	241	1	0
2008	39 146	19 828	3 113	14 428	1 577	198	1	0
2009	39 546	18 660	3 150	15 450	1 849	436	1	0
2010	40 668	20 974	3 131	14 268	1 776	519	0	0
2011	42 292	20 626	3 188	16 003	1 717	738	20	0
2012	44 298	22 152	3 542	15 564	1 831	1 190	19	0
2013	45 735	21 672	3 779	16 621	2 291	1 351	20	1
2014	46 755	21 310	3 819	17 023	2 486	2 078	28	10
2015	49 075	22 180	3 665	16 860	2 615	3 123	47	587
2016	50 968	22 583	3 725	17 034	3 129	3 279	51	1 167
2017	52 133	26 946	3 598	13 756	3 116	3 198	61	1 458

Fuentes:
 1. CEPAL. Estadísticas del Subsector Eléctrico 2014.
 2. SICA. Estadísticas del Subsector Eléctrico de los países del Sistema de Integración Centroamericano, 2018

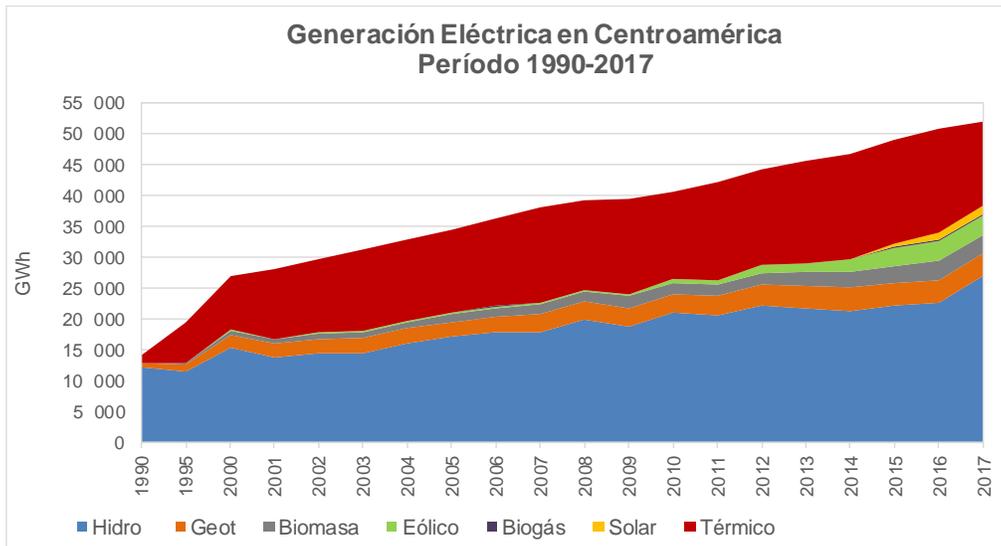


Figura 2.6

En la Figura 2.6 se observa que hasta 1990, la principal fuente de generación era la hidroeléctrica. En los años noventa la geotermia empieza su desarrollo y una década después el desarrollo eólico. La generación solar cobra fuerza en la Región en años recientes, y en gran medida bajo la figura de generación distribuida.

La generación con energías renovables en la Región cayó de un 91% a un 60% en la década de los 90, por lo que la dependencia del petróleo llegó a un 40%. A finales de la década del 2000 empieza a aumentar nuevamente la generación renovable, pero aún con una dependencia importante de los hidrocarburos, como se observa en la Figura 2.7.

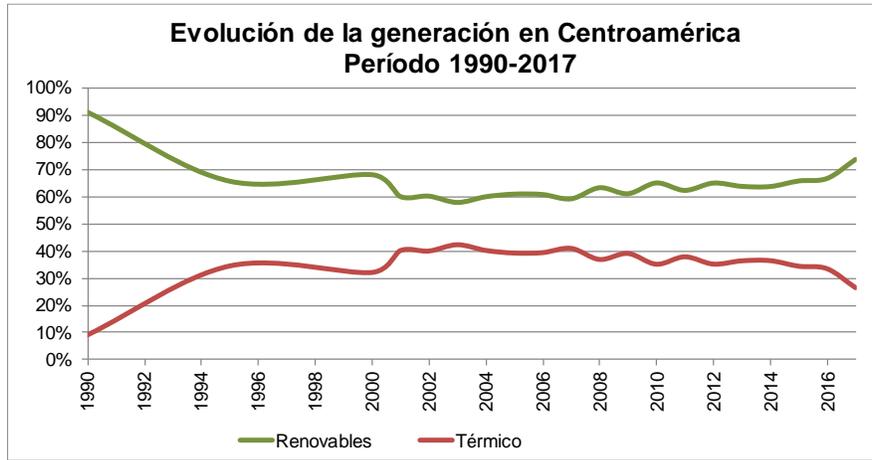


Figura 2.7

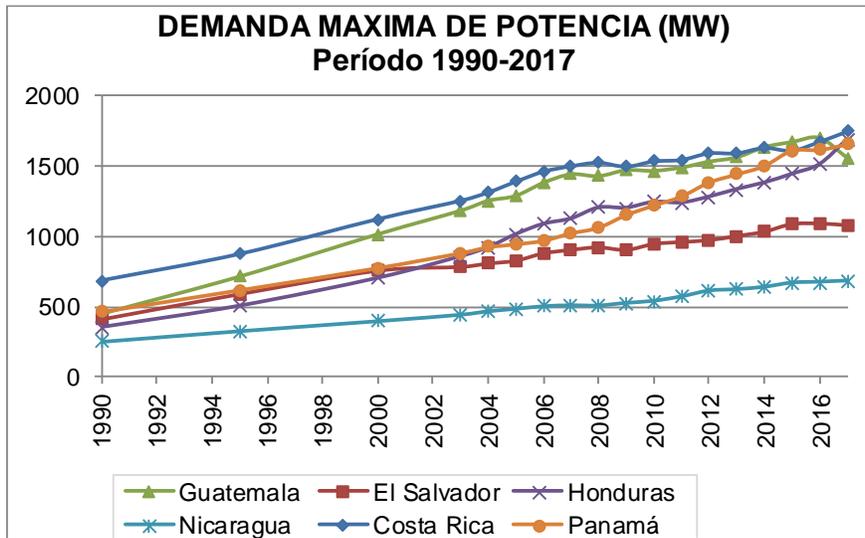
2.2.3 Demanda máxima

La demanda máxima de potencia por país, se presenta en la Tabla 2.6 y Figura 2.8.

Tabla 2.6

DEMANDA MAXIMA DE POTENCIA. 1990-2017 (MW)							
Años	Total	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
1990	2615	452	412	351	253	682	464
1995	3631	717	592	504	327	872	619
2000	4772	1017	758	702	397	1121	777
2003	5404	1185	785	857	442	1253	883
2004	5688	1256	809	921	466	1312	925
2005	5952	1290	829	1014	483	1390	946
2006	6285	1383	881	1088	501	1461	971
2007	6507	1443	906	1126	507	1500	1024
2008	6656	1430	924	1205	506	1526	1064
2009	6757	1473	906	1203	525	1497	1154
2010	6958	1468	948	1245	539	1536	1222
2011	7095	1491	962	1240	570	1546	1287
2012	7379	1533	975	1282	610	1593	1386
2013	7561	1564	1004	1336	620	1593	1444
2014	7825	1636	1035	1383	636	1632	1504
2015	8096	1672	1089	1445	665	1612	1612
2016	8274	1702	1093	1515	672	1675	1618
2017	8420	1750	1081	1561	680	1692	1657

Fuente: CEPAL. 1. Estadísticas del Subsector Eléctrico 2014. 2. Estadísticas de Producción de Electricidad de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA). 2017. Publicado en enero 2018



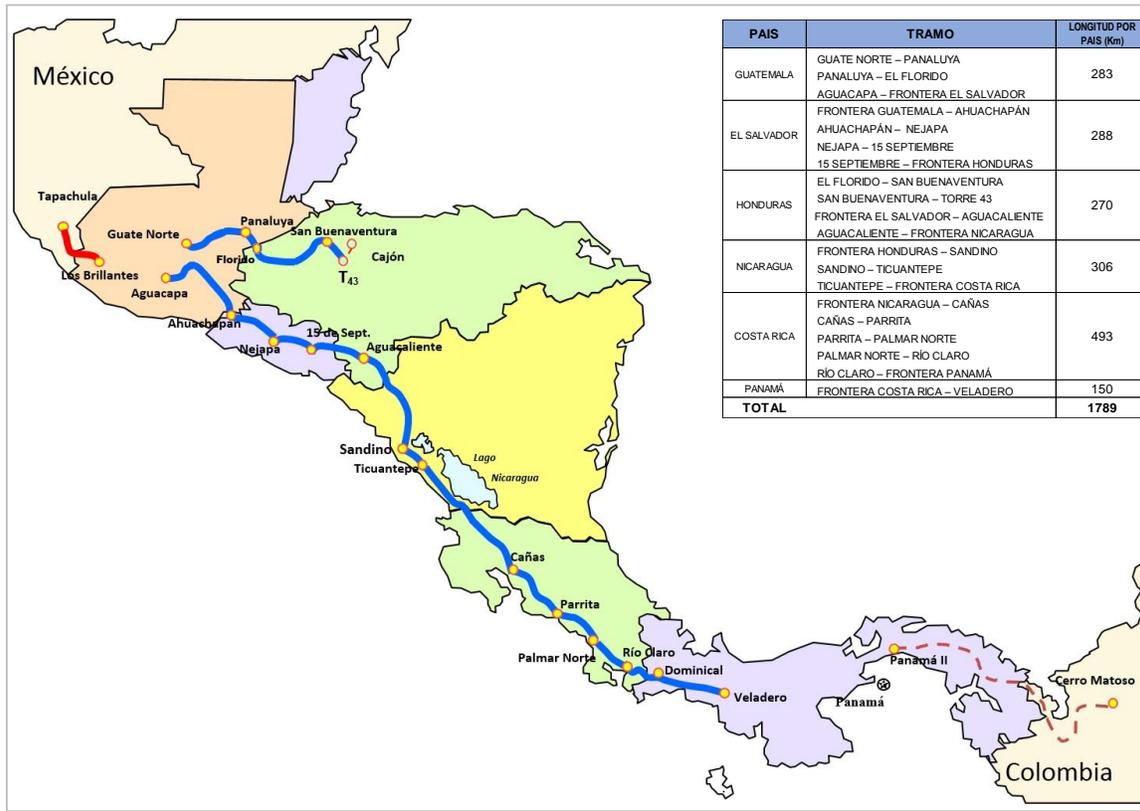
CEPAL. Centroamérica. Estadísticas de Producción del Subsector Eléctrico
 Figura 2.8

2.3 INTERCONEXIONES REGIONALES

El sistema de transmisión de América Central está formado por los sistemas nacionales y las interconexiones entre países. El voltaje de las interconexiones actuales es de 230 kV, aunque al interno de cada sistema se utilizan también 138kV, 115kV y otros voltajes menores.

El MER dispone de una red o línea regional que interconecta los sistemas de transmisión de los seis países de América Central, denominada “Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC)”. La empresa Propietaria de la Red (EPR) es la encargada de desarrollar, diseñar, financiar, construir y mantener el SIEPAC.

El SIEPAC está constituido por líneas de transmisión de 230 KV de circuito sencillo, con torres con previsión para doble circuito futuro. En total son 1792 km que atraviesan todo Centroamérica. En la Figura 2.9 se muestra el detalle del trazado de la línea SIEPAC a través de todos los países de Centroamérica.



Fuente: Empresa Propietaria de la Red (EPR)
Figura 2.9

La línea SIEPAC fue diseñada para permitir intercambios entre los países hasta de 300 MW, con la posibilidad de duplicar esta capacidad de acuerdo a los requerimientos futuros del MER. Actualmente las transferencias máximas entre países son mucho menores a 300 MW en varios de los tramos, debido a problemas que experimentan algunos países para implementar refuerzos nacionales internos de transmisión. Esta situación se ha presentado con mayor intensidad en Nicaragua, provocando que el mercado regional opere frecuentemente en dos grupos: Guatemala, Honduras y el Salvador en el norte; y Costa Rica y Panamá en el sur. Nicaragua, por su parte, interactúa con ambos bloques. Esta condición ha interferido en la vitalidad del mercado, afectando principalmente a Costa Rica y Panamá.

En la Figura 2.10 se presentan las máximas capacidades de transferencias (MW) entre áreas de control, según datos del EOR¹.

¹ Estudio de máximas capacidades de transferencia de potencia entre áreas de control de SER. Resultados Finales, EOR, julio 2018.

Máxima capacidad de transferencia entre áreas de control Sur-Norte				
ESCENARIO DE DEMANDA	GUA – ELS + GUA – HON + ELS –HON (*)	HONDURAS NICARAGUA	NICARAGUA COSTA RICA	COSTA RICA PANAMÁ
Máxima	300	160	210	0
Media	300	190	210	0
Mínima	300	200	210	0

Máxima capacidad de transferencia entre áreas de control Norte-Sur				
ESCENARIO DE DEMANDA	GUA – ELS + GUA – HON + ELS –HON	NICARAGUA HONDURAS	COSTA RICA NICARAGUA	PANAMÁ COSTA RICA
Máxima	300	220	70	270
Media	300	150	60	280
Mínima	300	220	60	180

Fuente: Ente Operador de la Red EOR. Estudio de máximas capacidades de transferencias de Potencia entre áreas de control del SER. Resultados Finales. Julio 2018.

Figura 2.10
Máxima Capacidad de transferencia (MW) entre áreas de control. EOR, 2018

- **Interconexión México-Guatemala**

La interconexión México-Guatemala nace del Mecanismo de Diálogo y Concertación de Tuxtla (2001) del Convenio de Cooperación Energética (1997). El EOR autorizó la puesta en servicio de la interconexión Guatemala-México en el año 2010 y en abril inicia la Operación Normal Transitoria.

La interconexión consiste en una línea de transmisión de 400 kV con una longitud de 99 km (27 km en México y 72 km en Guatemala), que une las subestaciones Los Brillantes, en Guatemala, con Tapachula, en México.

Una posterior ampliación de este enlace extraregional enfrenta cuestionamientos del Ente Operador de la Red (EOR)² sobre la potencia límite de transferencia.

2.4 ACTIVIDAD COMERCIAL DEL MERCADO REGIONAL

Las transacciones comerciales de energía están regidas por el Tratado Marco del 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. El Consejo

² Límites establecidos por el EOR con base en “Estudio de transferencias de potencia entre México y el Sistema Eléctrico Regional de América Central” realizados por el Pacific Northwest National Laboratory (PNNL). <http://www.enteoperador.org/>.

Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER) facilita el cumplimiento de los compromisos de los países signatarios y coordina la interrelación de los organismos regionales del MER.

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, quien verifica la factibilidad técnica y comercial de los intercambios. Hechos los ajustes, el EOR coordina con los OM el predespacho del día siguiente.

Los intercambios entre el 2009 y 2017 se muestran en la Tabla 2.7, donde se registra el volumen total de exportaciones. Los niveles actuales de intercambio son todavía modestos: en el 2017 las transacciones de 2 444 GWh fueron cerca del 5% de la generación regional. Se espera que las transacciones sean mayores conforme los países concluyan todos los refuerzos en sus sistemas nacionales y el mercado eléctrico madure.

Tabla 2.7 – Transacciones en el MER

TRANSACCIONES EN EL MERCADO ELECTRICO CA. 2009-2017									
País	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
INYECCION GWh									
Guatemala	82	116	151	146	478	986	843	1 110	1 741
El Salvador	78	88	100	77	99	238	82	224	144
Honduras	46	13	1	1	6	4	3	16	13
Nicaragua	1	43	41	3	16	49	22	18	1
Costa Rica	68	38	43	23	20	70	280	181	230
Panamá	92	38	8	58	71	99	139	398	318
Total	368	336	344	308	690	1 446	1 368	1 947	2 447
RETIRO GWh									
Guatemala	14	0	0	0	0	1	2	5	19
El Salvador	206	172	214	161	382	619	981	1 213	1 729
Honduras	0	22	44	76	117	320	152	195	331
Nicaragua	2	10	10	20	52	22	34	205	327
Costa Rica	82	62	5	34	62	252	172	313	32
Panamá	64	70	71	17	75	189	17	30	7
Total	368	336	344	307	688	1 404	1 358	1 961	2 444
NETO GWh									
Guatemala	68	116	151	146	478	985	841	1 105	1 722
El Salvador	- 128	- 84	- 114	- 84	- 283	- 381	- 899	- 989	- 1 585
Honduras	46	- 9	- 43	- 74	- 111	- 316	- 149	- 179	- 318
Nicaragua	0	33	31	- 17	- 36	27	- 12	- 187	- 326
Costa Rica	- 14	- 24	38	- 12	- 42	- 182	108	- 132	198
Panamá	28	- 32	- 63	42	- 4	- 91	122	368	312
Total	0	0	0	0	3	42	10	- 14	2
Fuente: CEPAL. 1.Estadísticas del Subsector Eléctrico 2014 y 2017.									
2. Estadísticas de Producción Eléctrica de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA). 2017									

La evolución de las exportaciones en el período 1990-2017, se observa en la Figura 2.11 y Figura 2.12.

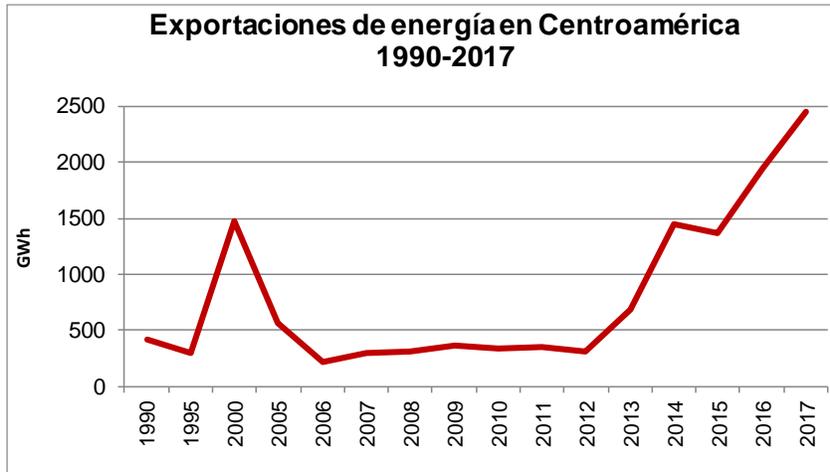


Figura 2.11

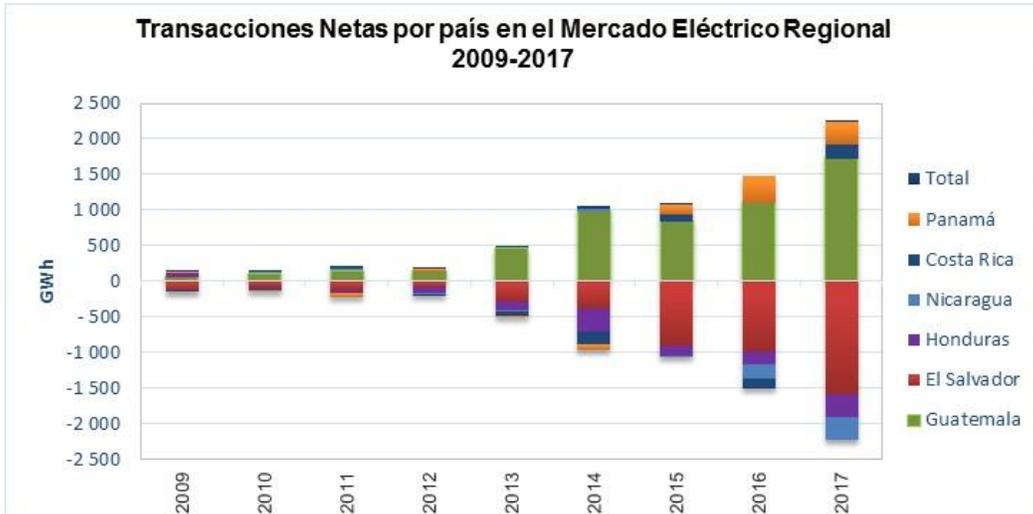


Figura 2.12

3 POLITICAS Y CONFIGURACION DEL SISTEMA DE GENERACION 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 rector es el Ministro de Ambiente y Energía.

3.1 POLITICA ENERGETICA NACIONAL

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) y del Plan Nacional de Energía (PNE) que publican el Ministerio de Planificación y el Ministerio de Ambiente y Energía, respectivamente.

Para el presente Plan de Expansión se toman como referencia las metas definidas en el PND 2015-2018³ “Alberto Cañas Escalante” y en el VII PNE⁴ 2015-2030.

3.1.1 Plan Nacional de Desarrollo

El Plan Nacional de Desarrollo es el marco orientador del quehacer del Gobierno de la República. Es el referente para definir las políticas públicas, las prioridades, los objetivos y los programas que han sido fijados para los niveles nacional, sectorial, regional-territorial. El PND es vinculante para entidades públicas, ministerios y demás órganos del Estado y constituye el marco global que orientará los Planes Estratégicos Sectoriales, Regionales y Operativos Institucionales.

El Plan Nacional de Desarrollo 2015-2018 “Alberto Cañas Escalante” enuncia los pilares estratégicos, prioridades, objetivos, programas y proyectos indispensables del período, así como el modo de gestión pública necesarios para avanzar hacia una sociedad cimentada en la equidad, el conocimiento, la innovación, la competitividad, la transparencia y el desarrollo sostenible.

El PND define 16 estrategias sectoriales, contempladas en el Capítulo 5. Los temas de energía se abordan en la Estrategia Ambiente, Energía, Mares y Ordenamiento Territorial.

En lo que compete a la electricidad, el PND establece lo siguiente:

³ Plan Nacional de Desarrollo 2015-2018 “Alberto Cañas Escalante”. Ministerio de Planificación, 2014.

⁴ VII Plan Nacional de Energía 2015-2030. Ministerio de Ambiente y Energía, Dirección Sectorial de Energía (DSE).

“Lo deseable es suplir la demanda de energía del país mediante una matriz energética que asegure el suministro óptimo y continuo de electricidad y combustible, promoviendo el uso eficiente de energía para mantener y mejorar la competitividad del país con predominio de fuentes renovables y al menor costo. Asimismo, transportar y distribuir la electricidad hacia los usuarios finales para su consumo. La ausencia de lineamientos e incentivos sobre el uso de productos o sistemas de bajo consumo, las normas voluntarias y promoción del consumo eficiente de energía en el sector público es un tema que merece atención.”

El tercer objetivo de la propuesta estratégica recoge las orientaciones para el Sector Energía, y establece lo siguiente:

“Suplir la demanda de energía del país mediante una matriz energética que asegure el suministro óptimo y continuo de electricidad y combustible promoviendo el uso eficiente de energía para mantener y mejorar la competitividad del país.”

Los resultados asociados a este objetivo se orientan a:

- Impulsar las acciones de reducción de emisiones en sectores clave (transporte, energía, agricultura, residuos sólidos) para catalizar el proceso de transformación hacia un desarrollo bajo en emisiones y la meta de Carbono Neutralidad del país en el marco de las Contribuciones Nacionales ante la Convención Marco de las Naciones Unidas para el Cambio Climático (CMNUCC).
- Aumentar las energías limpias en la matriz energética para reducir su vulnerabilidad supliendo la demanda de energía, medida en el sector electricidad como el porcentaje de producción de energía eléctrica renovable.

3.1.2 Plan Nacional de Energía

La política energética del VII Plan Nacional de Energía 2015-2030 (PNE) “está guiada por una orientación central que se puede resumir como sostenibilidad energética con un bajo nivel de emisiones. Con esto se entiende que el país debe aspirar a contar con un sistema energético nacional con un bajo nivel de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), basado en el uso de fuentes limpias y renovables, en condiciones de absorber los aumentos en la demanda de manera consistente, con precios lo más competitivos que sean posible en el entorno internacional y capaz de sustentar el bienestar de la mayoría de la población.”

Las principales orientaciones que considera el PNE para el sector electricidad son las siguientes: introducir cambios en el Sistema Eléctrico Nacional para elevar la eficiencia energética, el ahorro y lograr un mejor manejo de la demanda eléctrica; estimular el desarrollo de la generación distribuida y el autoconsumo de electricidad; actualizar el marco jurídico e institucional especializado en promover la eficiencia energética; mejorar los métodos de cálculo de las tarifas de electricidad y elevar la eficiencia de la gestión de las entidades públicas del sector electricidad.

El Plan está articulado en siete ejes estratégicos, cuatro de los cuales corresponden al subsector de electricidad. Seguidamente se presentan los objetivos de estos cuatro ejes:

“En la senda de la eficiencia energética: se enfoca en el logro de un mayor nivel de eficiencia de la matriz eléctrica actual. Los objetivos apuntan tanto al aumento en la eficiencia por el lado de la demanda, como al aumento de la eficiencia energética por el lado de la oferta.

En procura de una generación distribuida óptima: apunta hacia la apertura de condiciones reales para que los consumidores residenciales y empresariales de electricidad participen a pequeña escala en la generación de electricidad, de manera que por una parte puedan producir total, o parcialmente, la energía que consumen –y en ese tanto, reduzcan sus costos de consumo de electricidad– y, por otra parte, contribuyan a reducir en alguna medida los niveles de gasto e inversión del Sistema Eléctrico Nacional.

En la ruta de la sostenibilidad de la matriz eléctrica: se orienta hacia la provocación de cambios en la matriz eléctrica actual, con el fin de elevar la eficiencia general del Sistema Eléctrico Nacional y, a la vez, contribuir al logro de los objetivos ambientales y sociales del Plan Nacional de Energía. En este eje, se busca aumentar la capacidad de la matriz eléctrica requerida para atender el crecimiento de la demanda, gestionar la competitividad de los precios de la electricidad, diversificar las fuentes de energía para la producción de electricidad, elevar los beneficios para el país que se puedan derivar de su participación en el Mercado Eléctrico Regional (MER) y fortalecer la capacidad de planificación estratégica del subsector energía.

En torno a la sostenibilidad del desarrollo eléctrico: se apunta a mejorar la capacidad institucional requerida para atender los aspectos ambientales del sector de energía: la normativa ambiental, los trámites de la Secretaría Técnica Nacional Ambiental (SETENA) y la explicitación de los costos ambientales reconocibles mediante tarifas de electricidad.”

Uno de los objetivos estratégicos del eje denominado *En la ruta de la sostenibilidad de la matriz eléctrica*, consiste en “Asegurar el abastecimiento eléctrico del país de manera permanente y con calidad”. Dentro de este objetivo se plantea, entre otras, la siguiente acción estratégica:

“Actualizar cada dos años el Plan de Expansión de la Generación basado en energías renovables, considerando nuevas opciones de generación con tecnologías alternativas y optimizando los criterios técnicos, económicos y socio ambientales.”

3.2 POLITICAS DEL SISTEMA DE GENERACION 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 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

El uso de combustibles fósiles en el sistema eléctrico costarricense es extraordinariamente bajo, se busca mantener esa condición a largo plazo para minimizar 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 continuar diversificando las fuentes de generación 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.

- 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.

3.2.1 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 es formulado por el ICE cada dos años como parte de un ciclo de planificación con el cual se confirma la estrategia de desarrollo planteada en procesos anteriores o se proponen nuevas líneas o esquemas de desarrollo de la generación en el país.

Este marco de referencia permite a los participantes del sector eléctrico en cualquiera de sus áreas, conocer las estrategias de desarrollo eléctrico que el país analiza, las posibilidades de las diferentes opciones tecnológicas y las necesidades de recursos en el futuro.

El Plan de Expansión de la Generación es el producto de la optimización de la mejor combinación de tecnologías y fuentes de generación disponibles para el país en un horizonte de tiempo, definido normalmente de 15 a 20 años.

3.2.2 Configuración del sistema de generación

El sistema de generación está estructurado 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 de generación, 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 Secretaría de Planificación del Subsector Energía (SEPSE) 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 SEPSE.

(Esta página intencionalmente en blanco)

4 SISTEMA ELECTRICO 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.

El Instituto Costarricense de Electricidad (ICE), es el mayor productor de energía eléctrica, posee y administra la mayor parte del Sistema de Transmisión y es el encargado de distribuir energía a los clientes finales en una gran parte del territorio nacional. Asimismo, es el responsable de la planificación y operación integrada del SEN. Por ley constitutiva, le corresponde velar por el suministro de la energía eléctrica que el desarrollo del país demanda. Es el único agente de Costa Rica autorizado para participar en el Mercado Eléctrico Regional.

En el campo de la generación de energía, además del ICE participan generadores privados y algunas empresas distribuidoras. De igual manera, la distribución es responsabilidad de un grupo importante de empresas de carácter público y cooperativas.

4.1 DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS DE GENERACION, TRANSMISION Y DISTRIBUCION

4.1.1 Sistema de Generación

La generación de electricidad en Costa Rica la realizan siete empresas de servicio público y 37 generadores privados⁵, siete de los cuales responden a contratos bajo el esquema BOT⁶. 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.).

La capacidad instalada⁷ del Sistema Eléctrico a diciembre del 2017 fue de 3 530 MW, conformada por un 66% de plantas hidroeléctricas, 16% de plantas térmicas, 6% de plantas geotérmicas, 11% de plantas eólicas, 1% de biomasa y un 0.2% de solar.

De la capacidad instalada al año 2017, el ICE opera un 70% con plantas propias y un 20% con plantas contratadas a generadores privados independientes, de los cuales un 10% corresponden a un esquema BOT. Las empresas distribuidoras operan plantas que alcanzan el 10% de la capacidad instalada.

⁵ En operación comercial a diciembre 2017.

⁶ BOT: Construir, Operar y Transferir, por sus siglas en inglés (Built, Operate and Transfer).

⁷ Potencia de placa. Fuente: CENCE.

La máxima demanda de potencia en el año 2017 fue de 1 692 MW y se registró el 29 de marzo. Con relación al 2016, la demanda máxima aumentó en 1.1%.

La Figura 4.1 muestra el porcentaje de la capacidad instalada (potencia de placa) por fuente del año 2017. En la Figura 4.2 se muestra el porcentaje de generación bruta por fuente, sin intercambios, para el mismo año.

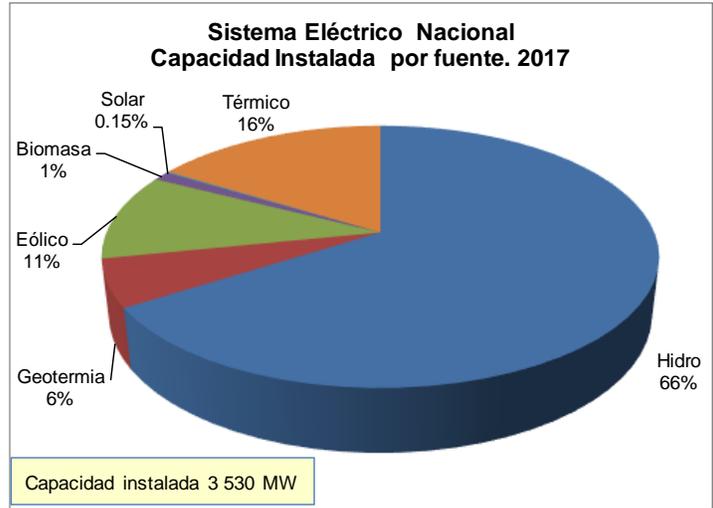


Figura 4.1 - Capacidad instalada

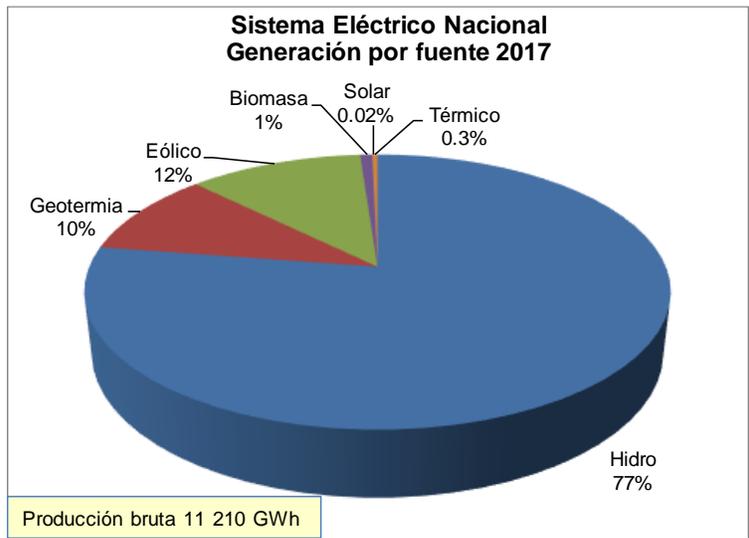


Figura 4.2 - Generación por fuente

El consumo nacional del año 2017, incluyendo los intercambios, fue de 11 019 GWh, un 0.8% más de lo demandado en el 2016. La generación del sistema fue de 11 210 GWh, 4% más alta que la del año 2016. El ICE contribuyó a la generación total con un 66%, los

generadores privados con 24% y el restante 10% fue producido por las empresas distribuidoras.

Los intercambios netos fueron positivos, en el orden de 191 GWh⁸, como se muestra en la Figura 4.3.

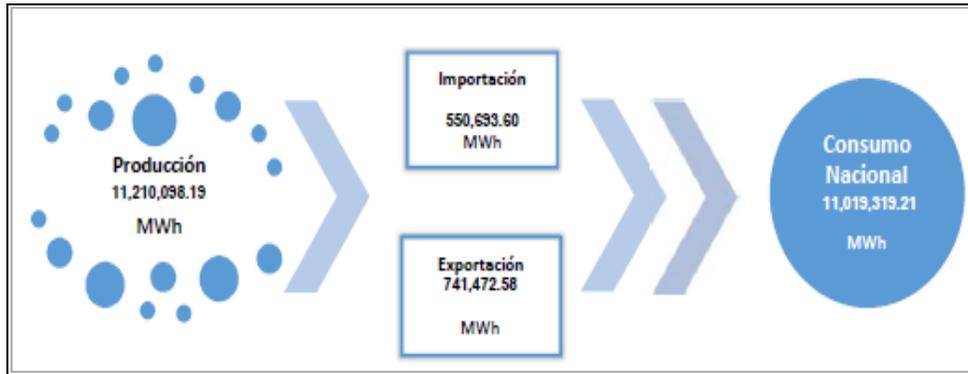


Figura 4.3 Intercambios de energía

La generación eléctrica del país de los últimos años ha sido renovable en casi un 100%, sin embargo, la capacidad térmica instalada es un elemento imprescindible para asegurar la capacidad de respaldo del sistema en períodos hidrológicos críticos. En la Figura 4.4, se muestra el porcentaje histórico de uso de las diferentes fuentes para generación eléctrica en Costa Rica. Se observa que durante los primeros años de la década de los 80, luego de la construcción del complejo Arenal, prácticamente no se utilizó generación térmica. Posteriormente, el uso de los recursos térmicos se incrementó hasta alcanzar un máximo del 17.4% en el año 1994, debido en parte a una fuerte sequía. En el período comprendido 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 años previos al 2014 se caracterizaron por una baja aportación de caudales que provocó un aumento de la generación térmica, situación que se revierte en el año 2015 en que la generación con hidrocarburos fue del orden del 1% y casi nula en el 2017, con 0.33%.

⁸ Centro Nacional de Control de Energía CENCE, ICE. Informe Anual 2017.

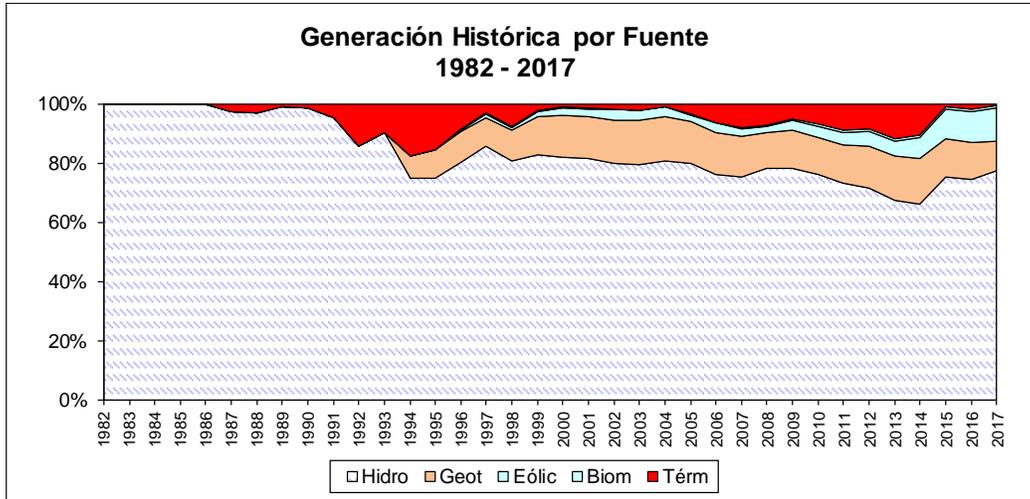


Figura 4.4 - Generación histórica por fuente

4.1.2 Sistema de Transmisión

El Sistema de Transmisión se extiende desde Peñas Blancas (frontera con Nicaragua) hasta Paso Canoas (frontera con Panamá) y desde Sixaola en el Caribe hasta Santa Cruz, en la Península de Nicoya. Desde 1996 desaparecieron los sistemas de distribución aislados y el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) cubre todo el país.

Al año 2017⁹, el país disponía de un total de 2 375 km de líneas de transmisión, distribuidos en 1 723 km de enlaces en 230 kV y 652 km de 138 kV. El sistema se interconectó por primera vez con Nicaragua en 1982 y con Panamá en 1986. En el 2011 se conectó el circuito del Anillo de la Amistad.

En octubre del 2014 entró en operación el último tramo de la línea SIEPAC, que une los seis países de la región centroamericana. Esta línea es propiedad de la Empresa Propietaria de la Red (EPR).

El sistema de transmisión nacional cuenta con 63 subestaciones. La capacidad de transformación del país es de 11 035 MVA, de los cuales 4 662 MVA corresponden a transformadores reductores, 4 202 MVA a elevadores, 2 091 MVA a autotransformadores y 80 MVA a reactores para control de tensión.

En la Figura 4.5 se muestra el mapa con la configuración del Sistema de Transmisión actualizado al año 2017.

⁹ Instituto Costarricense de Electricidad, Negocio de Transmisión. Proceso Expansión de la Red. Plan de Expansión de la Transmisión 2017-2027. Noviembre 2017.

