

INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD

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



**PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION
ELECTRICA
2016-2035**

Mayo 2017
San José, Costa Rica

PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION ELECTRICA PERIODO 2016-2035

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

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, Gerencia Electricidad, Instituto Costarricense de Electricidad.

El estudio se realizó durante el año 2016 y el documento se publicó en mayo del 2017.

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:

Planta Hidroeléctrica Reventazón

La planta hidroeléctrica Reventazón, con una capacidad de 306 MW, entró en operación en el año 2016. La planta cuenta con cinco turbinas, cuatro en la casa de máquinas principal con una capacidad total de 292 MW y una minicentral a pie de presa de 14 MW.

La presa de enrocado con cara de concreto tiene un volumen de relleno de 8 hm³ y el embalse es de 120 hm³ útiles. El túnel de conducción tiene una longitud de 1.6 km, la tubería de presión mide 976 m y el tanque de oscilación alcanza 51 m de altura con un diámetro de 27 m. Se estima que producirá 1380 GWh por año.

Fotografía: Comunicación Proyecto Hidroeléctrico Reventazón © ICE.

Contenido

RESUMEN Y CONCLUSIONES	1
1 INTRODUCCION	5
2 ENTORNO CENTROAMERICANO	7
2.1 <i>SITUACION ECONOMICA Y SOCIAL DE CENTROAMERICA</i>	7
2.2 <i>MERCADOS ELECTRICOS EN CENTROAMERICA</i>	9
2.3 <i>INTERCONEXIONES REGIONALES</i>	10
2.4 <i>ACTIVIDAD COMERCIAL DEL MERCADO REGIONAL</i>	12
2.5 <i>EVOLUCION DE LOS SISTEMAS DE GENERACION</i>	14
2.5.1 Capacidad instalada	14
2.5.2 Generación	16
2.5.3 Demanda máxima	19
3 POLITICAS Y CONFIGURACION DEL SISTEMA DE GENERACION NACIONAL	21
3.1 <i>POLITICA ENERGETICA NACIONAL</i>	21
3.1.1 Plan Nacional de Desarrollo	21
3.1.2 Plan Nacional de Energía	22
3.2 <i>POLITICAS DEL SISTEMA DE GENERACION DEL ICE</i>	23
3.2.1 Plan de Expansión de la Generación	24
3.2.2 Configuración del sistema de generación	25
4 DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO	27
4.1 <i>SISTEMA ELECTRICO NACIONAL</i>	27
4.1.1 Sistema de Generación	27
4.1.2 Sistema de Transmisión	29
4.1.3 Sistema de Distribución	30
4.1.4 Despacho de energía	32
4.2 <i>COBERTURA ELECTRICA</i>	32
4.3 <i>VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA</i>	33
4.4 <i>SERVICIO EN ZONAS REMOTAS FUERA DE LA RED</i>	35
5 GENERALIDADES DE LA DEMANDA ELECTRICA	37
5.1 <i>EL SECTOR ELECTRICIDAD Y LA DEMANDA TOTAL DE ENERGIA</i>	37
5.2 <i>EVOLUCION DE LA DEMANDA ELECTRICA</i>	38
5.3 <i>COMPORTAMIENTO HORARIO Y ESTACIONAL DE LA DEMANDA</i>	39
6 PROYECCIONES DE DEMANDA	41
6.1 <i>METODOLOGIA USADA EN LA PROYECCION</i>	41
6.2 <i>PROYECCIONES DE LA DEMANDA</i>	42

6.3	COMPARACION CON PROYECCIONES DE DEMANDA DE AÑOS ANTERIORES	44
7	RECURSOS ENERGETICOS.....	45
7.1	POTENCIAL DE RECURSOS RENOVABLES.....	45
7.2	RECURSOS RENOVABLES EN LA MATRIZ ELECTRICA NACIONAL	46
7.2.1	Hidroelectricidad	46
7.2.2	Geotermia.....	47
7.2.3	Eólico	47
7.2.4	Biomasa	48
7.3	RECURSOS RENOVABLES EMERGENTES.....	49
7.3.1	Biogás	50
7.3.2	Desechos Sólidos Municipales.....	50
7.3.3	Solar.....	50
7.3.4	Biocombustibles	51
7.4	OTRAS FUENTES RENOVABLES Y NO CONVENCIONALES.....	51
7.5	PARTICIPACION DE DIFERENTES FUENTES RENOVABLES.....	52
7.6	COMBUSTIBLES FOSILES.....	52
7.6.1	Diésel y búnker	54
7.6.2	Gas natural.....	55
7.6.3	Carbón	56
7.7	ENERGIA NUCLEAR.....	57
7.8	IMPORTACIONES DEL MER.....	57
7.9	EXTERNALIDADES DEL APROVECHAMIENTO DE LOS RECURSOS ENERGETICOS.....	57
7.10	ADMINISTRACION DE LA DEMANDA.....	58
7.11	UBICACION GEOGRAFICA DE LOS PROYECTOS.....	59
8	PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES FOSILES.....	61
8.1	PROYECCIONES DEL PRECIO DEL CRUDO	61
8.2	PRECIO DEL DIESEL Y EL BUNKER	62
8.3	CARBON	64
8.4	GAS NATURAL LICUADO.....	65
8.4.1	Modelado de la cadena de suministro del GNL.....	66
8.5	RESUMEN DE LAS PROYECCIONES	66
9	CRITERIOS PARA LA FORMULACION DEL PLAN.....	69
9.1	POLITICA ENERGETICA	69
9.2	HORIZONTE DE PLANEAMIENTO.....	69
9.3	ENTORNO CENTROAMERICANO	70
9.4	CRITERIO AMBIENTAL	70
9.5	CRITERIO DE CONFIABILIDAD.....	70
9.6	CRITERIO DE OPTIMO ECONOMICO	72
9.7	OTROS PARAMETROS ECONOMICOS	72

9.8	<i>CAMBIO CLIMATICO Y VULNERABILIDAD.....</i>	73
9.9	<i>DIVERSIFICACION DE FUENTES DE ENERGIA ELECTRICA.....</i>	73
10	INFORMACION BASICA.....	75
10.1	<i>SISTEMA EXISTENTE.....</i>	75
10.1.1	Retiro y modernización.....	77
10.1.2	Modificaciones recientes en el parque de generación.....	77
10.2	<i>HIDROLOGIA.....</i>	78
10.3	<i>VIENTO.....</i>	79
10.4	<i>PROYECTOS FIJOS.....</i>	80
10.5	<i>TECNOLOGIAS CANDIDATAS EN EL PLAN DE EXPANSION.....</i>	81
10.5.1	Tecnologías basadas en recursos renovables.....	81
10.5.2	Tecnologías que consumen derivados de petróleo.....	82
10.5.3	Otros combustibles fósiles.....	82
10.5.4	Nuevas fuentes no convencionales fuera del Plan.....	82
10.6	<i>CARACTERISTICAS DE LOS PROYECTOS CANDIDATOS.....</i>	83
10.6.1	Costo unitario y monómico de los proyectos candidatos.....	85
10.7	<i>OTROS PROYECTOS DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS Y PRIVADOS.....</i>	87
10.7.1	Proyectos de empresas distribuidoras.....	88
10.7.2	Proyectos de generadores independientes.....	88
11	METODOLOGIA PARA ESTABLECER EL PLAN DE EXPANSION.....	89
11.1	<i>PERIODOS DE PLANEAMIENTO.....</i>	89
11.2	<i>HERRAMIENTAS DE ANALISIS.....</i>	90
11.3	<i>PROCESO DE FORMULACION DEL PLAN DE EXPANSION.....</i>	92
12	REVISION DEL CORTO PLAZO.....	93
12.1	<i>REVISION DEL PLAN DE OBRAS EN EJECUCIÓN.....</i>	93
12.1.1	Retiros, modernizaciones y mantenimientos.....	93
12.1.2	Proyectos con entrada en operación en el período 2016-2020.....	94
12.1.3	Revisión de la confiabilidad en el corto plazo.....	95
12.2	<i>SIGUIENTES ADICIONES AL PLAN DE EXPANSION.....</i>	96
13	ESTRATEGIAS DE DESARROLLO DEL SISTEMA DE GENERACION.....	99
13.1	<i>DESCRIPCION DE LAS ESTRATEGIAS DE DESARROLLO DE LA GENERACION.....</i>	100
13.1.1	Estrategia basada en recursos renovables con el PH El Diquís como eje central.....	100
13.1.2	Estrategia de inserción del gas natural licuado en la base del sistema de generación nacional 101	
13.1.3	Estrategia de generación mixta con renovables y generación térmica tradicional.....	102
13.1.4	Estrategia de generación renovable con un desarrollo acelerado del recurso geotérmico	103
13.1.5	Conformación de los casos analizados.....	103
13.2	<i>VALORACION DE LAS ESTRATEGIAS PLANTEADAS.....</i>	105
14	CARACTERISTICAS DEL PLAN RECOMENDADO.....	113
14.1	<i>PLAN RECOMENDADO 2016-2035.....</i>	113

14.2	<i>CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACION</i>	115
14.3	<i>DEFICIT DE ENERGIA</i>	118
14.4	<i>EMISIONES</i>	118
14.5	<i>COSTOS MARGINALES</i>	119
14.5.1	Costo Marginal de Corto Plazo.....	119
14.5.2	Costo Marginal de Largo Plazo de Generación.....	121
14.5.3	Estructura estacional.....	123
14.6	<i>DESEMPEÑO EN CENTROAMERICA</i>	125
15	BIBLIOGRAFIA	131
16	ANEXOS	133

RESUMEN Y CONCLUSIONES

El Instituto Costarricense de Electricidad, debe por Ley, 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, habida cuenta de los altos costos que implicaría para la sociedad costarricense un desabastecimiento. Al mismo tiempo, inversiones excesivas aumentan el costo de la energía y causan un daño a la economía nacional en su conjunto.

El instrumento utilizado en la planificación para asegurar la adecuada oferta eléctrica en los años venideros, 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 futura.

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 críticas y estratégicas de la expansión de la generación. Estas decisiones deben cumplir con criterios económicos y ambientales, así como enmarcarse dentro de las políticas nacionales e institucionales en materia energética.

El Plan de Expansión de la Generación Eléctrica (en adelante PEG) cubre el horizonte de planeamiento 2016–2035, dentro del cual se pueden diferenciar tres períodos. El período de obras en construcción abarca hasta el año 2019 en que entra en operación el proyecto geotérmico Pailas 2. El segundo período que cubre hasta el año 2026, contempla las principales decisiones del Plan de Expansión porque los proyectos que entran en operación en ese período se definen en este ciclo de planificación. El tercer período, de referencia, se extiende hasta el año 2035 y su propósito es servir como guía para conocer las necesidades futuras de recursos energéticos.

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. La línea SIEPAC, actualmente en operación, dará un gran impulso a la integración eléctrica centroamericana. Con la posibilidad de mayores volúmenes de trasiego, el Mercado Eléctrico Centroamericano (MER) irá madurando rápidamente. Sin embargo, el MER es todavía incipiente por lo que el país no puede depender de contratos regionales de suministro para atender la demanda nacional. 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 PEG 2016-2035 se analizaron cuatro estrategias de desarrollo de la generación, con las que se valoran las principales preocupaciones planteadas en este ciclo de planificación. Estas estrategias se estudian bajo diferentes escenarios de demanda, conformando series óptimas de planes de mínimo costo. Los planes resultantes

deben ser robustos ante cualquiera de los escenarios de crecimiento considerados. Estos planes deben poder ajustarse adelantando o atrasando otros proyectos con tiempos de implementación menores.

Las adiciones de capacidad del plan de expansión están definidas y en ejecución hasta el año 2019 en que entra en operación el PG Pailas 2. 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 hasta el 2023. Para ese año se recomienda la ejecución del proyecto geotérmico Borinquen 1 de 52 MW.

Las estrategias de desarrollo de la generación analizadas para el mediano y largo plazo son las siguientes:

- Estrategia basada en recursos renovables con el proyecto El Diquís como eje central de la misma.
- Estrategia de inserción del gas natural licuado en la base del sistema de generación nacional.
- Estrategia de generación mixta con renovables y generación térmica tradicional.
- Estrategia de generación renovable con un desarrollo acelerado del recurso geotérmico para brindar firmeza al sistema.

El desarrollo del proyecto hidroeléctrico El Diquís o la introducción del gas natural en la matriz energética, definen cada uno la configuración que tendrá el sistema de generación del país en las próximas dos décadas. Constituyen las estrategias más robustas planteadas en este ciclo de planificación.

La estrategia mixta requiere adiciones térmicas permanentes en el escenario de demanda medio, y ante un aumento de la demanda, deberá acudir a cantidades significativas de nuevas adiciones térmicas, como único medio de obtener respaldo.

La estrategia renovable con desarrollo acelerado de geotermia, presume la posibilidad de realizar un desarrollo acelerado de recursos geotérmicos en muy pocos años para brindar firmeza al sistema. Ante un escenario de mayor crecimiento de la demanda, esta estrategia no se considera robusta dada la gran cantidad de proyectos hidroeléctricos, eólicos y solares que requeriría poner en operación. En los escenarios de demanda media y alta, la capacidad de regulación de un proyecto como El Diquís es requerida.

Los análisis realizados indican que la estrategia de desarrollo con la entrada del PH El Diquís en el año 2026 define el plan de expansión más robusto para atender el crecimiento de la demanda de las dos décadas siguientes. La estrategia del PH El Diquís proporciona resultados económicos y ambientales óptimos ante cualquier escenario de demanda, permitiendo además una proyección del país en la Región Centroamericana en la segunda mitad del período 2020-2030.

El Plan de Expansión Recomendado se muestra en la siguiente tabla. El Plan contempla la entrada en operación del PG Borinquen 1 en el año 2023 y el PH El Diquís en el año 2026. Se visualiza adicionalmente un requerimiento de respaldo de capacidad del orden de 125 MW entre los años 2023 y 2025, cuya necesidad desaparece con la entrada en operación del PH El Diquís. Esta necesidad podrá ser cubierta parcialmente o en su

totalidad por plantas térmicas de alquiler o con contratos en el MER. Con la entrada en operación del PH El Diquís se viabiliza el desarrollo de un gran bloque de generación renovable variable, que será llenado con proyectos eólicos y solares. De igual manera, de presentarse escenarios de demanda más agresivos, el crecimiento en el corto plazo será atendido por proyectos de este tipo.

Plan de Expansión Recomendado

PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION										
Año	DEMANDA				OFERTA					
	Energía GWh	% crec	Pot MW	% crec	Mes	Proyecto	Fuente	Potencia MW	Cap Instalada MW	
					<i>Capacidad Efectiva Instalada en Dic 2015:</i>					2,903
2016	10,877		1,673		2	Ampliación El Ángel	Hidro	5	2,908	
					6	Moín 1	Térm	-20	2,888	
					6	Reventazón	Hidro	306	3,194	
					7	Bijagua	Hidro	18	3,212	
					7	Chucás	Hidro	50	3,262	
					7	Mogote	Eólic	20	3,282	
					12	Altamira	Eólic	20	3,302	
					12	Campos Azules	Eólic	20	3,322	
					12	Vientos de Miramar	Eólic	20	3,342	
					12	Vientos de la Perla	Eólic	20	3,362	
2017	11,355	4.4%	1,732	3.5%					3,362	
2018	11,778	3.7%	1,786	3.1%	1	Valle Escondido	Solar	5	3,367	
					3	Los Negros II	Hidro	28	3,395	
2019	12,244	4.0%	1,854	3.8%	1	Pailas 2	Geot	55	3,450	
2020	12,701	3.7%	1,912	3.2%					3,450	
2021	13,254	4.4%	1,990	4.1%					3,450	
2022	13,768	3.9%	2,052	3.1%					3,450	
2023	14,274	3.7%	2,121	3.3%	1	Borinquen 1	Geot	52	3,502	
					1	Capacidad temporal contratada	Térm	60	3,562	
2024	14,778	3.5%	2,188	3.2%	1	Capacidad temporal contratada	Térm	65	3,627	
2025	15,292	3.5%	2,260	3.3%					3,627	
2026	15,772	3.1%	2,323	2.8%	1	Diquís	Hidro	623	4,250	
					1	Diquís Minicentral	Hidro	27	4,277	
					1	Capacidad temporal contratada	Térm	-60	4,217	
					1	Capacidad temporal contratada	Térm	-65	4,152	
2027	16,239	3.0%	2,386	2.7%					4,152	
2028	16,721	3.0%	2,449	2.6%					4,152	
2029	17,178	2.7%	2,508	2.4%					4,152	
2030	17,625	2.6%	2,557	2.0%	1	Borinquen 2	Geot	55	4,207	
2031	18,097	2.7%	2,621	2.5%	1	Renovables 150MW	Eólic	150	4,357	
					1	Renovable 50MW	Hidro	50	4,407	
2032	18,585	2.7%	2,684	2.4%	1	Renovable 50MW	Eólic	50	4,457	
					1	Renovable 20MW	Solar	20	4,477	
2033	19,038	2.4%	2,742	2.2%	1	Geotérmico 55MW	Geot	55	4,532	
					1	Renovable 50MW	Solar	50	4,582	
2034	19,511	2.5%	2,805	2.3%	1	Renovables 170MW	Eólic	170	4,752	
					1	Renovable 20MW	Solar	20	4,772	
2035	19,958	2.3%	2,864	2.1%	1	Geotérmico 55MW	Geot	55	4,827	

CUI = 2187-21

(esta página en blanco intencionalmente)

1 INTRODUCCION

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.

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

El PEG sintetiza las estrategias del desarrollo eléctrico de la generación nacional para los siguientes 20 años, las posibilidades de las diferentes opciones tecnológicas y las necesidades de recursos en el futuro. Estas estrategias son ajustadas cada dos años cuando se realiza un nuevo ciclo de planificación.

El país ha dispuesto para este desarrollo los siguientes elementos: favorecimiento de fuentes renovables, baja dependencia de combustibles fósiles, seguridad energética, limitada exposición a importaciones, diversificación de fuentes, sostenibilidad ambiental de toda la cadena de producción 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.

(esta página en blanco intencionalmente)

2 ENTORNO CENTROAMERICANO

Los países del istmo centroamericano decidieron integrar sus sistemas eléctricos con la intención de aprovechar mejor los recursos energéticos y su 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; 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 el Sistema de Integración Eléctrica para los Países de América Central (SIEPAC) entra en operación.

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, al año 2015 la población era de 45.6 millones de habitantes. En la Tabla 2.1 se presentan algunos datos demográficos.

Tabla 2.1

Características demográficas de los países Centroamericanos. 2015							
País	Población (millones)	Índice electrificación (%)	Área (miles Km ²)	Población sin Electricidad (millones)	Generación Anual (GWh)	Densidad de Población (Hab/Km ²)	Generación per Capita (KWh-año)
Guatemala	16.4	92.0	109	1.3	10 302	150	629
Honduras	8.1	74.0	112	2.1	8 460	72	1 044
El Salvador	6.3	95.4	21	0.3	5 682	300	902
Nicaragua	6.1	81.6	139	1.1	4 169	44	685
Costa Rica	4.8	99.3	51	0.0	10 714	95	2 222
Panamá	3.9	93.9	77	0.2	9 748	51	2 481
Total	45.6	88.8	509	5.1	49 075	90	1076

Fuente: Elaboración propia a partir de datos de CEPAL. Estadísticas del Subsector Eléctrico de los países del Sistema de Integración Centroamericana (SICA), 2015; publicado en enero 2017. Y cifras de CEPALSTAT.

El consumo de energía eléctrica per cápita en la región centroamericana muestra grandes diferencia entre los países. El máximo consumo unitario es cerca de cuatro veces más alto 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

Centro América						
Producto interno bruto (PIB) total por habitante (dólares constantes 2010)						
(Dólares por habitante)						
	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
1990	4 729	2 143	2 171	1 560	1 143	4 073
1991	4 719	2 190	2 196	1 567	1 116	4 365
1992	5 025	2 323	2 245	1 611	1 096	4 626
1993	5 262	2 462	2 275	1 667	1 068	4 780
1994	5 371	2 578	2 309	1 603	1 081	4 817
1995	5 440	2 712	2 364	1 628	1 122	4 802
1996	5 353	2 729	2 375	1 647	1 171	4 837
1997	5 518	2 818	2 420	1 691	1 196	5 045
1998	5 848	2 899	2 480	1 702	1 219	5 307
1999	6 196	2 976	2 514	1 635	1 284	5 405
2000	6 185	3 020	2 543	1 693	1 316	5 445
2001	6 140	3 053	2 539	1 704	1 335	5 373
2002	6 214	3 106	2 573	1 733	1 326	5 392
2003	6 510	3 161	2 574	1 777	1 342	5 517
2004	6 687	3 203	2 591	1 852	1 395	5 826
2005	6 980	3 300	2 613	1 928	1 436	6 135
2006	7 487	3 414	2 692	2 018	1 476	6 541
2007	7 970	3 531	2 798	2 105	1 533	7 205
2008	8 077	3 562	2 827	2 156	1 557	7 691
2009	7 889	3 437	2 781	2 068	1 494	7 681
2010	8 175	3 470	2 799	2 111	1 523	7 987
2011	8 439	3 533	2 854	2 158	1 598	8 782
2012	8 771	3 585	2 877	2 213	1 668	9 435
2013	8 851	3 636	2 922	2 242	1 723	9 896
2014	9 016	3 673	2 982	2 278	1 781	10 327
2015	9 257	3 748	3 045	2 329	1 848	10 751

Fuente: CEPAL - CEPALSTAT. Estadísticas e Indicadores Económicos. Diciembre 2016
Cuentas nacionales anuales en dólares.

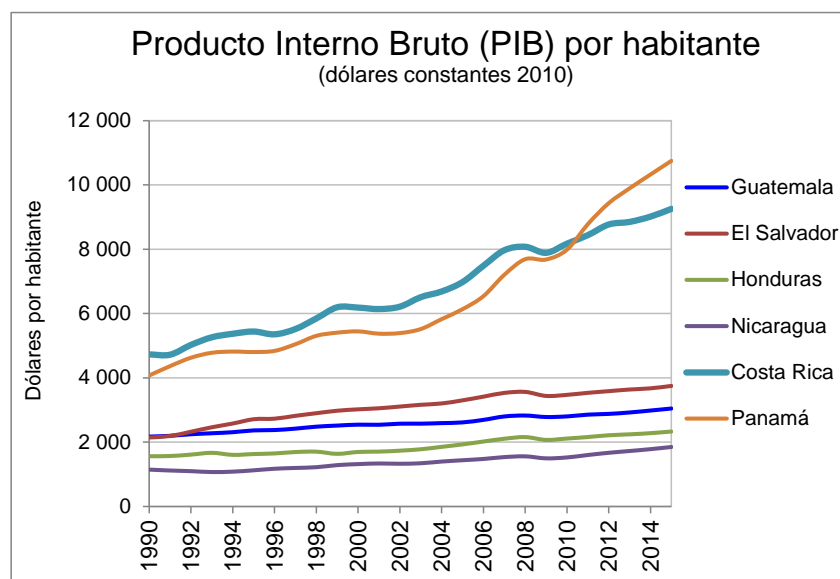


Figura 2.1

En las últimas dos décadas la mayoría de los países realizó esfuerzos importantes en electrificación rural, esto ha permitido mejorar sensiblemente los índices de cobertura

eléctrica, como se muestra en la Figura 2.2. A pesar de esto, al año 2015 no tenían acceso al servicio eléctrico más de cinco millones de centroamericanos¹.

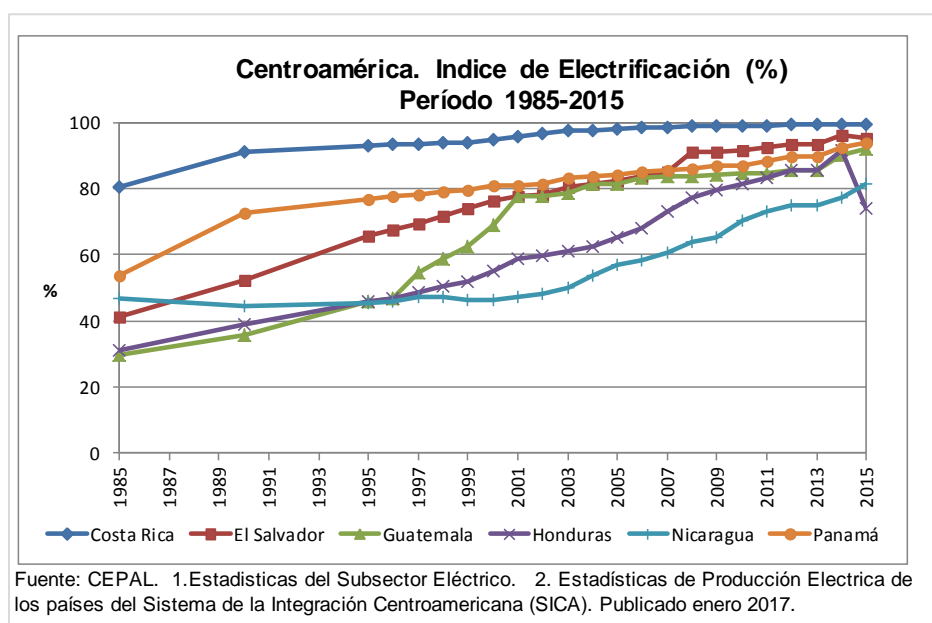


Figura 2.2

2.2 MERCADOS ELECTRICOS EN CENTROAMERICA

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 segmento de distribución a partir del 2015. En Costa Rica la apertura se dio en forma limitada y sólo en el segmento de generación.

En los cuatro países que reestructuraron su sector funciona un mercado de generación 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. En estos dos, la empresa estatal, maneja la mayor parte de la generación, transmisión, distribución y comercialización.

¹ En el caso de Honduras, advierte CEPAL, las cifras de viviendas electrificadas para el año 2015 se corrigieron a la baja, según revisión realizada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

- **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”.

2.3 INTERCONEXIONES REGIONALES

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

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. El último tramo de 130.56 km en Costa Rica, Parrita-Palmar Norte, entró en operación en octubre del 2014.

En la Figura 2.3 se presentan las transferencias máximas entre países, según el escenario de demanda eléctrica de la región². En la Figura 2.4 se presenta el mapa de Centro América con la información de la línea SIEPAC.

² Tablas 8 y 9 del Estudio de máximas capacidades de transferencia de potencia entre áreas de control del SER. Informe de análisis eléctrico, Gerencia Planificación, EOR, mayo2017.

Tabla 8: Máxima capacidad de transferencia entre áreas de control Norte - Sur

ESCENARIO DE DEMANDA	GUA – ELS + GUA – HON + ELS – HON *	HONDURAS NICARAGUA	NICARAGUA COSTA RICA	COSTA RICA PANAMÁ
Máxima	300	140	180	170
Media	300	180	180	250
Mínima	300	200	200	250

Tabla 9: Máxima capacidad de transferencia entre áreas de control Sur - Norte

ESCENARIO DE DEMANDA	GUA – ELS + GUA – HON + ELS – HON	NICARAGUA HONDURAS	COSTA RICA NICARAGUA	PANAMÁ COSTA RICA
Máxima	200	220	40	270
Media	220	160	40	280
Mínima	300	190	50	300

Figura 2.3

Máxima Capacidad de transferencia entre áreas de control
Fuente: Ente Operador de la Red (EOR)



Fuente: Empresa Propietaria de la Red (EPR)

Figura 2.4

- **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 400 KV de 98.6 km (27 km en México y 71.6 km en Guatemala) con un circuito habilitado y las estructuras preparadas para doble circuito, la ampliación de las subestaciones Los Brillantes (Guatemala) y Tapachula (México), con un banco de transformación trifásico de 400/230/13.8 kV y una capacidad de 225 MVA y un banco de reactores de 50 MVAR.

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.

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 pre despacho del día siguiente.

Los intercambios registrados entre el 2009 y 2015 entre los países centroamericanos se muestran en la Tabla 2.3, donde se registra el volumen total de las inyecciones y retiros al mercado regional. Los niveles actuales de intercambio son mínimos respecto a la generación total de la región; durante el año 2015 las transacciones fueron 1 358 GWh, menos del 4% de la demanda 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 2.3

TRANSACCIONES EN EL MERCADO ELECTRICO CA. 2009-2015							
País	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
INYECCION GWh							
Guatemala	82	116	151	146	478	986	843
El Salvador	78	88	100	77	99	238	82
Honduras	46	13	1	1	6	4	3
Nicaragua	1	43	41	3	16	49	22
Costa Rica	68	38	43	23	20	70	280
Panamá	92	38	8	58	71	99	139
Total	368	336	344	308	690	1,446	1,368
RETIRO GWh							
Guatemala	14	0	0	0	0	1	2
El Salvador	206	172	214	161	382	619	981
Honduras	0	22	44	76	117	320	152
Nicaragua	2	10	10	20	52	22	34
Costa Rica	82	62	5	34	62	252	172
Panamá	64	70	71	17	75	189	17
Total	368	336	344	307	688	1,404	1,358
NETO GWh							
Guatemala	68	116	151	146	478	985	841
El Salvador	-128	-84	-114	-84	-283	-381	-899
Honduras	46	-9	-43	-74	-111	-316	-149
Nicaragua	0	33	31	-17	-36	27	-12
Costa Rica	-14	-24	38	-12	-42	-182	108
Panamá	28	-32	-63	42	-4	-91	122
Total	0	0	0	0	3	42	10

Fuente: CEPAL. Histórico hasta 2014: Estadísticas del Subsector Eléctrico 2014. .
Año 2015: Estadísticas de Producción Eléctrica de los países del Sistema de Integración Centroamericana (SICA).

La evolución de las exportaciones desde el año 1990 al 2015, se presenta en la Figura 2.5.

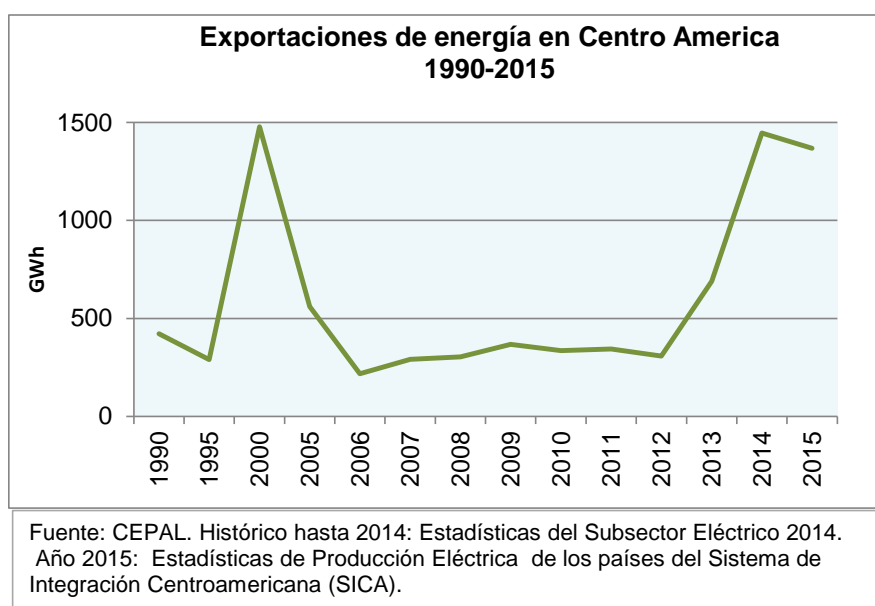


Figura 2.5

En la siguiente Figura 2.6 se detalla por país las exportaciones (importaciones con signo negativo), para el período de siete años entre el 2009 y el 2015.

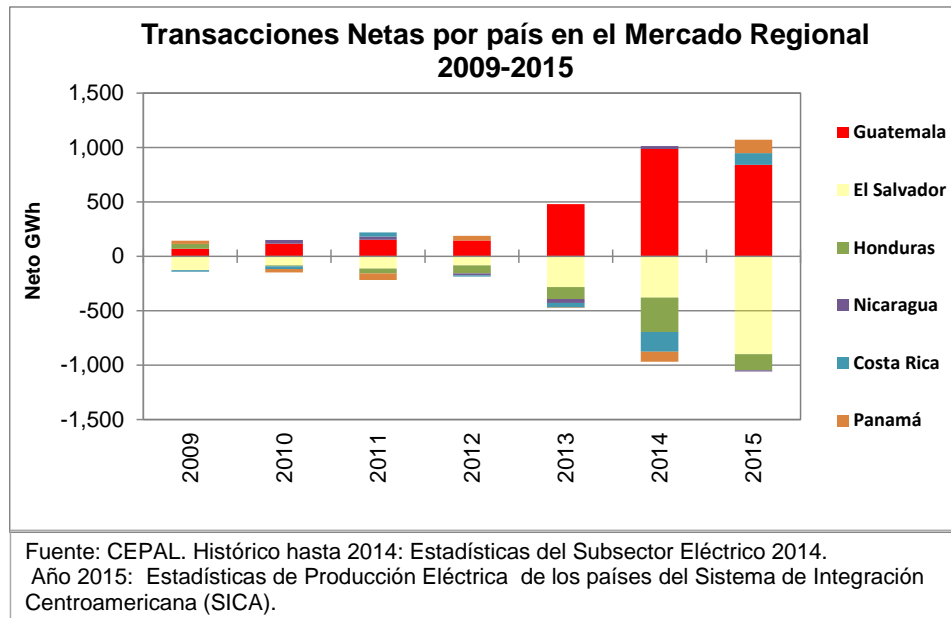


Figura 2.6

2.5 EVOLUCION DE LOS SISTEMAS DE GENERACION

Se presenta seguidamente información que permite valorar la evolución de los sistemas de generación de los diferentes países en cuanto a capacidad instalada, generación y demanda máxima.

2.5.1 Capacidad instalada

La evolución de la capacidad instalada en Centroamérica, se puede observar en la Tabla 2.4.

Tabla 2.4

Capacidad Instalada en Centro América (MW) Período 1990-2015								
Años	Total	Hidro	Geotérmico	Térmico	Cogenerac.	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	15 297	6 020	626	5 754	1 414	945	9	531

Fuente: CEPAL. Histórico hasta 2014: Estadísticas del Subsector Eléctrico 2014.
Año 2015: Estadísticas de Producción Eléctrica de los países del Sistema de Integración Centroamericana (SICA), enero 2017

La participación de las energías renovables cayó en la década de los años 90, de un 91% a un 66% mientras que la dependencia del petróleo pasó de 9% en 1990 hasta el 34% en el 2015, tal como se muestra en la Figura 2.7.

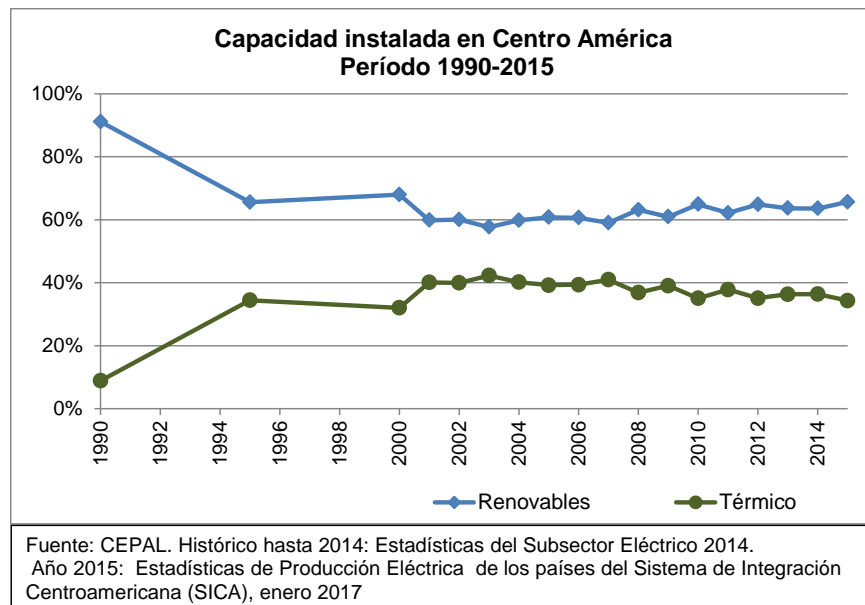
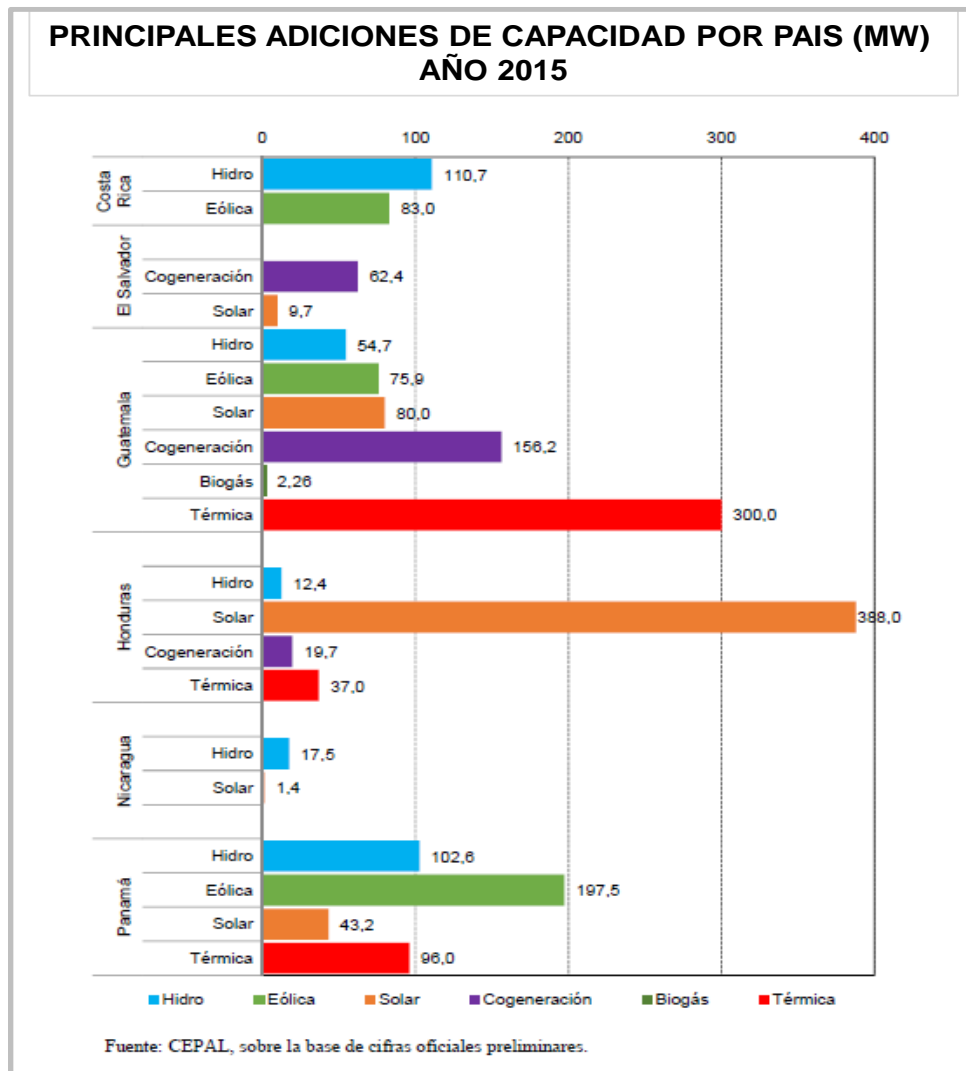


Figura 2.7

La energía solar mostró un gran dinamismo en la región, con una instalación de 512 MW para el año 2015. Las principales adiciones por fuente³ del año 2015 se muestran en la Figura 2.8.



