

**INSTITUTO COSTARRICENSE DE ELECTRICIDAD
GERENCIA DE ELECTRICIDAD
DIRECCION PLANIFICACIÓN Y SOSTENIBILIDAD
PROCESO PLANIFICACIÓN DE SISTEMAS**

PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA 2024-2040



San José, Costa Rica, mayo 2025

PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA 2024-2040

SUS COMENTARIOS SON BIENVENIDOS

Por favor dirija sus comentarios, observaciones o consultas a:

Marco Jiménez,	MJimenezCh@ice.go.cr
Esteban Zeledón,	EZeledon@ice.go.cr
Laura Lizano,	LLizano@ice.go.cr
Arturo Molina,	AMolinaS@ice.go.cr
Karol Cruz,	KCruz@ice.go.cr
Yadiana Solórzano,	YSolorzanoQ@ice.go.cr
Marianela Ramírez (coordinadora),	MRamirezL@ice.go.cr
Grupo ICE	www.grupoice.com

ELABORACIÓN

El presente documento fue elaborado por el Área Planificación de la Generación, Proceso Planificación de Sistemas, Dirección Planificación y Sostenibilidad, Gerencia de Electricidad, Instituto Costarricense de Electricidad. Para la elaboración del documento se contó con la colaboración de otras dependencias.

El estudio se realizó durante el año 2024. En diciembre del 2024 se publicó el Informe Ejecutivo y el presente documento en mayo del 2025.

REVISIÓN

Este documento fue revisado por el Proceso Planificación de Sistemas.

APROBACIÓN

Este documento fue aprobado por la Dirección Planificación y Sostenibilidad.

REPRODUCCIÓN

Se autoriza la reproducción total o parcial de este documento, con la condición de que se acredite la fuente.

PORTADA

Proyecto Geotérmico Borinquen 1

El Proyecto Geotérmico Borinquen 1, con una capacidad de 55 MW, está actualmente en construcción y entrará en operación en diciembre del 2029.

El campo geotérmico Borinquen, ubicado en la zona volcánica Rincón de la Vieja en Guanacaste, es el tercer gran desarrollo geotérmico en Costa Rica. El país tiene en operación Miravalles “Alfredo Mainieri Protti” y Las Pailas, que suman una capacidad instalada de 250 MW (potencia efectiva).

La explotación del campo Borinquen fue concebida en dos etapas. El primer desarrollo, corresponde a Borinquen 1 y el segundo con una capacidad similar, está previsto para el año 2032.

La geotermia es la única fuente renovable que no está expuesta a la variabilidad climática, por lo que constituye un recurso muy valioso en una matriz de generación renovable.

Fotografía: Archivo ICE.

CONTENIDO

0	RESUMEN Y CONCLUSIONES.....	1
1	INTRODUCCIÓN.....	9
2	ENTORNO CENTROAMERICANO	11
2.1	SITUACIÓN ECONÓMICA Y SOCIAL DE CENTROAMÉRICA	12
2.2	EVOLUCIÓN DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN	16
2.2.1	Capacidad instalada	16
2.2.2	Generación	18
2.2.3	Demanda máxima.....	22
2.3	INTERCONEXIONES REGIONALES	23
2.4	ACTIVIDAD COMERCIAL DEL MER	28
3	POLÍTICAS Y CONCEPTUALIZACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN	31
3.1	POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL.....	31
3.1.1	Plan Estratégico Nacional 2050	32
3.1.2	Plan Nacional de Desarrollo e Inversión Pública 2023-2026.....	32
3.1.3	VII Plan Nacional de Energía.....	33
3.2	POLÍTICAS DE PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN.....	35
3.3	CONCEPTUALIZACIÓN DEL PEG.....	36
4	SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.....	37
4.1	DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN	37
4.1.1	Sistema de generación	37
4.1.2	Sistema de transmisión	42
4.1.3	Sistema de Distribución.....	43
4.1.4	Despacho de energía	45
4.2	VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA	45
4.3	COBERTURA ELÉCTRICA.....	47
4.4	SERVICIO EN ZONAS REMOTAS FUERA DE LA RED.....	49
5	GENERALIDADES DE LA DEMANDA ELÉCTRICA.....	51
5.1	DEMANDA TOTAL DE ENERGÍA Y DEMANDA ELÉCTRICA	51
5.2	EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA.....	53
5.3	COMPORTAMIENTO HORARIO Y ESTACIONAL DE LA DEMANDA	55

6	PROYECCIONES DE DEMANDA	57
6.1	METODOLOGÍA USADA EN LA PROYECCIÓN	57
6.2	PROYECCIONES DE LA DEMANDA 2024-2040	58
6.3	GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y ELECTROMOVILIDAD	62
6.4	COMPARACIÓN CON PROYECCIONES HISTÓRICAS DE DEMANDA	67
7	RECURSOS ENERGÉTICOS	69
7.1	POTENCIAL DE RECURSOS RENOVABLES	69
7.2	FUENTES RENOVABLES EN LA MATRIZ ELÉCTRICA NACIONAL	71
7.2.1	Hidroelectricidad	71
7.2.2	Geotermia	72
7.2.3	Eólico terrestre	73
7.2.4	Biomasa	73
7.2.5	Energía solar	76
7.3	OTROS RECURSOS ENERGÉTICOS	77
7.3.1	Eólico marino	78
7.3.2	Energía marina	78
7.3.3	Residuos sólidos municipales	78
7.3.4	Biocombustibles para generación eléctrica	78
7.3.5	Hidrógeno verde	79
7.4	COMBUSTIBLES FÓSILES	80
7.4.1	Diésel y búnker	81
7.4.2	Gas natural	82
7.4.3	Carbón	84
7.5	ENERGÍA NUCLEAR	85
7.6	IMPORTACIONES DEL MER	85
7.7	GENERACIÓN DISTRIBUIDA	87
7.8	ADMINISTRACIÓN DE LA DEMANDA	88
7.9	EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS	89
8	PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES	91
8.1	PROYECCIONES DEL PRECIO DEL CRUDO	91
8.2	PROYECCIÓN DE PRECIOS DEL DIÉSEL Y DEL BÚNKER	93
8.3	PROYECCIÓN DEL PRECIO DEL CARBÓN	95
8.4	PROYECCIÓN DEL PRECIO DEL GAS NATURAL LICUADO	96

8.4.1	GNL en pequeña escala	97
8.4.2	Costos del GNL para Costa Rica	97
8.5	RESUMEN DE LAS PROYECCIONES	99
9	CRITERIOS PARA LA FORMULACIÓN DEL PLAN.....	101
9.1	POLÍTICA ENERGÉTICA.....	101
9.2	HORIZONTE DE PLANEAMIENTO	101
9.3	ENTORNO CENTROAMERICANO	103
9.4	CRITERIO AMBIENTAL.....	104
9.5	CRITERIO DE CONFIABILIDAD DEL SUMINISTRO	105
9.6	DIVERSIFICACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA ELÉCTRICA	108
9.7	CAMBIO CLIMÁTICO Y VULNERABILIDAD.....	108
9.8	CRITERIO DE ÓPTIMO ECONÓMICO	110
9.9	OTROS PARÁMETROS ECONÓMICOS	110
10	INFORMACIÓN BÁSICA.....	113
10.1	SISTEMA EXISTENTE	113
10.1.1	Continuidad de las plantas existentes.....	116
10.1.2	Retiro y modernización	116
10.1.3	Modificaciones recientes en el parque de generación	121
10.2	HIDROLOGÍA.....	121
10.3	VIENTO	122
10.4	SOLAR	125
10.5	PROYECTOS FIJOS	127
10.6	TECNOLOGÍAS CANDIDATAS EN EL PLAN DE EXPANSIÓN.....	128
10.6.1	Tecnologías basadas en recursos renovables.....	128
10.6.2	Tecnologías de almacenamiento de energía	129
10.6.3	Tecnologías que consumen derivados del petróleo.....	130
10.6.4	Otros combustibles fósiles	130
10.6.5	Nuevas fuentes no convencionales fuera del PEG	131
10.7	CARACTERÍSTICAS DE LOS PROYECTOS CANDIDATOS.....	131
10.7.1	Costos de inversión	133
10.7.2	Costo unitario y monómico de proyectos candidatos.....	135
10.8	OTROS PROYECTOS DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS Y PRIVADOS.....	138
10.8.1	Proyectos de empresas distribuidoras	138

10.8.2	Proyectos de generadores independientes.....	139
11	METODOLOGÍA PARA ESTABLECER EL PLAN DE EXPANSIÓN	141
11.1	HERRAMIENTAS DE ANÁLISIS	141
11.2	PROCESO DE FORMULACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN.....	142
12	ELEMENTOS DE ATENCIÓN DEL PEG 2024	145
12.1	AGOTAMIENTO DEL PERIODO DE HOLGURA DEL SISTEMA	145
12.2	PRINCIPALES RETOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2024-2040.....	146
12.2.1	Crecimiento de la demanda en el periodo pospandemia	147
12.2.2	Impacto del fenómeno de El Niño	148
12.2.3	Atraso en la entrada en operación de proyectos	149
12.2.4	Atención de un plan de modernizaciones muy exigente	149
12.2.5	Escasa capacidad de generación firme en el SEN.....	150
13	REVISIÓN DEL CORTO PLAZO	153
13.1	REVISIÓN DE MODIFICACIONES DEL PARQUE EXISTENTE EN EL CORTO PLAZO	153
13.2	PROYECTOS EN EJECUCIÓN DEL PERIODO 2024-2029	155
13.3	NECESIDADES TOTALES DE CAPACIDAD EN EL 2024-2029.....	156
13.4	REVISIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN EL CORTO PLAZO	157
13.5	PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO.....	157
14	FORMULACIÓN DEL PEG 2024-2040	159
14.1	DEMANDA MEDIA: ESCENARIOS DE ANÁLISIS	164
14.1.1	Plan con térmico libre.....	165
14.1.2	Plan renovable	167
14.1.3	Plan con térmico limitado	169
14.1.4	Plan con térmico limitado y alquiler térmico en 2033-2035	170
14.2	DEMANDA MEDIA: ANÁLISIS DE LOS PLANES	172
14.2.1	Requerimientos de capacidad	172
14.2.2	Costos de los planes de expansión	175
14.3	OTROS ESCENARIOS DE DEMANDA: CASOS DE ESTUDIO	177
14.3.1	Escenario de demanda con generación distribuida y electromovilidad	177
14.3.2	Escenario de demanda alta	181
14.3.3	Sensibilidad con demanda baja	187
14.4	OTROS ESCENARIOS DE DEMANDA: ANÁLISIS DE PLANES.....	189
14.4.1	Requerimientos de capacidad	189

14.4.2	Costos de los planes de expansión	192
14.5	CÁLCULO DE EMISIONES DE CO ₂ POR ESCENARIO	194
14.6	PRINCIPALES RESULTADOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN	196
14.6.1	Térmico de alquiler	197
14.6.2	Capacidad requerida en el corto plazo (2024-2028)	198
14.6.3	Instalación de eólico y solar	199
14.6.4	Modernización y repotenciación de la Planta Térmica Moín.....	199
14.6.5	Proyecto Geotérmico Borinquen 2 y Plazoleta Geotérmica PLB-01	201
14.6.6	Proyecto Hidroeléctrico Fourth Cliff.....	201
14.6.7	Almacenamiento de energía	202
14.6.8	Biomasa	203
15	CARACTERÍSTICAS DEL PLAN RECOMENDADO	204
15.1	PLAN RECOMENDADO 2024-2040	204
15.2	CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN	206
15.3	DÉFICIT DE ENERGÍA.....	210
15.4	EMISIONES.....	210
15.5	COSTOS MARGINALES	213
15.5.1	Costo marginal de corto plazo.....	213
15.5.2	Costo marginal de largo plazo de generación	214
15.5.3	Estructura estacional	217
15.6	VULNERABILIDAD HIDROLÓGICA	219
16	Referencias.....	222
18	ANEXOS	228

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 0.1 Plan de expansión de la generación 2024-2040	7
Tabla 2.1 Centroamérica: Características demográficas.....	13
Tabla 2.2 Centroamérica: Producto Interno Bruto por habitante (USD constantes diciembre 2018)	14
Tabla 2.3 Centroamérica: Capacidad instalada por fuente (MW)	16
Tabla 2.4 Centroamérica: Generación eléctrica por país (GWh) y crecimiento anual de la generación eléctrica (%).....	19
Tabla 2.5 Centroamérica: Generación eléctrica por fuente (GWh)	20
Tabla 2.6 Centroamérica: Demanda máxima por país (MW).....	22
Tabla 2.7 Centroamérica: Máxima capacidad de transferencia entre áreas de control Norte-Sur..	26
Tabla 2.8 Centroamérica: Máxima capacidad de transferencia entre áreas de control Sur-Norte..	26
Tabla 2.9 Centroamérica: Transacciones en el MER: 2009-2022.....	28
Tabla 4.1 Capacidad Instalada por empresa. Año 2023	39
Tabla 4.2 Generación por empresa. Año 2023	40
Tabla 4.3 Electrificación rural con fuentes renovables	49
Tabla 6.1 Variables explicativas de la demanda eléctrica de largo plazo	58
Tabla 6.2 Proyecciones de demanda en ventas, generación y transmisión	60
Tabla 6.3 Proyecciones crecimiento anual de la demanda	61
Tabla 6.4 Proyecciones de demanda con electromovilidad y generación distribuida.....	66
Tabla 7.1 Potencial energético nacional	70
Tabla 7.2 Energía eléctrica generada con biogás.	75
Tabla 7.3 Centroamérica: Capacidad instalada de plantas eléctricas de carbón (2023)	84
Tabla 7.4 Factores de emisiones directas de GEI por tipo de tecnología	90
Tabla 8.1 Proyección del precio del crudo, escenario base	92
Tabla 8.2 Proyección de precios del diésel y búnker – ICE. Escenario base.....	94
Tabla 8.3 Estimación del precio del carbón. Escenario base	95
Tabla 8.4 Estimación del precio del GNL para Costa Rica	98
Tabla 8.5 Proyección de precios de los combustibles sin impuestos.....	99
Tabla 9.1 Costo de racionamiento	111
Tabla 10.1 Características de las plantas de generación del SEN a diciembre 2023	114
Tabla 10.2 Plan de modernizaciones y mantenimientos mayores de plantas de generación PEG 2024- 2040.....	119

Tabla 10.3 Plan de modernizaciones y mantenimientos mayores de plantas de generación PEG 2024-2040 (continuación)	120
Tabla 10.4 Últimas adiciones al sistema de generación.....	121
Tabla 10.5 Proyectos fijos del PEG 2024	127
Tabla 10.6 Baterías: Aplicación y horas de operación	130
Tabla 10.7 Características de los proyectos fijos y candidatos	133
Tabla 10.8 Costos de inversión y fijos de operación y mantenimiento de los proyectos fijos y candidatos (USD diciembre 2023).....	134
Tabla 10.9 Costos unitarios de instalación y producción de proyectos candidatos	136
Tabla 10.10 Empresas de distribución de energía: Proyectos en estudio reportados por las empresas	139
Tabla 13.1 Capacidad indisponible por semestre por modernizaciones (MW)	154
Tabla 13.2 Capacidad indisponible por semestre por mantenimientos mayores programados (MW)	154
Tabla 13.3 Plan de expansión de la generación del corto plazo PEG 2024-2029	158
Tabla 14.1 Planes con escenario de demanda media (instalación acumulada en plantas fijas MW)	174
Tabla 14.2 Planes con otras sensibilidades de demanda (instalación acumulada plantas fijas MW)	191
Tabla 14.3 Térmico de alquiler 2024-2028	198
Tabla 14.4 Térmico de alquiler 2033-2035	198
Tabla 15.1 Plan de expansión de la generación 2024-2040.....	205
Tabla 15.2 Capacidad anual instalada en 2024-2040.....	208
Tabla 15.3 Generación anual esperada 2024-2040	209
Tabla 15.4 Emisiones de CO ₂ equivalente por fuente para el Plan Recomendado.....	212
Tabla 15.5 Costo incremental de largo plazo a diciembre de 2023	215
Tabla 15.6 Definición de periodos horario-estacionales.....	217
Tabla 15.7 Costos marginales de demanda a diciembre 2023 (USD/MWh).....	218
Tabla 15.8 Cálculo del costo marginal de potencia a diciembre 2023	219

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 0.1 Plan de Expansión de la Generación 2024-2040, Instalación en MW y Bloques de alquiler térmicos, Instalación en MW.	6
Figura 2.1 Centroamérica: Producto Interno Bruto por habitante	13
Figura 2.2 Centroamérica: Índice de electrificación 1990-2022 (%)	15
Figura 2.3 Centroamérica: Capacidad instalada por tipo fuente (%)	17
Figura 2.4 Centroamérica: Adiciones de capacidad por país y por fuente.	18
Figura 2.5 Centroamérica: Generación eléctrica por país (GWh)	19
Figura 2.6 Centroamérica: Generación eléctrica por fuente (GWh)	21
Figura 2.7 Centroamérica: Generación eléctrica por tipo de fuente (%)	22
Figura 2.8 Centroamérica: Demanda máxima por país (MW)	23
Figura 2.9 Línea SIEPAC	24
Figura 2.10 Centroamérica: Promedio mensual de máxima capacidad de transferencia norte-sur de mayo 2020 a diciembre 2023 (MW).....	25
Figura 2.11 Centroamérica: Promedio mensual de máxima capacidad de transferencia sur-norte de mayo 2020 a diciembre 2023 (MW).....	25
Figura 2.12 Centroamérica: Ventas del 2006 al 2022 (GWh).....	29
Figura 2.13 Centroamérica: Transacciones netas por país en el MER del 2009 al 2022 (GWh)	29
Figura 4.1 Sistema Eléctrico Nacional: Porcentaje de capacidad instalada por fuente 2023	38
Figura 4.2 Sistema Eléctrico Nacional: Porcentaje de generación por fuente 2023	39
Figura 4.3 Intercambios de energía SEN 2023 (GWh)	40
Figura 4.4 Generación histórica por fuente 1982 – 2023	42
Figura 4.5 Costa Rica: Líneas de transmisión y subestaciones 2024.....	43
Figura 4.6 Costa Rica: Índice de cobertura eléctrica según empresa distribuidora. 2024.....	44
Figura 4.7 Costa Rica: Líneas de distribución y subestaciones. ICE y CNFL. 2024.....	45
Figura 4.8 Ventas por sector de consumo en 2023.....	46
Figura 4.9 Precios promedio de energía por sector de consumo en colones constantes de 2023 ..	46
Figura 4.10 Participación de ventas de energía por empresa distribuidora 2023	47
Figura 4.11 Índice de cobertura eléctrica 1970-2023	48
Figura 4.12 Costa Rica. Índice de cobertura eléctrica según provincia, 2022.....	48
Figura 4.13 Localidades aisladas del Sistema Nacional Interconectado, electrificadas con fuentes renovables, 2024.....	50
Figura 5.1 Estructura del consumo final de energía por fuente 2022	51

Figura 5.2 Estructura del consumo final de energía por sector 2022	52
Figura 5.3 Consumo total de energía por sector y fuente 2022	52
Figura 5.4 Participación relativa de las fuentes en el consumo final por sector 2022	53
Figura 5.5 Ventas totales de energía a cliente final (GWh). Costa Rica 2015-2024.....	54
Figura 5.6 Crecimiento histórico de la demanda de generación 1977-2024	55
Figura 5.7 Demanda horaria de potencia promedio de lunes a viernes	56
Figura 5.8 Energía promedio diaria, por mes, en días laborales año 2023	56
Figura 6.1 Proyección de demanda de generación 2024-2040.....	62
Figura 6.2 Curva de carga con y sin generación distribuida	63
Figura 6.3 Curva de carga con y sin demanda de electromovilidad.....	65
Figura 6.4 Proyecciones de demanda de generación 2024-2040	66
Figura 6.5 Comparación de proyecciones históricas de demanda media de generación.....	68
Figura 7.1 Potencial de la biomasa seca residual en potencia (MW) y energía (GWh/año).....	74
Figura 7.2 Potencial del biogás en potencia (MW) y energía (GWh/año)	76
Figura 8.1 Proyección de precios del crudo. Escenario base 2023	92
Figura 8.2 Proyección de precios del diésel y búnker – ICE. Escenario base	94
Figura 8.3 Proyección de precios de combustibles sin impuestos.....	100
Figura 9.1 Proyección de demanda de generación y periodos de planeamiento de la expansión del PEG 2024-2040.....	102
Figura 9.2 Esquema de los criterios de confiabilidad.....	107
Figura 10.1 Edad de la capacidad instalada a diciembre 2023	117
Figura 10.2 Energía Natural Afluente 1965-2023 con el parque de generación hidroeléctrico instalado a diciembre 2023	122
Figura 10.3 Escenarios de generación eólica 1980-2022	124
Figura 10.4 Escenarios de generación solar 1980-2022.....	126
Figura 10.5 Costo unitario de instalación y factor de planta	137
Figura 10.6 Costo unitario de producción y factor de planta	137
Figura 12.1 Crecimiento de la demanda en ventas (%)	147
Figura 14.1 Esquema de análisis del PEG 2024-2040 y PEG Prospectivo 2024-2050.	163
Figura 14.2 Plan con demanda media y térmico libre.....	166
Figura 14.3 Plan renovable con demanda media.....	168
Figura 14.4 Plan con demanda media con térmico limitado	170
Figura 14.5 Plan con demanda media con Térmico Limitado y alquiler térmico en 2033-2035	172
Figura 14.6 Instalación acumulada: planes con escenario de demanda media.....	174

Figura 14.7 Costo total de los planes con demanda media	175
Figura 14.8 Costo anual de los planes con demanda media	176
Figura 14.9 Valor presente neto por periodo – Planes con demanda media	176
Figura 14.10 Plan con demanda de generación distribuida y electromovilidad	179
Figura 14.11 Plan con demanda de generación distribuida y electromovilidad y alquiler térmico en 2033-2035	181
Figura 14.12 Plan optimizado con demanda alta	184
Figura 14.13 Plan optimizado con Demanda Alta y alquiler térmico en 2033-2035	185
Figura 14.14 Plan con demanda alta a partir de Plan Base y alquiler térmico en 2033-2035	187
Figura 14.15 Plan con demanda baja	189
Figura 14.16 Instalación acumulada de los planes con otros escenarios de demanda	191
Figura 14.17 Costo total de los planes con otros escenarios de demanda	192
Figura 14.18 Costo anual de los planes con otros escenarios de demanda	193
Figura 14.19 Valor Presente Neto por periodo de los planes con otros escenarios de demanda..	193
Figura 14.20 Total de emisiones de CO ₂ por escenario de análisis	194
Figura 14.21 Emisiones unitarias por escenario de análisis – periodo 2024-2040	196
Figura 14.22 Instalación eólico y solar	199
Figura 15.1 Plan de Expansión de la Generación 2024-2040 y bloques de alquiler térmico Instalación en MW	206
Figura 15.2 Plan de expansión de la generación 2024-2040. Instalación acumulada anual en MW.	207
Figura 15.3 Plan de expansión de la generación 2024-2040. Capacidad anual instalada por fuente en MW	207
Figura 15.4 Capacidad instalada por fuente al 2024 y al 2040	208
Figura 15.5 Generación esperada acumulada por fuente 2024-2040	209
Figura 15.6 Déficit de energía semanal por serie climática	210
Figura 15.7 Emisiones unitarias del Plan Recomendado. PEG 2024-2040 (ton CO ₂ equivalente/GWh)	211
Figura 15.8 Costo marginal de corto plazo, PEG 2024-2040	213
Figura 15.9 Costo marginal promedio por semana	214
Figura 15.10 Variación del CILP según el periodo de años valorado	217
Figura 15-11 Energía Natural Afluyente 1965-2023 (cronología anual en el registro histórico)	221

ABREVIATURAS

AEO2023	Anual Energy Outlook 2023
ARESEP	Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos
BCCR	Banco Central de Costa Rica
BESS	Sistema de Almacenamiento de Energía por Baterías (por sus siglas en inglés)
BOO	Build, Operate, Own
BOT	Build, Operate, Transfer
CCS	Captura y almacenamiento del CO ₂ (por sus siglas en inglés)
CDMER	Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional
CEAC	Consejo de Electrificación de América Central
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CILP	Costo Incremental Promedio de Largo Plazo de Generación
CMCP	Costo Marginal de Corto Plazo
CNFL	Compañía Nacional de Fuerza y Luz
CONELÉCTRICAS	Consortio Nacional de Empresas de Electrificación en Costa Rica
COOPEALFARORUIZ	Cooperativa de Electrificación Rural de Alfaro Ruiz R.L.
COOPEGUANACASTE	Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste
COOPELESCA	Cooperativa de Electrificación de San Carlos
COOPESANTOS	Cooperativa de Electrificación Rural de Los Santos
COVID	Enfermedad de coronavirus (por sus siglas en inglés)
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
DOCSE	División Operación y Control del Sistema Eléctrico
DOE	Departamento de Energía de los Estados Unidos
EBAIS	Equipos Básicos de Atención Integral en Salud
EIA	Energy Information Administration
EM	Electromovilidad
ENA	Energía Natural Afluente
EOR	Ente Operador Regional
EPR	Empresa Propietaria de la Red
ERV	Energías Renovables Variables
ESA	Agencia Espacial Europea

ESS	Solución de Almacenamiento de Energía (por sus siglas en inglés)
ESPH	Empresa de Servicios Públicos de Heredia
ETESA	Empresa de Transmisión Eléctrica de Panamá
FSRU	Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación de Gas (por sus siglas en inglés)
GAM	Gran Área Metropolitana
GD	Generación Distribuida
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GNC	Gas Natural Comprimido
GNL	Gas Natural Licuado
HVDC	Corriente Continua de Alto Voltaje (por sus siglas en inglés)
ICE	Instituto Costarricense de Electricidad
IGCC	Gasificación Integrada de Ciclo Combinado
INEC	Instituto Nacional de Estadística y Censos
IPCC	Grupo Intergubernamental de Expertos en Cambio Climático (por sus siglas en inglés)
ISA	Empresa Interconexión Eléctrica de Colombia
JASEC	Junta Administradora del Servicio Eléctrico de Cartago
MER	Mercado Eléctrico Regional
MIDEPLAN	Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica
MINAE	Ministerio de Ambiente y Energía
MVAR	Mega Voltio Ampere Reactivo
NDC	Contribución Nacionalmente Determinada (por sus siglas en inglés)
NOA	Oficina Nacional de Administración Oceánica y Atmosférica (por sus siglas en inglés)
OCDE	Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos
ODS	Objetivos de Desarrollo Sostenible
OM	Operador de Mercado
PCH	Pequeña Central Hidroeléctrica
PEG	Plan de Expansión de la Generación Eléctrica
PEN	Plan Estratégico Nacional
PESA	Plantas Eólicas SA
PG	Planta Geotérmica

PH	Planta Hidroeléctrica o Proyecto Hidroeléctrico
PIAAG	Programa Integral para el Abastecimiento de Agua para Guanacaste
PIB	Producto Interno Bruto
PNDIP	Plan Nacional de Desarrollo e Inversión Pública
PNE	Plan Nacional de Energía
PSR	Power System Research
PT	Planta Térmica
RAO	Residuos Agrícolas Orgánicos
RECOPE	Refinería Costarricense de Petróleo S.A.
RMER	Reglamento del MER
SDDP	Stochastic Dual Dynamic Programming
SAE	Sistema de Almacenamiento de Energía
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENARA	Servicio Nacional de Aguas Subterráneas, Riego y Avenamiento
SETENA	Secretaría Técnica Nacional Ambiental
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de Países de América Central
SICA	Sistema de Integración Centroamericana
SSLNG	Mercado de Gas Natural de Pequeña Escala (por sus siglas en inglés)
TELCA	Tren Eléctrico Limonense de Carga
TSL	Time Series Lab
TRP	Tren Rápido de Pasajeros
UCAR	University Corporation of Atmospheric Research
VACA	Valor Agregado Comercial Ampliado
VAI	Valor Agregado Industrial
VPN	Valor Presente Neto

0 RESUMEN Y CONCLUSIONES

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

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

El Plan de Expansión define un plan de largo plazo, focalizado en las decisiones estratégicas de la expansión de la generación. El propósito del Plan 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 mismo.

El Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2024-2040 (PEG 2024) fue formulado atendiendo los criterios que Costa Rica ha dispuesto para el desarrollo de su matriz eléctrica, a través de las políticas nacionales en materia energética. Estos criterios consideran los siguientes elementos: impulso a las fuentes renovables, reducción de la dependencia de combustibles fósiles, fortalecimiento de la seguridad energética, menor exposición a importaciones, diversificación de la matriz energética, sostenibilidad ambiental y provisión del servicio al menor costo.

El PEG se diseña considerando el sistema costarricense aislado, en el cual las inversiones propuestas buscan satisfacer la demanda nacional prevista, sin depender de importaciones o exportaciones con los países vecinos, que podrían comprometer la seguridad energética. Esta condición de diseño se mantendrá hasta que la madurez del Mercado Eléctrico Regional (MER) permita planear la expansión considerando los aportes de este mercado en el largo plazo, con igual confiabilidad que la aportada por desarrollos locales.

El MER se ha orientado a la integración de los mercados eléctricos de la región y eventualmente evolucionará para permitir contratos de largo plazo que gocen de la misma confiabilidad que la generación local. Sin embargo, a la fecha la actividad de contratos de largo plazo es incipiente en el MER. Adicionalmente, existe un rezago en las inversiones de la red de transmisión que limita las transferencias máximas entre países, restándole dinamismo a los intercambios que potencialmente podrían esperarse en el mercado.

A pesar de las limitaciones del mercado indicadas, 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.

En el presente Plan de Expansión, al igual que en ciclos anteriores, se valoran elementos nuevos, asociados, entre otros elementos a la política energética nacional, la evolución de las diferentes tecnologías de generación y costos asociados, costos de combustible, disponibilidad de nuevos estudios de proyectos en el país, evolución del MER, cambios en la matriz de generación nacional y evolución de la demanda nacional. El objetivo de cada

plan de expansión es confirmar la estrategia de desarrollo planteada en procesos anteriores o proponer una nueva línea de desarrollo de la generación en el país.

En los ejercicios de planificación de los años 2014, 2016, 2018 y 2020, desarrollados en un periodo de un crecimiento muy deprimido de la demanda, se realizaron fuertes ajustes en la programación de nuevas adiciones de proyectos, con el objeto de llevar a un mejor balance la oferta y demanda de generación del país. Como parte de las decisiones tomadas se eliminaron o pospusieron varios proyectos cuya entrada estaba prevista para el final de la década anterior. El Plan de Expansión de la Generación Eléctrica 2022-2040, consideró el inicio de la recuperación de la demanda para el corto y mediano plazo, recomendando las primeras adiciones de capacidad para el año 2024.

La preparación del PEG 2024 se enmarca en un período de recuperación de la economía posterior a la pandemia del COVID-19, caracterizado por un robusto crecimiento de la demanda eléctrica comparada con la década anterior. Después de la fuerte reducción de la demanda experimentada en el 2020 y los primeros meses del 2021, el país ha logrado recuperarse con fuerza en el período 2022-2024 y se estima un crecimiento importante en los años inmediatos.

El PEG 2024 se preparó con la Proyección de Demanda 2024-2040, por lo que el crecimiento del año 2024 es estimado para efectos de los estudios de expansión. La incertidumbre inherente a las estimaciones de demanda fue considerada en el diseño de los estudios del plan. Se prepararon varios escenarios de análisis, simulando planes de expansión para demanda media, alta y baja, así como sensibilidades para crecimientos estimados de la generación distribuida y electromovilidad más acelerados que los registrados históricamente.

Elementos de atención del PEG 2024

En cada ciclo de planificación existen retos particulares que deben ser atendidos. En el presente plan de expansión, los siguientes son los principales elementos de atención:

- Un crecimiento robusto de la demanda eléctrica, mayor que el previsto en proyecciones de demanda anteriores. Dentro de este contexto, es importante verificar el balance de corto plazo, donde el margen de respuesta para hacer ajustes puede ser muy estrecho.
- El PEG 2024 afronta un desafío enorme en las siguientes décadas para atender un plan de modernizaciones muy exigente de plantas de generación de gran tamaño que tendrán que salir de operación por períodos prolongados. Es particularmente crítica la salida parcial y temporal de las hidroeléctricas Cachí, Arenal, Dengo y Ventanas Garita, así como las centrales geotérmicas Miravalles 1 y 2. A las indisponibilidades por modernización de plantas antes mencionadas, entre el 2024 y 2029, se suman también mantenimientos mayores programados de las hidroeléctricas Arenal, Dengo, Sandillal, así como de la planta geotérmica Boca de Pozo.
- Una creciente penetración de fuentes de generación variables continúa presionando la necesidad de aumentar la limitada capacidad de regulación que dispone actualmente el sistema, tanto en embalses hidroeléctricos como en plantas térmicas. Para que una matriz altamente renovable sea funcional, es indispensable

disponer de suficiente capacidad y energía de respaldo, que sea capaz de asegurar la continuidad del servicio cuando se reducen las fuentes renovables. Por excelencia, este respaldo lo dan las plantas térmicas y las centrales hidroeléctricas con grandes embalses.

- El atraso de dos años del PG Borinquen 1 programado inicialmente para entrar en operación en el 2027 y de las plantas eólicas y solares previstas para los años 2024 y 2025, según el Plan de Expansión de la Generación 2022.

Resultados del PEG 2024

Los principales resultados del proceso de planificación del PEG 2024 se centran en los siguientes elementos:

a. Térmico de alquiler

En el corto plazo se requieren varios bloques de térmico de alquiler, tendientes a reponer la capacidad térmica retirada en el año 2021 y a atender una manifestación del fenómeno de El Niño particularmente seca durante varios años. Se suma a ello el pujante crecimiento de la demanda explicado en el capítulo 3.

Estos bloques de alquiler se mantendrán operando hasta la incorporación del proyecto de modernización de la Planta Térmica Moín en el año 2029.

b. Capacidad requerida en el corto plazo (2024-2028)

Del 2024 al 2028 se prevé la instalación de una capacidad del 534 MW, sin considerar el térmico de alquiler indicado en el inciso anterior. Prácticamente la totalidad de esta capacidad instalada corresponde a tecnologías eólicas y solares, siendo el solar fotovoltaico más del doble de la instalación eólica.

Durante este periodo se tienen programados 15 proyectos de generación que serán desarrollados por el ICE y el sector privado en su mayor parte, lo que significa un gran desafío para el país. Se incluye en este periodo el proyecto eólico El Quijote de la Empresa de Servicios Públicos de Heredia (ESPH), la modernización de la Planta Eólica Tejona, la entrada en operación de los proyectos solares y eólicos privados adjudicados durante el 2024 y los proyectos solares que serán desarrollados por el ICE.

La institución debe hacer un gran esfuerzo económico y dotarse de mecanismos ágiles de desarrollo y seguimiento de proyectos, tanto propios como de las distribuidoras y los generadores privados, para asegurar la disponibilidad de esta nueva capacidad.

En este periodo también se reincorporará la Unidad 10 de la planta Moín, que había sido retirada en el año 2021.

c. Proyectos eólicos y solares

El Plan Recomendado muestra una alta penetración de energía eólica y solar en todo el horizonte de planeación, con una instalación de 1 891 MW,

Entre el 2024 y 2028, el requerimiento de capacidad identificado es de 501 MW, entre el 2029 y el 2031 es de 520 MW, del 2032 al 2035 de 530 MW y del 2036 al 2040 es de 340 MW. Para el sistema eléctrico es atractivo incorporar este tipo de tecnologías de bajo costo y rápida instalación, siempre y cuando se desarrolle la capacidad de regulación y respaldo para atender la variabilidad de estas fuentes.

La instalación total en fuentes eólicas y solares del presente plan es muy similar a la identificada en el PEG 2022-2040.

d. Modernización y repotenciación de la Planta Térmica Moín

La necesidad de asegurar la confiabilidad del sistema ante la variabilidad de las fuentes renovables es uno de los principales focos de atención del presente plan de expansión.

En el PEG 2024 se evidencia la necesidad de un bloque importante de capacidad térmica en el sistema antes del 2030, previo a la entrada en operación de las plantas geotérmicas y de un componente adicional de regulación hidroeléctrica. Se identifica un requerimiento de 200 MW a incorporarse en el 2029. Esta solución restituye parte de la capacidad retirada en la Planta Moín en el 2021 y agrega respaldo adicional.

Debido al bajo factor de planta del térmico en el país, acorde con el desarrollo de una matriz renovable, la optimización de los planes de expansión selecciona tecnologías de bajo costo de inversión, aunque tengan costos variables de explotación elevados. La tecnología seleccionada son turbinas de gas a ciclo simple alimentadas de diésel, sin embargo, planes complementarios con motores de media velocidad mostraron resultados muy similares en costos y prestaciones técnicas, por lo que la selección final de la tecnología dependerá de las condiciones que ofrezca el mercado.

Como resultado de las simulaciones del PEG 2024, se observa que la capacidad térmica corresponde a un 10% de la capacidad total instalada en el SEN para el final del periodo de planeamiento. El beneficio que brinda al sistema es fundamental, dado que sirve de complemento de todas las fuentes de generación variables, inclusive la hidroeléctrica a filo de agua. La generación térmica se estima para todo el periodo de planificación en 1.3%, siendo el máximo esperado de 3.4% en el año 2027 en que estarán indisponibles las hidroeléctricas Cachí y Ventanas Garita.

Por lo tanto, el proyecto de modernización de la planta Moín no compromete el cumplimiento de los objetivos climáticos del país.

e. Proyecto Geotérmico Borinquen 2 Y Plazoleta Geotérmica PLB-01

La geotermia es un recurso energético muy valioso en un sistema de generación renovable por su aporte de energía firme al sistema. La producción de las plantas geotérmicas es independiente de las condiciones climáticas y no sufre las variaciones aleatorias ni los ciclos estacionales de las demás fuentes renovables.

Las tecnologías geotérmicas tienen poca flexibilidad para regular por sí mismas, pero al ser un recurso estable, libera recursos de regulación del sistema que pueden ser utilizados para compensar una mayor penetración de las fuentes variables. Estas características son valoradas en los procesos de optimización de los planes de expansión de modo que el Plan Recomendado incluye la incorporación de proyectos que aprovechan el campo geotérmico

Borinquen, ubicado en la zona volcánica Rincón de la Vieja en Guanacaste. Actualmente está en ejecución el PG Borinquen 1 (55 MW), cuya entrada en operación está prevista para finales del año 2029. El segundo desarrollo, Borinquen 2 (55 MW) y el PLB-01 (12 MW), proyecto adicional del complejo geotérmico Borinquen, están previstos en el Plan Recomendado para el año 2032.

Para los últimos años del horizonte de planeación se identifica la conveniencia de un tercer desarrollo geotérmico, por lo que es importante empezar los estudios técnicos del cuarto campo geotérmico del país, después de Miravalles, Pailas y Borinquen.

f. Proyecto Hidroeléctrico Fourth Cliff

El Proyecto Hidroeléctrico Fourth Cliff fue conceptualizado para funcionar como una planta en cascada con la Planta Hidroeléctrica Reventazón. Esta condición le permite aprovechar plenamente la capacidad del embalse y aportar capacidad de regulación al sistema eléctrico.

El Plan Recomendado contempla la incorporación del Proyecto Fourth Cliff en el año 2034. Fourth Cliff es el único proyecto con capacidad de regulación que podría incorporarse al sistema a mediados de la década siguiente, por lo que es importante continuar impulsando los estudios técnicos que permitan recomendar su mejor configuración.

La capacidad de regulación complementa la integración de grandes cantidades de energía renovable variable y contribuiría a la seguridad operativa y de suministro eléctrico.

g. Almacenamiento de energía

Los modelos de simulación aplicados en la planificación de la expansión buscan un balance económico entre la diversidad de fuentes, la instalación complementaria de capacidad de generación y la capacidad de almacenamiento.

Las baterías no agregan capacidad de generación adicional al sistema para atender el crecimiento de la demanda. Para la expansión del sistema, el beneficio se percibe por la función de arbitraje, que consiste en mover energía de un periodo horario a otro, ya sea por condiciones de desabastecimiento (contingencias) o de costo de dicho abastecimiento (carga y descarga según costo marginal de la demanda).

El Plan Recomendado incluye la incorporación de 120 MW de baterías de 4 horas de generación. Los bloques de almacenamiento se requieren en el 2031 y 2034, sin embargo, deben tenerse estudios técnicos desarrollados de uno o más opciones de proyectos listos para implementarse en caso de identificar problemas para desarrollar alguno de los proyectos identificados antes del 2029.

Plan Recomendado – PEG 2024-2040

El Plan Recomendado muestra que la incorporación de energías renovables variables al sistema es muy atractiva por su bajo costo, pero su desarrollo obliga a dotar al sistema de tecnologías de regulación que permitan gestionar la variabilidad de las fuentes y de energía firme que no dependa de condiciones climáticas.

La Figura 0.1 muestra la instalación anual por tipo de fuente del Plan Recomendado. Se incluyen únicamente los proyectos nuevos, no se muestran los retiros de plantas ni las modernizaciones.

En la Tabla 0.1 se presenta el Plan Recomendado para el periodo 2024-2040.

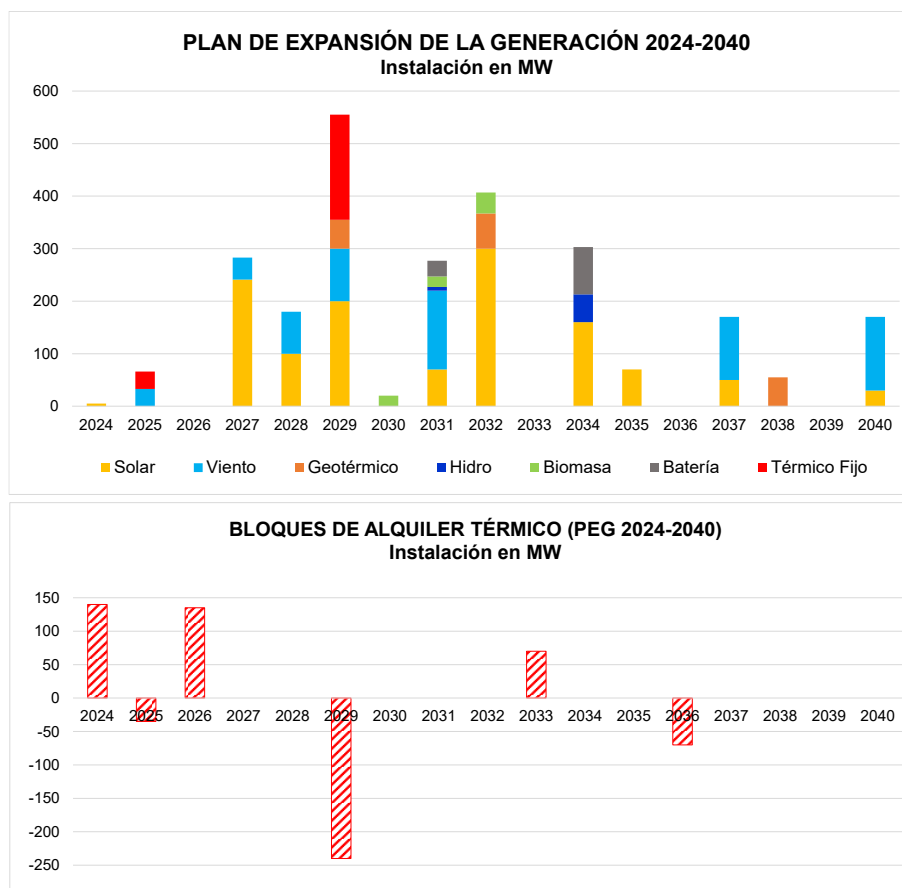


Figura 0.1 Plan de Expansión de la Generación 2024-2040, Instalación en MW y Bloques de alquiler térmicos, Instalación en MW.

Tabla 0.1 Plan de expansión de la generación 2024-2040

PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN 2024-2040									
Año	DEMANDA				OFERTA				
	Energía GWh	% crec	Potencia MW	% crec	Mes	Proyecto	Fuente	Potencia MW	Capacidad Instalada MW
Capacidad instalada al 31 de dic del 2023:									3499
2024	12 807	4.2%	1 915	2.8%	4	Huacas	Solar	5	3 504
					4	Térmico Alquiler	Térmico	140	3 644
					5	Garabito	Térmico	-18	3 626
					8	Garita	Hidro	-40	3 586
					9	Dengo	Hidro	-58	3 528
					12	Garita	Hidro	20	3 548
					12	Térmico Alquiler	Térmico	-35	3 513
2025	13 241	3.4%	1 968	2.8%	1	Dengo	Hidro	58	3 571
					1	Garita	Hidro	20	3 591
					1	Reincorporación Ud 10, PT Moin	Térmico	33	3 624
					1	Importación ¹	Térmico	35	3 659
					3	Garabito	Térmico	18	3 677
					6	Arenal	Hidro	-55	3 622
					6	Dengo	Hidro	-58	3 564
					6	Importación	Térmico	-35	3 529
					7	Arenal	Hidro	55	3 584
					8	Tejona	Eólico	-10	3 574
					9	Arenal	Hidro	-55	3 519
					9	Boca de Pozo	Geotérmico	-5	3 514
					10	Arenal	Hidro	55	3 569
					12	Arenal	Hidro	-55	3 514
					12	Boca de Pozo	Geotérmico	5	3 519
					12	Quijote	Eólico	33	3 552
					12	Eólico fin contrato GP	Eólico	-20	3 532
2026	13 642	3.0%	2 013	2.3%	1	Arenal	Hidro	55	3 587
					1	Dengo	Hidro	58	3 645
					1	Térmico Alquiler	Térmico	135	3 780
					6	Térmico Alquiler	Térmico	-105	3 675
					7	Sandillal	Hidro	-15	3 660
					7	Cachi 2	Hidro	-80	3 580
					12	Sandillal	Hidro	15	3 595
					12	Cachi 2	Hidro	80	3 675
2027	13 993	2.6%	2 052	2.0%	1	Térmico Alquiler	Térmico	105	3 780
					1	Tejona Repotenciación	Eólico	42	3 822
					1	San Antonio	Solar	10	3 832
					1	Numu	Solar	20	3 852
					1	Los Tecaes	Solar	20	3 872
					1	Los Mangos	Solar	10	3 882
					1	Colorado GP	Solar	16	3 898
					1	Las Cañas	Solar	20	3 918
					7	Sandillal	Hidro	-15	3 903
					7	Cachi 2	Hidro	-159	3 744
					8	Ventanas-Garita	Hidro	-100	3 644
					9	Abangares	Solar	67	3 711
					9	Las Delicias	Solar	78	3 789
					12	Sandillal	Hidro	15	3 804
2028	14 380	2.8%	2 092	2.0%	1	Cachi 2	Hidro	159	3 963
					1	Las Pavas	Eólico	20	3 983
					1	Montosa	Eólico	20	4 003
					1	San Jorge	Eólico	20	4 023
					1	Solar	Solar	100	4 123
					1	MOVASA 2	Eólico	20	4 143
2029	14 760	2.6%	2 142	2.4%	1	Echandi	Hidro	-5	4 138
					1	Modernización Moin	Térmico	200	4 338
					1	Retiro Térmico de Alquiler	Térmico	-240	4 098
					1	Eólico	Eólico	100	4 198
					1	Solar	Solar	200	4 398
					7	Arenal	Hidro	-55	4 343
					7	Ventanas-Garita	Hidro	100	4 443
					12	Arenal	Hidro	55	4 498
					12	Boringuen 1	Geotérmico	55	4 553
2030	15 123	2.5%	2 185	2.0%	1	Echandi	Hidro	5	4 558
					1	Boca de Pozo	Geotérmico	-5	4 554
					1	Biomasa	Biomasa	20	4 574
					7	Arenal	Hidro	-55	4 519
					12	Arenal	Hidro	55	4 574
2031	15 472	2.3%	2 227	1.9%	1	Baterías	Baterías	30	4 604
					1	Miravalles1	Geotérmico	-50	4 554
					1	Boca de Pozo	Geotérmico	5	4 558
					1	PCH PAACUME	Hidro	7	4 565
					1	Biomasa	Biomasa	20	4 585
					1	Eólico	Eólico	150	4 735
					1	Solar	Solar	70	4 805
					7	Arenal	Hidro	-55	4 750
					12	Arenal	Hidro	55	4 805
2032	15 813	2.2%	2 263	1.6%	1	Boringuen 2	Geotérmico	55	4 860
					1	Plazoleta PLB-01	Geotérmico	12	4 872
					1	Miravalles 3	Geotérmico	-26	4 846
					1	Miravalles1	Geotérmico	35	4 881
					1	Miravalles2	Geotérmico	-50	4 831
					1	Solar	Solar	300	5 131
					1	Biomasa	Biomasa	40	5 171
2033	16 145	2.1%	2 313	2.2%	1	Arenal	Hidro	-55	5 116
					1	Dengo	Hidro	-58	5 058
					1	Térmico de Alquiler	Térmico	70	5 128
					1	Miravalles 3	Geotérmico	20	5 148
					1	Miravalles2	Geotérmico	35	5 183
2034	16 470	2.0%	2 356	1.9%	1	Fourth Cliff	Hidro	53	5 236
					1	Baterías	Baterías	90	5 326
					1	Solar	Solar	160	5 486
2035	16 780	1.9%	2 399	1.8%	1	Solar	Solar	70	5 556
2036	17 072	1.7%	2 432	1.4%	1	Arenal	Hidro	55	5 611
					1	Dengo	Hidro	58	5 669
					1	Sandillal	Hidro	-15	5 654
					1	Retiro Térmico de Alquiler	Térmico	-70	5 584
2037	17 343	1.6%	2 477	1.8%	1	Eólico	Eólico	120	5 704
					1	Solar	Solar	50	5 754
2038	17 593	1.4%	2 512	1.4%	1	Sandillal	Hidro	15	5 769
					1	Geotérmico	Geotérmico	55	5 824
2039	17 821	1.3%	2 544	1.3%					5 824
2040	18 029	1.2%	2 566	0.9%	1	Eólico	Eólico	140	5 964
					1	Solar	Solar	30	5 994

Notas

¹ Los estudios de expansión de la generación se simulan considerando el sistema costarricense aislado, sin importaciones. En el 2025 se identificó un requerimiento adicional de 35 MW que no podrá ser atendido con un bloque de alquiler térmico. Esta capacidad debe ser procurada en el mercado de importación para mantener los balances energéticos.

(Esta página intencionalmente en blanco)

1 INTRODUCCIÓN

Costa Rica ha tenido éxito en alcanzar un sistema de generación eléctrica basado mayoritariamente en fuentes renovables. El elemento clave ha sido una cuidadosa planificación que ha incluido la diversificación de sus fuentes, la mayor parte autóctonas y renovables, así como el planeamiento del respaldo a las variaciones de producción inherentes a las fuentes renovables. Ese valioso respaldo lo suministran los embalses de regulación de las plantas hidroeléctricas, las plantas térmicas que utilizan combustibles fósiles y en un futuro inmediato, baterías de almacenamiento de energía química.

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

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

Los planes de expansión se formulan atendiendo los lineamientos que el país ha dispuesto para el desarrollo de su matriz eléctrica: seguridad energética, favorecimiento de fuentes renovables, baja dependencia de combustibles fósiles, diversificación de fuentes, sostenibilidad ambiental y servicio al menor costo. Su diseño considera el sistema costarricense aislado, donde las inversiones propuestas satisfacen la demanda nacional prevista sin depender de importaciones críticas o exportaciones de los países vecinos.

El plan de expansión se formula cada dos años como parte de un ciclo de planificación en el que se actualiza la información hidrológica, proyectos candidatos, costos de tecnologías, plan de modernizaciones de plantas, retiros y mantenimiento mayores, precios de combustibles, proyección de demanda, entre otras variables.

La preparación de los planes de expansión se realiza utilizando modelos complejos de optimización capaces de valorar la incertidumbre asociada a la variabilidad de las fuentes hidroeléctricas, eólicas y solares. El plan de expansión seleccionado, además de responder a un óptimo económico, debe de satisfacer los criterios de confiabilidad del suministro eléctrico en todo el horizonte de planificación.

El Plan de Expansión de la Generación 2024-2040 (PEG 2024) se preparó con la Proyección de Demanda 2024-2040.

La formulación de este Plan se enmarca en un periodo de recuperación de la economía posterior a la pandemia del COVID-19, caracterizado por un mayor crecimiento de la demanda eléctrica comparada con la década anterior. Después de la fuerte reducción de la demanda eléctrica experimentada en el 2020 y los primeros meses del 2021, el país ha logrado recuperarse con fuerza en el periodo 2022-2024 y se estima un crecimiento importante en los años inmediatos.

Para atender la incertidumbre inherente a las estimaciones de demanda se prepararon varios escenarios de análisis, simulando planes de expansión para demanda media, alta y

baja, así como sensibilidades para crecimientos estimados de la generación distribuida y electromovilidad más acelerados que los registrados históricamente.

Los planes de expansión cubren un horizonte de planeamiento de largo plazo, de 15 a 20 años, durante el cual se visualizan tres periodos de decisión:

- Corto plazo: Verifica las decisiones de expansión ya identificadas e identifica si se requieren ajustes en capacidad para ese periodo y cuáles son las opciones factibles.
- Mediano plazo: Optimiza la mejor secuencia de proyectos para la cual se deben establecer acciones de implementación en los próximos años.
- Largo plazo: Brinda una referencia de las necesidades generales. La decisión de la ejecución de los proyectos para este periodo no es crítica.

El presente documento describe el entorno en el que se formulan los nuevos planes de expansión, las proyecciones de demanda, los escenarios analizados y los recursos disponibles para atender dicha demanda. Asimismo, describe la información básica para los análisis, los criterios y herramientas utilizadas, la metodología para establecer los planes de expansión y los elementos de atención particulares a este ciclo de planificación.

Se presentan y describen los resultados de los casos para cada escenario considerado, incluyendo capacidad instalada, generación, déficit de energía, emisiones, costo total y costos marginales. Finalmente, se explican las características del Plan de Expansión Recomendado para el período 2024-2040.

2 ENTORNO CENTROAMERICANO

Los países del istmo centroamericano integraron sus sistemas eléctricos con el objeto de aprovechar mejor los recursos energéticos e infraestructuras nacionales, obteniendo así una reducción en los costos de abastecimiento de sus respectivas demandas eléctricas. 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 entre sus miembros.

Las primeras interconexiones entre los sistemas datan de 1976 con el enlace Honduras-Nicaragua, Nicaragua-Costa Rica en 1982, Costa Rica-Panamá y Guatemala-El Salvador en 1986. En el 2002 se unieron El Salvador-Honduras y en el 2011 Costa Rica y Panamá agregan un segundo enlace denominado Anillo de la Amistad, que une ambos países por la costa del Caribe formando un anillo con el sistema existente.