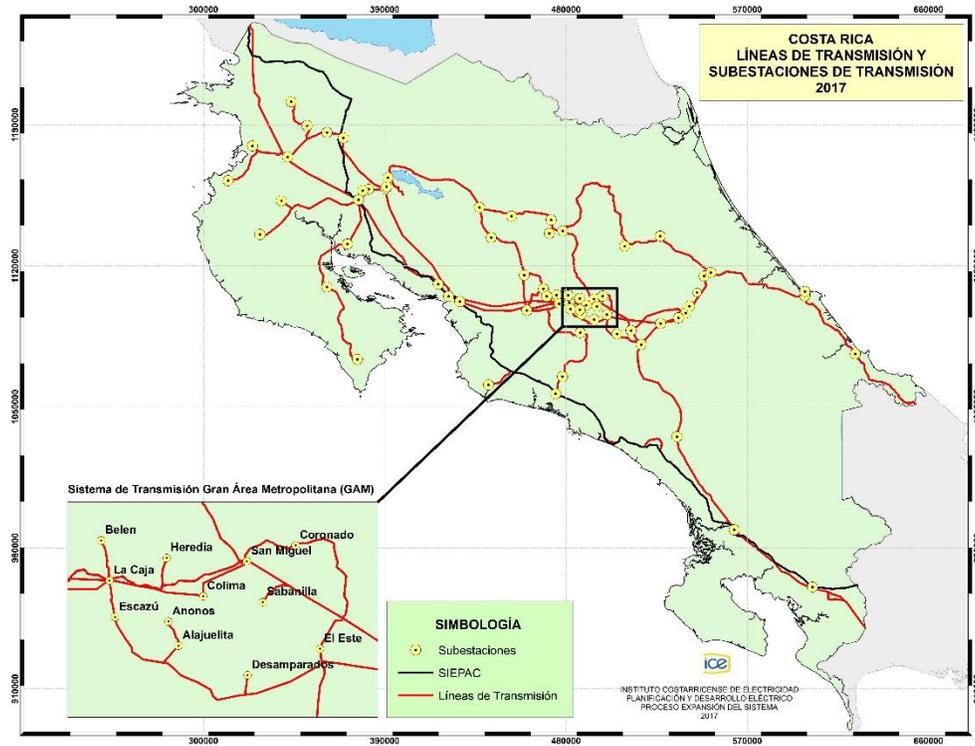


Figura 4.5 Sistema Transmisión Costa Rica

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 Alfaró Ruiz, denominadas respectivamente COOPEGUANACASTE, COOPELESCA, COOPESANTOS Y COOPEALFARO.

En la Figura 4.6 se indica el área de servicio de cada una de las empresas distribuidoras.

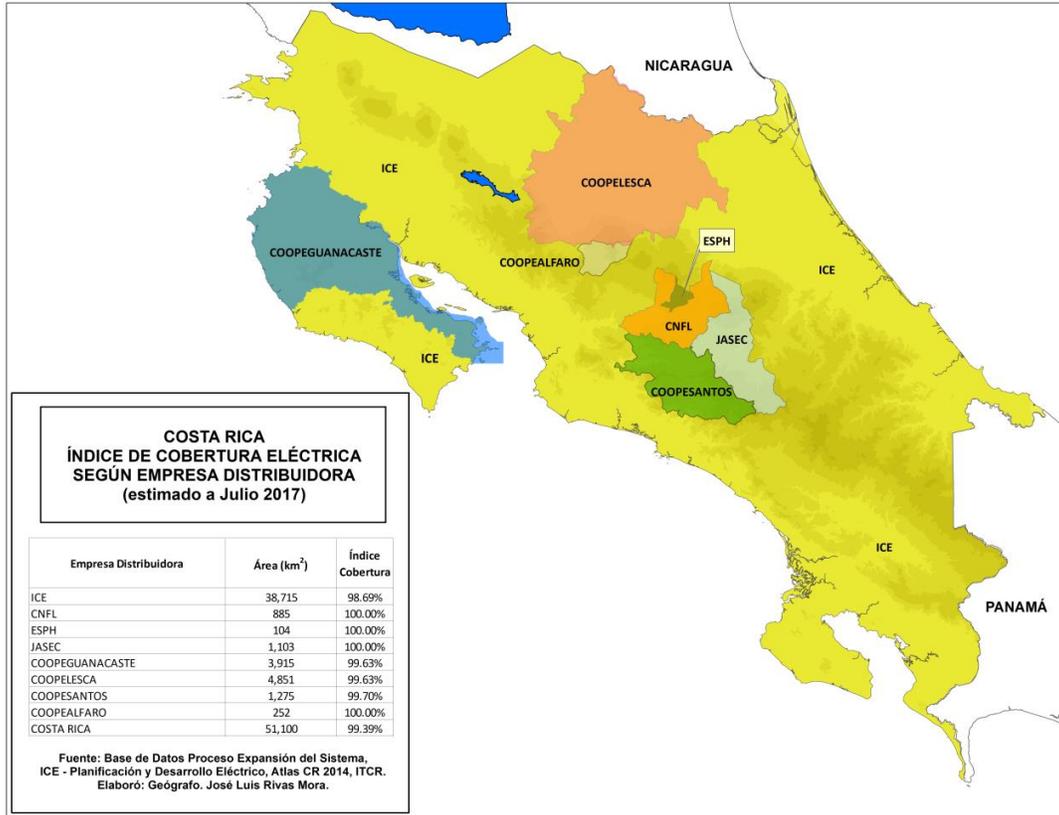


Figura 4.6 Áreas de concesión de servicio de las distribuidoras

4.1.4 Despacho de energía

La operación del Sistema Eléctrico es responsabilidad del Centro Nacional de Control de Energía (CENCE) del ICE. El funcionamiento del Sistema de Generación y el de Transmisión debe cumplir con los criterios de calidad, seguridad y desempeño preestablecidos.

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

4.2 COBERTURA ELECTRICA

El grado de cobertura eléctrica 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 del país.

La evolución de la cobertura se muestra en la Figura 4.7. La cobertura¹⁰ al año 2017 fue de 99.4%.

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

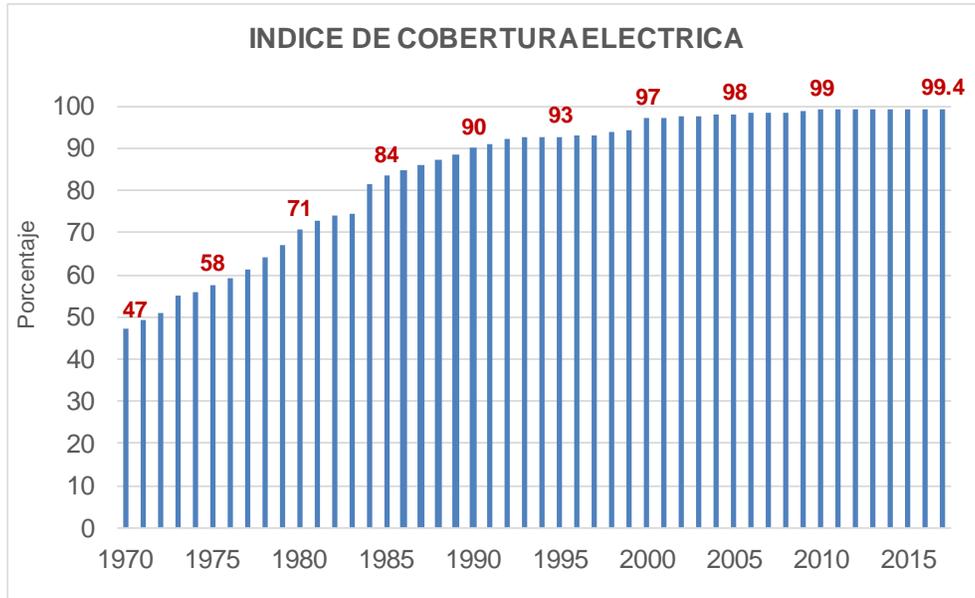


Figura 4.7 Evolución de la cobertura eléctrica. 1970-2017

En la Figura 4.8 se presenta el índice de cobertura por provincia.

¹⁰Índice de Cobertura Eléctrica. ICE. Planificación y Desarrollo Eléctrico. Expansión del Sistema. Octubre 2017.

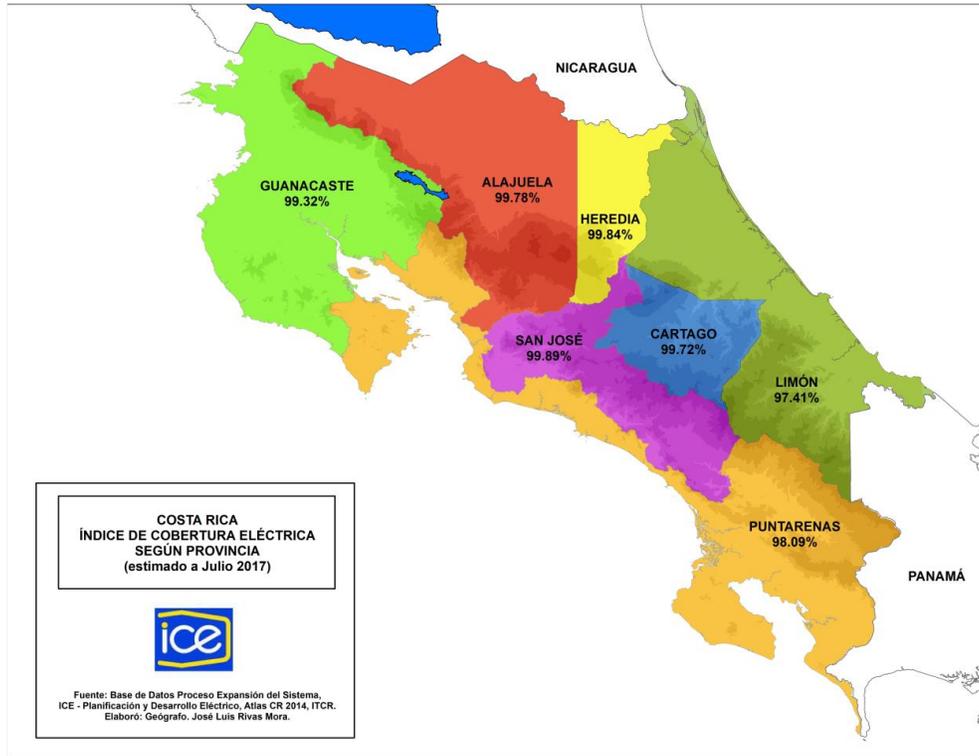


Figura 4.8 Cobertura eléctrica por provincia

4.3 VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA

Las ventas de energía de las empresas distribuidoras a sus clientes en el año 2017 fueron de 9 806 GWh¹¹. Los once clientes de Alta Tensión (AT), que no son atendidos por empresas distribuidoras por estar directamente conectados al Sistema de Transmisión, tuvieron un consumo de 238 GWh, un 2.4% de la demanda total del SEN.

La participación en ventas de los sectores Residencial, General, Industria, Alta Tensión y Alumbrado Público se muestran en la Figura 4.9 y los precios medios de venta para cada sector¹² se indican en la Figura 4.10.

¹¹ ICE. Proyecciones de la Demanda Eléctrica de Costa Rica 2018-2040.

¹² Para el sector de alumbrado público el precio se refiere al costo del servicio por unidad de energía consumida.

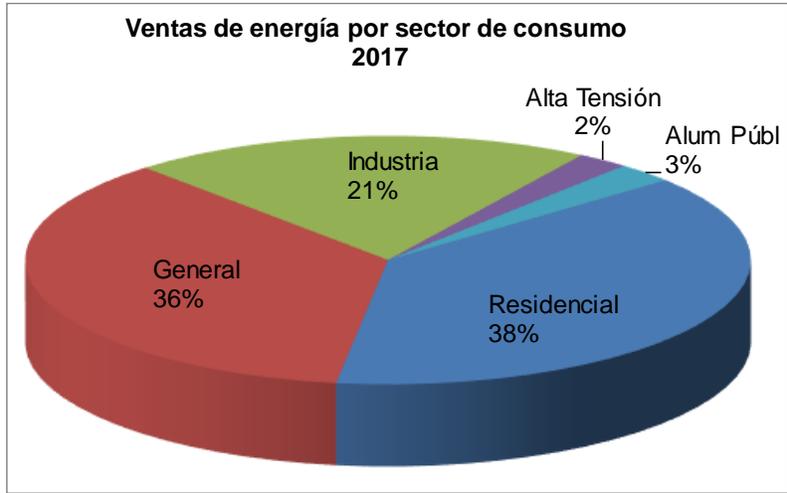


Figura 4.9 Energía demandada por sector de consumo

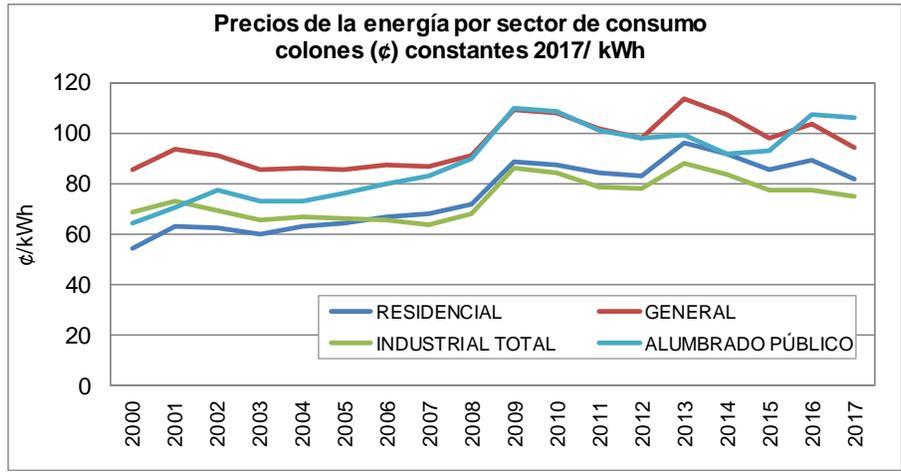


Figura 4.10 Evolución del precio medio por sector de consumo

En la Figura 4.11 se muestra la participación¹³ de cada empresa en el sistema nacional.

¹³ Instituto Costarricense de Electricidad. Datos de Informe Mensual de Ventas de Energía Eléctrica por Empresa Distribuidora y Sector de Consumo. Diciembre 2017.

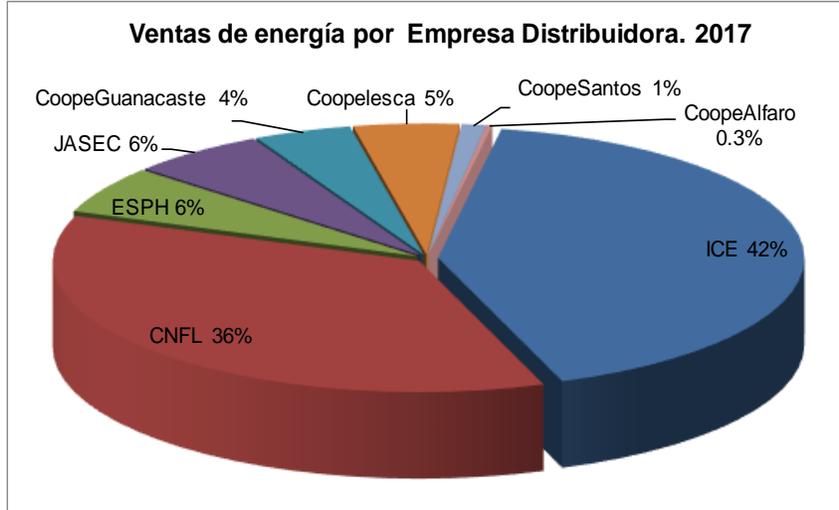


Figura 4.11- Ventas de energía por Empresa Distribuidora

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 abril del 2018, el ICE instaló 4 646 paneles solares con una potencia de 634 kW. Con ello se atienden Equipos Básicos de Atención Integral en Salud (EBAIS) y otros establecimientos estratégicos en las zonas sin acceso a la red. En la Tabla 4.1 se muestran los equipos en operación y en Figura 4.12 la distribución territorial.

Tabla 4.1

Electrificación rural con fuentes renovables Instalaciones desde 1998-abril 2018	
Residenciales	3 695
Escuelas	426
Telesecundarias	54
Ebais	43
Puestos fronterizos de seguridad	79
Teléfonos públicos administrados	48
Otras aplicaciones comunales	147
Albergues de áreas silvestres protegidas	154
Total	4 646
Comunidades beneficiadas	374
Potencia instalada (kW)	634

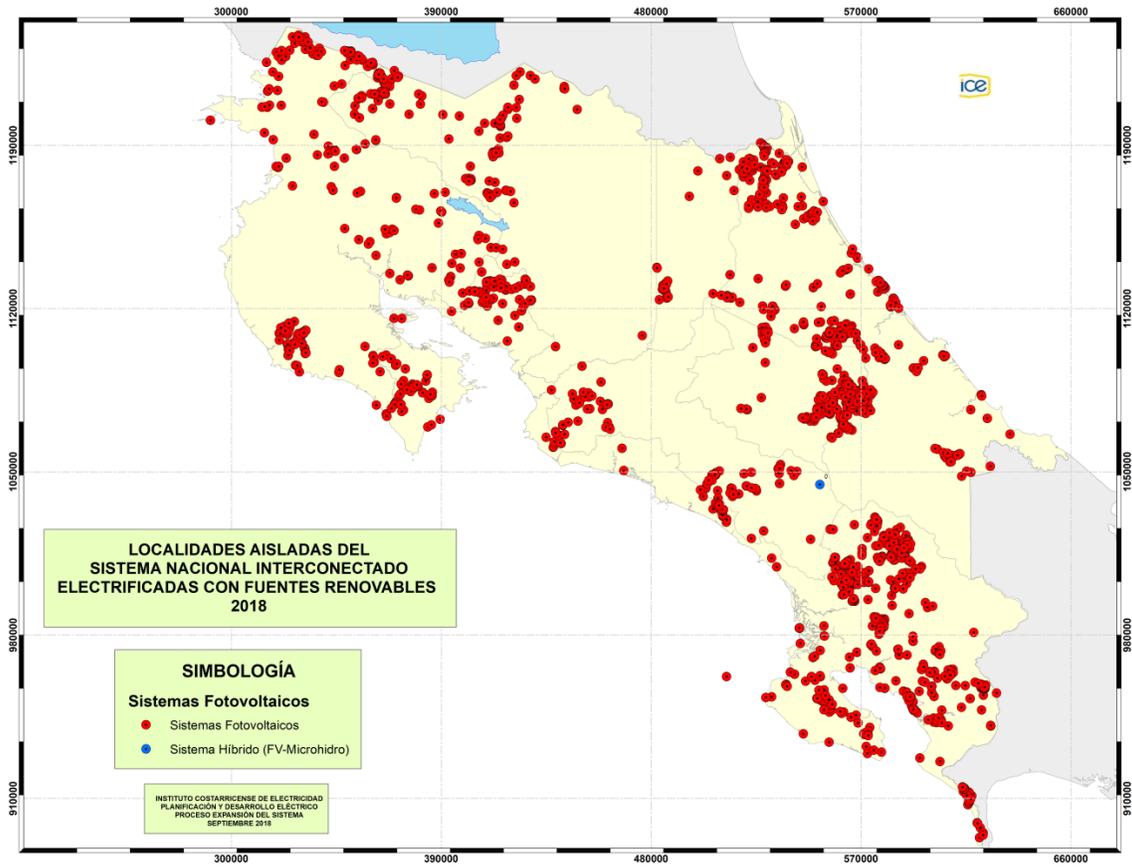


Figura 4.12 Ubicación de localidades con equipos aislados

(Esta página intencionalmente en blanco)

5 GENERALIDADES DE LA DEMANDA ELECTRICA

5.1 DEMANDA TOTAL DE ENERGIA Y DEMANDA ELECTRICA

La electricidad suple cerca de la quinta parte de las necesidades finales de energía del país¹⁴. De los 170 000 terajulios¹⁵ que consumió el país en el año 2017, el 21% fue cubierto con electricidad, mientras que los combustibles fósiles se usaron para suplir el 63% de la demanda final de energía. La biomasa residual de los procesos agroindustriales, como el bagazo y la cascarilla del café, aportó un 10%. La participación de la leña, que es una fuente no comercial de energía, llegó al 6%.

El sector que consume más energía es el de transporte, que demanda el 52% de la energía total, seguido por el industrial con una demanda de 23% y el residencial con una demanda de 12%. La demanda relativa por sector y fuente se muestra en la Figura 5.1.

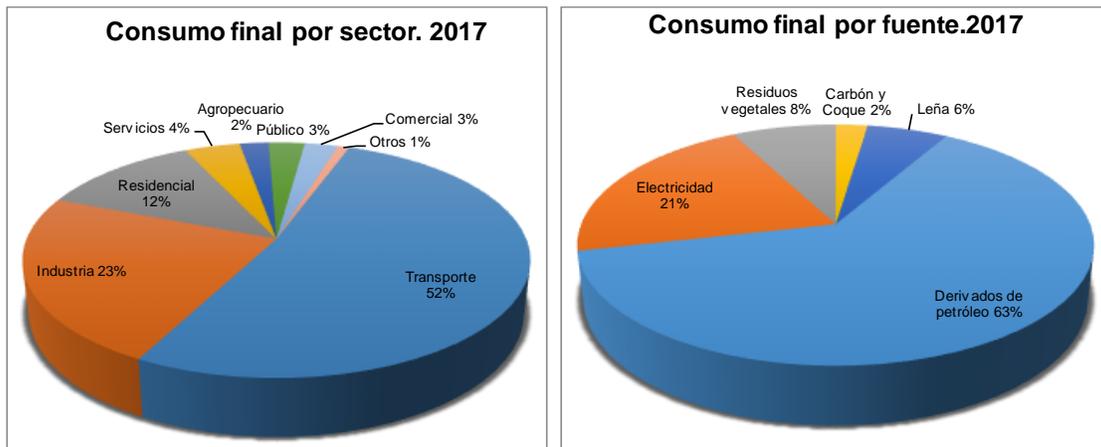


Figura 5.1 Consumo de energía en Costa Rica. Año 2017

En la Figura 5.2 se muestra el consumo de cada sector de acuerdo a la fuente energética. Como puede observarse, el sector transporte depende en un 100% de los hidrocarburos. En el sector industrial también se usan intensivamente los combustibles fósiles que cubren el 36% de sus necesidades; el 46% proviene de la biomasa (residuos vegetales y leña) y el 18% de la electricidad. Esta última se utiliza principalmente para fuerza motriz, mientras que los hidrocarburos se usan para la generación de calor y vapor y la biomasa para la industria de producción de alimentos.

En el sector residencial y comercial se utiliza ampliamente la electricidad, aunque la leña todavía tiene una participación muy importante en los hogares rurales, fundamentalmente para la cocción.

¹⁴ Datos del Balance Energético Nacional de Costa Rica 2017. SEPSE. Marzo 2018.

¹⁵ Un Terajulio es igual a 10^{12} julios y equivale a 3 600 000 kWh.

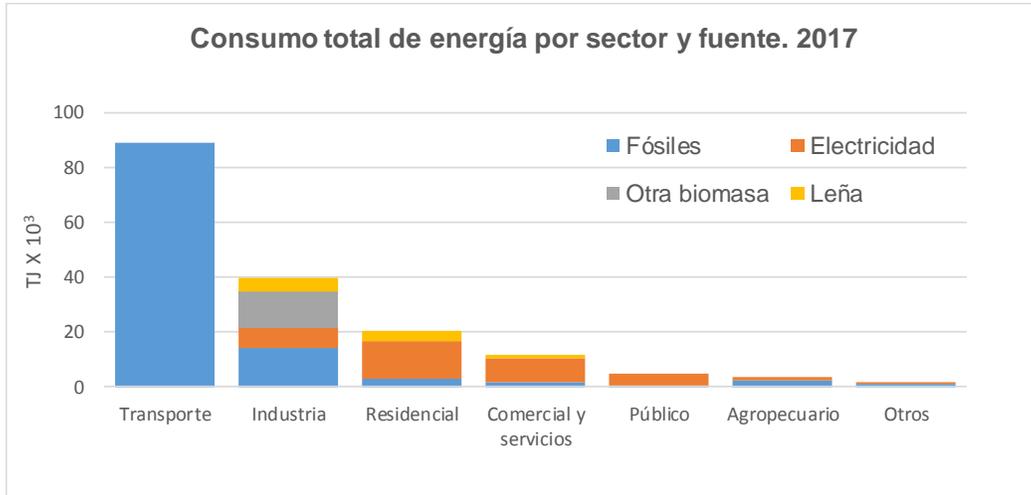


Figura 5.2 Consumo por sector y fuente energética, año 2017

5.2 EVOLUCION DE LA DEMANDA ELECTRICA

En el período 1990-2006, la demanda eléctrica creció a un ritmo promedio anual del 5.5%. A partir del 2007 la tasa de crecimiento se redujo y llegó a ser negativa en el 2009. Varios aspectos contribuyen en la modificación del ritmo de crecimiento de la demanda, entre ellas:

- Cambio en los patrones de consumo de la población
- Generación distribuida
- Políticas de eficiencia energética
- Migración de la industria de procesos de manufactura a servicios
- Contracción económica

En el 2016 se observó una leve recuperación con un crecimiento en ventas de 3.8% anual, pero en el 2017 volvió a caer a 1.2% y en el 2018 creció a menos de un 1%. Estas condiciones erráticas y deprimidas de crecimiento imponen mayores retos a la planificación de la generación.

En la Figura 5.3 se observa el crecimiento histórico de la demanda de generación del país.

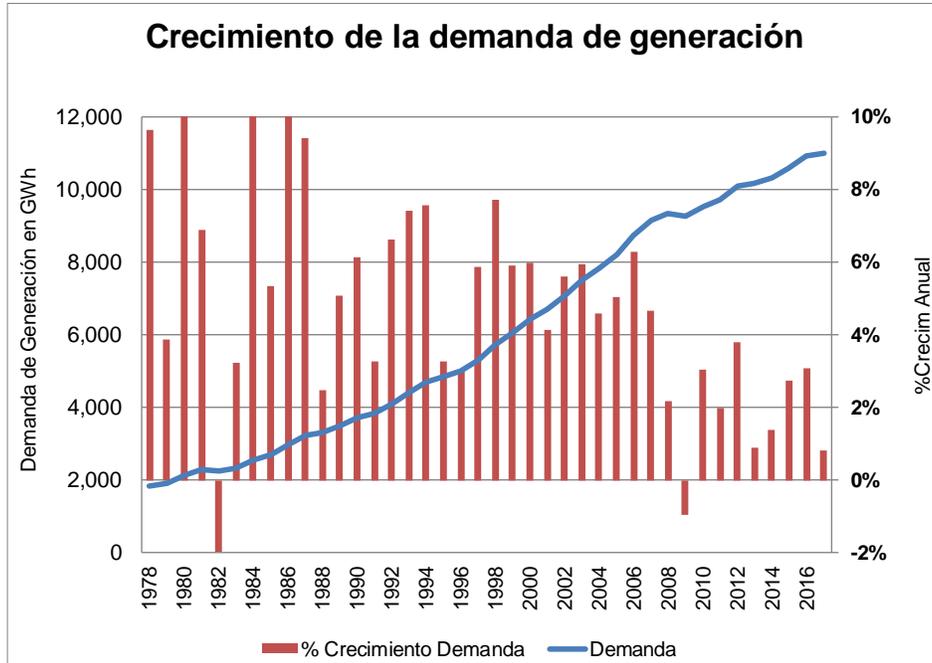


Figura 5.3 Crecimiento histórico de la demanda de generación

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 carga¹⁶ era inferior al 60%, mientras que para el año 2017 alcanza el 74%. En la Figura 5.4 se presenta la curva de carga para días laborables del 2017 y se compara con curvas de años anteriores.

¹⁶ 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.

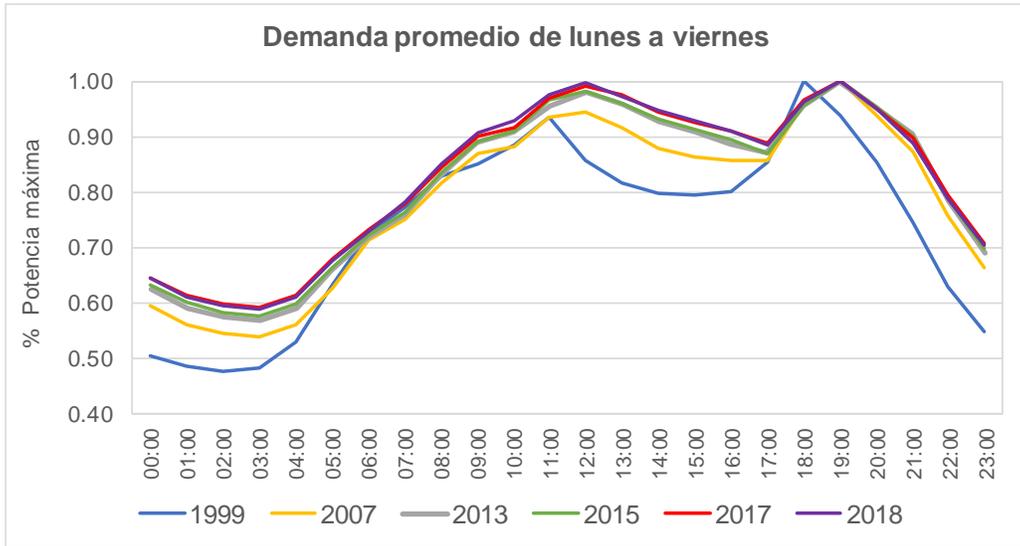


Figura 5.4 Demanda promedio día laboral

Estacionalmente hay muy poca diferencia en la demanda promedio diaria, como puede comprobarse en la Figura 5.5.

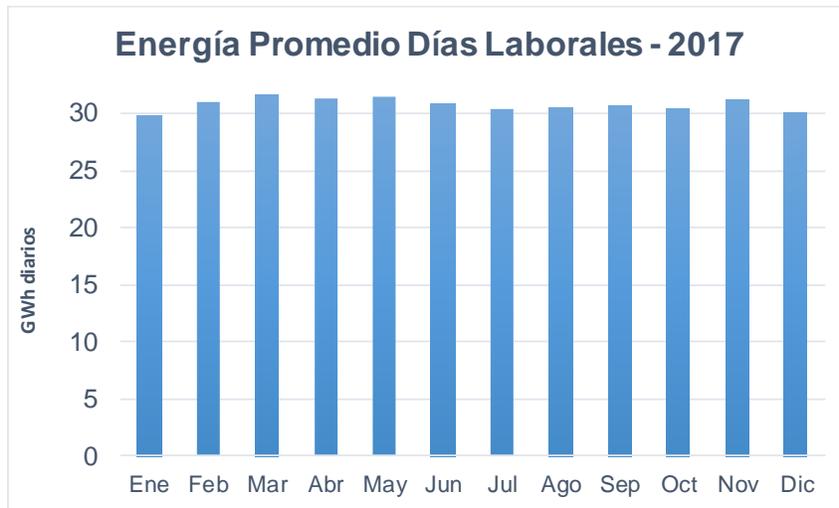


Figura 5.5 Comportamiento estacional de la demanda

6 PROYECCIONES DE DEMANDA

Las proyecciones de demanda eléctrica que alimentan los estudios de expansión de la generación de largo plazo, son calculadas por el ICE para cada ciclo de planificación. Las proyecciones de demanda utilizadas para la formulación del presente plan de expansión de la generación fueron elaboradas en mayo del 2018¹⁷; el documento completo se publicó en setiembre del mismo año.

Con el objeto de dotar de mayor robustez al proceso de planificación de la expansión, ante la inherente incertidumbre de las estimaciones del futuro, se estiman proyecciones para tres escenarios de crecimiento: medio, alto y bajo.

6.1 METODOLOGIA USADA EN LA PROYECCION

La demanda de largo plazo se estima proyectando por separado el crecimiento de cuatro sectores de consumo: Residencial, General, Industria y Alumbrado Público. A partir de las proyecciones de la demanda de cada sector, se obtiene la demanda agregada nacional de Costa Rica.

La demanda de electricidad futura se elabora en función de proyecciones de variables macroeconómicas y demográficas. A partir de escenarios de desarrollo de la actividad macroeconómica del país, del precio de la energía y del crecimiento de la población, se deriva la demanda eléctrica de los sectores de consumo usando una combinación de modelos de simulación para el corto y largo plazo.

Para la estimación de corto plazo, correspondiente a los dos primeros años de proyección se utilizó el modelo Holt-Winters aditivo. Para el largo plazo se utilizan modelos de redes neuronales, técnicas de inteligencia artificial que tratan de emular el comportamiento del cerebro humano y sus neuronas mediante algoritmos matemáticos¹⁸. La red adquiere conocimiento de la demanda de energía eléctrica de cada sector de consumo por medio de un proceso de aprendizaje a partir de series de datos históricos.

Las variables que alimentan los modelos de demanda de largo plazo se refieren a los siguientes elementos:

- Cantidad de clientes residenciales
- Cantidad de clientes del sistema eléctrico nacional
- Precio medio de la electricidad para cada sector
- Variables macroeconómicas del país (Valor Agregado Industrial y Valor Agregado Comercial)
- Demanda histórica por sector de consumo

¹⁷ Proyecciones de la demanda eléctrica de Costa Rica 2018-2040. Planificación y Desarrollo Eléctrico, mayo 2018.

¹⁸ La técnica fue desarrollada a inicios de la década del 70 y tiene uso en varias disciplinas, una de ellas la formulación de pronósticos.

Las variables utilizadas en cada sector de consumo se resumen en la Tabla 6.1.

Tabla 6.1
Variables explicativas de la demanda eléctrica de largo plazo

SECTOR DE CONSUMO	NUMERO CLIENTES		PRECIO DE LA ENERGIA			VARIABLES ECONOMICAS	
	Cientes Res	Cientes SEN	Precio Res	Precio Gen	Precio GI	VAI	VACA
Residencial	X		X				
General				X			X
Industria					X	X	
Alumbrado Público		X					

Precio: promedio ponderado del precio de venta al cliente final

VAI: Valor Agregado Industrial

VACA: Valor Agregado Comercial Ampliado

Las simulaciones con redes neuronales proveen una estimación de las ventas a clientes finales en cada sector de consumo. A esta estimación se le aplican factores de pérdidas y de carga del sistema para estimar la demanda de generación y potencia máxima del sistema.

6.2 PROYECCIONES DE LA DEMANDA

Las proyecciones de demanda utilizadas en el PEG2018 se presentan en la Tabla 6.2 y en la Tabla 6.3 se muestran los porcentajes de crecimiento anual. El Plan Recomendado se formula a partir del escenario base de demanda.

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.

Los tres escenarios obtenidos para el largo plazo se grafican en la Figura 6.1.