Fuente: CEPAL
Figura 2.8

2.5.2 Generación

La generación eléctrica por país se presenta en la Tabla 2.5 y Figura 2.9. La generación del 2015 experimentó una tasa de crecimiento del 5% con respecto al año 2014. Excepto El Salvador, que como se indicó anteriormente, recurrió principalmente a importaciones

³ En los datos de la CEPAL, cogeneración se refiere a la generación en los ingenios con bagazo de caña de azúcar

para atender su demanda eléctrica, los otros países se mantienen con tasas de crecimientos positivos.

Tabla 2.5

Centroamérica: Generación bruta por país (GWh). 1990-2015							
Años	CA	CR	ES	GU	HO	NI	PA
1990	14 175	3 543	2 164	2 318	2 274	1 251	2 625
2000	26 956	6 886	3 390	6 048	3 739	2 096	4 797
2001	28 022	6 896	3 976	5 772	3 959	2 286	5 133
2002	29 713	7 439	4 274	6 191	4 162	2 402	5 245
2003	31 307	7 511	4 487	6 575	4 607	2 561	5 566
2004	32 959	7 968	4 689	6 999	4 908	2 647	5 748
2005	34 504	8 146	4 943	7 221	5 625	2 808	5 761
2006	36 380	8 564	5 529	7 434	6 020	2 895	5 938
2007	38 230	8 990	5 749	7 940	6 334	2 935	6 282
2008	39 145	9 413	5 916	7 904	6 547	3 100	6 265
2009	39 545	9 236	5 663	7 979	6 592	3 196	6 879
2010	40 669	9 503	5 878	7 914	6 722	3 403	7 249
2011	42 293	9 760	5 991	8 147	7 125	3 567	7 703
2012	44 298	10 076	5 926	8 704	7 490	3 731	8 371
2013	45 736	10 136	5 896	9 271	7 826	3 745	8 862
2014	46 755	10 118	5 877	9 781	7 789	3 999	9 191
2015	49 075	10 714	5 682	10 302	8 460	4 169	9 748
Crecimiento porcentual							
2000-2001	4.0%	0.1%	17.3%	-4.6%	5.9%	9.1%	7.0%
2001-2002	6.0%	7.9%	7.5%	7.3%	5.1%	5.1%	2.2%
2002-2003	5.4%	1.0%	5.0%	6.2%	10.7%	6.6%	6.1%
2003-2004	5.3%	6.1%	4.5%	6.4%	6.5%	3.4%	3.3%
2004-2005	4.7%	2.2%	5.4%	3.2%	14.6%	6.1%	0.2%
2005-2006	5.4%	5.1%	11.9%	2.9%	7.0%	3.1%	3.1%
2006-2007	5.1%	5.0%	4.0%	6.8%	5.2%	1.4%	5.8%
2007-2008	2.4%	4.7%	2.9%	-0.5%	3.4%	5.6%	-0.3%
2008-2009	1.0%	-1.9%	-4.3%	0.9%	0.7%	3.1%	9.8%
2009-2010	2.8%	2.9%	3.8%	-0.8%	2.0%	6.5%	5.4%
2010-2011	4.0%	2.7%	1.9%	2.9%	6.0%	4.8%	6.3%
2011-2012	4.7%	3.2%	-1.1%	6.8%	5.1%	4.6%	8.7%
2012-2013	3.2%	0.6%	-0.5%	6.5%	4.5%	0.4%	5.9%
2013-2014	2.2%	-0.2%	-0.3%	5.5%	-0.5%	6.8%	3.7%
2014-2015	5.0%	5.9%	-3.3%	5.3%	8.6%	4.3%	6.1%

Fuente: CEPAL. Estadísticas del Subsector Eléctrico de los países del Sistema de Integración Centroamericana (SICA). Publicado en enero 2017.

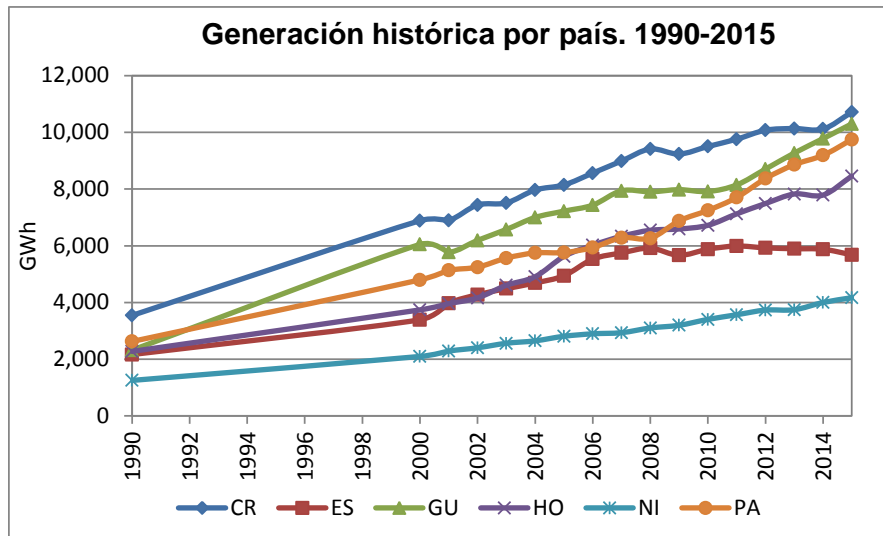


Figura 2.9

La generación eléctrica por fuente se presenta en la Tabla 2.6 y Figura 2.10.

Tabla 2.6

Generación eléctrica por fuente en Centro América (GWh)								
Período 1990-2015								
Años	Total	Hidro	Geotérmico	Térmico	Cogenerac.	Eólico	Biogás	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

Fuente: CEPAL. Histórico hasta 2014: Estadísticas del Subsector Eléctrico 2014.
Año 2015: Estadísticas de Producción Eléctrica de los países del Sistema de Integración Centroamericana (SICA), enero 2017

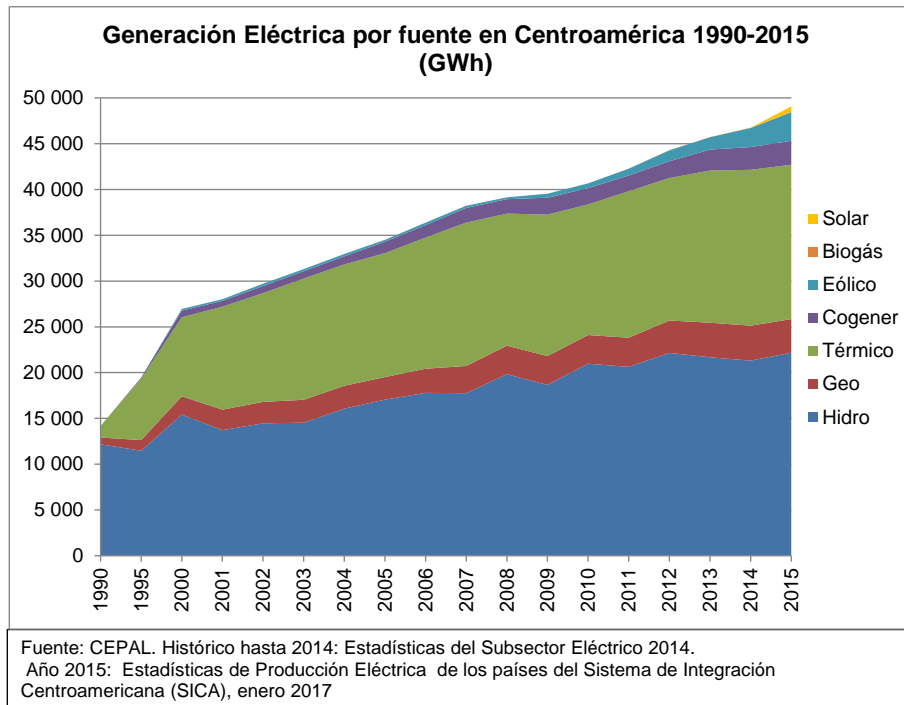


Figura 2.10

A principios de los noventa, la principal fuente de generación (GWh) era la hidroeléctrica. Posteriormente la geotermia empieza su desarrollo, el eólico toma impulso en la última década y el solar aporta el 1.2% de la generación en el 2015. Sin embargo en las últimas dos décadas, el principal recurso al que ha recurrido la región para atender sus crecientes demandas eléctricas han sido los combustibles fósiles como se observa en la Figura 2.10.

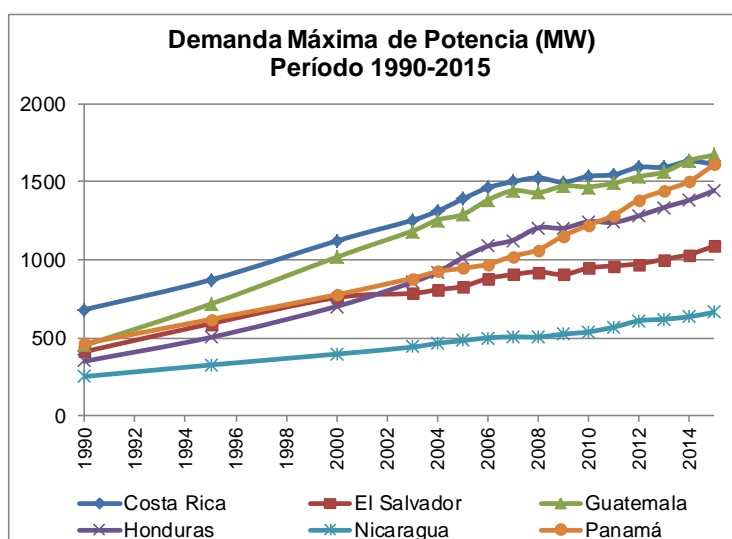
2.5.3 Demanda máxima

La demanda máxima de potencia por país, se presenta en la Tabla 2.7 y Figura 2.11.

Tabla 2.7

Demanda Máxima de Potencia. 1990-2015 (MW)							
	Total	Costa Rica	El Salvador	Guatemala	Honduras	Nicaragua	Panamá
1990	2 615	682	412	452	351	253	464
1995	3 631	872	592	717	504	327	619
2000	4 772	1 121	758	1 017	702	397	777
2003	5 404	1 253	785	1 185	857	442	883
2004	5 688	1 312	809	1 256	921	466	925
2005	5 952	1 390	829	1 290	1 014	483	946
2006	6 285	1 461	881	1 383	1 088	501	971
2007	6 507	1 500	906	1 443	1 126	507	1 024
2008	6 656	1 526	924	1 430	1 205	506	1 064
2009	6 757	1 497	906	1 473	1 203	525	1 154
2010	6 958	1 536	948	1 468	1 245	539	1 222
2011	7 095	1 546	962	1 491	1 240	570	1 287
2012	7 379	1 593	975	1 533	1 282	610	1 386
2013	7 561	1 593	1 004	1 564	1 336	620	1 444
2014	7 825	1 632	1 035	1 636	1 383	636	1 504
2015	8 096	1 612	1 089	1 672	1 445	665	1 612

Fuente: CEPAL. Estadísticas del Subsector Eléctrico de los países del Sistema de Integración Centroamericana (SICA). 2015. Publicado en enero 2017. Centroamericana (SICA). 2015. Publicado en enero 2017.



Fuente: CEPAL. Estadísticas del Subsector Eléctrico de los países del Sistema de Integración Centroamericana (SICA). Publicado en enero 2017.

Figura 2.11

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 ente rector es el Ministerio 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)⁴ y del Plan Nacional de Energía (PNE)⁵ que publican el Ministerio de Planificación y el Ministerio de Ambiente y Energía, respectivamente.

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:

“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

⁴ Plan Nacional de Desarrollo 2015-2018 “Alberto Cañas Escalante”. Ministerio de Planificación, 2014.

⁵ VII Plan Nacional de Energía 2015-2030. Ministerio de Ambiente y Energía, Dirección Sectorial de Energía (DSE).

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.

Se define el Programa 3.1 titulado “Fuentes de energía renovable y su uso racional” que tiene como objetivo específico para la actividad de electricidad “Impulsar el uso de energías renovables” y establece como meta la instalación de 731.9 MW de energía limpia en el Sistema Eléctrico Nacional en el período 2015-2018 (2015: 234.6 MW; 2016: 478.5 MW; 2017: 15.2 MW y 2018: 3.6 MW).

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 seis aspectos:

- Ambiente y Desarrollo

La consideración cuidadosa de los impactos ambientales y sociales debe estar integrada con el planeamiento y diseño de cada uno de los proyectos de generación propuestos para el plan. Se busca un desarrollo eléctrico que minimice los impactos negativos y potencie los positivos, procurando su sostenibilidad.

- Dependencia del Petróleo

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.

- Inversiones en Generación

El crecimiento del sistema de generación demanda gran cantidad de recursos. Se desea desarrollar alianzas y oportunidades para que empresas distribuidoras y el sector privado puedan invertir en nuevas obras de generación, en un esquema cooperativo de inversión pública y privada.

- Costo de la Energía

El sistema de generación deberá satisfacer las necesidades de energía eléctrica del país, en calidad y cantidad, al menor costo posible.

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

(esta página en blanco intencionalmente)

4 DESCRIPCION DEL SISTEMA ELECTRICO

4.1 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.

4.1.1 Sistema de Generación

La generación de electricidad en Costa Rica la realizan siete empresas de servicio público y 30 generadores privados⁶, seis de los cuales responden a contratos bajo el esquema BOT⁷. 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 instalada⁸ del Sistema Eléctrico a diciembre del 2015 fue de 3 068 MW, conformada por un 63% de plantas hidroeléctricas, un 19% de plantas térmicas, un 7% de plantas geotérmicas, un 9% de plantas eólicas, un 1% de biomasa y un 0.03% de solar.

De la capacidad instalada, el ICE opera un 72% con plantas propias y un 17% con plantas contratadas a generadores privados independientes, de los cuáles un 10% corresponden a un esquema BOT. Las empresas distribuidoras operan plantas que alcanzan el 11% de la capacidad instalada.

La máxima demanda registrada en el año 2015 fue de 1 612 MW y se registró el 15 de diciembre a las 18:15 horas. Con relación al 2014, la demanda máxima disminuyó 1.2%.

⁶ En operación comercial a diciembre 2015.

⁷ BOT: Construir, Operar y Transferir, por sus siglas en inglés (Built, Operate and Transfer).

⁸ Potencia de placa. Fuente: CENCE.

La Figura 4.1 muestra el porcentaje de la capacidad instalada a diciembre 2015 y la generación del año 2015 para cada fuente de producción.

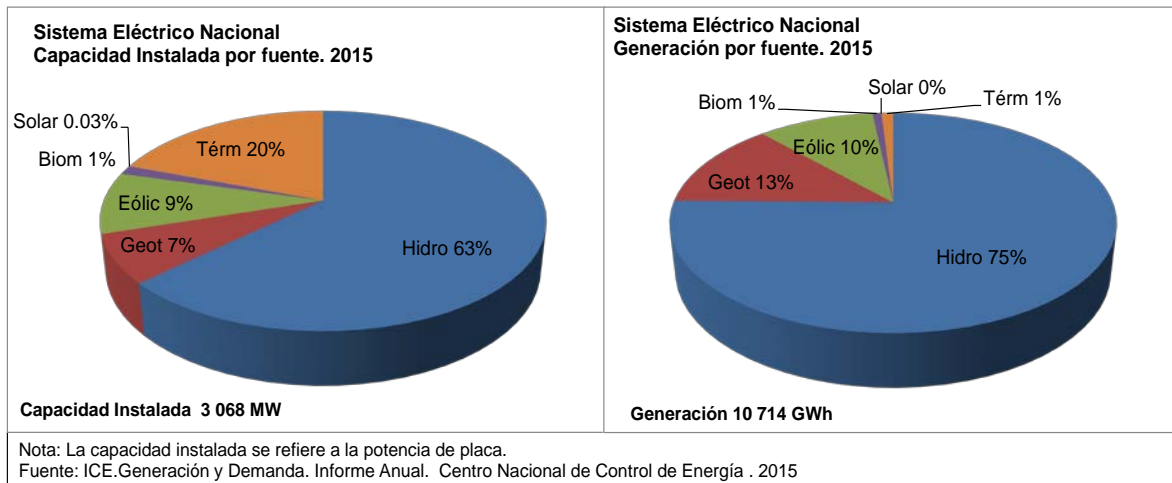


Figura 4.1 Capacidad instalada y generación por fuente

La demanda nacional de generación del año 2015, incluyendo los intercambios, fue de 10 607 GWh, un 2.75 % más de lo demandado en el 2014. La generación del sistema fue de 10 714 GWh, un 5.88% más alta que la del año 2014. El ICE contribuyó a la generación total con un 66%, los generadores privados con 22% y el restante 12% fue producido por las empresas distribuidoras.

Los intercambios netos favorecieron la exportación, en el orden de 106 GWh⁹, como se muestra en la Figura 4.2.

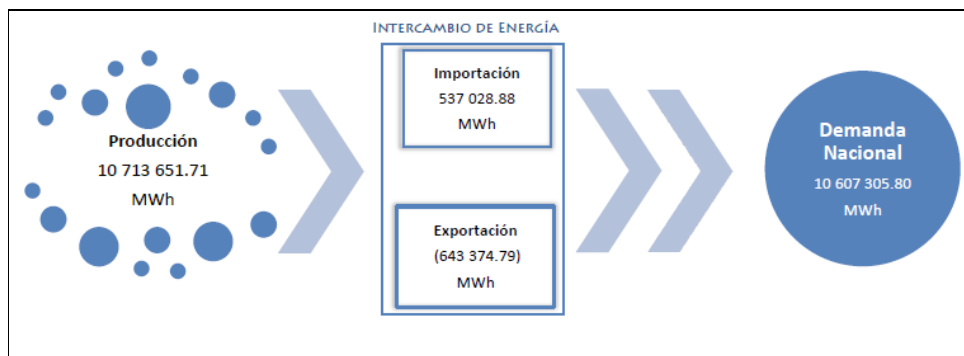


Figura 4.2 Intercambios de energía. CENCE 2015.

La Figura 4.3 muestra el porcentaje histórico de uso de las diferentes fuentes para generación eléctrica en Costa Rica. Se observa cómo durante los primeros años de la década de los 80, luego de la construcción del complejo Arenal, prácticamente no se utilizó generación térmica. Posteriormente, 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 la década comprendida entre 1996 y 2006, gracias a la contribución de la energía geotérmica y a la introducción de la energía eólica, así como a la ocurrencia de

⁹ Centro Nacional de Control de Energía CENCE, ICE. Informe Anual 2015.

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%.

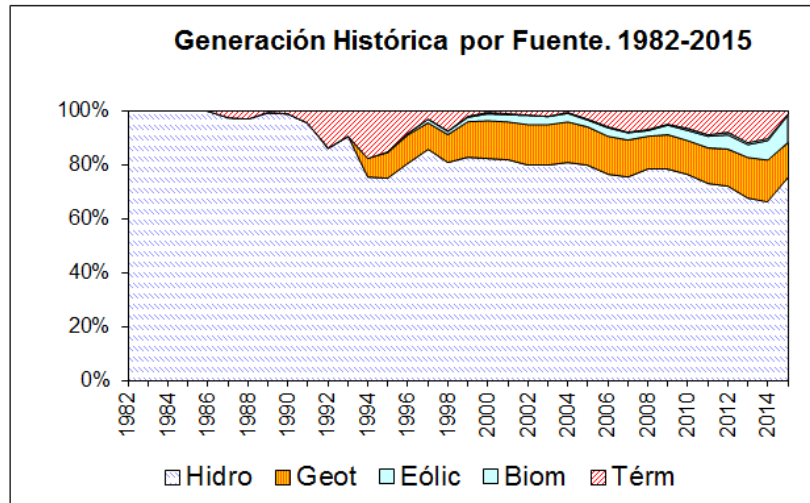


Figura 4.3 Generación histórica por fuente

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 Puerto Limón en el Caribe hasta Santa Cruz, en la Península de Nicoya.

A diciembre del 2015, disponía¹⁰ de un total de 1 633 km de líneas de transmisión de 230 kV y 628 km de 138 kV. El sistema se interconectó por primera vez con Nicaragua en 1982 y con Panamá en 1986. En el 2011 se cerró el circuito del Anillo de la Amistad.

La capacidad total de transformación de las 62 subestaciones del sistema asciende a 9 819 MVA, con 3 345 MVA de capacidad elevadora, 4 475 MVA de capacidad reductora, 1 919 MVA de auto transformación y 80 MVA en reactores para control de tensión.

Desde 1996 desaparecieron los sistemas de distribución aislados y el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) cubre todo el país.

En octubre del 2014 entró en operación el último tramo de la línea SIEPAC, que une los seis países de la región centroamericana. El tramo de 130 km, corresponde a la línea Parrita-Palmar Norte (Costa Rica).

¹⁰ Instituto Costarricense de Electricidad, Negocio de Transmisión. Plan de Expansión de la Transmisión 2015-2025.

En la Figura 4.4 se muestra el mapa con la configuración del Sistema de Transmisión actualizado al año 2015.

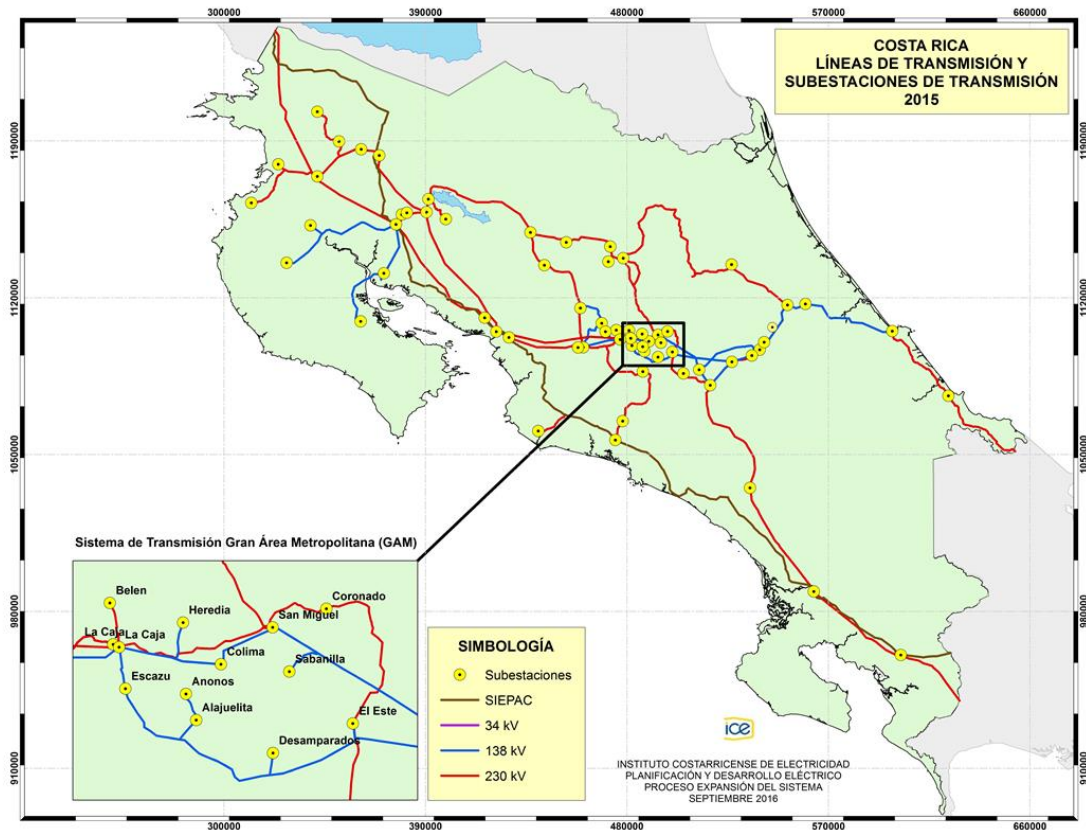


Figura 4.4 Sistema de transmisión

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 (COOPEGUANACASTE, COOPELESCA, COOPESANTOS Y COOPEALFARO, respectivamente).

En la Figura 4.5 se muestra la participación¹¹ de cada empresa en el sistema nacional.

¹¹ Instituto Costarricense de Electricidad. División Finanzas Corporativas. Informe Mensual de Ventas de Energía Eléctrica por Empresa Distribuidora y Sector de Consumo. Diciembre 2015.

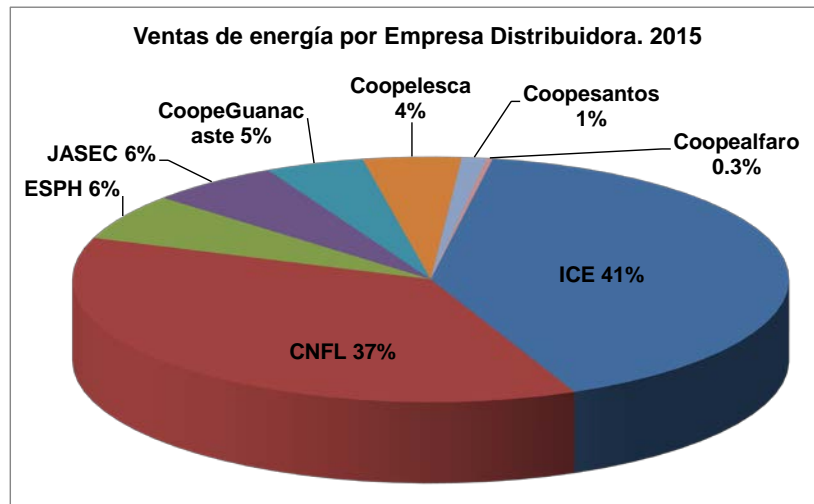


Figura 4.5 Ventas de energía por empresa distribuidora

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

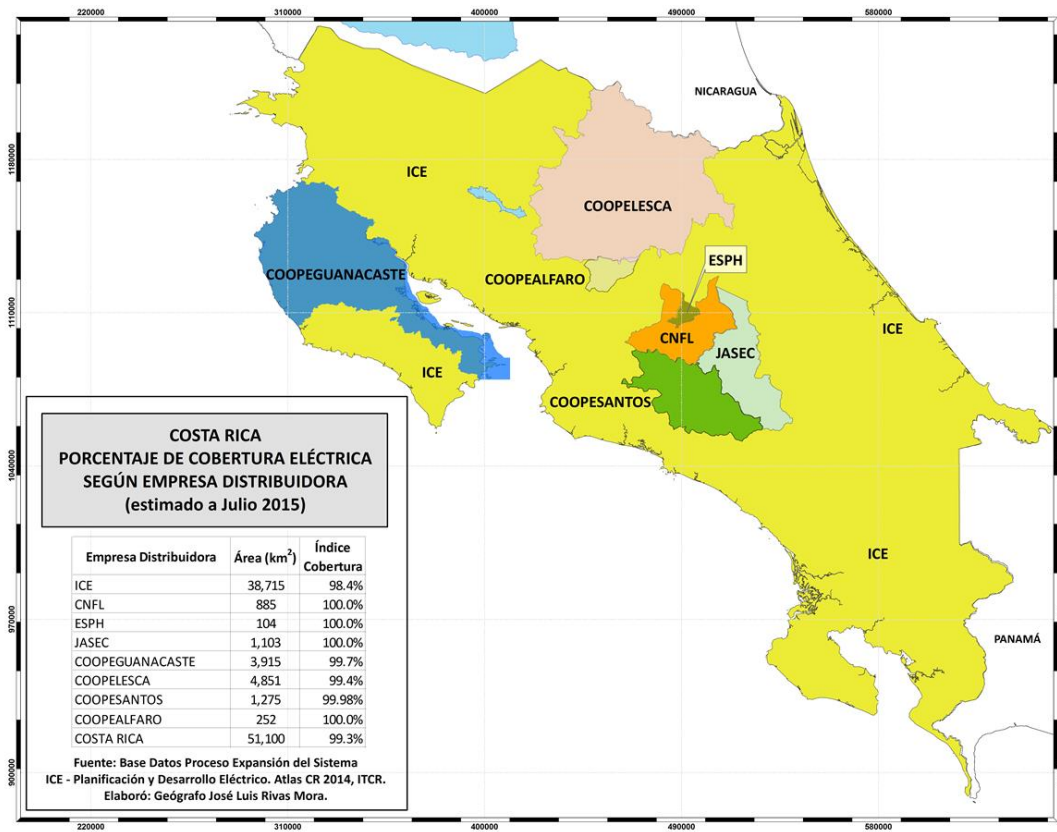


Figura 4.6 Áreas de concesión de servicio de las distribuidoras

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 deben 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 cobertura¹² al año 2015 fue de 99.3%.

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.

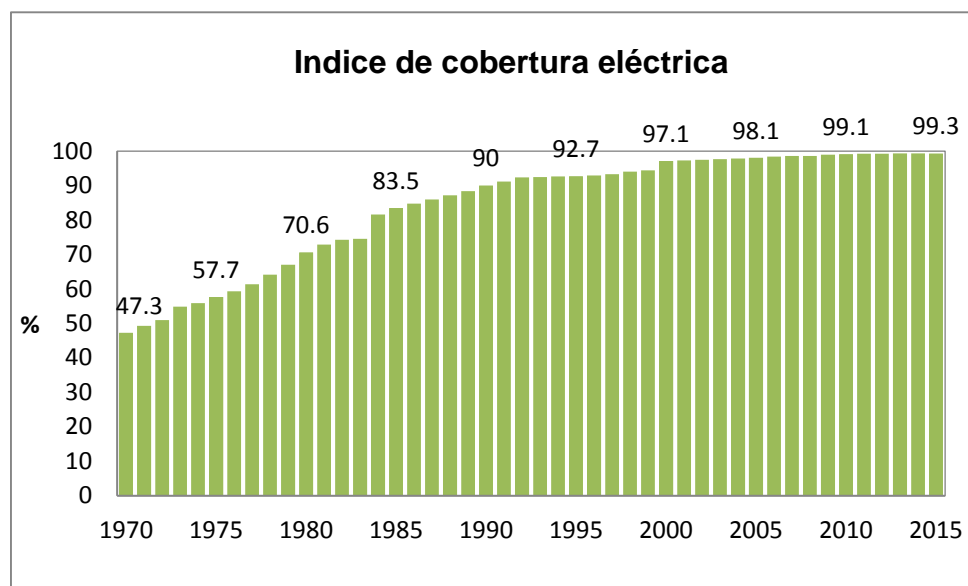


Figura 4.7 Evolución de la cobertura eléctrica. 1970-2015

¹² Índice de Cobertura Eléctrica. Planificación y Desarrollo Eléctrico. Octubre 2015.

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

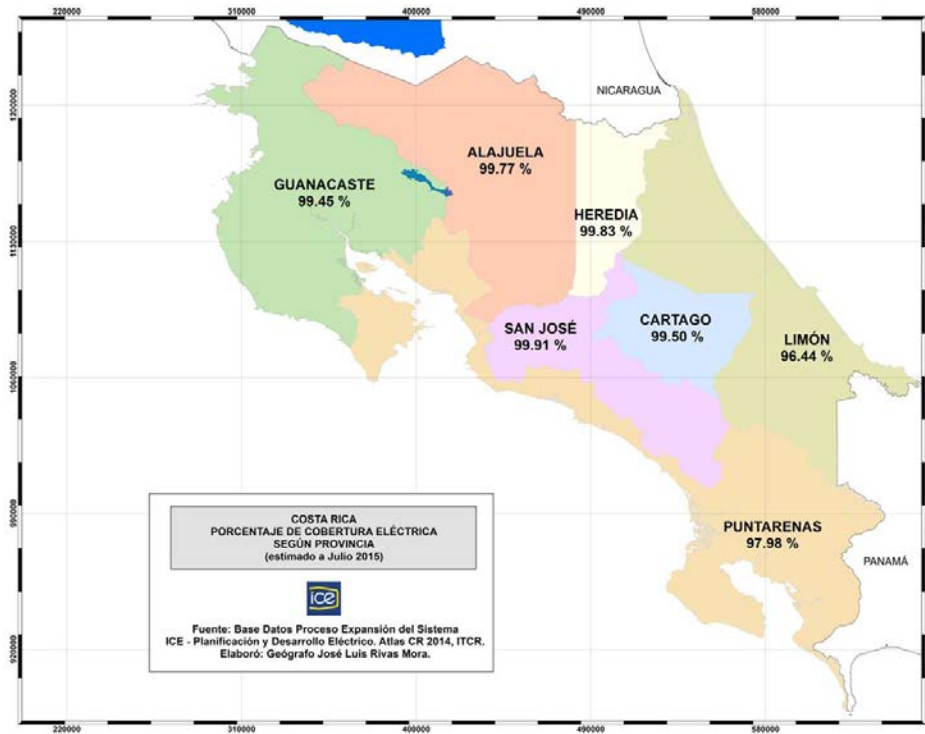


Figura 4.8 Cobertura eléctrica por provincia

4.3 VENTAS DE ENERGIA ELECTRICA

Las ventas de energía de las empresas distribuidoras a sus clientes en el año 2015 fueron de 9 332 GWh¹³. Los siete clientes industriales de Alta Tensión (AT), que no son atendidos por empresas distribuidoras por estar directamente conectados al Sistema de Transmisión, tuvieron un consumo de 221 GWh, un 2% de la demanda total del SEN.

Las ventas de los sectores Residencial, General, Industria, Alta Tensión y Alumbrado Público se muestran Figura 4.9 y los precios medios de venta para cada sector se indican en la Figura 4.10 y Figura 4.11.

El sector residencial, que al final de la década de los 80 consumía casi la mitad de la energía vendida por las empresas distribuidoras, en el año 2015 representó sólo el 39% de las ventas.

¹³ ICE. División de Finanzas Corporativas, Dirección Planificación Eléctrica. Diciembre 2015.