El Mercado Eléctrico Regional (MER) fue creado mediante la adopción del Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central¹, suscrito por los seis países centroamericanos a finales de la década de los noventa. Los principios y reglas básicas del MER emanan de ese tratado y sus protocolos.

El MER funciona como un séptimo mercado, superpuesto con los sistemas nacionales existentes, en el cual los agentes habilitados 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 a través de transacciones regionales de compra y venta de electricidad entre agentes radicados en diferentes países.

En octubre del 2014 entró en operación completa el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC), gracias al cual se interconectan los sistemas de transmisión de los seis países de América Central.

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 se ha utilizado como un complemento donde pueden colocarse excedentes de los mercados locales. Aunque la aspiración del Tratado Marco también incluye el desarrollo de plantas de carácter regional, todavía no se dan las condiciones institucionales y regulatorias para facilitar este objetivo.

El MER se encuentra en una fase de maduración y crecimiento, donde además de transar volúmenes crecientes de energía, está ajustando y consolidando sus reglas e instituciones.

¹ Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE). (diciembre de 2024). *Tratado Marco del MER y normas relacionadas*. Obtenido de <https://crie.org.gt/reglamento-del-mer/tratado-marco-del-mer-y-normas-relacionadas>.

En el MER se organiza a través de las siguientes entidades:

- Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE): conformada por representantes de los organismos reguladores de cada país, actúa como regulador regional.
- Ente Operador Regional (EOR): se encarga de la operación y el despacho del mercado regional y habilita los agentes que participan en el mismo.
- Consejo Director del Mercado Eléctrico Regional (CDMER): facilita el cumplimiento de los compromisos de los países signatarios y coordina la interrelación de los organismos regionales del MER. La operación técnica y comercial se rige por el Reglamento del MER denominado “RMER”.
- Empresa Propietaria de la Red (EPR): encargada de desarrollar, diseñar, financiar, construir y mantener el SIEPAC.

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 y sus empresas. 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. Posteriormente el EOR coordina con los OM el predespacho del día siguiente.

En este capítulo se presentan estadísticas del entorno centroamericano. La información se basa en datos del sector eléctrico publicados periódicamente por la Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), que sistematiza y documenta la información producida por los organismos oficiales de los países y las agencias internacionales. La información se utiliza específicamente para actualizar las estadísticas del subsector eléctrico² e indicadores regionales³.

2.1 SITUACIÓN ECONÓMICA Y SOCIAL DE CENTROAMÉRICA

La región centroamericana⁴ cubre un área de 499 000 km². La población reportada en el año 2022 fue de 50.8 millones de habitantes. En la Tabla 2.1 se presentan algunos datos demográficos de los seis países.

² Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). (2023). *Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA)*, 2022.

³ Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). (diciembre de 2024). CEPALSTAT *Bases de Datos y Publicaciones Estadísticas*. Obtenido de <https://statistics.cepal.org/portal/cepalstat/index.html>

⁴ No se incluye a Belice dentro de estas métricas.

Tabla 2.1 Centroamérica: Características demográficas

CENTROAMÉRICA CARACTERÍSTICAS DEMOGRÁFICAS									
País	Población 2022	Índice Electrificación ⁽¹⁾	Viviendas con acceso a electricidad ⁽¹⁾ (millones)			Área	Generación Anual 2022	Densidad de Población	Generación per Cápita
	millones	%	Con acceso	Sin acceso	Total viviendas	miles Km²	GWh	Hab/Km²	KWh/hab-año
Guatemala	17.8	92.6	3.6	0.3	3.8	109	12 025	163.9	674
El Salvador	6.3	98.6	2.0	0.0	2.0	21	7 154	298.5	1 139
Honduras	10.5	87.5	2.3	0.3	2.6	112	9 769	93.0	934
Nicaragua	6.7	99.3	1.3	0.0	1.3	130	3 814	51.6	567
Costa Rica	5.1	99.4	1.6	0.0	1.6	51	12 592	99.4	2 478
Panamá	4.4	94.9	1.1	0.1	1.2	75	13 890	58.4	3 156
Total	50.8	94.3	11.8	0.7	12.5	499	59 244	101.8	1 166

⁽¹⁾ Los datos de cobertura eléctrica y viviendas se refieren al año 2021 para Honduras, 2023 para Panamá y 2022 para el resto de países.

Fuentes:

1) CEPAL. (2023). Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2022.

2) CEPAL. (diciembre de 2024). CEPALSTAT Bases de Datos y Publicaciones Estadísticas.

3) ICE (2024). Índice de Cobertura Eléctrica Nacional 2022.

La generación de energía eléctrica per cápita en la región centroamericana muestra grandes diferencias entre los países. La mayor generación corresponde a Panamá y es más de cinco veces superior que la mínima, correspondiente a Nicaragua. Algo similar ocurre con el producto interno bruto per cápita, donde la relación entre el valor máximo y el mínimo es mayor a ocho, ver Figura 2.1 y Tabla 2.2.

En la Figura 2.1 se puede observar que durante la pandemia del COVID-19, el Producto Interno Bruto (PIB) de Panamá mostró el máximo impacto, pero también esta economía fue la que se recuperó más rápidamente.

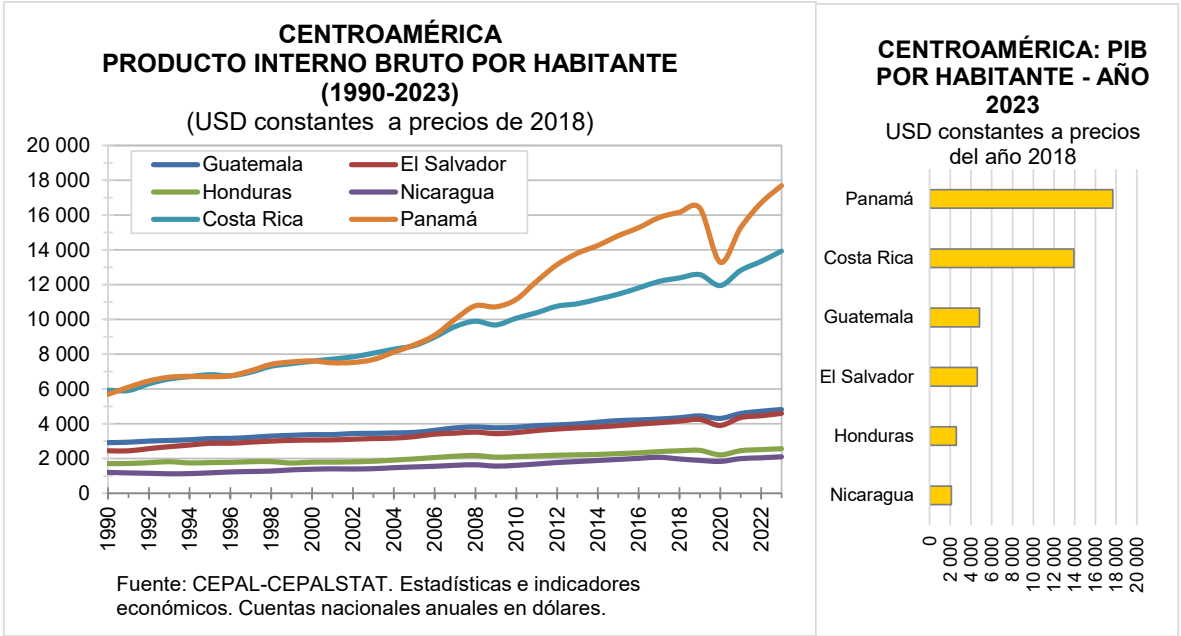


Figura 2.1 Centroamérica: Producto Interno Bruto por habitante

Tabla 2.2 Centroamérica: Producto Interno Bruto por habitante (USD constantes diciembre 2018)

CENTROAMÉRICA PRODUCTO INTERNO BRUTO POR HABITANTE (Dólares constantes a precios de 2018)						
Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
1990	2 914	2 443	1 709	1 203	5 927	5 686
1991	2 941	2 437	1 716	1 173	5 909	6 093
1992	3 004	2 565	1 762	1 151	6 293	6 457
1993	3 041	2 676	1 820	1 122	6 574	6 671
1994	3 081	2 771	1 747	1 134	6 706	6 722
1995	3 150	2 874	1 768	1 177	6 821	6 702
1996	3 161	2 873	1 782	1 228	6 756	6 752
1997	3 217	2 940	1 819	1 255	6 967	7 045
1998	3 293	2 997	1 823	1 281	7 306	7 412
1999	3 336	3 041	1 742	1 350	7 457	7 551
2000	3 377	3 058	1 793	1 386	7 595	7 605
2001	3 377	3 069	1 793	1 408	7 716	7 500
2002	3 440	3 106	1 812	1 400	7 845	7 520
2003	3 451	3 146	1 846	1 418	8 055	7 687
2004	3 475	3 170	1 913	1 476	8 285	8 108
2005	3 505	3 254	1 981	1 520	8 488	8 527
2006	3 624	3 398	2 061	1 557	8 980	9 081
2007	3 763	3 455	2 139	1 613	9 583	9 995
2008	3 822	3 515	2 181	1 645	9 899	10 779
2009	3 771	3 428	2 083	1 568	9 681	10 717
2010	3 801	3 488	2 116	1 613	10 069	11 141
2011	3 892	3 607	2 154	1 690	10 383	12 182
2012	3 936	3 694	2 199	1 774	10 760	13 138
2013	3 996	3 762	2 218	1 834	10 902	13 799
2014	4 096	3 811	2 244	1 894	11 165	14 248
2015	4 187	3 889	2 289	1 956	11 452	14 805
2016	4 223	3 976	2 336	2 017	11 813	15 271
2017	4 277	4 054	2 407	2 080	12 185	15 850
2018	4 352	4 146	2 457	1 982	12 387	16 161
2019	4 459	4 244	2 478	1 898	12 577	16 398
2020	4 314	3 902	2 219	1 840	11 949	13 282
2021	4 596	4 351	2 460	2 001	12 820	15 266
2022	4 726	4 457	2 524	2 047	13 334	16 691
2023	4 825	4 593	2 575	2 111	13 931	17 687

Fuente: CEPAL-CEPALSTAT. Estadísticas e indicadores económicos. Cuentas nacionales anuales en dólares a precios constantes 2018. Consulta 13 diciembre 2024.

- **Cobertura eléctrica en la región**

En las últimas dos décadas la mayoría de los países de la región realizaron esfuerzos importantes en electrificación rural. Esto ha permitido mejorar sensiblemente los índices de cobertura eléctrica, como se muestra en la Figura 2.2.

Para el año 2022 se estimó que el 94.3% de la población de los países de Centroamérica tenía acceso al servicio de electricidad, ya fuera mediante conexión a la red eléctrica de las empresas distribuidoras o mediante sistemas aislados con fuentes mayoritariamente

renovables. Entre estos sistemas aislados sobresale la electricidad generada con paneles fotovoltaicos.

Para cada país, el acceso al servicio eléctrico en el año 2022 muestra los siguientes valores: Costa Rica (99.4%), Nicaragua (99.3%), El Salvador (98.6%), Panamá (94.9%), Guatemala (92.6%) y Honduras (87.5%). Todos los países reportan importantes avances.

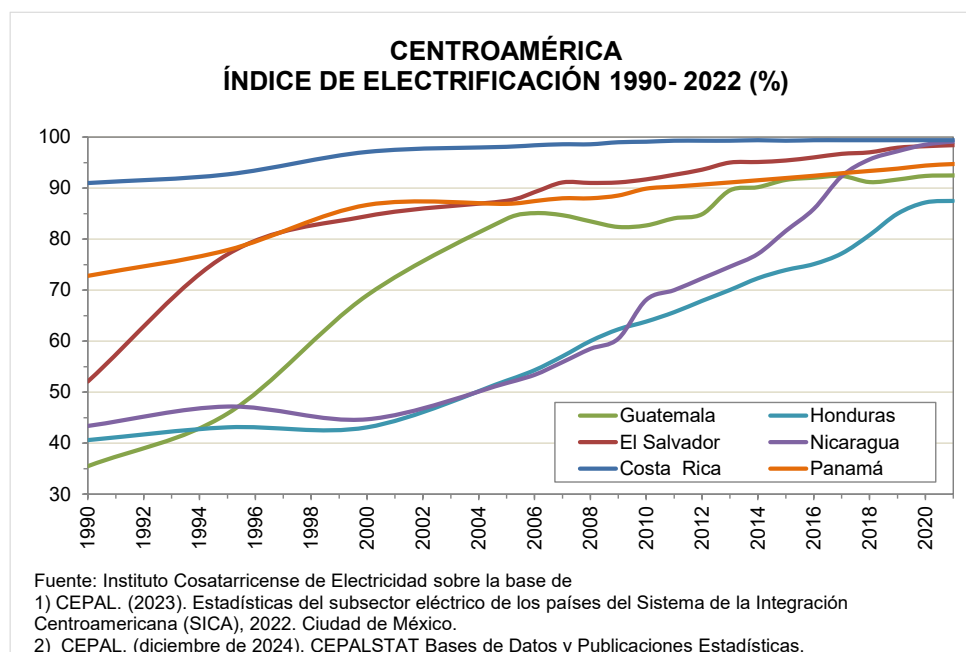


Figura 2.2 Centroamérica: Índice de electrificación 1990-2022 (%)

• **Reformas de los sectores eléctricos**

La región centroamericana ha experimentado reformas significativas en sus sectores eléctricos. Desde finales de la década de los ochenta se han realizado reestructuraciones que sustituyeron el control centralizado de las empresas estatales verticalmente integradas, por mercados con mayores grados de competencia y participación privada, particularmente en la actividad de generación.

En Guatemala, El Salvador, Nicaragua y Panamá se hicieron profundos cambios en relativamente poco tiempo, en los segmentos de generación, transmisión y distribución. Honduras empezó este proceso más tarde, primero en el segmento de generación y en el 2018 en el segmento de distribución, concesionando a un tercero la administración de la red nacional de distribución por un periodo de siete años. En Costa Rica la apertura se dio en forma limitada y sólo en el segmento de generación; en distribución han operado históricamente ocho empresas.

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

Honduras se creó un modelo de comprador único y en Costa Rica se abrió la participación privada para el desarrollo de fuentes renovables en plantas de capacidad limitada. Tanto en Honduras como en Costa Rica, la empresa estatal tiene a cargo la mayor parte de la generación, transmisión, distribución y comercialización.

2.2 EVOLUCIÓN DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN

En este capítulo se presenta la evolución histórica de los sistemas de generación de los diferentes países en cuanto a capacidad instalada, generación y demanda máxima.

2.2.1 Capacidad instalada

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

Tabla 2.3 Centroamérica: Capacidad instalada por fuente (MW)

CENTROAMÉRICA CAPACIDAD INSTALADA POR FUENTE (MW)								
Año	Hidroeléctrica	Geotérmica	Térmica	Biomasa	Eólica	Biogas	Solar	Total
1990	2 709	165	1 256	-	-	-	-	4 129
1995	2 797	235	2 114	73	-	-	-	5 218
2000	3 315	405	3 291	205	43	-	-	7 258
2001	3 312	409	3 319	291	62	-	-	7 393
2002	3 525	416	3 580	311	62	-	-	7 893
2003	3 728	434	3 708	351	69	-	-	8 289
2004	3 800	427	4 150	420	69	4	-	8 868
2005	3 881	437	4 217	530	69	4	-	9 138
2006	4 081	433	3 484	603	69	4	-	8 673
2007	4 044	502	4 224	634	70	4	-	9 477
2008	4 284	502	4 695	688	70	4	-	10 242
2009	4 287	507	5 022	735	160	4	-	10 715
2010	4 491	507	5 301	724	183	4	-	11 209
2011	4 961	559	5 176	753	298	10	-	11 756
2012	5 284	636	5 123	849	396	10	1	12 298
2013	5 379	626	5 310	990	417	10	1	12 732
2014	5 725	626	5 359	1 152	590	6	8	13 467
2015	6 020	626	5 685	1 412	945	9	528	15 224
2016	6 748	615	5 774	1 728	1 026	17	597	16 504
2017	6 928	650	5 635	1 770	1 135	21	815	16 954
2018	7 064	650	6 285	1 807	1 196	21	978	18 002
2019	7 199	704	6 118	1 845	1 210	21	1 228	18 324
2020	7 300	708	6 124	1 829	1 228	21	1 312	18 521
2021	7 352	718	5 711	1 709	1 243	20	1 602	18 356
2022	7 378	734	6 137	1 709	1 243	22	1 679	18 902

Fuente: CEPAL (2023). Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA).

En la Figura 2.3 se muestra la evolución de la capacidad instalada por tipo de fuente. Al final de la década de los ochenta, la hidroelectricidad y otras fuentes marginales representaban el 70% de la capacidad total. En la siguiente década, simultáneamente con los procesos de apertura de los mercados, hubo un repunte de la generación con combustibles fósiles y la capacidad instalada térmica creció y alcanzó cerca del 50% de las matrices centroamericana. Esta tendencia se revertió a partir de la década del 2010, con la incorporación de opciones tecnológicas renovables ya maduras, como la eólica y la fotovoltaica. La capacidad instalada de plantas térmicas en Centroamérica es 32% a diciembre 2022.

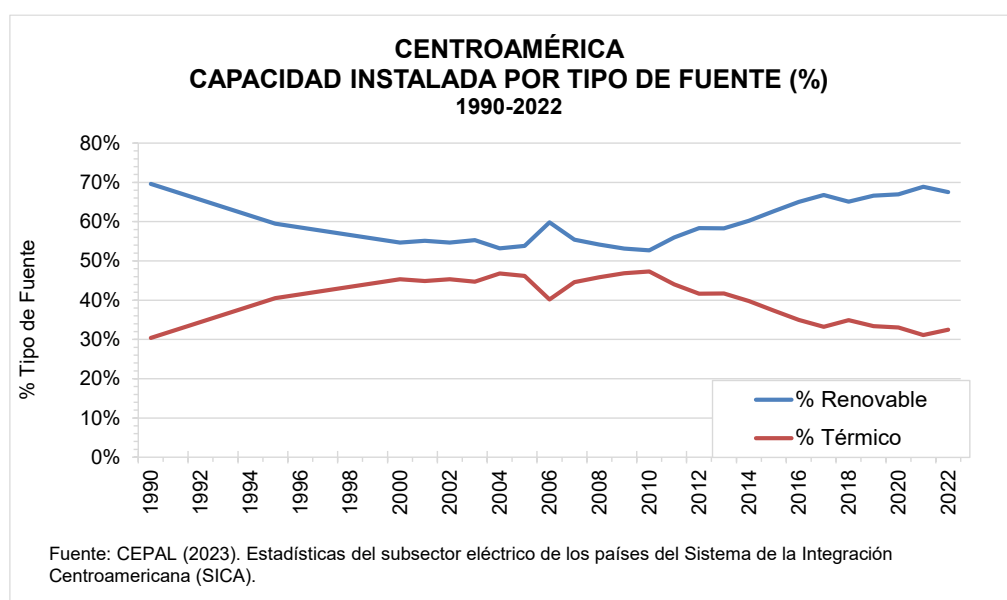


Figura 2.3 Centroamérica: Capacidad instalada por tipo fuente (%)

Dentro de los esfuerzos de nueva capacidad desarrollados en la región, la energía solar ha mostrado gran dinamismo, principalmente a partir del año 2015, liderada por El Salvador, Panamá y Honduras. Las principales adiciones de capacidad realizadas en el periodo 2016-2022 se muestran en la Figura 2.4. Además de la energía solar, destacan importantes adiciones hidroeléctricas en Honduras, Guatemala y Costa Rica. En desarrollo eólico, el liderazgo lo ha tenido Costa Rica, seguido de El Salvador y Honduras. En geotermia destacan las adiciones de Costa Rica y Honduras. Por su parte, Guatemala ha adicionado una considerable capacidad en biomasa. También es de resaltar la incorporación de plantas térmicas alimentadas con gas natural en Panamá y El Salvador y con búnker y diésel en Honduras.

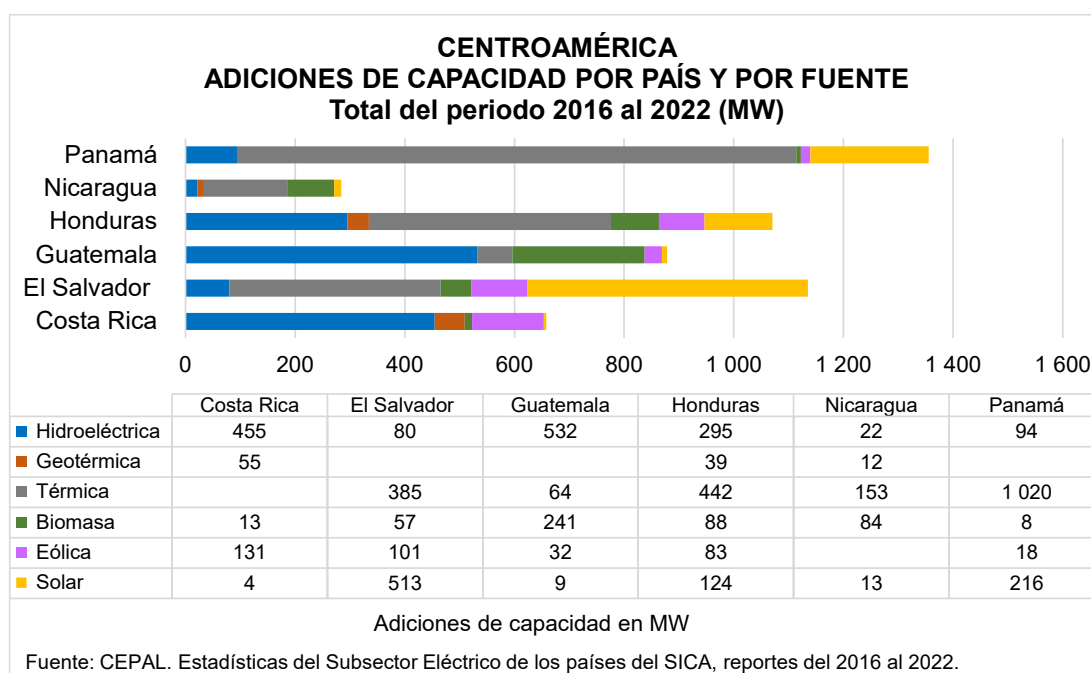


Figura 2.4 Centroamérica: Adiciones de capacidad por país y por fuente.
Total del periodo 2016 al 2022 (MW)

2.2.2 Generación

La generación eléctrica histórica por país se presenta en la Tabla 2.4 y la Figura 2.5. La generación centroamericana mostró un decrecimiento de -2.1% entre el 2019 y el 2020 por efecto de la pandemia del COVID-19. En el 2021 la generación creció 4% producto de la rápida recuperación de la demanda en Guatemala, Honduras, Costa Rica y Panamá, mientras que en el 2022 el crecimiento fue de 6.8%, siendo los mayores contribuyentes El Salvador y Panamá.

Tabla 2.4 Centroamérica: Generación eléctrica por país (GWh) y crecimiento anual de la generación eléctrica (%)

CENTROAMÉRICA GENERACIÓN ELÉCTRICA POR PAÍS (GWh)								CENTROAMÉRICA CRECIMIENTO ANUAL DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA (%)							
Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Total	Años	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Total
1990	2 318	2 164	2 274	1 251	3 543	2 625	14 175	1990							
2000	6 048	3 390	3 739	2 096	6 886	4 797	26 956	2000							
2001	5 772	3 976	3 959	2 286	6 896	5 133	28 022	2001	-4.6%	17.3%	5.9%	9.1%	0.1%	7.0%	4.0%
2002	6 191	4 274	4 162	2 402	7 439	5 245	29 713	2002	7.3%	7.5%	5.1%	5.1%	7.9%	2.2%	6.0%
2003	6 575	4 487	4 607	2 561	7 511	5 566	31 307	2003	6.2%	5.0%	10.7%	6.6%	1.0%	6.1%	5.4%
2004	6 999	4 689	4 908	2 647	7 968	5 748	32 959	2004	6.4%	4.5%	6.5%	3.4%	6.1%	3.3%	5.3%
2005	7 221	4 943	5 625	2 808	8 146	5 761	34 504	2005	3.2%	5.4%	14.6%	6.1%	2.2%	0.2%	4.7%
2006	7 434	5 529	6 020	2 895	8 564	5 938	36 380	2006	2.9%	11.9%	7.0%	3.1%	5.1%	3.1%	5.4%
2007	7 940	5 749	6 334	2 935	8 990	6 282	38 230	2007	6.8%	4.0%	5.2%	1.4%	5.0%	5.8%	5.1%
2008	7 904	5 916	6 547	3 100	9 413	6 265	39 145	2008	-0.5%	2.9%	3.4%	5.6%	4.7%	-0.3%	2.4%
2009	7 979	5 663	6 592	3 196	9 236	6 879	39 545	2009	0.9%	-4.3%	0.7%	3.1%	-1.9%	9.8%	1.0%
2010	7 914	5 878	6 722	3 403	9 503	7 249	40 669	2010	-0.8%	3.8%	2.0%	6.5%	2.9%	5.4%	2.8%
2011	8 147	5 991	7 125	3 567	9 760	7 703	42 293	2011	2.9%	1.9%	6.0%	4.8%	2.7%	6.3%	4.0%
2012	8 704	5 988	7 503	3 626	10 076	8 385	44 282	2012	6.8%	0.0%	5.3%	1.7%	3.2%	8.9%	4.7%
2013	9 271	5 968	7 826	3 745	10 136	8 862	45 808	2013	6.5%	-0.3%	4.3%	3.3%	0.6%	5.7%	3.4%
2014	9 781	5 951	7 814	3 999	10 118	9 196	46 859	2014	5.5%	-0.3%	-0.2%	6.8%	-0.2%	3.8%	2.3%
2015	10 302	5 687	8 460	4 169	10 714	10 198	49 529	2015	5.3%	-4.4%	8.3%	4.3%	5.9%	10.9%	5.7%
2016	10 878	5 658	8 592	4 151	10 782	10 776	50 835	2016	5.6%	-0.5%	1.6%	-0.4%	0.6%	5.7%	2.6%
2017	11 490	5 120	9 014	4 077	11 210	10 938	51 849	2017	5.6%	-9.5%	4.9%	-1.8%	4.0%	1.5%	2.0%
2018	12 522	5 038	8 810	4 185	11 356	11 105	53 015	2018	9.0%	-1.6%	-2.3%	2.7%	1.3%	1.5%	2.2%
2019	12 228	6 075	9 253	4 057	11 313	11 552	54 479	2019	-2.3%	20.6%	5.0%	-3.1%	-0.4%	4.0%	2.8%
2020	11 122	6 190	9 001	4 748	11 534	10 721	53 316	2020	-9.0%	1.9%	-2.7%	17.0%	2.0%	-7.2%	-2.1%
2021	11 943	6 085	9 671	3 699	12 540	11 516	55 454	2021	7.4%	-1.7%	7.4%	-22.1%	8.7%	7.4%	4.0%
2022	12 025	7 154	9 769	3 814	12 592	13 890	59 244	2022	0.7%	17.6%	1.0%	3.1%	0.4%	20.6%	6.8%

Fuente: CEPAL (2023). Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2022.