Tabla 6.2
Proyecciones de demanda en ventas, transmisión y generación

PROYECCIONES DE DEMANDA EN VENTAS, GENERACION Y TRANSMISION															
Año	VENTAS SEN, GWh			TRANSMISIÓN						GENERACIÓN					
	Bajo	Base	Alto	ENERGÍA, GWh			POTENCIA, MW			ENERGÍA, GWh			POTENCIA, MW		
				Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto
2011	8,603	8,603	8,603	9,499	9,499	9,499	1,510	1,510	1,510	9,723	9,723	9,723	1,546	1,546	1,546
2012	8,922	8,922	8,922	9,810	9,810	9,810	1,549	1,549	1,549	10,093	10,093	10,093	1,593	1,593	1,593
2013	8,990	8,989.9	8,990	9,902	9,902	9,902	1,549	1,549	1,549	10,184	10,184	10,184	1,593	1,593	1,593
2014	9,111	9,111	9,111	10,064	10,064	10,064	1,591	1,591	1,591	10,323	10,323	10,323	1,632	1,632	1,632
2015	9,332	9,332	9,332	10,403	10,403	10,403	1,581	1,581	1,581	10,607	10,607	10,607	1,612	1,612	1,612
2016	9,688	9,688	9,688	10,594	10,594	10,594	1,623	1,623	1,623	10,932	10,932	10,932	1,675	1,675	1,675
2017	9,806	9,806	9,806	10,655	10,655	10,655	1,636	1,636	1,636	11,019	11,019	11,019	1,692	1,692	1,692
2018	9,969	9,981	10,026	10,832	10,845	10,893	1,655	1,657	1,665	11,202	11,216	11,266	1,712	1,714	1,722
2019	10,132	10,174	10,245	11,008	11,054	11,132	1,674	1,681	1,693	11,385	11,433	11,513	1,732	1,739	1,751
2020	10,295	10,405	10,465	11,185	11,306	11,371	1,688	1,707	1,716	11,568	11,693	11,760	1,746	1,765	1,775
2021	10,441	10,656	10,762	11,344	11,578	11,693	1,709	1,744	1,761	11,733	11,974	12,093	1,767	1,804	1,822
2022	10,579	10,914	11,075	11,494	11,858	12,033	1,715	1,770	1,796	11,888	12,264	12,445	1,774	1,830	1,857
2023	10,708	11,164	11,387	11,634	12,130	12,373	1,731	1,805	1,841	12,033	12,546	12,796	1,790	1,866	1,904
2024	10,832	11,414	11,704	11,770	12,402	12,717	1,741	1,834	1,881	12,173	12,826	13,152	1,800	1,897	1,945
2025	10,953	11,662	12,028	11,900	12,671	13,069	1,760	1,874	1,932	12,308	13,105	13,516	1,820	1,938	1,999
2026	11,072	11,910	12,349	12,030	12,940	13,418	1,774	1,908	1,978	12,442	13,383	13,877	1,834	1,973	2,046
2027	11,192	12,158	12,678	12,160	13,210	13,775	1,787	1,942	2,025	12,576	13,662	14,247	1,848	2,008	2,094
2028	11,313	12,408	12,999	12,292	13,481	14,123	1,796	1,970	2,064	12,713	13,943	14,607	1,858	2,038	2,135
2029	11,440	12,660	13,313	12,429	13,756	14,465	1,816	2,010	2,113	12,855	14,227	14,960	1,878	2,079	2,186
2030	11,567	12,917	13,636	12,568	14,034	14,816	1,825	2,038	2,152	12,998	14,515	15,323	1,888	2,108	2,225
2031	11,701	13,176	13,953	12,713	14,316	15,160	1,842	2,075	2,197	13,148	14,806	15,679	1,905	2,146	2,272
2032	11,835	13,434	14,273	12,859	14,596	15,508	1,854	2,105	2,236	13,299	15,096	16,039	1,918	2,177	2,313
2033	11,973	13,684	14,599	13,009	14,868	15,863	1,877	2,145	2,289	13,454	15,377	16,406	1,941	2,219	2,367
2034	12,099	13,925	14,914	13,146	15,129	16,205	1,893	2,178	2,333	13,596	15,647	16,760	1,958	2,253	2,413
2035	12,221	14,149	15,189	13,278	15,373	16,503	1,908	2,209	2,371	13,733	15,899	17,068	1,973	2,284	2,452
2036	12,324	14,356	15,445	13,391	15,598	16,782	1,910	2,225	2,394	13,849	16,132	17,356	1,976	2,301	2,476
2037	12,432	14,546	15,669	13,508	15,804	17,025	1,931	2,260	2,434	13,970	16,345	17,608	1,997	2,337	2,518
2038	12,528	14,717	15,878	13,612	15,991	17,252	1,945	2,285	2,465	14,078	16,538	17,842	2,012	2,363	2,550
2039	12,620	14,871	16,076	13,712	16,158	17,467	1,959	2,308	2,495	14,182	16,711	18,065	2,026	2,387	2,580
2040	12,701	15,008	16,229	13,800	16,307	17,634	1,964	2,320	2,509	14,272	16,865	18,237	2,031	2,400	2,595

Tabla 6.3
Proyección de demanda, pérdidas, factor de carga y tasa crecimiento

ESCENARIOS DE DEMANDA DE GENERACION								PERDIDAS DEL SISTEMA (%)	FACTOR DE CARGA (%)	Tasa de crecimiento				
Año	HISTORICO		PROYECCION DE GENERACION							Año	Energía GWh			
	Energía	Potencia	ENERGÍA, GWh			POTENCIA, MW					Bajo	Base	Alto	
2005	8,221	1,390							10.5%	67.5%	2005			5.1%
2006	8,730	1,461							10.5%	68.2%	2006			6.2%
2007	9,153	1,500							10.8%	69.6%	2007			4.8%
2008	9,343	1,526							10.6%	69.7%	2008			2.1%
2009	9,253	1,497							10.9%	70.5%	2009			-1.0%
2010	9,533	1,536							11.0%	70.9%	2010			3.0%
2011	9,723	1,546							11.5%	71.8%	2011			2.0%
2012	10,093	1,593							11.6%	72.1%	2012			3.8%
2013	10,184	1,593							11.7%	73.0%	2013			0.9%
2014	10,323	1,632							11.7%	72.2%	2014			1.4%
2015	10,607	1,612							12.0%	75.1%	2015			2.8%
2016	10,932	1,675							11.4%	74.3%	2016			3.1%
2017	11,019	1,692							11.0%	74.3%	2017	0.8%	0.8%	0.8%
2018			11,202	11,216	11,266	1,712	1,714	1,722	11.0%	74.7%	2018	1.7%	1.8%	2.2%
2019			11,385	11,433	11,513	1,732	1,739	1,751	11.0%	75.1%	2019	1.6%	1.9%	2.2%
2020			11,568	11,693	11,760	1,746	1,765	1,775	11.0%	75.4%	2020	1.6%	2.3%	2.1%
2021			11,733	11,974	12,093	1,767	1,804	1,822	11.0%	75.8%	2021	1.4%	2.4%	2.8%
2022			11,888	12,264	12,445	1,774	1,830	1,857	11.0%	76.5%	2022	1.3%	2.4%	2.9%
2023			12,033	12,546	12,796	1,790	1,866	1,904	11.0%	76.7%	2023	1.2%	2.3%	2.8%
2024			12,173	12,826	13,152	1,800	1,897	1,945	11.0%	77.0%	2024	1.2%	2.2%	2.8%
2025			12,308	13,105	13,516	1,820	1,938	1,999	11.0%	77.2%	2025	1.1%	2.2%	2.8%
2026			12,442	13,383	13,877	1,834	1,973	2,046	11.0%	77.4%	2026	1.1%	2.1%	2.7%
2027			12,576	13,662	14,247	1,848	2,008	2,094	11.0%	77.7%	2027	1.1%	2.1%	2.7%
2028			12,713	13,943	14,607	1,858	2,038	2,135	11.0%	77.9%	2028	1.1%	2.1%	2.5%
2029			12,855	14,227	14,960	1,878	2,079	2,186	11.0%	78.1%	2029	1.1%	2.0%	2.4%
2030			12,998	14,515	15,323	1,888	2,108	2,225	11.0%	78.6%	2030	1.1%	2.0%	2.4%
2031			13,148	14,806	15,679	1,905	2,146	2,272	11.0%	78.8%	2031	1.2%	2.0%	2.3%
2032			13,299	15,096	16,039	1,918	2,177	2,313	11.0%	78.9%	2032	1.1%	2.0%	2.3%
2033			13,454	15,377	16,406	1,941	2,219	2,367	11.0%	79.1%	2033	1.2%	1.9%	2.3%
2034			13,596	15,647	16,760	1,958	2,253	2,413	11.0%	79.3%	2034	1.1%	1.8%	2.2%
2035			13,733	15,899	17,068	1,973	2,284	2,452	11.0%	79.5%	2035	1.0%	1.6%	1.8%
2036			13,849	16,132	17,356	1,976	2,301	2,476	11.0%	79.8%	2036	0.8%	1.5%	1.7%
2037			13,970	16,345	17,608	1,997	2,337	2,518	11.0%	79.8%	2037	0.9%	1.3%	1.5%
2038			14,078	16,538	17,842	2,012	2,363	2,550	11.0%	79.9%	2038	0.8%	1.2%	1.3%
2039			14,182	16,711	18,065	2,026	2,387	2,580	11.0%	79.9%	2039	0.7%	1.0%	1.2%
2040			14,272	16,865	18,237	2,031	2,400	2,595	11.0%	80.0%	2040	0.6%	0.9%	1.0%

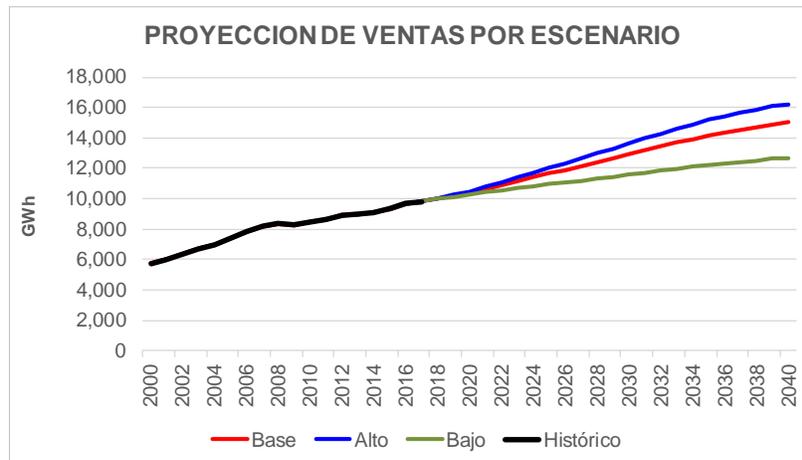


Figura 6.1 Proyección de la demanda anual de largo plazo

6.3 COMPARACION CON PROYECCIONES ANTERIORES DE DEMANDA

La demanda eléctrica del país experimenta una desaceleración de su crecimiento histórico desde el año 2008. Las causas de esta reducción en el ritmo de crecimiento son varias, pero la más importante es la contracción de la economía nacional, producto a la vez de una crisis de carácter mundial. Las proyecciones de demanda eléctrica de largo plazo han recogido gradualmente esa señal del mercado eléctrico y ha evidenciado un crecimiento menos agresivo en los últimos años.

En la Figura 6.2 pueden observarse los ajustes anuales en las proyecciones de demanda de generación de largo plazo realizadas en varios años. Todos los casos se refieren al escenario base de demanda.

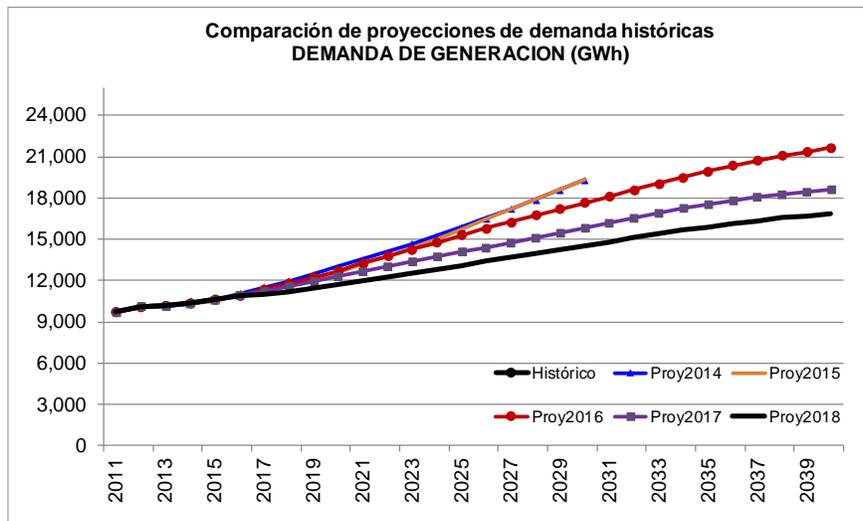


Figura 6.2 Proyecciones de energía en GWh- Escenario medio

(Esta página intencionalmente en blanco)

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 eólica y la geotermia 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, pero todavía es incipiente.

El potencial explotable de estas fuentes se cuantifica recurriendo a la identificación de proyectos de generación de electricidad, basándose en parámetros generales. Este potencial identificado corresponde a la suma de la potencia estimada de todos los proyectos que han sido identificados. Algunos de estos proyectos están ubicados en zonas indígenas, parques nacionales y reservas, lo que significa que cuentan con restricciones para su aprovechamiento.

El potencial energético local de las fuentes energéticas mencionadas se muestra en la Tabla 7.1.

Tabla 7.1 Potencial energético nacional

POTENCIAL ENERGETICO NACIONAL				
Datos a dic 2017				
Fuente Energética	Capacidad instalada (MW) ⁽¹⁾	Potencial remanente (MW)	Potencial total identificado ⁽²⁾ (MW)	% Instalado del total identificado
Hidroeléctrico ⁽³⁾	2,328	5,323	7,651	30%
Geotérmico ⁽⁴⁾	207	668	875	24%
Eólico ⁽⁵⁾	378	2,022	2,400	16%
Biomasa ⁽⁶⁾	47	405	452	10%
Solar ⁽⁷⁾	30	576	576	5%
Térmico ⁽⁸⁾	572			
Total	3,562	8,995	11,954	30%

⁽¹⁾ Potencia de placa a diciembre 2017. Tomado de sitio CENCE: <http://sabcence04/intranet/pages/>. Se ajustan datos de biomasa y solar según se indica en notas 6 y 7.

⁽²⁾ Corresponde a la suma de la capacidad de los proyectos identificados para los cuales existe algún tipo de evaluación al menos preliminar; incluye la capacidad ya instalada.

⁽³⁾ Potencial hidroeléctrico tomado de Estudio de del Proceso Estudios y Proyectos, PDE 2016. Incluye los proyectos del ICE, de otras empresas distribuidoras, y de la cartera de proyectos privados con solicitudes de

⁽⁴⁾ Potencial geotérmico tomado de "Evaluación del Potencial Geotérmico de Costa Rica", ICE, 2009.

⁽⁵⁾ Potencial eólico corresponde a proyectos presentados por empresas privadas, empresas distribuidoras y el ICE.

⁽⁶⁾ Potencial de biomasa contiene las plantas de los ingenios en operación y agrega el bagazo y los proyectos de biogás conocidos.

⁽⁷⁾ El potencial solar incluye plantas existentes, sistemas de generación distribuida, sistemas aislados y solicitudes de elegibilidades.

⁽⁸⁾ No se considera como parte del Potencial de Recursos Renovables

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 consideran los proyectos privados incluidos en la base de datos de elegibilidad que mantiene el ICE (Ley 7200) y los informes de los proyectos de generación que reportan las empresas distribuidoras.

Es importante diferenciar 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.

7.2 FUENTES RENOVABLES EN LA MATRIZ ELECTRICA NACIONAL

El sistema de generación nacional ha utilizado racionalmente los recursos renovables disponibles. Las fuentes establecidas que aportan significativamente a la satisfacción de la demanda son la hidroeléctrica, la geotérmica, la solar, la eólica y la biomasa de bagazo.

7.2.1 Hidroelectricidad

Costa Rica posee grandes recursos hidroeléctricos inexplorados, razón por la cual tiene gran importancia la evaluación de los mismos.

Dentro de la evaluación de los recursos hidroenergéticos de una región, es importante la estimación de los potenciales teóricos o brutos que constituyen los límites de referencia para medir los progresos reales del aprovechamiento hidroeléctrico de un país. Los potenciales teóricos brindan además, criterio sobre el orden de magnitud y distribución de la energía en las diferentes cuencas del país.

La evaluación del potencial teórico¹⁹ superficial de escurrimiento de Costa Rica fue realizado en 1963 por el ICE y estimó una potencia teórica aproximada a 25 000 MW. En este estudio se supuso que el potencial aprovechable era del orden del 17%, a un factor de planta de $FP=0.5$, para una potencia de 8 500 MW. Los cálculos se hicieron considerando el escurrimiento superficial y la elevación media de las diferentes cuencas de Costa Rica (34 cuencas). El potencial hidroeléctrico que se muestra en la Tabla 7.1 es de 7 651 MW, un valor cercano al estimado en el estudio de 1963.

Del potencial remanente sin explotar, cerca del 35% se ubica parcial o totalmente en zonas 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.

¹⁹ Potencial teórico bruto: Potencial (potencia o energía) que en teoría se podría obtener en una región a partir de fórmulas teóricas de la física, usualmente sin contemplar tecnologías específicas y sin excluir áreas con restricciones absolutas. Es el potencial que nos ofrece la naturaleza, sin contemplar intervención humana – Plan Estratégico para la Promoción y Desarrollo de Fuentes Renovables No convencionales 2016-2035, ICE, PDE.

Adicionalmente, un 20% de la potencia identificada se ubica en parques nacionales y reservas forestales, donde la ley no permite ningún tipo de explotación.

Estas consideraciones permiten prever que el potencial remanente que podría ser explotado es apenas una fracción del potencial identificado y que el desarrollo hidroeléctrico restante es limitado.

La hidroelectricidad con embalses de regulación, además de generar energía, es la tecnología más adecuada para brindar servicios complementarios al sistema de generación. Estos servicios son 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 estimaciones generales. Una parte importante de la capacidad se encuentra dentro de parques nacionales en las cordilleras volcánicas Central y Guanacaste, y por lo tanto no está disponible para su aprovechamiento.

El país ha explotado dos campos geotérmicos que están en operación: Miravalles y Las Pailas. La capacidad instalada es de 207 MW. Actualmente está en desarrollo la explotación del tercer campo, denominado Borinquen.

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

7.2.3 Eólico

Costa Rica fue pionera de la energía eólica en Latinoamérica. Desde el año 1996 el país disfruta de los beneficios de la energía eólica y actualmente representa poco más del 10% de la potencia instalada.

De acuerdo con los análisis realizados²⁰, el potencial eólico de Costa Rica, con un factor de planta superior al 30%, alcanza los 2 400 MW de capacidad instalable, con una producción de energía anual del orden de 6 700 GWh. El potencial aquí calculado debe entenderse como un límite teórico que podría ser aprovechado para generación eléctrica. El potencial estudiado solo se refiere a los aprovechamientos en tierra firme. No incluye los eventuales desarrollos en mares o lagos.

La energía eólica es un buen complemento de la energía hidroeléctrica a lo largo del año y en especial en la época seca. En términos generales los ciclos del fenómeno El Niño (años secos) son condiciones más ventosas, por lo que favorece una mayor generación con energía eólica. En los ciclos de La Niña (años muy lluviosos) hay menos viento, pero hay más generación hidroeléctrica. Esta complementariedad también se presenta en el horizonte anual porque el patrón de vientos en Costa Rica es más fuerte durante los meses de verano que de invierno.

²⁰ Energía eólica en Costa Rica. Potencial plantas instaladas, restricciones, red de medición. Javier Bonilla Morales, Estudios y Proyectos, Planificación y Desarrollo Eléctrico, ICE. Foro Iberoamericano, Energías No Convencionales, 17 y 18 de Setiembre 2015, San José, Costa Rica.

La capacidad indicada debe entenderse como un límite teórico, sujeto a restricciones y condicionantes. Aunque el potencial aprovechable es muy interesante, la intermitencia característica del viento impide aumentar significativamente su participación sin agregar respaldos importantes en el sistema. La política que ha seguido el país para controlar los efectos de la intermitencia en el sistema es aumentar en forma gradual la penetración eólica.

7.2.4 Biomasa

Costa Rica cuenta con una capacidad instalada de generación de 46.9 MW utilizando Residuos Agrícolas Orgánicos (RAO). La mayor capacidad proviene de biomasa seca, 44.5 MW asociada al bagazo de los ingenios azucareros; la instalación restante, 2.8 MW es a partir de biomasa húmeda. Los tipos de RAO más comunes en Costa Rica provienen de las actividades agrícolas más representativas como piña, café, banano, palma aceitera, arroz, sector pecuario y la industria forestal.

La explotación de la biomasa seca ha sido el resultado de los esfuerzos de inversionistas privados que han desarrollado la tecnología necesaria y que desde hace 25 años insertan energía al Sistema Nacional. Esta explotación está asociada a los ingenios azucareros que 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.

La biomasa húmeda, en menor desarrollo en el país, ha contado con el impulso del Programa de Biogás del ICE a través del cual se brinda asesoría y acompañamiento a empresas privadas, sin embargo aún es incipiente y se limita a cubrir demanda propia²¹.

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.

En la Tabla 7.2 se muestra el potencial energético en biomasa húmeda y seca identificada en el país.

²¹ Resumen "Acciones de Mitigación Nacionalmente Apropriadas Energía Biomasa NAMA, MINAE, Dirección Cambio Climático (DCC), MAG, ICE, MIDEPLAN. 2016

Tabla 7.2 Potencial energético Biomasa Húmeda y Seca

Fuente	Potencial teórico bruto (MW)	Capacidad instalada (MW)	Capacidad instalada (%)
Efluente de la extracción de la palma	4.4	1.4	31
Pollinaza	20.8	0.1	0.3
Cerdaza	2.3	0.5	22
Boñiga	8.2	0.04	0.4
Residuos mataderos	1.8	0.5	25
Rastrojo de piña	78	0	0
Otros	19.1	0	0
Total Biomasa Húmeda	134.6	2.48	2
Bagazo	122.9	40	32
Cascarilla	7.8	4.5	58
Otros	314.6	0	0
Total Biomasa Seca	445.3	44.5	10
TOTAL	579.9	47.0	8

7.2.5 Solar

La tecnología para el aprovechamiento de la energía solar 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 socio-ambientales, ha favorecido la instalación de plantas solares en el mundo.

El aprovechamiento de la radiación solar se da en dos modalidades desde el punto de vista de uso territorial: las “granjas solares” con potencias altas utilizando grandes extensiones de terreno y los pequeños sistemas distribuidos que aprovechan el área de los techos de edificaciones existentes. Tecnológicamente hay dos opciones: las centrales solares termoeléctricas y las centrales fotovoltaicas (paneles fotovoltaicos).

En términos generales, las plantas solares termoeléctricas no son viables en el país. Los valores promedio anuales de radiación directa obtenidos en estudios para distintas regiones de Costa Rica se encuentran por debajo del umbral mínimo requerido de 1 800 kWh/m²año²². Sin embargo, sitios puntuales con características especiales de radiación, podrían ser objeto de estudios específicos en el futuro, a fin de determinar la factibilidad de este tipo de desarrollos en dichos sitios.

Por otra parte, la energía solar fotovoltaica experimenta constantemente avances tecnológicos y significativas reducciones de precio, lo que la ha convertido en una opción explotable comercialmente.

En cuanto al potencial teórico fotovoltaico de Costa Rica, suponiendo que tan solo un 1% del área sin restricciones de nuestro país pudiese ser dedicada a proyectos solares fotovoltaicos, resultaría un potencial de 5 767 MW.

²² Energía Solar en Costa Rica. Kenneth Lobo Méndez, Estudios y Proyectos, Planificación y Desarrollo Eléctrico, ICE. Foro Iberoamericano, Energías No Convencionales, 17 y 18 de Setiembre 2015, San José, Costa Rica.

La variabilidad del recurso, producto de la nubosidad, es un aspecto importante a considerar dentro de la disponibilidad del recurso.

A mediano plazo la energía solar fotovoltaica traerá aportes importantes de energía y otros servicios auxiliares al SEN. Para esto se requiere controlar las variaciones de orden minutil que presenta la tecnología. El desarrollo y evolución de sistemas de baterías abre nuevas posibilidades de respaldo energético para esta fuente de generación, aunados a los embalses de regulación.

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 socio-ambiental
- Aumento de costo y agotamiento de algunas opciones convencionales

Dentro de estas fuentes destaca la energía solar, que gracias a importantes reducciones de costos, ha mostrado un crecimiento acelerado en los últimos años.

Algunas de estas fuentes pueden ser desarrolladas bajo un concepto de generación distribuida (pequeños generadores dispersos conectados a las redes de distribución) y por lo tanto 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 de fuentes emergentes en los próximos años, pero demorará varias décadas tener una participación significativa de la generación total, por la dinámica de evolución del sistema.

Para estimular este tipo de fuentes, el ICE ha desarrollado programas como el Plan Piloto de Generación para Autoconsumo, ejecutado del 2010 al 2015 y el Programa de Energía de Biogás actualmente en ejecución.

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.

Los primeros proyectos han sido en fincas con pequeños sistemas para autoconsumo, pero existe un potencial para escalas mayores. Dentro de este ámbito, el ICE desarrolla el Programa de Energía de Biogás.

7.3.2 Residuos Sólidos Municipales

Cuando las municipalidades tratan y disponen de la basura recurriendo a procesos térmicos, es posible recuperar una 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 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, tampoco se cuenta con 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.

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.

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

7.3.4 Otras fuentes renovables 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.

Tecnologías como las celdas de combustible alimentadas con gas natural todavía son demasiado caras y las basadas en hidrógeno requieren aun mayor desarrollo.

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.

7.4 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, eólicos o solares) requieren altas inversiones, y su uso sería eventual, e inclusive durante años húmedos podrían no requerirse 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 del sistema.

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 (80 MW -100 MW) y que su costo de inversión es menor que el de centrales a vapor.

Por el contrario, las alternativas térmicas convencionales de base, como las plantas de carbón o de GNL, 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 sobrecosto. Estas plantas se justifican cuando operan durante todo el año, situación que no se acomoda a la función de respaldo que se ha establecido para la generación térmica en el país, normalmente requerida durante la época seca.

7.4.1 Diésel y búnker

Costa Rica 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 consumidos por el país en el año 2017, solo un 0.3% se empleó para alimentar las plantas termoeléctricas. El sector eléctrico gastó 0.1% del diésel y 6.7% del búnker consumido ese año en el país, respectivamente.

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.

7.4.2 Gas natural

La región centroamericana no cuenta con campos de explotación de gas natural²³. Recientemente Panamá inauguró la primera terminal de gas natural licuado (GNL) en Colón, con lo cual se abren nuevas opciones para la Región. El Salvador también tiene en proyecto una central termoeléctrica alimentada con GNL que se ubicará en el puerto de La Unión.

Centroamérica podría también tener acceso a los depósitos de gas natural de Colombia o de México si se llegara a construir un gasoducto regional.

La importancia 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. Sin embargo, requiere grandes inversiones en la terminal de regasificación y compromisos de compra de gas en volúmenes importantes y de largo plazo. Las economías de escala requieren un cierto volumen de consumo de gas para asegurar la viabilidad económica de la operación, por lo que estos proyectos están asociados a centrales de generación de mediano tamaño con factores de planta alto.

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

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.

La planta de GNL de Panamá, y en un futuro la de El Salvador, le permitirán al país aprovechar el gas natural, importando la electricidad mediante el Mercado Eléctrico Regional.

²³ En la zona del Petén, Guatemala, se hará próximamente una explotación de gas natural.

7.4.3 Carbón

Las enormes reservas mundiales de carbón, así como la expectativa de avances tecnológicos en reducción de emisiones, hacen del carbón una fuente de estudio en el país.

La presión para atender el crecimiento de la demanda y el riesgo de la volatilidad del precio del petróleo, generó interés por el carbón en diferentes países de la región. 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.

En la región centroamericana, Guatemala, Honduras y Panamá utilizan carbón para generación eléctrica. Como se observa en la Tabla 7.3, Guatemala tiene una capacidad instalada de 903 MW, Panamá de 120 MW y Honduras de 125 MW, para un total de 1148 MW. En el año 2017 la generación carboeléctrica totalizó 3436 GWh, un 5% de la generación regional.

Tabla 7.3

CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACION DE CARBON EN CENTROAMERICA					
País	Recurso	Planta	Capacidad instalada (MW)	Capacidad efectiva (MW)	Producción (2017) (GWh)
Guatemala	Carbón	CGE San José	139	138	890
		Ingenio Palo Gordo	33	0	0
		Jaguar Energy	300	280	1,142
		Las Palmas	67	67	12
		Las Palmas	83	76	223
		Cogeneración con carbón+biomasa	Magdalena Sugar Mill plant	180	89
		San Isidro	61	57	70
		Santa Ana	40	36	78
	Honduras	Carbón	Bijao Electric Company S.A	60	
IRESA			21		2
Cogeneración con carbón+biomasa		Compañía Eléctrica del Sur S.A.	19		0
		ALSTHON	25		0
Panamá	Carbón	GDF Suez	120		171
TOTAL			1,148		3,436

Elaboración propia.
Fuentes: 1) Estadísticas de producción de electricidad de los países del SICA. Datos preliminares a 2017.
2) Endcoal. Plantas de carbón, enero 2018.

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.

Costa Rica ha venido promulgando un plan de descarbonización muy agresivo, por lo que no es viable la consideración de esta fuente en el desarrollo de su matriz de generación.

7.5 ENERGIA 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. A pesar de esta ventaja ambiental, otras preocupaciones 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.

7.6 IMPORTACIONES DEL MER

Con la construcción de la línea SIEPAC y un Mercado Eléctrico Regional (MER) maduro, las importaciones de energía son un recurso energético importante 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.

Actualmente y en los años inmediatos siguiente, la región dispone de abundantes recursos de generación. 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.

7.7 ADMINISTRACION 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 o de capacidad instalada, 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.

7.8 EXTERNALIDADES DE LOS RECURSOS ENERGETICOS

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.

Los costos sociales de las emisiones de efecto invernadero se reconocen como un problema global. 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.

El parámetro usualmente utilizado para medir emisiones de carbono en sistemas de generación se refiere específicamente a las emisiones durante la operación de las plantas y se expresan en términos de tonCO₂ equivalentes/KWh.

Para la contabilización de emisiones de gases de efecto invernadero de las plantas, el ICE ha establecido un método de cálculo que se utiliza para los inventarios de emisiones del sector eléctrico, que sigue los procedimientos reconocidos por organismos internacionales. Los índices de este método y que se aplicaron al presente análisis son los mostrados en la Tabla 7.4.

Tabla 7.4 Índice de emisiones por tecnología

COEFICIENTES DE EMISIONES	
Fuente	ton CO ₂ equiv/GWh
Hidroeléctrica	30
Geotérmica	65
Eólica	0
Sol	0
Turbina ciclo abierto diesel	600
Ciclo Combinado diesel	500
Motor de Media Velocidad búnker	700
Ciclo Combinado gas natural	460
Carbón	1,000

8 PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES FOSILES

El pronóstico de los precios de los combustibles 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 (DOE). Para hacer sus proyecciones, el 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 el 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 del 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 2018 (AEO2018), publicado en febrero 2018.

8.1 PROYECCIONES DEL PRECIO DEL CRUDO

En la Figura 8.1 se presentan los precios para varios crudos de referencia. Las líneas continuas muestran la proyección de largo plazo del (AEO2018) y las líneas discontinuas el ajuste de corto plazo contenido en el Short Term Energy Outlook de mayo del 2018. El EIA publica estos ajustes de corto plazo mensualmente y cubren el año en curso y dos años hacia adelante.

Las cifras se expresan en dólares por barril (USD/bbl) y se refieren a dólares constantes de diciembre 2017.

En la Figura 8.1 se observa que las proyecciones del EIA suponen un crecimiento sostenido durante todo el horizonte de la misma.

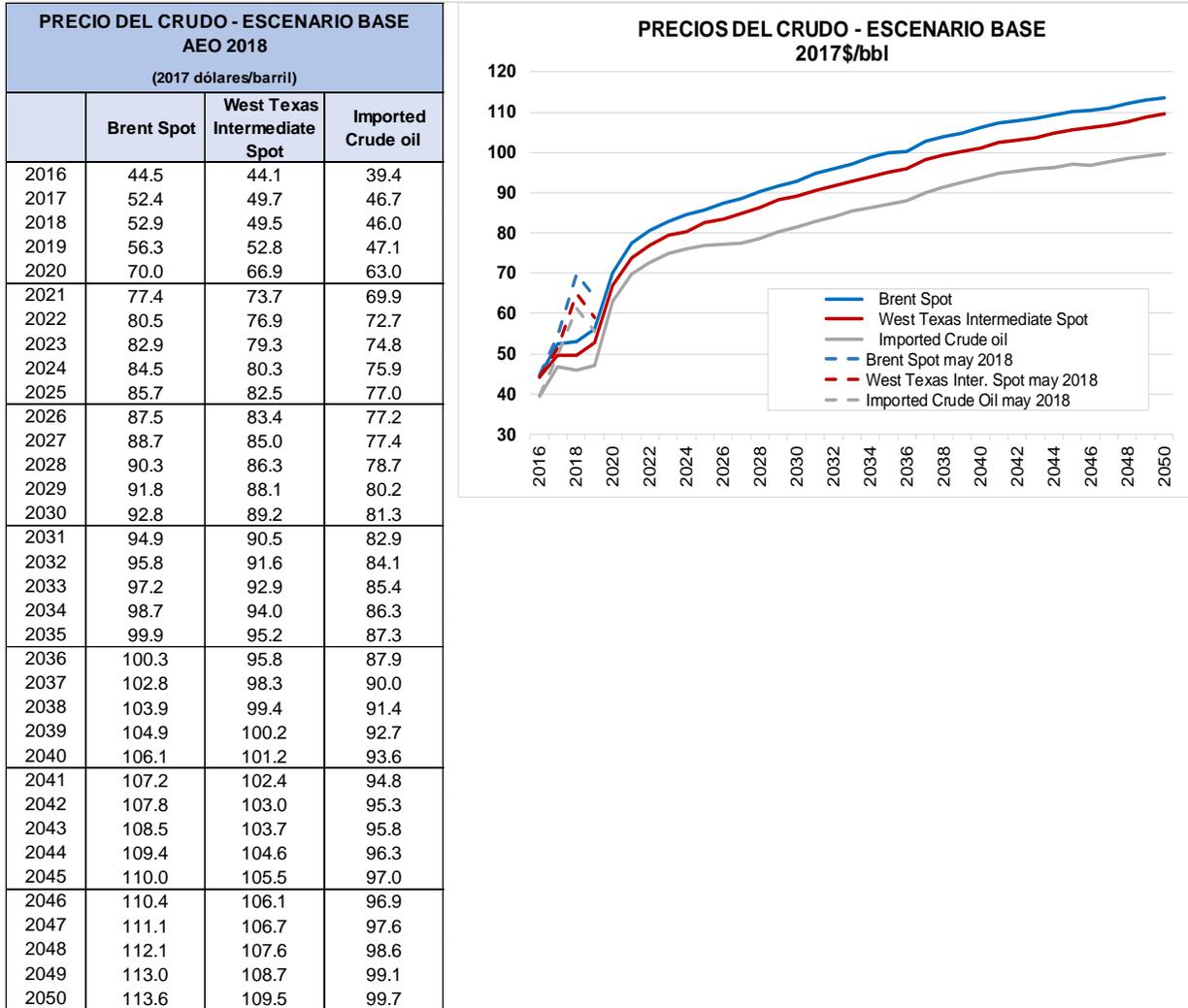


Figura 8.1 Precios del crudo de petróleo en el escenario base

8.2 PROYECCION DEL PRECIO DEL DIESEL Y EL BUNKER

Los precios locales de los combustibles son definidos por la Autoridad Reguladora de Servicios Públicos (ARESEP). Estos precios cubren los costos de importación del crudo, del almacenamiento y de la distribución. Actualmente el país no está refinando productos por lo que no existe un cargo asociado al proceso industrial de producción de derivados.

Las proyecciones del precio del diésel y del búnker para Costa Rica para el período 2016-2050, se muestran en la Tabla 8.1 y la Figura 8.1. La proyección se presenta en dólares (2017\$) por litro, con y sin impuestos. Los datos del 2016, 2017 y 2018 (hasta el mes de abril) son reales.

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

0.25 USD\$/litro a la proyección de precios del diésel y 0.04 USD\$/litro a la proyección del búnker. Estos datos corresponden al impuesto del año 2017.

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

Tabla 8.1 Proyección de precios del diésel y búnker

PROYECCION DE PRECIOS DEL DIESEL Y BUNKER								
ESCENARIO BASE								
PRECIO SIN IMPUESTOS			Impuestos			PRECIO CON IMPUESTOS		
(2017\$/lt)			(2017\$/lt)			(2017\$/lt)		
	Diesel	Bunker		Diesel	Bunker		Diesel	Bunker
2016	0.35	0.22	2016	0.26	0.04	2016	0.62	0.26
2017	0.44	0.30	2017	0.25	0.04	2017	0.69	0.33
2018	0.55	0.41	2018	0.25	0.04	2018	0.79	0.45
2019	0.56	0.45	2019	0.25	0.04	2019	0.81	0.49
2020	0.67	0.55	2020	0.25	0.04	2020	0.92	0.59
2021	0.72	0.58	2021	0.25	0.04	2021	0.97	0.62
2022	0.74	0.59	2022	0.25	0.04	2022	0.99	0.63
2023	0.75	0.59	2023	0.25	0.04	2023	1.00	0.63
2024	0.76	0.59	2024	0.25	0.04	2024	1.01	0.63
2025	0.76	0.59	2025	0.25	0.04	2025	1.01	0.64
2026	0.76	0.60	2026	0.25	0.04	2026	1.01	0.65
2027	0.76	0.61	2027	0.25	0.04	2027	1.01	0.65
2028	0.77	0.61	2028	0.25	0.04	2028	1.02	0.66
2029	0.78	0.63	2029	0.25	0.04	2029	1.03	0.67
2030	0.79	0.63	2030	0.25	0.04	2030	1.04	0.67
2031	0.80	0.65	2031	0.25	0.04	2031	1.05	0.69
2032	0.81	0.65	2032	0.25	0.04	2032	1.06	0.69
2033	0.82	0.66	2033	0.25	0.04	2033	1.07	0.70
2034	0.83	0.66	2034	0.25	0.04	2034	1.07	0.70
2035	0.83	0.67	2035	0.25	0.04	2035	1.08	0.71
2036	0.84	0.67	2036	0.25	0.04	2036	1.08	0.71
2037	0.85	0.68	2037	0.25	0.04	2037	1.10	0.72
2038	0.86	0.69	2038	0.25	0.04	2038	1.10	0.73
2039	0.86	0.69	2039	0.25	0.04	2039	1.11	0.73
2040	0.87	0.69	2040	0.25	0.04	2040	1.12	0.73
2041	0.88	0.70	2041	0.25	0.04	2041	1.13	0.74
2042	0.88	0.69	2042	0.25	0.04	2042	1.13	0.73
2043	0.88	0.69	2043	0.25	0.04	2043	1.13	0.73
2044	0.88	0.68	2044	0.25	0.04	2044	1.13	0.72
2045	0.89	0.68	2045	0.25	0.04	2045	1.14	0.72
2046	0.88	0.67	2046	0.25	0.04	2046	1.13	0.71
2047	0.89	0.67	2047	0.25	0.04	2047	1.14	0.71
2048	0.90	0.67	2048	0.25	0.04	2048	1.15	0.71
2049	0.90	0.68	2049	0.25	0.04	2049	1.15	0.73
2050	0.90	0.69	2050	0.25	0.04	2050	1.15	0.73

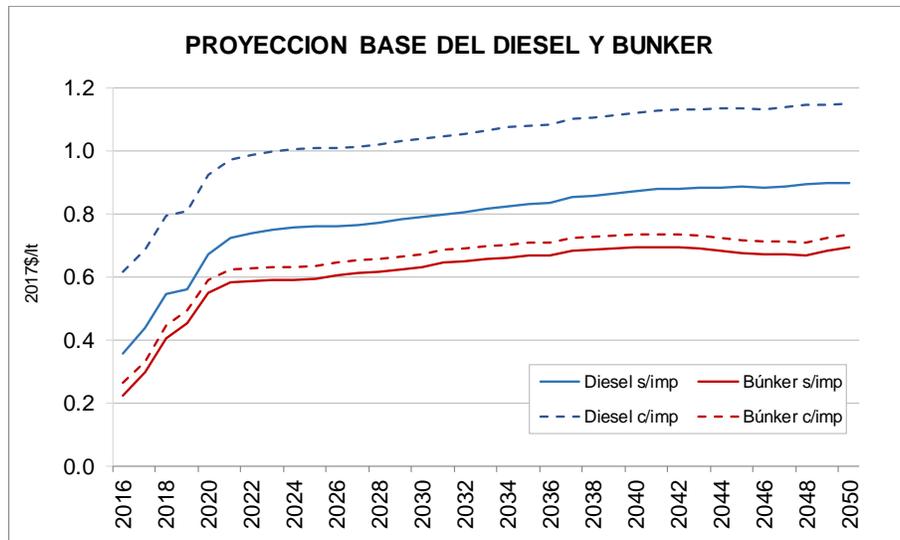


Figura 8.2 Proyección de precios del diésel y búnker

8.3 CARBON

Con la introducción de procesos de captación del dióxido de carbono (CO_2) antes y/o después de la combustión en las tecnologías de generación con carbón, se han reducido los impactos ambientales de este tipo de plantas, provocando un mayor interés por el uso de recursos carboníferos para la producción de electricidad. Sin embargo, la tecnología aún produce efectos ambientales importantes.

Los costos de inversión, operación y mantenimiento de estos nuevos procesos han incrementado el costo de las plantas, afectando la viabilidad económica de los proyectos.