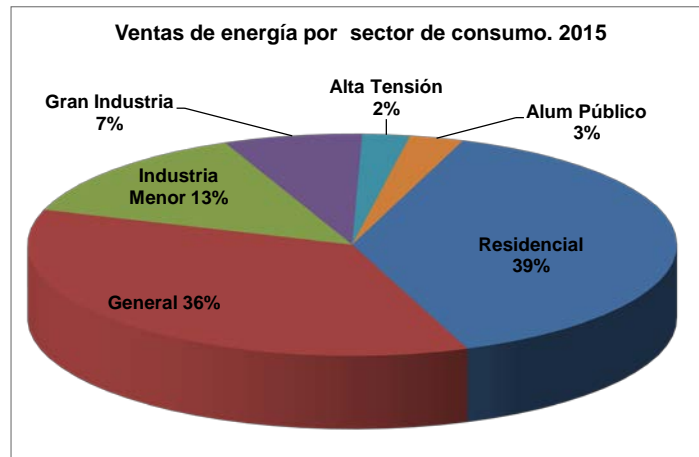


Figura 4.9 Energía demandada por sector de consumo

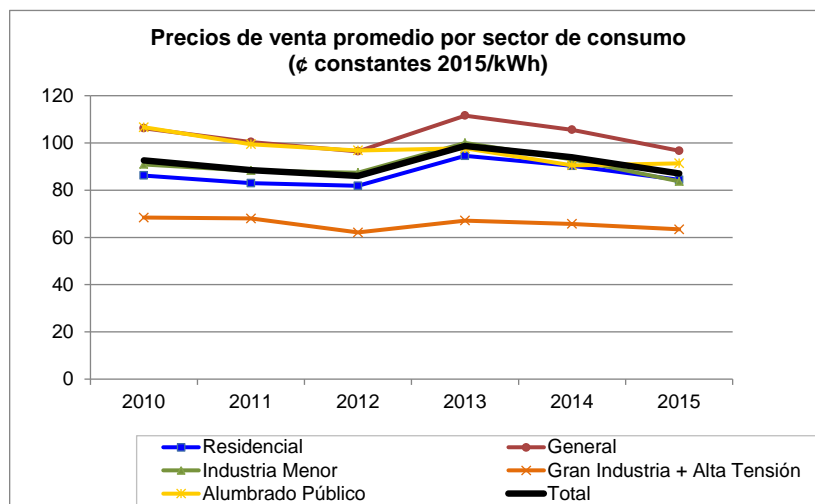


Figura 4.10 Evolución del precio medio por sector de consumo

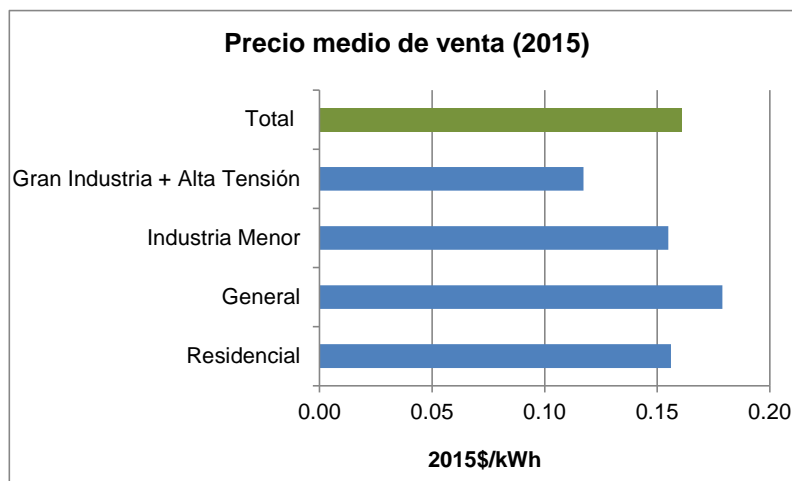


Figura 4.11 Precio medio por sector del año 2015

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 julio del 2016, el ICE instaló 4 245 paneles solares con una potencia de 558 kW, para atender escuelas, telesecundarias, residencias, 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 muestra la cantidad de equipos instalados y en Figura 4.12 la distribución territorial.

Tabla 4.1 Paneles solares Instalados

Paneles solares Instalados (julio 2016)	
Residenciales	3 363
Escuelas	374
Telesecundarias	54
Ebais	31
Puestos fronterizos de seguridad	79
Teléfonos públicos administrados	48
Otras aplicaciones comunales	147
Albergues de áreas silvestres protegidas	149
Total unidades	4 245
Comunidades beneficiadas	373
Potencia instalada (KW)	558

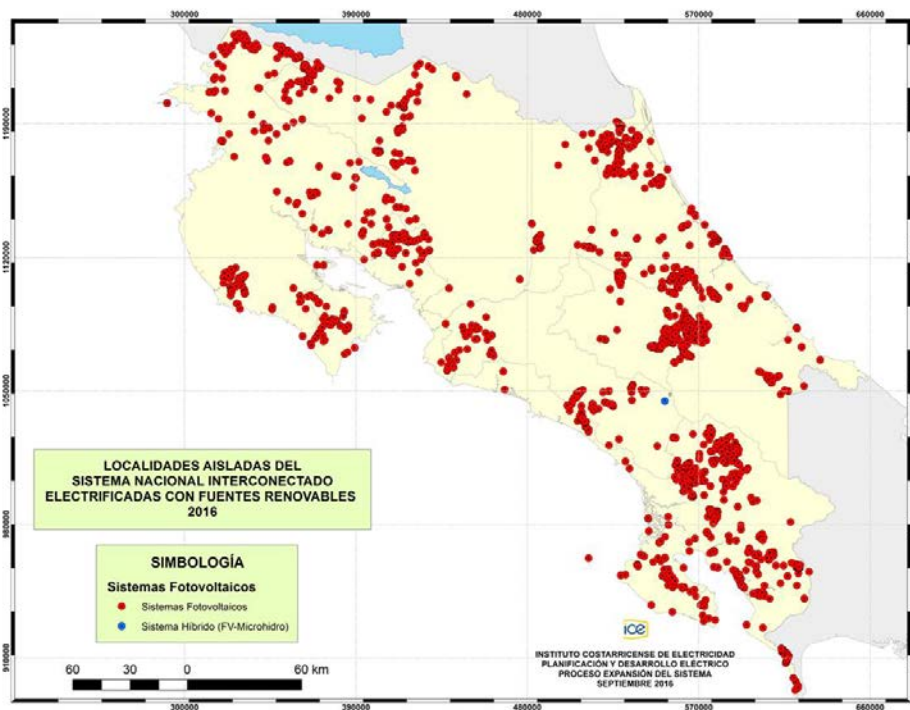


Figura 4.12 Ubicación de localidades con equipos aislados

(esta página en blanco intencionalmente)

5 GENERALIDADES DE LA DEMANDA ELECTRICICA

5.1 EL SECTOR ELECTRICIDAD Y LA DEMANDA TOTAL DE ENERGIA

La electricidad suple cerca de la quinta parte de las necesidades finales de energía del país¹⁴. De los 161 338 terajulios¹⁵ (TJ) que consumió el país en el año 2015, 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 9%. La participación de la leña, que es una fuente no comercial de energía, llegó al 7%, presentando una reducción importante en su participación porcentual (con respecto al 11% del año 2011).

El sector que consume más energía es el de transporte que demanda el 50,3% de la energía total, seguido por el industrial con una demanda de 24,1% y el residencial con una demanda de 13,1%. La demanda relativa de cada sector se muestra en la Figura 5.1.

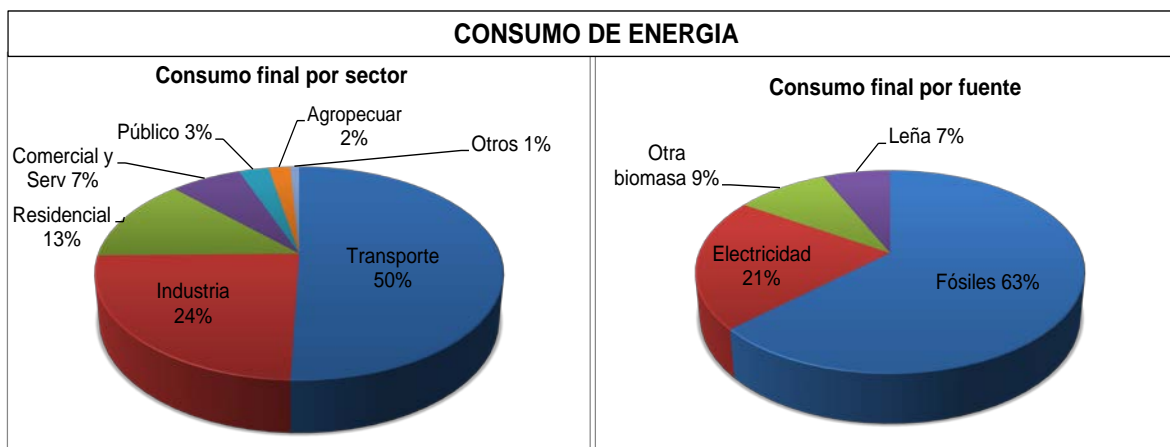


Figura 5.1 Consumo de energía en Costa Rica. Año 2015

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.

El sector industrial usa intensivamente los combustibles fósiles, que cubren el 33% de sus necesidades, para la generación de calor y vapor. El 50% del consumo del sector proviene de biomasa (residuos vegetales y leña), utilizado en su mayor proporción por la industria de producción de alimentos. El restante 17% representa el consumo de electricidad.

La electricidad es usada ampliamente por el sector residencial y comercial, aunque la leña todavía tiene una participación muy importante en los hogares rurales, fundamentalmente para la cocción (25%).

¹⁴ Datos del Balance Energético Nacional de Costa Rica 2015. DSE. Marzo 2016

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

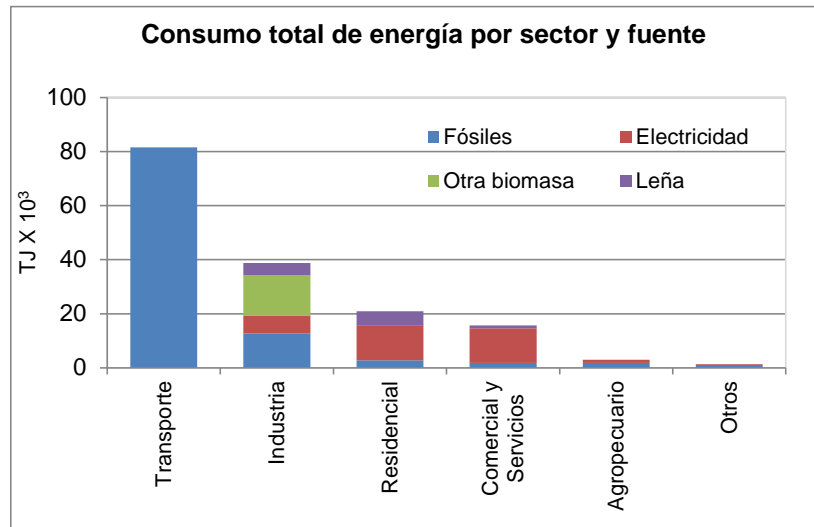


Figura 5.2 Consumo por sector y fuente energética, año 2015

5.2 EVOLUCION DE LA DEMANDA ELECTRICA

Desde 1990 hasta el 2006, la demanda eléctrica creció a un ritmo anual promedio del 5.5%. A partir del 2007 la tasa de crecimiento se redujo y llegó a ser negativa en el 2009, producto de la desaceleración económica del país debido a los efectos de la crisis económica mundial. Si bien ha habido una recuperación, aún persisten condiciones deprimidas de crecimiento como se observa en la Figura 5.3.

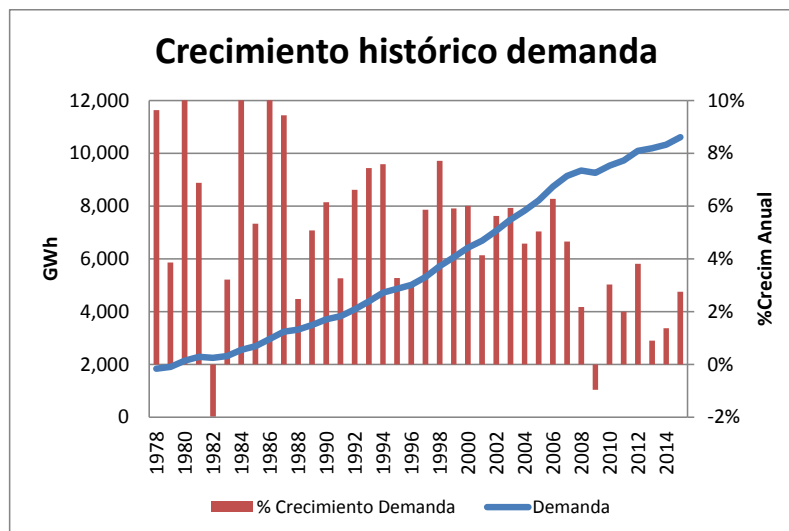


Figura 5.3 Demanda histórica de generación eléctrica 1978-2015

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 alto 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 2015 alcanza el 75%. En la Figura 5.4 se presenta la curva para días laborables del 2015 y se compara con curvas de años anteriores.

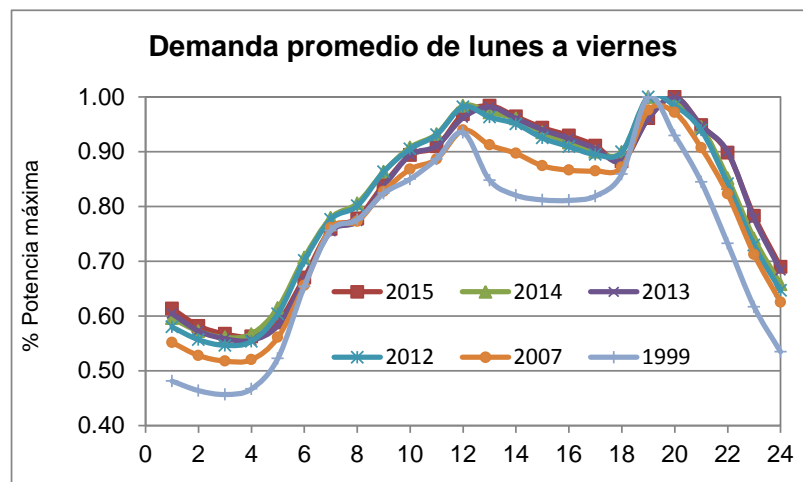


Figura 5.4 Demanda promedio día laboral

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

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 considerado.

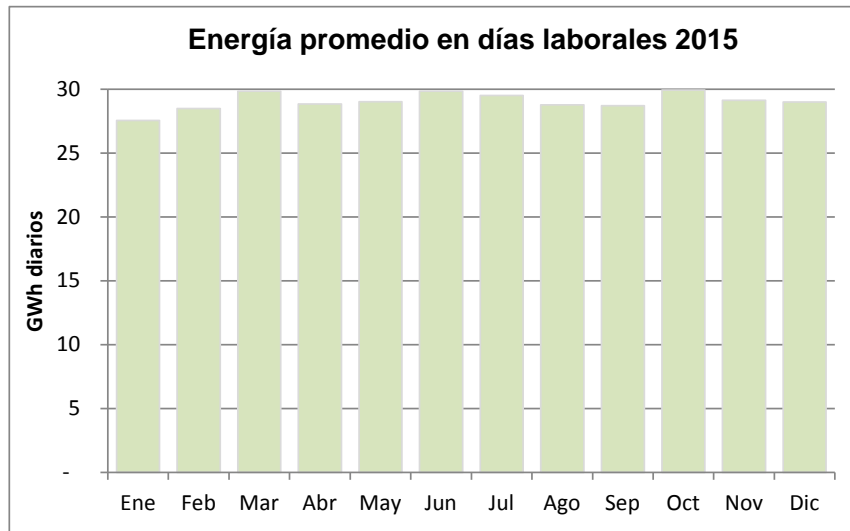


Figura 5.5 Comportamiento estacional de la demanda.

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 planificación¹⁷. Las proyecciones de demanda utilizadas para la formulación del presente plan de expansión de la generación fueron formuladas en mayo del 2016.

Con el objeto de dotar 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 cinco sectores: Residencial, General, Gran Industria, Industria Menor 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 estima en función de proyecciones de variables económicas y demográficas. A partir de escenarios de desarrollo de la actividad económica del país, del precio de la energía y del crecimiento de la población, se deriva la demanda eléctrica de los sectores de consumo usando un modelo de redes neuronales. La metodología supone que es posible encontrar un modelo de demanda, invariante en todo el horizonte de proyección, capaz de relacionar el consumo de energía de cada sector con una serie de variables independientes que lo pueden explicar.

Las redes neuronales son una técnica de inteligencia artificial que trata 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 se refieren a los siguientes elementos:

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

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

¹⁷ Proyecciones de la demanda eléctrica de Costa Rica 2016-2040. Planificación y Desarrollo Eléctrico, mayo 2016.

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.

Tabla 6.1
Variables explicativas de la demanda eléctrica

VARIABLES EXPLICATIVAS DE LA DEMANDA ELECTRICA					
SECTOR DE CONSUMO	NUMERO CLIENTES		PRECIO DE LA ENERGIA	VARIABLES ECONOMICAS	
	Cientes Res	Cientes SEN		VAI	VACA
Residencial	X		X		
General			X		X
Gran Industria			X	X	
Industria Menor			X	X	
Alumbrado Público		X			
VAI: Valor agregado industrial					
VACA: Valor agregado comercial ampliado					

Las simulaciones con redes neurales 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 PEG2016 se presentan en la Tabla 6.2. La demanda de energía corresponde al acumulado de energía anual y se expresa en GWh. La demanda de potencia es el valor de la máxima potencia esperada en el año, y se expresa en MW.

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

Tabla 6.2

ESCENARIOS DE DEMANDA DE GENERACION							Pérdidas sistema (%)	Factor Carga (%)	TASA DE CRECIMIENTO					
Año	HISTÓRICO		ENERGÍA, GWh			POTENCIA, MW			Año	ENERGÍA, GWh				
	Energía	Potencia	Bajo	Base	Alto	Bajo	Base	Alto		Bajo	Base	Alto		
2005	8,222	1,390							10.5%	67.5%	2005			
2006	8,737	1,461							10.6%	68.2%	2006		6.3%	
2007	9,144	1,500							10.7%	69.6%	2007		4.7%	
2008	9,344	1,526							10.6%	69.9%	2008		2.2%	
2009	9,258	1,498							11.0%	70.5%	2009		-0.9%	
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	1,592							11.6%	72.4%	2012		3.8%	
2013	10,172	1,591							11.6%	73.0%	2013		0.8%	
2014	10,323	1,630							11.7%	72.3%	2014		1.5%	
2015	10,607	1,611	10,607	10,607	10,607	1,611	1,611	1,611	12.0%	75.2%	2015		2.8%	
2016			10,877	10,877	10,877	1,666	1,666	1,666	12.0%	74.5%	2016	2.5%	2.5%	2.5%
2017			11,144	11,355	11,878	1,700	1,732	1,812	12.0%	74.8%	2017	2.5%	4.4%	9.2%
2018			11,397	11,778	12,740	1,732	1,790	1,936	12.0%	75.1%	2018	2.3%	3.7%	7.3%
2019			11,681	12,244	13,728	1,769	1,854	2,079	12.0%	75.4%	2019	2.5%	4.0%	7.8%
2020			11,954	12,700	14,672	1,804	1,916	2,214	12.0%	75.7%	2020	2.3%	3.7%	6.9%
2021			12,276	13,254	15,737	1,845	1,992	2,366	12.0%	75.9%	2021	2.7%	4.4%	7.3%
2022			12,584	13,768	16,714	1,878	2,054	2,494	12.0%	76.5%	2022	2.5%	3.9%	6.2%
2023			12,887	14,274	17,581	1,917	2,124	2,615	12.0%	76.7%	2023	2.4%	3.7%	5.2%
2024			13,189	14,778	18,376	1,956	2,192	2,725	12.0%	77.0%	2024	2.3%	3.5%	4.5%
2025			13,486	15,292	19,202	1,994	2,261	2,839	12.0%	77.2%	2025	2.2%	3.5%	4.5%
2026			13,786	15,772	20,019	2,032	2,325	2,951	12.0%	77.4%	2026	2.2%	3.1%	4.3%
2027			14,095	16,238	20,858	2,072	2,387	3,066	12.0%	77.7%	2027	2.2%	3.0%	4.2%
2028			14,410	16,721	21,649	2,112	2,450	3,172	12.0%	77.9%	2028	2.2%	3.0%	3.8%
2029			14,725	17,178	22,488	2,151	2,510	3,286	12.0%	78.1%	2029	2.2%	2.7%	3.9%
2030			15,044	17,625	23,339	2,185	2,560	3,390	12.0%	78.6%	2030	2.2%	2.6%	3.8%
2031			15,367	18,097	24,190	2,227	2,623	3,506	12.0%	78.8%	2031	2.1%	2.7%	3.6%
2032			15,692	18,585	25,045	2,269	2,687	3,622	12.0%	78.9%	2032	2.1%	2.7%	3.5%
2033			16,010	19,037	25,912	2,310	2,747	3,739	12.0%	79.1%	2033	2.0%	2.4%	3.5%
2034			16,325	19,511	26,718	2,351	2,809	3,847	12.0%	79.3%	2034	2.0%	2.5%	3.1%
2035			16,616	19,958	27,414	2,387	2,867	3,939	12.0%	79.5%	2035	1.8%	2.3%	2.6%
2036			16,881	20,357	28,045	2,415	2,912	4,012	12.0%	79.8%	2036	1.6%	2.0%	2.3%
2037			17,118	20,729	28,651	2,447	2,964	4,096	12.0%	79.8%	2037	1.4%	1.8%	2.2%
2038			17,329	21,056	29,230	2,477	3,009	4,177	12.0%	79.9%	2038	1.2%	1.6%	2.0%
2039			17,521	21,362	29,718	2,503	3,051	4,245	12.0%	79.9%	2039	1.1%	1.5%	1.7%
2040			17,692	21,640	30,153	2,525	3,088	4,303	12.0%	80.0%	2040	1.0%	1.3%	1.5%

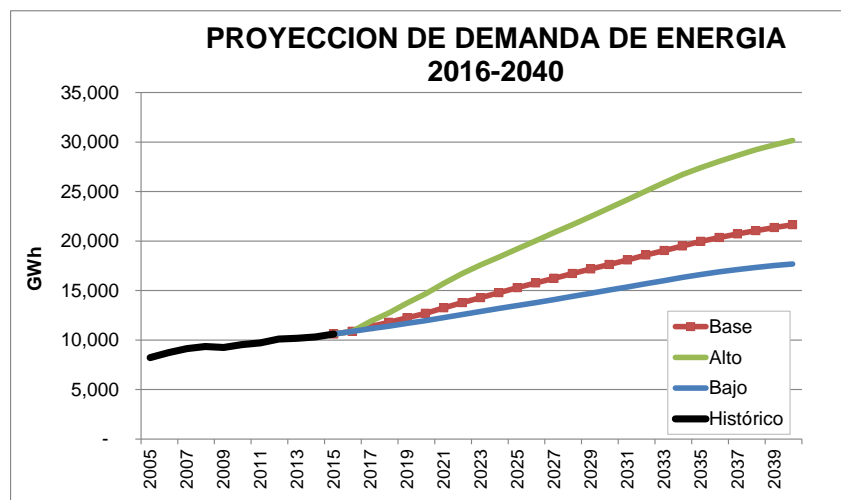


Figura 6.1 Proyección de la demanda anual de largo plazo

6.3 COMPARACION CON PROYECCIONES DE DEMANDA DE AÑOS ANTERIORES

La demanda eléctrica del país ha venido presentando desde el año 2008 una desaceleración de su crecimiento histórico, producto de la situación económica nacional y del mundo en general. Las proyecciones de demanda eléctrica de largo plazo han recogido gradualmente esa señal del mercado eléctrico y han evidenciado un crecimiento menos agresivo en los últimos años.

En la Figura 6.2 puede 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.

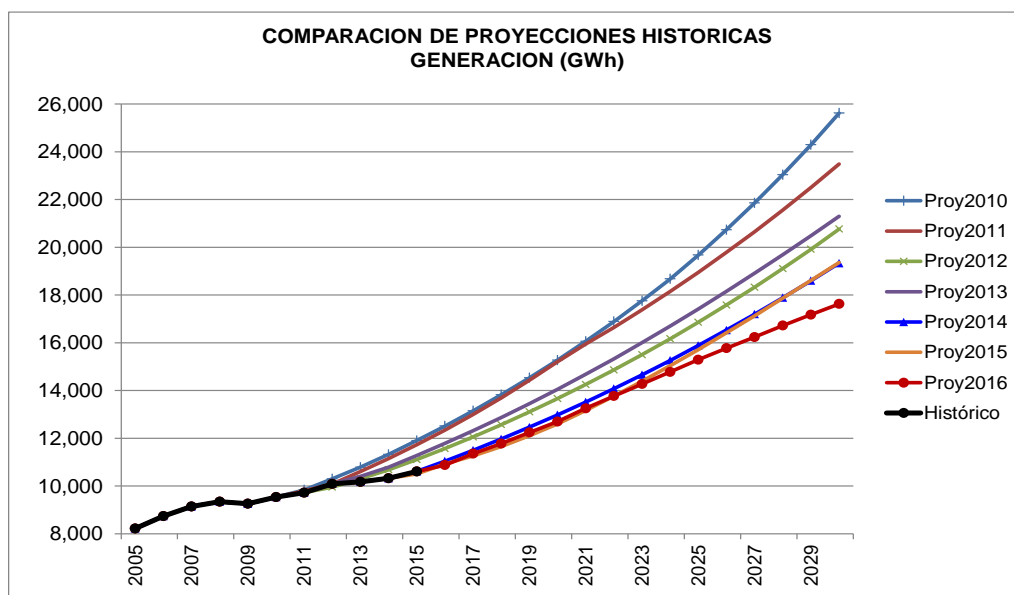


Figura 6.2 Proyecciones de energía en GWh- Escenario medio

7 RECURSOS ENERGETICOS

7.1 POTENCIAL DE RECURSOS RENOVABLES

El país ha desarrollado sus recursos energéticos renovables para atender la demanda de electricidad. La hidroelectricidad ha sido la principal fuente utilizada dada su abundancia, calidad y economía. Le sigue la geotermia y la eólica 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 incorporado la energía solar, pero aún es incipiente.

El potencial económicamente explotable de estas fuentes se cuantifica recurriendo a la identificación de proyectos de generación de electricidad. Este potencial corresponde a la suma de la potencia estimada de todos los proyectos que han sido identificados, incluyendo los ya construidos. Algunos de estos proyectos están ubicados en zonas indígenas, parques nacionales y reservas, por lo que cuentan con restricciones para su aprovechamiento, pero son contabilizados dentro del potencial nacional.

El potencial energético de las fuentes mencionadas se muestra en la Tabla 7.1. La capacidad instalada del país se refiere solo a las fuentes nacionales y por lo tanto no incluye la instalación térmica.

Tabla 7.1 Potencial energético local

POTENCIAL ENERGETICO NACIONAL				
dic-15				
Fuente Energética	Potencial identificado ⁽¹⁾	Capacidad instalada ⁽²⁾	Potencial remanente	Porcentaje instalado
	MW	MW	MW	
Hidroeléctrico	7,137	1,935	5,202	27%
Geotérmico	875	217	658	25%
Eólico	2,400	278	2,122	12%
Biomasa	445	40	405	9%
Solar	577	11	566	2%
Total	11,434	2,482	8,952	22%

(1) **Potencial Identificado:** suma de proyectos identificados y para los cuales existe algún tipo de evaluación al menos preliminar; incluye la capacidad ya instalada.

Hidroeléctrico: tomado de la evaluación realizada por el Proceso Estudios y Proyectos, PDE 2016, e incluye los proyectos del ICE, de otras empresas distribuidoras, y los proyectos privados con solicitudes de elegibilidades.

Geotérmico: tomado de "Evaluación del Potencial Geotérmico de Costa Rica", ICE, 2009.

Eólico: corresponde a proyectos presentados por empresas privadas, empresas distribuidoras y el ICE.

Biomasa: corresponde al bagazo y los proyectos de biogás conocidos.

Solar: incluye plantas existentes, sistemas de generación distribuida, sistemas aislados y solicitudes de elegibilidades.

(2) Potencia de placa. Fuente: ICE.Generación y Demanda. Informe Anual. CENCE 2015 . Se incluyen 10 MW de solar, correspondientes a generación distribuida.

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

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

7.2 RECURSOS RENOVABLES EN LA MATRIZ ELECTRICA NACIONAL

El sistema de generación nacional ha utilizado en forma extensiva los recursos renovables disponibles. Las fuentes establecidas que aportan significativamente a la satisfacción de la demanda son la hidroeléctrica, la geotérmica, la eólica, la solar 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 o país, juega un papel muy importante la estimación de los potenciales teóricos o brutos, pues constituyen límites de referencia para medir los progresos reales de aprovechamiento hidroeléctrico que se logra. Los potenciales teóricos dan, además, una idea muy clara del orden y magnitud y distribución de la energía en las diferentes cuencas del país. Cabe aclarar que el potencial teórico es inalcanzable en la práctica.

La evaluación del potencial teórico¹⁹ superficial de escurrimiento de Costa Rica data de 1963, de un estudio del Ing. Enrique Evans del ICE. Llegó a estimar una potencia teórica aproximada a 25 000 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 identificado en el país se estima en 7 137 MW, que corresponde al 28% del potencial teórico estimado en 1963.

Del potencial remanente aún sin explotar, cerca del 35% se ubica parcial o totalmente en zonas indígenas. No existe un impedimento legal para la eventual ejecución de estos proyectos, sin embargo, es previsible que las complejidades adicionales, impuestas por las negociaciones y acuerdos con comunidades indígenas, impliquen que una parte del 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, 2015.

Adicionalmente, un 20% del potencial remanente se ubica en parques nacionales y reservas forestales, donde la ley no permite ningún tipo de explotación, afectando el potencial aprovechable.

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 sea muy limitado.

La hidroelectricidad con embalses de regulación, es la tecnología más adecuada para brindar servicios complementarios al SEN como respaldo y regulación de frecuencia, cada vez más importantes dada la incorporación creciente de fuentes intermitentes como el viento y el sol.

7.2.2 Geotermia

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

Únicamente los campos de Miravalles y Rincón de la Vieja (Pailas y Borinquen) han sido desarrollados a la fecha. A diciembre 2015, un total de 217 MW han sido explotados correspondientes a los aprovechamientos de Miravalles I, II, III y V, Boca de Pozo I y Pailas 1 y está en construcción Pailas 2 de 55 MW.

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

7.2.3 Eólico

El país fue el pionero de la energía eólica en toda Latinoamérica. Desde el año 1996 el país disfruta de los beneficios de la energía eólica y al 2015 la energía eólica representaba poco más del 9% de la potencia instalada en el país.

En Costa Rica, la energía eólica es un buen complemento de la energía hidroeléctrica a lo largo del año y en especial en la época seca. Las mejores condiciones de viento se obtienen justamente en la época seca cuando merman los caudales de los ríos. Adicionalmente, los ciclos del fenómeno El Niño (años secos) proporcionan 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.

El potencial eólico de Costa Rica para un factor de planta superior al 30%, alcanza los 2 400 MW de capacidad²⁰, lo que representa una energía anual de 6 700 GWh. Este potencial solo se refiere a los aprovechamientos en tierra firme. No incluye los eventuales desarrollos en mares o lagos.

²⁰ Plan Estratégico para la Promoción y Desarrollo de Fuentes Renovables No convencionales 2016-2035, PDE, 2015.

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 se ha seguido en el país para controlar y compensar los efectos secundarios que provoca la intermitencia en el sistema, es aumentar en forma gradual la penetración eólica.

El desarrollo de las baterías ha coadyuvado en la solución de este problema en algunos países, pero esa tecnología aún no puede aportar la firmeza de los respaldos térmicos o los embalses.

7.2.4 Biomasa

El país 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.

Los ingenios azucareros 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 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. 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.

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	Capacidad instalada	% instalado
Biomasa Húmeda			
Efluente extracción de la palma	4.4	1.4	32%
Pollinaza	20.8	0.1	0%
Cerdaza	2.3	0.5	22%
Boñiga	8.2	0.0	0%
Residuos mataderos	1.8	0.5	25%
Rastrojo de piña	78.0	0.0	0%
Otros	19.1	0.0	0%
Subtotal	134.6	2.5	2%
Biomasa seca			
Bagazo	122.9	40.0	33%
Cascarilla	7.8	4.5	58%
Otros	314.6	0.0	0%
Subtotal	445.3	44.5	10%
Total	579.9	47.0	8%

7.3 RECURSOS RENOVABLES EMERGENTES

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

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

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 tienen también la posibilidad de ser desarrolladas bajo un concepto de generación distribuida (un número grande y disperso de pequeños generadores 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.

Para estimular este tipo de fuentes, el ICE desarrolló el Plan Piloto de Generación Distribuida para Autoconsumo (PPGDA) que estuvo en funcionamiento algunos años y permitió la instalación de más de 5 MW en pequeños proyectos de generación. Posteriormente la actividad quedó regulada en una nueva normativa denominada "Planeación, Operación y Acceso, al Sistema Eléctrico Nacional (AR-NT-POASEN)". Actualmente la instalación solar atribuible a este tipo de proyectos es de 10 MW aproximadamente.

Es de esperar un crecimiento fuerte en los próximos años de fuentes emergentes, pero no se vislumbra en la próxima década una participación significativa de la generación total,

por la dinámica de evolución del sistema y porque todavía algunas de ellas requieren reducciones de costo para ser competitivas.

7.3.1 Biogás

El biogás es un energético que se obtiene de la biomasa. Es una fuente económicamente viable cuando se utiliza como materia prima los subproductos 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 Desechos Sólidos Municipales

Cuando las municipalidades tratan y disponen de la basura ordinaria 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 Solar

La energía solar constituye una fuente renovable con un gran potencial, tanto mundial como nacional. Actualmente, existen dos tecnologías que son utilizadas para convertir la radiación solar en energía eléctrica: los sistemas fotovoltaicos y los sistemas solares termoeléctricos (también denominados termo-solares). Los sistemas fotovoltaicos presentan dos modalidades, las centrales de gran escala (granjas solares) y los sistemas de generación distribuida que aprovechan el área de los techos de edificaciones existentes (residenciales, comerciales o industriales).

En lo que se refiere a los sistemas solares termoeléctricos, los estudios disponibles muestran que los niveles de radiación directa promedio anual de nuestro país son inferiores al umbral mínimo requerido para la viabilidad económica de los proyectos²².

En cuanto al potencial técnico fotovoltaico de Costa Rica, suponiendo que tan solo un 1% del área de nuestro país pudiese ser dedicada a proyectos solares fotovoltaicos, resultaría un potencial de 5 767 MW. Considerando un 0,1 % del área sin restricciones, se tendría un potencial técnico disponible de 577 MW. Este potencial conservador es el que se registra como el potencial identificado en el país.

²² Determinación del potencial de energía solar para generación eléctrica en Costa Rica. Planificación y Desarrollo Eléctrico, ICE, 2014.

Los sistemas fotovoltaicos han experimentado un gran desarrollo y han bajado notoriamente su costo de fabricación. Esta condición, combinada con el incremento generalizado del costo de las otras tecnologías y sus crecientes complejidades socioambientales, hace que los paneles fotovoltaicos muestren ya viabilidad económica a gran escala.

A largo plazo, se visualiza la energía solar fotovoltaica como una fuente que traerá aportes importantes de energía y otros servicios auxiliares al SEN. La intensidad con que esta tecnología permee la matriz de generación dependerá de las reducciones en costos que estén todavía por implementarse y de las tecnologías disponibles para controlar la variabilidad del recurso. Los embalses hidroeléctricos de regulación son el mecanismo más económico y confiable para brindar respaldo energético para esta fuente de generación. El desarrollo y la evolución de sistemas de baterías también aportarán mayores posibilidades a la generación solar futura.

7.3.4 Biocombustibles

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

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

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 se mezcla con gasolina para uso en automóviles, pero no resulta económico para la generación eléctrica.

Para cumplir la meta energética de reducir la dependencia de combustibles fósiles importados, se deberá recurrir a los biocombustibles para alimentar la generación térmica. Actualmente los costos de producción de biocombustibles no logran vencer el precio de mercado de los derivados de petróleo.

7.4 OTRAS FUENTES RENOVABLES Y NO CONVENCIONALES

Otras fuentes, también llamadas “fuentes renovables nuevas”, tienen aún limitaciones tecnológicas y económicas, que únicamente permiten considerarlas en pequeña escala o para aplicaciones especiales.

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 espera que alcancen una participación importante en comparación a las demás fuentes con recursos renovables convencionales. No obstante lo anterior, se monitorea el avance a nivel mundial de estas potenciales opciones, para incorporarlas en los futuros planes conforme se vuelvan factibles.

7.5 PARTICIPACION DE DIFERENTES FUENTES RENOVABLES

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

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

7.6 COMBUSTIBLES FOSILES

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

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

La generación termoeléctrica, a pesar de ser solo una pequeña fracción de la generación total, tiene un papel muy importante como complemento, cuando la disponibilidad de las fuentes renovables disminuye por causas naturales. Tratar de sustituir ese pequeño porcentaje de generación térmica con fuentes renovables resulta sumamente caro, toda vez que estos proyectos (hidroeléctricos, geotérmicos o eólicos) requieren altas inversiones, y su uso sería eventual, e inclusive durante años húmedos podrían no utilizarse 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, la función del térmico es operar la menor cantidad posible de horas, solo para servir de respaldo cuando la generación renovable disminuye. Las plantas térmicas que mejor se adaptan a esta función son las turbinas de gas y los motores de media velocidad. Estas máquinas tienen en común que resultan eficaces con unidades en potencias relativamente pequeñas (8-100 MW) y que su costo de inversión es menor que el de centrales a vapor.

Por el contrario, las alternativas térmicas de base convencionales como las plantas de carbón, no han resultado competitivas en la matriz de generación del país porque su 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 al parque que ha existido en el país, cuyo componente de plantas renovables, de casi el 80%, no requiere de generación térmica en la época lluviosa.