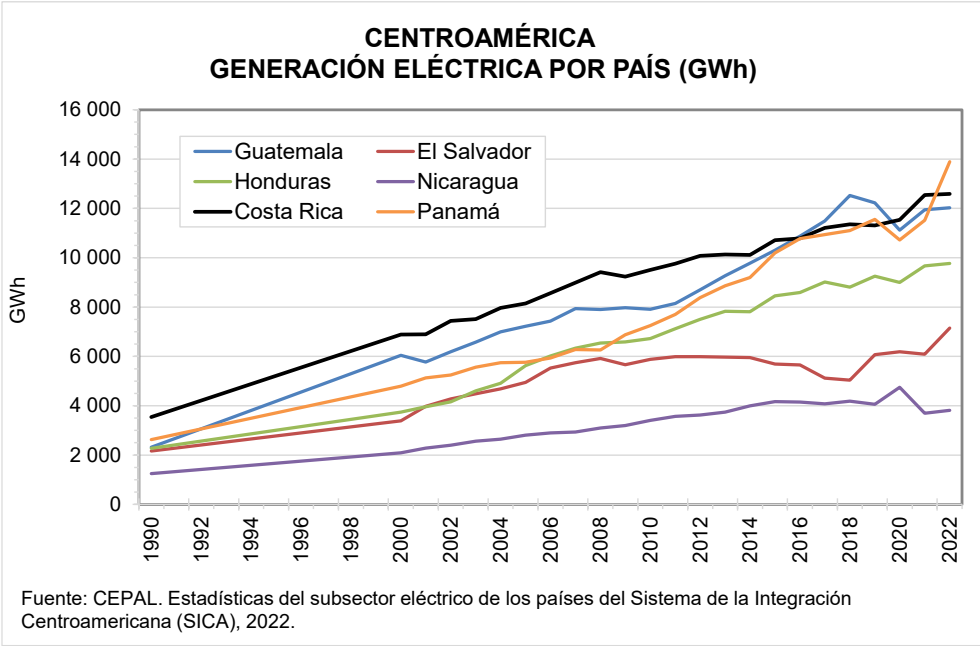


Figura 2.5 Centroamérica: Generación eléctrica por país (GWh)

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

Tabla 2.5 Centroamérica: Generación eléctrica por fuente (GWh)

CENTROAMÉRICA GENERACIÓN ELÉCTRICA POR FUENTE (GWh)								
Año	Hidroeléctrica	Geotérmica	Térmica	Biomasa	Eólica	Biogás	Solar	Total
1990	12 166	748	1 262	0	0	0	0	14 175
1995	11 469	1 159	6 700	127	0	0	0	19 455
2000	15 418	1 999	8 634	722	183	0	0	26 955
2001	13 715	2 242	11 246	635	186	0	0	28 023
2002	14 463	2 341	11 875	774	259	0	0	29 712
2003	14 530	2 503	13 244	801	230	0	0	31 307
2004	16 062	2 504	13 251	888	255	5	0	32 965
2005	17 050	2 462	13 537	1 251	204	12	0	34 516
2006	17 791	2 636	14 325	1 356	274	7	0	36 387
2007	17 750	2 976	15 661	1 602	241	1	0	38 230
2008	19 828	3 113	14 428	1 577	198	1	0	39 146
2009	18 660	3 150	15 450	1 849	436	1	0	39 546
2010	20 974	3 131	14 268	1 776	519	0	0	40 668
2011	20 626	3 188	16 077	1 644	738	20	0	42 292
2012	22 144	3 542	15 666	1 715	1 190	23	0	44 280
2013	21 671	3 779	16 892	2 080	1 351	33	1	45 808
2014	21 342	3 819	17 354	2 222	2 080	33	10	46 859
2015	22 210	3 665	17 272	2 615	3 123	47	591	49 522
2016	22 490	3 725	17 036	3 129	3 279	9	1 167	50 835
2017	26 829	3 598	13 542	3 163	3 198	61	1 458	51 849
2018	26 568	3 676	13 319	3 249	4 423	71	1 756	53 063
2019	21 455	4 147	19 644	3 485	4 386	74	2 166	55 355
2020	26 761	4 414	13 052	3 190	3 616	86	2 514	53 634
2021	29 733	4 278	13 246	3 449	3 978	71	2 975	57 729
2022	31 249	4 261	13 792	3 258	3 633	59	2 992	59 244

Fuente: CEPAL (2023). Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2022.

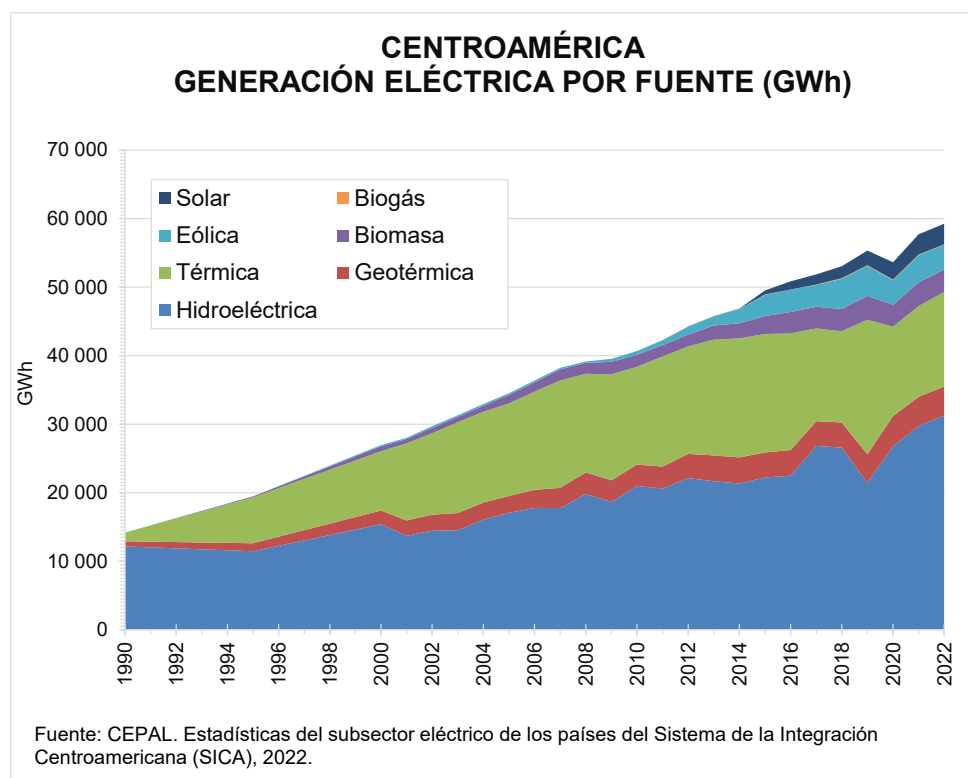


Figura 2.6 Centroamérica: Generación eléctrica por fuente (GWh)

En la Figura 2.6 se observa que en 1990 la principal fuente de generación de la región era la hidroeléctrica. En los años noventa la geotermia empezó su desarrollo y una década después inició el desarrollo eólico, así como el aprovechamiento de la biomasa. La generación solar ha cobrado fuerza en la región en la última década, iniciando bajo la figura de generación distribuida y actualmente mediante el desarrollo de grandes centrales fotovoltaicas.

La generación con energías renovables en la región cayó de un 91% a un 60% en la década de los 90, por lo que la dependencia del petróleo llegó a un 40%. A finales de la década del 2000 nuevamente empezó a aumentar la generación renovable, pero aún con una dependencia importante de los hidrocarburos, como se observa en la Figura 2.7. En ese sentido es de especial relevancia el crecimiento del uso de gas natural en la región.

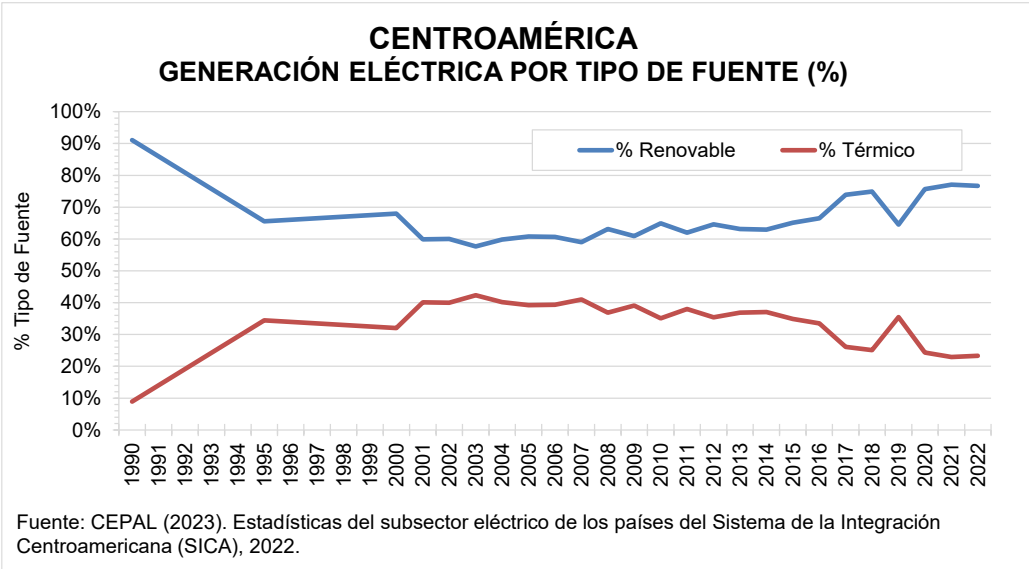


Figura 2.7 Centroamérica: Generación eléctrica por tipo de fuente (%)

2.2.3 Demanda máxima

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

Tabla 2.6 Centroamérica: Demanda máxima por país (MW)

CENTROAMÉRICA DEMANDA MÁXIMA POR PAÍS (MW)							
Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Total
1990	452	412	351	253	682	464	2 615
1995	717	592	504	327	872	619	3 631
2000	1 017	758	702	397	1 121	777	4 772
2003	1 185	785	857	442	1 253	883	5 404
2004	1 256	809	921	466	1 312	925	5 688
2005	1 290	829	1 014	483	1 390	946	5 952
2006	1 383	881	1 088	501	1 461	971	6 285
2007	1 443	906	1 126	507	1 500	1 024	6 507
2008	1 430	924	1 205	506	1 526	1 064	6 656
2009	1 473	906	1 203	525	1 497	1 154	6 757
2010	1 468	948	1 245	539	1 536	1 222	6 958
2011	1 491	962	1 240	570	1 546	1 287	7 095
2012	1 533	975	1 282	610	1 593	1 386	7 379
2013	1 564	1 004	1 336	620	1 593	1 444	7 561
2014	1 636	1 035	1 383	636	1 632	1 504	7 825
2015	1 672	1 089	1 446	665	1 612	1 612	8 096
2016	1 702	1 093	1 515	672	1 675	1 618	8 274
2017	1 750	1 081	1 561	680	1 692	1 657	8 420
2018	1 763	1 072	1 602	692	1 716	1 665	8 509
2019	1 785	1 044	1 639	718	1 716	1 961	8 863
2020	1 787	1 010	1 618	689	1 738	1 969	8 810
2021	1 830	1 030	1 738	727	1 763	2 020	9 108
2022	1 923	1 067	1 789	766	1 776	2 031	9 352

Fuente: CEPAL (2023). Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2022.

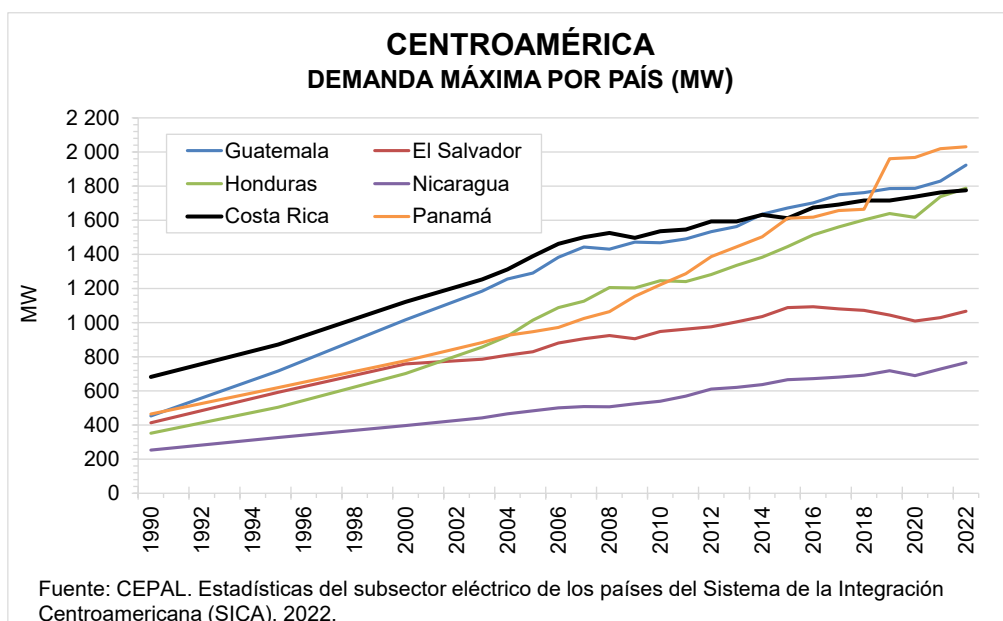
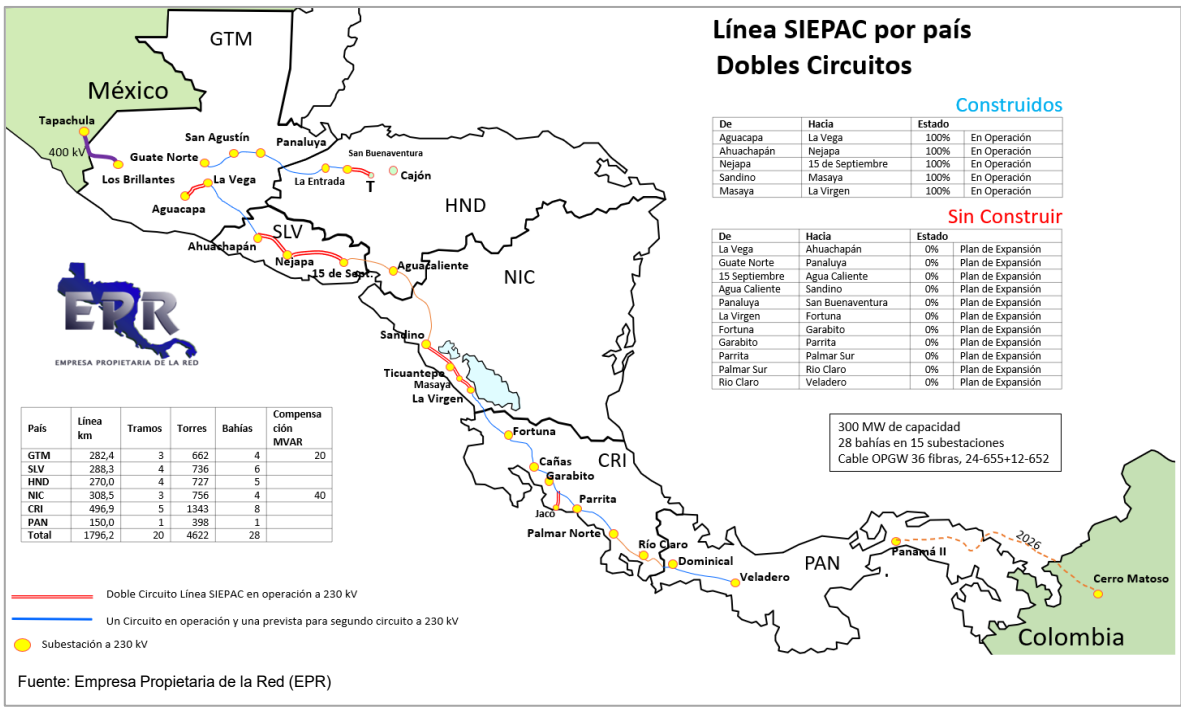


Figura 2.8 Centroamérica: Demanda máxima por país (MW)

2.3 INTERCONEXIONES REGIONALES

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

La línea SIEPAC fue diseñada para permitir intercambios de hasta 300 MW entre los países, con la posibilidad de duplicar esta capacidad de acuerdo con los requerimientos futuros del MER. El SIEPAC está constituido por líneas de transmisión de 230 kV de circuito sencillo, con previsión para un doble circuito en el futuro. En algunos países de la región se han construido tramos del segundo circuito a petición de los agentes nacionales de transmisión, para atender necesidades locales. En total suman 1 796 km de interconexión. En la Figura 2.9 se muestra el detalle del trazado de la línea SIEPAC. Se indican además los tramos que cuentan con un doble circuito en operación.



Las transferencias máximas entre países han sido mucho menores a 300 MW en varios de los tramos, debido a problemas que han experimentado algunos países para implementar refuerzos nacionales internos de transmisión. Esta situación se presenta particularmente en Nicaragua, provocando que el mercado regional opere frecuentemente en dos grupos: Guatemala, Honduras y el Salvador en el norte y, Costa Rica y Panamá en el sur. Nicaragua, por su parte, interactúa con ambos bloques. Esta condición ha interferido en la vitalidad del mercado, afectando principalmente a Costa Rica y Panamá.

Panamá también ha enfrentado problemas en su red de transmisión provocando que la capacidad de trasiego norte-sur en los últimos años haya sido muy baja, incluso con valores nulos en ciertos periodos. Situación similar se ha presentado durante el 2023 para la capacidad sur-norte.

Las capacidades de transmisión norte-sur y sur norte se muestran respectivamente en la Figura 2.10 y Figura 2.11.

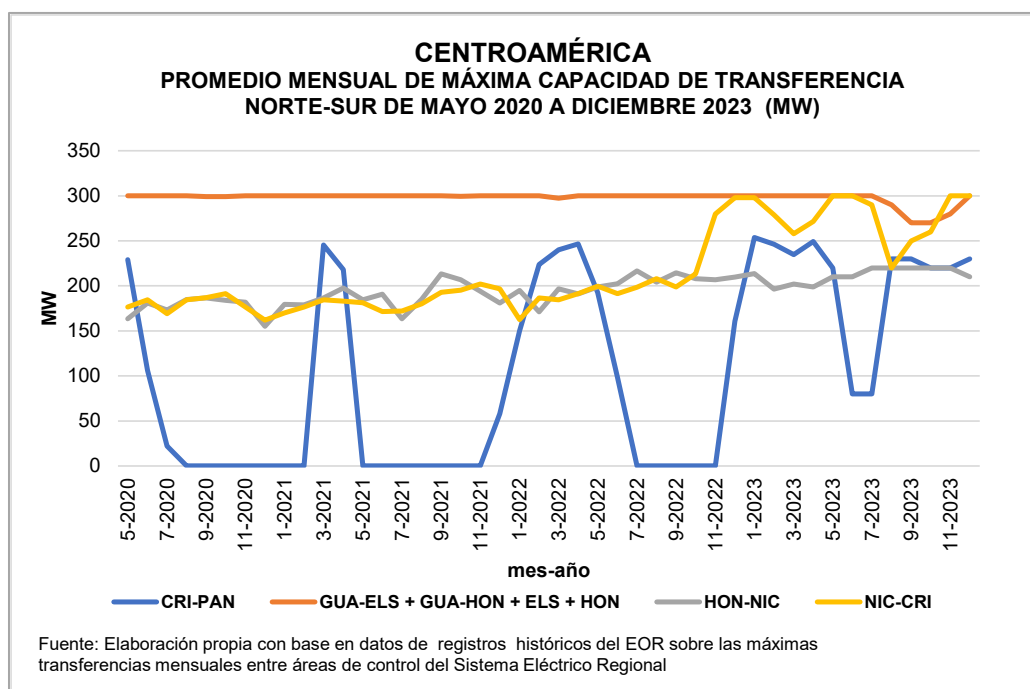


Figura 2.10 Centroamérica: Promedio mensual de máxima capacidad de transferencia norte-sur de mayo 2020 a diciembre 2023 (MW)

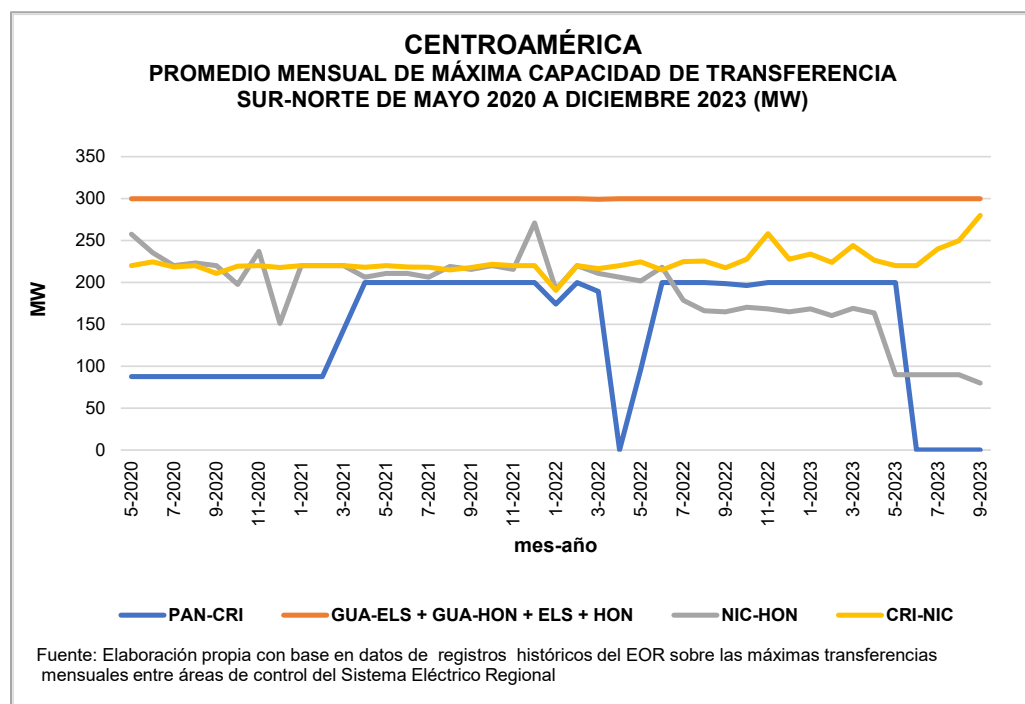


Figura 2.11 Centroamérica: Promedio mensual de máxima capacidad de transferencia sur-norte de mayo 2020 a diciembre 2023 (MW)

En la determinadas por el EOR en el mes de diciembre del 2023.

Tabla 2.7 y la Tabla 2.8 se presentan las capacidades máximas de transferencias de potencia (MW) entre áreas de control, determinadas por el EOR⁵ en el mes de diciembre del 2023.

Tabla 2.7 Centroamérica: Máxima capacidad de transferencia entre áreas de control Norte-Sur en diciembre 2023 (MW)

CENTROAMÉRICA MÁXIMA CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA ENTRE ÁREAS DE CONTROL NORTE-SUR EN DICIEMBRE 2023 (MW)				
Escenario de Demanda	GUA-ELS+GUA-HON +ELS-HON(*)	HONDURAS NICARAGUA	NICARAGUA COSTA RICA	COSTA RICA PANAMA
Máxima	300	220	240	220
Media	300	210	300	230
Mínima	300	200	300	290
(*) Máxima capacidad de transferencias simultáneas a través de Guatemala, El Salvador y Honduras. Considerando que se puede dar cualquier combinación de valores de importación simultánea.				
Fuente: EOR (2023). Estudio de máximas capacidades de transferencias de potencia entre áreas de control del Sistema Eléctrico Regional-SER. Diciembre 2023.				

Tabla 2.8 Centroamérica: Máxima capacidad de transferencia entre áreas de control Sur-Norte en diciembre 2023 (MW)

CENTROAMÉRICA MÁXIMA CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA ENTRE ÁREAS DE CONTROL SUR-NORTE EN DICIEMBRE 2023 (MW)				
Escenario de Demanda	GUA-ELS+GUA-HON +ELS-HON(*)	NICARAGUA HONDURAS	COSTA RICA NICARAGUA	PANAMÁ COSTA RICA
Máxima	300	220	260	0
Media	300	110	220	0
Mínima	300	220	220	0
(*) Máxima capacidad de transferencias simultáneas a través de Guatemala, El Salvador y Honduras. Considerando que se puede dar cualquier combinación de valores de importación simultánea.				
Fuente: EOR (2023). Estudio de máximas capacidades de transferencias de potencia entre áreas de control del Sistema Eléctrico Regional-SER. Diciembre 2023.				

- **Interconexión México-Guatemala**

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

⁵ Ente Operador Regional (EOR). (2023). *Estudio de máximas capacidades de transferencia de potencia entre áreas de control de SER diciembre 2023. Resultados Finales*. San Salvador. Obtenido de <https://www.enteoperador.org/mer/gestion-tecnica-operativa/estudio-de-maximas-capacidades-de-transferencias-de-potencia/>.

La interconexión consiste en una línea de transmisión de 400 kV con una longitud de 99 km (27 km en México y 72 km en Guatemala) que une las subestaciones Los Brillantes en Guatemala, con Tapachula en México. La subestación cuenta con un banco de transformación trifásico de 400/230/13.8 kV, una capacidad de 225 MVAR y un banco de reactores de 50 MVAR.

De acuerdo con lo indicado en el Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2024-2054 del Gobierno de Guatemala⁶, el enlace existente en 400 kV que actualmente interconecta Guatemala con México garantiza la seguridad de suministro de energía eléctrica ante un faltante de energía en Guatemala. Esto ha evidenciado la importancia de analizar la inclusión de una red troncal en 400 kV desde la subestación Los Brillantes, pasando por la región metropolitana, hacia un punto en la región Norte y en la región Oriente del país. Se espera que la red troncal brinde la confiabilidad necesaria de las transacciones de energía entre México y Guatemala, permita una interconexión con Belice y refuerce las interconexiones existentes con El Salvador y Honduras.

Este mismo documento indica la necesidad de reconversión del voltaje de 230 a 400 kV y la ampliación de las subestaciones existentes Jalpatagua, Vado Hondo, Yalchacti y Petén Itzá, momento en el cual se podrá cerrar la segunda interconexión con México en 400 kV. Esta segunda interconexión se realizaría desde la subestación Petén Itzá, pero aún no se ha confirmado su viabilidad técnica y económica, tanto para Guatemala como para México. Se considera como otra opción la interconexión desde la subestación Yalchacti.

- **Interconexión Panamá-Colombia**

Actualmente no existe una interconexión entre Panamá y Colombia, sin embargo, este proyecto existe desde hace más de 15 años.

De concretarse la interconexión, será un complemento esencial para el fortalecimiento de la integración regional permitiendo la integración de la Comunidad Andina con Mesoamérica.

El proyecto es liderado por la “Empresa de Transmisión Eléctrica (ETESA)” de Panamá y la empresa “Interconexión Eléctrica S.A. (ISA)” de Colombia y consiste en un sistema de transmisión con una longitud de 500 kilómetros y una capacidad de transmisión de 400 MW mediante tecnología de corriente directa (HVDC, por sus siglas en inglés)⁷. La concepción actual del proyecto consiste en una línea de transmisión desde la subestación Cerromatoso en Colombia, hasta la subestación Panamá II.

En seguimiento a los mandatos y al acuerdo presidencial suscrito por Panamá y Colombia en el marco de la XVII Cumbre de Tuxtla, se han realizado reuniones entre las autoridades de esos países para establecer un esquema regulatorio que viabilice la ejecución de esta interconexión, la cual ya cuenta con cuatro estudios previos de diseño relacionados con el corredor ambiental, diseño básico de la línea, diseño de estación HDVC y cable marino.

⁶ Ministerio de Energía y Minas (MEM). (2024). *Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2024-2054*. Guatemala. Obtenido de <https://www.cnee.gob.gt/wordpress/?p=413>.

⁷ High-voltage direct current.

En diciembre de 2024⁸, las máximas autoridades energéticas, ambientales, regulatorias y financieras de Colombia y Panamá acordaron retomar el proyecto de interconexión eléctrica. A la fecha se han completado los estudios ambientales en campo y se han obtenido licencias clave en ambos países, pero se subrayó la necesidad de acuerdos integrales.