En Costa Rica el uso del carbón mineral es nulo, a excepción de pequeñas cantidades que ocasionalmente importa la industria cementera²⁴. Los planes de descarbonización que ha venido impulsando el país desde hace varios años, hacen incompatible el uso del carbón para la generación eléctrica. A pesar de ello, en los planes de expansión se valoran plantas de carbón únicamente con el objetivo de tener una referencia de costos.

Para la estimación de precios del carbón se utiliza la proyección de precios de exportación de carbón del EIA y se agregan costos, también estimados, por flete marítimo e internamiento. La proyección de precios se presenta en la Tabla 8.2. La serie de precios estimada por el EIA no muestra aumentos ni reducciones importantes en el horizonte de proyección.

²⁴ En el 2017 se importaron 214 TJ de carbón mineral y 3 786TJ de coque, un 2.3% del consumo energético nacional. Datos del Balance Energético Nacional 2017. Secretaría Planificación Subsector Energía (SEPSE).

Tabla 8.2 Estimación del precio del carbón

ESTIMACION DEL PRECIO DEL CARBON			
Escenario Base (\$2017)			
Precio Exportación USA			Precio Planta
FAS			Centroamérica
Año	\$/short ton	\$/ton	\$/ton
2016	84.0	92.6	135.1
2017	79.0	87.1	128.5
2018	80.5	88.7	130.4
2019	79.4	87.5	129.0
2020	79.7	87.8	129.3
2021	80.0	88.2	129.8
2022	80.5	88.7	130.4
2023	81.3	89.6	131.5
2024	82.0	90.4	132.4
2025	80.3	88.6	130.2
2026	79.1	87.2	128.6
2027	78.2	86.3	127.4
2028	78.2	86.2	127.3
2029	77.9	85.9	127.0
2030	77.5	85.5	126.5
2031	77.4	85.3	126.3
2032	78.4	86.4	127.6
2033	78.9	87.0	128.3
2034	79.1	87.2	128.6
2035	79.2	87.3	128.7
2036	79.8	88.0	129.5
2037	80.4	88.6	130.3
2038	82.0	90.4	132.4
2039	82.5	91.0	133.1
2040	83.2	91.7	134.1
2041	82.9	91.4	133.7
2042	83.0	91.5	133.8
2043	83.2	91.7	134.0
2044	83.4	92.0	134.3
2045	83.7	92.3	134.8
2046	84.6	93.2	135.9
2047	85.3	94.1	136.9
2048	86.8	95.7	138.8
2049	87.2	96.2	139.4
2050	86.7	95.6	138.7

El precio estimado para Centroamérica incluye flete y seguro marítimo, y costos de descarga en muelle y muestreo y análisis

8.4 GAS NATURAL LICUADO

El gas natural licuado no tiene un mercado global tan desarrollado como el del petróleo y presenta características propias en cada región. El suministro de GNL 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.

Sin embargo, la puesta en operación de la Terminal de Gas de la empresa AES en Colón, Panamá en el 2018, podría cambiar radicalmente la estructura del suministro de gas para Centroamérica. La Terminal cuenta con una capacidad de almacenamiento de GNL de 160.000 m³, que representa un volumen alto para el tamaño del mercado panameño.

No se tiene aún información específica de costos para la región, por lo que se realizan una serie de supuestos para estimar un posible precio del gas en Costa Rica. Para ello se construyó una estimación a partir de las proyecciones de precio del Henry Hub del EIA. A este precio se le agregaron 4 USD\$/mmBTU por el proceso de licuefacción y de 4 USD\$/mmBTU por la logística de colocar el gas licuado en el país. Esta cifra contempla los costos relativos al suministro de demandas pequeñas que varían a lo largo del año y pueden presentar también variaciones muy importantes de un año a otro. A partir del 2025 se consideró, que con un mercado más maduro, este costo disminuiría a 3USD\$/mmBTU

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. La serie de precios estimada por el EIA aumenta considerablemente en el horizonte de la proyección. Con respecto al 2018, para el 2025 se observa un aumento de más del 50% del precio y para el 2030 casi se duplica.

Tabla 8.3 Estimación del precio del GNL

ESTIMACION DEL PRECIO DEL GNL PARA COSTA RICA					
(2017\$/mmBTU)					2017\$/m ³
	Henry Hub (1)	Licuefacción	Transporte y logística (2)	PRECIO DES (3)	PRECIO DES (3)
2014	4.57				
2015	2.74				
2016	2.58				
2017	3.00				
2018	2.97	3	4	9.97	0.38
2019	3.02	3	4	10.02	0.38
2020	3.96	3	4	10.96	0.42
2021	4.02	3	4	11.02	0.42
2022	4.16	3	4	11.16	0.42
2023	4.42	3	4	11.42	0.43
2024	4.66	3	4	11.66	0.44
2025	4.93	3	3	10.93	0.42
2026	5.10	3	3	11.10	0.42
2027	5.28	3	3	11.28	0.43
2028	5.42	3	3	11.42	0.43
2029	5.62	3	3	11.62	0.44
2030	5.75	3	3	11.75	0.45
2031	5.88	3	3	11.88	0.45
2032	6.02	3	3	12.02	0.46
2033	6.15	3	3	12.15	0.46
2034	6.29	3	3	12.29	0.47
2035	6.41	3	3	12.41	0.47
2036	6.70	3	3	12.70	0.48
2037	6.87	3	3	12.87	0.49
2038	7.14	3	3	13.14	0.50
2039	7.38	3	3	13.38	0.51
2040	7.59	3	3	13.59	0.52
2041	7.82	3	3	13.82	0.52
2042	8.10	3	3	14.10	0.54
2043	8.36	3	3	14.36	0.55
2044	8.65	3	3	14.65	0.56
2045	8.94	3	3	14.94	0.57
2046	9.24	3	3	15.24	0.58
2047	9.56	3	3	15.56	0.59
2048	9.97	3	3	15.97	0.61
2049	10.34	3	3	16.34	0.62
2050	10.78	3	3	16.78	0.64

(1) Henry Hub ajustado ajustado con Short Term (EIA) de mayo 2018
(2) Costos de operadores por colocar el GNL en el país. Tiene implícito los costos relativos al suministro de demandas pequeñas y variables a lo largo del año, y de un a año a año.
(3) DES (Delivered ex Ship). El exportador asume los costes y riesgos de transporte la mercadería hasta puerto destino

8.5 RESUMEN DE LAS PROYECCIONES

En la Tabla 8.4 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 USD\$ constantes del 2017.

Tabla 8.4 Proyección de precio de los combustibles

PROYECCION DE PRECIOS DE COMBUSTIBLE										
ESCENARIO BASE DE PRECIOS										
PRECIO SIN IMPUESTOS										
Dólares constantes del 2017										
	Crudo WTI	Crudo Brent	Diesel	Bunker	GNL	Carbón	Diesel	Bunker	GNL	Carbón
	\$/bbl	\$/bbl	\$/lt	\$/t	\$/m³	\$/ton	\$/mmBTU			
2016	44.1	44.5	0.35	0.22			9.8	5.8		6.40
2017	49.7	52.4	0.44	0.30			12.1	7.7		6.09
2018	49.5	52.9	0.55	0.41	0.38	130.4	15.0	10.6	10.0	6.18
2019	52.8	56.3	0.56	0.45	0.38	129.0	15.4	11.8	10.0	6.11
2020	66.9	70.0	0.67	0.55	0.42	129.3	18.5	14.3	11.0	6.13
2021	73.7	77.4	0.72	0.58	0.42	129.8	19.9	15.2	11.0	6.15
2022	76.9	80.5	0.74	0.59	0.42	130.4	20.4	15.3	11.2	6.18
2023	79.3	82.9	0.75	0.59	0.43	131.5	20.7	15.4	11.4	6.23
2024	80.3	84.5	0.76	0.59	0.44	132.4	20.8	15.4	11.7	6.27
2025	82.5	85.7	0.76	0.59	0.42	130.2	20.9	15.5	10.9	6.17
2026	83.4	87.5	0.76	0.60	0.42	128.6	20.9	15.8	11.1	6.09
2027	85.0	88.7	0.76	0.61	0.43	127.4	21.1	16.0	11.3	6.04
2028	86.3	90.3	0.77	0.61	0.43	127.3	21.2	16.0	11.4	6.03
2029	88.1	91.8	0.78	0.63	0.44	127.0	21.6	16.3	11.6	6.02
2030	89.2	92.8	0.79	0.63	0.45	126.5	21.7	16.5	11.8	5.99
2031	90.5	94.9	0.80	0.65	0.45	126.3	22.0	16.9	11.9	5.98
2032	91.6	95.8	0.81	0.65	0.46	127.6	22.2	17.0	12.0	6.05
2033	92.9	97.2	0.82	0.66	0.46	128.3	22.5	17.1	12.1	6.08
2034	94.0	98.7	0.83	0.66	0.47	128.6	22.7	17.3	12.3	6.09
2035	95.2	99.9	0.83	0.67	0.47	128.7	22.9	17.4	12.4	6.10
2036	95.8	100.3	0.84	0.67	0.48	129.5	23.0	17.5	12.7	6.13
2037	98.3	102.8	0.85	0.68	0.49	130.3	23.5	17.8	12.9	6.17
2038	99.4	103.9	0.86	0.69	0.50	132.4	23.6	17.9	13.1	6.27
2039	100.2	104.9	0.86	0.69	0.51	133.1	23.8	18.1	13.4	6.31
2040	101.2	106.1	0.87	0.69	0.52	134.1	24.0	18.1	13.6	6.35
2041	102.4	107.2	0.88	0.70	0.52	133.7	24.2	18.1	13.8	6.33
2042	103.0	107.8	0.88	0.69	0.54	133.8	24.3	18.1	14.1	6.34
2043	103.7	108.5	0.88	0.69	0.55	134.0	24.3	18.0	14.4	6.35
2044	104.6	109.4	0.88	0.68	0.56	134.3	24.4	17.8	14.7	6.36
2045	105.5	110.0	0.89	0.68	0.57	134.8	24.4	17.7	14.9	6.38
2046	106.1	110.4	0.88	0.67	0.58	135.9	24.3	17.6	15.2	6.44
2047	106.7	111.1	0.89	0.67	0.59	136.9	24.5	17.6	15.6	6.48
2048	107.6	112.1	0.90	0.67	0.61	138.8	24.7	17.5	16.0	6.58
2049	108.7	113.0	0.90	0.68	0.62	139.4	24.7	17.9	16.3	6.61
2050	109.5	113.6	0.90	0.69	0.64	138.7	24.8	18.1	16.8	6.57

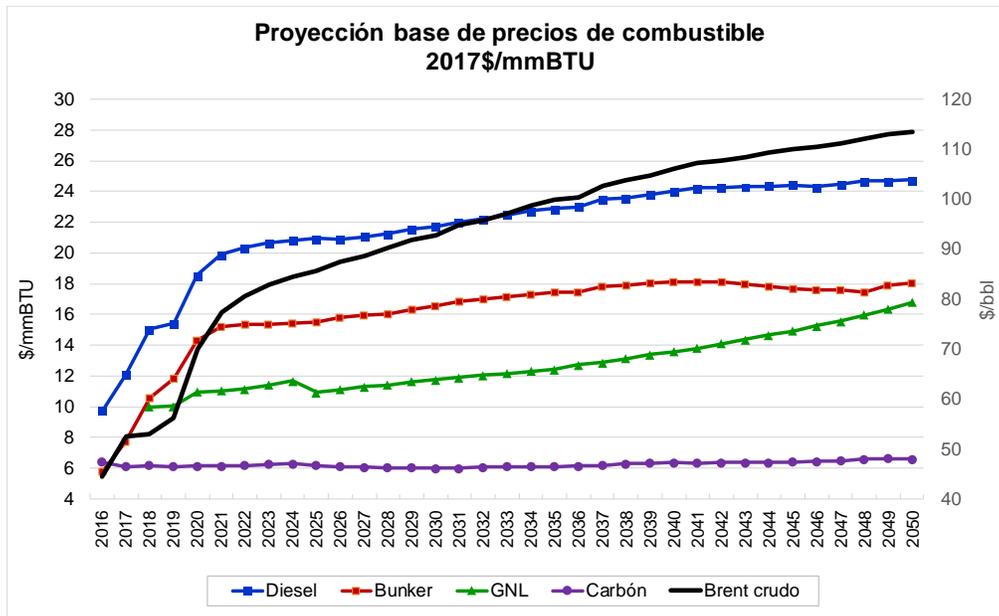


Figura 8.3 Precios de combustibles sin impuestos

(Esta página intencionalmente en blanco)

9 CRITERIOS PARA LA FORMULACION DEL PLAN

9.1 POLITICA ENERGETICA

EL PEG responde a las políticas energéticas definidas en el VII Plan Nacional de Energía 2015-2030, vigente al momento de su formulación. El principal objetivo del Plan de Energía es la sostenibilidad energética del país con un bajo nivel de emisiones, indicando lo siguiente: “Con esto se entiende que el país debe aspirar a contar con un sistema energético nacional con un bajo nivel de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), basado en el uso de fuentes limpias y renovables, en condiciones de absorber los aumentos en la demanda de manera consistente, con precios lo más competitivos que sean posible en el entorno internacional y capaz de sustentar el bienestar de la mayoría de la población.”

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 un horizonte de planeamiento de largo plazo, definido normalmente para 15-20 años. El PEG2018 se plantea para el período 2019-2034.

Conceptualmente el Plan de Expansión se visualiza en tres períodos, de acuerdo a las decisiones involucradas en cada uno. En la formulación del PEG2018 se identifican los siguientes períodos de planeamiento:

- ***Período Fijo o de obras en ejecución: 2018-2026***

Todas las obras están totalmente definidas y se encuentran en ejecución. Abarca hasta el 2026 en que está prevista la entrada en operación del proyecto geotérmico Borinquen 1, de 55 MW. Hasta ese año 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: 2027-2029***

Es la ventana de tiempo sobre la que se concentra el proceso de optimización del Plan de Expansión puesto que los proyectos que entrarían en operación en ese período se definen en este ciclo de planificación. En el PEG2018 se están definiendo y decidiendo las expansiones de este período.

Para este período se optimiza 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: 2030-2034**

Corresponde al horizonte de más largo plazo y se prepara como referencia. Está compuesto 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 decisiones críticas, según vayan evolucionando los escenarios de demanda y de disponibilidad de recursos energéticos.

Se debe anotar que estos períodos son únicamente para propósitos indicativos, y que por su definición, pueden presentar traslapes cronológicos.

9.3 ENTORNO CENTROAMERICANO

Con la entrada de la línea del proyecto SIEPAC y el reglamento que regula el Mercado Eléctrico Regional (RMER), las posibilidades de intercambio entre los países del área han aumentado. 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 único país que ha cubierto un alto porcentaje de su demanda mediante importaciones en los últimos años es El Salvador, con energía proveniente de Guatemala.

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, gracias a que la operación del mercado eléctrico centroamericano ha avanzado significativamente y a que 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 responden a las políticas energéticas del país que orientan el desarrollo de la expansión de largo plazo. Los proyectos considerados en los planes de expansión dentro del período de corto plazo han sido evaluados ambientalmente y en sus costos y beneficios se han incluido los respectivos costos y beneficios ambientales.

Los proyectos considerados en las etapas intermedia y de referencia pueden no haber completado sus estudios ambientales de detalle. En estos casos, al igual que con los proyectos genéricos, se supone que la información preliminar de sus costos incluye una estimación de las medidas de mitigación ambiental.

En todos los casos, la decisión posterior de ejecutar cada proyecto requiere la verificación de la viabilidad ambiental y la obtención de las licencias y permisos correspondientes para asegurar la promoción de alternativas ambientalmente viables.

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 y la intermitencia de las fuentes renovables variables. 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, viento, radiación solar y biomasa, suficiente en las plantas generadoras. 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.

La variable estocástica dominante es el caudal en los ríos, debido a la mayoritaria participación hidroeléctrica en la matriz de generación.

El criterio de confiabilidad sustituye al criterio de “margen de reserva” que normalmente se usa en los sistemas térmicos. Este criterio se utiliza 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 de confiabilidad es un concepto integrado que 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 magnitud.

La Figura 9.1 esquematiza 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.

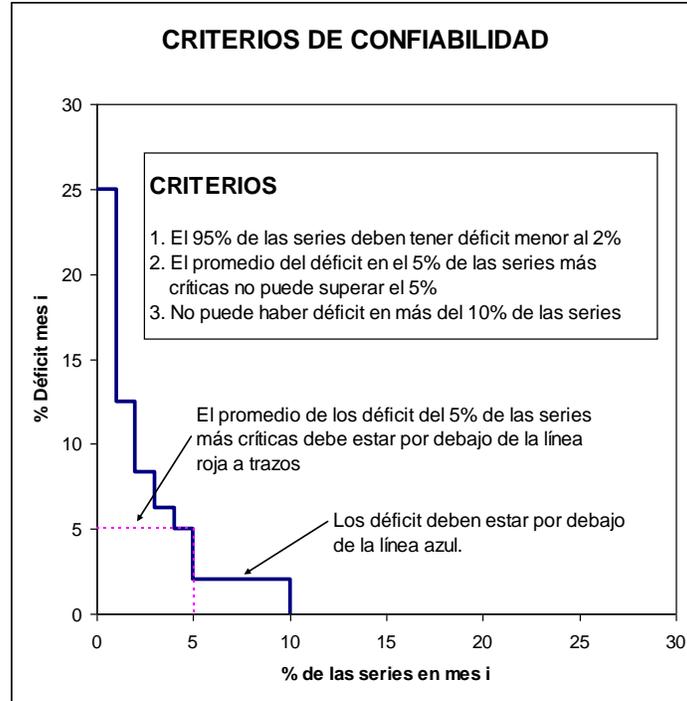


Figura 9.1 Esquema ilustrativo de los criterios de confiabilidad

Para que un plan sea aceptable, los déficits 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 OPTIMO ECONOMICO

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 PARAMETROS ECONOMICOS

- ***Evaluación social de los planes***

La evaluación de los planes de expansión se hace en términos económicos para la sociedad costarricense. Por esta razón, los proyectos del ICE, de las demás empresas eléctricas y de los 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.

- **Costos constantes en el tiempo**

La evaluación económica se expresa en dólares americanos constantes, con una base de precios de diciembre de 2017. 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.

- **Tasa social de descuento**

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

- **Costo de racionamiento**

Para la simulación de los planes y la determinación del plan de mínimo costo, se utilizó un costo de racionamiento de 800 USD/MWh para fallas menores al 2% de la demanda y 2 000 USD\$/MWh para fallas mayores. Estas cifras se utilizan como señal del costo que tiene para la sociedad el no satisfacer la energía demandada. Este dato es de gran interés porque 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 CAMBIO CLIMATICO 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 incidiendo en 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 está cubierta por la consideración de los ciclos históricos que se han presentado en los últimos 53 años, y por lo tanto, resulta aceptable modelar los fenómenos hidrometeorológicos como procesos ciclo-estacionarios, sin que ello pueda inducir a grandes sobrevaloraciones o subvaloraciones.

Las 53 series hidrológicas (1965-2017) 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 53 años.

Conforme se cuantifique mejor el cambio climático, las sucesivas revisiones del PEG tendrán que ir incorporando en su análisis este efecto, cuyo ámbito deberá comprender además de los recursos hidrológicos, el viento y el solar.

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 para las plantas hidroeléctricas, que aportan la mayor parte de la generación del país.

9.9 DIVERSIFICACION DE FUENTES DE ENERGIA ELECTRICA

La diversificación de la matriz de generación contribuye a mitigar los efectos negativos de la inherente variabilidad de las fuentes renovables.

En el PEG se procura integrar de manera segura y oportuna, nuevas fuentes de energía a la matriz de generación nacional. Las energías renovables no convencionales se integran al sistema en la proporción en que no comprometan la confiabilidad del mismo.

10 INFORMACION BASICA

10.1 SISTEMA EXISTENTE

El sistema de generación existente está compuesto por las plantas cuyas características principales se muestran en la Tabla 10.1.

Tabla 10.1 Características de plantas existentes

CARACTERISTICAS DE LAS PLANTAS DE GENERACION DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL									
(Dic 2017)									
Nombre	Inicio Opera	Potencia ^(a) (MW)	Gen. Prom Anual ^(b) (GWh)	Embalse Util (hm ³)	Producción específica (kWh/litro)	Tipo Combustible	Indisponibilidad (%)	O&M Fijos ^(c) (\$/kW-año)	% Pot Instalada
1. PLANTAS HIDROELECTRICAS									
ICE	Angostura	2000	180	843	11		10%	49.5	5%
	Arenal	1979	166	724	1477		10%	42.1	5%
	Cachí	1966/2015	159	422	36		10%	53.9	5%
	Cariblanco	2007	82	243			10%	52.3	2%
	Corobicí	1982	174	795			10%	27.5	5%
	Garita	1958	40	192			10%	100.7	1%
	Echandi	1990	4	34			10%	207.6	0%
	Peñas Blancas	2002	36	171	2		10%	154.1	1%
	Pirris	2011	140	436	30		10%	49.4	4%
	Río Macho	1963/2015	140	454			10%	69.2	4%
	Sandillal	1992	31	141	4.8		10%	142.8	1%
	Toro 1	1995	25	113			10%	143.0	1%
	Toro 2	1996	66	276			10%	47.8	2%
	Reventazón	2016	306	1,341	118.5		10%	23.7	9%
	Ventanas-Garita	1987	100	438			10%	61.4	3%
	<i>SubTotal</i>		1,650						
ICE-JASEC	Toro 3 ^(d)	2012	48	159			10%	34.1	1%
CNFL	CNFL Virilla	varios	53	276			10%	185.1	2%
	Cote	2003	7	13			10%	234.1	0%
	Daniel Gutiérrez	1996	20	82			10%	143.8	1%
	Balsa Inferior	2014	38	73			10%	98.7	1%
	El Encanto	2009	9	47			10%	287.0	0%
	<i>SubTotal</i>		126						
ESPH	Carrillos	1951	3	17			10%	408.7	0%
	Los Negros	2006	18	63			10%	145.4	1%
	Tacares	2013	7	40			10%	233.2	0%
	<i>SubTotal</i>		28						
COOPELESCA	Aguas Zarcas	2015	15	38			10%		0%
	Cubujuquí	2012	23	101			10%	131.0	1%
	Chocosuela	varios	27	85			10%	119.8	1%
	La Esperanza	2014	6	27					
	<i>SubTotal</i>		70						
CONELEC	Pocosol	2010	28	143			10%	119.1	1%
	San Lorenzo	1997	19	62			10%	152.7	1%
	<i>SubTotal</i>		47						
COOPEGU	Canalete	2008	17	56			10%	215.3	1%
	Bijagua	2016	18	84			10%	84.1	1%
	<i>SubTotal</i>		35						
JASEC	Varias	varios	24	110			10%	240.1	1%
PRIV-CAP1	Varias	1998	103	512			10%	200.0	3%
PRIV-CAP2	General	2006	39	198			10%	96.8	1%
	La Joya	2006	50	195			10%	85.1	1%
	Torito	2015	50	234			10%	100.3	1%
	Chucás	2016	50	242	2.3		10%	100.3	1%
	<i>SubTotal</i>		189						
TOTAL HIDRO			2,319						69%

Continuación

Nombre	Inicio Opera	Potencia (a) (MW)	Gen. Prom Anual (b) (GWh)	Embalse Util (hm ³)	Producción específica (kWh/litro)	Tipo Combustible	Indisponibilidad (%)	O&M Fijos (c) (\$/kW-año)	% Pot Instalada
2. PLANTAS TERMoeLECTRICAS (e)									
ICE	Barranca	1974	36	0	2.40	diésel	50%	53.6	1%
	Garabito	2011	195	225	4.48	búnker	15%	36.3	6%
	Guápiles	2008	14	9	4.07	búnker	15%	145.1	0%
	Moín 2	1991	131	22	2.88	diésel	15%	40.2	4%
	Moín 3	2003	70	28	2.95	diésel	15%	21.9	2%
	Orotina	2008	9	7	4.18	búnker	15%	139.4	0%
	San Antonio Gas	1973	37	0	2.52	diésel	50%	72.3	1%
TOTAL TERMICO			491						15%
3. PLANTAS GEOTERMICAS									
ICE	Boca de Pozo 1	1994	5	33			10%	150.5	0%
	Miravalles 1	1994	42	261			10%	182.6	1%
	Miravalles 2	1998	42	268			10%	183.1	1%
	Miravalles 3	2000	27	180			10%	148.0	1%
	Miravalles 5	2003	6	36			10%	201.7	0%
	Pailas 1	2011	35	294			10%	177.1	1%
TOTAL GEOTERMICO			158						5%
4. PLANTAS EOLICAS									
ICE	Tejona	2002	17	35			-	175.5	1%
CNFL	Valle Central	2012	15	31			-	204.6	0%
COOPESAN	Los Santos	2011	13	37			-	185.3	0%
PRIV-CAP1	Aeroenergía	1998	6	25			-	185.3	0%
	Tierras Morenas	1999	20	70			-	185.3	1%
	Tilarán	1996	20	79			-	185.3	1%
	Tilawind	2015	20	79			-	185.3	1%
	Vientos del Este	2015	9	36			-	185.3	0%
	Mogote	2016	20	84			-	185.3	1%
	Altamira	2017	20	80			-	185.3	1%
	Campos Azules	2016	20	79			-	185.3	1%
	Vientos de Miramar	2017	20	84			-	185.3	1%
	Vientos de la Perla	2017	20	84			-	185.3	1%
	<i>SubTotal</i>		175						
PRIV-CAP2	Chiripa	2014	50	198			-	185.3	1%
	Guanacaste	2009	50	211			-	185.3	1%
	Orosí	2015	50	211			-	185.3	1%
	<i>SubTotal</i>		149						
TOTAL EOLICO			369						11%
5. PLANTAS BIOMASA									
PRIV-CAP1	El Viejo	1991	18	48		bagazo	-	58.5	1%
	Taboga	1998	20	33		bagazo	-	58.5	1%
TOTAL BIOMASA			38						1%
6. PLANTAS SOLARES									
ICE	Miravalles	2012	1	1.4			-	149.8	0%
COOPEGU	Juanilama	2017	4	7			-	171.9	0%
TOTAL SOLAR			5						0%
TOTAL SEN			3,380						100%
OBSERVACIONES									
a. ICE: Datos de potencia efectiva. Para cada planta es la suma de las potencias efectivas de cada unidad. Para el térmico considera la degradación permanente. Privados: Datos de potencia de contrato. Tomado de: Informe Anual CENCE-ICE_Dic17 Empresas Distribuidoras: Datos de potencia placa. Tomado de: Informe Anual CENCE-ICE_Dic17 Potencias efectivas ICE tomadas de : Negocio de Generación ICE									
b. Generación promedio anual, período 2019-2034. Se calcula con el Plan Recomendado que se representa en el capítulo 14. Los centros de generación térmicos San Antonio y Barranca salen de operación a partir del mes de enero 2019.									
c. Precios en USD a diciembre 2017 Costos de O&M basados en "Informe de Costos y Gastos de Operación y Mantenimiento 2013-2017". Negocio de Generación ICE Se suponen los mismos costos para plantas no ICE Plantas geotérmicas incluyen el costo de operación del campo geotérmico									
d. Toro 3: La planta pertenece a ICE y JASEC en un 50% c/u									
e. Generación térmica varía según hidrología.									

Con las características de los proyectos de la Tabla 10.1, el sistema existente fue modelado en el SDDP.

En el Anexo A1 se muestra la ubicación de las principales plantas y proyectos de generación del país.

10.1.1 Continuidad de las plantas existentes

La formulación del PEG supone que las plantas existentes en el Sistema de Generación, excepto cuando específicamente se indica lo contrario, se mantienen disponibles sin variaciones significativas en sus características a lo largo del horizonte de planificación.

Este supuesto se apoya en dos premisas generales, aplicables cuando la planta no presenta un problema de obsolescencia tecnológica:

- El beneficio a largo plazo para el sistema supera el costo operativo de mantener disponible la planta.
- El costo operativo de mantener disponible la planta es inferior al costo combinado de inversión y operación de un proyecto nuevo que la sustituya.

En el caso de las plantas de generación privada que se les vence los contratos, en las simulaciones del PEG se supone que pueden ser recontratadas en términos compatibles con las premisas anteriores.

10.1.2 Retiro y modernización

Las decisiones de modernización y de retiro se modelan en el PEG de acuerdo con la información proporcionada por las dependencias responsables de realizar los análisis de gestión del activo. El resto del parque de generación se supone que se mantiene invariante durante el período de planificación.

Es esperable que se intensifique el requerimiento de modernización y rehabilitación de plantas en los próximos años porque conforme envejece el parque generador, estas necesidades aumentan. A través de los procesos de modernización se restablecen o mejoran 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.

En el presente plan se incluyó el retiro programado de las Plantas Térmicas Barranca (36 MW) y San Antonio (37 MW) en el año 2019 y la Planta Eólica Tejona en el 2024.

La tercera parte de la capacidad instalada del país tiene más de 20 años de operación. La situación general de años de servicio de la capacidad instalada por fuente energética, se muestra en la Figura 10.1.

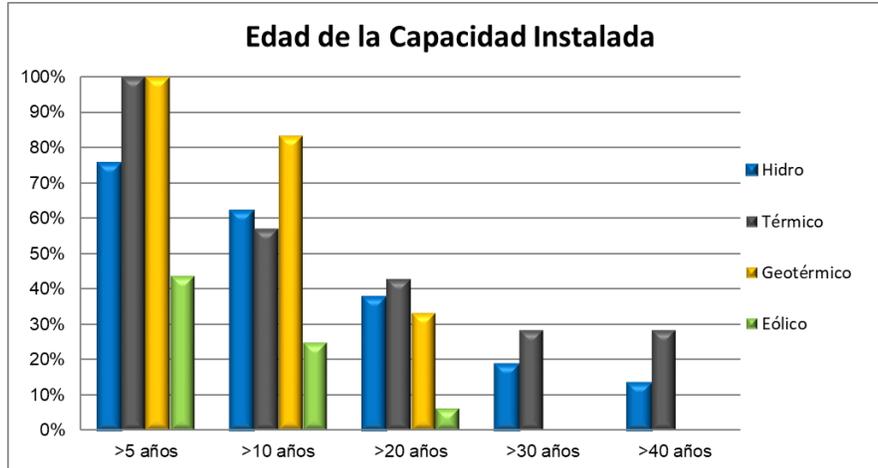


Figura 10.1 Edad de la capacidad instalada

Para este plan de expansión se simularon los siguientes proyectos de modernización:

- PH Ventanas Garita: 2023
- PG Miravalles 1: 2028
- PG Miravalles 2: 2030

También se incluyó el retiro programado de las plantas térmicas Barranca (36 MW) y San Antonio (37 MW) en el año 2019.

El mantenimiento normal del parque generador se modela estadísticamente utilizando una indisponibilidad parcial en todas las unidades generadoras.

10.1.3 Modificaciones recientes en el parque de generación

En los dos últimos años ha habido varias adiciones al parque de generación nacional, principalmente plantas desarrolladas por las empresas distribuidoras y por generadores privados. En la Tabla 10.2 se muestran las adiciones recientes al sistema.

Tabla 10.2- Adiciones recientes al Sistema

AÑO	PROYECTO	FUENTE	POTENCIA (MW)	PROPIETARIO		
				Distribuidoras	Privados	ICE
2016	Bijagua	hidro	18	CoopeGuanacaste		
	Campos Azules	eólico	20		Ley 7200 - cap 1	
	Chucás	hidro	50		Ley 7200 - cap 2	
	El Angel 2	hidro	5		Ley 7200 - cap 1	
	Matamoros	hidro	5		Ley 7200 - cap 1	
	Mogote	eólico	20		Ley 7200 - cap 1	
	Reventazón	hidro	307			ICE
	Ventanas (*)	hidro	11	CNFL		
2017	Altamira	eólico	20		Ley 7200 - cap 1	
	Juanilama	solar	4	CoopeGuanacaste		
	Rebeca	hidro	0.1		Ley 7200 - cap 1	
	Vientos de la Perla	eólico	20		Ley 7200 - cap 1	
	Vientos de Miramar	eólico	20		Ley 7200 - cap 1	
2018	Los Negros II	hidro	28	ESPH		
	Río Naranjo	eólico	9	CoopeGuanacaste		
	Cacao	eólico	21	CoopeGuanacaste		

* Estuvo fuera desde el 2010 por daños provocados por una avenida extraordinaria.

	MW
Total Distribuidoras	92
Total Privados	160
Total ICE	307
	559

En cuanto a las reducciones de capacidad en el sistema en años recientes, en el 2016 sale de operación por obsolescencia la planta térmica Moín de 24 MW, conformada por motores de media velocidad alimentados con búnker.

10.2 HIDROLOGIA

Para representar la hidrología se utilizó un registro de 53 años de caudales mensuales, correspondiente al registro histórico del período 1965-2017.

A cada planta o proyecto se le asigna una estación hidrológica. Las plantas pequeñas fueron agrupadas y representadas por una planta equivalente y a estas plantas se les asigna un registro hidrológico de acuerdo a su ubicación geográfica. La correspondencia entre plantas hidroeléctricas y las estaciones con datos fluviométricos se indica en el Anexo A2.

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 país²⁵. El promedio anual de la capacidad potencial de generación de estas plantas es alrededor de 950 GWh, pero con una fuerte variación estacional, que disminuye a valores mínimos en los meses de febrero a abril. El promedio de abril es 480 GWh, pero en meses críticos puede bajar a valores cercanos a 300 GWh.

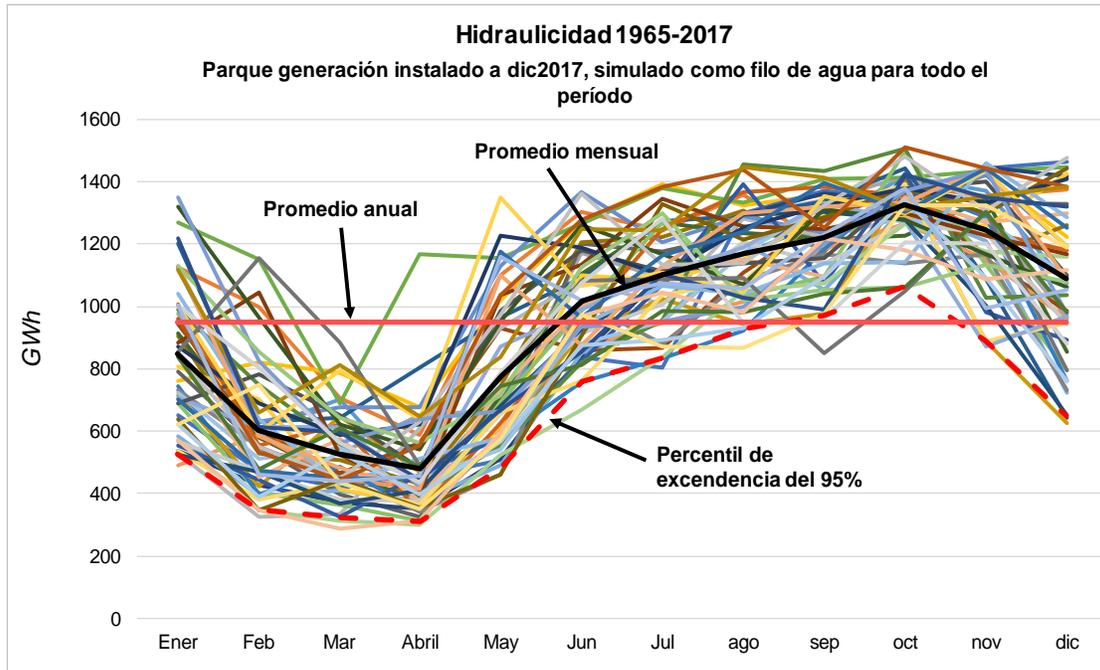


Figura 10.2 Capacidad potencial de generación del parque hidroeléctrico

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 modela a partir del registro histórico de generación de las plantas existentes²⁶. A modo de ejemplo, en la Figura 10.3 se muestra el comportamiento de las plantas Tejona, Tilarán, Guanacaste y Los Santos.

La planta Tilarán²⁷, de 20 MW, ha operado en forma ininterrumpida desde junio de 1996, lo que permite un registro de 21 años calendario completos, de 1997 al 2017. La planta Tejona, de 18 MW, tiene un registro de 16 años completos, del 2002 al 2017. La planta Guanacaste tiene siete años completos de operación (julio 2010 al 2017) y la planta Los Santos opera desde noviembre del 2011, para un total de seis años completos, 2012-2017.

²⁵ Con 53 series hidrológicas del período 1965-2017 y la capacidad instalada a diciembre del 2017.

²⁶ Las plantas eólicas se modelan en el SDDP como fuentes renovables de generación no despachable (GND).

²⁷ La planta Tilarán también es conocida como PESA.

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.

En la Figura 10.3 se muestran los factores de planta mensuales obtenidos del registro de estas cuatro plantas tomadas de referencia.

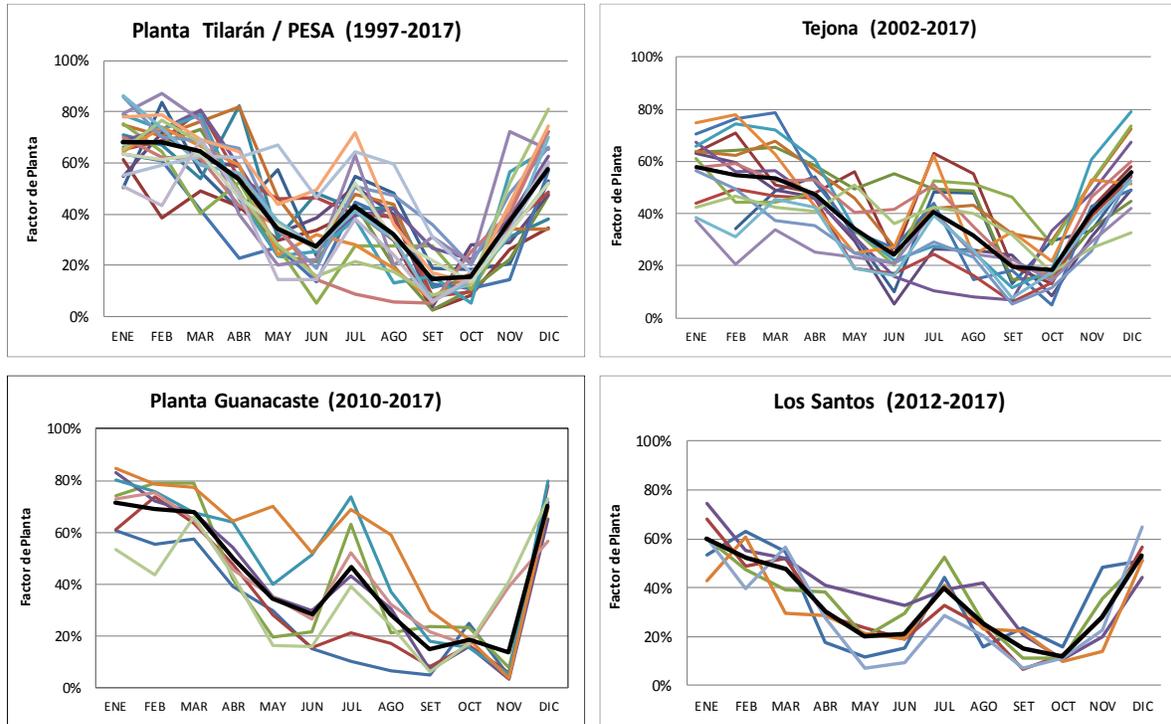


Figura 10.3 Factores de planta de producción eólica

10.4 SOLAR

Para representar el comportamiento de la energía solar se utilizan los datos del registro histórico (2013-2017) de generación de la PS Miravalles (1 MW), propiedad del ICE.