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

- a) En gran parte, los mejores sitios para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos ya han sido aprovechados, y los proyectos futuros presentan costos crecientes.
- b) Son muy pocos los sitios adicionales para el desarrollo de proyectos hidroeléctricos con embalses multi-anales.
- c) A pesar de que se reconoce que desde un punto de vista ambiental los desarrollos hidroeléctricos son de las opciones más benignas para la generación eléctrica, siempre presentan algún grado de impacto local. Estos impactos han ido cobrando más relevancia, y cada vez se presenta mayor oposición de parte de grupos ambientalistas y de vecinos, que normalmente tienden a dar más preponderancia a los impactos locales, que a los beneficios globales.
- d) Los proyectos hidroeléctricos, aunque resulten más beneficiosos desde un punto de vista económico, requieren inversiones altas durante el período de construcción, mientras que su recuperación ocurre durante un período de 30 o más años, en correspondencia con su larga vida útil. Por su parte, las opciones térmicas requieren inversiones iniciales del orden del 50% o menos que las de un proyecto hidroeléctrico de similar capacidad. Aunque su operación tenga un costo importante, desde un punto de vista financiero resulta más fácil su desarrollo.
- e) La mayor parte del recurso geotérmico del país está dentro de parques nacionales y se requeriría un cambio de legislación para poder aprovechar estos recursos.
- f) Los proyectos de energía renovable, como los hidroeléctricos y geotérmicos, presentan mayores riesgos en sus estudios, construcción y operación, en comparación con opciones térmicas.
- g) El desarrollo y mejoramiento tecnológico de otras fuentes no convencionales, como la eólica y solar han avanzado significativamente, y los costos presentan reducciones importantes, pero todavía no está resuelto integralmente el problema de la variabilidad del recurso por lo que no pueden considerarse

- alternativas suficientes para cubrir las necesidades impuestas por el crecimiento de la demanda.
- h) La reducción experimentada en los últimos años de los costos de los derivados del petróleo ha bajado fuertemente el costo operativo de las tecnologías térmicas, sin embargo no se debe obviar la gran volatilidad de sus precios.
 - i) La explotación comercial del shale gas en Estados Unidos convulsionó las estructuras de precios de los mercados de gas natural licuado, abriendo oportunidades importantes para los países que aún no tienen disponibilidad de este combustible.
 - j) El Mercado Eléctrico Regional aumenta significativamente el tamaño del mercado, permitiendo el desarrollo de plantas térmicas de gran escala que pueden funcionar en la base.

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

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

7.6.1 Diésel y búnker

El país cuenta con infraestructura para importar, almacenar y transportar derivados y residuales de petróleo. Estos combustibles se usan mayoritariamente para atender al transporte y a la industria. En el año 2015, en el cual se manifestó una hidrología muy buena, del total de hidrocarburos consumido en el país, sólo un 1% se empleó para alimentar las plantas termoeléctricas. El sector eléctrico gastó un 0.1% del diésel y un 17.5% del búnker consumido ese año.

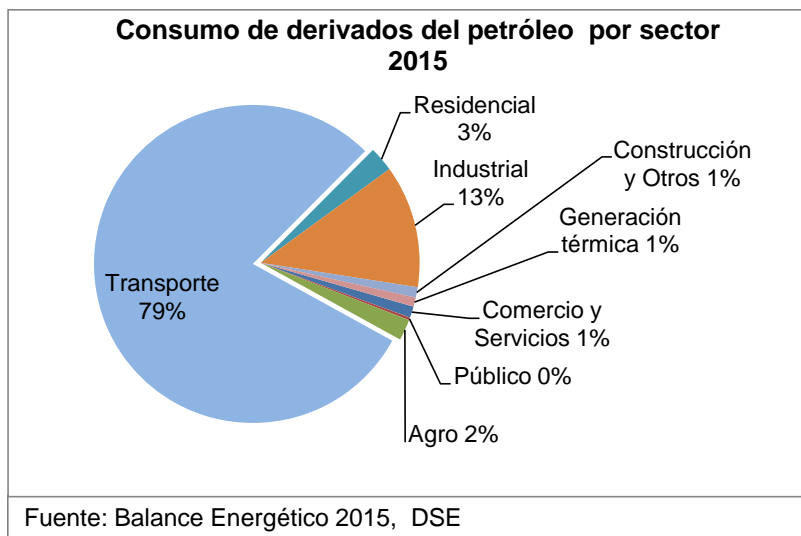


Figura 7.1

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

7.6.2 Gas natural

La región centroamericana no tiene aún disponible gas natural en sus mercados.

El Salvador y Panamá tienen en ejecución proyectos de generación térmica alimentados por gas del orden de 380 MW y 830 MW respectivamente. En ambos países se adjudicaron contratos a generadores con gas natural licuado (GNL), que asumirán toda la cadena de suministro, desde la compra del gas hasta la generación eléctrica. En Panamá la central generadora estará ubicada en Colón y en El Salvador en el puerto de La Unión.

El desarrollo de la técnica del *fracking* para la extracción del gas de esquisto (*shale gas*) en Estados Unidos cambió radicalmente la disponibilidad de gas en todo el continente americano y los niveles de precios internacionales se redujeron considerablemente. Estados Unidos pasó de ser un importador neto de GNL a un exportador importante. Es de esperar que conforme otras naciones adquieran la tecnología necesaria, se harán viables económicamente nuevos y vastos depósitos de gas y de petróleo.

La vía de acceso más viable de Costa Rica al gas natural es a través de vía marítima importando gas natural licuado (GNL). Para ello el país deberá desarrollar toda la logística necesaria, correspondiente a la terminal de regasificación y las estructuras de puerto. El acceso a los depósitos de gas natural de Colombia o de México a través de un gasoducto regional, no se prevé como una solución en el corto ni mediano plazo. Estudios elaborados en el año 2014 comisionados por el BID, el Banco Mundial y OLADE a solicitud de los países centroamericanos, abordaron en detalle ambos esquemas de aprovisionamiento para la Región.

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 en el país 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.

El principal obstáculo para traer gas a mercados pequeños como el de Costa Rica es que se requieren grandes inversiones en la planta de regasificación y compromisos de compra de GNL en volúmenes importantes amparados en contratos tipo take or pay de largo plazo.

Tradicionalmente, por economías de escala el desarrollo del GNL requería infraestructura para alimentar centrales de 500-700 MW, posteriormente del orden de 300 MW y actualmente empiezan a ser económicas plantas más pequeñas. Sin embargo la estructura del consumo de combustibles para generación en el país, caracterizada por demandas pequeñas, estacionales y muy variables de un año a otro, continúa siendo una limitante importante.

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 no se considera viable dentro del horizonte de planeamiento del presente plan.

El desarrollo de las terminales de regasificación en el Caribe en Panamá, podrá brindar una mejor opción de acceso al gas natural para Costa Rica. El proyecto en Panamá cuenta con una capacidad de almacenamiento de GNL de 160 000 m³, que representa un volumen alto para el tamaño del mercado panameño.

Desde el punto de vista ambiental, el uso del gas natural en generación es muy atractivo porque provoca menores emisiones en comparación con los derivados del petróleo o el carbón. Sin embargo, la adopción de una política de utilización del gas natural en Costa Rica probablemente implicará un cambio en el papel de la generación térmica, que pasaría de ser un respaldo temporal a una generación de base.

7.6.3 Carbón

Las enormes reservas mundiales de carbón, así como la expectativa de avances tecnológicos en reducción de emisiones, hacen del carbón una fuente interesante desde el punto de vista económico.

En la región centroamericana, Guatemala, Honduras y Panamá han utilizado carbón para generación eléctrica. Al 2015 Guatemala tenía una capacidad de 572 MW en plantas de carbón, sin considerar los ingenios azucareros que usan carbón (350MW) en época fuera de zafra. Panamá tenía 133 MW y Honduras anunció el retiro de los 24 MW instalados para el 2016. En el año 2015 la generación carboeléctrica totalizó 2591 GWh, lo que representa un 4% de la generación regional. En los próximos cinco años solamente se prevé la entrada de plantas de carbón en Honduras (90 MW) y en Panamá (300MW).

La presión para atender el crecimiento de la demanda y el riesgo de la volatilidad del precio del petróleo, han despertado un gran interés por el carbón. 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.

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-super-críticas y la captura y almacenamiento del CO₂ (CCS por sus siglas en inglés). Estas tecnologías contaminan menos pero son más costosas.

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

7.7 ENERGIA NUCLEAR

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

Los reactores nucleares requieren de grandes inversiones de capital y generadores de gran capacidad para obtener economías de escala, que solo resultan rentables si se utilizan con factores de planta elevados, dado que el costo unitario de operación es muy bajo.

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

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

7.8 IMPORTACIONES DEL MER

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

Las transacciones en el mercado se han incrementado en los últimos años, sin embargo el mercado es aún incipiente. Como no es posible realizar contratos de largo plazo que aseguren las capacidades de transmisión necesarias para eventuales transferencias, el suministro regional no se garantiza en iguales condiciones que las que tendría una planta localizada dentro del país. Por esta razón, en el presente plan de expansión no se considera la importación como una fuente energética disponible.

7.9 EXTERNALIDADES DEL APROVECHAMIENTO DE LOS RECURSOS 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.

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

Las emisiones de las plantas generadoras dependen de una gran cantidad de factores. No obstante lo anterior, se pueden utilizar tablas de emisiones genéricas por cada tipo de tecnología, con el objeto de evaluar gruesamente las emisiones totales de los escenarios de expansión. Estas tablas tratan de medir las emisiones de todos los gases de efecto invernadero, expresadas en toneladas equivalentes de CO₂.

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

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 cálculo²³ 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 7.3.

Tabla 7.3 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

7.10 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.

²³ Inventario de gases de efecto invernadero del Sistema Eléctrico Nacional. Etapa de generación. Planificación y Desarrollo Eléctrico, ICE. 2017.

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

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

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

7.11 UBICACION GEOGRAFICA DE LOS PROYECTOS

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

(esta página en blanco intencionalmente)

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 Rica²⁴. 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 2016 (AEO2016)²⁵, publicado en mayo 2016.

8.1 PROYECCIONES DEL PRECIO DEL CRUDO

En la Figura 8.1 se presentan los precios para varios crudos de referencia. Las cifras se expresan en dólares por barril (USD/bbl) y se refieren a dólares constantes de diciembre 2015.

²⁴ Proyección Precios Combustibles 2016-2040. Planificación y Desarrollo Eléctrico. Mayo 2016.

²⁵ Annual Energy Outlook 2016, Energy Information Administration, DOE, Mayo 2016.

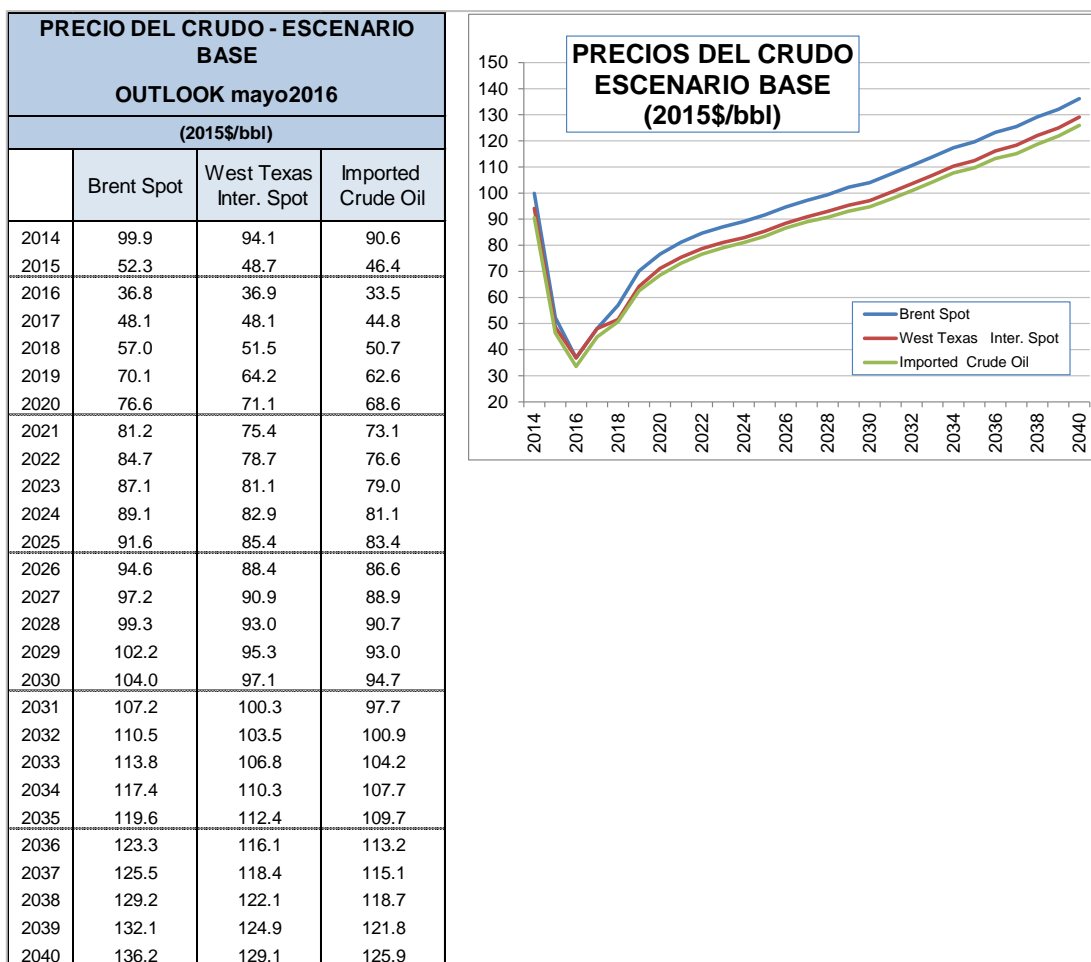


Figura 8.1 Precios del crudo de petróleo en el escenario base

8.2 PRECIO DEL DIESEL Y EL BUNKER

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

Las proyecciones del precio del diésel y del búnker para Costa Rica para el período 2014-2040, se muestran en la Tabla 8.1 y Figura 8.2. La proyección se presenta en dólares (2015\$) por litro, con y sin impuestos a los combustibles. Los datos del 2014, 2015 y 2016 (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 2016.

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 de los combustibles

PROYECCION DE PRECIOS DEL DIESEL Y BUNKER								
ESCENARIO BASE								
PRECIO SIN IMPUESTOS			Impuestos			PRECIO CON IMPUESTOS		
(2015\$/lt)			(2015\$/lt)			(2015\$/lt)		
	Diesel s/imp	Bunker s/imp		Diesel	Bunker		Diesel c/imp	Bunker c/imp
2014	0.83	0.63	2014	0.24	0.04	2014	1.07	0.67
2015	0.51	0.32	2015	0.26	0.04	2015	0.76	0.37
2016	0.35	0.20	2016	0.25	0.04	2016	0.60	0.24
2017	0.43	0.29	2017	0.25	0.04	2017	0.68	0.33
2018	0.51	0.37	2018	0.25	0.04	2018	0.76	0.41
2019	0.59	0.46	2019	0.25	0.04	2019	0.84	0.50
2020	0.67	0.55	2020	0.25	0.04	2020	0.92	0.59
2021	0.70	0.57	2021	0.25	0.04	2021	0.95	0.62
2022	0.72	0.60	2022	0.25	0.04	2022	0.98	0.64
2023	0.74	0.61	2023	0.25	0.04	2023	0.99	0.65
2024	0.75	0.63	2024	0.25	0.04	2024	1.01	0.67
2025	0.77	0.64	2025	0.25	0.04	2025	1.02	0.68
2026	0.79	0.66	2026	0.25	0.04	2026	1.04	0.71
2027	0.81	0.68	2027	0.25	0.04	2027	1.06	0.72
2028	0.82	0.69	2028	0.25	0.04	2028	1.07	0.73
2029	0.84	0.70	2029	0.25	0.04	2029	1.09	0.75
2030	0.85	0.71	2030	0.25	0.04	2030	1.11	0.76
2031	0.87	0.73	2031	0.25	0.04	2031	1.13	0.77
2032	0.89	0.75	2032	0.25	0.04	2032	1.15	0.79
2033	0.92	0.77	2033	0.25	0.04	2033	1.17	0.81
2034	0.94	0.79	2034	0.25	0.04	2034	1.20	0.83
2035	0.96	0.80	2035	0.25	0.04	2035	1.21	0.84
2036	0.98	0.82	2036	0.25	0.04	2036	1.24	0.86
2037	1.00	0.83	2037	0.25	0.04	2037	1.25	0.87
2038	1.02	0.85	2038	0.25	0.04	2038	1.27	0.89
2039	1.04	0.87	2039	0.25	0.04	2039	1.29	0.91
2040	1.07	0.89	2040	0.25	0.04	2040	1.32	0.93

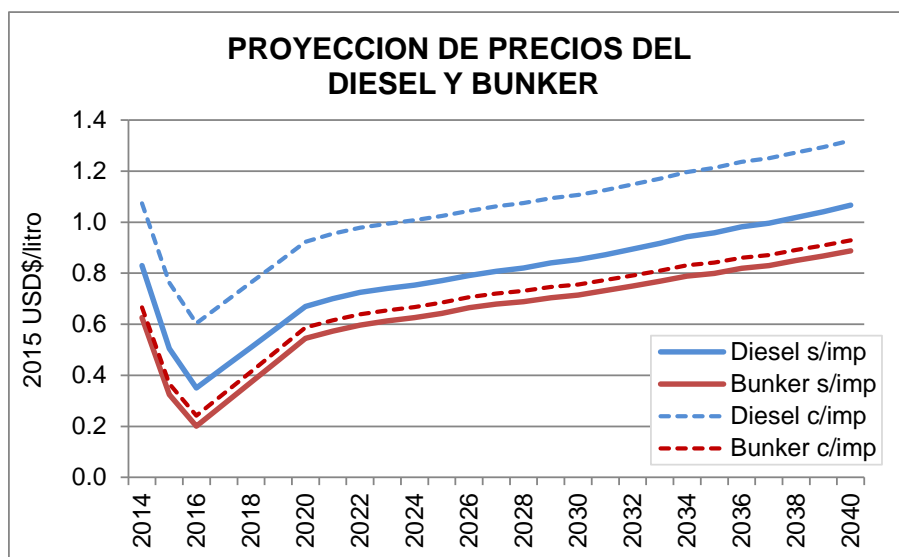


Figura 8.2 Proyección de precios de los combustibles

En la Figura 8.2 se observa que aun cuando los precios históricos cayeron en el periodo 2014-2016, las proyecciones del EIA suponen un crecimiento sostenido.

8.3 CARBON

Este energético no se utiliza en Costa Rica, a excepción de pequeñas cantidades que ocasionalmente importa la industria cementera²⁶.

Para el cálculo del precio se toma la proyección de precios de exportación de carbón del EIA y se agregan los costos estimados por flete marítimo e internamiento. Los precios obtenidos se indican en la Tabla 8.2.

Tabla 8.2 Precios del carbón

PROYECCION DE PRECIOS DEL CARBON			
Escenario Medio			
	Precio Exportación USA		Precio Planta
	FAS		CENTROAMERICA
	\$/short ton 2015\$	\$/ton 2015\$	\$/ton 2015\$
2014	85.27	94.0	114.6
2015	86.69	95.6	116.1
2016	81.85	90.2	110.8
2017	81.32	89.6	110.2
2018	82.23	90.6	111.2
2019	83.14	91.6	112.2
2020	84.01	92.6	113.2
2021	85.07	93.8	114.3
2022	84.63	93.3	113.9
2023	83.03	91.5	112.1
2024	82.45	90.9	111.5
2025	81.74	90.1	110.7
2026	81.41	89.7	110.3
2027	81.25	89.6	110.1
2028	80.98	89.3	109.8
2029	80.86	89.1	109.7
2030	81.18	89.5	110.0
2031	81.73	90.1	110.7
2032	82.32	90.7	111.3
2033	83.98	92.6	113.1
2034	84.79	93.5	114.0
2035	84.78	93.5	114.0
2036	84.67	93.3	113.9
2037	84.56	93.2	113.8
2038	84.59	93.2	113.8
2039	84.25	92.9	113.4
2040	83.89	92.5	113.0

²⁶ En el 2015 se importaron 89 TJ de carbón mineral y 2 649 TJ de coque, un 1.8% del consumo energético nacional. Datos del Balance Energético Nacional 2015. DSE.

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.

Para obtener una referencia de precio para Costa Rica, 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 3 USD\$/mmBTU por transporte. A la cifra obtenida se le suman 2 USD\$/mmBTU para reflejar el “Premium” que podría solicitar un proveedor internacional para atender un mercado pequeño como el de Costa Rica.

El precio así obtenido, que se muestra en la Tabla 8.3, corresponde al gas en su fase líquida y entregado en el puerto de destino.

Tabla 8.3 Precio del GNL

ESTIMACION DEL PRECIO DEL GAS NATURAL LICUADO PARA COSTA RICA							
2015\$/mmBTU							2015\$/m3
	Henry Hub (1)	Licuefacción	Transporte	Subtotal	Premio (2)	PRECIO DES (3)	PRECIO DES
2014	4.39	4.00	3.00	11.39	2.00	13.39	0.46
2015	2.62	4.00	3.00	9.62	2.00	11.62	0.40
2016	2.24	4.00	3.00	9.24	2.00	11.24	0.39
2017	2.97	4.00	3.00	9.97	2.00	11.97	0.41
2018	3.62	4.00	3.00	10.62	2.00	12.62	0.43
2019	4.01	4.00	3.00	11.01	2.00	13.01	0.45
2020	4.43	4.00	3.00	11.43	2.00	13.43	0.46
2021	4.33	4.00	3.00	11.33	2.00	13.33	0.46
2022	4.35	4.00	3.00	11.35	2.00	13.35	0.46
2023	4.74	4.00	3.00	11.74	2.00	13.74	0.47
2024	5.00	4.00	3.00	12.00	2.00	14.00	0.48
2025	5.12	4.00	3.00	12.12	2.00	14.12	0.48
2026	4.99	4.00	3.00	11.99	2.00	13.99	0.48
2027	4.95	4.00	3.00	11.95	2.00	13.95	0.48
2028	5.00	4.00	3.00	12.00	2.00	14.00	0.48
2029	5.05	4.00	3.00	12.05	2.00	14.05	0.48
2030	5.06	4.00	3.00	12.06	2.00	14.06	0.48
2031	5.01	4.00	3.00	12.01	2.00	14.01	0.48
2032	5.03	4.00	3.00	12.03	2.00	14.03	0.48
2033	4.98	4.00	3.00	11.98	2.00	13.98	0.48
2034	4.96	4.00	3.00	11.96	2.00	13.96	0.48
2035	4.91	4.00	3.00	11.91	2.00	13.91	0.48
2036	4.90	4.00	3.00	11.90	2.00	13.90	0.48
2037	4.84	4.00	3.00	11.84	2.00	13.84	0.47
2038	4.78	4.00	3.00	11.78	2.00	13.78	0.47
2039	4.85	4.00	3.00	11.85	2.00	13.85	0.48
2040	4.86	4.00	3.00	11.86	2.00	13.86	0.48

(1) Henry Hub 2016 ajustado con Short Term de mayo 2016

(2) Refleja el costo de hacer atractiva para los proveedores una demanda pequeña, estacional y variable año a año.

(3) DES (Delivered ex Ship) (Entregadas en Frontera): la mercadería es puesta por el exportador a disposición del importador a bordo del buque, en el puerto de destino convenido, sin llegar a despacharla en aduana para la importación. El exportador asume los costes y riesgos de transportar la mercadería hasta el puerto de destino, pero no de la descarga ni de trámites de importación.

8.4.1 Modelado de la cadena de suministro del GNL

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

El mercado del GNL todavía está dominado por contratos de largo plazo, que cubren gran parte de la cadena de suministro, desde la regasificación, el transporte, la licuefacción y algunas veces hasta la extracción del gas. Las transacciones ocasionales están creciendo en importancia, pero siguen siendo de poco volumen.

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

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

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

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

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

Conviene mencionar que el desarrollo de las terminales de regasificación en el Caribe en Panamá, podrá brindar una mejor opción de acceso al gas natural para Costa Rica. El proyecto en Panamá cuenta con una capacidad de almacenamiento de GNL de 160 000 m³, que representa un volumen alto para el tamaño del mercado panameño.

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 2015.

Tabla 8.4 Proyección de precio de los combustibles

PROYECCION DE PRECIOS PROYECCION BASE USD\$ dic2015													
	CRUDO-WTI	CRUDO-BRENT	CRUDO-WTI (ST abr2016)	CRUDO-BRENT (ST abr2016)	DIESEL	BUNKER	GNL	CARBON	DIESEL	BUNKER	GNL	CARBON	
	\$/bbl	\$/bbl	\$/bbl	\$/bbl	\$/t	\$/t	\$/m3	\$/ton	\$/mmBTU				
2014	94.1	99.9	98.8	93.1	0.83	0.63	0.46	114.6	24.0	16.8	13.4	5.2	
2015	48.7	52.3	52.2	48.6	0.51	0.32	0.40	116.1	14.6	8.7	11.6	5.3	
2016	36.9	36.8	40.3	40.1	0.35	0.20	0.39	110.8	10.1	5.4	11.2	5.0	
2017	48.1	48.1	49.9	49.9	0.43	0.29	0.41	110.2	12.4	7.7	12.0	5.0	
2018	51.5	57.0			0.51	0.37	0.43	111.2	14.7	10.0	12.6	5.0	
2019	64.2	70.1			0.59	0.46	0.45	112.2	17.0	12.3	13.0	5.1	
2020	71.1	76.6			0.67	0.55	0.46	113.2	19.4	14.6	13.4	5.1	
2021	75.4	81.2			0.70	0.57	0.46	114.3	20.3	15.4	13.3	5.2	
2022	78.7	84.7			0.72	0.60	0.46	113.9	21.0	16.0	13.4	5.2	
2023	81.1	87.1			0.74	0.61	0.47	112.1	21.4	16.4	13.7	5.1	
2024	82.9	89.1			0.75	0.63	0.48	111.5	21.8	16.8	14.0	5.0	
2025	85.4	91.6			0.77	0.64	0.48	110.7	22.3	17.2	14.1	5.0	
2026	88.4	94.6			0.79	0.66	0.48	110.3	22.9	17.8	14.0	5.0	
2027	90.9	97.2			0.81	0.68	0.48	110.1	23.4	18.2	14.0	5.0	
2028	93.0	99.3			0.82	0.69	0.48	109.8	23.7	18.5	14.0	5.0	
2029	95.3	102.2			0.84	0.70	0.48	109.7	24.3	18.9	14.1	5.0	
2030	97.1	104.0			0.85	0.71	0.48	110.0	24.7	19.1	14.1	5.0	
2031	100.3	107.2			0.87	0.73	0.48	110.7	25.2	19.6	14.0	5.0	
2032	103.5	110.5			0.89	0.75	0.48	111.3	25.9	20.1	14.0	5.0	
2033	106.8	113.8			0.92	0.77	0.48	113.1	26.5	20.6	14.0	5.1	
2034	110.3	117.4			0.94	0.79	0.48	114.0	27.3	21.1	14.0	5.2	
2035	112.4	119.6			0.96	0.80	0.48	114.0	27.7	21.4	13.9	5.2	
2036	116.1	123.3			0.98	0.82	0.48	113.9	28.4	21.9	13.9	5.2	
2037	118.4	125.5			1.00	0.83	0.47	113.8	28.8	22.2	13.8	5.1	
2038	122.1	129.2			1.02	0.85	0.47	113.8	29.5	22.8	13.8	5.2	
2039	124.9	132.1			1.04	0.87	0.48	113.4	30.1	23.2	13.8	5.1	
2040	129.1	136.2			1.07	0.89	0.48	113.0	30.8	23.8	13.9	5.1	

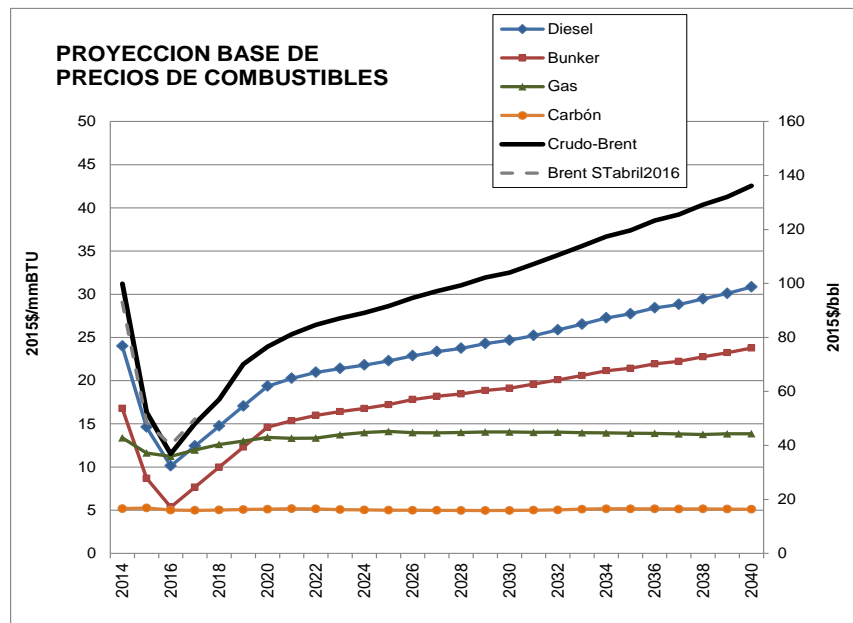


Figura 8.3 Precios de combustibles sin impuestos

(esta página en blanco intencionalmente)

9 CRITERIOS PARA LA FORMULACION DEL PLAN

9.1 POLITICA ENERGETICA

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.

La política energética del VII Plan Nacional de Energía 2015-2030 está orientada al logro de 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.”

9.2 HORIZONTE DE PLANEAMIENTO

El Plan de Expansión de la Generación (PEG) cubre un horizonte de planeamiento de largo plazo, definido normalmente para 20 años.

El Plan de Expansión 2016 se plantea para el período 2016-2035. Se diferenciarán cualitativamente tres períodos:

- Período de obras en construcción: abarca hasta el 2019 con la entrada en operación del Proyecto Geotérmico Pailas 2. 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: cubre desde el 2020 hasta el 2026. 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: abarca del 2027 hasta el 2035 y se utiliza como referencia para evaluar las necesidades de inversión y de preparación de proyectos a futuro.

Se debe notar 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 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 esta decisión, 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.

Desde una perspectiva de impactos de cada proyecto, se procura seleccionar alternativas ambientalmente viables. 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.

9.5 CRITERIO DE CONFIABILIDAD

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

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

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

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

El criterio 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 tipo.

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.

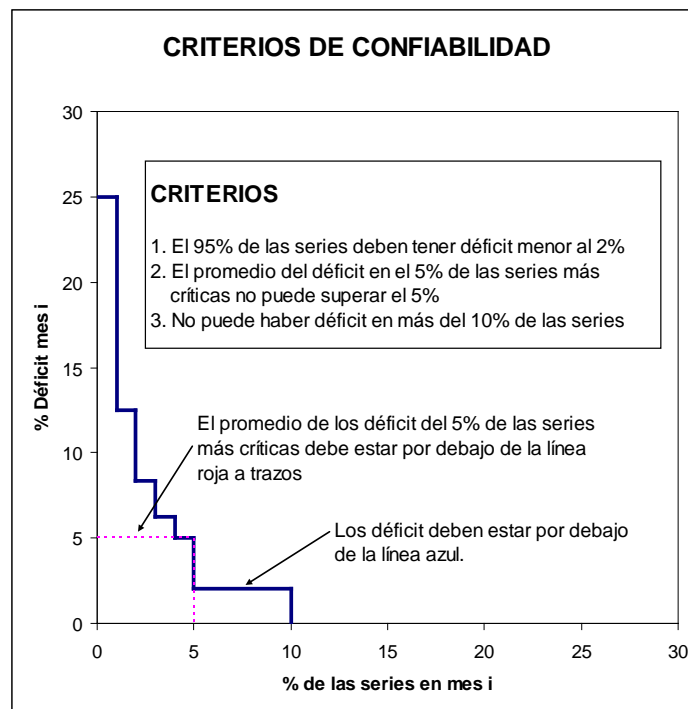


Figura 9.1 Esquema ilustrativo de los criterios de confiabilidad

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 2015. 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 afectando el clima planetario. La determinación de la magnitud del impacto y de la velocidad de su desarrollo es asunto todavía en discusión, pero hay un acuerdo generalizado que es un problema que debe ser atendido adecuadamente.

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

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

Las 51 series hidrológicas (1965-2015) que se utilizan para modelar el comportamiento hidroeléctrico, contienen un historial amplio de variación climática, que engloba incluso cualquier cambio climático ocurrido en los últimos 50 años.

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

Se procura integrar de manera segura y oportuna, nuevas fuentes de energía a la matriz de generación nacional. Conforme estas fuentes muestren niveles de costos competitivos y puedan ser gestionables dentro del sistema costarricense, las energías renovables no convencionales serán consideradas en las simulaciones del PEG.

(esta página en blanco intencionalmente)

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 10.1²⁷.

Tabla 10.1 Características de plantas existentes

CARACTERISTICAS DE LAS PLANTAS DE GENERACION DEL SISTEMA ELECTRICO NACIONAL (Dic 2015)									
Nombre	Inicio Opera	Potencia (a) (MW)	Generación Promedio (b) (GWh)	Embalse Util (hm3)	Producción específica (kWh/litro)	Tipo Combustible	Indisponibilidad (%)	O&M Fijos (b) (\$/kW-año)	%Pot Instalada
1. PLANTAS HIDROELECTRICAS									
ICE		1,344							
Angostura	2000	180	888	11			10%	41.0	6%
Arenal	1979	166	681	1477			10%	43.9	6%
Cachí	1966/2015	159	830	36			10%	54.6	5%
Cariblanco	2007	82	215	-			10%	60.6	3%
Corobici	1982	174	775	0.1			10%	41.7	6%
Garita	1958	40	192	0.4			10%	88.2	1%
Echandi	1990	4	20	-			10%	411.1	0%
Peñas Blancas	2002	36	172	2			10%	92.2	1%
Pirris	2011	140	435	30			10%	46.6	5%
Río Macho	1963/2015	140	516	0.4			10%	47.7	5%
Sandillal	1992	31	137	4.8			10%	99.4	1%
Toro 1	1995	25	83	-			10%	108.8	1%
Toro 2	1996	66	219	0.2			10%	68.6	2%
Ventanas-Garita	1987	100	434	0.7			10%	55.4	3%
ICE-JASEC		48							
Toro 3 (c)	2012	48	144	-			10%	79.3	2%
CNFL		115							
CNFL Virilla	varios	43	237				10%	171.7	1%
Cote	2003	7	7				10%	222.9	0%
Daniel Gutiérrez	1996	19	83				10%	128.7	1%
Balsa Inferior	2014	38	77				10%	91.6	1%
El Encanto	2009	8	22				10%	198.3	0%
ESPH		28							
Carrillos	1951	3	10				10%	410.8	0%
Los Negros	2006	18	78				10%	137.3	1%
Tacares	2013	7	22				10%	216.3	0%
COPELESCA		74							
Aguas Zarcas (d)	2015	14	70				10%	120.4	0%
Cubujuquí	2012	23	59				10%	120.4	1%
Chocosuela	varios	37	75	0.1			10%	106.1	1%
CONELLECTRICAS		44							
Pocosol	2010	24	143				10%	110.5	1%
San Lorenzo	1997	20	54				10%	146.4	1%
COOPEGU		17							
Canalete	2008	17	46				10%	135.3	1%
JASEC		26							
Varias	varios	26	120				10%	222.7	1%
PRIV-CAP1		97							
Varias	1998	97	385				10%	200.0	3%
PRIV-CAP2		139							
General	2006	39	200				10%	89.8	1%
La Joya	2006	50	260				10%	79.1	2%
Torito	2013	50	281				10%	79.1	2%
Total Hidro		1,932							
									67%

²⁷ Con estas características, el sistema existente fue modelado en el SDDP.

Continuación

3. PLANTAS GEOTERMICAS ⁽ⁱ⁾							
ICE		158					
Boca de Pozo 1	1994	5	36	10%	144.5	0%	
Miravalles 1	1994	42	306	10%	144.5	1%	
Miravalles 2	1998	42	306	10%	144.5	1%	
Miravalles 3	2000	27	193	10%	144.5	1%	
Miravalles 5 ^(e)	2003	6	43	10%	144.5	0%	
Pailas 1	2011	35	250	10%	144.5	1%	
Total Geotérmico		158				5%	
4. PLANTAS EOLICAS							
ICE		18					
Tejona ^(f)	2002	18	74	-	171.9	1%	
CNFL		15					
Valle Central	2012	15	34		171.9	1%	
COOPESAN		13					
Los Santos	2011	13	40	-	171.9	0%	
PRIV-CAP1		75					
Aeroenergía	1998	6	28	-	171.9	0%	
Tierras Morenas	1999	20	74	-	171.9	1%	
Tilarán	1996	20	77	-	171.9	1%	
Tilawind	2015	20	74	-	171.9	1%	
Vientos del Este	2015	9	40	-	171.9	0%	
PRIV-CAP2		149					
Chiripa	2014	50	185	-	171.9	2%	
Guanacaste	2009	50	210	-	171.9	2%	
Orosí	2015	50	210	-	171.9	2%	
Total Eólico		270				9%	
5. PLANTAS BIOMASA							
PRIV-CAP1		38					
El Viejo	1991	18	34	bagazo	-	42.7	1%
Taboga	1998	20	37	bagazo	-	42.7	1%
Total Biomasa		38				1%	
6. PLANTA SOLAR							
ICE		1					
Miravalles	2012	1	1.5	-	30.0	0%	
Total Solar		1				0%	
TOTAL SEN ⁽ⁱ⁾		2,903				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_Dic15 Empresas Distribuidoras: Datos de potencia placa. Tomado de: Informe Anual CENCE-ICE_Dic15 Potencias efectivas ICE tomadas de: http://energia.digital.ice/SiteDirectory/uenpepac/Caracteristicas/_layouts/15/start.aspx#							
b. Precios en USD a diciembre 2015 Costos de O&M basados en "Informe de Costos y Gastos de Operación y Mantenimiento" Se suponen los mismos costos para plantas no ICE Plantas geotérmicas incluyen el costo de operación del campo geotérmico							
c. La planta Toro3 pertenece a JASEC y al ICE en un 50% c/u							
d. Aguas Zarcas pasó de GEP-7200 a Coopesca en junio 2015							
e. Miravalles 5 : capacidad original reducida por disponibilidad de vapor							
f. Tejona: capacidad original reducida por daño de equipos							
j. El Total SEN incluye potencias efectivas, de placa y de contrato, razón por la cual difiere del indicado en la Fig 4.1 y la Tabla 7.1 que se refieren únicamente a potencias de placa.							
k. Generación promedio anual, período 2017-2035. Se calcula con el Plan Recomendado que se presenta en el capítulo 15.							