2.4 ACTIVIDAD COMERCIAL DEL MER

El volumen total de transacciones del MER entre los años 2009 y 2022 se muestra en la Tabla 2.9. Los niveles actuales de intercambio son todavía modestos: en el 2022 las transacciones fueron de 3 079 GWh, un 5% de la generación total de la región. Se espera que las transacciones sean mayores conforme los países concluyan todos los refuerzos en sus sistemas nacionales y el mercado eléctrico madure.

Tabla 2.9 Centroamérica: Transacciones en el MER: 2009-2022

CENTROAMÉRICA TRANSACCIONES EN EL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (MER)														
País	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
INYECCIÓN (ventas en GWh)														
Guatemala	82	116	151	146	478	986	843	1 110	1 741	1 799	1 657	1 066	1 116	1 032
El Salvador	78	88	100	77	99	238	82	224	144	209	657	551	379	905
Honduras	46	13	1	1	6	4	3	16	13	8	6	0	3	5
Nicaragua	1	43	41	3	16	49	22	18	1	0	0	0	0	0
Costa Rica	68	38	43	23	20	70	280	181	230	307	323	624	1 009	774
Panamá	92	38	8	58	71	99	139	398	318	327	432	580	503	393
Total	368	336	344	308	690	1 446	1 368	1 947	2 447	2 651	3 074	2 821	3 010	3 108
RETIRO (compras en GWh)														
Guatemala	14	0	0	0	0	1	2	5	19	10	10	92	81	260
El Salvador	206	172	214	161	382	619	981	1 213	1 729	1 968	1 949	1 193	1 662	1 273
Honduras	0	22	44	76	117	320	152	195	331	381	260	292	205	195
Nicaragua	2	10	10	20	52	22	34	205	327	201	434	1 071	1 005	1 062
Costa Rica	82	62	5	34	62	252	172	313	32	66	340	118	6	54
Panamá	64	70	71	17	75	189	17	30	7	15	96	97	64	235
Total	368	336	344	307	688	1 404	1 358	1 961	2 445	2 641	3 088	2 863	3 023	3 079
NETO (ventas - compras en GWh)														
Guatemala	68	116	151	146	478	985	841	1 105	1 722	1 789	1 648	974	1 035	772
El Salvador	- 128	- 84	- 114	- 84	- 283	- 381	- 899	- 989	- 1 585	- 1 759	- 1 292	- 643	- 1 283	- 368
Honduras	46	- 9	- 43	- 74	- 111	- 316	- 149	- 179	- 318	- 373	- 254	- 292	- 202	- 190
Nicaragua	0	33	31	- 17	- 36	27	- 12	- 187	- 326	- 201	- 434	- 1 071	- 1 005	- 1 062
Costa Rica	- 14	- 24	38	- 12	- 42	- 182	108	- 132	198	242	- 17	506	1 003	720
Panamá	28	- 32	- 63	42	- 4	- 91	122	368	311	313	335	483	440	158
Total	0	0	0	0	3	42	10	- 14	2	10	- 14	- 42	- 13	29
Fuente: CEPAL (2023). Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2022.														

⁸ Ministerio de Relaciones Exteriores de Panamá (MIRE). (diciembre de 2024). *Interconexión Eléctrica Colombia-Panamá: Un Proyecto que Potencia la Región*. Obtenido de <https://mire.gob.pa/interconexion-electrica-colombia-panama-un-proyecto-que-potencia-la-region/>

La evolución de las exportaciones en la región para el periodo 2006-2022 se muestra en la Figura 2.12. Obsérvese el incremento significativo a partir de la entrada en operación del SIEPAC en el 2014.

En la Figura 2.13 se observa la evolución de las transacciones del MER, de las cuales se rescata la participación de Guatemala, Costa Rica y Panamá como exportadores netos, mientras que El Salvador, Honduras y Nicaragua, se han mantenido como importadores netos.

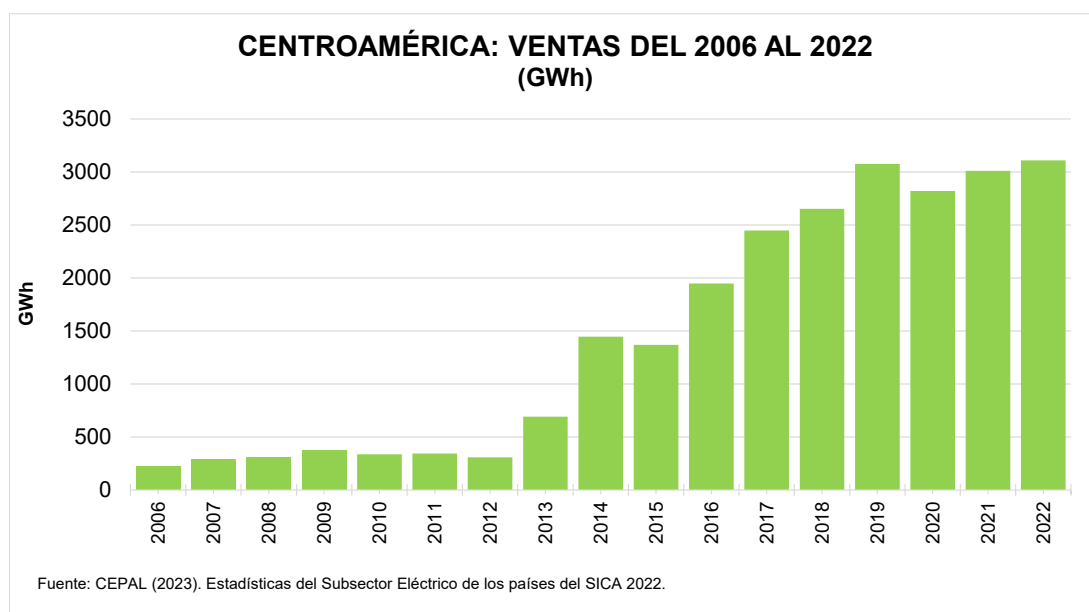


Figura 2.12 Centroamérica: Ventas del 2006 al 2022 (GWh)

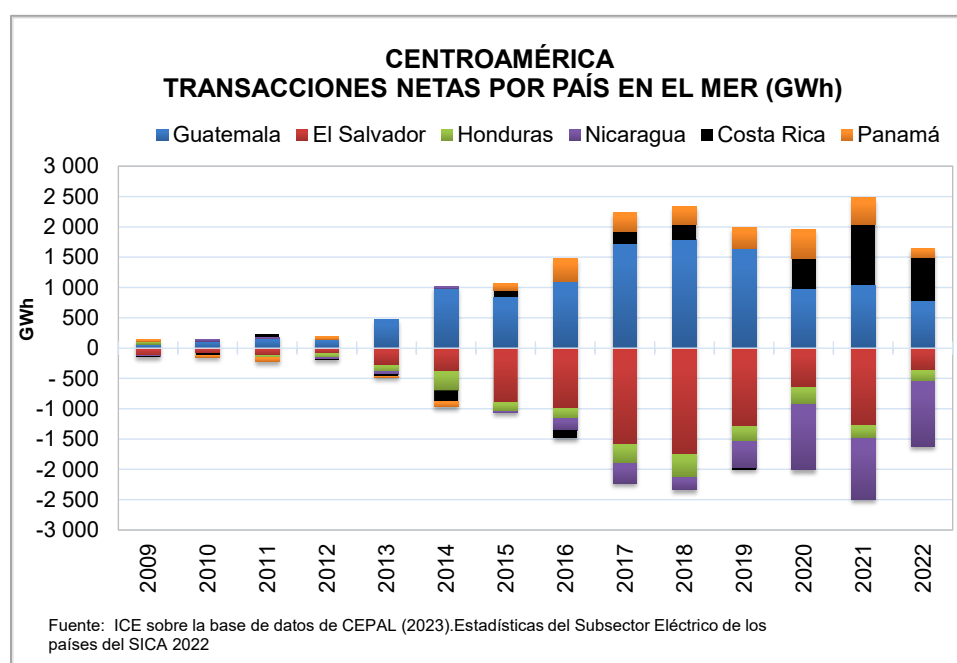


Figura 2.13 Centroamérica: Transacciones netas por país en el MER del 2009 al 2022 (GWh)

- ***Situación de Guatemala***

En julio del 2021 el Gobierno de Guatemala denunció el Tratado Marco manifestando su inconformidad con la operación del MER. De acuerdo con lo previsto en el mismo Tratado, su salida será efectiva diez años después, en julio del 2031.

Aunque el retiro de Guatemala afecta negativamente la integración eléctrica regional, es de esperar que el MER logre ajustarse oportunamente a esta nueva configuración.

3 POLÍTICAS Y CONCEPTUALIZACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN

El ICE es una institución autónoma del Estado costarricense verticalmente integrada en generación, transmisión y distribución. Tiene el mandato legal de proveer la energía eléctrica que la sociedad requiere para su desarrollo. En la Ley de Creación del ICE (Decreto-Ley N°449,1949), se 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 (art. 3, Ley N°449).

El Decreto-Ley N°449 asigna al ICE la obligación de “procurar que haya en todo momento energía disponible para satisfacer la demanda normal y para impulsar el desarrollo de nuevas industrias, el uso de la electricidad en las regiones rurales y su mayor consumo doméstico” (inciso a, art. 2, Ley N°449). Se le instruye también a “procurar la utilización racional de los recursos naturales y terminar con la explotación destructiva y desperdiciada de los mismos” (inciso d, art. 2, Ley N°449).

El Decreto-Ley concibe al ICE como el líder del sector y le asigna por ello la responsabilidad de satisfacer la demanda, conservar y proteger el recurso hidráulico del país, las cuencas, las fuentes y los cauces de los ríos y corrientes de agua y su uso racional para alcanzar la universalización del servicio y contribuir al desarrollo del país.

Sin menoscabo de lo anterior, el ICE armoniza sus esfuerzos con el resto del sector energético del país, cuyo rector es el jerarca del Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE).

3.1 POLÍTICA ENERGÉTICA NACIONAL

Los planes de desarrollo de la generación eléctrica del país son elaborados por el ICE en conformidad con las políticas y lineamientos generales definidos en los instrumentos de planificación nacionales: Plan Estratégico Nacional, Plan Nacional de Desarrollo e Inversión Pública y Plan Nacional de Energía. Los dos primeros son publicados por el Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica (MIDEPLAN) y el tercero por el MINAE.

Específicamente para el presente Plan de Expansión se toman como referencia los siguientes planes nacionales, vigentes al momento de su preparación y enumerados de acuerdo con su jerarquía:

- Plan Estratégico Nacional 2050 (PEN);
- Plan Nacional de Desarrollo y de Inversión Pública 2023-2026 (PNDIP);
- VII Plan Nacional de Energía 2015-2030 (VII PNE) y su actualización para el periodo 2019-2030.

También dan marco al presente plan, las orientaciones y compromisos establecidos en la Contribución Nacionalmente Determinada 2020 (NDC)⁹, los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS)¹⁰ y el Plan Nacional de Descarbonización¹¹.

3.1.1 Plan Estratégico Nacional 2050

El Decreto Ejecutivo N°37735 (Reglamento General del Sistema Nacional de Planificación) establece el PEN como principal instrumento de planificación nacional de largo plazo.

En el año 2022, bajo la coordinación técnica de MIDEPLAN, se publica por primera vez el PEN denominado “Plan Estratégico Nacional 2050”¹², vigente actualmente. Este documento establece 109 intervenciones enfocadas en lograr el progreso económico y social para Costa Rica, agrupadas en cinco ejes estratégicos de largo plazo. En lo que concierne al sistema de generación eléctrica nacional, el eje de descarbonización define varias acciones que permean de manera directa o indirecta su actividad. Estas acciones se refieren a:

- Potenciar nuevos proyectos de energía renovable;
- Potenciar la producción de biocombustibles;
- Desarrollar la energía renovable en zonas costeras;
- Políticas y herramientas para impulsar la eficiencia del transporte.

3.1.2 Plan Nacional de Desarrollo e Inversión Pública 2023-2026

El PNDIP 2023-2026¹³, publicado en diciembre 2022, tiene como objetivo general:

“Generar bienestar en todas las personas habitantes del territorio nacional mediante la implementación de estrategias y acciones de política pública concretas que impacten en el desarrollo sostenible del país y en mejoras en la calidad de vida.”

Conforme a lo establecido en el PNDIP, el sector “Ambiente y Energía” deberá impulsar la descarbonización de la economía del país a través de la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) y la implementación de políticas que contribuyan con el objetivo de la transición energética.

Para este sector se define el siguiente objetivo:

⁹ Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE), Gobierno de Costa Rica. (2020). *Contribución Nacionalmente Determinada 2020*. Obtenido de <https://cambioclimatico.minae.go.cr/contribucion-nacionalmente-determinada-ndc-de-costa-rica/>

¹⁰ Secretaría Técnica de los ODS. (2025). *Objetivos de desarrollo sostenible Costa Rica*. Obtenido de <https://ods.cr/es>

¹¹ Gobierno de Costa Rica. (2019). *Plan Nacional de Descarbonización 2018-2050*. Obtenido de <https://cambioclimatico.minae.go.cr/plan-nacional-de-descarbonizacion/>

¹² Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica (MIDEPLAN). (2022) *Plan Estratégico Nacional 2050*. San José.

¹³ Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica (MIDEPLAN). (2022). *Plan Nacional de Desarrollo e Inversión Pública "Rogelio Fernández Güell" 2023-2026*. San José.

“Mejorar la intensidad energética del país y el uso de energías renovables mediante la eficiencia energética, la electrificación de la matriz energética y la bioenergía, contribuyendo en la reducción de las emisiones.”

3.1.3 VII Plan Nacional de Energía

El VII PNE¹⁴ es el instrumento de política pública en donde se establecen las acciones que el sector energía desarrollará en el periodo 2015-2030. Para los efectos del PEG 2024 rige la Actualización del VII PNE realizada en el 2019 y publicada en febrero del 2020¹⁵.

El VII PNE establece la política energética nacional mediante un programa de acciones estratégicas orientadas a satisfacer las necesidades energéticas del país, respetando los principios de desarrollo sostenible al equilibrar los objetivos económicos, ambientales y sociales para lograr el bienestar de la población actual y futura.

La actualización del VII PNE en el 2019 incorporó las orientaciones establecidas en el periodo posterior a su publicación en materia de políticas de descarbonización y transporte eléctrico¹⁶. Dicha actualización, mantuvo los ejes estratégicos definidos en el plan original y se abocó a actualizar las metas y acciones establecidas, incorporando, entre otros elementos, las recomendaciones derivadas del proceso de adhesión de Costa Rica a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE).

La política energética del VII PNE y su actualización está orientada a la 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 GEI, basado en el uso de fuentes limpias y renovables, en condiciones de absorber los aumentos en la demanda de manera consistente, con precios competitivos en el entorno internacional y capaz de sustentar el bienestar de la mayoría de la población.

- **Ejes estratégicos del VII PNE**

El Plan está articulado en seis ejes estratégicos, cuatro de los cuales corresponden al subsector de electricidad y dos de ellos promueven la electrificación del transporte para sustituir combustibles fósiles, por lo cual tienen una incidencia en dicho subsector. Seguidamente se presentan los objetivos de estos seis ejes:

Eje 1: 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 energética por el lado de la demanda, como su aumento por el lado de la oferta.

¹⁴ Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE). (2015). *VII Plan Nacional de Energía 2015-2030*. San José.

¹⁵ Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE). (2019). *VII Plan nacional de energía 2015-2030, actualización del plan periodo 2019-2030*. San José.

¹⁶ Plan Nacional de Descarbonización 2018-2050 y Plan Nacional de Transporte Eléctrico 2018-2030.

Eje 2: En procura de una generación distribuida óptima

Se orienta al desarrollo de condiciones para que consumidores residenciales y empresariales de electricidad participen a pequeña escala en la generación de electricidad, de manera que puedan producir total o parcialmente la energía que consumen.

Eje 3: En la ruta de la sostenibilidad de la matriz eléctrica

Tiene como objetivo mejorar la sostenibilidad del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y respaldar los objetivos ambientales, sociales y económicos del VII PNE. Se plantean los siguientes objetivos estratégicos:

1. Asegurar el abastecimiento eléctrico del país de manera permanente y con calidad;
2. Gestionar la competitividad de los precios de la electricidad;
3. Diversificar las fuentes de energía para la producción de electricidad;
4. Fortalecer la capacidad de planificación estratégica del subsector energía;
5. Mejorar las condiciones de participación en el mercado regional.

Para cumplir con el objetivo de “asegurar el abastecimiento eléctrico del país de manera permanente y con calidad”, en la Actualización del VII PNE se establece la siguiente acción estratégica:

“Actualizar y ejecutar el Plan de Expansión de la Generación (PEG) basado en energías renovables, con criterios de optimización (técnicos, económicos), de descarbonización y socio ambientales.”

Como meta para esta acción se indica que el PEG debe ser actualizado en forma bianual.

Eje 4: En torno a la sostenibilidad del desarrollo eléctrico

Dentro de los objetivos de este eje está fomentar la participación ciudadana en el desarrollo de proyectos de infraestructura eléctrica, actualizar la normativa ambiental, agilizar los trámites de la Secretaría Técnica Nacional Ambiental (SETENA) y explicitar los costos ambientales con el fin de que sean reconocibles en las tarifas de electricidad.

Eje 5: Hacia una flota vehicular más amigable con el ambiente

Uno de los objetivos estratégicos de este eje es modernizar la flota vehicular a través de la electrificación del transporte y la introducción de fuentes de energía alternativas en el transporte de carga, dentro de las cuales se incluye tanto la electricidad como el uso del hidrógeno.

Eje 6: Con miras a un transporte público sostenible

En este eje se tiene como objetivo, mejorar la tecnología del transporte público mediante el cambio de tecnología de unidades impulsadas por electricidad.

3.2 POLÍTICAS DE PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

El desarrollo del sistema de generación está enmarcado dentro de los lineamientos establecidos en las políticas nacionales sobre energía.

El ICE realiza la planificación de la expansión del sistema de generación poniendo especial énfasis en los siguientes aspectos.

- **Desarrollo sostenible**

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.

- **Independencia energética**

Los impactos económicos y sociales que acarrea cualquier faltante en el suministro energético establecen el carácter estratégico de la energía. Por esta razón el país debe evitar en lo posible la dependencia de fuentes importadas. El uso de combustibles fósiles en el sistema eléctrico costarricense es extraordinariamente bajo, condición que se debe mantener a largo plazo para minimizar la dependencia energética, sin comprometer la confiabilidad del sistema.

- **Fuentes renovables**

Las fuentes renovables cumplen múltiples funciones, entre las cuales destacan reducir la dependencia de los combustibles fósiles y 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.

- **Aprovechamiento del Mercado Eléctrico Regional**

El MER amplía las opciones para aumentar los beneficios con la operación del SEN. Se busca fomentar el crecimiento del MER a través de la participación del país en el mismo.

- **Minimización del costo de la energía**

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

- **Sostenibilidad energética**

El PEG aborda la sostenibilidad energética del sistema de generación en su sentido más amplio: desarrollo de fuentes renovables, diversificación de fuentes, independencia energética, sostenibilidad ambiental y social de los desarrollos, expansión a mínimo costo y confiabilidad del sistema.

3.3 CONCEPTUALIZACIÓN DEL PEG

El PEG es el marco de referencia para el 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.

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 preparan planes que exploran alternativas fuera de esos límites con el propósito de ampliar el panorama de análisis. Estas opciones de expansión se orientan a valorar el esfuerzo que debe realizar el sistema de generación para atender el proceso de descarbonización de la economía del país, en lo que respecta a la sustitución de consumo de combustibles fósiles.

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

4 SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

El SEN está conformado por los sistemas de generación, transmisión y distribución. Estos elementos están integrados en un único sistema interconectado.

El 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 requiere el país.

El ICE y sus empresas son los únicos agentes de Costa Rica autorizados para participar en el MER.

En la generación de energía, además del ICE participan generadores privados y la mayor parte de las empresas distribuidoras. De igual manera, la distribución es responsabilidad de ocho empresas de carácter público y cooperativas, entre ellas el ICE y su subsidiaria, la Compañía Nacional de Fuerza y Luz (CNFL).

La Ley N°7593, Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos define como servicio público el “suministro de energía eléctrica en las etapas de generación, transmisión, distribución y comercialización”. El sistema de generación eléctrica es regulado; 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.

4.1 DESCRIPCIÓN DE LOS SISTEMAS DE GENERACIÓN, TRANSMISIÓN Y DISTRIBUCIÓN

4.1.1 Sistema de generación

La generación de electricidad en Costa Rica la realizan siete empresas de servicio público y veintiocho generadores privados operando a diciembre del 2023.

Las empresas de servicio público que participan en la generación son el ICE, la 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 Rural de San Carlos (COOPELESCA), la Cooperativa de Electrificación Rural de Guanacaste (COOPEGUANACASTE) y la Cooperativa de Electrificación Rural Los Santos (COOPESANTOS).

La generación privada está regulada por la Ley N°7200, “Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela” y sus reformas. El capítulo I norma la generación eléctrica autónoma o paralela bajo el esquema BOO (construir, poseer y operar, por sus siglas en inglés) y el capítulo II la compra de energía bajo el esquema BOT (construir, operar y

traspasar, por sus siglas en inglés). A diciembre 2023¹⁷ operaban 23 plantas contratadas a través del Capítulo I y cinco plantas por el Capítulo II.

La capacidad instalada¹⁸ del SEN a diciembre del 2023 fue de 3 499.6 MW de potencia de placa, de los cuales un 67.8% corresponde a plantas hidroeléctricas, 10.9% a plantas térmicas, 7.5% a plantas geotérmicas, 11.6% a plantas eólicas, 2.0% a biomasa y 0.2% a solar¹⁹. La Figura 4.1 muestra el porcentaje de la capacidad instalada por tipo de fuente para el año 2023 (capacidad de placa).

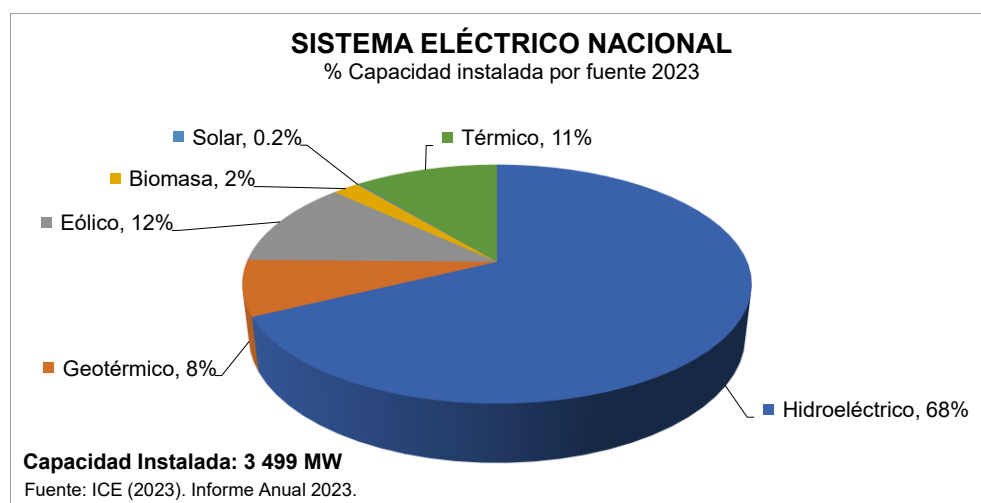


Figura 4.1 Sistema Eléctrico Nacional: Porcentaje de capacidad instalada por fuente 2023

De la capacidad instalada por empresa para el año 2023, el ICE dispone de un 68.8% de plantas propias y de un 17.2% de plantas contratadas a generadores privados, de los cuales un 7.6% corresponden a un esquema BOT. Las empresas distribuidoras disponen del 14% de la capacidad instalada del país, incluyendo la capacidad del Consorcio Nacional de Empresas de Electrificación de Costa Rica (CONELÉCTRICAS R.L), conformada por las cuatro cooperativas de electrificación rural. La capacidad instalada por empresa se muestra en la Tabla 4.1.

¹⁷ Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2023). *Generación y demanda. Informe anual.*

¹⁸ Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2023). *Generación y demanda. Informe anual.*

¹⁹ Los datos no incluyen la instalación solar asociada a generación distribuida que se ha estimado en 104.3 MW a diciembre 2023, según la Dirección Planificación y Desarrollo Eléctrico, ICE.

Tabla 4.1 Capacidad Instalada por empresa. Año 2023

CAPACIDAD INSTALADA POR EMPRESA. AÑO 2023		
Empresa	MW	%
ICE	2 409	68.8%
BOT (Ley N°7200, Cap II)	267	7.6%
Privadas (Ley N°7200, Cap I)	333	9.5%
CNFL	159	4.5%
COOPELESCA	98	2.8%
ESPH	58	1.7%
COOPEGUANACASTE	70	2.0%
CONELÉCTRICAS	47	1.3%
JASEC	47	1.4%
COOPESANTOS	13	0.4%
Total	3 499.6	100%

Fuente: ICE (2023). Informe Anual 2023.

La demanda nacional de generación del año 2023 fue 12 291.1 GWh²⁰, lo que significó un incremento de 3.6% con respecto al valor del 2022. El 97% de esa demanda fue cubierta con producción nacional (11 939.7 GWh) que experimentó una reducción del -5.18% con respecto al año 2022. En la Figura 4.2 se muestra la generación nacional del año 2023 para cada fuente de producción.

La máxima demanda registrada en el año 2023 fue de 1 864 MW y se dio el 18 de mayo a las 18:45 horas²¹. Con relación al 2022, se dio un incremento de 4.9%.

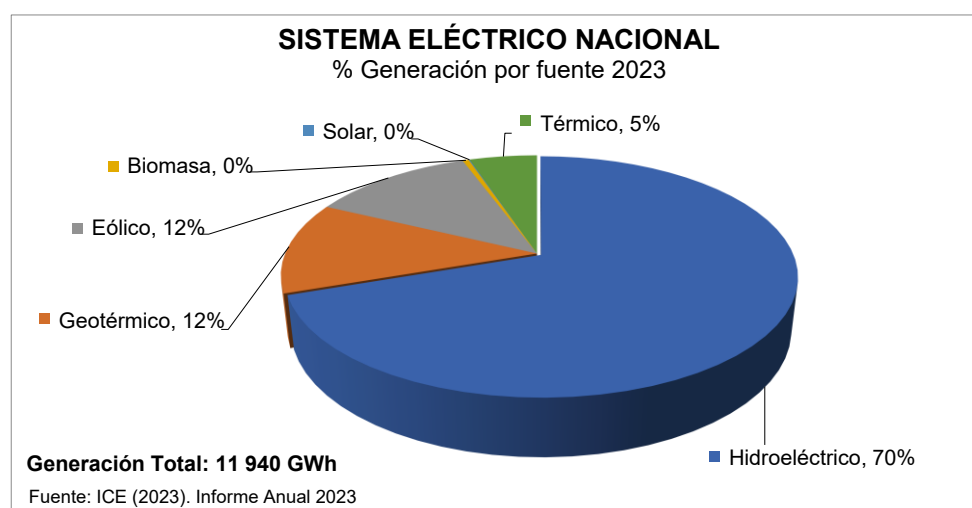


Figura 4.2 Sistema Eléctrico Nacional: Porcentaje de generación por fuente 2023

²⁰ Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2023). *Generación y demanda. Informe anual.*

²¹ Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2023). *Generación y demanda. Informe anual.*

El ICE genera la mayor parte de la energía eléctrica en el país, misma que destina al abastecimiento de las otras empresas distribuidoras, así como a suplir el consumo de sus propios clientes finales.