En la Figura 10.4 se muestra la generación diaria de la PS Miravalles durante el año 2017 y en la Figura 10.5 la generación mensual de cada uno de los cinco años de registro de esta planta.

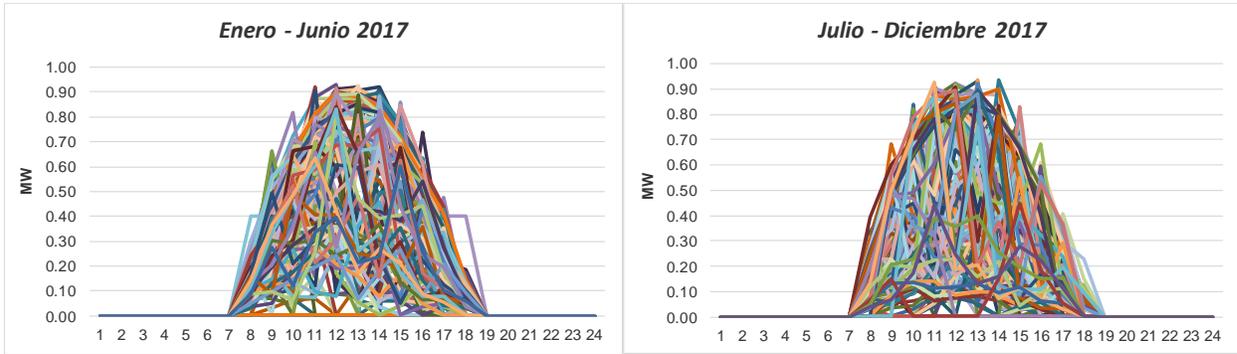


Figura 10.4 Generación diaria PS Miravalles

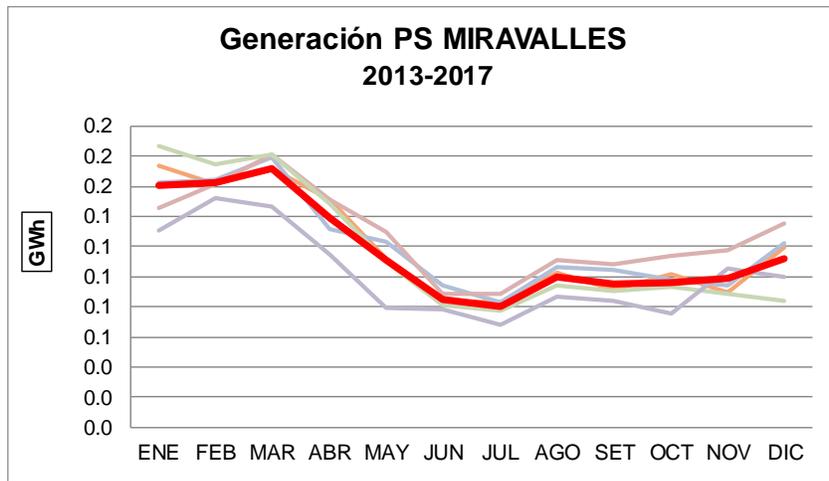


Figura 10.5 Generación mensual PS Miravalles

10.5 PROYECTOS FIJOS

La Tabla 10.3 muestra los proyectos que se consideran como fijos en el Plan de Expansión, 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 198 MW, para ser instalados entre el 2018 y 2026. De esta cantidad, el 24% son hidroeléctricos, 15% son eólicos, 56% geotérmico y 6% solar.

Los proyectos más relevantes en este período son los geotérmicos Pailas 2 y Borinquen 1, cuyas fechas de entrada en operación son el 2019 y el 2026 respectivamente. El PG Borinquen 1²⁸, estuvo previsto para operar a partir del año 2024 y fue atrasado dos años

²⁸ El proyecto geotérmico Borinquen 1 forma parte del “Préstamo Sectorial para el Desarrollo Geotérmico en Guanacaste” aprobado en agosto del 2014 (Ley N°9254), que cubre los proyectos

debido a las condiciones internas de la demanda del país, anotadas en los capítulos anteriores.

Esta lista podría sufrir cambios por eventos no programados. No incluye todos los proyectos que podrían estar impulsando las empresas distribuidoras, y que podrían madurar antes del 2026, aumentando la holgura del sistema nacional y los costos asociados. También puede ocurrir que alguno de los proyectos fijos no logre materializarse o que sufra serios atrasos.

Tabla 10.3 Proyectos fijos en el plan de expansión

PROYECTOS FIJOS EN EL PLAN DE EXPANSION					
Año	Mes	Proyecto	Fuente	Potencia MW	Desarrollador
2018	1	Tejona	Eólic	-3	ICE
	4	Los Negros II (ESPH)	Hidro	28	ESPH
	7	PS Cooperativo-Cplca	Solar	6.2	Conelectricas-Coopelesca
	8	Río Naranjo-CoopeG	Eólic	9	Coope-Guanacaste
2019	1	Barranca	Térm	-35.8	ICE
	1	El Cacao-CoopeG	Eólic	21.2	Coope-Guanacaste
	1	San Antonio Gas	Térm	-36.8	ICE
	1	Valle Escondido	Solar	5.0	Desarrollador independiente
	3	Pailas 2	Geot	55.0	ICE
2020	1	Tejona	Eólic	-7	ICE
2021	2	San Rafael	Hidro	7.0	Desarrollador independiente
	4	Río Bonilla 1320	Hidro	5.6	Desarrollador independiente
	10	Río Bonilla 510	Hidro	6.2	Desarrollador independiente
2022					
2023					
2024	1	Tejona	Eólic	-10	ICE
2025					
2026	1	Borinquen 1	Geot	55	ICE

Adiciones 2018-2026		
	Fuente	MW
	Hidroeléctrico	47
	Eólico	30
	Solar	11.2
	Geotérmico	110
	Térmico	0
	Neta	198

Las Pailas 2, Borinquen 1 y Borinquen 2. El Contrato de Préstamo específico para Borinquen 1 entró en vigencia en setiembre del 2017.

10.6 TECNOLOGIAS CANDIDATAS EN EL PLAN DE EXPANSION

10.6.1 Tecnologías basadas en recursos renovables

Las tecnologías que usan recursos renovables modeladas en el presente plan son la hidroeléctrica, la geotérmica, la eólica y la fotovoltaica.

Los proyectos candidatos más relevantes son el PH El Diquís, que aporta 650 MW y un gran embalse de regulación, y el PG Borinquen 1, de 55 MW de capacidad firme no susceptible a la variabilidad climática. Además de estos, hay una gran cantidad de posibles desarrollos de pequeño tamaño, cuyas características se agrupan por tecnología bajo la definición de proyectos genéricos.

Como proyectos genéricos se incluyen eólicos y solares de 20 MW y 50 MW, hidroeléctricos de 50 MW y geotérmicos de 55MW. Con esta capacidad se toma en cuenta los posibles desarrollos que todavía no tienen estudios de factibilidad terminados, o que forman parte del potencial que eventualmente desarrollarán las empresas distribuidoras o los generadores independientes.

Pequeños proyectos de generación con biomasa y desechos sólidos municipales podrán ser incorporados al sistema en el corto y mediano plazo. Dado que su eventual participación será marginal, no fueron incluidos en los estudios. En el mediano y largo plazo, parte de los requerimientos previstos 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 una participación significativa de estas opciones en el presente plan.

- ***Proyectos genéricos 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 relativamente pequeños.

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 hidroeléctricos, eólicos, biomásicos y solares se representan en forma simplificada como plantas genéricas.

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 sus características particulares.

10.6.2 Tecnologías que consumen derivados de petróleo

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

10.6.3 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 en Costa Rica: 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.

El gas natural se perfila como una opción interesante a mediano plazo, y está siendo objeto de detallados estudios. Nuevos esquemas de suministro a pequeña escala se están desarrollando a nivel mundial y podrían abrir nuevas posibilidades para el país a partir de la terminal de GNL que inauguró Panamá en el 2018.

10.6.4 Nuevas fuentes no convencionales fuera del Plan

En el Plan de Expansión se valoraron cuatro fuentes renovables con costos y características bien conocidas: hidroelectricidad, geotermia, solar y viento.

Esta consideración no implica que el país esté renunciando a otras fuentes durante todo el horizonte del Plan. Es muy probable que en el mediano plazo aparezcan nuevos proyectos candidatos basados en fuentes renovables no convencionales o en tecnologías térmicas más limpias como el 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 Plan de Expansión.

10.7 CARACTERISTICAS DE LOS PROYECTOS CONSIDERADOS

Los proyectos candidatos que se consideraron para definir el PEG se enumeran en la Tabla 10.4, 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 candidatos se supone que esta fecha es la más temprana en la que podrían estar disponibles.

El térmico se evalúa usando proyectos genéricos con turbinas de combustión²⁹ y de vapor, motores de media velocidad y ciclos combinados, alimentados con los combustibles diésel, búnker o carbón.

²⁹ Las turbinas de combustión también se conocen como turbinas de gas, por ser el gas de la combustión el que las impulsa.

Tabla 10.4 Características de proyectos candidatos

CARACTERISTICAS DE LOS PROYECTOS CANDIDATOS								
Nombre	Disponibilidad a partir	Tipo ^(a)	Potencia (MW)	Gen Prom Anual (b) (GWh)	Embalse Util (hm ³)	Producción Específico (kWh/litro)	Combustible principal	Indisponib (%)
CR_Negros II	abr-18	Fijo	28	135				10%
CR_RBoni1320	feb-21	Fijo	6	24				10%
CR_RBoni1510	oct-21	Fijo	6	24				10%
CR_SanRafael	feb-21	Fijo	7	30				10%
Diquís	ene-28	Candidato	623	2,821	1967			10%
Diquís Minicentral	ene-28	Candidato	23	150				10%
Fourth Cliff	ene-25	Candidato	61	289				10%
Hidro Genérico (varios)	ene-23	Candidato	50	200				10%
Las Palmas1	ene-28	Candidato	58	280				10%
Las Palmas2	ene-28	Candidato	113	491	82			10%
Mini-Palmas2	ene-28	Candidato	1	13				10%
Los Llanos	ene-28	Candidato	93	400				10%
Turbo-Bombeo(generator/bomba)	ene-28	Candidato	210/188.	274/391.				10%
RG-430	ene-28	Candidato	156	646	80			10%
2. PROYECTOS TERMOELECTRICOS								
Turbina (Varios)	ene-23	Candidato	80	variable		3.00	diésel	10%
MMV (Varios)	ene-23	Candidato	100	variable		4.48	búnker	15%
C.Combinado Diesel	ene-23	Candidato	300	variable		4.61	diésel	15%
3. PROYECTOS GEOTERMICOS								
Pailas 2	mar-19	Fijo	55	433				10%
Borinquen 1	ene-26	Fijo	55	390				10%
Borinquen 2	ene-28	Candidato	55	408				10%
Geotérmico genérico (varios)	ene-31	Candidato	55	410				10%
4. PROYECTOS EOLICOS								
Río Naranjo-CoopeG	ago-18	Fijo	9	40				
El Cacao-CoopeG	ene-19	Fijo	21	57				
Tejona Modernización	ene-23	Candidato	20	95				
Eól. Genérico-50 (Varios)	ene-20	Candidato	50	210				-
Eól. Genérico-20 (Varios)	ene-20	Candidato	20	70				-
5. PROYECTOS SOLARES								
PS Cooperativo-Cplca	jul-18	Fijo	6	10				
Valle Escondido	ene-19	Fijo	5	8				
Solar Genérico-50 (Varios)	ene-20	Candidato	50	78				-
Solar Genérico-20 (Varios)	ene-20	Candidato	20	32				-
OBSERVACIONES								
a. Tipo: se refiere a si el proyecto es: Fijo: se incluye en el plan en forma obligatoria en una fecha predeterminada Candidato: su inclusión y fecha de entrada resulta de la optimización del plan								
b. Para proyectos que forman parte del Plan Recomendado se muestra la generación promedio del período 2019-2034. Para el resto de proyectos se incluyen la generación estimada en el Estudio de Factibilidad respectivo.								

La Tabla 10.5 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 son muy diferentes.

Los costos de inversión se toman de los estudios publicados 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 2017.

Tabla 10.5 Costos de los proyectos

COSTO ANUAL FIJO DE INVERSION Y OPERACION										
Costos a Dic 2017										
	Fuente	Modulo Potencia MW	Vida Económ años	Inversión			Costo Fijo O&M		Costo Anual	
				Unitaria \$/kW	Total mill \$	Anual mill\$/año	Unitario \$/kW/año	Total mill \$/año	Unitario \$/año-kW	Total mill\$/año
Eólico Genérico-20	Eólic	20	20	2,200	44	5.9	50	1.0	344	6.9
Eólico Genérico-50	Eólic	50	20	2,200	110	14.7	50	2.5	344	17.2
Borinquen 1	Geot	55	25	7,710	424	54.1	137	7.6	1120	61.6
Borinquen 2	Geot	55	25	6,664	366	46.7	152	8.4	1002	55.1
Geotérmico Genérico	Geot	55	25	6,664	366	46.7	152	8.4	1002	55.1
Pailas 2	Geot	55	25	6,664	366	46.7	152	8.4	1002	55.1
Diquís	Hidro	623	40	6,400	3,986	483.5	15	9.5	791	492.9
Diquís Minicentral	Hidro	23	40	0	0	0.0	79	1.8	79	1.8
Fourth Cliff	Hidro	61	40	5,063	307	37.2	47	2.8	661	40.1
Hidro Genérico	Hidro	50	40	3,500	175	21.2	47	2.3	471	23.6
Río Bonilla 1320	Hidro	6	40	3,871	22	2.6	59	0.3	529	2.9
Río Bonilla 510	Hidro	6	40	3,871	24	2.9	59	0.4	529	3.3
RG-430	Hidro	156	40	5,599	873	106.0	31	4.8	710	110.8
Palmas 1	Hidro	58	40	5,237	301	36.5	51	2.9	686	39.4
Palmas 2	Hidro	113	40	6,261	709	86.0	36	4.1	796	90.1
Los Llanos	Hidro	93	40	5,576	520	63.1	19	1.8	695	64.9
Solar Genérico-20	Solar	20	20	1,500	30	4.0	12	0.2	213	4.3
Solar Genérico-50	Solar	50	20	1,500	75	10.0	12	0.6	213	10.6
PS Cooperativo	Solar	6	20	1,331	8	1.1	12	0.1	190	1.2
Valle Escondido	Solar	5	20	1,501	8	1.0	13	0.1	214	1.1
Carbón	Térm	300	20	4,516	1,355	181.4	34	10.1	638	191.4
CCDiesel	Térm	300	20	1,814	544	72.9	46	13.8	289	86.7
CCGNL 1	Térm	300	20	2,356	707	94.6	23	7.0	339	101.6
MMV Proyecto	Térm	100	20	1,409	141	18.9	20	2.0	209	20.9
Turbina Proyecto	Térm	80	20	1,110	89	11.9	18	1.5	167	13.4

10.7.1 Costo unitario y monómico de los proyectos candidatos

El costo unitario de instalación y el costo monómico de algunas plantas y proyectos hidroeléctricos, eólicos y geotérmicos se muestra en la Tabla 10.6 y se grafican en la Figura 10.6 y Figura 10.7. Todos los costos están expresados en USD 2017\$ para su comparación.

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 10.6 Costos unitarios de instalación y producción

Proyecto	Producción		Vida económica	Costos (dic.2017)						Indices		
				Costo de Inversión				O&M	Total			
	MW	GWh	años	Overnight	Factor	Cost Capit	Anual	mill\$	mill\$	fp	\$/kW	\$/kWh
				mill\$	Capitaliz	mill\$	mill\$					
Borinquen 1	55	390	25	333	1.27	424	54	7.56	61.6	81%	6,048	0.16
Borinquen 2	55	390	25	333	1.27	424	54	7.56	61.6	81%	6,048	0.16
El Cacao	21	57	20	52	1.11	57	8	1.06	8.7	31%	2,449	0.15
El Diquís	623	2821	40	2768	1.44	3986	483	9.46	492.9	52%	4,445	0.17
Eólico Proyecto	50	214	20	100	1.11	110	15	2.50	17.2	49%	1,990	0.08
Fourth Cliff	61	289	40	256	1.20	307	37	2.84	40.1	54%	4,232	0.14
Las Palmas1	58	280	40	238	1.26	301	37	2.92	39.4	56%	4,142	0.14
Los Llanos	93	486	40	418	1.24	520	63	1.76	64.9	59%	4,483	0.13
Los Negros II	28	135	40	66	1.10	73	9	4.07	12.9	55%	2,372	0.10
MMV Proyecto	100	118	20	130	1.08	141	19	2.00	20.9	13%	1,300	0.18
Pailas 2	55	434	25	285	1.28	366	47	8.37	55.1	90%	5,186	0.13
PS Cooperativo	6	10	20	8	1.06	8	1	0.07	1.2	18%	1,258	0.12
Río Bonilla 510	6	24	40	22	1.10	24	3	0.36	3.3	45%	3,531	0.13
Río Naranjo	9	40	20	16	1.11	18	2	0.45	2.8	51%	1,778	0.07
San Rafael	7	30	40	25	1.10	27	3	0.41	3.7	48%	3,531	0.12
Valle Escondido	5	8	20	7	1.06	8	1	0.06	1.1	18%	1,418	0.14

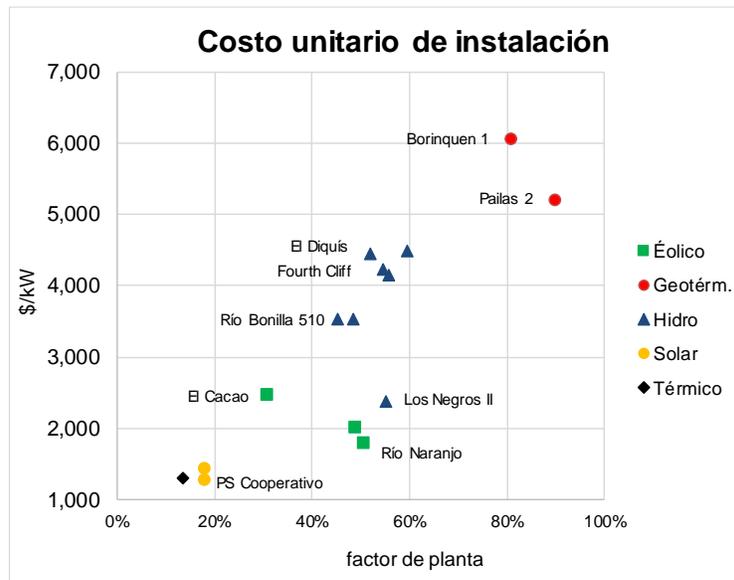


Figura 10.6 Costo unitario de instalación

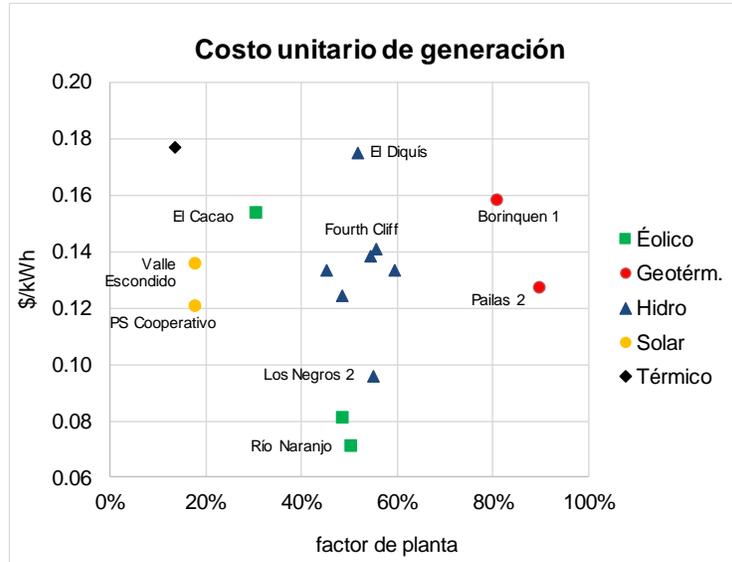


Figura 10.7 Costo unitario de generación

10.8 OTROS PROYECTOS DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS Y PRIVADOS

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.

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.

En el caso de los proyectos privados, su ejecución ha sido decidida en procesos de planificación anteriores, y por lo tanto se incluyen como decisiones firmes cuando tienen contratos firmados.

Las plantas genéricas que aparecen en el plan de expansión permiten tomar en cuenta la posibilidad de proyectos a ser desarrollados por privados o empresas distribuidoras.

La lista de proyectos de terceros en el presente documento del PEG no es exhaustiva, y la mención de cualquiera de ellos 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.

10.8.1 Proyectos de empresas distribuidoras

Las empresas distribuidoras desarrollan estudios de proyectos de generación. La producción de sus plantas se usará para atender parcialmente la demanda de sus áreas de concesión. En sus planes de obras futuras figuran plantas hidroeléctricas, eólicas, solares y de generación con desechos sólidos municipales. Entre los proyectos conocidos de las distribuidoras se encuentran los indicados en la Tabla 10.7.

Tabla 10.7 Lista parcial de proyectos de generación de empresas distribuidoras

PROYECTOS DE GENERACION DE DISTRIBUIDORAS			
Proyecto	Empresa	Fuente	MW
Belén	CoopeGuanacaste	Solar	5
Biomasa	CoopeGuanacaste	Biomasa	8
Biotérmico	Coopesca	Biomasa	8
Chocoflorencia	Coopesca	Hidro	60
Futuro	Coopesca	Hidro	10
Geotermico Baja Entalpía	Coopesca	Geot	10
San Vicente	Coopesca	Eólico	20
Toro Amarillo 1	Coopesca	Hidro	8
Toro Amarillo 2	Coopesca	Hidro	12
Llano Bonito	CoopeSantos	Hidro	1
Los Santos ampliación	CoopeSantos	Eólico	7
San Joaquín-Los Santos	CoopeSantos	Hidro	29
Cacao	ESPH	Hidro	2
Don Quijote	ESPH	Eólico	12
Río Blanco	ESPH	Hidro	14
Volcán-La Virgen	ESPH	Hidro	27
Ampliación Barro Morado	JASEC	Hidro	3
Ampliación Birris	JASEC	Hidro	9
Torito 2	JASEC	Hidro	60

El marco regulatorio del sector eléctrico del país le permite a las distribuidoras construir plantas para generar la electricidad que sus clientes demandan, en forma independiente de las evaluaciones del PEG.

Estos proyectos 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 porque se introducen como decisiones ya tomadas por sus propietarios. En el pasado este enfoque era posible porque en general se trataba de pocas plantas, pequeñas, que eran absorbidas rápidamente por el crecimiento del sistema. Con las condiciones actuales de lento crecimiento de la demanda nacional y el auge en el desarrollo de plantas solares y eólicas que pueden ponerse muy rápidamente en operación, este enfoque no permite ajustar oportunamente los planes de expansión del país, provocando problemas en el planeamiento general de largo plazo.

10.8.2 Proyectos de generadores independientes

Los generadores independientes de energía pueden desarrollar nuevos proyectos renovables para vender su energía al ICE a través de los mecanismos de la ley de generación paralela³⁰. La participación total de generadores independientes está limitada por la legislación a un 30% de la capacidad instalada del sistema, 15% dentro del marco de la Ley 7200- Capítulo I y otro 15% dentro del Capítulo II.

La adición de plantas de generadores independientes se optimiza en el PEG simulando proyectos genéricos. Una vez determinada la necesidad, se realizan los procesos de selección para escoger las mejores ofertas.

Existen proyectos multipropósito, que pueden ser de interés además para otros sectores, como es el caso proyecto hidroeléctrico Río Piedras, que aprovecha energéticamente el salto del Embalse Río Piedras, que pertenece al Proyecto Abastecimiento de Agua para la Cuenca Media del Río Tempisque y Comunidades Costeras (PAACUME).

En esta categoría multipropósito también se encuentran las iniciativas para el tratamiento de residuos sólidos municipales (RSM) con recuperación energética.

³⁰ Ley No.7200 que autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela.

(Esta página intencionalmente en blanco)

11 METODOLOGIA PARA ESTABLECER EL PLAN DE EXPANSION

El propósito del Plan de Expansión es plantear una estrategia de desarrollo del sistema de generación del país en el largo plazo que sirva de referencia para la toma de decisiones de los diferentes actores que participan en el desarrollo eléctrico del país.

La metodología empleada permite establecer un plan de largo plazo, focalizado en las decisiones críticas y estratégicas de la expansión de la generación, propias de cada ciclo de planificación.

La formulación de cada plan de expansión de la generación responde a un proceso de análisis que se va desarrollando por etapas. Este análisis contempla, además de criterios de optimización económica, la consideración de políticas nacionales para el desarrollo eléctrico y toda la normativa ambiental que ha desarrollado el país.

La recomendación de un plan de expansión es el producto de la conformación y análisis de una gran cantidad de casos de estudio, agrupados en series de análisis. Estas series se definen en función de diferentes escenarios de demanda y de las principales preocupaciones visualizadas en cada ciclo de planificación.

En Costa Rica el proceso de planificación de largo plazo debe afrontar condiciones de gran incertidumbre tanto en la demanda como en la disponibilidad de sus recursos energéticos (por ser un sistema basado en fuentes renovables), y el PEG debe dar respuestas satisfactorias y robustas para esas condiciones.

11.1 PERIODOS DE PLANEAMIENTO

Conceptualmente el Plan de Expansión se visualiza en tres períodos, de acuerdo a las decisiones involucradas en cada uno. En la formulación del PEG2018-2034 se identificaron los siguientes períodos de planeamiento:

- **Período Fijo: 2018-2026**

Todas las obras están totalmente definidas y se encuentran en ejecución. El análisis se concentra en validar la robustez del Plan para atender la demanda. Los proyectos están definidos hasta la entrada en operación del PG Borinquen1 en el 2026. Este período se conoce como el Período Fijo del Plan de Expansión.

- **Período Intermedio: 2027-2029**

Es la ventana de tiempo sobre la que se concentra el proceso de optimización del Plan de Expansión puesto que los proyectos que entran en operación en ese período se definen en este ciclo de planificación. En el PEG2018 se están definiendo y decidiendo las expansiones de este período. Podría requerirse que la ejecución de algunos de estos proyectos deba iniciarse en el corto plazo para poder disponer de ellos en las fechas programadas en el PEG.

- **Período de Referencia: 2030-2034**

Corresponde al horizonte de más largo plazo y se prepara como referencia. Está compuesto 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 decisiones críticas, según vayan evolucionando los escenarios de demanda y de disponibilidad de recursos energéticos.

En la Figura 11.1 se observa una representación de estos períodos.

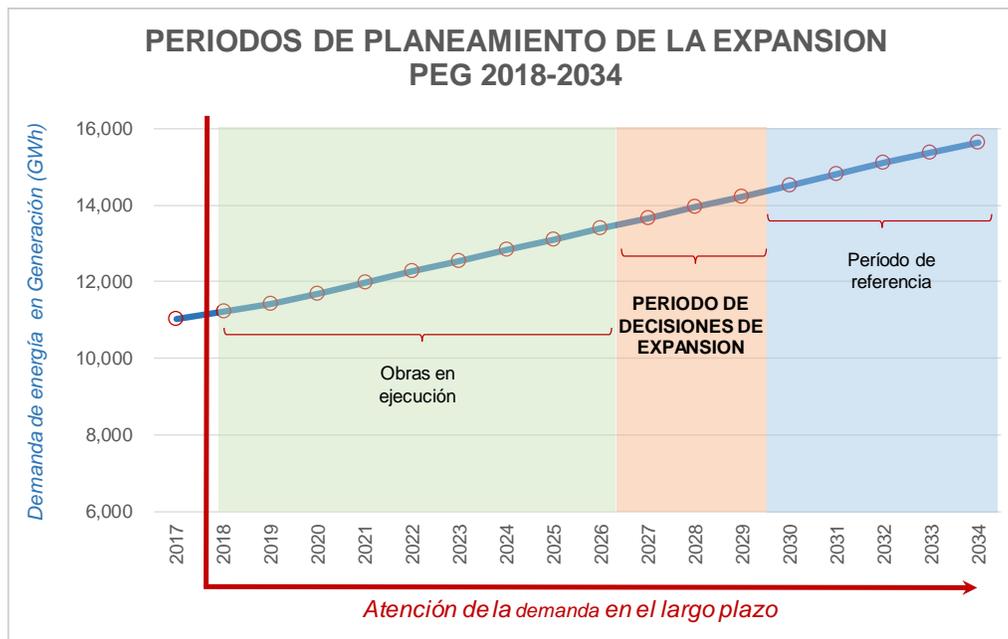


Figura 11.1 Períodos de Planeamiento

11.2 HERRAMIENTAS DE ANALISIS

Los planes de expansión se generan utilizando los modelos computacionales OPTGEN versión 7.2.15 y el SDDP versión 15.1.rc8. Estos dos últimos son elaborados y mantenidos por Power Systems Research³¹.

El OPTGEN es un modelo integrado, formulado como un problema de gran escala de optimización mixta entera-lineal. Se utiliza para generar 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.

³¹ Detalles sobre estos programas se pueden consultar en www.psr-inc.com

El SDDP utiliza la denominada programación dinámica dual estocástica para simular el comportamiento de un sistema interconectado, incluyendo líneas de transmisión (opción que no se utiliza en el presente caso). La herramienta es muy valiosa para la simulación de los planes de expansión nacionales porque está especialmente formulado para resolver las complejidades de sistemas hidrotérmicos con múltiples embalses de regulación.

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. Opcionalmente, 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. 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. Calcula, además los costos marginales de capacidad de cada proyecto, información que utiliza el OPTGEN para decidir el orden de instalación de los proyectos candidatos.

11.3 PROCESO DE FORMULACION DEL PLAN DE EXPANSION

La metodología desarrollada se orienta a establecer un plan de largo plazo, focalizado en las decisiones críticas y estratégicas de la expansión de la generación y en la búsqueda de soluciones óptimas por etapas. Seguidamente se explican los elementos de esa metodología.

- ***Revisión del corto plazo***

Se realiza una revisión de las decisiones de expansión ya tomadas en planes anteriores para verificar que los efectos combinados de cambios de programación de proyectos y de variaciones en las estimaciones de demanda quedan satisfactoriamente cubiertos por el plan de obras bajo ejecución. Para este efecto se consideran además los planes de retiros, modernizaciones y mantenimientos mayores de las plantas en operación en el país.

- ***Proceso progresivo por etapas***

El proceso de toma de decisiones se realiza por etapas progresivas. En una primera parte se determina cuál es la siguiente inversión en nueva capacidad y cuál es la holgura de tiempo para tomar la decisión, y posteriormente se optimizan los proyectos de la segunda etapa.

- **Identificación de estrategias de desarrollo**

Cada ciclo de planificación aborda decisiones relativas a los ejes centrales de la estrategia de desarrollo propuesta para el sistema de generación. Estos ejes centrales los constituyen los proyectos candidatos más grandes e importantes disponibles en el país y acordes con las políticas energéticas del país.

- **Revisión de la confiabilidad de los planes propuestos**

Todas las opciones de desarrollo propuestas deben cumplir con criterios de confiabilidad que aseguren que no se presentarán déficits de energía. Con esta revisión se analiza que variaciones hidrológicas importantes no comprometan la confiabilidad del Sistema Eléctrico.

- **Planes de mínimo costo**

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 las restricciones de cada caso de estudio.
2. Con el OPTGEN se generan varios juegos de planes para conocer posibles alternativas de secuencia de proyectos.
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 de inversión y los costos operativos y de falla obtenidos en la simulación del SDDP.
6. Se prueba un nuevo plan, y se vuelve al punto 4.
7. Se continúa iterando hasta lograr el plan de mínimo costo

12 REVISION DEL CORTO PLAZO

En el corto plazo se hacen dos tipos de análisis. El primero es una revisión de las decisiones de expansión 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 de cuánto tiempo se dispone para tomar esa decisión.

12.1 REVISION DEL PLAN DE OBRAS EN EJECUCION

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 2018 al 2026, en el que las obras fueron decididas en planes de expansión anteriores y se encuentran en etapas de ejecución. Se muestran también los proyectos que de manera independiente están siendo ejecutados por las Empresas Distribuidoras.

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

Esta revisión 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 de un nuevo plan de expansión.

12.1.1 Retiros, modernizaciones y mantenimientos

a. Retiros de capacidad

En el período de corto plazo se modela el retiro de varias plantas por obsolescencia. Dos plantas térmicas y una eólica. El plan de retiros modelado es el siguiente:

- Planta Térmica San Antonio³², retiro en el 2019. Potencia de placa de 38 MW, entró en operación en el año 1973.
- Planta Térmica Barranca, retiro en el 2019. Potencia de placa de 41 MW, entró en operación en el año 1974.
- Planta Eólica Tejona. Entró en operación en el año 2002 y se requieren inversiones importantes para mantenerla operando. Debido a las condiciones de crecimiento de la demanda, esta capacidad no es necesaria en el corto plazo. El retiro se simuló como sigue: 3 MW en 2018, 7 MW en 2020 y 10 MW en 2024.

³² Información del retiro de las plantas San Antonio y Barranca se incluye en el Anexo A3.

b. Ampliaciones y modernizaciones

En el corto plazo se modeló la modernización de la Planta Hidroeléctrica Ventanas Garita en el año 2023.

c. Mantenimientos mayores

No se tienen programados en el corto plazo mantenimientos mayores que afecten por períodos considerables la disponibilidad de plantas en operación.

12.1.2 Proyectos con entrada en operación en el período 2018-2021

Los siguientes proyectos están en ejecución y según el programa entrarán en operación en el período 2018-2026:

- **Los Negros 2:** proyecto hidroeléctrico de 28 MW propiedad de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH). Su entrada en operación se simula en abril 2018.
- **Parque Solar Cooperativo:** proyecto de 6.2 MW propiedad de Coopelesca y simulado en julio 2018.
- **Río Naranjo:** proyecto eólico de 9 MW propiedad de CoopeGuanacaste que se simuló en agosto 2018.
- **El Cacao:** proyecto eólico de 21.2 MW propiedad de CoopeGuanacaste que se simuló en enero 2019.
- **Valle Escondido:** proyecto solar privado de 5 MW contratado bajo la Ley 7200-Capítulo I. Su entrada en operación se simula en enero 2019.
- **Pailas 2:** proyecto geotérmico de 55 MW propiedad del ICE. Se simula la entrada en operación en marzo 2019.
- **San Rafael:** proyecto hidroeléctrico de 7.0 MW contratado bajo la Ley 7200-Capítulo I. Se simula la entrada en operación en febrero 2021.
- **Río Bonilla 1320:** proyecto hidroeléctrico de 5.6 MW contratado bajo la Ley 7200-Capítulo I. Se simula la entrada en operación en abril 2021.
- **Río Bonilla 510:** proyecto hidroeléctrico de 6.2 MW contratado bajo la Ley 7200-Capítulo I. Se simula la entrada en operación en octubre 2021.

12.1.3 Período 2021-2026

Comprobada la robustez de la oferta en el corto plazo, se procedió a verificar la fecha de entrada óptima del proyecto geotérmico Borinquen 1, de 55 MW, previsto en el Plan de Expansión del 2016 para el año 2023.

En los casos estudiados con proyecciones de demanda media, se muestra la conveniencia de atrasar dos años la entrada en operación de este proyecto ya en ejecución, para ajustarse mejor a las condiciones de demanda. El proyecto se fija para el año 2026.

En las sensibilidades con casos de demanda alta la conveniencia del proyecto en esa fecha se confirma, al igual que no se ocupan proyectos adicionales en el periodo 2022-2025.

12.2 REVISION DE LA CONFIABILIDAD EN EL CORTO PLAZO

El Plan de corto plazo se simula con la demanda media. Las simulaciones realizadas no muestran déficit de energía en ninguna de las 53 series hidrológicas históricas simuladas, por lo que se satisfacen los criterios de confiabilidad.

La desaceleración de la demanda y la entrada en operación de una cantidad importante de capacidad en los últimos años, hacen prever que hasta el año 2026 las variaciones hidrológicas no comprometerán la confiabilidad del Sistema Eléctrico.

La revisión del corto plazo mostró que las obras actualmente en ejecución son suficientes para atender la demanda en los próximos años.

12.3 PLAN DE EXPANSION DE CORTO PLAZO

La revisión del corto plazo mostró que las obras actualmente en ejecución son suficientes para atender la demanda hasta el año 2026.

Bajo escenarios de demanda alta se confirma que no se ocupan proyectos adicionales en el periodo 2022-2025.

En la Tabla 12.1 se muestran los proyectos fijos de generación y las fechas de entrada respectivas, conforme fueron simulados en el Plan de Expansión 2018 ³³.

³³ La fecha de entrada en operación de los proyectos con que se simula el PEG 2018 corresponde a datos confirmados en mayo 2018.