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

10.1.1 Retiro y modernización

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

Conforme envejece, la necesidad de modernización y rehabilitación del parque generador aumenta. La tercera parte de la capacidad instalada del país tiene más de 30 años de operación. La situación general de años de servicio de la capacidad instalada, separada por fuente energética, se muestra en la Figura 10.1.

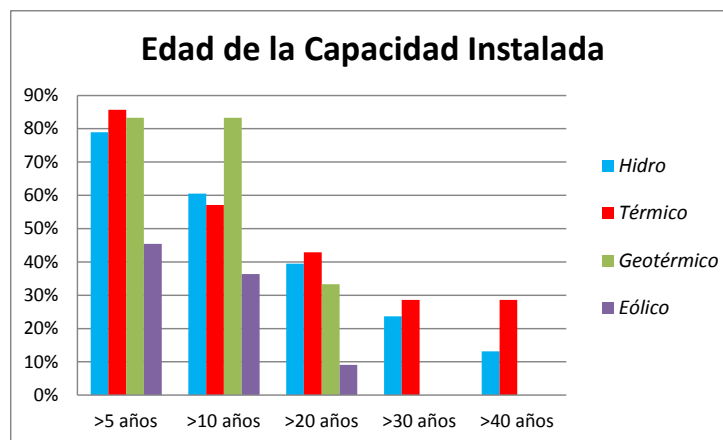


Figura 10.1 Edad de la capacidad instalada

En el presente Plan se incluyó el retiro programado de la Planta Térmica Moín 1, a partir de junio del 2016.

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

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

10.1.2 Modificaciones recientes en el parque de generación

Seguidamente se explican modificaciones recientes en el parque de generación nacional:

- PT Colima: planta térmica de 20 MW, conformada por motores de media velocidad alimentados con búnker. Entró en operación en 1956, fue ampliada en 1962 y se retiró definitivamente en junio 2013.

- PH Río Macho: planta hidroeléctrica que entró en operación en 1963. Cuatro de las cinco unidades de la planta se modernizaron por lo que la potencia efectiva aumentó de 120 MW a 140 MW a partir de agosto del 2014.
- PH Cachí: la potencia efectiva de esta planta hidroeléctrica se amplió de 105 MW a 159 MW mediante la construcción de un segundo túnel de conducción y la instalación de una cuarta unidad de generación que entró en operación en junio 2015.

10.2 HIDROLOGIA

Para representar la hidrología se utilizó un registro de 51 años de caudales mensuales, correspondiente al registro histórico del período 1965-2015.

A cada planta o proyecto se le asignó una estación hidrológica. Las plantas pequeñas fueron agrupadas y representadas por una planta equivalente y a estas plantas se les asignó 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 A6.

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

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

La Figura 10.2 muestra la hidraulicidad del conjunto de plantas hidroeléctricas del país²⁸. El promedio anual de la capacidad potencial de generación de estas plantas es alrededor de 750 GWh, pero con una fuerte variación estacional, que disminuye a valores mínimos en los meses de febrero a abril. El promedio de abril es 400 GWh, pero en meses críticos puede bajar a valores cercanos a 260 GWh.

²⁸ Con 51 series hidrológicas del período 1965-2015 y la capacidad instalada a diciembre del 2015. Todas las plantas fueron simuladas sin embalse.

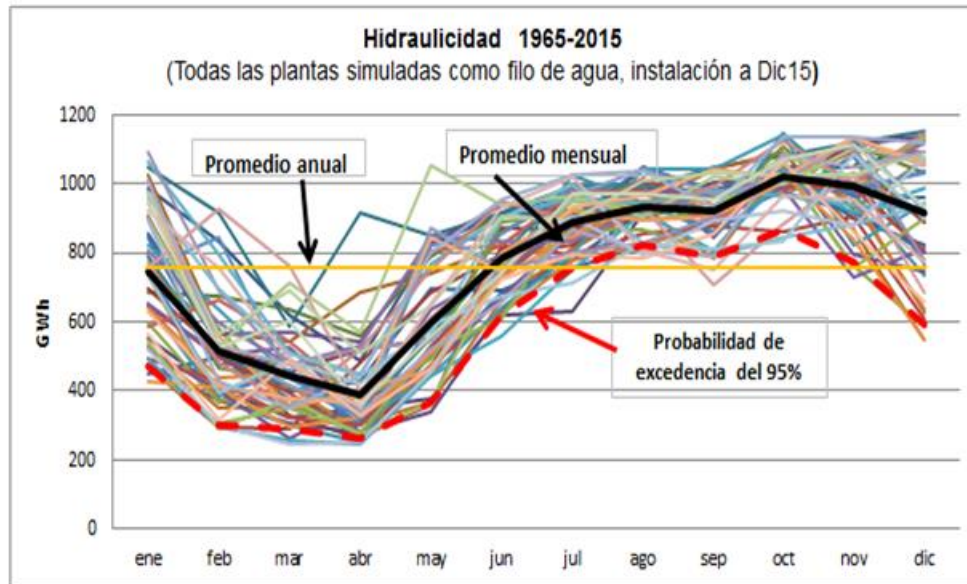


Figura 10.2 Capacidad potencial de generación del parque hidroeléctrico

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 existentes²⁹. A modo de ejemplo, en la Figura 10.3 se muestra el comportamiento de las plantas Tejona, Tilarán, Guanacaste y Los Santos.

La planta Tejona, de 18 MW tiene un registro de 14 años completos, del 2002 al 2015. La planta Tilarán³⁰, de 20 MW, ha operado en forma ininterrumpida desde junio de 1996, lo que permite un registro de 19 años calendario completos, de 1997 al 2015. La planta Guanacaste tiene seis años completos de operación (julio 2010 al 2015) y la planta Los Santos opera desde noviembre del 2011, para un total de 4 años completos, 2012-2015.

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.

²⁹ Las plantas eólicas se modelan en el SDDP como fuentes renovables de generación no despachable (GND).

³⁰ La planta Tilarán también es conocida como PESA.

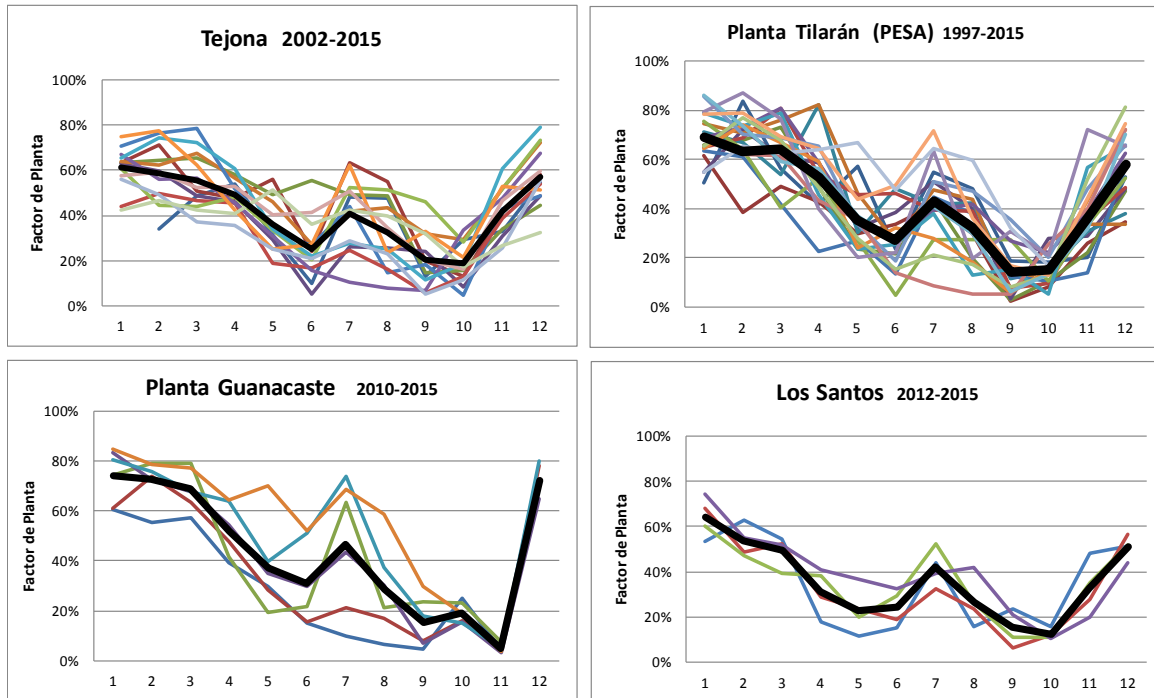


Figura 10.3 Factores de planta de producción eólica

10.4 PROYECTOS FIJOS

La Tabla 10.2 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 547 MW, para ser instalados entre el 2016 y 2019. De esta cantidad, el 74% son hidroeléctricos, 18% son eólicos un 10% geotérmico y 1% solar.

Esta lista es conservadora y no incluye todos los proyectos que podrían estar impulsando las empresas distribuidoras, solamente aquellos que cumplen con la característica antes indicada. Es probable que algunos proyectos no incluidos aquí por estar actualmente en preinversión sean construidos en el mediano plazo.

También puede ocurrir que alguno de los proyectos fijos no logre materializarse o que sufra serios atrasos. El sector privado ha mostrado en los últimos años un deterioro en la capacidad de materializar proyectos ya adjudicados, como ocurrió con la cancelación de los proyectos hidroeléctricos Consuelo, Monteverde II, La Esperanza de Atirro, y los atrasos de Chucás, San Rafael, Bonilla 510 y Bonilla 1320, así como la resolución del contrato de Capulín.

Tabla 10.2 Proyectos fijos en el plan de expansión³¹

PROYECTOS FIJOS EN EL PLAN DE EXPANSION					
	Mes	Proyecto	Fuente	Potencia MW	Desarrollador
2016	6	Moín 1	Térm	-20	ICE
	2	Ampliación El Ángel	Hidro	5	Desarrollador Independiente
	6	Reventazón Minicentral	Hidro	14	ICE
	6	Reventazón	Hidro	292	ICE
	7	Bijagua	Hidro	18	Coope-Guanacaste
	7	Chucás	Hidro	50	Desarrollador Independiente
	7	Mogote	Eólic	20	Desarrollador Independiente
	12	Altamira	Eólic	20	Desarrollador Independiente
	12	Campos Azules	Eólic	20	Desarrollador Independiente
	12	Vientos de Miramar	Eólic	20	Desarrollador Independiente
	12	Vientos de la Perla	Eólic	20	Desarrollador Independiente
	2017				
2018	1	Valle Escondido	Solar	5	Desarrollador Independiente
	3	Los Negros II	Hidro	28	ESPH
2019	1	Pailas 2	Geot	55	ICE

Adiciones 2016-2019		
	Fuente	MW
	Hidroeléctrico	407
	Eólico	100
	Solar	5
	Geotérmico	55
	Térmico	-20
	Neta	547

10.5 TECNOLOGIAS CANDIDATAS EN EL PLAN DE EXPANSION

10.5.1 Tecnologías basadas en recursos renovables

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

El proyecto candidato más importante es el PH El Diquís, disponible a partir del 2025. Otros candidatos renovables son los geotérmicos Borinquen 1 y 2 y los hidroeléctricos Fourth Cliff y Los Llanos. Además de estos, se incluyen otros proyectos genéricos hidroeléctricos, geotérmicos, eólicos y solares, para tomar 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.

Proyectos de generación importantes para el desarrollo eléctrico del país por el tamaño de sus embalses y capacidad de regulación, no se incluyeron en los análisis porque no se

³¹ Los proyectos Vientos de Miramar y Vientos de la Perla reportaron posteriormente un atraso y la nueva fecha de entrada en operación programada es junio 2017.

tiene información actualizada de sus costos. En futuras revisiones del Plan de Expansión se volverán a incorporar estos proyectos, conforme la nueva información esté disponible.

Los proyectos de generación con biomasa y desechos sólidos podrán ser incorporados al sistema en el corto y mediano plazo. Dado que su participación será marginal y los modelos de simulación en uso todavía no modelan en detalle estas fuentes, no fueron incluidos en los estudios. En el mediano y largo plazo, parte de los requerimientos hidroeléctricos, eólicos y solares 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.

10.5.2 Tecnologías que consumen derivados de petróleo

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

10.5.3 Otros combustibles fósiles

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

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

El gas natural se perfila como una opción interesante a mediano plazo, y está siendo objeto de detallados estudios. En el presente análisis de expansión se incluyeron escenarios de gas natural bajo modelos de aprovisionamiento tradicionales. Nuevos esquemas de suministro a pequeña escala se están desarrollando a nivel mundial y podrían abrir nuevas posibilidades para el país a partir de las inversiones que está llevando a cabo Panamá en gran escala.

10.5.4 Nuevas fuentes no convencionales fuera del Plan

Como ya se indicó, por simplicidad en el Plan de Expansión solo 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 limpias de carbón o gas, dado que el gran interés mundial en estas fuentes está impulsando rápidamente su desarrollo tecnológico. Estas nuevas opciones serán integradas conforme aparezcan en las sucesivas revisiones del Plan de Expansión.

10.6 CARACTERÍSTICAS DE LOS PROYECTOS CANDIDATOS

Los proyectos candidatos que se consideraron para definir el PEG se enumeran en la Tabla 10.3, en donde se incluyen sus principales características.

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

El térmico convencional incluye las tecnologías de turbinas de combustión³² y de vapor, motores de media velocidad y ciclos combinados, alimentados con los combustibles diésel, búnker o carbón. El GNL se considera en los escenarios con disponibilidad de este combustible, usando ciclos combinados.

³² Las turbinas de combustión también se conocen como turbinas de gas, por ser el gas de la combustión el que las impulsa.

Tabla 10.3 Características de proyectos candidatos

CARACTERISTICAS DE LOS PROYECTOS CANDIDATOS								
Nombre	Disponib a partir	Tipo ^(a)	Pot	Gen Prom	Emblase	Prod	Combust	Indispon
			MW	Annual ^(f) GWh	Util hm3	Específic kWh/litro	principal	%
1. PROYECTOS HIDROELECTRICOS								
Ampliación El Ángel	feb-16	Fijo	5	16				
Reventazón	jun-16	Fijo	292	1,272	118.5			10%
Reventazón Minicentral	jun-16	Fijo	14	109				10%
Bijagua (CoopG)	jul-16	Fijo	18	46				10%
Chucás	jul-16	Fijo	50	235	2.3			10%
Los Negros II	mar-18	Fijo	28	129				10%
Hidro Genérico (Varios)	ene-20	Candidato	50	200				10%
Fourth Cliff	ene-21	Candidato	69	315	0.072			10%
Los Llanos	ene-22	Candidato	93	400	0.623			10%
Diquís	ene-25	Candidato	623	2,821	1867			10%
Diquís Minicentral	ene-25	Candidato	27	150				10%
2. PROYECTOS TERMoeLECTRICOS								
Turbina (Varios)	ene-20	Candidato	80	variable		3.00	diésel	10%
MMV (Varios)	ene-21	Candidato	100	variable		4.48	búnker	15%
C. Combinado Diesel	ene-22	Candidato	300	variable		4.61	diésel	15%
CC GNL (Varios)	ene-22	Candidato	300	variable		4.57 ^(c)	GNL	15%
Turb. Alquiler (Varios) ^(e)	ene-23	Candidato	variable	variable		3.00	diésel	10%
Carbón (Varios)	ene-30	Candidato	300	variable		2.73 ^(b)	carbón	15%
3. PROYECTOS GEOTERMICOS								
Pailas 2	ene-19	Fijo	55	434				10%
Borinquen 1	ene-22	Candidato	52	410				10%
Borinquen 2	ene-24	Candidato	55	434				10%
Geo. Genérico (Varios)	ene-26	Candidato	55	434				10%
4. PROYECTOS EOLICOS								
Mogote	jul-16	Fijo	20	84				-
Altamira	dic-16	Fijo	20	74				-
Campos Azules	dic-16	Fijo	20	74				-
Vientos de Miramar	dic-16	Fijo	20	84				-
Vientos de la Perla	dic-16	Fijo	20	84				-
Eól. Genérico-50 (Varios)	ene-20	Candidato	50	175				-
Eól. Genérico-20 (Varios)	ene-20	Candidato	20	70				-
5. PROYECTOS SOLARES								
Valle Escondido	ene-18	Fijo	5	7				-
Solar Genérico-50 (Varios)	ene-20	Candidato	50	70				-
Solar Genérico-20 (Varios)	ene-20	Candidato	20	28				-
OBSERVACIONES								
<p>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</p> <p>b. La producción específica de los proyectos de carbón está en MWh/tonelada</p> <p>c. La producción específica de los proyectos de GNL está en kWh/m3</p> <p>d. Térmico disponible para escenarios de sensibilidades. Están permitidos en el plan base después del 2030</p> <p>e. Las Turb. Alq. no son candidatas. Se presentan como alternativa a las Turb. Gas para que operen un corto periodo y se retiren</p> <p>f. Para proyectos que forman parte del Plan Recomendado se muestra la generación promedio del periodo 2017-2035 Para el resto de proyectos se muestra la generación estimada en Estudio de Factibilidad</p>								

La Tabla 10.4 muestra los costos de inversión de estos proyectos. Estos costos no son directamente comparables entre proyectos de tecnologías distintas, porque las características de la generación que aporta cada proyecto 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 2015.

Tabla 10.4 Costos de los proyectos

COSTO ANUAL FIJO DE INVERSION Y OPERACION										
Costo a Dic 2015										
	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
Altamira	Eólic	20	20	2,746	55	7.4	171.9	3.44	539.5	10.79
Campos Azules	Eólic	20	20	2,746	55	7.4	171.9	3.44	539.5	10.79
Eólico Genérico-20	Eólic	20	20	2,746	55	7.4	171.9	3.44	539.5	10.79
Eólico Genérico-50	Eólic	50	20	2,746	137	18.4	171.9	8.60	539.5	26.98
Mogote	Eólic	20	20	2,746	55	7.4	171.9	3.44	539.5	10.79
Vientos de la Perla	Eólic	20	20	2,746	55	7.4	171.9	3.44	539.5	10.79
Vientos de Miramar	Eólic	20	20	2,746	55	7.4	171.9	3.44	539.5	10.79
Vientos del Este	Eólic	9	20	2,746	25	3.3	171.9	1.55	539.5	4.86
Borinquen 1	Geot	52	30	7,666	399	49.5	132.0	6.86	1083.7	56.35
Borinquen 2	Geot	55	25	5,918	325	41.5	144.5	7.95	899.1	49.45
Geotérmico Genérico	Geot	55	25	5,918	325	41.5	144.5	7.95	899.1	49.45
Pailas 2	Geot	55	25	5,918	325	41.5	144.5	7.95	899.1	49.45
Ampliación El Ángel	Hidro	5	40	3,021	15	1.8	55.4	0.28	421.9	2.11
Bijagua (CoopG)	Hidro	18	40	3,837	69	8.4	79.1	1.42	544.5	9.80
Chucás	Hidro	50	40	2,946	147	17.9	79.1	3.95	436.4	21.82
Diquís	Hidro	623	40	5,744	3,578	434.1	21.7	13.54	718.5	447.62
Diquís Minicentral	Hidro	27	40	4,311	116	14.1	108.4	2.93	631.3	17.05
Fourth Cliff	Hidro	69	40	4,743	327	39.7	17.5	1.21	592.9	40.91
Hidro Genérico	Hidro	50	40	3,639	182	22.1	79.1	3.95	520.5	26.03
Los Llanos	Hidro	93	40	5,242	489	59.3	17.5	1.63	653.4	60.96
Reventazón	Hidro	292	40	5,184	1,514	183.6	32.0	9.35	660.9	192.99
Reventazón Minicentral	Hidro	14	40	3,910	53	6.4	154.6	2.09	628.9	8.49
Solar Genérico-20	Solar	20	20	1,693	34	4.5	0.0	0.00	226.7	4.53
Solar Genérico-50	Solar	50	20	1,693	85	11.3	0.0	0.00	226.7	11.33
Valle Escondido	Solar	5	20	1,112	6	0.7	0.0	0.00	148.9	0.74
Carbón	Térm	300	20	4,173	1,252	167.59	42.7	12.82	601.4	180.42
CCDiesel	Térm	300	20	1,705	512	68.5	42.7	12.82	271.1	81.32
CCGNL 1	Térm	300	20	4,703	1,411	188.9	42.7	12.82	672.4	201.71
CCGNL 2	Térm	300	20	4,313	1,294	173.2	42.7	12.82	620.1	186.03
CCGNL 3	Térm	300	20	3,971	1,191	159.5	42.7	12.82	574.4	172.33
CCGNL 4	Térm	300	20	3,971	1,191	159.5	42.7	12.82	574.4	172.33
MMV Proyecto	Térm	100	20	2,197	220	29.4	42.7	4.27	336.8	33.68
T Gas Proy -Alquiler	Térm	80	20	1,318	105	14.1	42.7	3.42	219.2	17.54
Turbina Proyecto	Térm	80	20	1,098	88	11.8	42.7	3.42	189.8	15.18

Nota : para las Turbinas de Gas-Alquiler se usó un costo de inversión un 20% más alto que el de las Turbinas de Gas corrientes.

10.6.1 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 10.5 y se grafican en la Figura 10.4 y Figura 10.5. Todos los costos están expresados en USD 2015\$ 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 10.5 Costos unitarios de instalación y producción

Proyecto	Producción		Vida Económica Años	Costos (Dic 2015)						Indices		
				Costo de Inversión			O&M	Total				
	MW	GWh		mill\$	FacCap	Cost Capit			Anual	mill\$	mill\$	fp
Canalete	18	54	40	36	1.096	39	5	2.37	7.14	35%	2,052	0.132
Eólico Proy G5	20	78	20	51	1.084	55	7	3.44	11	45%	2,534	0.138
Borinquen 1	52	410	25	313	1.275	399	49	6.86	56	90%	6,014	0.137
Pailas 2	55	434	25	253	1.285	325	41	7.95	49	90%	4,606	0.114
Chucás	50	235	40	128	1.148	147	18	3.95	22	54%	2,567	0.093
Diquís	623	2,821	40	2,538	1.410	3,578	434	13.54	448	52%	4,074	0.159
El Encanto	8	24	40	41	1.148	47	6	1.65	7	33%	4,919	0.305
Carbón 2	300	2,102	20	1,064	1.176	1,252	168	12.82	180	80%	3,547	0.086
Pirris	140	438	40	773	1.253	968	117	6.84	124	36%	5,518	0.284
Pocosol	26	143	40	92	1.096	101	12	2.87	15	63%	3,547	0.106
Reventazón	292	1,277	40	1,079	1.403	1,514	184	9.35	193	50%	3,695	0.151
Torito	50	281	40	160	1.191	190	23	3.95	27	64%	3,193	0.096
Toro 3	48	160	40	207	1.210	250	30	3.77	34	38%	4,350	0.213
Los Llanos	93	400	40	393	1.244	489	59	1.63	61	49%	4,215	0.152
Valle Central	15	34	20	54	1.076	59	8	2.58	10	26%	3,629	0.307

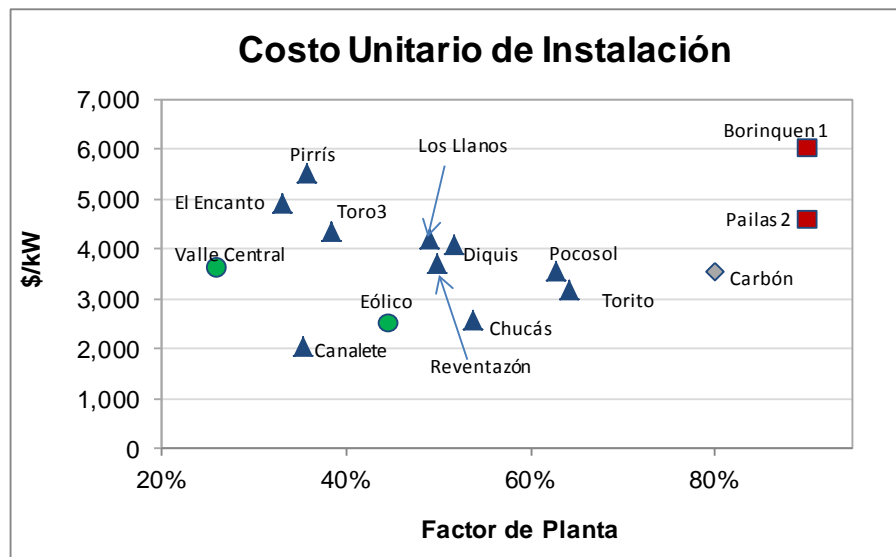


Figura 10.4 Costo unitario de instalación

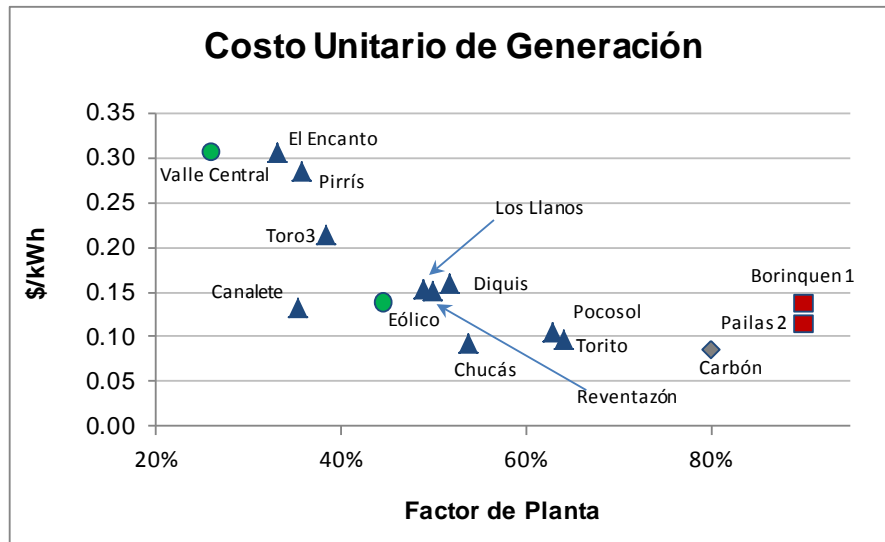


Figura 10.5 Costo unitario de generación

10.7 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, independientemente de si están incluidos o no en el PEG.

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

Estos proyectos de terceros se incluyen en el PEG una vez que existe certeza sobre la intención y la capacidad del desarrollador para llevarlo a cabo, y también cuando se conoce, aunque en forma aproximada, la fecha de entrada en operación. En el caso de las distribuidoras, la inclusión de estos proyectos en el PEG no conlleva ninguna evaluación, ya que se introducen como decisiones ya tomadas por sus propietarios. En el caso de los proyectos privados, su ejecución ha sido decidida en procesos de planificación anteriores, y por lo tanto se incluyen también como decisiones firmes cuando tienen contratos firmados.

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

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

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

10.7.1 Proyectos de empresas distribuidoras

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

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

En la Tabla 10.6 se presentan los proyectos reportados por JASEC y ESPH.

Tabla 10.6 Lista parcial de proyectos de generación de empresas distribuidoras

Otros proyectos de generación de Empresas de Distribución					
Proyecto	Empresa	Fuente	MW	Entrada en Operación	Estado actual
El Quijote	ESPH	Eólica	33	2018	Factibilidad
Torito 2	JASEC	Hidroeléctrica	60	2020	Análisis en SETENA Refrendo Contrato CGR

10.7.2 Proyectos de generadores independientes

Los generadores independientes de energía pueden desarrollar nuevos proyectos renovables para el sistema eléctrico, a través de los mecanismos de la ley de generación paralela³³. 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.

El registro de elegibilidades vigentes muestra un total de 61 nuevos proyectos, que totalizan cerca de 740 MW³⁴. No incluye los proyectos asociados a residuos sólidos.

A diciembre del 2015 se identificaba un margen reducido para incorporar más generación privada; aproximadamente 165 MW bajo el Capítulo I y 72 MW bajo el Capítulo II. Al final del año 2019 en que entra en operación el último proyecto del período fijo del plan de expansión habrá un remanente de 223 MW bajo el Capítulo I y 2014 MW bajo el Capítulo II. Esta capacidad podrá ser llenada con plantas hidroeléctricas, eólicas, solares y biomasa. La generación con desechos sólidos municipales (DSM) no se toma en cuenta en los límites de capacidad de la Ley 7200.

³³ Ley No.7200 que autoriza la generación eléctrica autónoma o paralela.

³⁴ A diciembre 2015.

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.

Estos requerimientos, aunados a criterios de orden técnico propios de la planificación de largo plazo, definen el diseño final de los planes de expansión de la generación.

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. Sin embargo, no todos los proyectos contenidos en el Plan de Expansión requieren el mismo nivel de atención en cuanto a la toma de decisiones. Conceptualmente el Plan de Expansión se visualiza en tres períodos, de acuerdo a las decisiones involucradas en cada uno.

11.1 PERIODOS DE PLANEAMIENTO

En la formulación del PEG2016 se identificaron los siguientes períodos de planeamiento:

- **Período Fijo: 2016-2020**

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. Por la inmediatez del período, hay un margen de acción muy estrecho para hacer modificaciones, por lo que normalmente se conoce como el Período Fijo del Plan de Expansión.

- **Período Intermedio: 2021-2027**

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 PEG2016 se están definiendo y decidiendo las

expansiones de este período. La ejecución de estos proyectos debe iniciar en el corto plazo para poder disponer de ellos en las fechas programadas en el PEG, y para este ciclo en particular incluye los proyectos estratégicos de la siguiente década.

- **Período de Referencia: 2028-2035**

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.

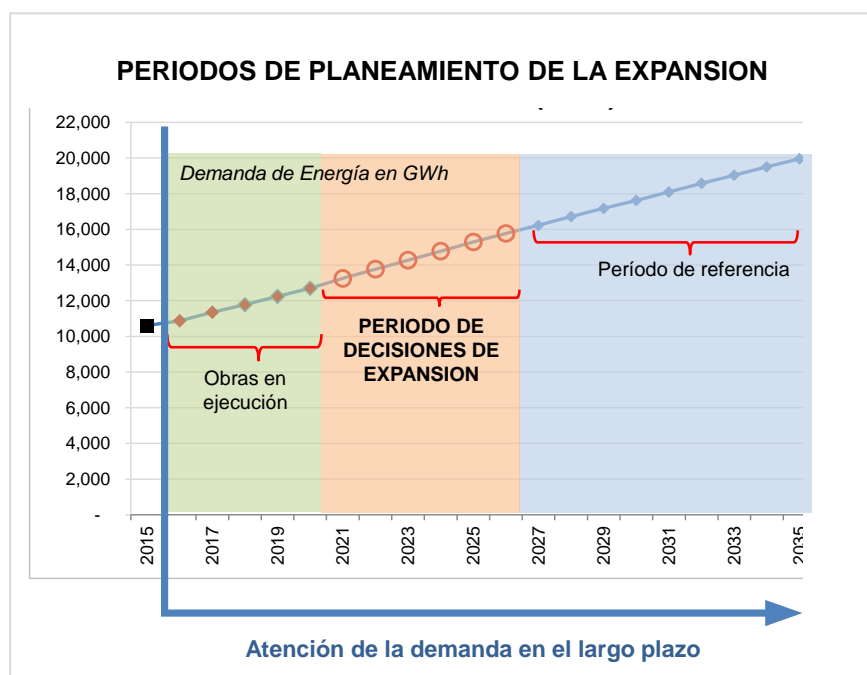


Figura 11.1 Períodos de Planeamiento

11.2 HERRAMIENTAS DE ANALISIS

Los planes de expansión se generan utilizando los modelos computacionales Super/Olade³⁵ versión 6.0, el OPTGEN versión 7.2.7 y el SDDP versión 14.0.9. Estos dos últimos son elaborados y mantenidos por Power Systems Research³⁶.

³⁵ Se utiliza el Módulo de Demanda del Super/Olade con el fin de transformar la proyección de demanda anual (en potencia y energía) a datos mensuales por bloque de demanda. Este software fue desarrollado por Olade (Organización Latinoamericana de Energía).

³⁶ Detalles sobre estos programas se pueden consultar en www.psr-inc.com

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.

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.

El SDDP se compone de dos módulos principales:

- **Módulo Hidrológico:** Determina los parámetros de un modelo estocástico de caudales, que genera series sintéticas que se utilizan para generar políticas óptimas de uso de embalses. Optativamente, también puede generar series sintéticas para la fase de simulación.
- **Módulo de Planificación Operativa:** Determina la política operativa más económica para los embalses, teniendo en cuenta las incertidumbres en las afluencias hidrológicas futuras y las restricciones en la red de transmisión. 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.

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

11.3 PROCESO DE FORMULACION DEL PLAN DE EXPANSION

La metodología desarrollada permite 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 explica esta metodología.

- **Proceso progresivo por etapas**

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

En la primera etapa se determina cuál es la siguiente inversión en nueva capacidad y cuál es la holgura de tiempo para tomar la decisión. Para ello se generan series de planes de largo plazo de mínimo costo para diferentes condiciones de demanda y de disponibilidad de proyectos candidatos. Se identifican los proyectos que aparecen regularmente en los planes generados en los años inmediatos al período fijo.

De estos proyectos, se escogen aquellos que forman parte del plan de mínimo costo o que están cercanos a él en la mayoría de los casos. Estos proyectos se fijan en el PEG y como la decisión de inicio debe tomarse a corto plazo, se equiparan a decisiones ya tomadas.

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

- **Estrategias de desarrollo analizadas en el Plan de Expansión 2016**

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. Estos proyectos se estudian bajo diferentes escenarios de demanda y combinación de otras fuentes para conformar series óptimas de planes de mínimo costo. Estas series de planes definen estrategias alternas de desarrollo energético.

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

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 ya tomadas en planes anteriores, para verificar que los efectos combinados de cambios de programación y de variaciones en las estimaciones de demanda quedan satisfactoriamente cubiertos por el plan de obras bajo ejecución.

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

12.1 REVISION DEL PLAN DE OBRAS EN EJECUCIÓN

El propósito de la revisión de corto plazo es verificar la robustez del plan ante atrasos y escenarios de demanda críticos. El período de corto plazo revisado cubre del 2016 al 2020, en el que las obras fueron decididas en planes de expansión anteriores y se encuentran en etapas de ejecución.

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, sólo se modela el retiro de la Planta Térmica Moín I. Esta Planta, inicialmente de 32 MW, entró en operación en el año 1977. En setiembre del 2011 sufrió el retiro de una de las cuatro unidades y la planta se retira definitivamente en junio 2016.

b. Ampliaciones y modernizaciones

Para el corto plazo no se tenía previsto ningún esfuerzo de modernización de plantas en operación, por lo que no se realizaron simulaciones al respecto.

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 2016-2020

Los siguientes proyectos están en ejecución y según el programa entrarán en operación en el período 2016-2020:

- **Ampliación El Ángel:** proyecto hidroeléctrico de 5 MW, contratado bajo la Ley 7200-Capítulo I. Su entrada en operación se simula en febrero 2016.
- **Mogote:** proyecto eólico de 20 MW, contratado bajo la Ley 7200-Capítulo I. Su entrada en operación se simula en junio 2016.
- **Reventazón:** proyecto hidroeléctrico de 306 MW cuya entrada en operación se simula en junio del 2016, tanto la planta principal como la unidad de compensación ecológica. El proyecto fue diseñado y construido por el ICE, y constituye la planta de mayor tamaño en Centro América. La planta dispone de un embalse útil de 120 hm³ de regulación semanal.
- **Bijagua:** proyecto hidroeléctrico de 20 MW perteneciente a CoopeGuanacaste. Su entrada en operación se simula en julio 2016.
- **Chucás:** proyecto hidroeléctrico de 50 MW contratado bajo la Ley 7200-Capítulo II, bajo la modalidad BOT. Su entrada en operación se simula en julio 2016.
- **Altamira:** proyecto eólico de 20 MW contratado bajo la Ley 7200-Capítulo I. Su entrada en operación se simula en diciembre 2016.
- **Campos Azules:** proyecto eólico de 20 MW contratado bajo la Ley 7200-Capítulo I. Su entrada en operación se simula en diciembre 2016.
- **Vientos de Miramar:** proyecto eólico privado de 20 MW contratado bajo la Ley 7200-Capítulo I. Su entrada en operación se simula en diciembre 2016.
- **Vientos de la Perla:** proyecto eólico privado de 20 MW contratado bajo la Ley 7200-Capítulo I. Su entrada en operación se simula en diciembre 2016.
- **Valle Escondido:** proyecto solar privado de 5 MW contratado bajo la Ley 7200-Capítulo I. Su entrada en operación se simula en enero 2018.
- **Los Negros 2:** proyecto hidroeléctrico de 28 MW propiedad de la ESPH. Su entrada en operación se simula en marzo 2018.
- **Pailas 2:** proyecto geotérmico de 55 MW propiedad del ICE. Se simula la entrada en operación en enero 2019.

Adicionalmente, los siguientes tres proyectos de generación privada, previstos para entrar en operación antes del año 2020 fueron descartados:

- **Anonos:** proyecto hidroeléctrico de 4 MW, de propiedad de la CNFL. Entraría en operación en marzo 2015.