El ICE contribuyó a la generación total con un 69.9% y los generadores privados con un 18.2%, de los cuales el 10% se generó bajo la modalidad BOT. El restante 11.9% fue producido por las empresas distribuidoras²², ver Tabla 4.2.

Tabla 4.2 Generación por empresa. Año 2023

GENERACIÓN TOTAL DE ENERGÍA POR EMPRESA. AÑO 2023		
Empresa	GWh	%
ICE	8 350	69.9%
BOT (Ley N°7200,Cap II)	1 219	10.2%
Privadas (Ley N°7200, Cap I)	949	8.0%
CNFL	393	3.3%
COOPELESCA	263	2.2%
ESPH	240	2.0%
COOPEGUANACASTE	221	1.8%
CONELÉCTRICAS	182	1.5%
JASEC	89	0.7%
COOPESANTOS	33	0.3%
Total	11 940	100%

Fuente: ICE (2023). Informe Anual 2023.

Los intercambios netos en el MER fueron del orden de 351 GWh, como se muestra en la Figura 4.3.

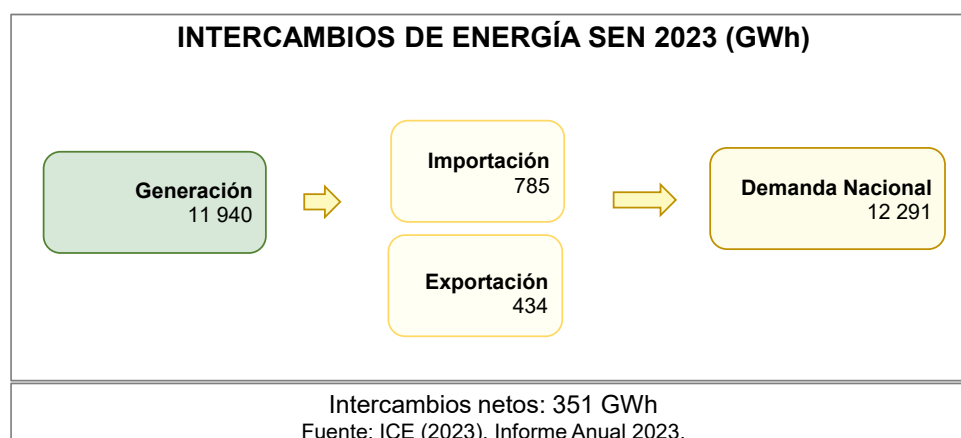


Figura 4.3 Intercambios de energía SEN 2023 (GWh)

²² Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2023). *Generación y demanda. Informe anual.*

La Figura 4.4 muestra el porcentaje histórico de uso de las diferentes fuentes para generación eléctrica en Costa Rica. Se observa como durante los primeros años de la década de los 80, posteriores a la construcción del complejo Arenal, prácticamente no se utilizó generación térmica. Posteriormente, el uso de los recursos térmicos se incrementó hasta alcanzar un máximo del 17.4% en el año 1994, debido en parte a una fuerte sequía. En el periodo comprendido entre 1996 y 2006, gracias a la contribución de la energía geotérmica y a la introducción de la energía eólica, así como a la ocurrencia de condiciones hidrológicas favorables, la generación térmica fue mínima. Los años previos al 2014 se caracterizaron por una baja aportación de caudales que provocó un aumento de la generación térmica, situación que se revirtió a partir del año 2015 en que la generación con hidrocarburos fue en el orden del 1% y casi nula en el año 2019 con un 0.85%. Esta caída en la generación térmica se debió a varias razones, entre ellas la entrada en operación de la planta hidroeléctrica Reventazón en el 2016, una mayor diversificación de las fuentes del sistema de generación y la reducción del crecimiento de la demanda.

Desde el año 2015, la generación eléctrica del país se mantuvo en valores muy cercanos al 100% renovable, consolidándose como un ejemplo en sostenibilidad energética en el mundo. En el año 2023, la generación térmica representó un 5% de la generación eléctrica nacional a pesar de haber afrontado una de las hidrologías más secas de la historia, lo que confirma el compromiso nacional con las energías limpias. Esta capacidad térmica, que debe estar disponible cuando se requiere, es indispensable para garantizar la estabilidad y confiabilidad del sistema durante periodos críticos.

Los años 2020 al 2022 se caracterizaron por una baja generación térmica, inferior al 1%, debido a la disminución de la demanda eléctrica por efecto de la pandemia y de la contracción económica del país. En ese periodo, la demanda se atendió principalmente con generación renovable. En el periodo pospandemia, con la recuperación de la economía, la demanda presentó un incremento pronunciado. Finalmente, los años 2023 y 2024 han tenido un uso más intensivo del recurso térmico, atribuible al crecimiento de la demanda y principalmente a un fenómeno de El Niño particularmente seco. La generación térmica del año 2023 representó un 5% de la generación eléctrica nacional a pesar de haber afrontado una de las hidrologías más secas de la historia, lo que conforma el compromiso a nivel nacional con las energías limpias. Esta capacidad térmica, que debe estar disponible cuando se requiere, es indispensable para garantizar la estabilidad y confiabilidad del sistema durante periodos críticos.

Se debe tener presente que aun en años de muy baja utilización, siempre habrá periodos cortos donde es indispensable un aporte significativo de potencia térmica.

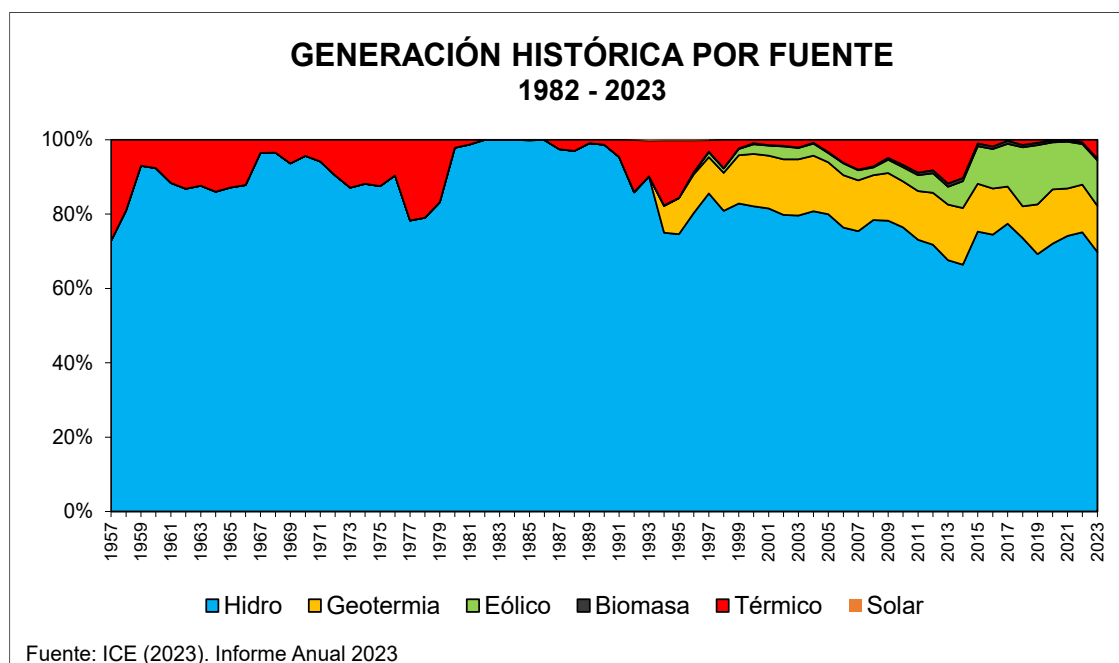


Figura 4.4 Generación histórica por fuente 1982 – 2023

4.1.2 Sistema de transmisión

El sistema de transmisión se extiende desde Peñas Blancas al norte (frontera con Nicaragua) hasta el sur en Paso Canoas (frontera con Panamá) y desde Puerto Limón en el Caribe hasta Cóbano, en el extremo de la Península de Nicoya, en el Pacífico.

Desde 1996 desaparecieron los sistemas de distribución aislados y el SEN cubre todo el país con un sistema interconectado que garantiza un suministro eléctrico eficiente y confiable.

Como se describe en el apartado 2, el país se enlazó por primera vez con Nicaragua en 1982 y con Panamá en 1986. En el 2011 se conectó el circuito del Anillo de la Amistad. En octubre del 2014 entró en operación el último tramo de la línea del SIEPAC, que une los seis países de la región centroamericana a través de un enlace de transmisión de 230kV con capacidad de trasegar hasta 300MW y una infraestructura de torres prevista para el desarrollo de un segundo circuito. Actualmente, los países de Guatemala, El Salvador y Nicaragua tienen habilitados el uso del segundo circuito de la línea SIEPAC, Costa Rica tiene aprobado el enlace La Virgen - Fortuna y se encuentra gestionando la habilitación de los tramos Fortuna - Garabito - Parrita.

El sistema de transmisión de Costa Rica a junio del 2024 estaba conformado de 2 990 km de líneas de transmisión, de las cuales el 82% pertenece al ICE y el 18% es del SIEPAC, propiedad de la EPR.²³

²³ Datos aportados por Planificación de la Transmisión, Dirección Planificación y Sostenibilidad del ICE.

La capacidad de transformación del sistema es de 13 074 MVA, de los cuales 5 620 MVA corresponden a transformadores reductores, 5 220 MVA a elevadores, 2 154 MVA a autotransformadores y 80 MVA a reactores para control de tensión.

En la Figura 4.5 se muestra el mapa con la configuración del sistema de transmisión actualizado al año 2024.

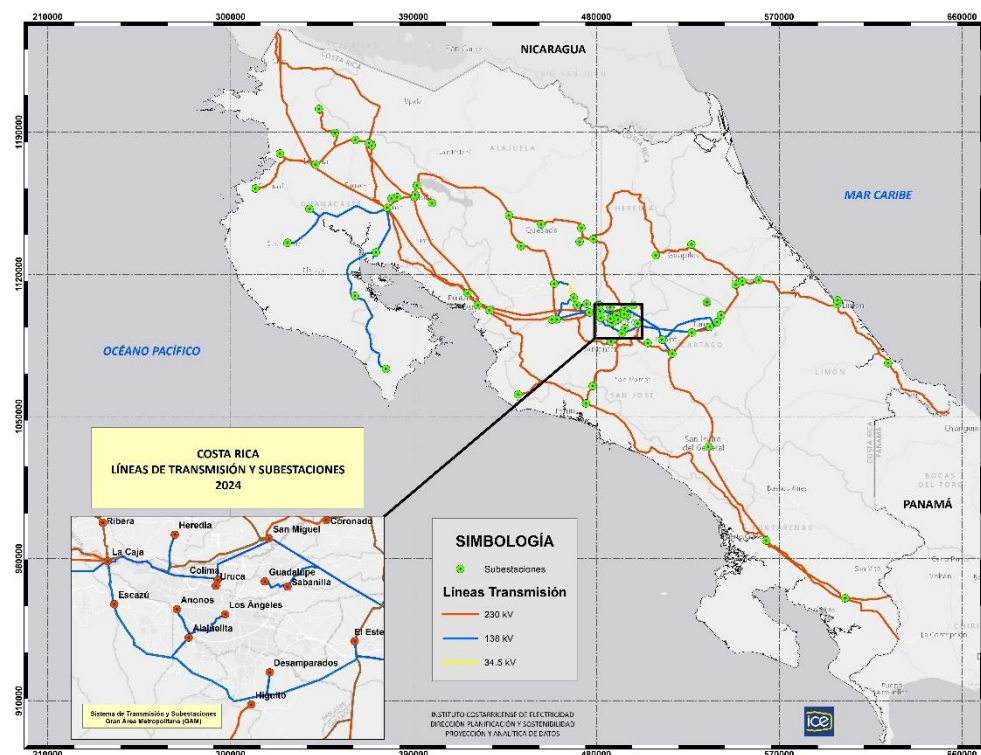


Figura 4.5 Costa Rica: Líneas de transmisión y subestaciones 2024

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 CNFL, dos empresas municipales, ESPH y JASEC, y las cooperativas de electrificación rural de Guanacaste, San Carlos, Los Santos y Alfaro Ruiz (COOPEGUANACASTE, COOPELESCA, COOPESANTOS y COOPEALFARO, respectivamente).

En la Figura 4.6 se muestra el área de servicio correspondiente a cada empresa distribuidora²⁴. En la Figura 4.7 se presenta el mapa de subestaciones y las líneas de distribución de las empresas del Grupo ICE al año 2024.

Como se observa en la Figura 4.6, el ICE atiende el área de servicio más extensa del país, gran parte de la cual corresponde a zonas rurales, poco pobladas y en muchos casos de difícil acceso.

²⁴ Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2024). *Índice de Cobertura Eléctrica Nacional 2022*.

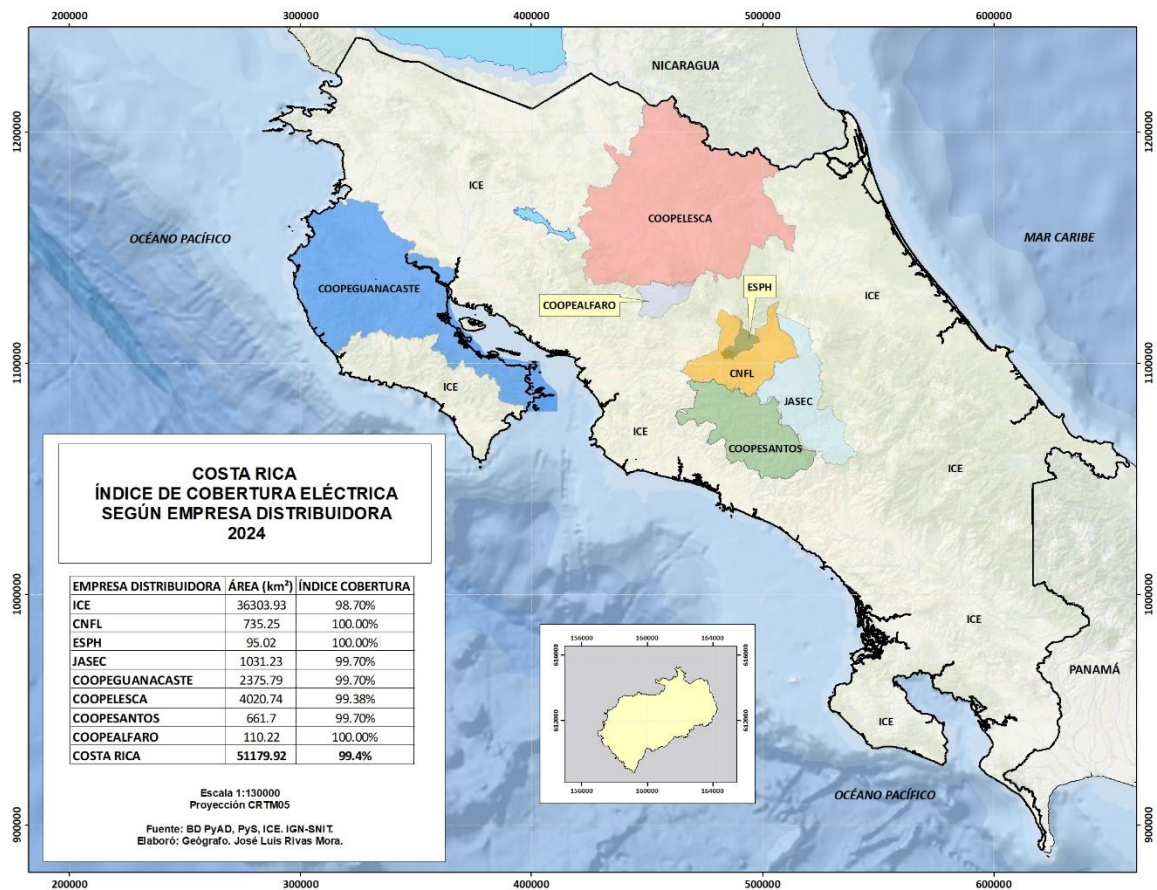


Figura 4.6 Costa Rica: Índice de cobertura eléctrica según empresa distribuidora. 2024

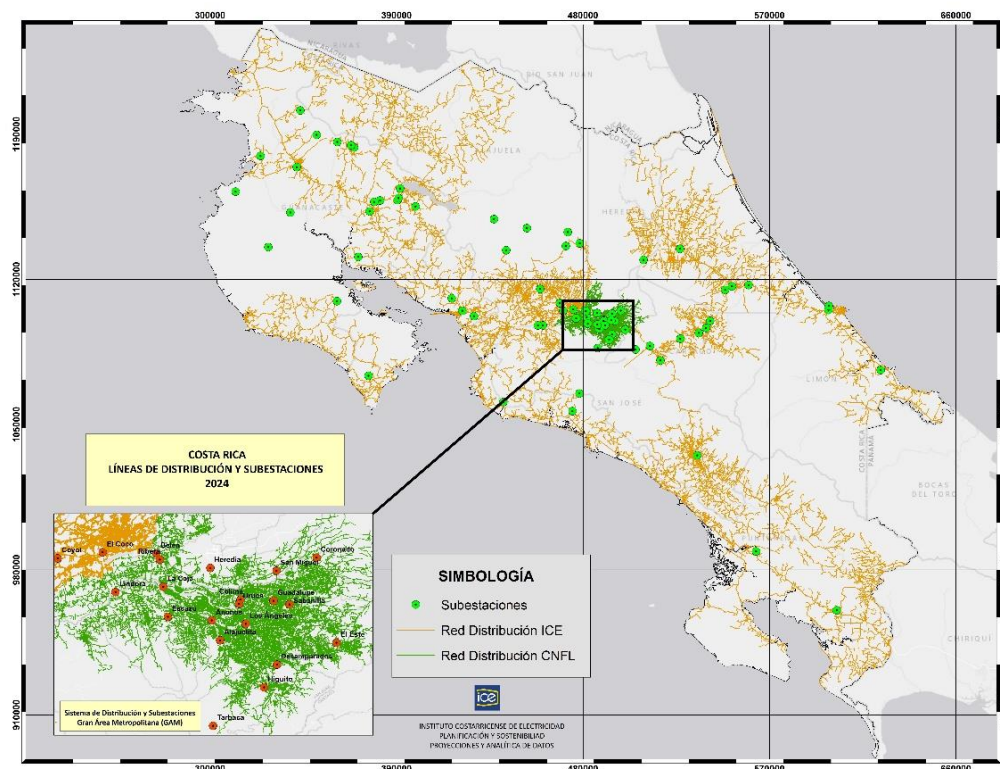


Figura 4.7 Costa Rica: Líneas de distribución y subestaciones. ICE y CNFL. 2024

4.1.4 Despacho de energía

La operación del SEN es responsabilidad del ICE y asignada a la División Operación y Control del Sistema Eléctrico (DOCSE). El sistema de generación y transmisión debe cumplir con los criterios de calidad, seguridad y desempeño preestablecidos.

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

4.2 VENTAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Las ventas totales de energía del país en el 2023 fueron de 11 131 GWh²⁵. Las ventas de las ocho empresas distribuidoras a cliente final sumaron 10 612 GWh y las ventas a clientes

²⁵ Elaboración propia con base en el Informe Mensual de Ventas de Energía Eléctrica por Empresa Distribuidora y Sector de Consumo para el año 2023, suministrado por el Proceso Tarifas de Electricidad de Dirección Planificación Financiera.

finales en alta tensión correspondieron a 519 GWh, un 4.7% del consumo del país. En total 16 clientes están conectados directamente al sistema de transmisión.

Las ventas de los sectores residencial, general, industrial, alta tensión y alumbrado público se muestran en la Figura 4.8²⁶ y los precios medios de venta para cada sector se indican en la Figura 4.9.

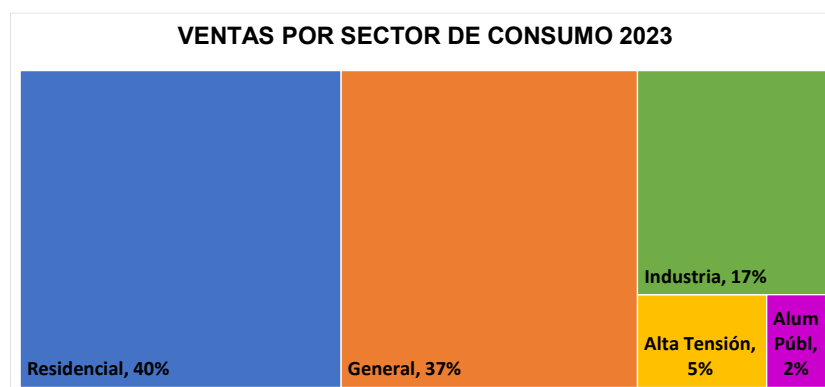


Figura 4.8 Ventas por sector de consumo en 2023

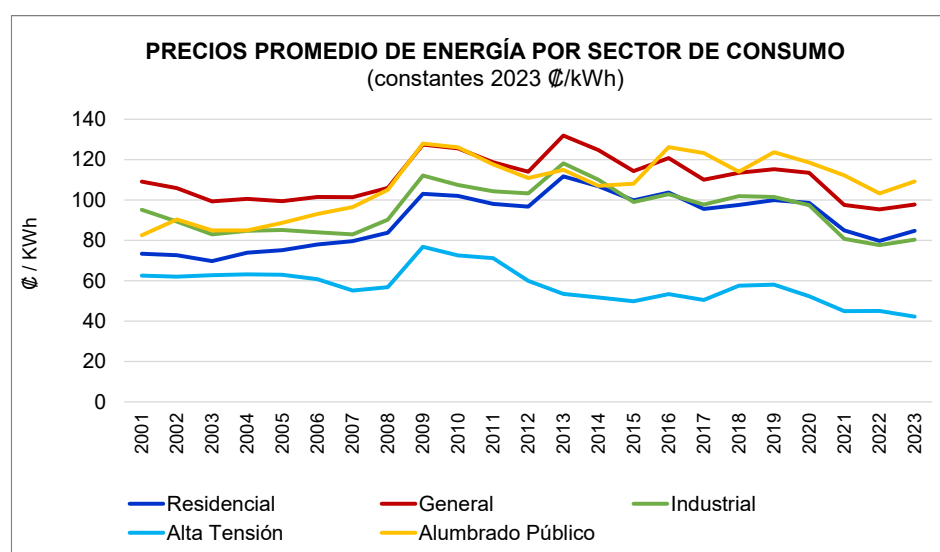


Figura 4.9 Precios promedio de energía por sector de consumo en colones constantes de 2023

En la Figura 4.10 se muestra la participación de cada empresa en las ventas de energía del país en el año 2023²⁷.

²⁷ Elaboración propia con base en el Informe Mensual de Ventas de Energía Eléctrica por Empresa Distribuidora y Sector de Consumo, suministrado por el Proceso Tarifas de Electricidad de Dirección Planificación Financiera.

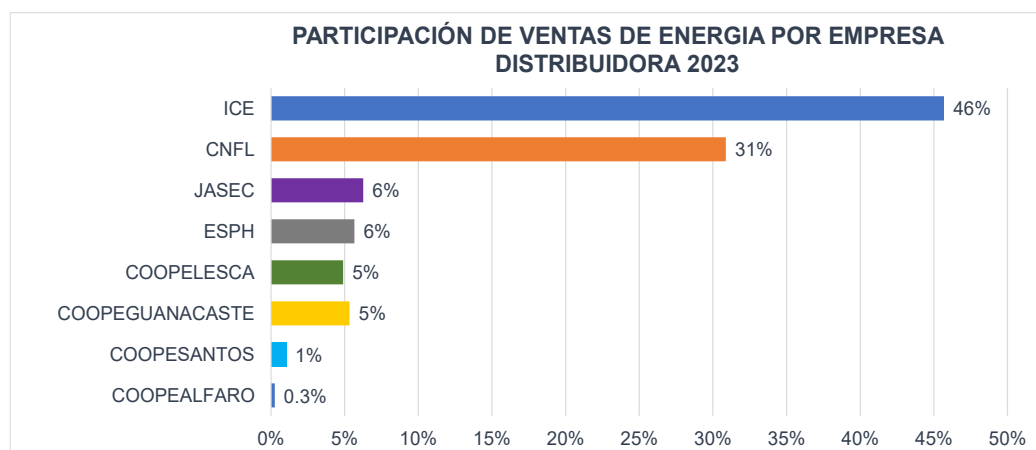


Figura 4.10 Participación de ventas de energía por empresa distribuidora 2023

El ICE presenta la mayor participación de ventas de energía en el año 2023 con un 45.7%, seguido de la CNFL con una participación del 30.9%; siendo así la segunda empresa distribuidora más grande del país. Las demás empresas distribuidoras suman 23.4% de participación.

4.3 COBERTURA ELÉCTRICA

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 eléctrica del país se muestra en la Figura 4.11²⁸. Costa Rica alcanzó desde 1990 una cobertura eléctrica superior al 90% y desde el 2010 supera el 99%.

Para julio del 2022, el índice de cobertura del país fue de 99.4%, sin presentar además grandes diferencias de acceso en las regiones que lo conforman, como se observa en la Figura 4.12 que muestra la cobertura por provincia. Obsérvese que el acceso al servicio eléctrico de la población del país es superior al 97% en todas las provincias, lo que demuestra el esfuerzo nacional por la universalidad del servicio y el desarrollo del país.

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.

²⁸ Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). 2024. *Índice de Cobertura Eléctrica Nacional 2022*.