Tabla 12.1 Plan de Expansión de corto plazo- Demanda media

PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION DE CORTO PLAZO					
<i>Capacidad efectiva instalada a Dic2017:</i>					3,530
Año	Mes	Proyecto	Fuente	Potencia Efectiva (MW)	Capacidad Instalada MW
2018	1	Tejona	Eólic	-3	3,527
	4	Los Negros 2	Hidro	28	3,555
	7	Parque Solar Cooperativo	Solar	6	3,561
	8	Río Naranjo	Eólic	9	3,570
2019	1	Barranca	Térm	-36	3,534
	1	El Cacao	Eólic	21	3,556
	1	San Antonio	Térm	-37	3,519
	1	Valle Escondido	Solar	5	3,524
	3	Pailas 2	Geot	55	3,579
2020	1	Tejona	Eólic	-7	3,572
2021	2	San Rafael	Hidro	7	3,579
	4	Río Bonilla 1320	Hidro	6	3,584
	10	Río Bonilla 510	Hidro	6	3,591
2022					
2023					
2024	1	Tejona	Eólic	-10	3,581
2025					
2026	1	Borinquen 1	Geot	55	3,636

Nota: el signo negativo de la columna de potencia indica un retiro de capacidad

13 ESTRATEGIAS DE DESARROLLO DEL SISTEMA DE GENERACION

En la formulación de cada Plan de Expansión se define una estrategia de desarrollo para la matriz de generación eléctrica del país.

En cada ciclo de planificación se valoran elementos nuevos asociados a la política energética nacional, evolución de tecnologías en eficiencia y costo, costos de combustible, nuevos proyectos, evolución del Mercado Eléctrico Regional, entre otros. El objetivo de cada ciclo de planificación es confirmar la estrategia de desarrollo planteada en procesos anteriores o proponer una nueva línea de desarrollo de la generación en el país.

Por lo tanto, cada proceso de planificación de la expansión enfrenta diferentes preocupaciones y decisiones, las cuales se convierten en los ejes centrales de las estrategias de desarrollo que se estudian.

Para la formulación del PEG2018-2034 se estudiaron cinco estrategias de desarrollo:

1. Estrategia con el PH El Diquís como eje central
2. Estrategia de desarrollo geotérmico
3. Estrategia mixta con un desarrollo basado en fuentes geotérmicas, eólicas y solares
4. Estrategia de adiciones libres, sin opciones térmicas
5. Estrategia con renovables y térmico disponible

Las estrategias planteadas analizan las principales preocupaciones definidas en el proceso de formulación del PEG2018-2034. Estas estrategias se estudian bajo diferentes escenarios de demanda, conformando series óptimas de planes de mínimo costo. Estos planes deben poder ajustarse adelantando o atrasando otros proyectos con tiempos de implementación menores.

La valoración de los planes de mínimo costo permite seleccionar la estrategia propuesta para el país, en la que se plantean las decisiones que deben tomarse para atender la demanda en el mediano y largo plazo, y determinar las características fundamentales del PEG.

13.1 DESCRIPCION DE LAS ESTRATEGIAS DE DESARROLLO DE LA GENERACION

De la valoración de corto plazo se tiene que el último proyecto del Plan de Corto Plazo es el PG Borinquen 1 de 55 MW, cuya fecha de entrada en operación se traslada al año 2026. Por lo tanto, los planes formulados en las diferentes estrategias de desarrollo se optimizan a partir del año 2027.

Se explican seguidamente las estrategias estudiadas y la forma en que se estructuraron los casos de estudio.

13.1.1 Estrategia con el PH El Diquís como eje central

Costa Rica ha tenido una vocación hidroeléctrica histórica, que se fundamenta en la riqueza hídrica del país y en la capacidad demostrada de explotar de manera económica y con responsabilidad ambiental la misma. Dentro de esta estrategia, el país ha procurado dotarse de proyectos con capacidad de regulación que permita continuar con su política energética de generación basada en fuentes renovables.

Cuatro grandes aprovechamientos hidroeléctricos se han identificado en el país con esas características: Arenal, Reventazón, Pacuare y El Diquís. Los dos primeros se encuentran en operación, el PH Pacuare está detenido por una salvaguarda ambiental.

La Planta Arenal constituye el recurso más valioso del sistema de generación nacional y representa una de las pocas plantas en Centroamérica cuyo embalse tiene la capacidad de almacenar energía de un año a otro. Esta planta forma parte de un complejo de tres centrales en cascada, Arenal, Dengo y Sandillal, que en conjunto aportan 363 MW.

Después de Arenal, el PH El Diquís de 650 MW, es el aprovechamiento hídrico más completo que se ha visualizado en el país.

La estrategia de desarrollo con El Diquís como eje, plantea un esquema de generación con PH Arenal inyectando energía desde el norte del país, el PH Reventazón (y las plantas en cascada Río Macho, Cachí y Angostura) desde el Atlántico y el PH El Diquís desde el sur. Esta distribución geográfica, además de permitir la explotación de proyectos con regímenes hídricos independientes, también favorece la robustez del sistema de transmisión porque los grandes polos de generación están dispuestos en zonas diferentes.

Este Plan se optimiza atendiendo los siguientes elementos de diseño:

- El PG Borinquen 1 entra en operación en el año 2026, como un proyecto fijo.
- Se dispone de una amplia cantidad de proyectos genéricos hidroeléctricos, solares, eólicos y geotérmicos a partir del 2026. Estos proyectos tienen capacidades entre 20 y 50 MW, con excepción de los geotérmicos de 55 MW. Se incluyen además los hidroeléctricos descritos en la Tabla 10.4.
- No se incluye ninguna opción de generación térmica.
- Los proyectos geotérmicos están disponibles cada tres años, con excepción de Borinquen 2 que está disponible dos años después de la entrada en operación de Borinquen 1. Estos proyectos son candidatos, no están fijos en la simulación del Plan.
- El Diquís se evaluó considerando su entrada en operación en el 2028 y en el 2030.

13.1.2 Estrategia de desarrollo geotérmico

Este enfoque tiene como objetivo valorar la conveniencia de perseguir un desarrollo geotérmico acelerado, con el objetivo de brindar energía firme al sistema nacional sin el soporte de nuevos embalses de regulación.

Para la conformación de esta estrategia se permite una entrada acelerada de proyectos geotérmicos, empezando con el PG Borinquen 2 que estaría disponible a partir del año 2028 y completaría el desarrollo del Campo Geotérmico Borinquen. A partir de Borinquen 2, se permitirá la entrada de proyectos geotérmicos cada tres años, lo que vendría a representar un reto importante para el país.

Los proyectos geotérmicos son valorados fijando su entrada en operación en diferentes años. Con esta estrategia se analizan las necesidades de energía firme en el sistema nacional y la conveniencia de acelerar el estudio de nuevos campos geotérmicos para atender los requerimientos del país en la década del 2030.

Se incluyen también opciones eólicas, solares, e hidroeléctricas pequeñas de 50 MW, sin capacidad de regulación. Los proyectos eólicos y solares se analizan utilizando modelos con características genéricas y con capacidades de 20 MW y de 50 MW. No se permite la entrada en operación de ninguna tecnología térmica en todo el horizonte de planeamiento.

Este Plan se optimiza atendiendo los siguientes elementos de diseño:

- El PG Borinquen 1 entra en operación en el año 2026, como un proyecto fijo.
- Se dispone de proyectos genéricos hidroeléctricos, eólicos, solares a partir del 2026 con capacidades entre 20 y 50 MW. También se incluyen como candidatos los proyectos hidroeléctricos de la Tabla 10.4.
- Los proyectos geotérmicos, todos de 55 MW, se simulan considerando la adición de dos o más proyectos nuevos en diferentes fechas de entrada en operación.
- No se incluye ninguna opción de generación térmica.

Casos analizados:

1. Borinquen 2 entra en operación en el 2028. Otros geotérmicos disponibles cada 3 años
2. Borinquen 2 entra en operación en el 2030. Otros geotérmicos disponibles cada 3 años
3. Al menos tres proyectos geotérmicos deben integrarse al Plan. Además de Borinquen 1, se obliga la entrada de Borinquen 2 y un tercer proyecto geotérmico durante el horizonte del Plan. No es viable más geotermia si se respeta la premisa de disponibilidad de proyectos cada tres años.
4. Ampliaciones de campos: se conforma con proyectos geotérmicos de pequeña escala, estimados en 15 MW, que se consideran ampliaciones de los campos geotérmicos en operación.

13.1.3 Estrategia mixta con un desarrollo basado en fuentes geotérmicas, eólicas y solares

Esta estrategia se estructura considerando una matriz eléctrica que debe incluir necesariamente proyectos eólicos, solares y geotérmicos, con el objetivo de consolidar la diversificación de la misma.

Para la simulación de los planes se impone que las adiciones inmediatas a la entrada de Borinquen 1 y hasta el 2030, serán únicamente proyectos eólicos y solares.

Para el resto del período se incluyen opciones eólicas, solares, geotérmicas e hidroeléctricas. Los proyectos eólicos y solares se analizan utilizando modelos con características genéricas y con capacidades de 20 MW y de 50 MW. Las opciones geotérmicas se simulan con proyectos de 55 MW.

Para efectos de la conformación de esta estrategia no está disponible ninguna tecnología de generación térmica.

Este Plan se optimiza atendiendo los siguientes elementos de diseño:

- El PG Borinquen 1 entra en operación en el año 2026, como un proyecto fijo.
- Entre el 2027 y el 2030 sólo se consideran candidatos eólicos y solares de 20 MW y 50 MW.
- A partir del 2030 se dispone de una amplia cantidad de proyectos genéricos hidroeléctricos, solares, eólicos y geotérmicos. Se incluyen también los hidroeléctricos descritos en la Tabla 10.4.
- No se incluye ninguna opción de generación térmica. Esto significa que no se valoran proyectos que utilizan hidrocarburos, ni GNL, ni carbón.
- Los proyectos geotérmicos están disponibles cada dos o tres años.

Casos analizados:

1. Plan mixto libre: Borinquen 2 fijo en 2030 y sólo candidatos eólicos y solares entre el 2027 y 2029.
2. Plan Mixto obligatorio: Borinquen 2 fijo en 2030. Se obliga una mezcla de eólico y solar entre el 2027 y 2029.
3. Plan Solar: Borinquen 2 fijo en el 2030 y únicamente se dispone de candidatos solares antes del 2030.
4. Sensibilidad al Plan Solar: sobre el caso anterior se adelanta Borinquen2 al 2029.

13.1.4 Estrategia de adiciones libres, sin opciones térmicas

Dado que no se imponen restricciones al sistema, esta estrategia define el plan de expansión renovable de menor costo del país. Este Plan es optimizado a partir de criterios técnicos, económicos, ambientales y de confiabilidad del sistema.

El Plan se optimiza atendiendo los siguientes elementos de diseño:

- El PG Borinquen 1 entra en operación en el año 2026, como un proyecto fijo.
- Se dispone de una amplia cantidad de proyectos genéricos hidroeléctricos, eólicos, solares y geotérmicos a partir del 2026, con capacidades entre 20 y 50 MW. Se incluyen también los hidroeléctricos descritos en la Tabla 10.4.
- No se incluye ninguna opción de generación térmica. Esto significa que no se valoran proyectos que utilizan hidrocarburos, ni GNL, ni carbón.
- Los proyectos geotérmicos están disponibles cada tres años, con excepción de Borinquen 2 que está disponible dos años después de la entrada en operación de Borinquen 1. Estos proyectos son candidatos, no están fijos en la simulación del Plan.

13.1.5 Estrategia con renovables y térmico

Dentro de esta estrategia se estudian planes de expansión con proyectos renovables geotérmicos, hidroeléctricos, eólicos, solares y tecnologías de generación térmica (turbinas de gas alimentadas con diésel y motores de media velocidad).

Escenarios con una instalación de generación térmica sin limitaciones, se alejan de las políticas energéticas del país que buscan favorecer las fuentes renovables, reducir la dependencia de importaciones y controlar las emisiones de CO₂. Sin embargo, el país debe estudiar estas opciones para identificar sus costos y poder contrastarlos con los escenarios de generación renovable.

13.1.6 Conformación de los casos analizados

Para cada estrategia de desarrollo se simuló planes de expansión base y otros planes conexos. En la Figura 13.1 se presenta el esquema de análisis utilizado para el análisis de las estrategias de desarrollo de la generación.

Se realizan estudios complementarios para el escenario alto de demanda siguiendo el mismo esquema. Se valoraron los siguientes casos:

1. Estrategia con el PH El Diquís como eje central
2. Estrategia de desarrollo geotérmico
3. Estrategia de generación renovable con un desarrollo basado en fuentes geotérmicas, eólicas y solares

En este ciclo de planificación no se analizaron estrategias de demanda baja. Lo anterior se debe a que en el escenario medio no se visualizan inversiones que requieran comprometer nuevos recursos en los próximos años, por lo que no se considera que deba valorarse el riesgo de promover una inversión innecesaria.

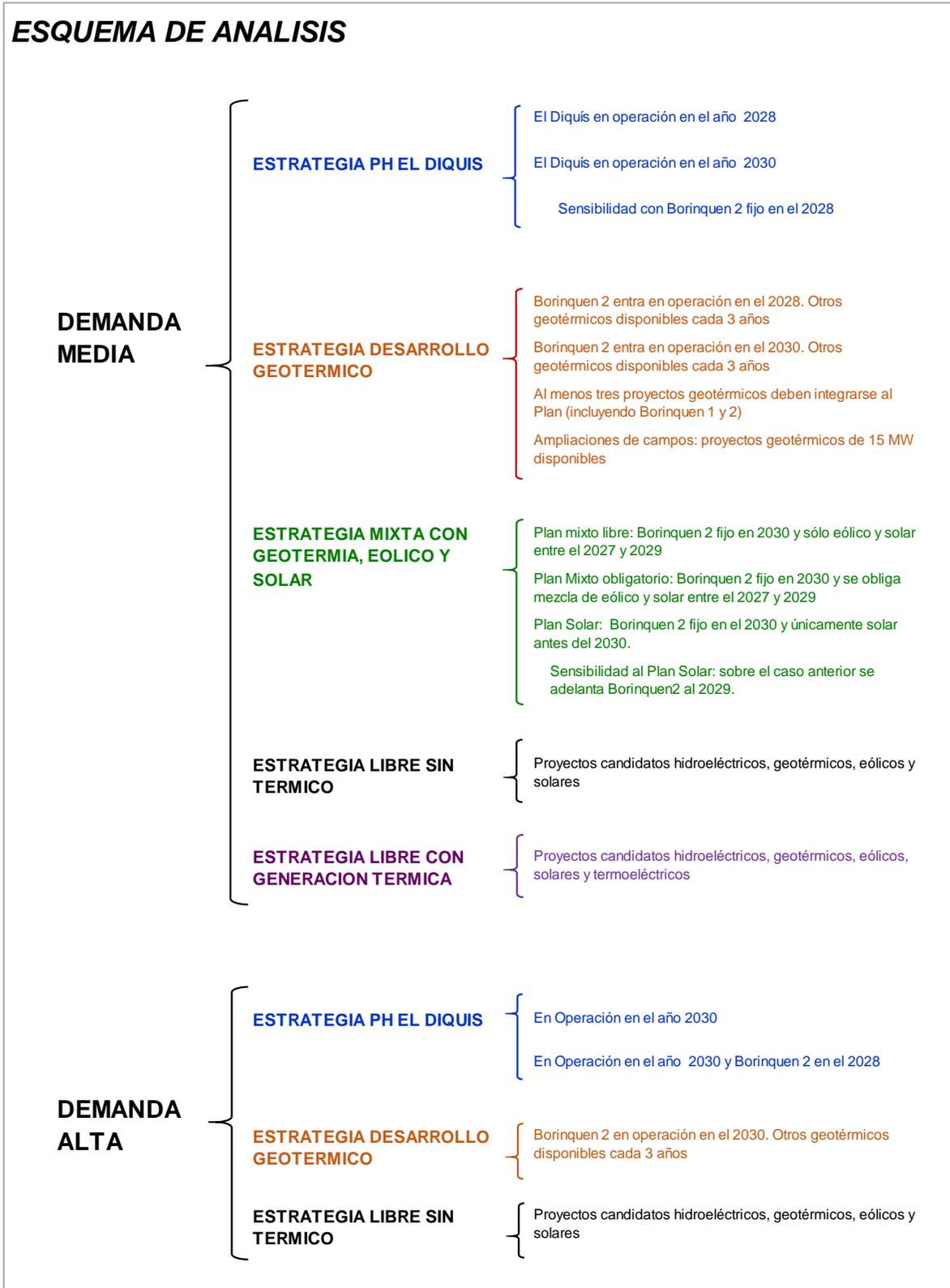


Figura 13.1 Esquema de Análisis PEG2018

13.2 VALORACION DE LAS ESTRATEGIAS PLANTEADAS

Las diferentes estrategias y casos tienen asociado un costo del Plan de Expansión resultante. Este costo incluye: inversión, operación y mantenimiento y costo de falla.

Las decisiones para la selección de una estrategia de desarrollo se asocian al desempeño de la misma en el escenario de demanda media, considerado el escenario más probable de ocurrencia. Sin embargo, es conveniente realizar sensibilidades con el escenario de demanda alta para valorar la robustez de las decisiones.

- ***Análisis de estrategias en demanda media***

El principal resultado de este ciclo de planificación es la pérdida de competitividad del proyecto hidroeléctrico El Diquís, con respecto a las otras opciones de desarrollo analizadas. El proyecto representa una adición muy grande de capacidad para las condiciones de crecimiento actual de la demanda, por lo que el Sistema Eléctrico Nacional no es capaz de absorberlo de forma económica.

El Diquís fue durante más de una década la mejor opción de desarrollo de la generación de Costa Rica para el largo plazo, según se observa en los planes de expansión desde el 2008 hasta el 2016. Las proyecciones de demanda del año 2018 confirman 10 años de crecimiento deprimido de la demanda. El proyecto perdió competitividad porque no se ajusta bien al crecimiento de energía y potencia futuro y tampoco al requerimiento de necesidades de respaldo para las energías variables.

En el presente ejercicio de planificación el proyecto es candidato al Plan de Expansión desde el año 2027, pero no formó parte de la optimización económica en el horizonte de planeamiento. Para confirmar este resultado se valoró su entrada obligatoria en operación en el año 2028 y 2030, generando planes de expansión sensiblemente más costosos que las otras estrategias evaluadas.

Las otras estrategias valoradas no presentan grandes diferencias entre ellas desde el punto de vista económico. La mayor parte de las diferencias de costo observadas, están dentro del nivel de incertidumbre asociado a este tipo de análisis.

En la Figura 13.2 se muestra el valor presente en millones de USD, de los planes de expansión simulados. Todas las opciones corresponden a planes de expansión optimizados.

Observaciones sobre los resultados de las diferentes estrategias:

- La estrategia de desarrollo geotérmico muestra la conveniencia de programar Borinquen2 en el año 2030 porque aporta energía firme que reduce la variabilidad de la oferta. Después de este proyecto, no se evidencia que sea particularmente atractivo acelerar el estudio y ejecución de otros proyectos geotérmicos antes del 2034.
- La estrategia mixta con geotermia, eólico y solar en una simulación libre muestra una preferencia por proyectos eólicos en el período 2027-2029. Al obligar la entrada de una mezcla de eólico y solar en ese período el costo se mantiene y se logra una matriz más

diversa, satisfaciendo uno de los objetivos fundamentales de las políticas energéticas del país. La opción con sólo proyectos solares en ese período aumenta los costos.

- La estrategia libre sin térmico genera el plan de mínimo costo que satisface las políticas de desarrollo renovable del país, aunque la reducción en costos no es significativa con respecto a las mejores opciones de las dos estrategias anteriores. El plan asociado contiene en su mayor parte proyectos eólicos con una participación limitada de solar (a partir del 2030), sin participación geotérmica después de Borinquen 1 y un solo proyecto hidroeléctrico.
- La conformación de un plan con adiciones térmicas no muestra una reducción importante en el costo del mismo, por lo que económicamente no se justifican nuevos proyectos térmicos que se alejan de las políticas energéticas del país.

Los resultados se muestran en la Figura 13.2 y los planes resultantes en el Anexo A4.

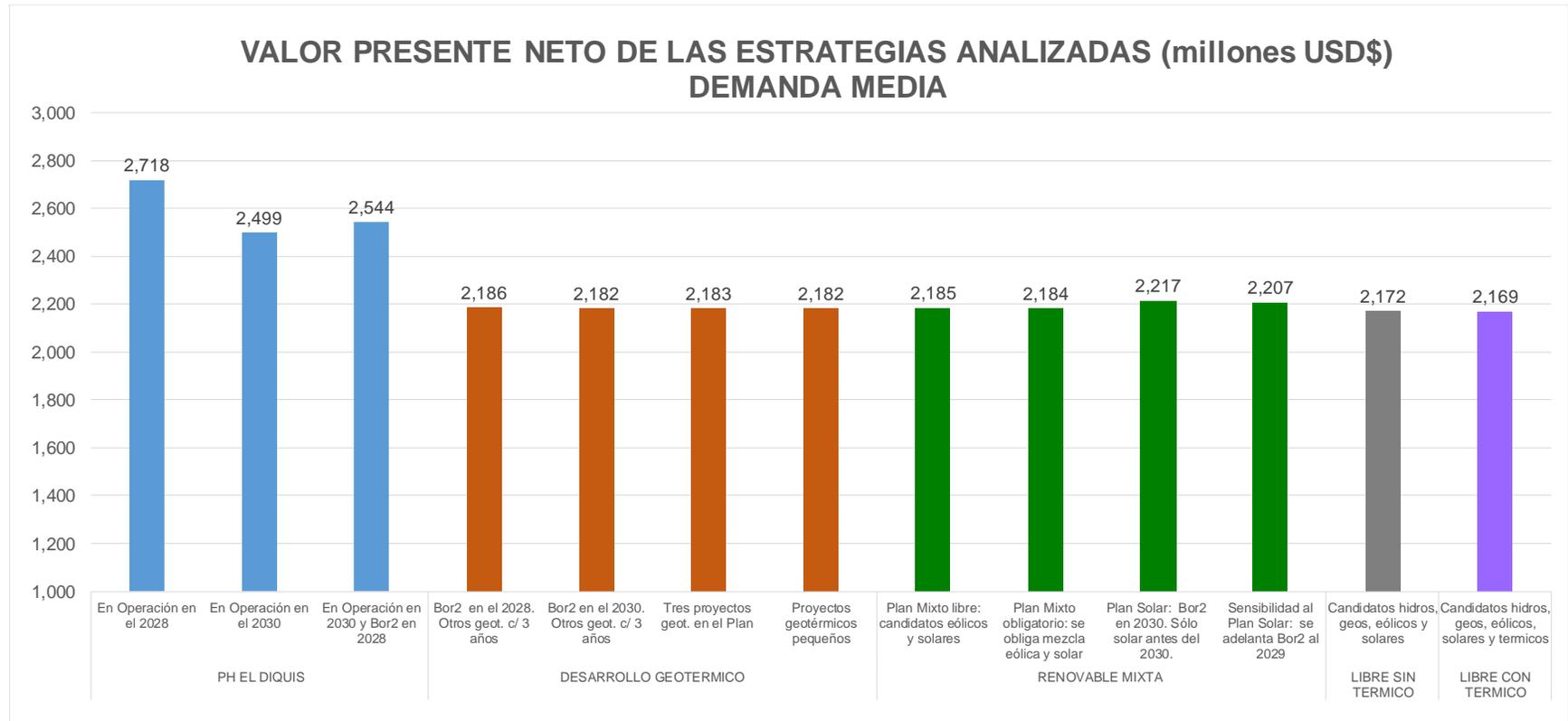


Figura 13.2 Valor Presente de Planes de Expansión Optimizados – Demanda Media

• **Análisis de estrategias con demanda alta**

Para complementar los resultados anteriores se llevaron a cabo algunas valoraciones con demanda alta, obteniéndose los resultados que se muestran en la Figura 13.3.

El principal hallazgo de este escenario, es que no se visualizan adiciones de generación previas a la entrada de Borinquen 1 en el año 2026. Durante este año y los previos se da un aumento significativo de la generación térmica, pero no se presentan problemas de confiabilidad.

Seguidamente las principales observaciones sobre los resultados:

- La estrategia con El Diquís, simulado en el año 2030, no muestra mejores resultados económicos con respecto a las otras estrategias de desarrollo, al igual que sucede con el escenario medio de demanda.
- La estrategia de desarrollo geotérmico no muestra que haya claramente una tendencia a presionar por un tercer proyecto geotérmico en el plan, más allá de Borinquen 2. Bajo este escenario de demanda los proyectos hidroeléctricos resultan más atractivos para el plan.
- La estrategia libre sin térmico formula un plan con proyectos hidroeléctricos, solares y eólicos, no introduce nueva geotermia. Genera el plan renovable de mínimo costo. Sin embargo, una estrategia con escasa provisión de energía firme consume más rápidamente los recursos de regulación y flexibilidad del sistema.

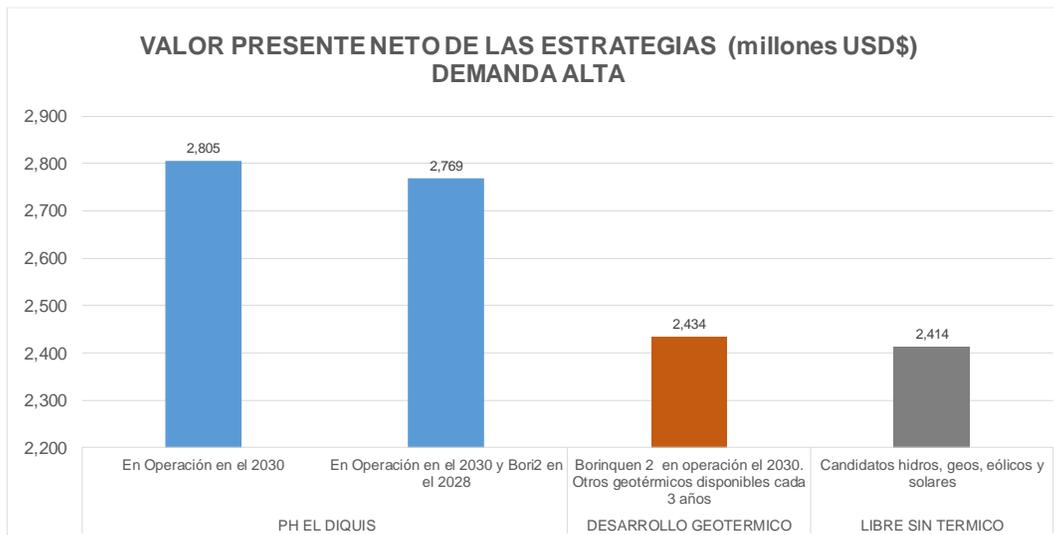


Figura 13.3 Valor Presente de Planes de Expansión Optimizados – Demanda Alta

- **Cálculo de emisiones de CO₂ por estrategia**

Para complementar los resultados de los análisis económicos, se calculó el aporte de emisiones de cada estrategia durante el horizonte de planeamiento en el escenario de demanda media.

Esta estimación permite valorar la capacidad de cada estrategia de responder a las metas de reducción de las emisiones de CO₂ del país, formuladas en el Plan Nacional de Energía 2014-2018.

En la Figura 13.4 se muestra el aporte de emisiones totales para los casos antes indicados. Sobre los resultados se tienen las siguientes observaciones

- La estrategia que contiene al PH El Diquís muestra el menor aporte de emisiones, debido a que la potencia que aporta permite reducir en gran medida la generación de las plantas térmicas instaladas.
- La estrategia libre con térmico muestra las mayores emisiones como es de esperar. En este plan entran en operación dos motores de media velocidad de 100 MW cada uno.
- Las otras tres estrategias presentan resultados muy similares. Las diferencias se deben al uso del térmico existente para respaldar la variabilidad de las fuentes renovables. Al no haber adiciones de hidros con embalse, una mayor variabilidad del parque de generación se cubre con generación térmica. La presencia de mayor adición solar en el plan mixto, incrementa ligeramente los niveles de emisiones de este plan con respecto a los otros tres.

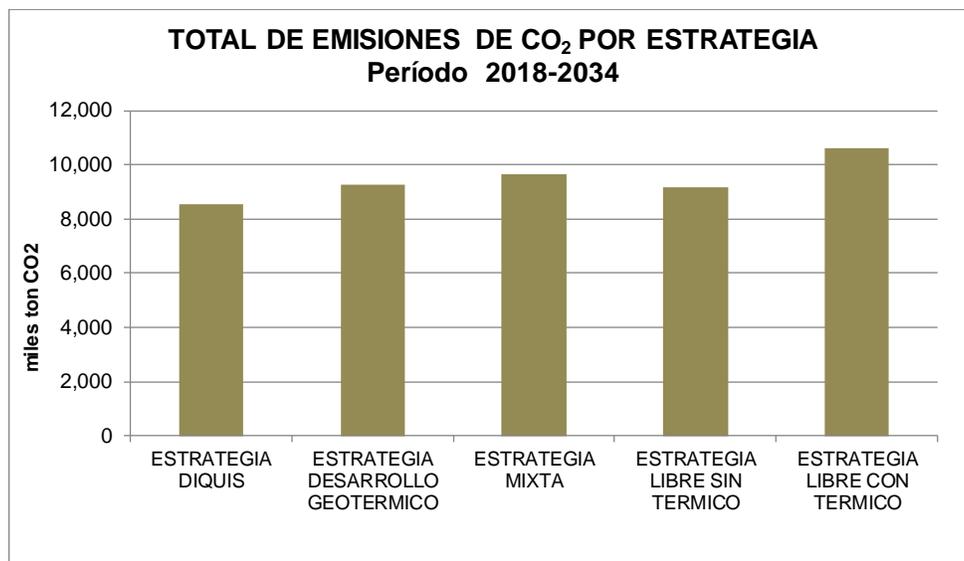


Figura 13.4 Emisiones totales de CO₂ por Estrategia

- ***Estrategia de desarrollo recomendada***

Con base en los análisis realizados para este ciclo de planificación, se concluye que la Estrategia de Desarrollo Mixta compuesta por proyectos geotérmicos, eólicos y solares es la opción óptima-económica más robusta para atender el crecimiento futuro de la demanda.

Los análisis muestran que todas las estrategias, con excepción de la del proyecto El Diquís, tienen costos similares.

La estrategia mixta responde mejor al objetivo de diversificación de fuentes que las otras opciones valoradas. La inclusión del proyecto geotérmico Borinquen 2 en el año 2030 asegura la adición de energía firme al sistema y mejora la robustez del plan.

La estrategia mixta satisface plenamente los objetivos ambientales del país y asegura la senda de la generación renovable del país.

El Plan Recomendado muestra que el país tiene garantizada la atención de la demanda eléctrica para los próximos ocho años, a partir de una matriz de generación renovable, confiable y diversa. Con la capacidad instalada del parque de generación en operación, los proyectos que entrarán en línea los próximos dos años y el proyecto geotérmico Borinquen 1 de 55 MW que operará a partir del 2026, será suficiente para solventar la demanda nacional hasta ese año, consolidando un modelo eléctrico nacional basado en fuentes renovables.

14 CARACTERISTICAS DEL PLAN RECOMENDADO

14.1 PLAN RECOMENDADO 2018-2034

El Plan de Expansión Recomendado se presenta en la Tabla 14.1.

Tabla 14.1 Plan de Expansión Recomendado

PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION 2018-2034									
Año	DEMANDA				OFERTA				
	Energía GWh	% crec	Pot MW	% crec	Mes	Proyecto	Fuente	Potencia MW	Cap Instalada MW
<i>Capacidad efectiva instalada a Dic2017:</i>									3,530
2018	11,216	1.8%	1,714	1.3%	1	Tejona	Eólic	-3	3,527
					4	Los Negros II	Hidro	28	3,555
					7	PS Cooperativo	Solar	6	3,561
					8	Río Naranjo	Eólic	9	3,570
2019	11,433	1.9%	1,739	1.4%	1	Barranca	Térm	-36	3,534
					1	El Cacao	Eólic	21	3,556
					1	San Antonio Gas	Térm	-37	3,519
					1	Valle Escondido	Solar	5	3,524
					3	Pailas 2	Geot	55	3,579
2020	11,693	2.3%	1,765	1.5%	1	Tejona	Eólic	-7	3,572
2021	11,974	2.4%	1,804	2.2%	2	San Rafael	Hidro	7	3,579
					4	Río Bonilla 1320	Hidro	6	3,584
					10	Río Bonilla 510	Hidro	6	3,591
2022	12,264	2.4%	1,830	1.5%					3,591
2023	12,545	2.3%	1,866	2.0%					3,591
2024	12,826	2.2%	1,897	1.6%	1	Tejona	Eólic	-10	3,581
2025	13,105	2.2%	1,938	2.1%					3,581
2026	13,383	2.1%	1,973	1.8%	1	Borinquen 1	Geot	55	3,636
2027	13,661	2.1%	2,008	1.8%					3,636
2028	13,942	2.1%	2,038	1.5%	1	Eólico	Eólic	50	3,686
					1	Miravalles1	Geot	-42	3,643
					1	Solar	Solar	50	3,693
2029	14,226	2.0%	2,079	2.0%	1	Eólico	Eólic	50	3,743
					1	Miravalles1- Modern	Geot	35	3,778
					1	Solar	Solar	100	3,878
2030	14,513	2.0%	2,108	1.4%	1	Borinquen 2	Geot	55	3,933
					1	Miravalles2	Geot	-42	3,891
2031	14,804	2.0%	2,146	1.8%	1	Miravalles2- Modern	Geot	35	3,926
2032	15,094	2.0%	2,177	1.5%					3,926
2033	15,375	1.9%	2,219	1.9%	1	Eólico	Eólic	50	3,976
2034	15,645	1.8%	2,253	1.5%	1	Eólico	Eólic	100	4,076

Este plan corresponde al programa de obras para atender el escenario medio de demanda. El valor presente del Plan para el periodo 2019-2034, es de 2 184 mill USD, de los cuales 1 916 mill USD corresponden al costo de inversión, 260 mill USD al costo operativo y 7 mill USD al costo de energía no suministrada.

Los bajos niveles de crecimiento de la demanda definen características particulares del Plan de Expansión 2018, las cuales se explican seguidamente:

- El PH El Diquís, que durante muchos años conformó los planes óptimos de mínimo costo, no logra integrarse económicamente dentro del horizonte de planeamiento, en gran parte debido a la reducción del ritmo de crecimiento de la demanda.
- Después de la entrada en operación del PG Pailas 2 en el año 2019 no se prevén requerimientos adicionales de capacidad hasta el año 2026. En este año se programa la entrada en operación del PG Borinquen 1 de 55 MW, actualmente en construcción.
 - Gracias a la capacidad de respaldo que brindan los embalses existentes, aumentada recientemente con la incorporación de Reventazón y a la energía firme que aporta el parque geotérmico, a partir del 2028 y hasta el horizonte de planeamiento en el 2034, los requerimientos de capacidad adicional podrán ser cubiertos por proyectos eólicos y solares en su mayor parte.
- Si las condiciones de crecimiento de la demanda varían en el futuro y se identifican requerimientos adicionales de generación en el corto plazo, estos pueden ser cubiertos por tecnologías de rápida instalación como el eólico, el solar e hidros pequeños de 50 MW. Esta condición de crecimiento de la demanda, que podría requerir nueva capacidad de respaldo para el final de la década siguiente, será valorada en el siguiente ciclo de planificación.

14.2 CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACION

En la Figura 14.1 se muestra la instalación por fuente que se define en el Plan Recomendado. La gráfica muestra la reducida exigencia de recursos de inversión en generación que se visualiza durante el período.

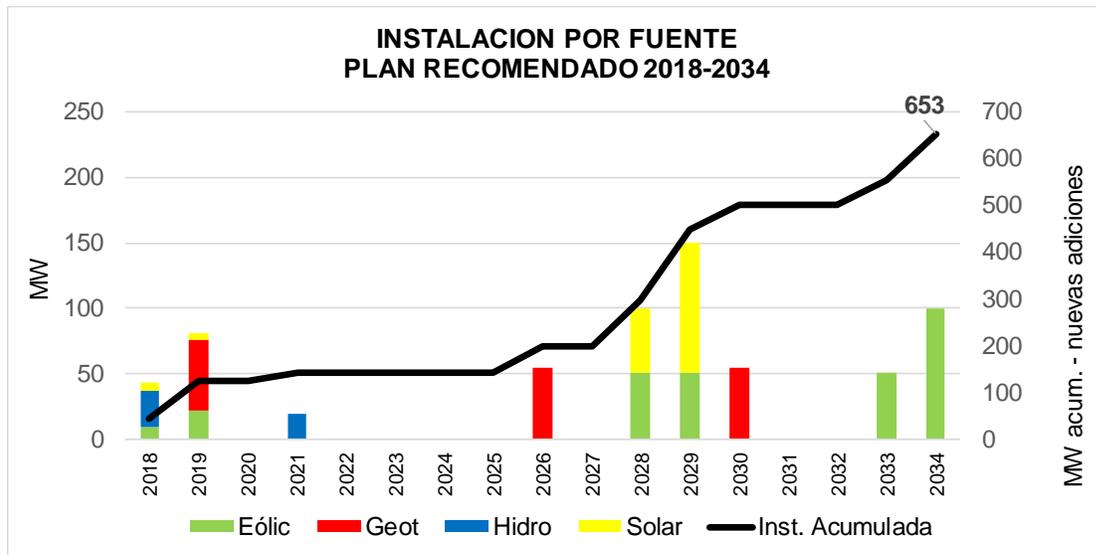


Figura 14.1- Adiciones de capacidad por fuente del PEG 2018

El crecimiento esperado de la capacidad instalada de todo el parque de generación nacional se muestra en la Figura 14.2. La capacidad instalada alcanza 4 076 MW para el 2034, con un crecimiento de 14% para todo el período 2018-2034.

La tasa de crecimiento anual en capacidad instalada entre los años 2019 y 2025 es prácticamente nula debido a que la entrada de algunos proyectos pequeños se ve anulada por los retiros de plantas térmicas y de la planta eólica Tejona.