- **Capulín:** proyecto hidroeléctrico de 50 MW, contratado bajo la Ley 7508-capítulo II, en modalidad BOT. Entraría en operación en enero 2016.
- **La Joya 2:** ampliación de la Planta Hidroeléctrica La Joya de generación privada, desarrollada bajo la figura BOT. La Joya 2 es un proyecto de 14 MW cuya entrada en operación estaba prevista en enero 2016.

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 2016³⁷.

Tabla 12.1 Revisión fechas de entrada en operación de proyectos fijos

PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION				
Revisión de fechas de entrada de proyectos del período fijo				
Año	Mes	Proyecto	Fuente	Potencia Efectiva MW
2016	2	Ampliación El Angel	Hidro	5
	6	Moín 1	Térm	-20
	6	Reventazón	Hidro	306
	7	Bijagua	Hidro	18
	7	Mogote	Eólic	20
	7	Chucás	Hidro	50
	12	Altamira	Eólic	20
	12	Campos Azules	Eólic	20
	12	Vientos de Miramar	Eólic	20
	12	Vientos de la Perla	Eólic	20
	2017			
2018	1	Valle Escondido	Solar	5
	3	Los Negros II (ESPH)	Hidro	28
2019	1	Pailas 2	Geot	55
2020				

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

12.1.3 Revisión de la confiabilidad en el corto plazo

El Plan de corto plazo de la Tabla 12.1 se simula con la demanda media. Las simulaciones realizadas no muestran déficit de energía en ninguna de las 51 series hidrológicas históricas simuladas, por lo que se satisfacen ampliamente los criterios de confiabilidad.

La desaceleración de la demanda y la entrada en operación de un proyecto grande como el PH Reventazón prevén que hasta el año 2020, las variaciones hidrológicas no comprometerán la confiabilidad del Sistema Eléctrico.

³⁷ La fecha de entrada en operación de los proyectos con que se simula el PEG 2016 corresponde a datos confirmados en mayo 2016. Algunos proyectos no estuvieron listos en las fechas indicadas en la Tabla 12-1.

12.2 SIGUIENTES ADICIONES AL PLAN DE EXPANSION

La revisión del corto plazo mostró que las obras actualmente en ejecución son suficientes para atender la demanda prevista hasta el 2020. Verificada la robustez de la oferta en el corto plazo, se procede a determinar la siguiente adición de capacidad, para lo cual se estudió el período 2021-2024. Para este efecto se simulan varias series de planes con diferentes premisas, y se encontró que en los escenarios de demanda media, la siguiente expansión del sistema se requiere en el año 2023.

PG Borinquen 1- año 2023:

En los casos estudiados, el Proyecto Geotérmico Borinquen 1, de 52 MW, es tomado por los planes optimizados en el año 2023, primer año en que se declara disponible. En las sensibilidades con casos de demanda alta la conveniencia del proyecto se confirma, requiriéndose entre los años 2022 y 2024, dependiendo de la conformación de proyectos del período 2020- 2024. Bajo escenarios de demanda alta se visualizan inversiones desde el año 2020 como se muestra en la Tabla 12.2.

Tabla 12.2 Necesidad de nueva capacidad en el corto plazo

SIGUIENTE ADICION DE CAPACIDAD		
Escenario Demanda	Año siguiente adición	Potencia (MW)
Bajo	2023	52
Medio	2023	115
Alto	2020	300

Obsérvese que posterior a la entrada del PG Pailas 2 en el año 2019, bajo el escenario medio y bajo de demanda, no se prevé ningún requerimiento adicional de capacidad hasta el año 2023.

Como resultado de esta primera etapa de optimización se fija el PG Borinquen 1 en el año 2023 y constituye la primera inversión a desarrollar después del período fijo. Por lo tanto, en todos los planes estudiados en el PEG2016 se supuso que este proyecto geotérmico entrará en operación en esta fecha.

Capacidad de respaldo- años 2023 y 2024:

En esta primera etapa, en los años 2023 y 2024 se identifica adicionalmente un requerimiento de capacidad de respaldo en el orden de 80 MW cada año. Los casos analizados en esta primera etapa muestran la conveniencia de cubrir esa necesidad con Turbinas de Gas alimentadas con diésel, sin embargo la conformación de este respaldo se valorará ampliamente en la segunda etapa de optimización porque depende de la estrategia de desarrollo definida para el plan de expansión.

Los proyectos que se requieren en el período 2021-2024 deben ser programados lo más pronto posible para disponer de ellos oportunamente. Es importante monitorear de cerca la demanda ya que de presentarse una recuperación en el ritmo histórico de crecimiento, deberá ajustarse la instalación con proyectos de rápida ejecución como los eólicos y solares.

El plan de expansión de corto plazo resultante para la proyección de demanda media se muestra en la Tabla 12.3.

Tabla 12.3 Plan de expansión del corto plazo – Demanda Media

PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION DE CORTO PLAZO					
<i>Capacidad efectiva en MW dic 2015:</i>					2903
Año	Mes	Proyecto	Fuente	Potencia Efectiva MW	Capacidad instalada
2016	2	Ampliación El Angel	Hidro	5	2,908
	6	Moín 1	Térm	-20	2,888
	6	Reventazón	Hidro	306	3,194
	7	Bijagua	Hidro	18	3,212
	7	Mogote	Eólic	20	3,232
	7	Chucás	Hidro	50	3,282
	12	Altamira	Eólic	20	3,302
	12	Campos Azules	Eólic	20	3,322
	12	Vientos de Miramar	Eólic	20	3,342
	12	Vientos de la Perla	Eólic	20	3,362
	2017				
2018	1	Valle Escondido	Solar	5	3,367
	3	Los Negros II (ESPH)	Hidro	28	3,395
2019	1	Pailas 2	Geot	55	3,450
2020					3,450
2021					3,450
2022					3,450
2023	1	Borinquen 1	Geot	52	3,502

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

(esta página en blanco intencionalmente)

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 evolución de tecnologías, costos de combustible, nuevos proyectos, política energética, 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 nuevas líneas o esquemas 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.

Estos ejes centrales los constituyen los proyectos candidatos más grandes e importantes disponibles en el país y acordes con las políticas energéticas del mismo. Por su tamaño y largos períodos de maduración, estos proyectos tienen muy poco margen para ajustarse a cambios en la demanda una vez decidida su ejecución, y por eso definen una estrategia de desarrollo.

Para la formulación del PEG2016 se estudiaron cuatro estrategias de desarrollo:

- Estrategia basada en recursos renovables con el proyecto El Diquís como eje central de la misma.
- Estrategia de inserción del gas natural licuado en la base del sistema de generación nacional.
- Estrategia de generación mixta con renovables y generación térmica tradicional.
- Estrategia de generación renovable con un desarrollo acelerado del recurso geotérmico para brindar confiabilidad de suministro.

Las estrategias planteadas analizan las principales preocupaciones definidas en el proceso de formulación del PEG 2016-2035. Estas estrategias se estudian bajo diferentes escenarios de demanda, conformando series óptimas de planes de mínimo costo. Los planes resultantes deben ser robustos ante cualquiera de los escenarios de crecimiento considerados. 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 fijan las decisiones que se deben tomar para atender la demanda en el mediano y largo plazo, y determinar las características fundamentales del PEG.

13.1 DESCRIPCIÓN DE LAS ESTRATEGIAS DE DESARROLLO DE LA GENERACION

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

De la optimización de corto plazo se tiene que la mejor dotación de proyectos para atender el corto plazo está conformada por el PG Borinquen 1 (52 MW) y dos turbinas de gas alimentadas con diésel (de 60 a 80 MW cada una, dependiendo de la estrategia planteada). Estos proyectos se requieren entre el año 2023 y 2025. Por lo tanto, los planes formulados en las diferentes estrategias de desarrollo, excepto aquellos con prohibición total de generación térmica, incluyen estos tres proyectos.

13.1.1 Estrategia basada en recursos renovables 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 forma parte de una salvaguarda ambiental³⁸ y el PH El Diquís está en proceso de lograr su viabilidad ambiental.

La Planta Arenal constituye el recurso más valioso del sistema de generación nacional y representa la única planta en toda 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, Dengo³⁹ 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, cuyo desarrollo impactará la configuración de la matriz eléctrica de las próximas dos décadas.

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.

³⁸ En agosto del 2015 el Gobierno de la República decreta una salvaguarda ambiental para este proyecto. El decreto prohíbe el desarrollo de proyectos hidroeléctricos a lo largo del cauce del Río Pacuare por los próximos 25 años, con el fin de permitir que se mantenga limpio y libre de barreras físicas.

³⁹ Anteriormente llamada Corobicí.

Para efectos de la conformación de esta estrategia, después del PH El Diquís no está disponible ninguna tecnología de generación térmica.

El PH El Diquís es por lo tanto un proyecto estratégico para el desarrollo del sistema de generación. El proyecto satisface en forma económica tres objetivos de la planificación nacional: atender la demanda incremental, compensar las variaciones de las nuevas fuentes de generación variables que complementa la diversificación de la matriz eléctrica y reducir las emisiones de CO₂ del país. El embalse y la gran potencia instalada de la planta, permitirán compensar las variaciones rápidas de la generación eólica y solar, que de otra manera serían inaceptables en el sistema de generación. El almacenamiento de energía en El Diquís hace viable aumentar la penetración de estas fuentes variables sin comprometer la calidad del servicio.

El principal riesgo de El Diquís es la complejidad de los temas ambientales y sociales. Actualmente se está trabajando en el mecanismo para realizar la consulta indígena y completando los estudios de factibilidad ambiental.

Casos de análisis

El proyecto se evaluó considerando distintas fechas de entrada en operación para los años 2025, 2026 y 2027. Para cada año se estructuraron varios casos, los cuales fueron optimizados.

- Caso a) Base: Se tiene el PG Borinquen en el año 2023, dos turbinas de gas en los años 2023 y 2024 y el PH El Diquís en el año 2025, 2026 o 2027, según el caso. No se consideraron opciones térmicas adicionales con excepción de las turbinas antes indicadas.
- Caso b): Las turbinas de gas se simulan como plantas alquiladas que serán retiradas al entrar en operación el PH El Diquís.
- Caso c): Una de las turbinas de gas del caso a)-Base se elimina y sólo se consideran opciones eólicas o solares para sustituir esa energía.
- Caso d): Una de las turbinas de gas alquiladas del caso b) se elimina y sólo se consideran opciones eólicas o solares para sustituir esa energía.
- Caso e): Este caso recoge una preocupación relacionada con la creciente dificultad de viabilizar socialmente proyectos hidroeléctricos. Constituye una modificación del Caso b), en el que se reducen los candidatos hidroeléctricos después de la entrada en operación del PH El Diquís.

13.1.2 Estrategia de inserción del gas natural licuado en la base del sistema de generación nacional

La Región Centroamericana no dispone de reservas explotadas de gas natural, ni gasoductos para traer este energético fuera de sus fronteras. La posibilidad de extracción local del gas natural no se considera viable dentro del horizonte de planeamiento del presente plan, ni tampoco el acceso a los depósitos de gas natural de Colombia o de México a través de un gasoducto regional.

La vía de acceso más viable de Costa Rica al gas natural es a través de vía marítima, importando gas natural licuado (GNL). Para ello el país deberá desarrollar toda la logística necesaria, correspondiente a la terminal de regasificación y las estructuras de puerto.

Los análisis realizados en el país han mostrado que incorporar gas natural bajo el mismo esquema con que se utilizan actualmente los combustibles fósiles, que sirven para compensar variaciones de generación renovables o como respaldo ante condiciones secas, no resulta en un beneficio económico. Por lo tanto, en esta estrategia de desarrollo se analiza la incursión del gas natural en la base de la matriz de la generación eléctrica del país.

El GNL es una decisión importante para el país, dentro del marco de la generación eléctrica. No solo es un energético más barato que los combustibles derivados del petróleo, sino que el gas natural es por mucho, una fuente de generación más limpia. Dentro de este contexto, el gas natural puede ser una opción interesante para complementar el desarrollo renovable.

El principal reto para el país es lograr una estrategia que permita desarrollar infraestructura y acceder a precios de GNL que hagan rentable el uso del gas, considerando que la estructura de consumo está caracterizada por demandas pequeñas, estacionales y muy variables de un año a otro. El desarrollo de las plantas regasificadoras en el Caribe en Panamá, podría viabilizar modelos de negocio que se adapten mejor a estas condiciones.

Otro elemento fundamental a considerar es que una estrategia de desarrollo con GNL, abre una discusión sobre el papel de la generación térmica en el país, que pasaría de ser un respaldo temporal a una generación de base. Esto implicaría un cambio de política energética y ambiental, puesto que es un combustible fósil, y además importado.

Casos de análisis

Se evaluó la entrada en operación de uno o dos ciclos combinados de 300 MW alimentados con GNL, ubicados en la región del Caribe costarricense. Los proyectos entrarían en operación en el año 2025 o 2026. También se evaluaron opciones más agresivas: un primer ciclo combinado en el año 2025 y un segundo en el año 2027 y un segundo esquema con las adiciones de gas en los años 2026 y 2028.

En todos los casos se supone que las turbinas previstas para los años 2023 y 2024, serán parte del primer ciclo combinado que entre en operación.

13.1.3 Estrategia de generación mixta con renovables y generación térmica tradicional

Dentro de esta estrategia se estudiaron planes de expansión con proyectos renovables geotérmicos, hidrológicos, eólicos, solares y varias tecnologías de generación térmica tales como turbinas de gas (diésel), motores de media velocidad, ciclos combinados operados con diésel o GNL y opciones con carbón mineral.

El carbón se evaluó con opciones de proyectos de 300 MW. Al igual que el GNL, la consideración del carbón requiere del desarrollo de toda la logística de recepción del material en puerto.

Se estudiaron series de planes de expansión con y sin carbón. Los planes resultantes no favorecen de forma particular opciones de carbón antes del año 2030. Aun cuando el costo de este energético es comparativamente muy bajo con respecto a los derivados de petróleo, los requerimientos de inversión son altos.

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.

13.1.4 Estrategia de generación renovable con un desarrollo acelerado del recurso geotérmico

En la formulación de esta estrategia no se permite la entrada en operación de ninguna tecnología térmica en todo el horizonte de planeamiento. Constituyen los únicos casos de estudio sin las turbinas de gas de los años 2023 y 2024.

Se incluyen opciones hidroeléctricas, eólicas, solares, geotérmicas. El PH El Diquís es un candidato libre (su posible fecha de entrada no está asociada a ningún requerimiento particular) y ninguno de los otros proyectos hidroeléctricos candidatos tiene capacidad de regulación; constituyen proyectos pequeños del orden de 50 MW.

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. Como son la única opción disponible de energía firme significativa (fuera del PH El Diquís), se permite una entrada acelerada de proyectos geotérmicos, asumiendo que existe el recurso geotérmico en áreas explotables y la capacidad física para ese desarrollo acelerado.

13.1.5 Conformación de los casos analizados

Para cada estrategia de desarrollo se simularon 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 cuatro estrategias de desarrollo de la generación.

El esquema de la Figura 13.1 detalla el escenario medio de demanda. Se realizan estudios complementarios para los escenarios alto y bajo de demanda siguiendo básicamente el mismo esquema.

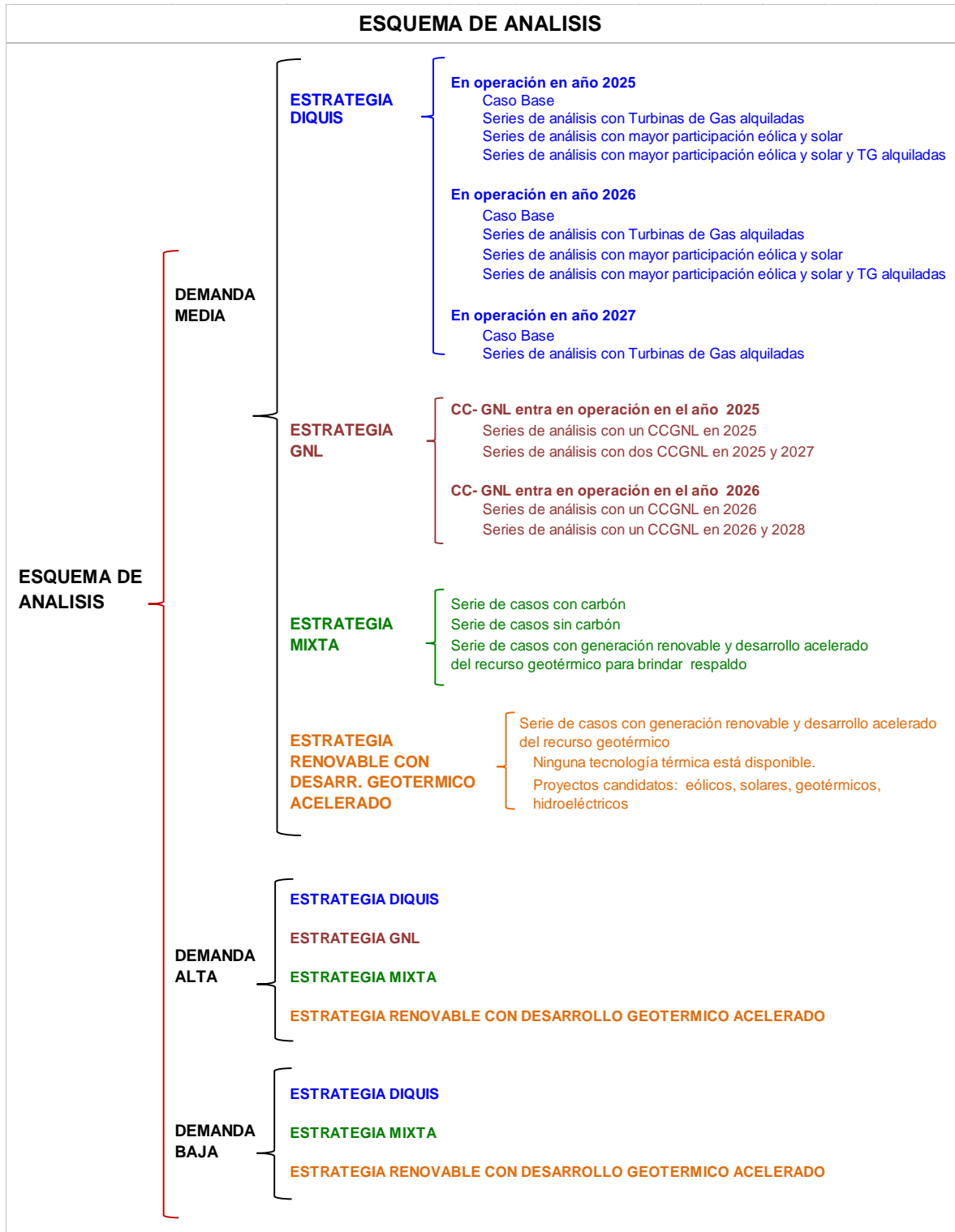


Figura 13.1 Esquema de Análisis del PEG 2016

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 asociadas a 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***

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.

Los resultados del análisis de las estrategias de desarrollo no presentan grandes diferencias entre ellas desde el punto de vista económico, en el escenario de demanda media. La mayor parte de las diferencias de costo observadas, están dentro del nivel de incertidumbre asociado a este tipo de análisis.

Observaciones sobre los resultados:

- La estrategia del PH El Diquís muestra que la entrada en operación del proyecto es más interesante en el año 2026 o 2027. Atrasar el proyecto al año 2027 implica un año adicional de alquiler y uso de generación térmica.
- La estrategia de desarrollo de GNL muestra que económicamente no se justifica el desarrollo de dos proyectos de ciclo combinado alimentados con gas. Sea con entrada en operación en el año 2026 o 2027, sólo resulta interesante el desarrollo de un ciclo de 300 MW hasta el año 2035.
- La estrategia mixta de generación renovable y térmica muestra los mejores indicadores. Los casos optimizados proponen una capacidad térmica entre 160 MW y 500 MW durante el período de planeamiento. El plan optimizado sin carbón requiere el desarrollo de seis proyectos geotérmicos en ocho años (del 2023 al 2030), y dos más para los siguientes cinco años. Esto impone un desafío enorme para poder viabilizar estos proyectos.
- La estrategia de generación renovable con desarrollo acelerado de geotermia, genera planes optimizados caracterizados por pequeños proyectos hidroeléctricos, y en menor proporción solares. Para brindar firmeza al sistema de generación, el plan optimizado recurre a la puesta en marcha de ocho proyectos geotérmicos en nueve años (del 2023 al 2031), y al PH El Diquís para el final del período. Nuevamente, esto representa un gran desafío para el país.

Conviene indicar que la disponibilidad de gas natural licuado en Panamá en los próximos años, probablemente abrirá nuevas posibilidades de modelos de negocio para el gas en la región. Es esperable que se logren desarrollos a pequeña escala que no fueron analizados en el presente análisis.

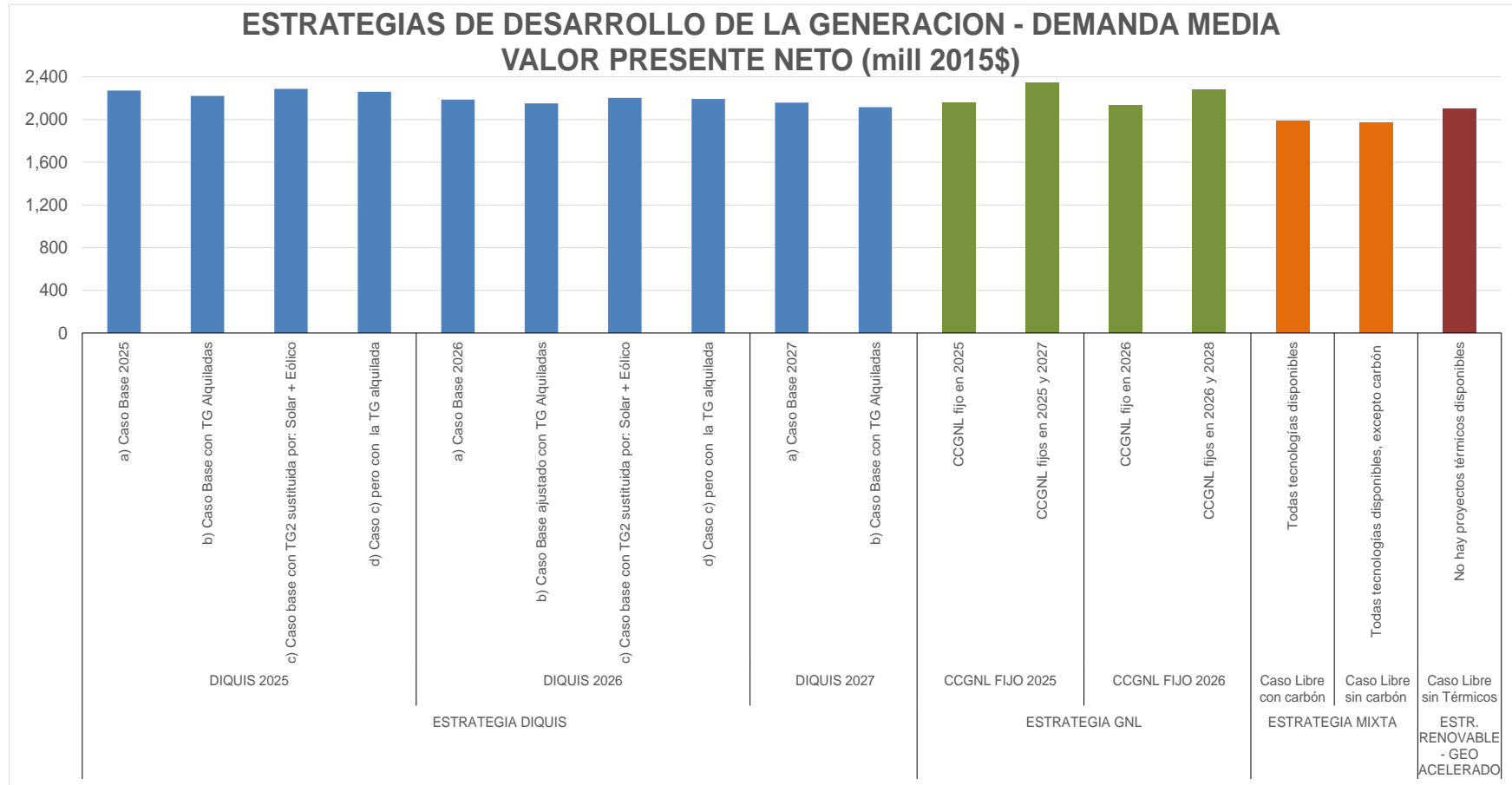


Figura 13.2 Valor Presente de Planes de Expansión Optimizados – Demanda Media

- **Casos simulados con demanda alta**

Para complementar los resultados anteriores se realiza un estudio similar con el escenario de demanda alta, obteniéndose los resultados que se muestran en la Figura 13.3.

El principal hallazgo a destacar, es que es necesario adicionar una cantidad importante de capacidad de generación desde el año 2020, a diferencia del escenario con demanda media, que requería la primera adición de capacidad en el año 2023.

Seguidamente las principales observaciones sobre los resultados:

- En la estrategia de desarrollo con El Diquís con demanda alta, es indiferente la entrada del proyecto en el año 2026 o 2027. Se recurre a generación térmica fija a partir del año 2020 y hasta la entrada del PH El Diquís, y nuevamente hacia el final del período. Los planes optimizados contemplan una dotación importante de proyectos hidroeléctricos, eólicos y solares.
- La estrategia de GNL presenta en este escenario costos comparativamente mayores que los asociados a la estrategia del PH El Diquís. Sigue siendo poco interesante la introducción de dos ciclos combinados de GNL.
- La estrategia mixta sin carbón equipara su costo a las mejores opciones de la estrategia con PH El Diquís. Esta estrategia tiene una importante instalación de generación hidroeléctrica y eólica. Los casos que permiten la entrada de carbón constituyen las soluciones de menor costo en el escenario de demanda alta.
- La estrategia de generación renovable presenta un aumento del costo en el escenario de demanda alta. Bajo este escenario, esta estrategia muestra el costo más alto de todos los planes optimizados. La instalación total de capacidad incluye proyectos eólicos, solares e hidroeléctricos, estos últimos en mayor proporción. El PH El Diquís es un candidato más para el plan de expansión, que recurre a este gran proyecto en el año 2029.

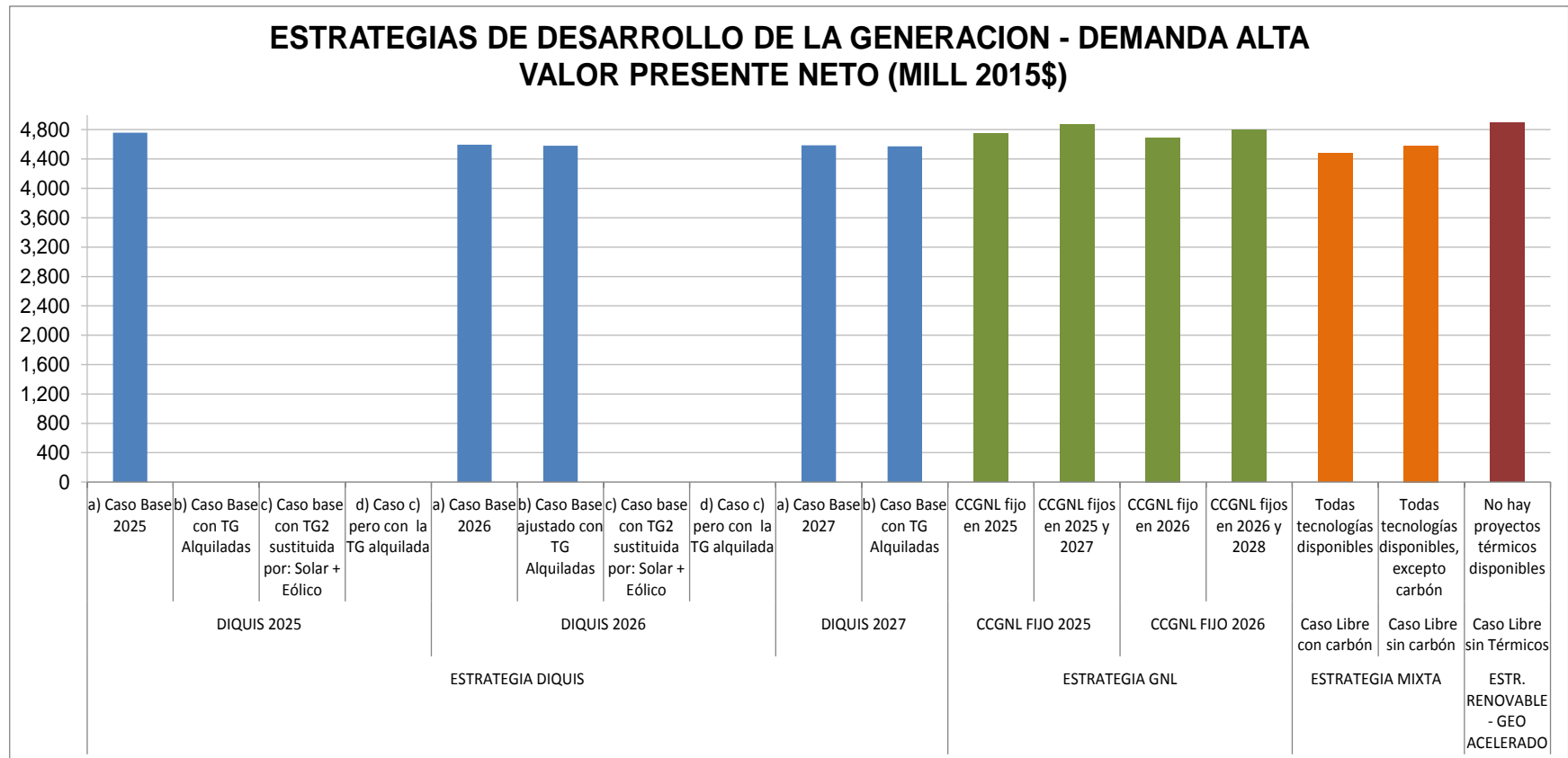


Figura 13.3 Valor Presente de Planes de Expansión Optimizados – Demanda Alta

El costo de los planes de expansión no es un parámetro suficiente, por sí solo, para determinar la conveniencia de una estrategia de desarrollo. Se requieren valorar elementos adicionales para medir que tan robusta y confiable es una estrategia.

Dado el requerimiento particular que impone el Plan Nacional de Energía con respecto a la reducción de las emisiones de CO₂ del país, se realiza un análisis del aporte de CO₂ de los casos más interesantes de cada estrategia de desarrollo de la generación formulada.

- ***Cálculo de emisiones de CO₂ en diferentes estrategias***

Se tomaron los casos más interesantes de cada estrategia de desarrollo, simulados con demanda media, para calcular el aporte de emisiones totales durante todo el período de planificación.

Estrategia de desarrollo con PH El Diquís:

Casos con PH El Diquís entrando en operación en el año 2026 y en el año 2027. Los dos casos consideran que las turbinas de gas de los años 2023 a 2025 son alquiladas.

Estrategia de desarrollo con GNL:

Caso con un solo ciclo combinado con entrada en operación en el año 2026.

Estrategia de desarrollo mixta de generación renovable y térmica:

Casos con y sin carbón disponible.

Estrategia de generación renovable con desarrollo acelerado del recurso geotérmico:

Caso sin generación térmica y alta disponibilidad de geotermia en la siguiente década.

En la Figura 13.4 se muestra el aporte de emisiones totales para los casos antes indicados.

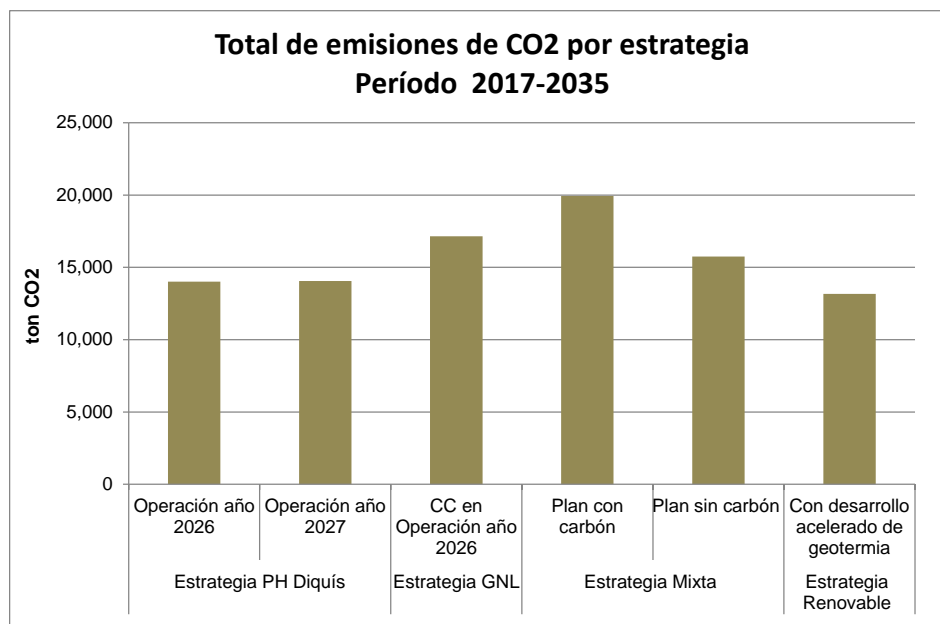


Figura 13.4 Emisiones totales de CO₂ por Estrategia

- **Estrategia de desarrollo recomendada**

Los estudios de largo plazo realizados en este ciclo de planificación concluyen que la estrategia de desarrollo con la entrada del PH El Diquís en el año 2026 es la opción óptima-económica más robusta para atender el crecimiento de la demanda de las dos décadas siguientes.

Seguidamente se resumen los principales elementos que soportan la recomendación anterior:

- Las figuras 13.2 y 13.3 evidencian que los costos de los diferentes planes analizados no son un parámetro suficiente que permita definir claramente la bondad de una estrategia sobre otra, dado que no se observan grandes diferencias en los costos totales.
- El desarrollo del proyecto hidroeléctrico El Diquís o la introducción del gas natural en la matriz energética, definen cada uno una estrategia de desarrollo eléctrico que marcará el rumbo del sistema de generación nacional de las dos décadas siguientes. La primera asegura la senda de la generación renovable en el país, la segunda lleva a un cambio en la política energética nacional, pero apalanca el uso del gas natural en otros sectores del país. Ambas estrategias son robustas bajo el escenario de demanda media y el de demanda alta; sin embargo no se visualizan economías para el país en la estrategia de gas natural, que justifiquen ese cambio de rumbo.
- Los planes de expansión mixtos con generación renovable y térmica no arrojan grandes diferencias de costos con la estrategia de desarrollo seleccionada. La estrategia mixta requiere adiciones térmicas permanentes en el escenario de demanda medio, y ante un aumento de la demanda debe acudir a cantidades significativas de

nuevas adiciones térmicas, como único respaldo disponible de la generación renovable variable. Los ahorros marginales en costos observados en el escenario medio, se dejan de percibir en escenarios de demanda alta, donde se hace un uso más intensivo de parque térmico actual y futuro. Esta estrategia se aleja de la políticas nacionales de desarrollo energético, las cuales favorecen las opciones de generación renovable y la reducción de las emisiones de CO₂ en el país.

- La estrategia renovable con desarrollo acelerado geotérmico, satisface plenamente los objetivos ambientales del país, igual que la estrategia con PH El Diquís. Bajo ese contexto, la estrategia planteada enfrenta un desafío importante porque requiere un desarrollo acelerado de recursos geotérmicos en muy pocos años para brindar confiabilidad al sistema. La viabilidad de este desarrollo no se puede asegurar en su totalidad dada la incertidumbre que pesa aún con respecto a la ubicación de campos geotérmicos en zonas protegidas y a su consecuente posibilidad de explotación. Adicionalmente, bajo un escenario de demanda alta, deben entrar en operación una gran cantidad de proyectos hidroeléctricos, solares y eólicos, en donde la capacidad de ejecución de los mismos pone en ruta crítica la seguridad del sistema. Tanto en el escenario medio como en el alto, no es posible completar el horizonte de planeamiento de 20 años sin la introducción de un proyecto grande como el PH El Diquís. Las simulaciones muestran que en el período de referencia la capacidad de regulación de las plantas actuales se diluye entre la gran cantidad de renovables nuevos, requiriendo un respaldo importante.
- La estrategia de desarrollo con El Diquís además de fundamentar un plan de expansión optimizado, económico y muy robusto ante un escenario de demanda media o alta, satisface de la mejor manera los lineamientos de la política energética nacional tendiente a favorecer el desarrollo eléctrico con fuentes renovables, así como los objetivos del Plan Nacional de Energía dirigidos a reducir las emisiones de CO₂ del país en el corto, mediano y largo plazo.
- El desarrollo del PH El Diquís permitirá apalancar un fuerte crecimiento de tecnologías renovables variables como el eólico y solar después de su entrada en operación, dado que el país disfrutará de una posición muy confortable en materia de confiabilidad y seguridad de suministro.
- Si bien el Mercado Eléctrico Regional no tiene en este momento la madurez comercial para asegurar ingresos provenientes de contratos de largo plazo, es de esperar que con la operación del PH El Diquís, el país tendrá una posición económicamente muy competitiva en ese mercado.