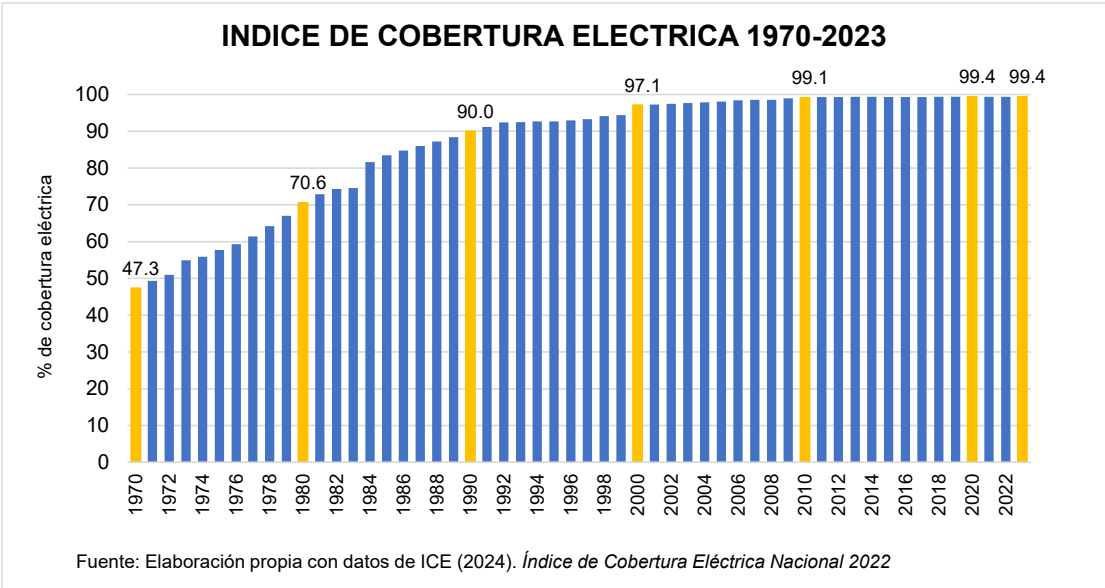


Figura 4.11 Índice de cobertura eléctrica 1970-2023

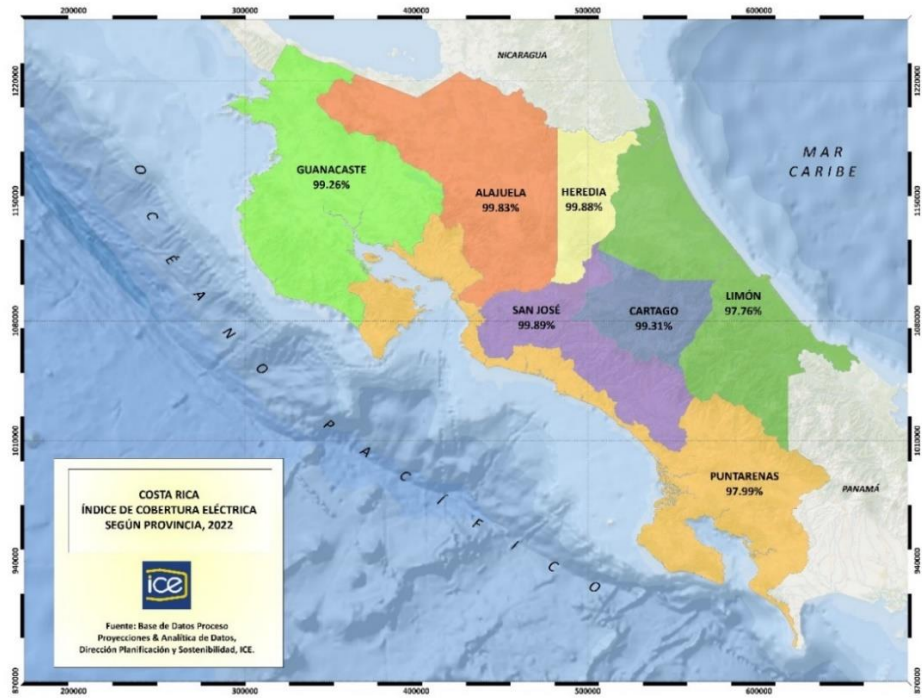


Figura 4.12 Costa Rica. Índice de cobertura eléctrica según provincia, 2022

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, el ICE realizó 5 110 instalaciones desde 1998 hasta diciembre del 2023 sumando una potencia total de 663 kW, principalmente con paneles solares. Con ello se atendieron residencias, escuelas, puestos fronterizos, Equipos Básicos de Atención Integral en Salud (EBAIS) y otros establecimientos estratégicos en las zonas sin acceso a la red. En la Tabla 4.3 se muestra información de los equipos en operación.

Tabla 4.3 Electrificación rural con fuentes renovables

ELECTRIFICACIÓN RURAL CON FUENTES RENOVABLES	
Instalaciones 1998-2023	
Tipo de infraestructura	Cantidad
Residenciales	4 112
Escuelas	467
Secundarias (Liceos Rurales)	55
Ebais	43
Puestos fronterizos de seguridad	79
Teléfonos públicos administrados	48
Otras aplicaciones comunales	147
Albergues de áreas silvestres protegidas	159
Total	5 110
Comunidades beneficiadas	380
Potencia instalada (KW)	663
Fuente: ICE- División Distribución y Comercialización. Área de Desarrollo y Reforzamiento de Redes Eléctricas.	

El ICE está licitando la compra de equipos para continuar con los planes de instalación de paneles solares que estarían incorporándose a partir del 2025.

En la Figura 4.13 se muestra la distribución territorial de los equipos instalados.

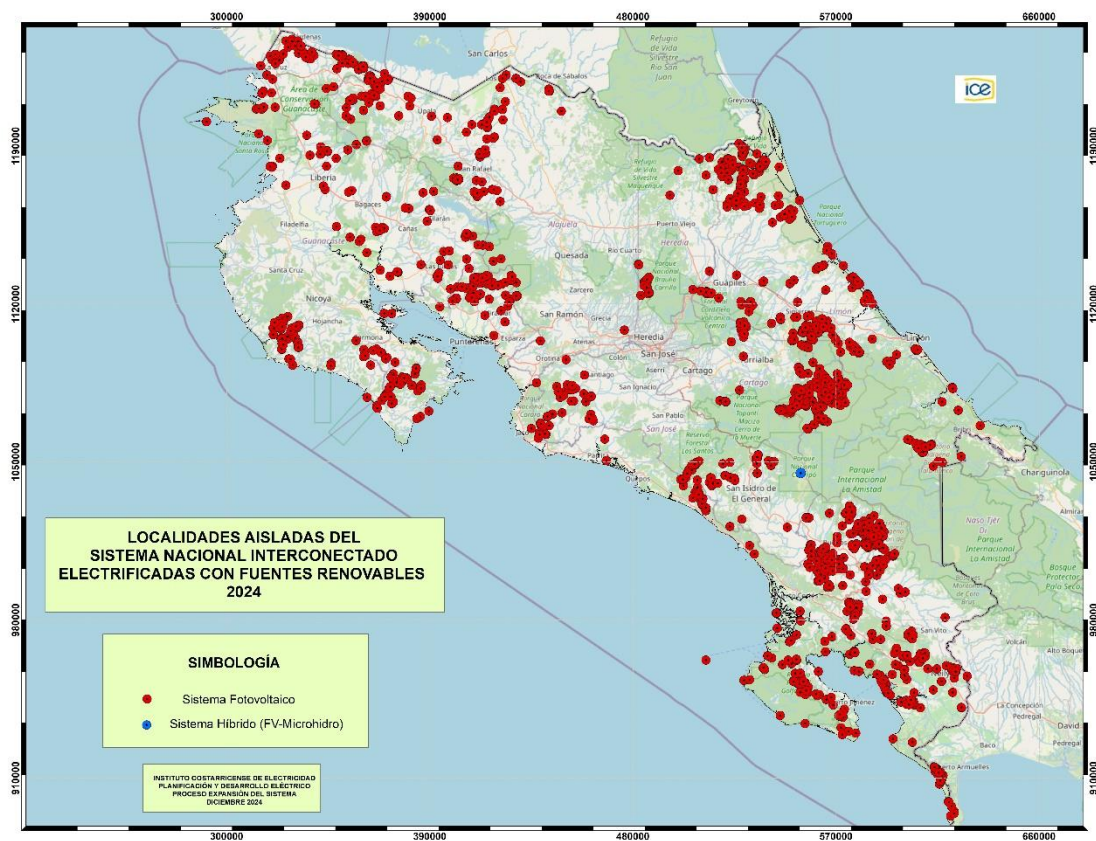


Figura 4.13 Localidades aisladas del Sistema Nacional Interconectado, electrificadas con fuentes renovables, 2024

5 GENERALIDADES DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

5.1 DEMANDA TOTAL DE ENERGÍA Y DEMANDA ELÉCTRICA

La electricidad y los combustibles fósiles suplen la mayor parte de las necesidades finales de energía de Costa Rica. En el Balance Energético Nacional de Costa Rica del 2022, se indica que la electricidad aportó cerca de la quinta parte de las necesidades finales del país en dicho año.²⁹

De los 173 087 terajulios³⁰ que consumió el país en el año 2022, el 22% fue cubierto con electricidad y el 68% por combustibles fósiles (derivados de petróleo, carbón mineral y coque). Los residuos vegetales provenientes de los procesos agroindustriales, como el bagazo y la cascarilla del café, aportaron un 8% al consumo total y la participación de la leña, que es una fuente no comercial de energía, correspondió a un 2%.

En la Figura 5.1 se muestra el detalle de la demanda relativa por fuente.

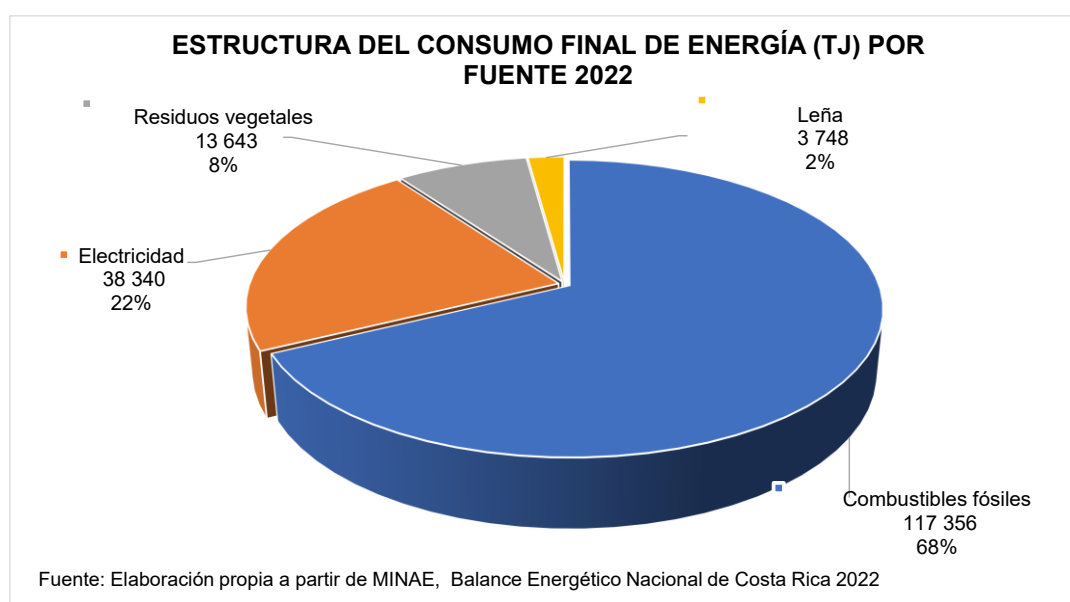


Figura 5.1 Estructura del consumo final de energía por fuente 2022

El sector que consume más energía es el transporte, que demanda el 52% de la energía total, seguido por el industrial con 22% y el residencial con 11%. La demanda relativa de cada sector se muestra en la Figura 5.2.

²⁹Ministerio Ambiente y Energía. (MINAE). (2022). *Datos del Balance Energético Nacional de Costa Rica correspondiente al balance del año 2022*. Obtenido de: <https://minae.go.cr/ver/energia/ben/Matriz%20BEN%202022.pdf#InformacionFicha>).

³⁰ Un terajulio es igual a 10^{12} julios y equivale a 3 600 000 kWh.

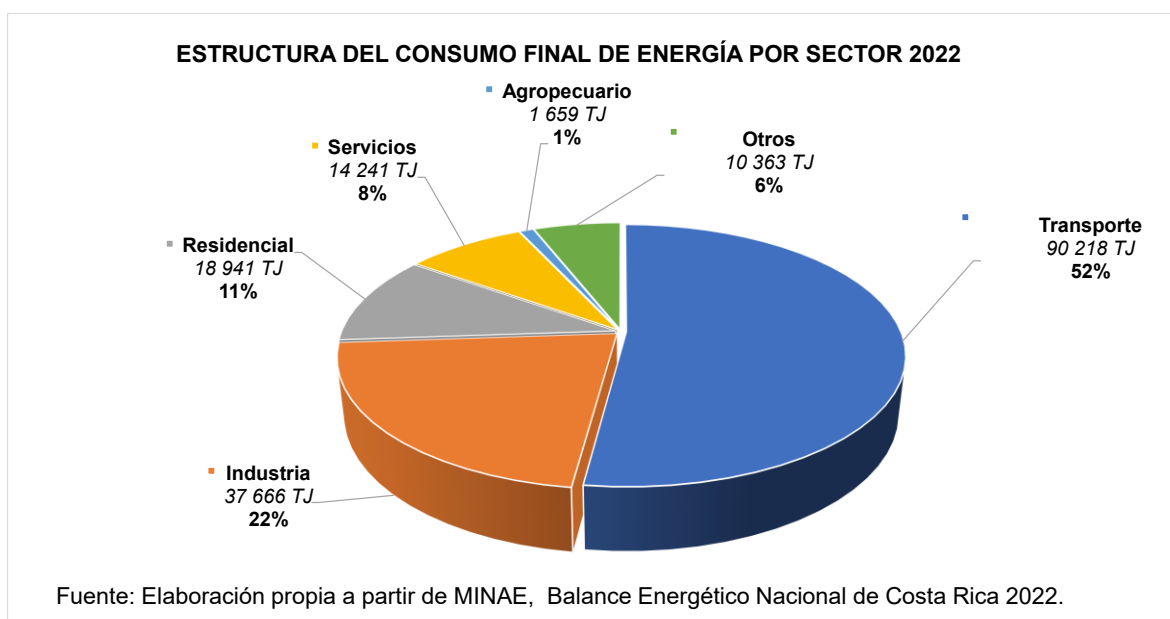


Figura 5.2 Estructura del consumo final de energía por sector 2022

En la Figura 5.3 se muestra el consumo en miles de terajulios de cada sector a partir de la fuente energética. Obsérvese que el sector transporte se asocia en su totalidad al consumo de hidrocarburos porque el aporte de la electromovilidad se contabiliza principalmente en los sectores residencial y comercio y servicios.

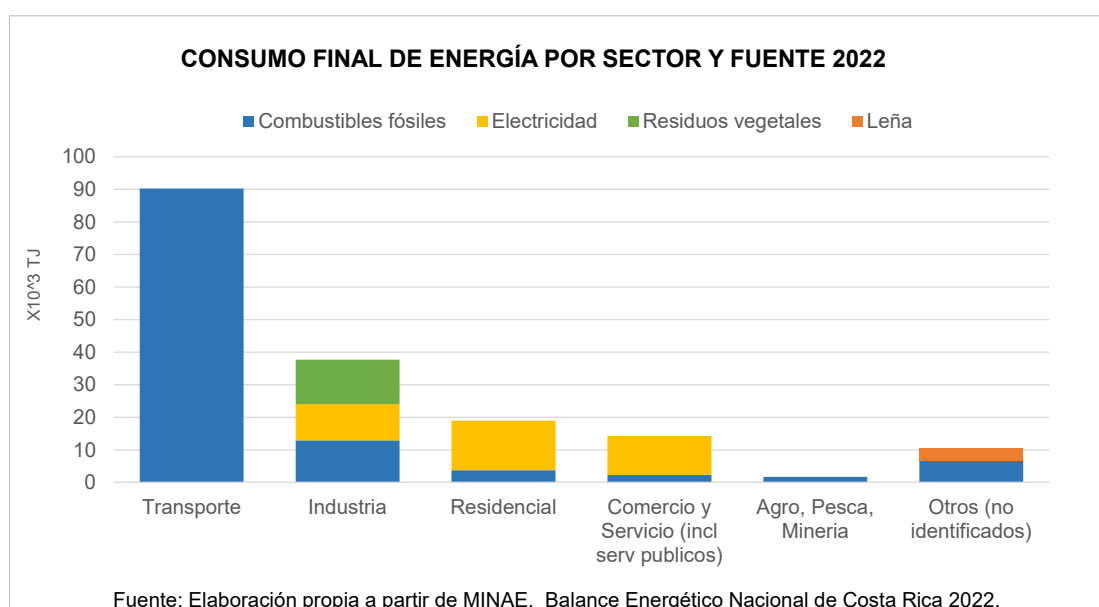


Figura 5.3 Consumo total de energía por sector y fuente 2022

En la Figura 5.4 se muestra la participación relativa de cada fuente en el consumo de los sectores. Los combustibles fósiles suplen las necesidades de los sectores transporte y agro, pesca y minería. Mientras que la electricidad suple el 80% del sector residencial y 84% del sector comercio y servicios. El sector industrial utiliza combustibles fósiles, electricidad y residuos vegetales en proporciones bastante similares. Para este sector, la electricidad suple el 30% de la energía requerida, principalmente para fuerza motriz, mientras que los combustibles fósiles y biomasa se usan para la generación de calor y vapor. El consumo de biomasa es realizado en su mayor proporción por la industria de producción de alimentos.

En los balances energéticos de años anteriores, se indicaba una participación de la leña en los sectores industrial, residencial y comercial y servicios; sin embargo, en el balance del 2022, este consumo se reportó enteramente en la categoría de otros no identificados (36%).

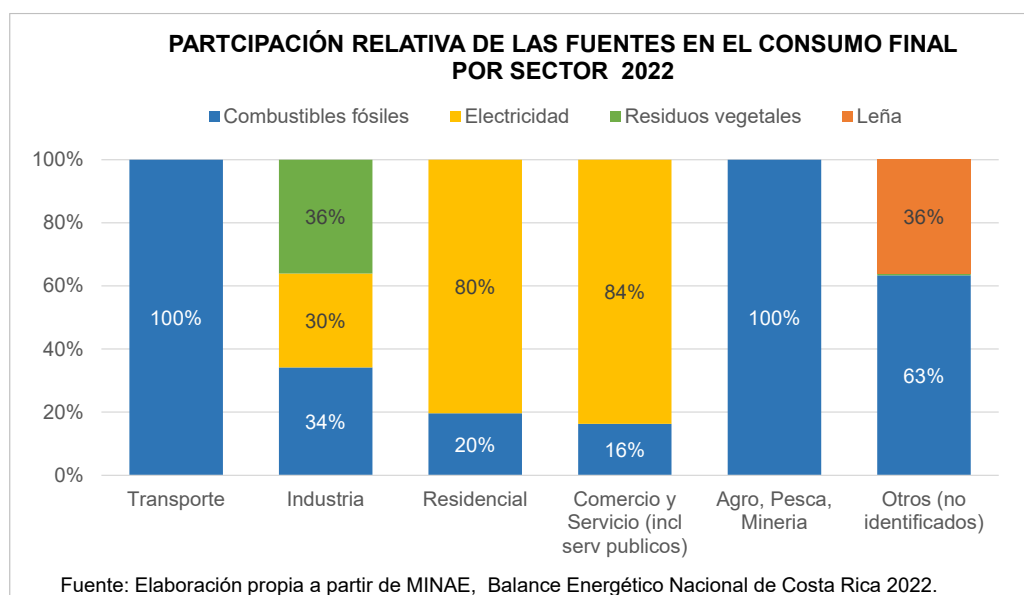


Figura 5.4 Participación relativa de las fuentes en el consumo final por sector 2022

5.2 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA

En el año 2020 se presentó la contracción más fuerte que ha tenido la demanda eléctrica del país en toda su historia. La pandemia del COVID-19 afectó profundamente todos los sectores de la economía nacional, incluyendo el sector eléctrico. Esta situación se manifestó también en la mayor parte de las economías mundiales.

Aparte del efecto de la pandemia, Costa Rica mostró en la década anterior una demanda eléctrica caracterizada por crecimientos deprimidos en casi todos los sectores de consumo.

En el periodo 1990-2006, la demanda eléctrica creció a un ritmo promedio anual del 5.5%. A partir del 2007 la tasa de crecimiento se redujo y llegó a ser negativa en el 2009 con el desencadenamiento de la crisis económica mundial.

En la década del 2010-2019 el crecimiento fue errático, con un promedio del 2%. Varios aspectos contribuyeron en la modificación del ritmo de crecimiento de la demanda, entre ellos:

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

En los años pospandemia, 2021, 2022, 2023 y 2024, la demanda eléctrica en ventas experimentó un crecimiento importante, con valores de 4.9%, 3.9%, 4.6% y 4.1% respectivamente, como respuesta a la fuerte recuperación económica que tuvo el país en esos años y al crecimiento económico internacional.

En la Figura 5.5 se presentan las ventas totales del país del 2015 al 2024. Se muestra la recuperación de las ventas a partir del 2021 por encima del nivel del 2019, año de referencia, previo a la pandemia. Se evidencia también que los crecimientos están impactados por el llamado efecto rebote, caracterizado por los economistas como un evento típico en el periodo inmediato posterior a una crisis. Obsérvese que los crecimientos graduales en el periodo del 2021 al 2024 son mucho mayores que los de los años 2017, 2018 y 2019, previos a la pandemia.

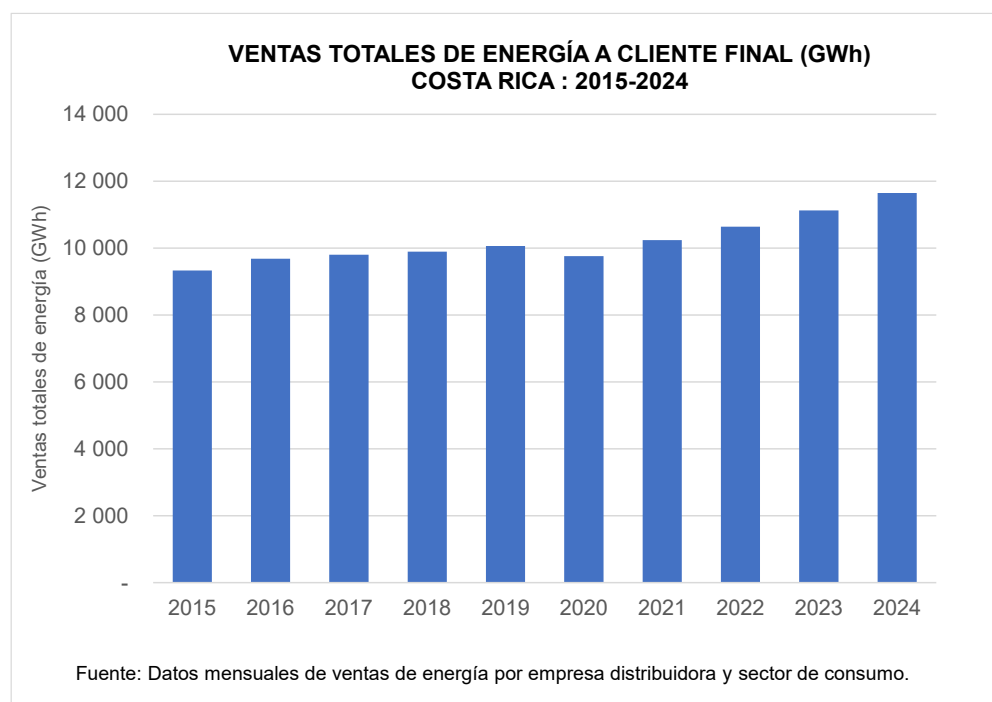


Figura 5.5 Ventas totales de energía a cliente final (GWh). Costa Rica 2015-2024

En la Figura 5.6 se observa el crecimiento histórico de la demanda de generación³¹ del país. El comportamiento es similar al de las ventas a cliente final dado el poco volumen de transacciones que tiene el país en el MER.

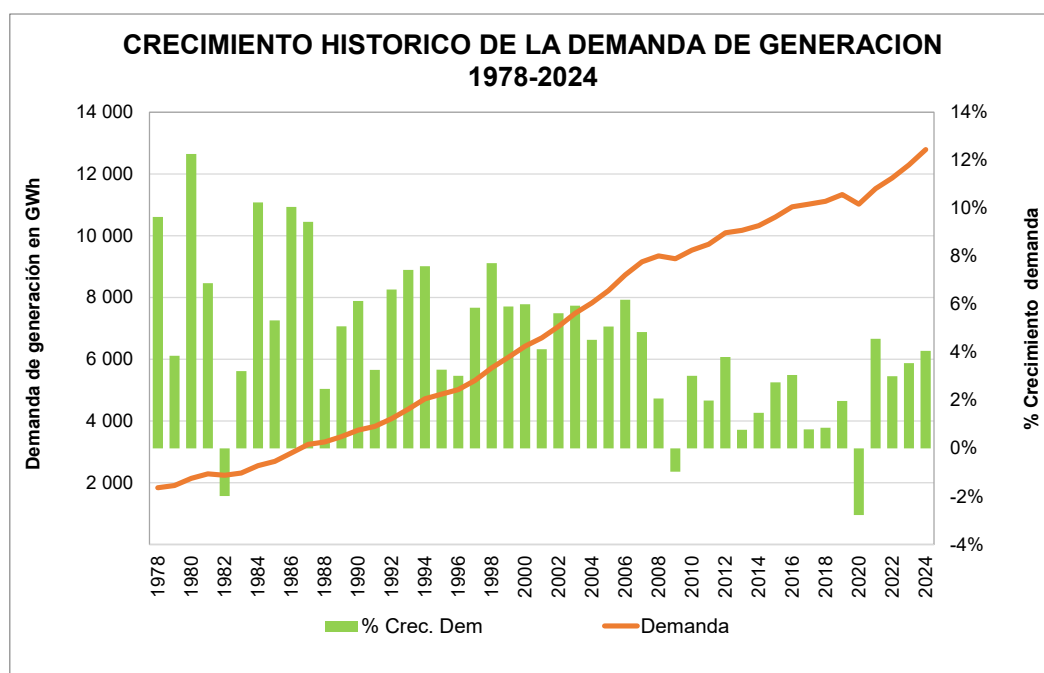


Figura 5.6 Crecimiento histórico de la demanda de generación 1977-2024

En los próximos años, es probable que la demanda del país siga mostrando crecimientos erráticos. Estas condiciones imponen grandes retos a la planificación de la expansión.

5.3 COMPORTAMIENTO HORARIO Y ESTACIONAL DE LA DEMANDA

La demanda eléctrica agregada del país tiene un patrón horario muy marcado y con un 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.

La demanda diaria crece fuertemente durante la mañana hasta alcanzar un primer pico cerca del mediodía, seguido de un segundo pico similar al anochecer, separados por un altiplano que cada año tiende a elevarse.

El crecimiento y diversificación de la demanda nacional de los últimos 30 años provocó mejoras importantes en el factor de carga del sistema, haciendo que las curvas de carga se

³¹ La demanda de generación incluye la demanda final (ventas) más las pérdidas en la red y es suplida mediante la generación nacional más las importaciones menos las exportaciones.

fueran achatando. A inicios de los años 80, el factor de carga³² era inferior al 60%, mientras que para el año 2010 alcanzó el 70.9% y al 2023 el 75.3%. En la Figura 5.7 se presenta la curva para días laborables del 2023 y se compara con curvas de años anteriores.

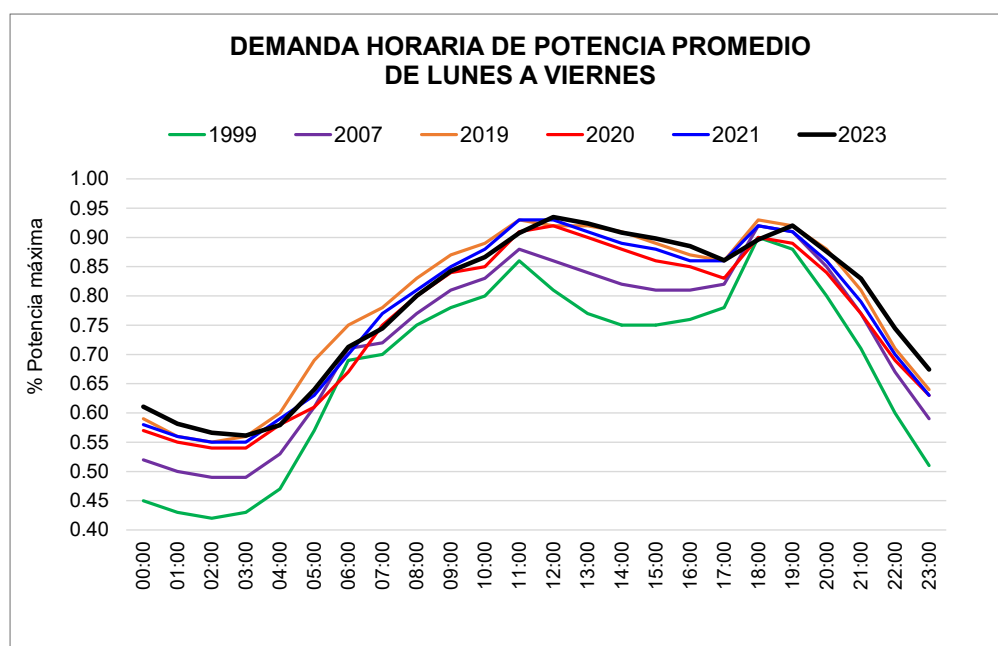


Figura 5.7 Demanda horaria de potencia promedio de lunes a viernes

Estacionalmente hay muy poca diferencia en la demanda promedio diaria, como puede comprobarse en la Figura 5.8.