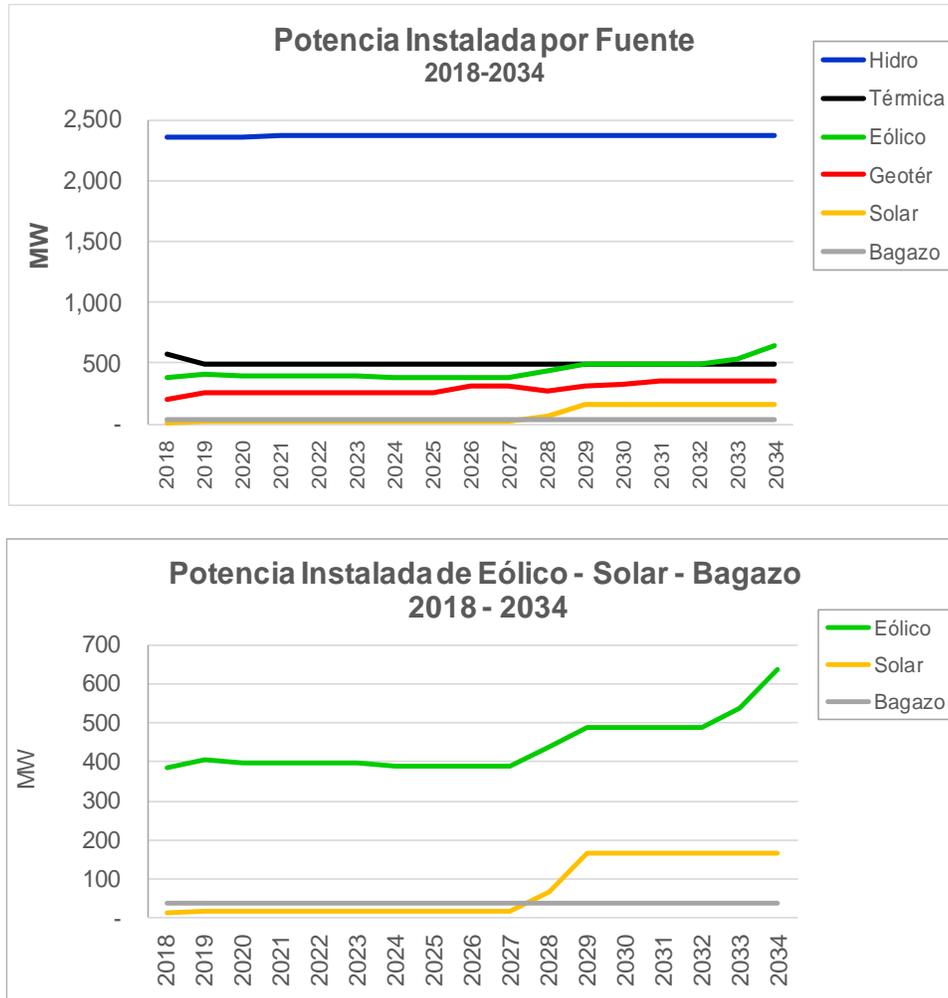


Figura 14.2 Capacidad instalada por fuente (período 2018-2034)

En la Tabla 14.2 y en la Figura 14.3 se muestra el porcentaje de capacidad instalada total de las diferentes fuentes en el período 2018-2034.

Tabla 14.2 Composición por fuente de la nueva capacidad

CAPACIDAD INSTALADA 2018-2034 (POTENCIA EFECTIVA)														
	MW							Porcentaje						
	Hidro	Eólico	Bagazo	Solar	Térmica	Geotér	Total	Hidro	Eólico	Bagazo	Solar	Térmica	Geo	Total
2017	2,328	378	40	5	572	207	3,530	66	11	1	0	16	6	100
2018	2,356	384	40	12	572	207	3,570	66	11	1	0	16	6	100
2019	2,356	405	40	17	499	262	3,579	66	11	1	0	14	7	100
2020	2,356	398	40	17	499	262	3,572	66	11	1	0	14	7	100
2021	2,375	398	40	17	499	262	3,590	66	11	1	0	14	7	100
2022	2,375	398	40	17	499	262	3,590	66	11	1	0	14	7	100
2023	2,375	398	40	17	499	262	3,590	66	11	1	0	14	7	100
2024	2,375	388	40	17	499	262	3,580	66	11	1	0	14	7	100
2025	2,375	388	40	17	499	262	3,580	66	11	1	0	14	7	100
2026	2,375	388	40	17	499	317	3,635	65	11	1	0	14	9	100
2027	2,375	388	40	17	499	317	3,635	65	11	1	0	14	9	100
2028	2,375	438	40	67	499	274	3,693	64	12	1	2	14	7	100
2029	2,375	488	40	167	499	309	3,878	61	13	1	4	13	8	100
2030	2,375	488	40	167	499	322	3,891	61	13	1	4	13	8	100
2031	2,375	488	40	167	499	357	3,926	60	12	1	4	13	9	100
2032	2,375	488	40	167	499	357	3,926	60	12	1	4	13	9	100
2033	2,375	538	40	167	499	357	3,976	60	14	1	4	13	9	100
2034	2,375	638	40	167	499	357	4,076	58	16	1	4	12	9	100

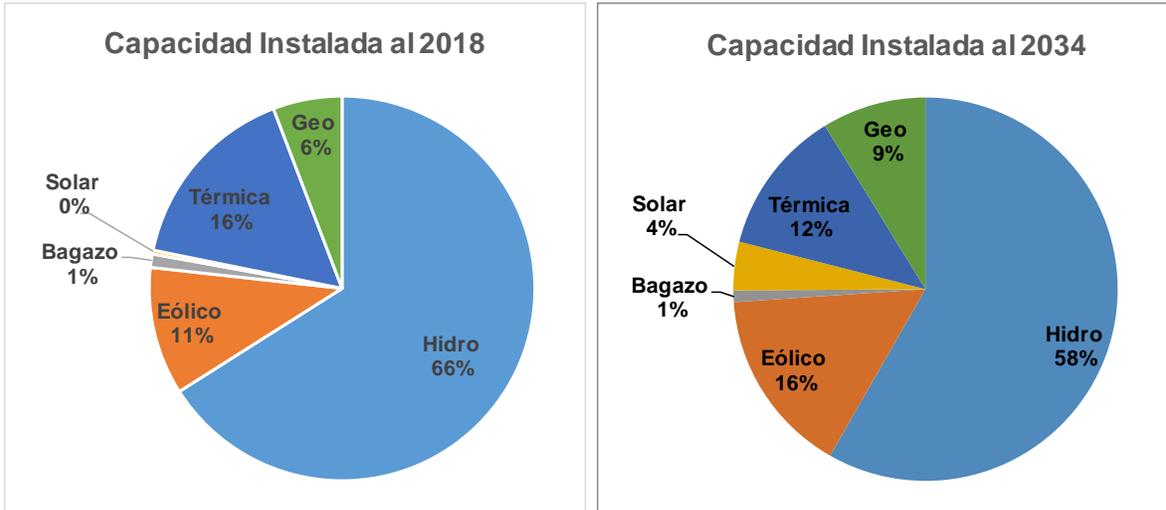


Figura 14.3 Capacidad instalada por fuente al inicio y final del período

La generación promedio esperada del período 2019-2034 es de 71% hidroeléctrica, 13% geotérmica, 13% eólica, 1% biomásica y 1% solar. El térmico, usado sólo como complemento de las renovables, cubrirá el 2% de la generación promedio. En la Tabla 14.3 y la Figura 14.4. se presenta la generación esperada anual por tipo de fuente.

Tabla 14.3 Generación esperada por fuente

GENERACION ANUAL ESPERADA 2019-2034														
	GWh							Porcentaje						
	Hidro	Eólico	Bagazo	Solar	Térmica	Geoterm	Total	Hidro	Eólico	Bagazo	Solar	Térmica	Geo	Total
2019	8,367	1,550	81	26	94	1,314	11,433	73	14	1	0.2	1	11	100
2020	8,651	1,499	80	26	49	1,387	11,693	74	13	1	0.2	0.4	12	100
2021	8,880	1,504	82	26	75	1,406	11,974	74	13	1	0.2	1	12	100
2022	9,105	1,502	81	26	113	1,437	12,264	74	12	1	0.2	1	12	100
2023	9,197	1,512	81	26	184	1,546	12,545	73	12	1	0.2	1	12	100
2024	9,450	1,496	82	26	256	1,515	12,826	74	12	1	0.2	2	12	100
2025	9,640	1,483	82	26	315	1,559	13,104	74	11	1	0.2	2	12	100
2026	9,558	1,490	81	26	287	1,939	13,382	71	11	1	0.2	2	14	100
2027	9,764	1,480	80	26	348	1,961	13,660	71	11	1	0.2	3	14	100
2028	9,953	1,662	81	105	457	1,681	13,938	71	12	1	1	3	12	100
2029	9,708	1,901	81	261	350	1,921	14,221	68	13	1	2	2	14	100
2030	9,816	1,941	84	264	368	2,038	14,510	68	13	1	2	3	14	100
2031	9,870	1,903	80	263	384	2,302	14,801	67	13	1	2	3	16	100
2032	10,032	1,936	80	265	447	2,329	15,090	66	13	1	2	3	15	100
2033	10,053	2,135	80	265	497	2,343	15,372	65	14	1	2	3	15	100
2034	9,982	2,556	80	263	437	2,324	15,643	64	16	1	2	3	15	100
Promedio								71	13	1	1	2	13	100

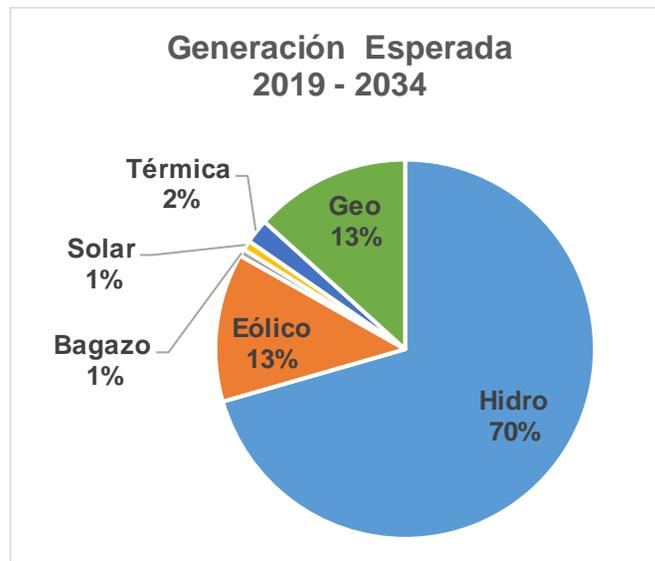


Figura 14.4 Porcentaje de generación por fuente 2019-2034

Es importante señalar que la generación hidroeléctrica, así como la térmica por su carácter de respaldo, dependen de las condiciones climáticas que se presenten, por lo que los valores dados en la Tabla 14.3 son esperados.

Los datos corresponden a la generación promedio de los resultados obtenidos con 53 escenarios hidrológicos (1965-2017), analizados mediante el modelo de simulación SDDP.

En el Anexo A5 se muestra la generación estimada para cada una de las plantas del sistema interconectado. El Anexo A6 muestra el consumo de combustibles estimado de las plantas térmicas y en el Anexo A7 se presenta el cálculo del costo operativo unitario de las plantas térmicas.

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

14.3 DEFICIT DE ENERGIA

La energía no servida (como porcentaje de la demanda mensual) para las 53 series hidrológicas, se muestra en la Figura 14.5. Los déficits mostrados en esta figura cumplen con el criterio de confiabilidad explicado en la Sección 9.5 (Criterio de Confiabilidad).

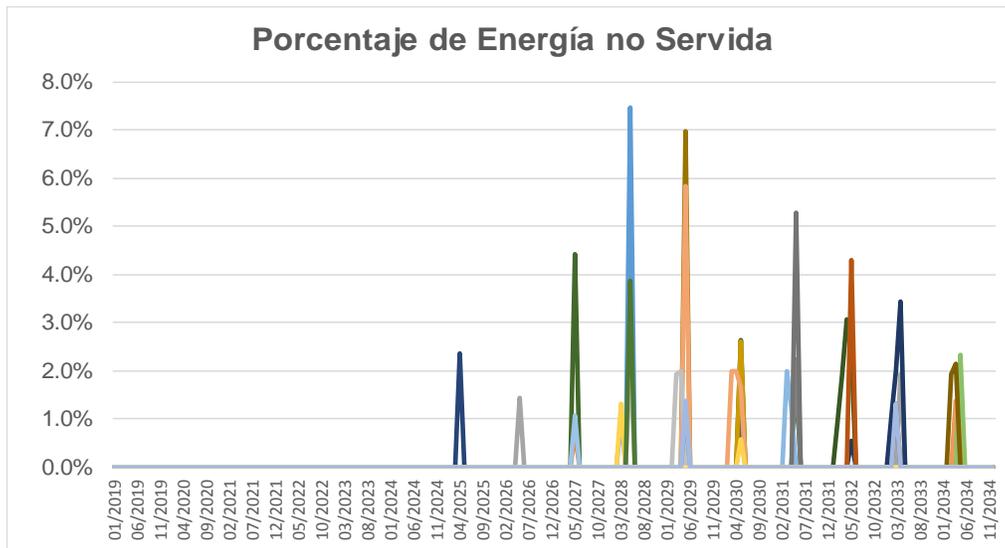


Figura 14.5 Déficit de energía mensual por serie hidrológica

Se observa que en el periodo 2019-2024 el sistema es muy robusto puesto que no aparecen déficits en ninguna de las 53 series hidrológicas estudiadas.

14.4 EMISIONES

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

Para calcular las emisiones de CO₂equivalente se recurre a coeficientes medios por tecnología³⁴. Para las tecnologías presentes en el plan de expansión, las emisiones se calculan usando los índices de la Tabla 7.4 (Capítulo 7). 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 14.4. El comportamiento anual de las emisiones se ilustra en la Figura 14.6. Los bajos niveles de los primeros años

³⁴ Inventario de gases de efecto invernadero del Sistema Eléctrico Nacional. Etapa de generación. Planificación y Desarrollo Eléctrico, ICE. 2017.

son efecto del proyecto Reventazón que resulta muy eficaz para reducir el nivel de emisiones del sistema de generación.

Tabla 14.4 Cálculo de emisiones de CO₂equivalente

CALCULO DE EMISIONES CO ₂ equivalente																		
Año	Generación GWh								Emisiones Miles de ton CO ₂ equiv								Emisiones Unitarias ton CO ₂ /GWh	
	Hidro	Eólico	Biomasa	Solar	Bunker	Geoter	Diesel	Total	Hidro	Eólico	Biomasa	Solar	Bunker	Geoter	Diesel	Total		
2019	8 367	1 550	81	26	86	1 314	9	11 433	251	0.0	1.5	0.0	60	85	5	403	35	
2020	8 651	1 499	80	26	46	1 387	3	11 693	260	0.0	1.4	0.0	32	90	2	385	33	
2021	8 880	1 504	82	26	72	1 406	4	11 974	266	0.0	1.5	0.0	50	91	2	412	34	
2022	9 105	1 502	81	26	105	1 437	8	12 264	273	0.0	1.5	0.0	73	93	5	446	36	
2023	9 197	1 512	81	26	170	1 546	13	12 545	276	0.0	1.5	0.0	119	100	8	505	40	
2024	9 450	1 496	82	26	230	1 515	26	12 826	284	0.0	1.5	0.0	161	98	16	560	44	
2025	9 640	1 483	82	26	269	1 559	46	13 104	289	0.0	1.5	0.0	188	101	27	608	46	
2026	9 558	1 490	81	26	251	1 939	36	13 382	287	0.0	1.5	0.0	176	126	21	612	46	
2027	9 764	1 480	80	26	294	1 961	54	13 660	293	0.0	1.4	0.0	206	127	33	660	48	
2028	9 953	1 662	81	105	357	1 681	100	13 938	299	0.0	1.5	0.0	250	109	60	719	52	
2029	9 708	1 901	81	261	289	1 921	61	14 221	291	0.0	1.5	0.0	202	125	37	656	46	
2030	9 816	1 941	84	264	301	2 038	66	14 510	294	0.0	1.5	0.0	211	132	40	679	47	
2031	9 870	1 903	80	263	320	2 302	64	14 801	296	0.0	1.4	0.0	224	150	38	709	48	
2032	10 032	1 936	80	265	343	2 329	104	15 090	301	0.0	1.4	0.0	240	151	62	756	50	
2033	10 053	2 135	80	265	382	2 343	115	15 372	302	0.0	1.4	0.0	267	152	69	792	51	
2034	9 982	2 556	80	263	341	2 324	96	15 643	299	0.0	1.4	0.0	239	151	58	749	48	

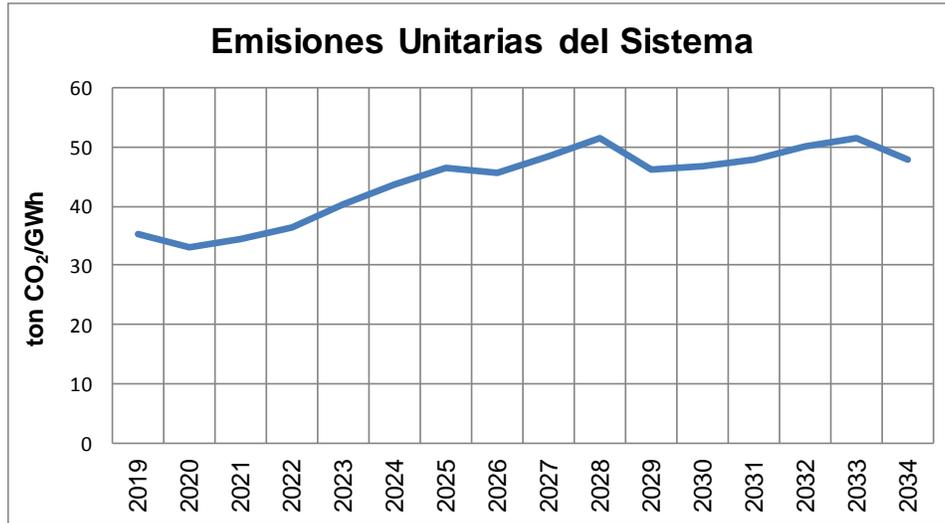


Figura 14.6 Índice unitario de emisiones de CO₂-equivalente

14.5 COSTOS MARGINALES

14.5.1 Costo Marginal de Corto Plazo

El costo marginal de corto plazo (CMCP) muestra el comportamiento del costo operativo del sistema nacional durante todo el horizonte de planificación. La Figura 14.7 muestra los costos marginales promedio mensuales para el Plan Recomendado obtenidos por el SDDP.

El valor promedio para el horizonte 2019-2034 es de 48.9 USD/MWh mostrado en color rojo en esta figura.

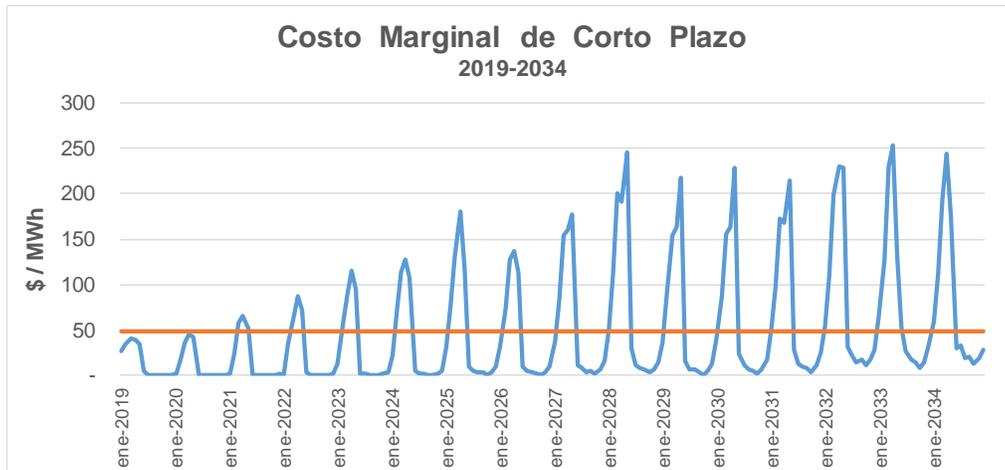


Figura 14.7 Costo Marginal de Corto Plazo

El CMCP exhibe valores muy bajos en el periodo 2019-2021. Se observa también en todo el periodo estudiado, el claro patrón estacional provocado por el alto componente hidroeléctrico y a la holgura y capacidad de respaldo en embalses que tiene el sistema en los primeros años. La tendencia de crecimiento del CMCP durante el horizonte de proyección, se debe a una disminución proporcional del respaldo que aportan los embalses, que debe ser cubierto con mayor generación térmica.

También se observa el efecto de la entrada de la entrada de PG Borinquen 1 en el año 2026 y de la indisponibilidad de los proyectos geotérmicos Miravalles 1 y 2 del 2028 al 2030, por modernización.

Reagrupando los CMCP por períodos mensuales, se obtienen los valores medios para cada mes que se muestran en la Figura 14.8. Obsérvese el comportamiento del CMCP en época seca contrastado con la época húmeda, donde se visualiza el mayor costo del componente térmico necesario para respaldar las bajas hidrologías durante el verano. Esta gran volatilidad es propia de los sistemas que apuestan a la generación renovable.

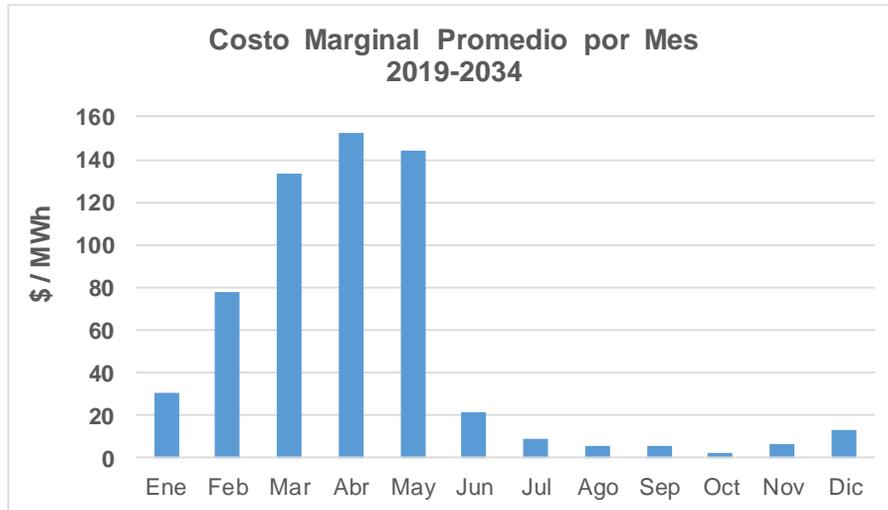


Figura 14.8 Costos Marginales de Corto Plazo Promedio Mensual

14.5.2 Costo Marginal 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 representa atender un incremento unitario de demanda en el sistema de generación en el largo plazo.

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, como el programa de costo mínimo de proyectos de generación necesarios para cubrir el crecimiento de la demanda de electricidad proyectada y que cumple con los criterios de política energética y de confiabilidad.
- Utilizando un modelo de despacho hidrotérmico, en este caso el SDDP, se calcula un despacho optimizado, de donde se obtienen los costos de combustible, 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 los costos 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 14.5 muestra el cálculo del CILP, considerando precios constantes de diciembre del 2017. El CILP estimado es de 80.8 USD\$/MWh para el horizonte de tiempo 2019-2034.

Tabla 14.5 Costo Incremental de Largo Plazo

CALCULO DEL COSTO INCREMENTAL DE LARGO PLAZO										
Nivel de Precios Año: Dic 2017										
Año	Demanda		Costos Fijos	Costos Variables			Costo Total		Curva de Costo Total Ajustada	
	Total GWh	Incram GWh	Oper. e Inver. mill.\$	Comb+O&M mill.\$	Falla mill.\$	Total mill.\$	Annual mill.\$	Incram mill.\$	Total mill.\$	Incram mill.\$
2019	11,433		217	11.61	0.00	11.61	229		211	
2020	11,693	260	216	7.12	0.00	7.12	223	-6	220	9
2021	11,974	281	226	11.29	0.00	11.29	237	14	232	12
2022	12,264	290	226	17.42	0.00	17.42	243	6	247	14
2023	12,545	282	226	28.57	0.00	28.57	254	11	264	17
2024	12,826	280	224	40.78	0.00	40.78	265	10	284	20
2025	13,105	279	224	51.73	0.65	52.38	276	12	306	23
2026	13,383	278	284	47.01	0.25	47.26	331	55	332	25
2027	13,661	279	284	58.93	1.78	60.71	345	13	360	28
2028	13,942	281	304	80.91	5.10	86.01	390	45	391	31
2029	14,226	284	378	61.67	6.08	67.75	446	55	424	34
2030	14,513	288	425	65.32	2.75	68.07	493	48	460	36
2031	14,804	291	460	69.19	3.51	72.70	533	40	499	39
2032	15,094	289	460	84.43	3.75	88.18	548	15	541	42
2033	15,375	281	477	95.06	2.58	97.64	575	27	585	45
2034	15,645	270	512	83.40	1.88	85.29	597	22	632	47
Valor Presente :	1,903		1,916	260	7	268	2,184	131	2,182	154
Tasa de actualización :	12%									
Año inicial:	2019									
Año final:	2034									
Costo Incremental de Largo Plazo con curva de costos ajustada										
CILP = 0.08076 \$/kWh										

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.

El CILP representa un promedio del costo de generación a largo plazo, incluyendo los diferentes tipos de proyectos del Plan de Expansión: proyectos hidroeléctricos de embalse, proyectos hidroeléctricos de filo de agua, proyectos térmicos, proyectos geotérmicos, proyectos eólicos, proyectos solares, 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.

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 14.9 se muestra la fluctuación el CILP según sea el período de años que se tome en consideración y, si se usan los datos crudos de costo o una curva suavizada de mejor ajuste.

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

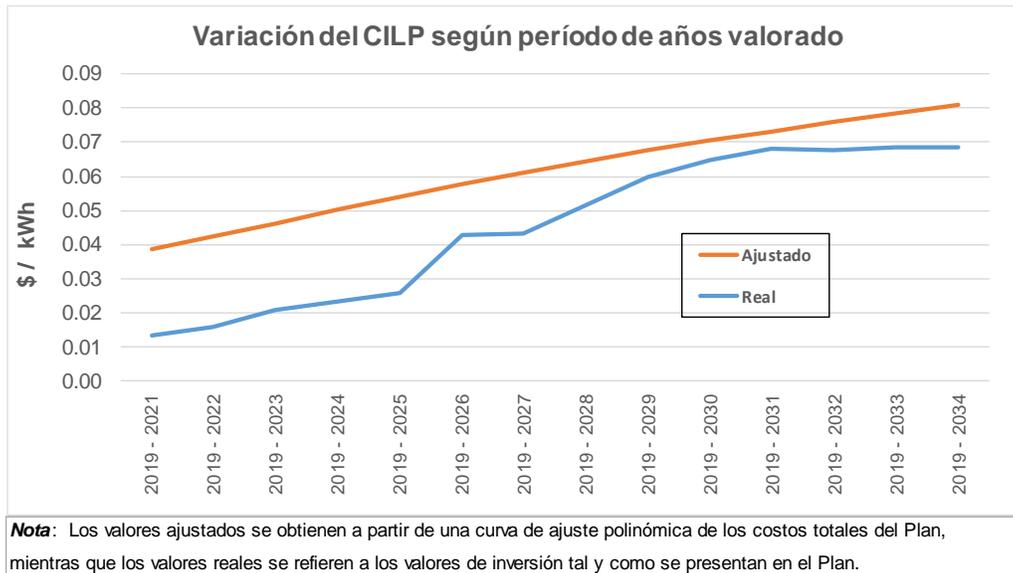


Figura 14.9 Variación del CILP según el período considerado

14.5.3 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 14.6.

Tabla 14.6 Definición de los períodos horario-estacionales

ESTRUCTURA ESTACIONAL SEMANAL			
Temporada Alta :	Ene-May		
Temporada Baja :	Jun-Dic		
ESTRUCTURA HORARIA			
	Punta	Media Punta	Fuera Punta
Día Hábil	10:00-12:30 17:30-20:00	06:00-10:00 12:30-17:30	20:00-06:00
Fin de Semana	0	06:00-20:00	20:00-06:00
Horas x Día			
Día Hábil	5	9	10
Fin de Semana	0	14	10
Horas x Sem	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 2019-2034 y se muestran en la Tabla 14.7. Según la teoría económica, la remuneración por energía que 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 14.7 Costos marginales de demanda

COSTO MARGINAL DE DEMANDA				
2017\$ / MWh				
Periodo	Punta	Media Punta	Fuera Punta	Promedio Ponderado
	Esc 1 y 2	Esc 3	Esc 4 y 5	
Estación Alta (Ene-May)	115.4	109.7	98.6	105.9
Estación Baja (Jun-Dic)	11.8	7.7	7.6	8.2
Promedio Anual Ponderado	55.0	50.2	45.5	48.9

Cuando la instalación de un sistema requiere 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 14.8, de 132.5 USD\$/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 14.8, 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 56.9 USD\$/kW-año, que corresponde 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 14.8 Cálculo del costo marginal de potencia

COSTO MARGINAL DE POTENCIA		
DATOS DESCRIPTIVOS		
Máquina marginal	Unidad	Turbina Gas Industrial
Pot. Efectiva / unidad	MW	50.4
Factor de Planta Típico	%	0.2
Combustible		Diesel
Densidad (kg/lt)		0.832
Eficiencia Térmica	%	0.295
Poder calórico	kJ/litro	36,462
Plant Heat Reat	kJ/kWh	12,195
Consumo Específico	kWh/litro	2.99
Costo OyM variable	\$/MWh	3
DATOS DE CALCULO		
Costos Fijos de O&M		
Costo Fijo O&M	\$/kW-año	21.90
Costos Fijos de Capital		
Costo Construcción (sin IDC)	\$/kW	1024
Vida Util	años	20
Período de Construcción	meses	17
Tasa de descuento	%	12%
Factor Recuperación Capital		0.1337
Factor Capitalización-IDC		1.0837
Costo Fijo Anual	\$/kW-año	148.6
Costo Fijo Total	\$/kW-año	170.5
Disponibilidad		90%
Costo Fijo Total con disponibilidad	\$/kW-año	189.4
Ingreso por generación	\$/kW-año	56.9
COSTO MARGINAL DE POTENCIA	\$/kW-año	132.49

(Esta página intencionalmente en blanco)

15 BIBLIOGRAFIA

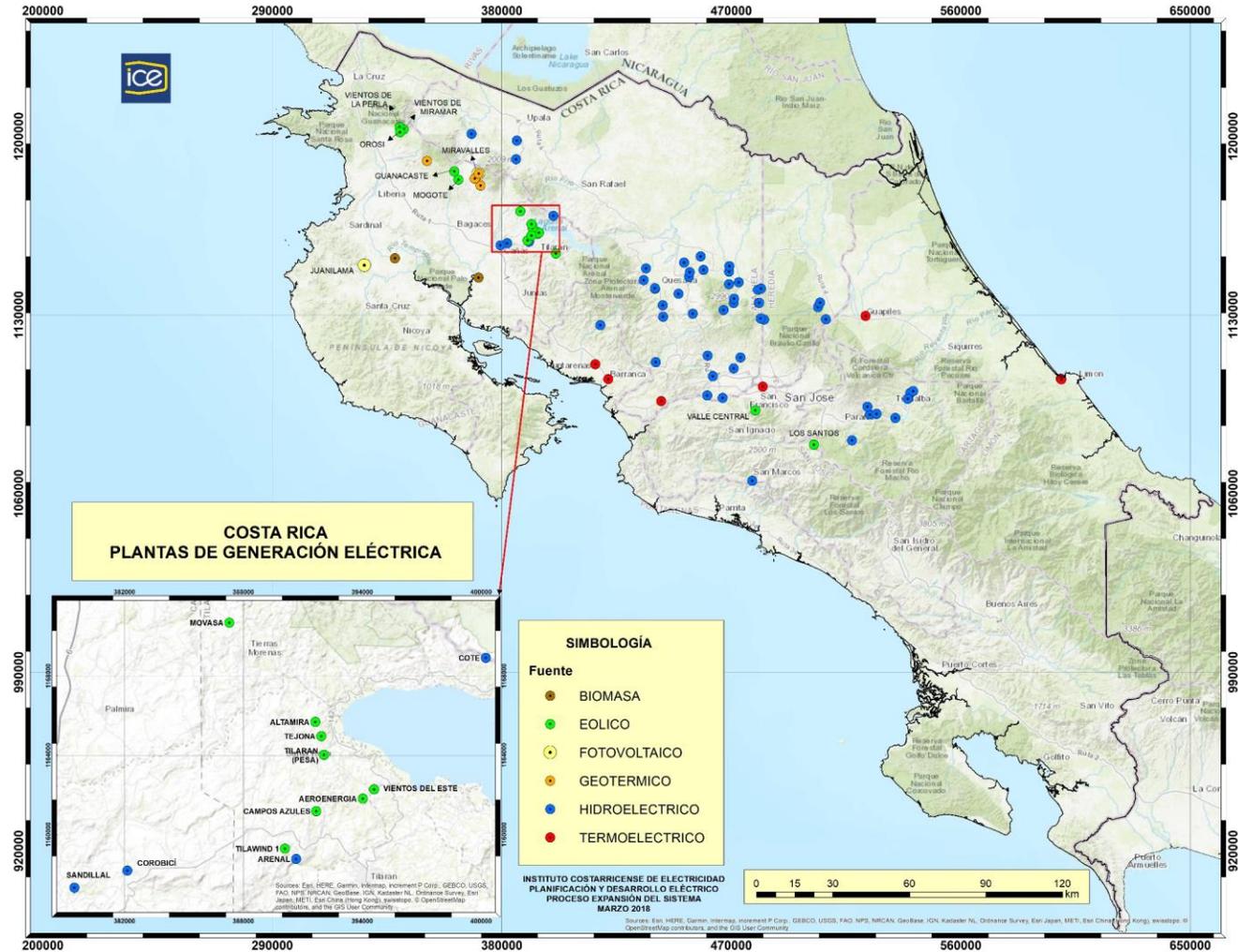
1. COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA- CEPALSTAT: Bases de datos estadísticas e Indicadores de América Latina y el Caribe. Estadisticas.cepal.org/.
2. COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA. Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2016. Manuel Eugenio Rojas Navarrete.
3. DEPARTMENT OF ENERGY US GOVERNMENT. Annual Energy Outlook 2018, Energy Information Administration, DOE, Short Term Energy Outlook 2018. Reference case projections tables.
4. DEPARTMENT OF ENERGY US GOVERNMENT. Annual Energy Outlook 2018, Energy Information Administration, DOE, AEO 2018_Reference case projections tables.
5. INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD. Centro Nacional de Control de Energía CENCE, ICE. Informe Anual 2018. Generación y Demanda.
6. INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD, Energía eólica en Costa Rica: potencial, plantas instaladas, restricciones y red de medición. Planificación y Desarrollo Eléctrico. Foro Iberoamericano, Energías No Convencionales, 17 y 18 de Setiembre 2015, San José, Costa Rica.
7. INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD, Plan de Expansión de la Transmisión 2017-2027. Proceso de Transmisión de la Red. Negocio de Transmisión. Noviembre 2017.
8. INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD, Proyección de precios de combustibles 2018-2040. Planificación y Desarrollo Eléctrico. Mayo 2018.
9. INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD. Determinación del potencial de energía solar para generación eléctrica en Costa Rica. Planificación y Desarrollo Eléctrico, 2014.
10. INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD. División Finanzas Corporativas. Informes mensuales de Ventas de Energía Eléctrica por Empresa Distribuidora y Sector de Consumo. 2017
11. INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD. Inventario de gases de efecto invernadero del Sistema Eléctrico Nacional. Etapa de generación. Planificación y Desarrollo Eléctrico. 2017.
12. INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD. Plan Estratégico para la Promoción y Desarrollo de Fuentes Renovables No convencionales 2016-2035, PDE, 2015.