La ejecución de la estrategia de desarrollo con PH El Diquís en el año 2026 debe abordarse de manera inmediata. Por las dimensiones del proyecto, se estiman seis años para la fase de construcción, y dos años como mínimo para estructurar su financiamiento. Eso hace imprescindible concluir entre el año 2017 y 2018, el tema de la consulta indígena y la viabilidad socioambiental.

(esta página en blanco intencionalmente)

14 CARACTERISTICAS DEL PLAN RECOMENDADO

14.1 PLAN RECOMENDADO 2016-2035

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

Tabla 14.1 Plan de Expansión Recomendado- Escenario Medio de Demanda

PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION										
Año	DEMANDA				OFERTA					
	Energía GWh	% crec	Pot MW	% crec	Mes	Proyecto	Fuente	Potencia MW	Cap Instalada MW	
					<i>Capacidad Efectiva Instalada en Dic 2015:</i>					2,903
2016	10,877		1,673		2	Ampliación El Ángel	Hidro	5	2,908	
					6	Moín 1	Térm	-20	2,888	
					6	Reventazón	Hidro	306	3,194	
					7	Bijagua	Hidro	18	3,212	
					7	Chucás	Hidro	50	3,262	
					7	Mogote	Eólic	20	3,282	
					12	Altamira	Eólic	20	3,302	
					12	Campos Azules	Eólic	20	3,322	
					12	Vientos de Miramar	Eólic	20	3,342	
					12	Vientos de la Perla	Eólic	20	3,362	
2017	11,355	4.4%	1,732	3.5%					3,362	
2018	11,778	3.7%	1,786	3.1%	1	Valle Escondido	Solar	5	3,367	
					3	Los Negros II	Hidro	28	3,395	
2019	12,244	4.0%	1,854	3.8%	1	Pailas 2	Geot	55	3,450	
2020	12,701	3.7%	1,912	3.2%					3,450	
2021	13,254	4.4%	1,990	4.1%					3,450	
2022	13,768	3.9%	2,052	3.1%					3,450	
2023	14,274	3.7%	2,121	3.3%	1	Borinquen 1	Geot	52	3,502	
					1	Capacidad temporal contratada	Térm	60	3,562	
2024	14,778	3.5%	2,188	3.2%	1	Capacidad temporal contratada	Térm	65	3,627	
2025	15,292	3.5%	2,260	3.3%					3,627	
2026	15,772	3.1%	2,323	2.8%	1	Diquís	Hidro	623	4,250	
					1	Diquís Minicentral	Hidro	27	4,277	
					1	Capacidad temporal contratada	Térm	-60	4,217	
					1	Capacidad temporal contratada	Térm	-65	4,152	
2027	16,239	3.0%	2,386	2.7%					4,152	
2028	16,721	3.0%	2,449	2.6%					4,152	
2029	17,178	2.7%	2,508	2.4%					4,152	
2030	17,625	2.6%	2,557	2.0%	1	Borinquen 2	Geot	55	4,207	
2031	18,097	2.7%	2,621	2.5%	1	Renovables 150MW	Eólic	150	4,357	
					1	Renovable 50MW	Hidro	50	4,407	
2032	18,585	2.7%	2,684	2.4%	1	Renovable 50MW	Eólic	50	4,457	
					1	Renovable 20MW	Solar	20	4,477	
2033	19,038	2.4%	2,742	2.2%	1	Geotérmico 55MW	Geot	55	4,532	
					1	Renovable 50MW	Solar	50	4,582	
2034	19,511	2.5%	2,805	2.3%	1	Renovables 170MW	Eólic	170	4,752	
					1	Renovable 20MW	Solar	20	4,772	
2035	19,958	2.3%	2,864	2.1%	1	Geotérmico 55MW	Geot	55	4,827	

Este plan corresponde al programa de obras para atender el escenario medio de demanda. El valor presente del Plan para el periodo 2017-2035, es de 2 187 mill USD, de los cuales 1 712 mill USD corresponden al costo de inversión, 453 mill USD al costo operativo y 22 mill USD al costo de energía no suministrada.

Los niveles de crecimiento de la demanda y la entrada en operación del PH Reventazón, definen características particulares del Plan de Expansión 2016, las cuales se explican seguidamente:

- Después de la entrada en operación del PG Pailas 2 en el año 2019, hasta el año 2023 no se prevén requerimientos adicionales de capacidad. Ese año se programa la entrada en operación del PG Borinquen 1 de 52 MW.
- El PH El Diquís, de 650 MW, estaría entrando en operación en el año 2026, y por el impacto de su tamaño, posteriormente no se prevén requerimientos hasta el año 2030.
- Entre el año 2023 y 2024 se requiere una capacidad de respaldo que en la optimización del Plan resultó económicamente interesante atenderla con turbinas de gas alimentadas con diésel. Este aporte (60 MW en el 2023 y 65 MW más en el 2024) es indispensable hasta la entrada del PH El Diquís en el año 2026, pero posteriormente su uso será limitado. Como es un requerimiento temporal, se sugiere atenderlo con turbinas de gas alquiladas o con contratos de generación en el Mercado Eléctrico Regional.
- Gracias a la capacidad de respaldo que brinda la planta Arenal y los proyectos hidroeléctricos Reventazón y El Diquís, a partir del 2030 los requerimientos de capacidad del país serán cubiertos en su mayor parte por proyectos eólicos y solares.
- Si las condiciones de crecimiento de la demanda varían y se identifican requerimientos adicionales de generación, estos serán cubiertos por tecnologías de rápida instalación como el eólico y el solar.
 - **Escenarios de demanda alta y baja:**

Los elementos más importantes asociados a las simulaciones del Plan con escenarios de demanda alta y baja son los siguientes:

- En los escenarios de demanda alta, es necesario agregar proyectos adicionales desde el año 2021. Como el escenario alto presenta un crecimiento muy agresivo de la demanda, la instalación requerida es del orden de 400 MW entre el año 2021 y 2022.
- En los escenarios de demanda baja, no se necesitaría la capacidad temporal del período 2023-2025, y el PH El Diquís podría atrasarse hasta el 2027 y aún se cumplirían los criterios de confiabilidad.

14.2 CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACION

El crecimiento esperado de la capacidad instalada puede verse en la Figura 14.1. Hacia finales del período la capacidad instalada alcanza los 4 800 MW. En el 2016 el crecimiento de la capacidad fue aproximadamente del 16%, debido fundamentalmente a la entrada en operación del PH Reventazón. Entre el 2017 y el 2025, la tasa de crecimiento anual es del 1%. Para todo el período, el crecimiento en capacidad se estima en 4%.

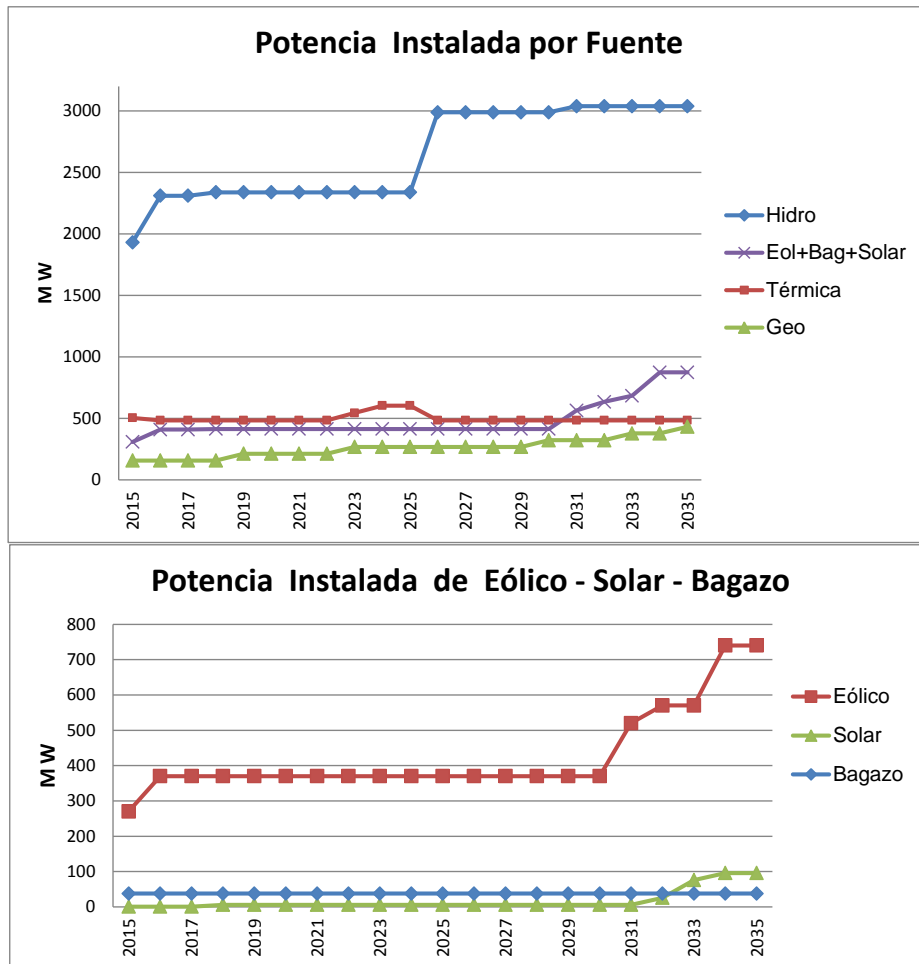


Figura 14.1 Capacidad instalada por fuente (período 2017-2035)

En la Tabla 14.2 y Figura 14.2 se muestra el porcentaje de capacidad instalada total de las diferentes fuentes en el período 2016-2035.

Tabla 14.2 Composición por fuente de la nueva capacidad

CAPACIDAD INSTALADA EFECTIVA										
Año	MW					Porcentaje				
	Hidro	Geotérmica	Eol + Bag + Solar	Térmico	Total	Hidro	Geotérmica	Eol + Bag + Solar	Térmico	Total
2015	1 932	158	309	504	2 903	67%	5%	11%	17%	100%
2016	2 310	158	409	484	3 361	69%	5%	12%	14%	100%
2017	2 310	158	409	484	3 361	69%	5%	12%	14%	100%
2018	2 338	158	414	484	3 394	69%	5%	12%	14%	100%
2019	2 338	213	414	484	3 449	68%	6%	12%	14%	100%
2020	2 338	213	414	484	3 449	68%	6%	12%	14%	100%
2021	2 338	213	414	484	3 449	68%	6%	12%	14%	100%
2022	2 338	213	414	484	3 449	68%	6%	12%	14%	100%
2023	2 338	268	414	544	3 564	66%	8%	12%	15%	100%
2024	2 338	268	414	604	3 624	65%	7%	11%	17%	100%
2025	2 338	268	414	604	3 624	65%	7%	11%	17%	100%
2026	2 988	268	414	484	4 154	72%	6%	10%	12%	100%
2027	2 988	268	414	484	4 154	72%	6%	10%	12%	100%
2028	2 988	268	414	484	4 154	72%	6%	10%	12%	100%
2029	2 988	268	414	484	4 154	72%	6%	10%	12%	100%
2030	2 988	323	414	484	4 209	71%	8%	10%	12%	100%
2031	3 038	323	564	484	4 409	69%	7%	13%	11%	100%
2032	3 038	323	634	484	4 479	68%	7%	14%	11%	100%
2033	3 038	378	684	484	4 584	66%	8%	15%	11%	100%
2034	3 038	378	874	484	4 774	64%	8%	18%	10%	100%
2035	3 038	433	874	484	4 829	63%	9%	18%	10%	100%

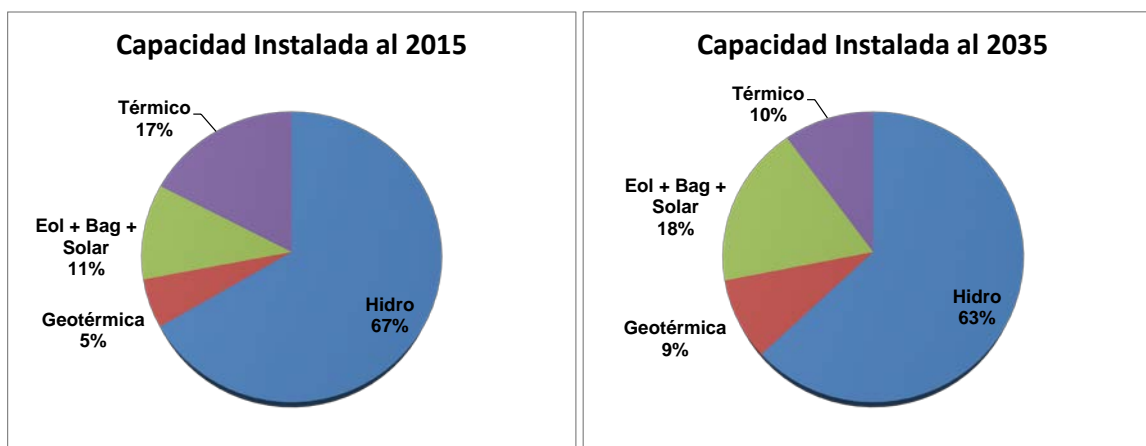


Figura 14.2 Capacidad instalada por fuente al inicio y final del período

La generación promedio esperada del período 2017-2035, por fuente de energía, será 73% hidroeléctrica, 13% geotérmica y un 11% de fuentes eólicas, biomásicas y solares. El térmico, usado solo como complemento de las renovables, cubrirá el 3% de la generación promedio. En la Tabla 14.3 y la Figura 14.3. se presenta la generación esperada anual por tipo de fuente.

Tabla 14.3 Generación esperada por fuente

GENERACION ANUAL ESPERADA										
Año	GWh					PORCENTAJE				
	Hidro	Geotérm	Eól+ Biom+	Térmico	Total	Hidro	Geotérm	Eól+ Biom+	Térmico	Total
2017	8 337	1 254	1 512	252	11 355	73%	11%	13%	2%	100%
2018	8 988	1 129	1 542	119	11 778	76%	10%	13%	1%	100%
2019	9 026	1 563	1 526	129	12 244	74%	13%	12%	1%	100%
2020	9 415	1 563	1 517	205	12 701	74%	12%	12%	2%	100%
2021	9 853	1 563	1 521	316	13 253	74%	12%	11%	2%	100%
2022	10 199	1 563	1 526	475	13 762	74%	11%	11%	3%	100%
2023	10 210	1 973	1 525	565	14 272	72%	14%	11%	4%	100%
2024	10 473	1 973	1 509	819	14 774	71%	13%	10%	6%	100%
2025	10 771	1 973	1 549	992	15 285	70%	13%	10%	6%	100%
2026	12 166	1 973	1 505	127	15 772	77%	13%	10%	1%	100%
2027	12 588	1 973	1 526	150	16 237	78%	12%	9%	1%	100%
2028	12 923	1 973	1 513	311	16 721	77%	12%	9%	2%	100%
2029	13 226	1 973	1 532	444	17 175	77%	11%	9%	3%	100%
2030	13 244	2 407	1 508	455	17 614	75%	14%	9%	3%	100%
2031	13 197	2 407	2 064	424	18 092	73%	13%	11%	2%	100%
2032	13 409	2 407	2 309	451	18 576	72%	13%	12%	2%	100%
2033	13 494	2 734	2 403	397	19 030	71%	14%	13%	2%	100%
2034	13 256	2 721	3 148	373	19 498	68%	14%	16%	2%	100%
2035	13 455	3 059	3 082	359	19 955	67%	15%	15%	2%	100%

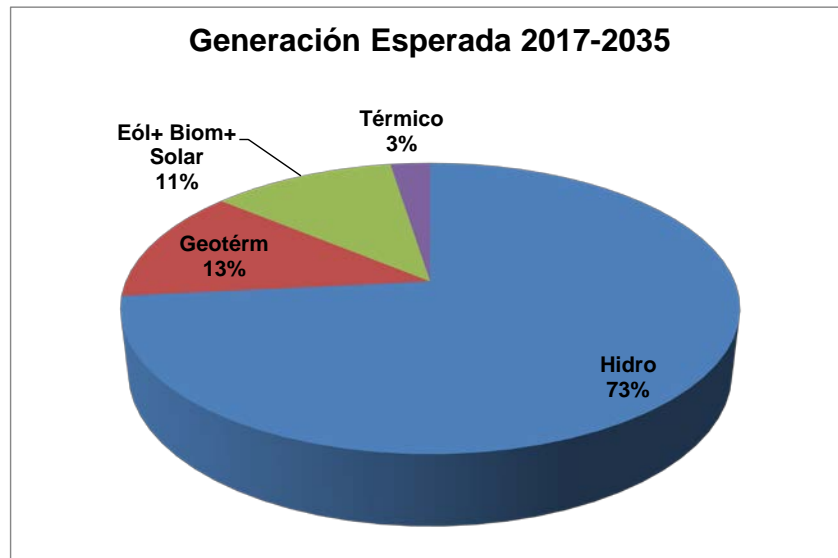


Figura 14.3 Porcentaje de generación por fuente 2017-2035

Es importante señalar que la generación hidroeléctrica, así como la térmica por su carácter de complemento de la primera, dependen de las condiciones climáticas que se presenten, y en ese sentido, los valores dados en la Tabla 14.3 son “esperados”, es decir, corresponden a un promedio de 51 escenarios hidrológicos (1965-2015), analizados mediante el modelo de simulación SDDP.

En el Anexo A1 se muestra la generación estimada para cada una de las plantas del sistema interconectado. El Anexo A2 muestra el consumo de combustibles estimado para

cada una de las plantas térmicas y en el Anexo A3 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 51 series hidrológicas, se muestra en la Figura 14.4. Los déficits mostrados en esta figura cumplen con el criterio de confiabilidad explicado en la Sección 9.5 (Criterio de Confiabilidad).

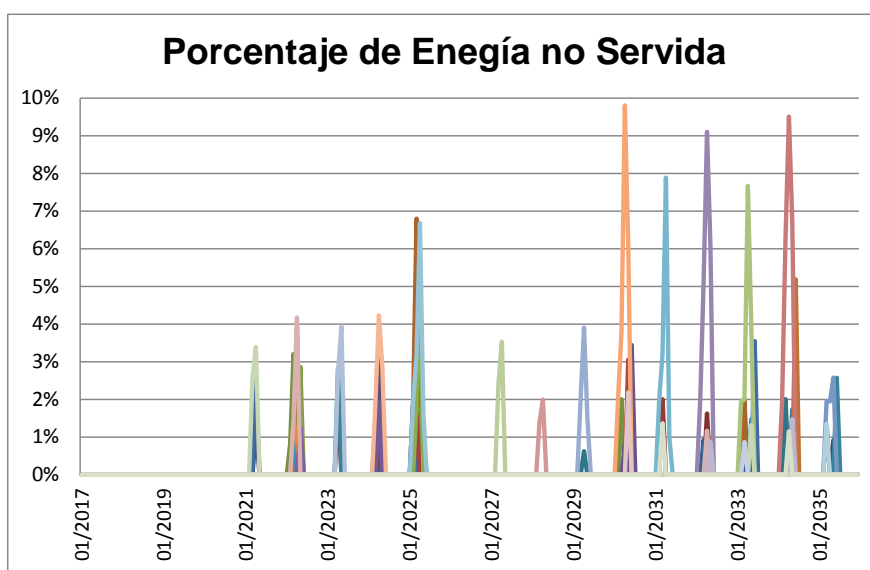


Figura 14.4 Déficit de energía mensual por serie hidrológica

Se observa que en el corto plazo el plan es muy robusto principalmente por la entrada en operación de Reventazón en el 2016, lo que provoca ocurrencias nulas de déficits. También se puede notar la holgura que se produce con la entrada de El Diquís en el 2026.

14.4 EMISIONES

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

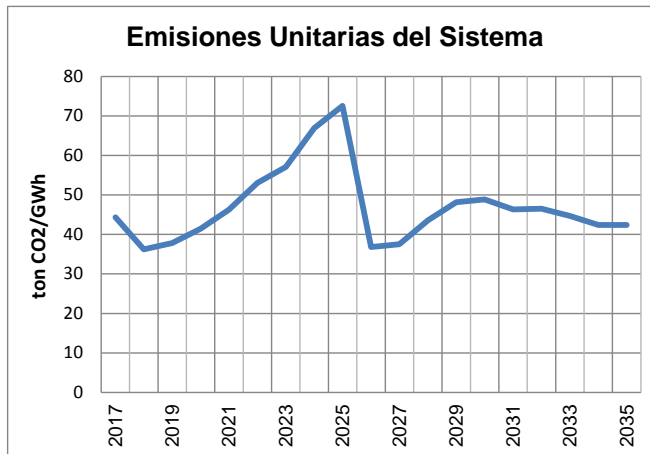
Para calcular las emisiones de CO₂-equivalente se recurre a coeficientes medios por tecnología⁴⁰. Para las tecnologías relevantes y presentes en el plan de expansión, las

⁴⁰ Inventario de gases de efecto invernadero del Sistema Eléctrico Nacional. Etapa de generación. Planificación y Desarrollo Eléctrico, ICE. 2017.

emisiones se calculan usando los índices de la Tabla 7.3 (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 14.5, donde se observa el impacto de los proyectos Reventazón y El Diquís, que resultan muy eficaces para reducir el nivel de emisiones del sistema de generación.

Tabla 14.4 Cálculo de emisiones de CO₂equivalente

Año	GENERACION GWh								EMISIONES Miles de ton CO ₂ equiv								Emisiones Unitarias ton CO ₂ /GWh
	Hidro	Eólico	Biomasa	Solar	Búnker	Geoter	Diesel	Total	Hidro	Eólico	Biomasa	Solar	Búnker	Geoter	Diesel	Total	
2017	8 337	1 443	67	1	197	1 254	54	11 355	250	0	1.2	0	138	82	33	504	44
2018	8 988	1 464	70	9	112	1 129	6	11 778	270	0	1.3	0	79	73	4	427	36
2019	9 026	1 445	72	9	119	1 563	11	12 244	271	0	1.3	0	83	102	6	463	38
2020	9 415	1 436	73	9	180	1 563	25	12 701	282	0	1.3	0	126	102	15	526	41
2021	9 853	1 442	70	9	256	1 563	60	13 253	296	0	1.3	0	179	102	36	613	46
2022	10 199	1 445	72	9	358	1 563	116	13 762	306	0	1.3	0	251	102	70	729	53
2023	10 210	1 442	73	9	399	1 973	166	14 272	306	0	1.3	0	279	128	99	814	57
2024	10 473	1 431	69	9	535	1 973	283	14 774	314	0	1.2	0	375	128	170	988	67
2025	10 771	1 469	71	9	616	1 973	376	15 285	323	0	1.3	0	431	128	226	1 109	73
2026	12 166	1 425	72	9	100	1 973	27	15 772	365	0	1.3	0	70	128	16	581	37
2027	12 588	1 447	71	9	126	1 973	24	16 237	378	0	1.3	0	88	128	14	610	38
2028	12 923	1 436	68	9	249	1 973	62	16 721	388	0	1.2	0	175	128	37	729	44
2029	13 226	1 454	69	9	339	1 973	105	17 175	397	0	1.2	0	237	128	63	827	48
2030	13 244	1 430	70	9	326	2 407	129	17 614	397	0	1.3	0	228	156	77	861	49
2031	13 197	1 984	72	9	306	2 407	118	18 092	396	0	1.3	0	214	156	71	839	46
2032	13 409	2 201	70	38	333	2 407	118	18 576	402	0	1.3	0	233	156	71	864	47
2033	13 494	2 225	68	110	282	2 734	115	19 030	405	0	1.2	0	198	178	69	850	45
2034	13 256	2 939	71	139	272	2 721	100	19 498	398	0	1.3	0	191	177	60	827	42
2035	13 455	2 869	75	139	266	3 059	93	19 955	404	0	1.3	0	186	199	56	846	42

Figura 14.5 Índice unitario de emisiones de CO₂-equivalente

14.5 COSTOS MARGINALES

14.5.1 Costo Marginal de Corto Plazo

Un aspecto importante en cuanto a los resultados de la modelación de los planes de expansión son los costos marginales de corto plazo (CMCP). La Figura 14.6 muestra los

costos marginales promedio mensuales para el Plan Recomendado obtenidos por el SDDP. El valor promedio para el horizonte 2017-2035 es de 73.7 USD\$/MWh.

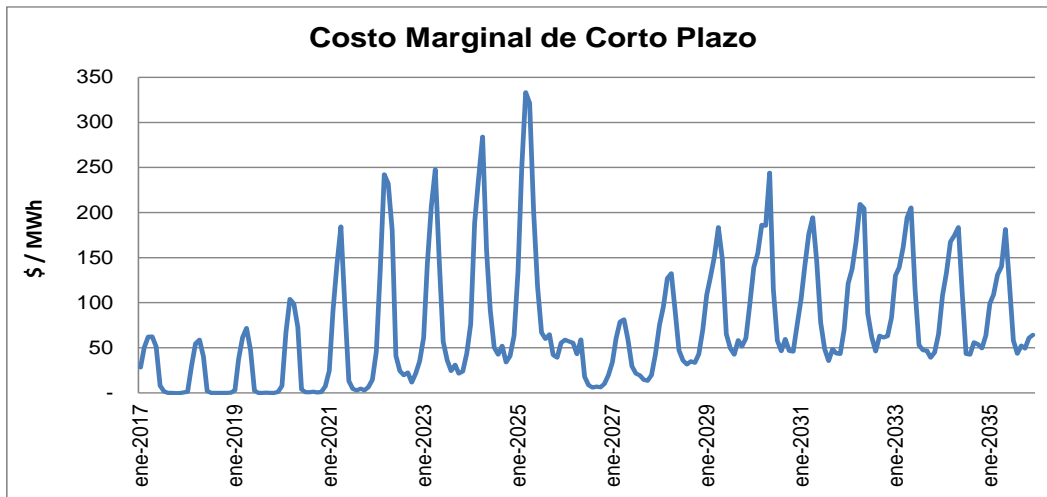


Figura 14.6 Costo Marginal de Corto Plazo

El CMCP exhibe dos depresiones a lo largo del horizonte de planeación provocadas por la entrada en operación de Reventazón en el 2016 y de El Diquís en el 2026. Se observa también, el claro patrón estacional provocado por el alto componente hidroeléctrico. Reagrupando los CMCP por períodos mensuales, se obtienen los valores medios para cada mes que se muestran en la Figura 14.7. 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.

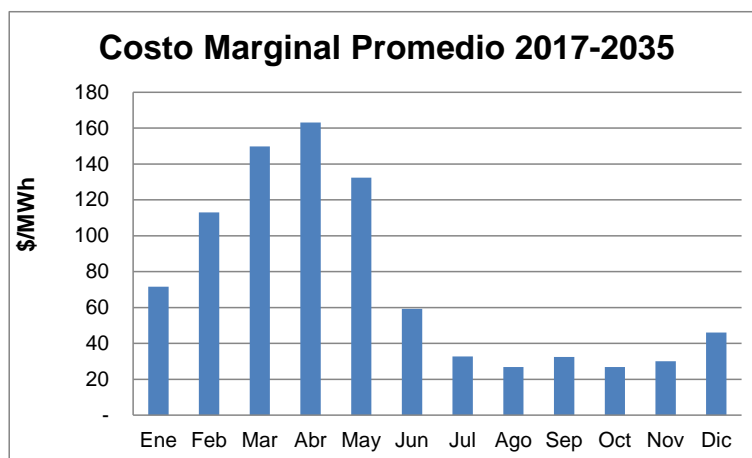


Figura 14.7 Costos Marginales de Corto Plazo Promedio Mensual

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 a largo plazo representa atender un incremento unitario de demanda en el sistema de generación.

El cálculo del CILP se realiza bajo el siguiente procedimiento:

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

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

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

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 de mercado de diciembre del 2015. El CILP estimado es de 109 USD\$/MWh para el horizonte de tiempo 2017-2035.

Tabla 14.5 Costo Incremental de Largo Plazo

CALCULO DEL COSTO INCREMENTAL DE LARGO PLAZO										
Nivel de Precios Año: dic-15										
Año	Demanda		Costos Fijos	Costos Variables			Costo Total		Curva de Costo Ajustada	
	Total GWh	Incremental GWh	Oper. e Inver. mill.\$	Comb+O&M mill.\$	Falla mill.\$	Total mill.\$	Anual mill.\$	Incremental mill.\$	Total mill.\$	Incremental mill.\$
2017	11,355		0.0	24.0	0.0	24.0	24		32	
2018	11,778	423	12.1	12.1	0.0	12.1	24	0	67	35
2019	12,244	467	61.5	16.2	0.0	16.2	78	54	106	38
2020	12,701	457	61.5	30.7	0.0	30.7	92	15	147	41
2021	13,254	553	61.5	51.3	1.2	52.5	114	22	191	44
2022	13,768	514	61.5	83.2	7.1	90.3	152	38	239	47
2023	14,274	506	131.0	103.1	2.1	105.3	236	85	289	50
2024	14,778	504	145.3	156.8	4.7	161.5	307	70	342	53
2025	15,292	515	145.3	197.8	9.5	207.3	353	46	399	56
2026	15,772	479	582.5	23.8	0.0	23.8	606	254	458	59
2027	16,239	467	582.5	27.9	0.9	28.8	611	5	521	62
2028	16,721	483	582.5	60.2	0.6	60.7	643	32	586	65
2029	17,178	457	582.5	89.7	3.5	93.1	676	32	655	68
2030	17,625	447	632.0	95.8	15.3	111.0	743	67	726	71
2031	18,097	472	738.9	91.1	7.1	98.2	837	94	801	75
2032	18,585	488	770.5	98.3	13.4	111.6	882	45	878	78
2033	19,038	452	831.2	90.6	8.8	99.4	931	49	959	81
2034	19,511	474	927.5	85.9	18.6	104.5	1,032	101	1,042	84
2035	19,958	447	976.9	83.4	2.7	86.1	1,063	31	1,129	87
Valor Presente:	3,478		1,712	452.7	22.4	475.1	2,187	362	2,336	379
Tasa de actualización:	12%									
Año inicial:	2017									
Año final:	2035									
Costo Incremental de Largo Plazo con curva de costos ajustada										
CILP:	0.10901									

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

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 Figura 14.8 se muestra como fluctúa el CILP según sea el período que se tome en consideración y si se usan los datos crudos de costo o una curva suavizada de mejor ajuste.

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

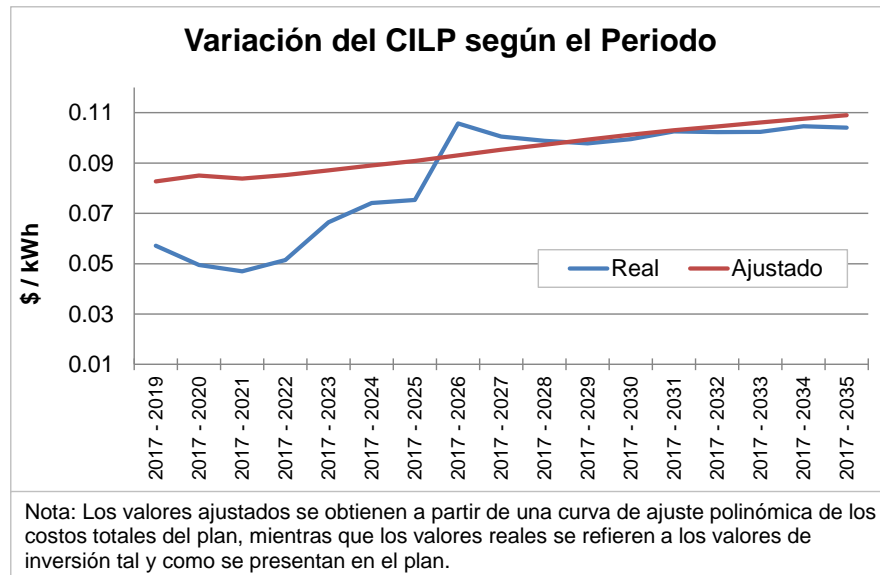


Figura 14.8 Variación del CILP según el período considerado

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 Semana	25	73	70

Los costos marginales de corto plazo del plan de expansión recomendado se han promediado para cada una de las bandas horario-estacionales del período 2017-2035 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				
2015\$ / MWh				
Periodo	Punta	Media Punta	Fuera Punta	Promedio
	Escalón 1 y 2	Escalón 3	Escalón 4 y 5	
Estación Alta (Ene-May)	136.4	133.8	114.2	128.2
Estación Baja (Jun-Dic)	49.4	35.8	32.3	39.2
Anual	85.7	76.6	66.4	76.2

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 124.94 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 83.8 USD\$/kW-año, que corresponden al ingreso por generación que la turbina ganaría siempre que los precios de la energía fuesen mayores que su costo variable (al ser ésta la tecnología al margen, sería la energía no suministrada). En caso contrario se podría producir una sobreinversión en este tipo de tecnología.

Tabla 14.8 Cálculo del costo marginal de potencia

COSTO MARGINAL DE POTENCIA		
DATOS DESCRIPTIVOS		
Máquina marginal	Unidad	Turbina Gas
Potencia por unidad	MW	50.4
Factor de Planta Típico	%	20%
Combustible		Diesel
Densidad (kg/lt)		0.832
Eficiencia Térmica	%	29.5%
Poder calórico	kJ/litro	36,462
Plant Heat Reat	kJ/kWh	12,195
Consumo Específico	kWh/litro	2.99
Costo OyM variable	\$/MWh	3
DATOS DE CALCULO		
Costos Fijos de O&M		
Costo Fijo O&M	\$/kW-año	42.75
Costos Fijos de Capital		
Costo Construcción (sin IDC)	\$/kW	1000
Vida Util	años	20
Período de Construcción	meses	17
Tasa de descuento	%	12%
Factor Recuperación Capital		0.1339
Factor Capitalización-IDC		1.0837
Costo Fijo Anual	\$/kW-año	145.1
Costo Fijo Total	\$/kW-año	187.8
Disponibilidad		90%
Costo Fijo Total con disponibilidad	\$/kW-año	208.7
Ingreso por generación	\$/kW-año	83.8
COSTO MARGINAL DE POTENCIA	\$/kW-año	124.94

14.6 DESEMPEÑO EN CENTROAMERICA

Para revisar el desempeño del PEG-2016 en la Región Centroamericana se hicieron simulaciones suponiendo el escenario medio de demanda. Es importante señalar que los resultados de estas simulaciones son muy sensibles a los supuestos que se adopten para definir los planes futuros de los países de la Región. El desempeño relativo del PEG-2016 varía según se suponga mayor o menor capacidad instalada en la región o el tipo de combustibles disponibles en otros países.

Se optó por hacer una evaluación suponiendo un entorno con holgura en la capacidad instalada total, por ejemplo permitiendo la entrada de proyectos hidroeléctricos mayores que 150 MW de potencia instalada. Este supuesto es conservador y limita fuertemente la valoración de las posibles exportaciones de excedentes. Esta condición es particularmente dura donde la instalación de grandes proyectos provoca capacidad ociosa durante algunos años.

El plan de expansión regional que se usó de referencia para la presente evaluación se muestra en la Tabla 14.9. Este escenario fue elaborado específicamente para este propósito, usando la información de la base de datos del Grupo de Trabajo de Planificación Indicativa Regional (GTPIR) disponible a mayo 2016. No obstante, no forma

parte de los planes elaborados por el GTPIR, así como tampoco corresponde a ninguno de los planes nacionales de expansión de los países vecinos. Fue calculado suponiendo que el Sistema de Costa Rica está fijo (Plan Recomendado) y que los intercambios de Costa Rica están limitados a 30 MW tanto con Nicaragua como con Panamá.

En la etapa de simulación de la operación se usó una capacidad de 300 MW en todas las interconexiones centroamericanas a partir del 2018, incluyendo las de Costa Rica, lo que supone que la línea SIEPAC1 estaría funcionando a plena capacidad.

En la Tabla 14.10 se muestra una comparación de los costos del Plan de Expansión Recomendado (PEG2016) simulado bajo tres escenarios:

- Sistema de Costa Rica aislado,
- Sistema de Costa Rica interconectado con Centroamérica,
- Sistema de Costa Rica interconectado con Centroamérica, eliminando las turbinas de gas de alquiler del 2023 y 2024 para que este requerimiento sea cubierto por el mercado regional.

Los costos mostrados en la Tabla 14.10 incluyen el costo neto de los intercambios (positivo corresponde a un egreso neto por importaciones y negativo por ingresos netos por exportaciones). Los costos corresponden al período 2018-2035.

Tabla 14.10 Comparación de Costos – Plan Recomendado

Plan Recomendado simulado en el MER			
Costos comparativos (millones de 2015USD\$)			
	Aislado	Interconectado con CA	
		Con T.Gas Alquiler	Sin T.Gas Alquiler
Costo Inversiones	1,712	1,712	1,685
Combustible + O&M	431	36	36
Falla	22	0	0
Exportación	0	-364	-364
Importación	0	468	468
Valor Presente Neto	2,166	1,852	1,825

Como es de esperar, la interconexión con Centroamérica permite disminuir los costos operativos del Plan Recomendado (en el orden de 14%), aun cuando el balance de costos de exportación versus importación es negativo.

La simulación del Plan Recomendado en Centroamérica eliminando las turbinas de gas de alquiler del periodo 2023-2024, muestra que es más económico atender el requerimiento de respaldo con contratos en el MER. Tanto con turbinas de alquiler como con contratos en el MER, se satisfacen holgadamente los criterios de confiabilidad.

Con el Plan Recomendado (que se simula con las turbinas de alquiler), la interconexión con Centroamérica genera los flujos promedio mensuales de intercambios que se muestran en la Figura 14.9 y Figura 14.10.

En los gráficos se presentan dos periodos para destacar la influencia del PH El Diquís (a partir del año 2026) en la magnitud de los intercambios. Obsérvese el efecto del PH El Diquís en las interconexiones con Centroamérica durante los meses de verano. De diciembre a mayo, cuando los costos de producción son más altos, las exportaciones aumentan y las importaciones disminuyen, lo que provoca un efecto positivo en el balance económico total.

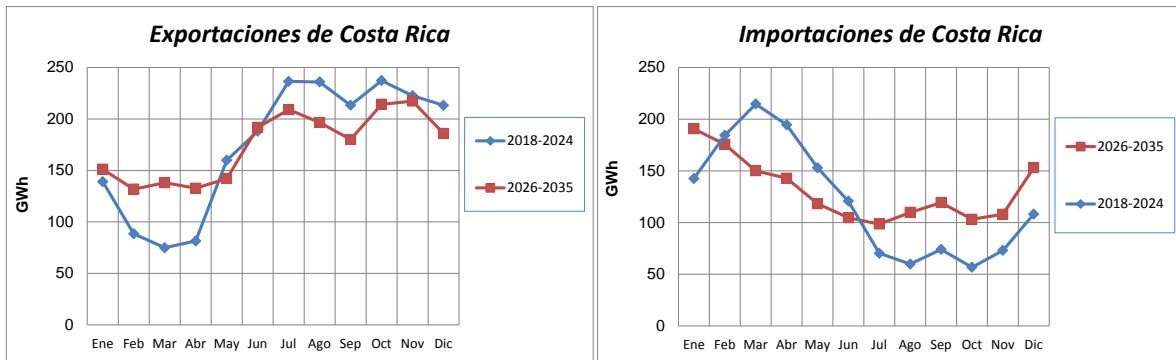


Figura 14.9 Plan Recomendado - Intercambios con Centroamérica

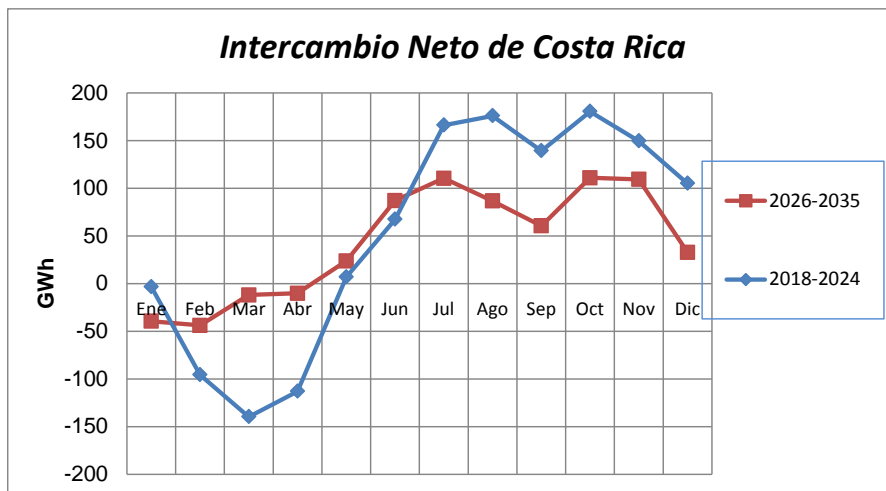


Figura 14.10 Plan Recomendado - Intercambios Netos con Centroamérica. Resultados para período 2018-2024 y período 2026-2035

(esta página en blanco intencionalmente)

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), 2015. Manuel Eugenio Rojas Navarrete.
3. DEPARTMENT OF ENERGY US GOVERNEMEN. Annual Energy Outlook 2016, Energy Information Administration, DOE, Mayo 2016
4. INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD .Centro Nacional de Control de Energía CENCE, ICE. Informe Anual 2015
5. 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.
6. INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD, Plan de Expansión de la Transmisión 2015-2025. Negocio de Transmisión.
7. INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD, Proyección de precios de combustibles 2016-2040. Planificación y Desarrollo Eléctrico. Mayo 2016.
8. INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD. Determinación del potencial de energía solar para generación eléctrica en Costa Rica. Planificación y Desarrollo Eléctrico, 2014.
9. INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD. División Finanzas Corporativas. Informe Mensual de Ventas de Energía Eléctrica por Empresa Distribuidora y Sector de Consumo. Diciembre 2015.
10. INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD. Inventario de gases de efecto invernadero del Sistema Eléctrico Nacional. Etapa de generación. Planificación y Desarrollo Eléctrico. 2017.
11. INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD. Plan Estratégico para la Promoción y Desarrollo de Fuentes Renovables No convencionales 2016-2035, PDE, 2015.
12. INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD. Planificación y Desarrollo Eléctrico. Índice de Cobertura Eléctrica Octubre 2015.
13. INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD. Proyecciones de la demanda eléctrica de Costa Rica 2016-2040. Planificación y Desarrollo Eléctrico, mayo 2016.

14. INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD. Revisión del Potencial de Recursos Energéticos de Costa Rica. Informe Preliminar. Planificación y Desarrollo Eléctrico, marzo 2017.
15. MINISTERIO DE AMBIENTE y ENERGIA (MINAE). Resumen “Acciones de Mitigación Nacionalmente Apropriadas Energía Biomasa Dirección Cambio Climático (DCC), MAG, ICE, MIDEPLAN. 2016.
16. MINISTERIO DE AMBIENTE y ENERGIA (MINAE). Balance Energético Nacional de Costa Rica 2015. DSE. Marzo 2016.
17. MINISTERIO DE AMBIENTE Y ENERGIA. VII Plan Nacional de Energía 2015-2030. Dirección Sectorial de Energía (DSE).
18. MINISTERIO DE PLANIFICACION NACIONAL Y POLITICA ECONOMICA (MIDEPLAN). Plan Nacional de Desarrollo 2015-2018 “Alberto Cañas Escalante”. 2014.

16 ANEXOS

(esta página en blanco intencionalmente)

ANEXO 1

GENERACIONES POR PLANTA

Anexo 1- Tabla 1

Plan de Expansión Recomendado																								
Generación Anual de Plantas Hidroeléctricas (GWh)																								
Plantas y proyectos	Pot Inst	FP	Minimo	Promedio	Máximo	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
	MW	%	GWh			GWh																		
Ampliación El Ángel	5	36%	6	16	22	8	6	6	9	12	16	17	20	22	13	15	17	19	19	19	20	20	18	19
Angostura	180	56%	880	888	894	880	888	886	886	889	892	891	891	894	886	886	888	889	889	887	889	889	889	890
Arenal	166	47%	346	681	766	346	673	691	692	720	733	697	726	766	575	704	716	723	719	672	707	718	667	696
Balsa Inferior	38	23%	31	77	108	37	33	31	45	61	79	85	95	108	69	76	85	93	96	92	96	96	94	95
Bijaqua	18	29%	18	46	65	21	18	18	26	37	47	51	58	65	40	45	50	55	57	54	57	58	56	57
Cachí	159	60%	812	830	841	812	825	822	823	839	838	834	835	841	817	827	833	836	832	832	832	835	830	835
Canalete	18	30%	18	46	65	22	18	18	26	37	47	52	58	65	40	45	51	56	58	55	58	58	57	58
Cariblanco	82	30%	123	215	279	153	125	123	162	195	229	243	261	279	180	197	218	238	241	238	248	254	248	259
Chocosuela	26	33%	35	75	100	46	35	36	50	68	80	86	93	100	62	68	74	84	86	86	90	92	88	91
Chucás	50	54%	227	235	240	233	234	233	235	238	239	238	239	240	227	229	234	236	235	234	236	235	234	236
CNFL-Virilla	48	56%	237	237	237	237	237	237	237	237	237	237	237	237	237	237	237	237	237	237	237	237	237	237
Corobici	174	51%	416	775	869	416	761	780	778	810	827	789	822	869	658	798	812	824	821	769	808	822	764	795
Cote	7	11%	3	7	9	3	3	3	4	5	7	7	8	9	6	7	8	8	8	8	8	8	8	8
Cubujuquí	22	31%	24	59	84	32	26	24	36	48	61	66	75	84	50	58	64	71	73	70	73	74	70	72
Daniel Gutiérrez	18	53%	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83	83
Diquís	623	52%	2 801	2 821	2 851										2 851	2 801	2 830	2 847	2 834	2 806	2 818	2 802	2 809	2 809
Diquís Minicentral	27	63%	117	150	160										117	134	145	155	159	153	159	160	156	159
Doña Julia	17	69%	85	105	120	100	88	85	100	103	110	112	116	120	94	97	103	109	110	109	110	113	109	112
El Encanto	8	30%	11	22	28	13	11	11	15	19	22	24	26	28	19	21	23	25	26	25	26	26	25	26
ESPH-Dengo	2	49%	5	10	13	6	5	5	6	8	10	11	12	13	9	10	11	12	12	12	12	12	11	12
Gen Privada 1	40	61%	153	210	249	181	158	153	188	203	222	230	239	249	182	194	210	225	225	221	225	230	224	231
Gen Privada 2	41	55%	176	197	219	188	178	181	188	196	205	206	214	219	176	177	189	200	203	198	204	207	201	207
Gen Privada 3	10	55%	36	48	57	42	37	36	44	47	51	53	55	57	42	44	48	51	51	50	51	52	51	52
General	39	59%	196	200	209	206	208	208	208	209	209	198	198	198	196	196	197	197	197	197	197	197	197	197
ICE Menores	5	48%	9	20	27	12	10	9	13	17	21	22	24	27	17	20	22	24	24	23	24	24	23	24
JASEC Menores	20	68%	96	120	138	111	99	96	112	118	127	129	133	138	109	112	119	126	126	124	126	130	126	129
La Garita	40	54%	186	192	196	190	189	188	188	192	194	194	195	196	187	186	190	194	194	192	194	194	193	194
La Joya	50	59%	258	260	262	260	262	262	262	261	260	260	260	258	262	262	261	262	261	260	260	260	259	258
Los Negros	18	51%	71	78	84	76	74	75	75	78	80	81	83	84	72	71	76	79	80	78	80	81	80	81
Los Negros 2	28	53%	114	129	134		114	127	127	131	132	132	133	134	125	125	128	131	131	129	132	132	130	132
Peñas Blancas	36	54%	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172	172
Pirris	140	35%	399	435	464	419	423	429	426	439	447	449	457	464	399	402	422	442	440	435	444	444	441	445
Pocosol	26	63%	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143	143
Proyecto D1	50	41%	173	180	184															173	183	182	177	184
Reventazón	292	50%	1 230	1 272	1 292	1 230	1 255	1 258	1 261	1 284	1 288	1 281	1 284	1 292	1 266	1 283	1 273	1 269	1 273	1 269	1 266	1 276	1 270	1 282
Reventazón Minicentral	14	92%	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109	109
Río Macho	142	41%	319	516	652	379	322	319	426	491	550	576	614	652	436	466	518	571	573	568	581	592	573	595
San Lorenzo	16	38%	23	54	74	29	24	23	33	44	55	59	67	74	47	53	59	65	66	64	66	67	63	65
Sandillal	31	50%	74	137	153	74	134	138	137	142	145	138	144	153	117	141	143	145	145	136	142	146	136	141
Tacares	7	36%	9	22	31	12	9	10	13	18	23	25	28	31	19	21	24	26	27	26	27	27	26	27
Torito	50	64%	279	281	281	280	281	281	279	280	280	280	280	280	281	281	281	281	281	281	280	281	280	280
Toro 1	25	38%	56	83	105	68	57	56	69	80	88	93	99	105	71	75	82	90	91	90	92	95	92	96
Toro 2	66	38%	162	219	264	185	164	162	190	211	230	238	250	264	188	200	215	233	235	233	237	244	236	243
Toro 3	48	35%	81	144	183	103	83	81	105	133	151	161	171	183	123	135	146	160	163	161	169	173	166	171
Ventanas Garita	100	50%	384	434	471	421	416	422	432	447	457	458	465	471	394	384	414	434	437	427	441	444	436	447
Total			11 184	13 032	13 983	8 337	8 988	9 026	9 415	9 853	10 199	10 210	10 473	10 771	12 166	12 588	12 923	13 226	13 244	13 197	13 409	13 494	13 256	13 455

Anexo 1- Tabla 2

Plan de Expansión Recomendado																									
Generación Anual de Plantas Térmicas (GWh)																									
Plantas y proyecto	Combustible	Potencia	FP	Mínimo	Promedio	Máximo	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
		MW	%				GWh			GWh															
Barranca	Diesel	36	1%	0	3	8	1	0	0	1	1	4	3	3	8	1	1	2	5	7	6	5	6	6	4
Garabito	Búnker	195	15%	93	262	567	184	107	114	171	239	332	369	494	567	93	118	231	311	302	283	306	259	253	247
Guápiles	Búnker	14	10%	3	12	28	8	3	3	5	10	15	17	24	28	4	5	10	16	14	13	15	13	11	11
Moin 2b	Diesel	65	4%	1	22	47	14	1	2	5	15	29	25	29	47	7	6	17	29	36	33	34	33	29	26
Moin 3	Diesel	70	5%	5	31	62	23	5	7	13	27	49	43	45	62	11	10	24	37	44	41	42	38	31	32
Moin2a	Diesel	65	4%	0	21	47	15	0	2	4	15	29	23	27	47	7	6	17	29	35	30	31	32	27	27
Orotina	Búnker	9	11%	2	9	21	6	2	2	4	7	11	13	17	21	3	4	8	12	10	10	11	10	8	8
San Antonio	Diesel	37	1%	0	4	9	1	0	0	1	2	5	4	4	9	1	1	3	6	8	7	6	7	7	5
Turbina Alquiler 1	Diesel	60	15%	67	81	95							67	82	95										
Turbina Alquiler 2	Diesel	65	18%	93	101	109								93	109										
Totales				264	546	992	252	119	129	205	316	475	565	819	992	127	150	311	444	455	424	451	397	373	359

Nota: Para las plantas se muestra la potencia efectiva y para los proyectos la potencia de diseño

Anexo 1 – Tabla 3

Generación Anual de Plantas Geotérmicas, Eólicas y Biomásicas (GWh)																										
PLANTAS GEOTERMICAS																										
Plantas y proyectos	Combustible	Potencia	FP	Mínimo	Promedio	Máximo	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
		MW	%																							GWh
Borinque 1	Geotérmica	52	90%	410	410	410								410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	410	
Borinque 2	Geotérmica	55	90%	434	434	434															434	434	434	434	434	
Geotérmico Proy1	Geotérmica	55	67%	314	323	328																	328	314	328	
Geotérmico Proy2	Geotérmica	55	67%	325	325	325																			325	
Miravalles 3	Geotérmica	27	81%	192	193	213	213	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192	192	
Miravalles ICE	Geotérmica	97	81%	689	693	765	765	689	689	689	689	689	689	689	689	689	689	689	689	689	689	689	689	689	689	
Pailas	Geotérmica	35	81%	248	250	276	276	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248	248	
Pailas 2	Geotérmica	55	90%	434	434	434				434	434	434	434	434	434	434	434	434	434	434	434	434	434	434	434	
Totales							1 254	1 129	1 563	1 563	1 563	1 563	1 973	1 973	1 973	1 973	1 973	1 973	1 973	1 973	2 407	2 407	2 407	2 734	2 721	3 059
PLANTAS EOLICAS																										
Plantas y proyectos	Fuente	Potencia	FP	Mínimo	Promedio	Máximo	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
		MW	%																							GWh
AeroEnergía	Eólica	6	50%	27	28	29	29	27	28	29	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	28	29	28	
Altamira	Eólica	20	42%	71	74	77	73	74	75	73	73	74	74	77	74	74	74	75	75	72	72	71	72	74	72	
Cerros Azules	Eólica	20	42%	72	74	76	74	75	74	74	75	76	73	74	74	72	74	75	75	72	74	74	72	75	76	
Chiripa	Eólica	50	42%	179	185	190	186	188	185	184	187	189	183	184	186	179	185	187	187	180	184	185	180	187	190	
Guanacaste	Eólica	50	48%	204	210	219	209	215	209	208	207	210	204	216	207	210	205	210	210	211	204	212	214	219	206	
Los Santos	Eólica	13	36%	39	40	41	39	40	40	39	40	39	39	40	41	40	40	39	40	40	39	40	40	40	40	
Mogote	Eólica	20	48%	82	84	88	84	86	84	83	83	83	84	82	86	83	84	82	84	84	82	85	86	88	82	
Orosí	Eólica	50	48%	204	210	219	209	215	209	208	207	210	204	216	207	210	210	205	210	211	204	212	214	219	206	
Proyecto 1	Eólica	50	45%	193	195	197																		197	193	
Proyecto 5	Eólica	20	45%	77	78	79																		79	77	
Proyecto 8	Eólica	20	45%	77	78	79																		79	77	
Proyecto D1	Eólica	50	44%	189	193	197																189	190	195	197	
Proyecto D2	Eólica	50	44%	189	193	197																189	190	195	197	
Proyecto D3	Eólica	50	44%	189	193	197																189	190	195	197	
Proyecto G1	Eólica	50	44%	190	194	197																190	195	197	193	
Proyecto G2	Eólica	20	45%	77	78	79																		79	77	
Proyecto G3	Eólica	20	45%	77	78	79																		79	77	
Proyecto G4	Eólica	20	45%	77	78	79																		79	77	
Proyecto G5	Eólica	20	45%	77	78	79																		79	77	
Tejona	Eólica	20	42%	72	74	76	74	75	74	74	75	76	73	74	74	72	74	75	75	72	74	74	72	75	76	
Tierras Morenas	Eólica	20	42%	71	74	77	73	74	75	73	73	74	74	77	74	74	74	75	75	72	72	71	72	74	72	
Tilarán	Eólica	20	44%	75	77	80	76	76	77	78	79	76	78	77	76	79	80	79	77	75	75	75	77	78	77	
Tilawin	Eólica	20	42%	72	74	76	74	75	74	74	75	76	73	74	74	72	74	75	75	72	74	74	72	75	76	
Valle Central	Eólica	15	26%	34	34	35	35	34	35	34	34	34	35	35	35	34	34	34	35	34	34	34	34	34	34	
Vientos de la Perla	Eólica	20	48%	82	84	88	84	86	84	83	83	83	84	82	86	83	84	82	84	84	82	85	86	88	82	
Vientos de Miramar	Eólica	20	48%	82	84	88	84	86	84	83	83	83	84	82	86	83	84	82	84	84	82	85	86	88	82	
Vientos del Este	Eólica	9	50%	39	40	41	40	39	39	41	39	40	39	40	40	39	40	39	40	39	40	39	39	41	40	
Totales							1 443	1 464	1 445	1 436	1 442	1 445	1 442	1 431	1 469	1 425	1 447	1 436	1 454	1 430	1 984	2 201	2 225	2 939	2 869	
PLANTAS BIOMASICAS																										
Plantas y proyectos	Fuente	Potencia	FP	Mínimo	Promedio	Máximo	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
		MW	%																							GWh
Ingenios GP Existentes	Eólica	37	22%	67	71	75	67	70	72	73	70	72	73	69	71	72	71	68	69	70	72	70	68	71	75	
Totales							67	70	72	73	70	72	73	69	71	72	71	68	69	70	72	70	68	71	75	
Nota:																										
Geotermia: para las plantas se muestra la potencia efectiva y para los proyectos la potencia de diseño																										
Eólico y biomasa: para plantas y proyectos privados se muestra la potencia de contrato																										

ANEXO 2

CONSUMO ESPERADO DE COMBUSTIBLES

Anexo 2 - Tabla 1

PLAN RECOMENDADO																								
CONSUMO ESPERADO DE COMBUSTIBLES																								
Planta	Fuente	Potencia MW	Rendimiento		Millones de litros																			
			kWh/lt	lt/MWh	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	
Garabito	Búnker	195	4.48	223	41	24	25	38	53	74	82	110	127	21	26	52	69	67	63	68	58	56	55.20	
Guápiles	Búnker	14	4.07	246	2	1	1	1	2	4	4	6	7	1	1	3	4	4	3	4	3	3	2.67	
Orotina	Búnker	9	4.18	239	1	1	1	1	2	3	3	4	5	1	1	2	3	2	2	3	2	2	1.92	
Barranca	Diesel	36	2.41	415	0	0	0	0	1	2	1	1	3	0	0	1	2	3	2	2	2	2	1.75	
Moín 2a	Diesel	65	2.88	347	5	0	1	1	5	10	8	9	16	3	2	6	10	12	11	11	11	10	9.23	
Moín 2b	Diesel	65	2.88	347	5	0	1	2	5	10	9	10	16	3	2	6	10	12	11	12	11	10	8.85	
Moín 3	Diesel	70	2.95	339	8	2	2	5	9	17	15	15	21	4	3	8	12	15	14	14	13	11	10.92	
San Antonio	Diesel	37	2.52	397	1	0	0	0	1	2	2	2	4	0	1	1	2	3	3	2	3	3	1.83	
Turbina Alquiler 1	Diesel	60	3.	333	0	0	0	0	0	0	22	27	32	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	
Turbina Alquiler 2	Diesel	65	3.	333	0	0	0	0	0	0	0	31	36	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-	
Totales :																								
Búnker					44	25	27	40	57	81	90	120	138	23	28	56	76	73	69	75	63	61	60	
Diesel					19	2	4	9	21	40	57	96	128	9	8	21	37	45	41	41	40	35	33	

(esta página en blanco intencionalmente)

ANEXO 3

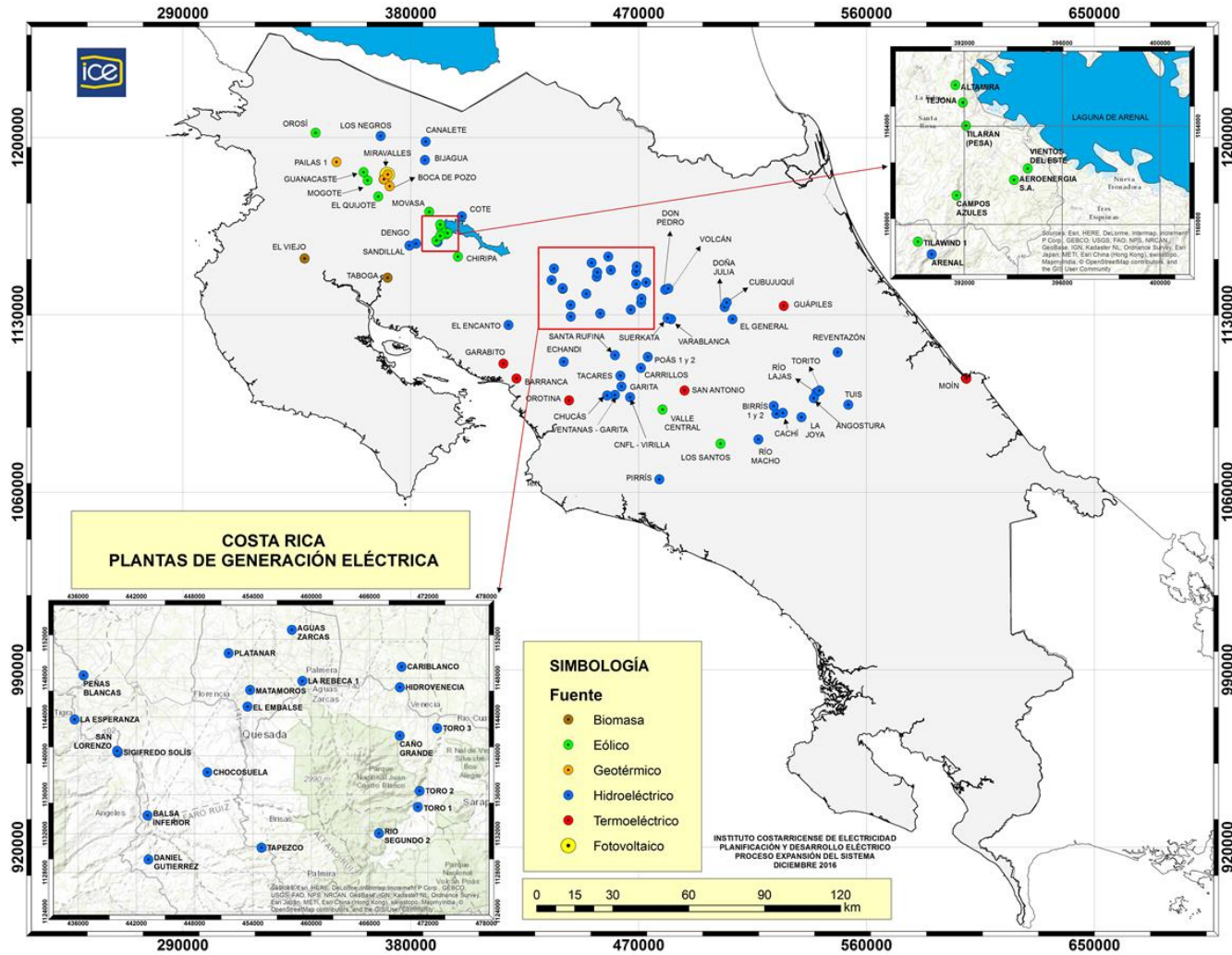
COSTO OPERATIVO TERMICO

Anexo 3 – Tabla 1

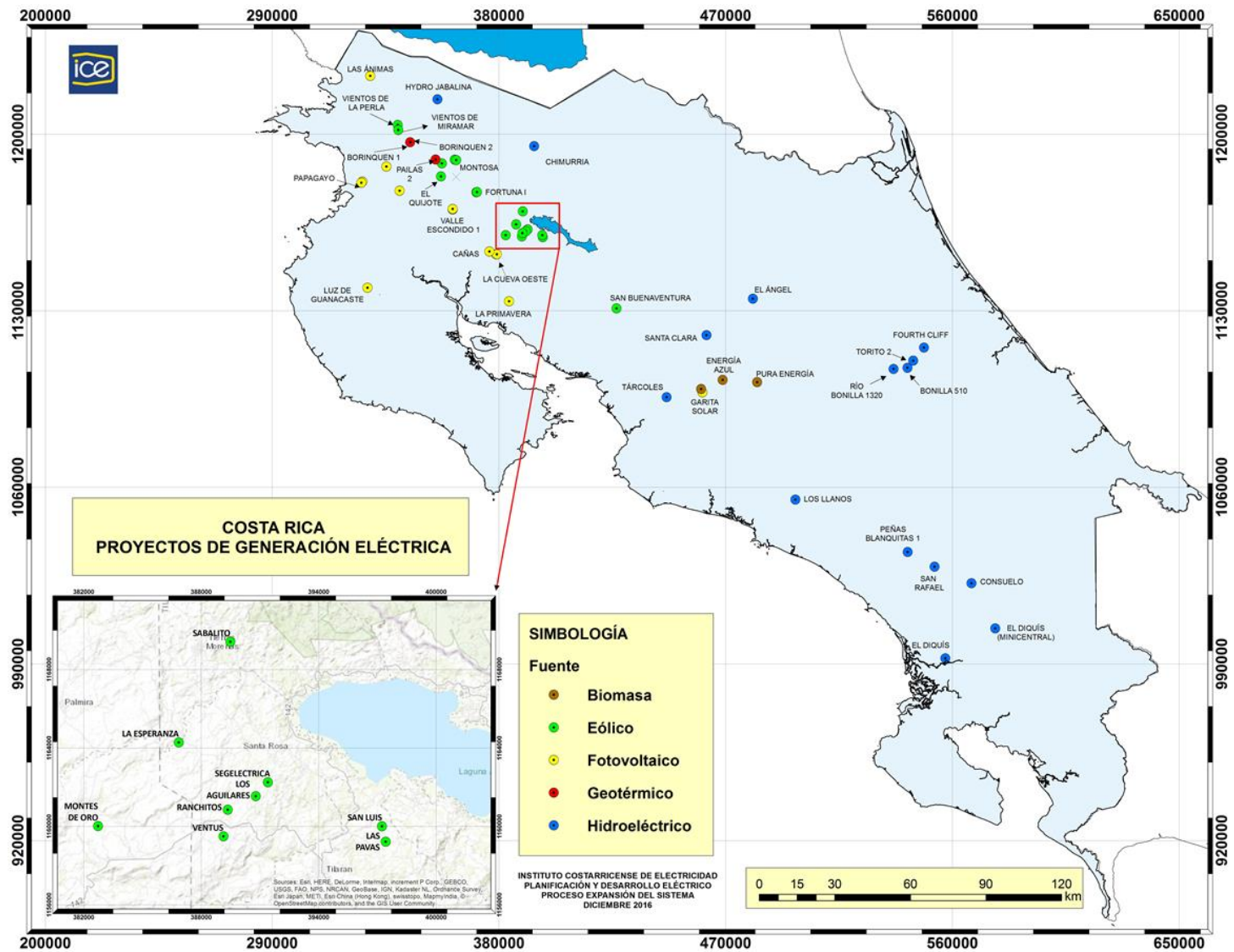
PLAN RECOMENDADO																							
COSTO OPERATIVO TÉRMICO																							
Planta	Fuente	Potencia MW	Rendimiento kWh/lt	Variable sin Combustible \$/MWh	\$/ MWh																		
					2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
Garabito	BUNKER	195	4.48	15	80	98	118	138	142	149	151	156	158	162	167	169	171	173	178	182	187	191	194
Guápiles	BUNKER	14	4.07	15	86	106	128	150	155	163	165	170	172	177	182	185	187	190	195	200	204	209	212
Orotina	BUNKER	9	4.18	15	84	103	125	146	151	158	161	166	168	173	178	180	182	185	189	194	199	204	206
Barranca	DIESEL	36	2.41	3	181	215	248	281	294	302	310	314	323	331	339	343	352	356	364	372	385	393	401
Moín 2a	DIESEL	65	2.88	3	152	180	208	235	246	253	260	263	270	277	284	288	294	298	305	312	322	329	336
Moín 2b	DIESEL	65	2.88	3	152	180	208	235	246	253	260	263	270	277	284	288	294	298	305	312	322	329	336
Moín 3	DIESEL	70	2.95	3	149	176	203	230	240	247	254	257	264	271	278	281	288	291	298	305	315	322	328
San Antonio	DIESEL	37	2.52	3	174	205	237	269	281	289	297	301	309	317	325	329	336	340	348	356	368	376	384
Turbina Alquiler 1	DIESEL	60	3.00	4	147	174	200	227	237	244	250	254	260	267	274	277	284	287	294	300	310	317	324
Turbina Alquiler 2	DIESEL	65	3.00	4	147	174	200	227	237	244	250	254	260	267	274	277	284	287	294	300	310	317	324
Proyección del Precio del Combustible																							
Escenario Medio de Precios , sin Impuestos																							
Combustible	Unidad																						
Bunker	\$/ lt			0.29	0.37	0.46	0.55	0.57	0.60	0.61	0.63	0.64	0.66	0.68	0.69	0.70	0.71	0.73	0.75	0.77	0.79	0.80	
Diesel	\$/ lt			0.43	0.51	0.59	0.67	0.70	0.72	0.74	0.75	0.77	0.79	0.81	0.82	0.84	0.85	0.87	0.89	0.92	0.94	0.96	

(esta página en blanco intencionalmente)

ANEXO 4 – PLANTAS Y PROYECTOS DE GENERACION



Anexo 4 – Figura 1



Anexo 4 – Figura 2

ANEXO 5

AGRUPAMIENTO DE PLANTAS HIDROELECTRICAS MENORES

AGRUPAMIENTO DE PLANTAS HIDROELECTRICAS MENORES, INGENIOS, EOLICOS-ICE Y GEOTERMICOS-ICE					
Grupo	Planta	Fuente	Propiedad	Gen Prom (5 años)	Pot Efectiva
				GWh	MW
CNFL Virilla	Belén	hidro	cnfl	63	9
	Brasil	hidro	cnfl	109	24
	Electrona	hidro	cnfl	33	3
	Nuestro Amo	hidro	cnfl	39	8
	Río Segundo	hidro	cnfl	5	1
	Ventanas	hidro	cnfl		
	SubTotal				249
Eólico GP Arenal	Aeroenergía	eólic	priv	26	6
	Tilarán	eólic	priv	76	20
	SubTotal			103	26
Hidro GP1	Aguas Zarcas	hidro	priv		
	El Embalse	hidro	priv	8	1.5
	La Esperanza	hidro	priv	31	0.0
	Matamoros	hidro	priv	23	3.6
	Platanar	hidro	priv	90	15.0
	Rebeca	hidro	priv		0.1
	Tapezco	hidro	priv		0.2
	SubTotal			153	20.4
Hidro GP2	Caño Grande	hidro	priv	17	2.6
	Caño Grande III	hidro	priv	15	3.3
	Don Pedro	hidro	priv	61	14.0
	Poás I&II	hidro	priv	9	1.9
	Río Segundo II	hidro	priv	4	1.0
	Sta Rufina	hidro	priv	1	0.3
	Vara Blanca	hidro	priv	11	2.5
	El Ángel	hidro	priv	17	3.9
	Suerkata	hidro	priv	15	2.7
	Volcán	hidro	priv	63	17.0
SubTotal			214	49.2	
Hidro GP3	Río Lajas	hidro	priv	51	10
	SubTotal			51	10.0
Hidro GP5	Doña Julia	hidro	priv	76	17.4
	SubTotal			76	17.4
ICE Menores	Avance	hidro	ice	2	0.3
	Echandi	hidro	ice	34	4.7
	Los Lotes	hidro	ice	3	0.4
	Puerto Escondido	hidro	ice	1	0.2
	SubTotal			40	4.7
Ingenios GP 1	El Viejo	biom	priv	72	18
	Taboga	biom	priv	71	19
	SubTotal			142	37
JASEC Menores	Barro Morado	hidro	jasec	9	1
	Birrís 12	hidro	jasec	83	18
	Birrís 3	hidro	jasec	32	6
	Tuis	hidro	jasec	11	2
	SubTotal			135	26
Miravalles ICE	Boca de Pozo 1	geot	ice	40	5
	Miravalles 1	geot	ice	342	42
	Miravalles 2	geot	ice	341	42
	Miravalles 3	geot	ice	218	27
	Miravalles 5	geot	ice	48	6
	SubTotal			989	123

(esta página en blanco intencionalmente)

ANEXO 6

CORRESPONDENCIA ENTRE PLANTAS HIDROELECTRICAS E INFORMACION HIDROLOGICA

PLANTAS E INFORMACIÓN HIDROLÓGICA			
Plantas o Grupos en Operación		Proyectos o Grupos Futuros	
Nombre	Datos Hidrológicos	Nombre	Datos Hidrológicos
ANGOSTURA	ANGOSTURA	AMP EL ANGEL	GEP5-DJULIA
ARENAL	ARENAL	AYIL	AYIL
BALSA INFERIOR	Turb. y Vert. D.Gutiérrez	BIJAGUA	Canalete-CoopeG
BOT LA JOYA	Turbinado Cachi	BOT CHUCÁS	Balsa-Chucas
BOT TORITO	Turbinado Angostura	BOT LA JOYA 2	Turbinado Cachi
BOT_GENERAL	General	BRUJO 1	Brujo1
CACHÍ	CACHI	BRUJO 2	Brujo2
CANALETE	Canalete-CoopeG	CONSUELO	Brujo1
CARIBLANCO	CARIBLANCO	DIQUÍS	Diquis
CHOCOSUELA	Chocosuela	ESPERANZA	Pacuare
CNFL DGUTIÉRREZ	D.Gutiérrez	FOURTH CLIFF	Turbinado Reventazón
CNFL-Virilla	V.GARITA	HID-PROY-D1	General
COROBICÍ	Corobicí	HID-PROY-D2	General
COTE-CNFL	Cote	HID-PROY-D3	General
GARITA FICTICIA	GARITA	HID-PROY-D4	Negros-Esph
RMACHO FICTICIO	R. MACHO	HID-PROY-D5	Negros-Esph
CUBUJUQUÍ	General	HID-PROY-D6	Negros-Esph
DENGO-ESPH	V.GARITA	HID-PROY-G1	D.Gutiérrez
DOÑA JULIA	GEP5-DJULIA	HID-PROY-G2	D.Gutiérrez
EL ENCANTO-CNFL	El Encanto	HID-PROY-G3	D.Gutiérrez
GEN PRIVADA 1	Platanar	HID-PROY-G4	D.Gutiérrez
GEN PRIVADA 2	Volcán	HID-PROY-G5	PocoSol
GEN PRIVADA 3	Lajas	HID-PROY-G6	PocoSol
JASEC	CACHI	HID-PROY-G7	PocoSol
LA GARITA	Garita	HID-PROY-G8	PocoSol
MENORES ICE	V.GARITA	LOS LLANOS	Los Llanos
NEGROS-ESPH	Negros-Esph	LOS NEGROS 2	Negros-Esph
PEÑAS BLANCAS	P. BLANCAS	MINI DIQUÍS	Mini Diquis
PIRRIS	PIRRIS	MINI REVENTAZÓN	Mini Reventazón
POCOSOL	PocoSol	MTE VERDE	Brujo1
RÍO MACHO	Río Macho	PACUARE	Pacuare
SAN LORENZO	PocoSol	R BONILLA 320	Lajas
SANDILLAL	Turbinado Corobicí	R BONILLA 3510	Lajas
TACARES	V.GARITA	RC-500	RC-500
TORO 1	Toro1	REVENTAZÓN	Reventazón
TORO 2	Toro2	SAN RAFAEL	Brujo1
TORO 3	TORO3	SAVEGRE	Savegre
VENTANAS GARITA	V.GARITA	TORO AMARILLO	General

Notas:

1) Algunas plantas no tienen asociada ninguna 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.