-
13. INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD. Planificación y Desarrollo Eléctrico. Índice de Cobertura Eléctrica. Agosto 2017.
 14. INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD. Proyecciones de la demanda eléctrica de Costa Rica 2018-2040. Planificación y Desarrollo Eléctrico, Setiembre 2018.
 15. INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD. Revisión del Potencial de Recursos Energéticos de Costa Rica. Informe Preliminar. Planificación y Desarrollo Eléctrico, marzo 2017.
 16. MINISTERIO DE AMBIENTE y ENERGIA (MINAE). Resumen “Acciones de Mitigación Nacionalmente Apropriadas Energía Biomasa Dirección Cambio Climático (DCC), MAG, ICE, MIDEPLAN. 2016.
 17. MINISTERIO DE AMBIENTE y ENERGIA (MINAE). Balances Energéticos Nacionales de Costa Rica 2005-2017. Dirección Sectorial de Energía. Secretaría Ejecutiva de Planificación del Subsector Energía. (SEPSE/DSE).
 18. MINISTERIO DE AMBIENTE Y ENERGIA. VII Plan Nacional de Energía 2015-2030. Dirección Sectorial de Energía (DSE).
 19. MINISTERIO DE PLANIFICACION NACIONAL Y POLITICA ECONOMICA (MIDEPLAN). Plan Nacional de Desarrollo 2015-2018 “Alberto Cañas Escalante”. 2014.
 20. Refinadora Costarricense de Petróleo RECOPE (2018): Precios históricos. Precios de venta en planteles. 2017

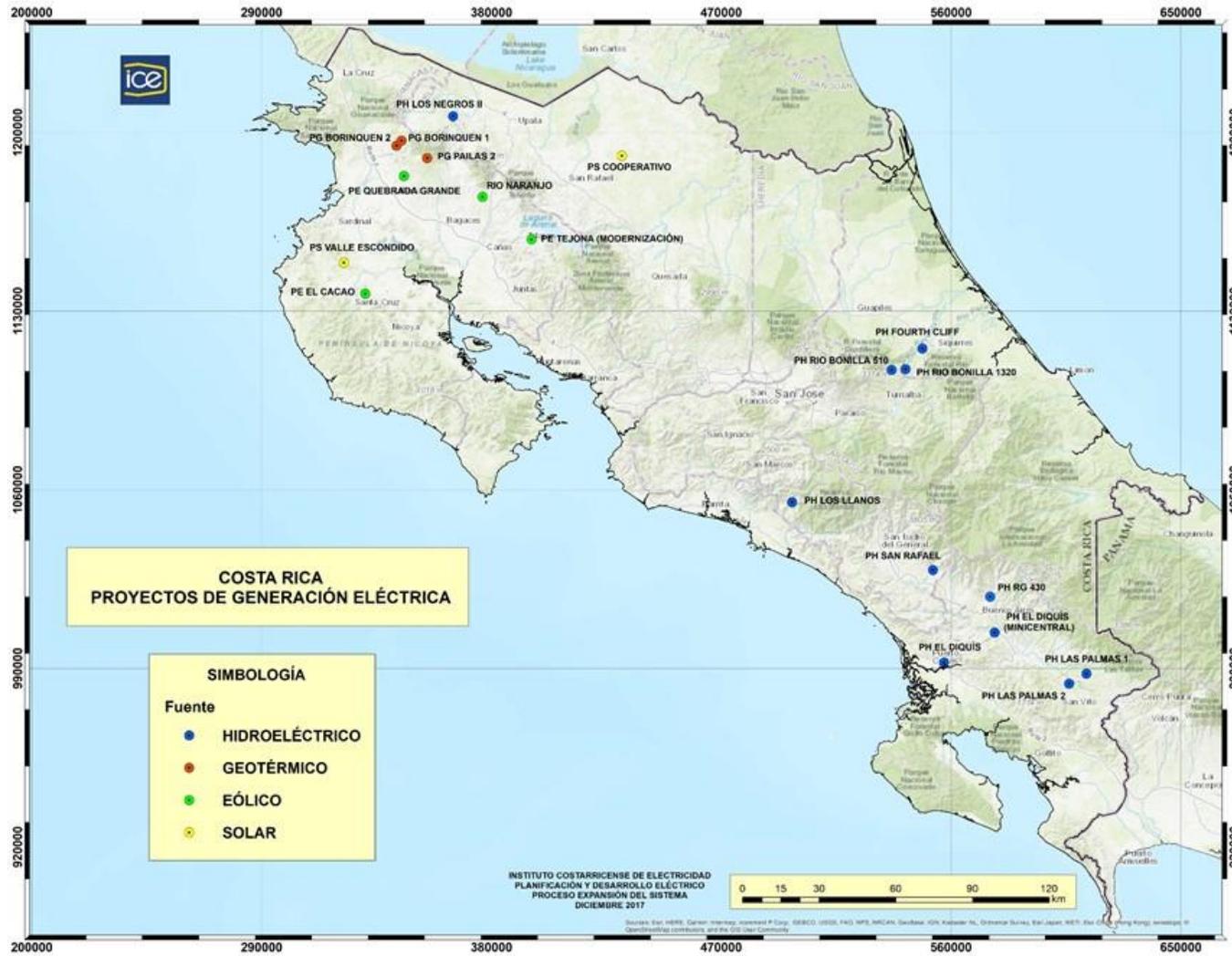
16 ANEXOS

(Esta página intencionalmente en blanco)

ANEXO A1 – PLANTAS Y PROYECTOS DE GENERACION



Anexo A1 – Figura 1 Plantas existentes



Anexo A1 - Figura 2 Proyectos candidatos

ANEXO 2

CORRESPONDENCIA ENTRE PLANTAS HIDROELECTRICAS E INFORMACION HIDROLOGICA

INFORMACION HIDROLOGICA DE LAS PLANTAS Y PROYECTOS			
Plantas o Grupos en Operación		Proyectos o Grupos Futuros	
Nombre	Estación Hidrológica	Nombre	Estación Hidrológica
CR_ANGOSTURA	Angostura	CR_DIQUIS	Diquis
CR_ARENAL	Arenal	CR_RC-500	RC-500
CR_AZarcas	HidroZarcas	CR_SAVEGRE	Savegre
CR_Balsa Inf	Turb. y Vert. D.Gutiérrez	CR_Pacuare	Pacuare Aprox
CR_Bijagua	Canalete	CR_Mini Diqui	MiniDiquis
CR_BOT Chuca	Chucas	CR_Brujo1	Brujo1-Aprox
CR_BOT Torit	Turbinado Angostura	CR_Brujo2	Brujo2Aprox
CR_BOT_GENER	General	CR_Ayil	Ayil
CR_BOT_JOYA	Turbinado Cachi	CR_ToroAmari	General
CR_Cachi_Amp	Cachí	CR_BOT Joya2	Turb. y Vert. BOT_JOYA
CR_Canalete	Canalete	CR_HidProyD1	General
CR_CARIBLANC	Cariblanco	CR_HidProyD2	General
CR_CHOCOSUEL	Chocosuela	CR_HidProyD3	General
CR_CNFL DGut	D.Gutierrez	CR_HidProyD4	Los Negros
CR_CNFL-Viri	Ventanas G.	CR_HidProyD5	Los Negros
CR_COROBICI	CM-Arenal	CR_HidProyD6	Los Negros
CR_Cote	Cote	CR_HidProyG1	D.Gutierrez
CR_Cubuquiqui	General	CR_HidProyG2	D.Gutierrez
CR_EI Encant	El Encanto	CR_HidProyG3	D.Gutierrez
CR_EsperaCpl	Pocosol	CR_HidProyG4	D.Gutierrez
CR_ESPH Exis	Ventanas G.	CR_HidProyG5	Pocosol
CR_Gar Ficti	Garita	CR_HidProyG6	Pocosol
CR_GEP1	Platanar	CR_HidProyG7	Pocosol
CR_GEP2	Volcan	CR_HidProyG8	Pocosol
CR_GEP3	Lajas	CR_Esperanza	Angostura
CR_GEP5DJul)	D. Julia	CR_MteVerde	Brujo1-Aprox
CR_JASEC	Cachí	CR_Consuelo	Brujo1-Aprox
CR_LA GARITA	Garita	CR_RBoni1320	Lajas
CR_MENS ICE	Ventanas G.	CR_RBoni1510	Lajas
CR_Mini Reve	Mini Reventazon	CR_SanRafael	Brujo1-Aprox
CR_NegroESPH	Los Negros	CR_Negros II	Los Negros
CR_P. BLANCA	P. Blancas	CR_FourthCli	Turbinado Reventazón
CR_PIRRIS	Pirris	CR_LosLlanos	Los Llanos
CR_Pocosol	Pocosol	CR_TBG	Cero
CR_REVENTAZÓ	Reventazon	CR_TBB	Cero
CR_RMacFicti	R.Macho	CR_Palmas1	Las Palmas1
CR_RMac-New	R.Macho	CR_Palmas2	Las Palmas2
CR_S Lorenzo	Pocosol	CR_RG430	RG430
CR_SANDILLAL	Turbinado Corobici	CR_MiniPalm2	MiniPalmas2
CR_Tacares	Ventanas G.	CR_MiniSaveg	MiniSavegre
CR_TORO 1	Toro 1		
CR_TORO 2	Toro 2		
CR_TORO 3	Toro 3		
CR_V. GARITA	Ventanas G.		

NOTAS :

- 1) Algunas plantas no tienen asociada estación hidrológica porque el agua que reciben proviene directamente del turbinado y/o vertido de la planta aguas arriba
- 2) Las plantas Garita y R.Macho Ficticias se usan sólo para modelar el recorte de caudal a la capacidad de la toma.
- 3) El Proyecto TBG/TBB (turbo-bombeo) no se asocia a ninguna estación hidrológica porque tomaría el agua del embalse Arenal

(Esta página intencionalmente en blanco)

ANEXO 3

RETIRO DE LAS PLANTAS TERMICAS BARRANCA Y SAN ANTONIO

El sistema de generación de Costa Rica, compuesto en su mayor parte por fuentes renovables variables, requiere de respaldos para garantizar la confiabilidad del mismo. Estos respaldos se brindan de manera económica y eficiente con plantas hidroeléctricas con embalse con capacidad de regulación y con plantas termoeléctricas.

Las plantas térmicas Barranca y San Antonio forman parte de la capacidad de respaldo que tiene el país para compensar la variabilidad de las fuentes renovables.

El parque térmico instalado en el país tiene una capacidad de 491 MW. La planta Barranca y San Antonio son los centros de generación más antiguos del país y están dotados con tecnología de turbinas a gas con combustible diésel.

El centro de generación San Antonio, con una potencia de placa de 37 MW, se ubica en la provincia y cantón de San José. Inició operaciones en el año 1973 y lleva 45 años de servicio, sobrepasando por mucho la vida útil de los equipos.

El centro de generación Barranca, con una potencia de placa de 36 MW, se ubica en la provincia y cantón de Puntarenas, distrito Barranca. Entró en operación en el año 1974 y lleva 44 años en operación.

La obsolescencia tecnológica de estas plantas se manifiesta en el bajo rendimiento de las mismas: 2.4 kWh/litro para Barranca y 2.52 kWh/litro para San Antonio. Esto provoca que el costo variable de estas plantas, sin considerar el rubro de combustibles, sea por mucho más alto que el resto de centros de generación, como se aprecia en la gráfica siguiente.

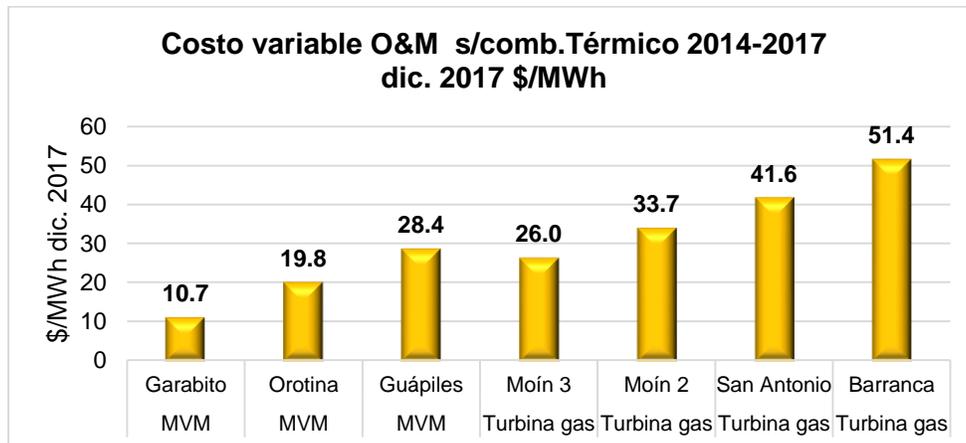


Gráfico A3-1- Escala de mérito

Debido al bajo crecimiento de la demanda, a la capacidad de respaldo que brinda el PH Reventazón y la ubicación de las plantas en los últimos puestos en el orden de mérito de despacho, el requerimiento de generación de electricidad para San Antonio y Barranca de fue casi nulo en los últimos años. Estos elementos fueron considerados por el ICE para recomendar el retiro de las plantas.

En la gráfica adjunta se observa el comportamiento de los aportes en generación de electricidad, donde se hace evidente la repercusión de los factores mencionados.

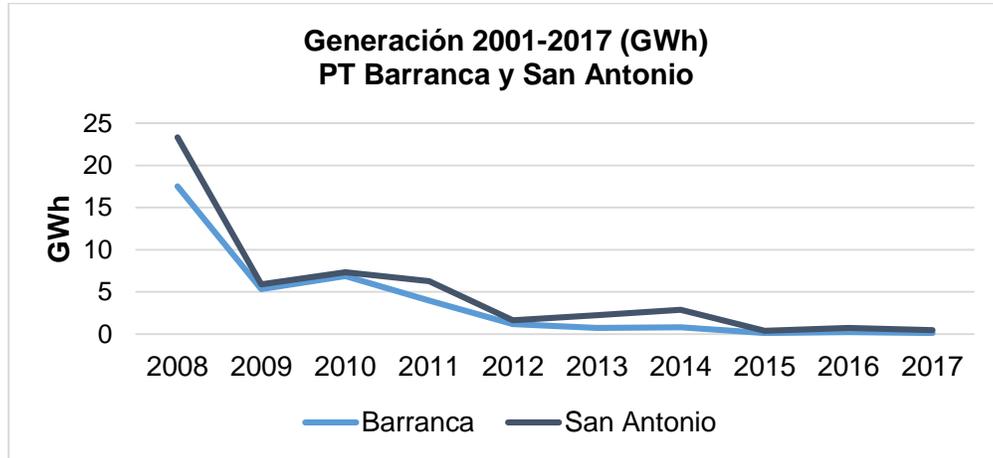


Grafico A3-2. Generación histórica 2008-2017

Con base en los elementos expuestos, el ICE dispone el retiro permanente de las plantas térmicas Barranca y San Antonio del Sistema Eléctrico Nacional.

ANEXO 4

PROGRAMA DE PROYECTOS DE LOS PLANES DE EXPANSION DE LAS DIFERENTES ESTRATEGIAS

Escenario de Demanda: **MEDIA MAYO 2018**

Escenario de Combustibles: MEDIO MAYO 2018

Nivel de Precios: Diciembre 2017

PLAN DE EXPANSION				
ESTRATEGIA PH EL DIQUIS				
Año	Proyecto	Fuente	Potencia MW	Cap Instalada MW
Capacidad efectiva instalada a Dic 17:				3,530
2018	Río Naranjo-CoopeG	Eólic	9	3,539
	Tejona	Eólic	-3	3,536
	Los Negros II (ESPH)	Hidro	28	3,564
	PS Cooperativo-Cplca	Solar	6	3,570
2019	Barranca	Térm	-36	3,534
	El Cacao-CoopeG	Eólic	21	3,556
	Pailas 2	Geot	55	3,611
	San Antonio Gas	Térm	-37	3,574
	Valle Escondido	Solar	5	3,579
2020	Tejona	Eólic	-7	3,572
2021	Río Bonilla 1320	Hidro	6	3,577
	Río Bonilla 510	Hidro	6	3,584
	San Rafael	Hidro	7	3,591
2022				3,591
2023				3,591
2024	Tejona	Eólic	-10	3,581
2025				3,581
2026	Borinquen 1	Geot	55	3,636
2027				3,636
2028	Miravalles1	Geot	-42	3,593
2029	Eólico Miravalles1-Modern	Eólic	70	3,663
		Geot	35	3,698
2030	Diqúis	Hidro	623	4,321
	Miravalles2	Geot	-42	4,279
	Diqúis Minicentral	Hidro	23	4,302
2031	Miravalles2-Modern	Geot	35	4,337
2032				4,337
2033				4,337
2034				4,337

PLAN DE EXPANSION				
ESTRATEGIA DESARROLLO GEOTERMICO				
Año	Proyecto	Fuente	Potencia MW	Cap Instalada MW
Capacidad efectiva instalada a Dic 17:				3,530
2018	Río Naranjo-CoopeG	Eólic	9	3,539
	Tejona	Eólic	-3	3,536
	Los Negros II (ESPH)	Hidro	28	3,564
	PS Cooperativo-Cplca	Solar	6	3,570
2019	Barranca	Térm	-36	3,534
	El Cacao-CoopeG	Eólic	21	3,556
	Pailas 2	Geot	55	3,611
	San Antonio Gas	Térm	-37	3,574
	Valle Escondido	Solar	5	3,579
2020	Tejona	Eólic	-7	3,572
2021	Río Bonilla 1320	Hidro	6	3,577
	Río Bonilla 510	Hidro	6	3,584
	San Rafael	Hidro	7	3,591
2022				3,591
2023				3,591
2024	Tejona	Eólic	-10	3,581
2025				3,581
2026	Borinquen 1	Geot	55	3,636
2027				3,636
2028	Eólico Tejona Modernización	Eólic	50	3,686
	Miravalles1	Eólic	20	3,706
		Geot	-42	3,663
2029	Eólico Miravalles1-Modern	Eólic	110	3,773
		Geot	35	3,808
		Solar	20	3,828
2030	Borinquen 2	Geot	55	3,883
	Miravalles2	Geot	-42	3,841
2031	Miravalles2-Modern	Geot	35	3,876
	Hidro	Hidro	50	3,926
2032				3,926
2033	Eólico	Eólic	50	3,976
2034	Eólico	Eólic	120	4,096
	Hidro	Hidro	50	4,146

PLAN DE EXPANSION				
ESTRATEGIA MIXTO RENOVABLES				
Año	Proyecto	Fuente	Potencia MW	Cap Instalada MW
Capacidad efectiva instalada a Dic 17:				3,530
2018	Tejona	Eólic	-3	3,527
	Los Negros II (ESPH)	Hidro	28	3,555
	PS Cooperativo-Cplca	Solar	6	3,561
	Río Naranjo-CoopeG	Eólic	9	3,570
2019	Barranca	Térm	-36	3,534
	El Cacao-CoopeG	Eólic	21	3,556
	San Antonio Gas	Térm	-37	3,519
	Valle Escondido	Solar	5	3,524
	Pailas 2	Geot	55	3,579
2020	Tejona	Eólic	-7	3,572
2021	San Rafael	Hidro	7	3,579
	Río Bonilla 1320	Hidro	6	3,584
	Río Bonilla 510	Hidro	6	3,591
2022				3,591
2023				3,591
2024	Tejona	Eólic	-10	3,581
2025				3,581
2026	Borinquen 1	Geot	55	3,636
2027				3,636
2028	Eólico Miravalles1	Eólic	50	3,686
		Geot	-42	3,643
		Solar	50	3,693
2029	Eólico Miravalles1-Modern	Eólic	50	3,743
		Geot	35	3,778
		Solar	100	3,878
2030	Borinquen 2	Geot	55	3,933
	Miravalles2	Geot	-42	3,891
2031	Miravalles2-Modern	Geot	35	3,926
2032				3,926
2033	Eólico	Eólic	50	3,976
2034	Eólico	Eólic	100	4,076

Escenario de Demanda: **MEDIA MAYO 2018**

Escenario de Combustibles: MEDIO MAYO 2018

Nivel de Precios: Diciembre 2017

PLAN DE EXPANSION				
ESTRATEGIA LIBRE SIN TERMICO				
Año	Proyecto	Fuente	Potencia MW	Cap Instalada MW
Capacidad efectiva instalada a Dic 17:				3,530
2018	Río Naranjo-CoopeG	Eólic	9	3,539
	Tejona	Eólic	-3	3,536
	Los Negros II (ESPH)	Hidro	28	3,564
	PS Cooperativo-Cplca	Solar	6	3,570
2019	Barranca	Térm	-36	3,534
	El Cacao-CoopeG	Eólic	21	3,556
	Pailas 2	Geot	55	3,611
	San Antonio Gas	Térm	-37	3,574
	Valle Escondido	Solar	5	3,579
2020	Tejona	Eólic	-7	3,572
2021	Río Bonilla 1320	Hidro	6	3,577
	Río Bonilla 510	Hidro	6	3,584
	San Rafael	Hidro	7	3,591
2022				3,591
2023				3,591
2024	Tejona	Eólic	-10	3,581
2025				3,581
2026	Borinquen 1	Geot	55	3,636
2027				3,636
2028	Miravalles1	Geot	50	3,686
	Eólico	Eólic	-42	3,643
2029	Eólico	Eólic	70	3,713
	Miravalles1-Modern	Geot	35	3,748
	Solar	Solar	90	3,838
2030	Miravalles2	Geot	140	3,978
	Hidro	Hidro	20	3,998
	Tejona Modernización	Eólic	-42	3,956
	Eólico	Eólic	50	4,006
2031	Miravalles2-Modern	Geot	35	4,041
2032				4,041
2033	Eólico	Eólic	40	4,081
2034	Eólico	Eólic	40	4,121
	Solar	Solar	60	4,181

PLAN DE EXPANSION				
ESTRATEGIA LIBRE CON TERMICO				
Año	Proyecto	Fuente	Potencia MW	Cap Instalada MW
Capacidad efectiva instalada a Dic 17:				3,530
2018	Río Naranjo-CoopeG	Eólic	9	3,539
	Tejona	Eólic	-3	3,536
	Los Negros II (ESPH)	Hidro	28	3,564
	PS Cooperativo-Cplca	Solar	6	3,570
2019	Barranca	Térm	-36	3,534
	El Cacao-CoopeG	Eólic	21	3,556
	Pailas 2	Geot	55	3,611
	San Antonio Gas	Térm	-37	3,574
	Valle Escondido	Solar	5	3,579
2020	Tejona	Eólic	-7	3,572
2021	Río Bonilla 1320	Hidro	6	3,577
	Río Bonilla 510	Hidro	6	3,584
	San Rafael	Hidro	7	3,591
2022				3,591
2023				3,591
2024	Tejona	Eólic	-10	3,581
2025				3,581
2026	Borinquen 1	Geot	55	3,636
2027				3,636
2028	Miravalles1	Geot	-42	3,593
	MMV Proy 1	Térm	100	3,693
2029	Tejona Modernización	Eólic	20	3,713
	Miravalles1-Modern	Geot	35	3,748
2030	Miravalles2	Geot	-42	3,706
	Hidro	Hidro	50	3,756
2031	Miravalles2-Modern	Geot	50	3,806
	Eólico	Eólic	35	3,841
2032	Eólico Proy D1	Eólic	100	3,941
2033				3,941
2034	MMV Proy 2	Térm	100	4,041

Escenario de Demanda: **ALTA MAYO 2018**

Escenario de Combustibles: MEDIO MAYO 2018

Nivel de Precios: Diciembre 2017

PLAN DE EXPANSION				
ESTRATEGIA PH EL DIQUIS				
Año	Proyecto	Fuente	Potencia MW	Cap Instalada MW
Capacidad efectiva instalada a Dic 17:				3,530
2018	Río Naranjo-CoopeG	Eólic	9	3,539
	Tejona	Eólic	-3	3,536
	Los Negros II (ESPH)	Hidro	28	3,564
	PS Cooperativo-Cplca	Solar	6	3,570
2019	Barranca	Térm	-36	3,534
	El Cacao-CoopeG	Eólic	21	3,556
	Pailas 2	Geot	55	3,611
	San Antonio Gas	Térm	-37	3,574
	Valle Escondido	Solar	5	3,579
2020	Tejona	Eólic	-7	3,572
2021	Río Bonilla 1320	Hidro	6	3,577
	Río Bonilla 510	Hidro	6	3,584
	San Rafael	Hidro	7	3,591
2022				3,591
2023				3,591
2024	Tejona	Eólic	-10	3,581
2025				3,581
2026	Borinquen 1	Geot	55	3,636
2027	Eólico	Eólic	70	3706
	Tejona Modernización	Eólic	20	3726
	Hidro	Hidro	50	3776
	Solar	Solar	100	3876
2028	Borinquen 2	Geot	55	3931
	Miravalles1	Geot	-42	3888
2029	Miravalles1-Modern	Geot	35	3923
	Solar	Solar	70	3993
2030	Diquis	Hidro	623	4616
	Miravalles2	Geot	-42	4574
	Diquis Minicentral	Hidro	23	4597
2031	Miravalles2-Modern	Geot	35	4632
2032				4632
2033				4632
2034				4632

PLAN DE EXPANSION				
ESTRATEGIA DESARROLLO GEOTERMICO				
Año	Proyecto	Fuente	Potencia MW	Cap Instalada MW
Capacidad efectiva instalada a Dic 17:				3,530
2018	Río Naranjo-CoopeG	Eólic	9	3,539
	Tejona	Eólic	-3	3,536
	Los Negros II (ESPH)	Hidro	28	3,564
	PS Cooperativo-Cplca	Solar	6	3,570
2019	Barranca	Térm	-36	3,534
	El Cacao-CoopeG	Eólic	21	3,556
	Pailas 2	Geot	55	3,611
	San Antonio Gas	Térm	-37	3,574
	Valle Escondido	Solar	5	3,579
2020	Tejona	Eólic	-7	3,572
2021	Río Bonilla 1320	Hidro	6	3,577
	Río Bonilla 510	Hidro	6	3,584
	San Rafael	Hidro	7	3,591
2022				3,591
2023				3,591
2024	Tejona	Eólic	-10	3,581
2025				3,581
2026	Borinquen 1	Geot	55	3,636
2027	Eólico	Eólic	140	3776
	Tejona Modernización	Eólic	20	3796
	Solar	Solar	90	3886
2028	Fourth Cliff	Hidro	61	3946
	Miravalles1	Geot	-42	3904
2029	Miravalles1-Modern	Geot	35	3939
	Solar	Solar	20	3959
	Eólico	Eólic	290	4249
2030	Borinquen 2	Geot	55	4304
	Miravalles2	Geot	-42	4261
2031	Miravalles2-Modern	Geot	35	4296
2032				4296
2033				4296
2034	Hidro	Hidro	200	4496

PLAN DE EXPANSION				
ESTRATEGIA LIBRE SIN TERMICO				
Año	Proyecto	Fuente	Potencia MW	Cap Instalada MW
Capacidad efectiva instalada a Dic 17:				3,530
2018	Río Naranjo-CoopeG	Eólic	9	3,539
	Tejona	Eólic	-3	3,536
	Los Negros II (ESPH)	Hidro	28	3,564
	PS Cooperativo-Cplca	Solar	6	3,570
2019	Barranca	Térm	-36	3,534
	El Cacao-CoopeG	Eólic	21	3,556
	Pailas 2	Geot	55	3,611
	San Antonio Gas	Térm	-37	3,574
	Valle Escondido	Solar	5	3,579
2020	Tejona	Eólic	-7	3,572
2021	Río Bonilla 1320	Hidro	6	3,577
	Río Bonilla 510	Hidro	6	3,584
	San Rafael	Hidro	7	3,591
2022				3,591
2023				3,591
2024	Tejona	Eólic	-10	3,581
2025				3,581
2026	Borinquen 1	Geot	55	3,636
	Eólico	Eólic	50	3,686
	Tejona Modernización	Eólic	20	3,706
2027	Eólico	Eólic	90	3,796
	Solar	Solar	90	3,886
2028	Fourth Cliff	Hidro	61	3,946
	Miravalles1	Geot	-42	3,904
2029	Miravalles1-Modern	Geot	35	3,939
	Solar	Solar	50	3,989
	Eólico	Eólic	240	4,229
2030	Miravalles2	Geot	-42	4,186
2031	Miravalles2-Modern	Geot	35	4,221
	Hidro	Hidro	50	4,271
2032	Hidro	Hidro	50	4,321
2033	Eólico	Eólic	120	4,441
2034	Eólico	Eólic	40	4,481

(Esta página intencionalmente en blanco)

ANEXO 5
GENERACIONES POR PLANTA

Anexo 5- Tabla 2
Plan de Expansión Recomendado
Generación Anual de Plantas Térmicas (GWh). Período 2019-2034

(Plan CUI = 21-83-69)

Nombre	Potencia Efectiva (MW)	Factor Planta (%)	Mínimo	Promedio	Máximo	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
BUNKER																					
Garabito	195	15%	44	225	355	82	44	69	100	161	216	251	236	274	331	267	279	295	317	355	316
Guápiles	14	10%	1	9	15	3	1	2	2	5	8	10	8	11	15	13	13	14	15	15	14
Orotina	9	11%	1	7	12	2	1	1	2	4	6	8	7	9	11	9	10	10	11	12	11
Totales			46	241	382	86	46	72	105	170	230	269	251	294	357	289	301	320	343	382	341
DIESEL																					
Moín2a	65	4%	0	11	29	1	0	0	1	1	4	10	6	11	23	14	15	12	25	29	23
Moín 2b	65	4%	0	11	29	2	0	0	1	1	4	9	7	12	25	14	14	13	27	29	24
Moín 3	70	5%	3	28	58	6	3	3	6	11	17	26	22	31	52	33	37	39	52	58	50
Totales			3	50	115	9	3	4	8	13	26	46	36	54	100	61	66	64	104	115	96

Anexo 5- Tabla 3

GENERACION ANUAL DE PLANTAS Y PROYECTOS EOLICOS																						
Planta o proyecto	Estado	Potencia (MW)	Factor Planta (%)	Mínimo	Promedio	Máximo	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CR_E_AEROENE	Planta	6	45%	25	25	26	25	25	25	25	25	26	25	25	25	25	25	26	26	26	26	25
CR_E_Altamir	Planta	20	45%	78	80	81	80	79	79	79	79	80	79	80	80	78	79	81	78	81	80	80
CR_E_CAzules	Planta	20	45%	77	79	81	80	78	78	77	79	80	79	79	78	78	79	81	80	80	80	79
CR_E_Chiripa	Planta	50	45%	193	198	201	199	196	195	193	196	200	199	198	195	194	197	201	201	199	199	197
CR_E_Guanaca	Planta	50	48%	206	211	215	213	208	209	210	211	212	210	212	211	206	210	215	209	215	213	213
CR_E_LSantos	Planta	13	34%	36	37	38	37	37	37	36	37	37	37	37	37	36	37	38	37	37	37	37
CR_E_Mogote	Planta	20	48%	83	84	86	85	83	84	84	84	85	84	85	85	83	84	86	84	86	85	85
CR_E_MOVASA	Planta	20	40%	69	70	72	71	69	70	70	70	71	70	71	71	69	70	72	69	71	71	71
CR_E_Orosi	Planta	50	48%	206	211	215	213	208	209	210	211	212	210	212	211	206	210	215	209	215	213	213
CR_E_PESA	Planta	20	45%	78	79	80	80	78	78	78	78	79	78	79	79	78	78	80	78	80	79	79
CR_E_Tejona	Planta	20	20%	31	35	54	54	31	31	31	31											
CR_E_Tilawin	Planta	20	45%	77	79	81	80	78	78	77	79	80	79	79	78	78	79	81	80	80	80	79
CR_E_V. Este	Planta	9	45%	35	36	36	36	35	35	35	35	36	36	36	35	35	36	36	36	36	36	36
CR_E_VCentra	Planta	15	24%	30	31	32	31	31	31	31	31	31	31	31	31	30	32	32	31	32	32	32
CR_E_VMirama	Planta	20	48%	83	84	86	85	83	84	84	84	85	84	85	85	83	84	86	84	86	85	85
CR_E_VPerla	Planta	20	48%	83	84	86	85	83	84	84	84	85	84	85	85	83	84	86	84	86	85	85
CR_E_EiCacao	Proyecto	21	31%	56	57	58	57	56	56	56	57	57	57	57	56	56	57	58	58	57	57	57
CR_E_Proj 1	Proyecto	50	49%	213	213	213																213
CR_E_Proj D1	Proyecto	50	48%	206	212	215										206	210	215	209	215	213	213
CR_E_Proj D2	Proyecto	50	48%	209	212	215											210	215	209	215	213	213
CR_E_Proj D3	Proyecto	50	49%	213	213	213																213
CR_E_Proj G1	Proyecto	50	49%	213	213	213																213
CR_E_RioNara	Proyecto	9	51%	39	40	41	40	39	40	40	40	40	40	40	40	39	40	41	40	41	40	40
Totales							1,550	1,499	1,504	1,502	1,512	1,496	1,483	1,490	1,480	1,662	1,901	1,941	1,903	1,936	2,135	2,556

Anexo 5- Tabla 4

Plan de Expansión Recomendado
Generación Anual de Plantas Geotérmicas, Eólicas y Biomásicas (GWh). Período 2019-2034

(Plan CUI = 21-83-69)

GENERACION ANUAL DE PLANTAS Y PROYECTOS GEOTERMICOS																						
Planta o proyecto	Estado	Potencia (MW)	Factor Planta (%)	Mínimo	Promedio	Máximo	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Boca de Pozo	Planta	5	74%	27	33	36	27	27	28	29	33	32	34	33	34	35	35	34	35	35	36	35
Miravalles 1	Planta	42	70%	223	261	293	223	224	233	244	285	270	288	288	293							
Miravalles 2	Planta	42	72%	230	268	295	230	233	234	244	282	273	286	287	291	295	293					
Miravalles 3	Planta	27	76%	148	180	196	149	148	155	162	182	177	187	185	189	191	190	190	191	195	196	191
Miravalles 5	Planta	6	69%	29	36	40	29	29	30	32	37	35	38	37	38	39	39	38	38	39	40	39
Pailas	Planta	35	96%	293	294	294	293	293	293	293	294	294	293	294	294	294	294	294	294	294	294	294
Borinquen 1	Proyecto	55	82%	382	394	408								382	389	393	388	392	393	401	408	400
Borinquen 2	Proyecto	55	85%	406	412	417												406	408	414	413	417
Miravalles 1-New	Proyecto	35	82%	248	252	258											248	250	249	255	258	253
Miravalles 2-New	Proyecto	35	86%	260	263	264													260	263	264	263
Pailas 2	Proyecto	55	89%	363	429	434	363	433	433	433	434	434	433	434	433	434	434	434	434	434	434	434
Totales							1,314	1,387	1,406	1,437	1,546	1,515	1,559	1,939	1,961	1,681	1,921	2,038	2,302	2,329	2,343	2,324

Nota: para las plantas se muestra la Potencia Efectiva y para los proyectos la Potencia de Diseño
 Miravalles- NeW muestra el proyecto después de la modernización. La planta disminuye su potencia

Anexo 5- Tabla 5

GENERACION ANUAL DE BIOMASICAS																						
Planta o proyecto	Estado	Potencia (MW)	Factor Planta (%)	Mínimo	Promedio	Máximo	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Ingenios GP Existentes	Planta	37	25%	80	81	84	81	80	82	81	81	82	82	81	80	81	81	84	80	80	80	80
Totales							81	80	82	81	81	82	82	81	80	81	81	84	80	80	80	80

GENERACION ANUAL DE PLANTAS Y PROYECTOS SOLARES																						
Planta o proyecto	Estado	Potencia (MW)	Factor Planta (%)	Mínimo	Promedio	Máximo	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
CR_S_Juanila	Planta	4	18%	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
CR_S_Miraval	Planta	1	16%	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CR_S_PSCplca	Proyecto	6	18%	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
CR_S_VEscond	Proyecto	5	18%	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8
CR_Solar1_50	Proyecto	50	18%	78	79	80										79	78	79	79	80	80	79
CR_Solar2_50	Proyecto	50	18%	78	79	80											78	79	79	80	80	79
CR_Solar3_50	Proyecto	50	18%	78	79	80											78	79	79	80	80	79
Totales							26	105	261	264	263	265	265	263								

ANEXO 6

CONSUMO ESPERADO DE COMBUSTIBLES

CONSUMO ESPERADO DE COMBUSTIBLES																				
Planta	Combustible	Potencia MW	Rendimiento		Millones de litros															
			kWh/lit	lit/MWh	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Garabito	Bunker	194.7	4.4803	223.2	18.19	9.91	15.38	22.41	36.02	48.23	55.99	52.66	61.18	73.82	59.49	62.21	65.93	70.67	79.13	70.60
Guápiles	Bunker	13.6	4.0650	246.0	0.62	0.21	0.42	0.60	1.23	1.99	2.54	2.07	2.74	3.75	3.09	3.19	3.40	3.66	3.78	3.51
Orotina	Bunker	9.5	4.1841	239.0	0.45	0.17	0.31	0.49	0.97	1.50	1.90	1.66	2.04	2.66	2.25	2.28	2.46	2.64	2.85	2.52
Moín2a	Diesel	65.3	2.8818	347.0	0.34	0.09	0.01	0.22	0.39	1.48	3.62	2.24	3.96	7.95	4.93	5.21	4.32	8.73	9.92	7.93
Moín 2b	Diesel	65.3	2.8818	347.0	0.57	0.06	0.04	0.30	0.40	1.55	3.17	2.40	4.12	8.70	4.92	5.01	4.35	9.30	10.04	8.17
Moín 3	Diesel	70.0	2.9499	339.0	2.00	0.97	1.15	2.12	3.77	5.83	8.88	7.59	10.50	17.52	11.06	12.51	13.24	17.69	19.52	16.92
Totales :																				
Búnker					19.25	10.29	16.10	23.51	38.21	51.72	60.42	56.39	65.95	80.23	64.84	67.67	71.80	76.98	85.77	76.64
Diesel					2.91	1.13	1.20	2.64	4.56	8.85	15.67	12.23	18.58	34.17	20.91	22.74	21.91	35.71	39.48	33.02

ANEXO 7

COSTO VARIABLE DE OPERACION TERMICO

COSTO VARIABLE DE OPERACION																				
Planta	Fuente	Potencia MW	Rendimiento kWh/t	Variable sin combustible \$/MWh	(\$ / MWh)															
					2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Garabito	Bunker	194.7	4.4803	15.0	115	138	144	147	147	147	147	149	151	151	156	156	160	160	162	162
Guápiles	Bunker	13.6	4.0650	15.0	126	150	158	160	160	160	160	163	165	165	170	170	175	175	177	177
Orotina	Bunker	9.5	4.1841	15.0	123	146	154	156	156	156	156	158	161	161	166	166	170	170	173	173
Moín2a	Diesel	65.3	2.8818	3.0	197	235	253	260	263	267	267	267	267	270	274	277	281	284	288	291
Moín 2b	Diesel	65.3	2.8818	3.0	197	235	253	260	263	267	267	267	267	270	274	277	281	284	288	291
Moín 3	Diesel	70.0	2.9499	3.0	193	230	247	254	257	261	261	261	261	264	267	271	274	278	281	284

Nota: Generación Esperada corresponde al valor esperado de la simulación de las 53 series hidrológicas

Proyección del Precio del Combustible																	
Escenario Medio de Precios , sin Impuestos - Mayo 2018																	
Combustible	Unidad	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034
Bunker	\$ / litro	0.450	0.550	0.580	0.590	0.590	0.590	0.590	0.600	0.610	0.610	0.630	0.630	0.650	0.650	0.660	0.660
Diesel	\$ / litro	0.560	0.670	0.720	0.740	0.750	0.760	0.760	0.760	0.760	0.770	0.780	0.790	0.800	0.810	0.820	0.830

ANEXO 8

AGRUPAMIENTO DE PLANTAS HIDROELECTRICAS MENORES

AGRUPAMIENTO DE PLANTAS HIDROELECTRICAS MENORES, INGENIOS, EOLICOS-ICE Y GEOTERMICOS-ICE					
Grupo	Planta	Fuente	Propiedad	Gener Prom (1) GWh	Pot Efectiva MW
CNFL Virilla	Belén	hidro	cnfl	46	11
	Brasil	hidro	cnfl	105	24
	Electriona	hidro	cnfl	26	6
	Río Segundo	hidro	cnfl	5	1
	Ventanas	hidro	cnfl	49	11
	SubTotal				231
Hidro GP1 Estación Hidrológica PLATANAR	El Embalse	hidro	priv	8	2
	Matamoros	hidro	priv	23	5
	Platanar	hidro	priv	90	15
	Rebeca	hidro	priv	0	0.1
	Tapezco	hidro	priv	1	0.2
	SubTotal				123
Hidro GP2 Estación Hidrológica VOLCÁN	Caño Grande	hidro	priv	17	3
	Caño Grande III	hidro	priv	15	3
	Don Pedro	hidro	priv	61	14
	Poás I&II	hidro	priv	9	2
	Río Segundo II	hidro	priv	4	1
	Suerkata	hidro	priv	15	3
	Volcán	hidro	priv	63	17
	El Ángel+El Ángel Ampliación	hidro	priv	18	9
	Santa Rufina	hidro	priv	2	0
	Vara Blanca	hidro	priv	12	3
	SubTotal				216
Hidro GP3	Río Lajas	hidro	priv	51	10
	SubTotal			51	10
Hidro GP5 (D.Julia)	Doña Julia	hidro	priv	76	17
	SubTotal			76	17
ICE Menores	Echandi	hidro	ice	34	5
	SubTotal			34	5
JASEC Menores	Birris 1	hidro	jasec	74	17
	Birris 3	hidro	jasec	17	4
	Barro Morado 1	hidro	jasec	4	1
	Barro Morado 2	hidro	jasec	2	1
	Tuis	hidro	jasec	8	2
	SubTotal				97

(1) Promedio de 5 años