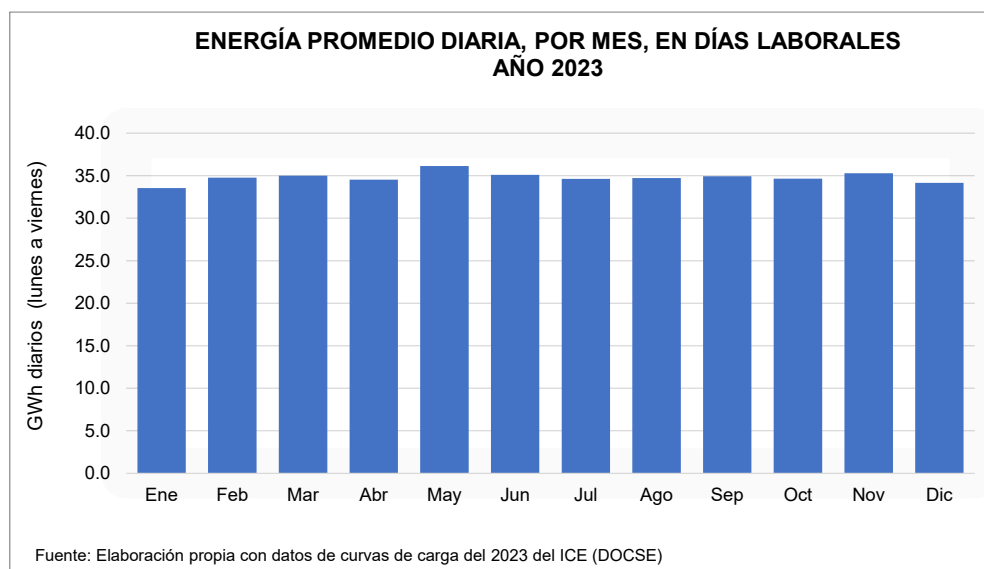


Figura 5.8 Energía promedio diaria, por mes, en días laborales año 2023

³² 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 periodo de tiempo considerado.

6 PROYECCIONES DE DEMANDA

Las proyecciones de demanda eléctrica que alimentan los estudios de expansión de la generación de largo plazo son estimadas por el ICE para cada ciclo de planificación.

Las proyecciones utilizadas en la formulación del presente plan de expansión de la generación corresponden a las estimadas en el año 2024 para el periodo 2024-2040³³.

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

En este plan de expansión, se incorpora también un escenario que simula un mayor impacto de la generación distribuida y la electromovilidad en la demanda futura. Si bien el crecimiento de ambas actividades está ya inmerso dentro de la señal de crecimiento histórico de la demanda, en este escenario alternativo se explora una evolución más acelerada que la observada históricamente, a efecto de valorar su impacto, sobre todo en el corto plazo.

6.1 METODOLOGÍA USADA EN LA PROYECCIÓN

La demanda de largo plazo se estima proyectando por separado el crecimiento de cinco sectores de consumo: residencial, general, industrial, alta tensión 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 alimenta de proyecciones de variables macroeconómicas y demográficas. A partir de escenarios de desarrollo de la actividad macroeconómica del país, el precio de la energía y el crecimiento de la población, se deriva la demanda eléctrica de los sectores de consumo usando una combinación de modelos de simulación para el corto y largo plazo.

Para la estimación de la demanda de corto plazo, correspondiente a los primeros tres años de proyección, se utilizaron los modelos tendenciales univariantes de series de tiempo: ARIMA, Holt-Winters con calibración y redes neuronales, seleccionando para cada sector el que brindó el mejor ajuste. Para la demanda de largo plazo, correspondiente a los años posteriores, se utilizan modelos regresivos multivariantes de redes neuronales, técnica de inteligencia artificial utilizada para formular proyecciones. Las redes adquieren 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 de las variables explicativas.

³³ Instituto Costarricense de Electricidad. (ICE). (2024). *Informe Proyecciones de Demanda Eléctrica Nacional 2024-2040*.

Las variables explicativas incluyen estimaciones del crecimiento macroeconómico del país realizadas por el Banco Central de Costa Rica (BCCR) y del crecimiento de población publicadas por el Instituto Nacional de Estadística y Censos (INEC).

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

- Cantidad de clientes residenciales;
- Cantidad de clientes del SEN;
- Precio medio de la electricidad para cada sector;
- Variables macroeconómicas del país: Valor Agregado Industrial (VAI) y Valor Agregado Comercial (VACA) estimadas a partir del PIB por actividad económica del BCCR;
- Demanda histórica por sector de consumo.

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

Tabla 6.1 Variables explicativas de la demanda eléctrica de largo plazo

VARIABLES EXPLICATIVAS DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DE LARGO PLAZO									
Sector de consumo	Ventas históricas por sector	Número de clientes		Precio de la energía por sector				Variables macroeconómicas	
		Residencial	SEN	Residencial	General	Industrial	Alta Tensión	VAI	VACA
Residencial	X	X		X					
General	X				X				X
Industria Total	X					X		X	
Alta Tensión	X						X	X	
Alumbrado Público	X		X						
Precio: promedio ponderado por sector del precio de venta al cliente final. A precios constantes (prom 2023 ¢/KWh).									
VAI: Valor Agregado Industrial.									
VACA: Valor Agregado Comercial Ampliado.									

Las simulaciones con redes neuronales proveen una estimación de las ventas a clientes finales en cada sector de consumo. Las ventas totales del SEN se obtienen al sumar las proyecciones de los cinco sectores. A esta estimación se le aplican factores de pérdidas de carga del sistema para obtener la demanda de generación y potencia máxima del sistema. Se toman en cuenta las pérdidas de distribución para obtener la demanda de transmisión y adicionalmente las pérdidas en transmisión para obtener la demanda de generación.

6.2 PROYECCIONES DE LA DEMANDA 2024-2040

En cada proceso de cálculo de proyecciones de demanda se preparan tres escenarios de crecimiento, alto, medio y bajo. El Plan de Expansión Recomendado se formula utilizando el escenario medio de la demanda, pero también se formulan planes de expansión para la demanda baja y alta, así como para la proyección que simula un mayor impacto de la electromovilidad y la generación distribuida, con respecto al comportamiento histórico.

Las proyecciones de demanda utilizadas en el PEG 2024 se presentan en la Tabla 6.2 y en la Figura 6.1. En la Tabla 6.3 se muestran los porcentajes de crecimiento anual. 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.

La proyección de la demanda se realizó en julio 2024³⁴, con datos históricos hasta el año 2023. A partir del 2024 los valores reportados son producto de la proyección.

De la Tabla 6.3 se puede observar que la proyección media de demanda del SEN estima un crecimiento promedio anual en el largo plazo de 2.3% en energía y 1.9% en potencia.

³⁴ Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2024). *Informe de Proyecciones de Demanda Eléctrica Nacional 2024-2040*.

Tabla 6.2 Proyecciones de demanda en ventas, generación y transmisión³⁵

PROYECCIONES DE DEMANDA EN VENTAS, GENERACIÓN Y TRANSMISIÓN (2024-2040)															
AÑO	VENTAS SEN			TRANSMISIÓN						GENERACIÓN					
	Energía, GWh			Energía, GWh			Potencia, MW			Energía, GWh			Potencia, MW		
	Baja	Media	Alta	Baja	Media	Alta	Baja	Media	Alta	Baja	Media	Alta	Baja	Media	Alta
2016	9 688	9 688	9 688	10 594	10 594	10 594	1 623	1 623	1 623	10 932	10 932	10 932	1 675	1 675	1 675
2017	9 805	9 805	9 805	10 655	10 655	10 655	1 636	1 636	1 636	11 019	11 019	11 019	1 692	1 692	1 692
2018	9 893	9 893	9 893	10 778	10 778	10 778	1 664	1 664	1 664	11 115	11 115	11 115	1 716	1 716	1 716
2019	10 063	10 063	10 063	11 177	11 177	11 177	1 692	1 692	1 692	11 334	11 334	11 334	1 716	1 716	1 716
2020	9 762	9 762	9 762	10 867	10 867	10 867	1 714	1 714	1 714	11 020	11 020	11 020	1 738	1 738	1 738
2021	10 239	10 239	10 239	11 349	11 349	11 349	1 736	1 736	1 736	11 523	11 523	11 523	1 763	1 763	1 763
2022	10 644	10 644	10 644	11 672	11 672	11 672	1 747	1 747	1 747	11 869	11 869	11 869	1 776	1 776	1 776
2023	11 131	11 131	11 131	11 996	11 996	11 996	1 819	1 819	1 819	12 291	12 291	12 291	1 864	1 864	1 864
2024	11 437	11 598	11 762	12 326	12 500	12 677	1 843	1 869	1 896	12 629	12 807	12 988	1 889	1 915	1 943
2025	11 797	11 991	12 168	12 715	12 923	13 114	1 890	1 921	1 949	13 027	13 241	13 436	1 936	1 968	1 997
2026	12 146	12 354	12 540	13 090	13 315	13 515	1 931	1 964	1 994	13 412	13 642	13 847	1 979	2 013	2 043
2027	12 527	12 672	12 829	13 501	13 657	13 826	1 980	2 003	2 027	13 833	13 993	14 166	2 028	2 052	2 077
2028	12 763	13 022	13 268	13 755	14 035	14 300	2 001	2 042	2 080	14 093	14 380	14 652	2 050	2 092	2 132
2029	12 990	13 366	13 707	14 000	14 405	14 773	2 032	2 091	2 144	14 345	14 760	15 136	2 082	2 142	2 197
2030	13 197	13 695	14 144	14 223	14 760	15 243	2 055	2 133	2 203	14 572	15 123	15 618	2 106	2 185	2 257
2031	13 379	14 011	14 562	14 420	15 101	15 694	2 076	2 174	2 259	14 774	15 472	16 080	2 127	2 227	2 315
2032	13 544	14 320	14 972	14 597	15 434	16 136	2 089	2 209	2 309	14 956	15 813	16 533	2 140	2 263	2 366
2033	13 704	14 621	15 374	14 770	15 758	16 569	2 116	2 258	2 374	15 133	16 145	16 977	2 168	2 313	2 432
2034	13 864	14 915	15 760	14 942	16 075	16 985	2 137	2 300	2 430	15 309	16 470	17 403	2 190	2 356	2 490
2035	14 010	15 196	16 118	15 099	16 377	17 371	2 158	2 341	2 483	15 471	16 780	17 798	2 211	2 399	2 544
2036	14 143	15 460	16 458	15 243	16 662	17 738	2 172	2 374	2 527	15 618	17 072	18 174	2 225	2 432	2 589
2037	14 267	15 705	16 777	15 377	16 927	18 082	2 196	2 417	2 582	15 755	17 343	18 526	2 250	2 477	2 646
2038	14 369	15 932	17 057	15 486	17 171	18 383	2 211	2 452	2 625	15 867	17 593	18 835	2 265	2 512	2 689
2039	14 458	16 139	17 327	15 583	17 394	18 675	2 224	2 483	2 665	15 966	17 821	19 134	2 279	2 544	2 731
2040	14 544	16 327	17 575	15 675	17 597	18 941	2 231	2 504	2 695	16 061	18 029	19 407	2 286	2 566	2 762

³⁵ Periodo 2016-2023, datos históricos como referencia; periodo 2024-2040, proyecciones.

Tabla 6.3 Proyecciones crecimiento anual de la demanda³⁶

PROYECCIONES DE DEMANDA. CRECIMIENTO ANUAL (%)															
AÑO	VENTAS SEN			TRANSMISIÓN						GENERACIÓN					
	Energía			Energía			Potencia			Energía			Potencia		
	Baja	Media	Alta	Baja	Media	Alta	Baja	Media	Alta	Baja	Media	Alta	Baja	Media	Alta
2016	3.8%	3.8%	3.8%	1.8%	1.8%	1.8%	2.7%	2.7%	2.7%	3.1%	3.1%	3.1%	3.9%	3.9%	3.9%
2017	1.2%	1.2%	1.2%	0.6%	0.6%	0.6%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%	0.8%	1.1%	1.1%	1.1%
2018	0.9%	0.9%	0.9%	1.2%	1.2%	1.2%	1.7%	1.7%	1.7%	0.9%	0.9%	0.9%	1.4%	1.4%	1.4%
2019	1.7%	1.7%	1.7%	3.7%	3.7%	3.7%	1.7%	1.7%	1.7%	2.0%	2.0%	2.0%	0.0%	0.0%	0.0%
2020	-3.0%	-3.0%	-3.0%	-2.8%	-2.8%	-2.8%	1.3%	1.3%	1.3%	-2.8%	-2.8%	-2.8%	1.3%	1.3%	1.3%
2021	4.9%	4.9%	4.9%	4.4%	4.4%	4.4%	1.3%	1.3%	1.3%	4.6%	4.6%	4.6%	1.5%	1.5%	1.5%
2022	4.0%	4.0%	4.0%	2.9%	2.9%	2.9%	0.6%	0.6%	0.6%	3.0%	3.0%	3.0%	0.8%	0.8%	0.8%
2023	4.6%	4.6%	4.6%	2.8%	2.8%	2.8%	4.1%	4.1%	4.1%	3.6%	3.6%	3.6%	4.9%	4.9%	4.9%
2024	2.8%	4.2%	5.7%	2.8%	4.2%	5.7%	1.4%	2.8%	4.2%	2.8%	4.2%	5.7%	1.4%	2.8%	4.2%
2025	3.2%	3.4%	3.4%	3.2%	3.4%	3.4%	2.5%	2.8%	2.8%	3.2%	3.4%	3.4%	2.5%	2.8%	2.8%
2026	3.0%	3.0%	3.1%	3.0%	3.0%	3.1%	2.2%	2.3%	2.3%	3.0%	3.0%	3.1%	2.2%	2.3%	2.3%
2027	3.1%	2.6%	2.3%	3.1%	2.6%	2.3%	2.5%	2.0%	1.7%	3.1%	2.6%	2.3%	2.5%	2.0%	1.7%
2028	1.9%	2.8%	3.4%	1.9%	2.8%	3.4%	1.1%	2.0%	2.6%	1.9%	2.8%	3.4%	1.1%	2.0%	2.6%
2029	1.8%	2.6%	3.3%	1.8%	2.6%	3.3%	1.5%	2.4%	3.1%	1.8%	2.6%	3.3%	1.5%	2.4%	3.1%
2030	1.6%	2.5%	3.2%	1.6%	2.5%	3.2%	1.1%	2.0%	2.7%	1.6%	2.5%	3.2%	1.1%	2.0%	2.7%
2031	1.4%	2.3%	3.0%	1.4%	2.3%	3.0%	1.0%	1.9%	2.6%	1.4%	2.3%	3.0%	1.0%	1.9%	2.6%
2032	1.2%	2.2%	2.8%	1.2%	2.2%	2.8%	0.6%	1.6%	2.2%	1.2%	2.2%	2.8%	0.6%	1.6%	2.2%
2033	1.2%	2.1%	2.7%	1.2%	2.1%	2.7%	1.3%	2.2%	2.8%	1.2%	2.1%	2.7%	1.3%	2.2%	2.8%
2034	1.2%	2.0%	2.5%	1.2%	2.0%	2.5%	1.0%	1.9%	2.4%	1.2%	2.0%	2.5%	1.0%	1.9%	2.4%
2035	1.1%	1.9%	2.3%	1.1%	1.9%	2.3%	1.0%	1.8%	2.2%	1.1%	1.9%	2.3%	1.0%	1.8%	2.2%
2036	1.0%	1.7%	2.1%	1.0%	1.7%	2.1%	0.6%	1.4%	1.8%	1.0%	1.7%	2.1%	0.6%	1.4%	1.8%
2037	0.9%	1.6%	1.9%	0.9%	1.6%	1.9%	1.1%	1.8%	2.2%	0.9%	1.6%	1.9%	1.1%	1.8%	2.2%
2038	0.7%	1.4%	1.7%	0.7%	1.4%	1.7%	0.7%	1.4%	1.6%	0.7%	1.4%	1.7%	0.7%	1.4%	1.6%
2039	0.6%	1.3%	1.6%	0.6%	1.3%	1.6%	0.6%	1.3%	1.5%	0.6%	1.3%	1.6%	0.6%	1.3%	1.5%
2040	0.6%	1.2%	1.4%	0.6%	1.2%	1.4%	0.3%	0.9%	1.1%	0.6%	1.2%	1.4%	0.3%	0.9%	1.1%
2023-2040	1.6%	2.3%	2.7%	1.6%	2.3%	2.7%	1.2%	1.9%	2.3%	1.6%	2.3%	2.7%	1.2%	1.9%	2.3%

³⁶ Periodo 2016-2023, datos históricos como referencia; periodo 2024-2040, proyecciones.

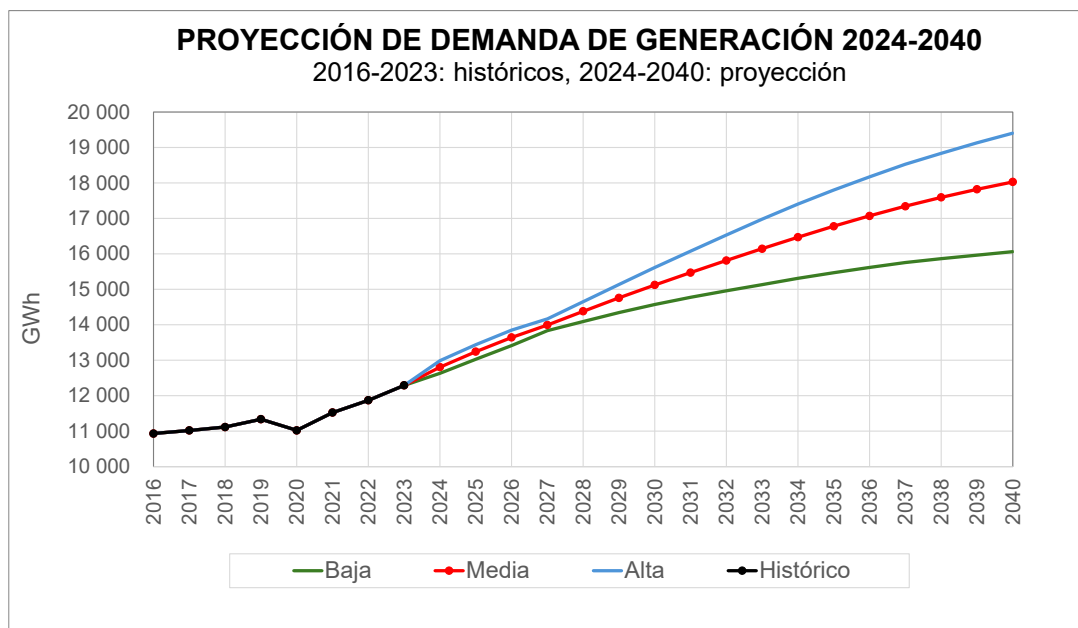


Figura 6.1 Proyección de demanda de generación 2024-2040

6.3 GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y ELECTROMOVILIDAD

Las proyecciones de demanda nacional del apartado anterior tienen embebida la señal histórica de crecimiento de la generación distribuida (GD) y la electromovilidad (EM), porque los aumentos o reducciones que estas variables hayan provocado en la demanda ya han sido capturadas por las demandas anuales históricas que alimentan, junto con otras variables, los modelos de simulación.

Desde el PEG 2022, en los estudios de expansión se ha considerado un escenario adicional de demanda que estima un crecimiento de la generación distribuida y la electromovilidad más acelerado que los índices históricos. Este escenario se fundamenta en que es probable que en el mediano y largo plazo se den crecimientos más fuertes que los registrados en el pasado debido a que ambas actividades son impulsadas por leyes especiales y tienen estímulos en precios y regulación, además de provocar un interés importante en la sociedad.

Este escenario considera proyecciones separadas para generación distribuida y electromovilidad a partir del 2024, las cuales se considerarán como incrementales respecto a la trayectoria histórica, permitiendo así un análisis más detallado y preciso durante el período de proyección.

La electromovilidad y la generación distribuida generan un impacto opuesto sobre las proyecciones de demanda. La generación distribuida presiona por una reducción de demanda y la electromovilidad por un incremento. Por lo tanto, el escenario de demanda que se simula para valorar el impacto de estos elementos se prepara combinando ambos efectos, aplicados a la proyección de demanda media.

• Generación distribuida

Las proyecciones de generación distribuida definen el crecimiento de la potencia pico, a la que se aplica un factor de planta estimado para el sistema, para obtener la energía que estaría disponible anualmente. Para construir el perfil de potencia de la generación distribuida, se toma el histórico de generación de la planta solar fotovoltaica Miravalles³⁷.

Al perfil de las proyecciones de demanda nacional se le resta el perfil de la generación distribuida, puesto que parte de la demanda proyectada será cubierta por generación distribuida³⁸.

Dado que la generación distribuida es mayoritariamente solar fotovoltaica, sus mayores aportes de potencia se dan a mediodía, cuando se tiene la máxima radiación solar. Por otro lado, la curva de carga de Costa Rica tiene dos picos de máxima potencia que se dan a mediodía y a las ocho de la noche. La Figura 6.2 contrasta el efecto de sustraer la generación distribuida a la curva de carga. La curva de la generación distribuida es la incremental correspondiente a un día aleatorio de la proyección 2040. Notar que se presentan dos escalas verticales diferentes para las curvas de carga y la generación distribuida incremental.

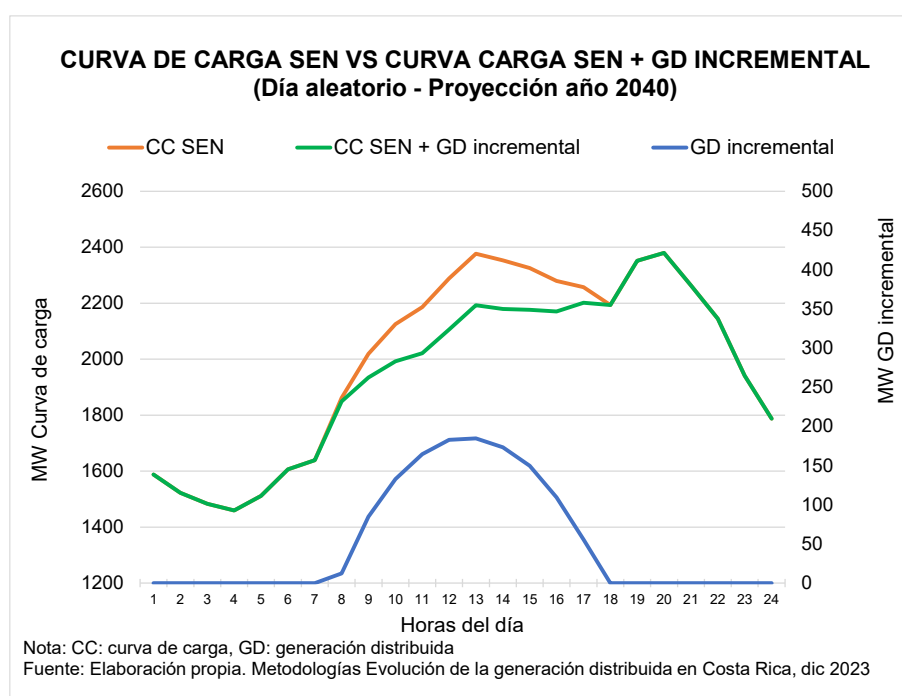


Figura 6.2 Curva de carga con y sin generación distribuida

³⁷ Informe: “Crecimiento e impacto de la generación distribuida. Actualización a diciembre 2021” en octubre del 2022”, el 99 % de las instalaciones de generación distribuida en el país cuentan con tecnología solar fotovoltaica.

³⁸ Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2024). *Evolución de la Generación Distribuida en Costa Rica. Actualización a diciembre 2023*.

- **Electromovilidad**

Par la preparación de las proyecciones de la electromovilidad se dispone de un registro histórico de datos de pocos años. Esta actividad es impulsada con la Ley N°9518, “Incentivos y promoción al transporte eléctrico”, publicada el 25 de enero del 2018 y su posterior reforma, Ley N°10 209, “Ley de incentivos al transporte verde”, publicada el 3 de junio del 2022. La información oficial del crecimiento de las inscripciones de la flota vehicular eléctrica del país es publicada por el MINAE³⁹ en su página electrónica, a partir de datos del Registro Público.

La implementación de la electromovilidad es un gran reto en cualquier país del mundo, que debe ser abordado como una tarea multidimensional, con componentes técnicos, económicos, regulatorios y sociales. Una buena integración entre todas las partes interesadas y un dinámico intercambio de datos es vital para que se logren avances significativos.

Con base en la información disponible se realizan proyecciones de electromovilidad para tres grupos de vehículos eléctricos⁴⁰:

- Automóviles, motocicletas y bicimotos, equipo especial y otros: Las proyecciones para este tipo de vehículos se realizaron usando una combinación de modelos de simulación para el corto y largo plazo, con una metodología similar a la descrita en el apartado 6.1 para las proyecciones de demanda nacionales.
- Buses eléctricos: Se considera una sustitución del 5% de la flota autobusera por autobuses eléctricos cada 2 años, según la Ley N° 9518 mencionada anteriormente. Además, se considera que no se incorporan autobuses diésel a la flota vehicular, por lo que la cantidad de estas unidades va disminuyendo según se hacen las sustituciones por unidades eléctricas. Se asume que la sustitución inicia en el 2030.
- Trenes eléctricos: Se consideran los proyectos del Tren Rápido de Pasajeros (TRP) de la Gran Área Metropolitana (GAM) y el Tren Eléctrico Limonense de Carga (TELCA). El TRP de la GAM consiste en un sistema ferroviario bidireccional que conectará Cartago, San José, Heredia y Alajuela. El TELCA tiene como objetivo modernizar la red ferroviaria Río Frío-Limón-Valle de La Estrella y ampliarla hasta Bajos de Chilamate en Sarapiquí. El consumo anual esperado de ambos proyectos en conjunto se simuló en 101 GWh en promedio. No se cuenta con fechas oficiales para el inicio de operaciones de dichos trenes, para efecto de los estudios, la entrada se simuló a partir del 2032.

La proyección de demanda de electromovilidad, estimada conforme a los elementos arriba indicados, debe ser agregada a la proyección de demanda nacional por considerarse en este escenario como una demanda incremental sobre los niveles históricos.

La demanda de electromovilidad se concentra durante las horas de carga de los vehículos eléctricos, lo que hace evidente la necesidad de realizar una gestión de política pública y

³⁹ Obtenido de: <https://energia.minae.go.cr>

⁴⁰ Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2024). *Informe Metodologías para proyecciones en electromovilidad, mayo 2024*.

normativa tarifaria que incentiven a direccionar esos consumos a periodos que mejoren la eficiencia del SEN, lejos de provocar mayor presión sobre la demanda pico.

La carga de vehículos eléctricos en las horas de la madrugada, donde se presentan las menores demandas, mejoraría el perfil de la curva de carga del sistema, contribuyendo así a la eficiencia del sistema.

Considerando lo anterior la Figura 6.3 muestra la curva de potencia estimada a partir de las proyecciones de demanda de electromovilidad, que permite observar que genera una curva de carga más equilibrada, con mejor perfil de carga.

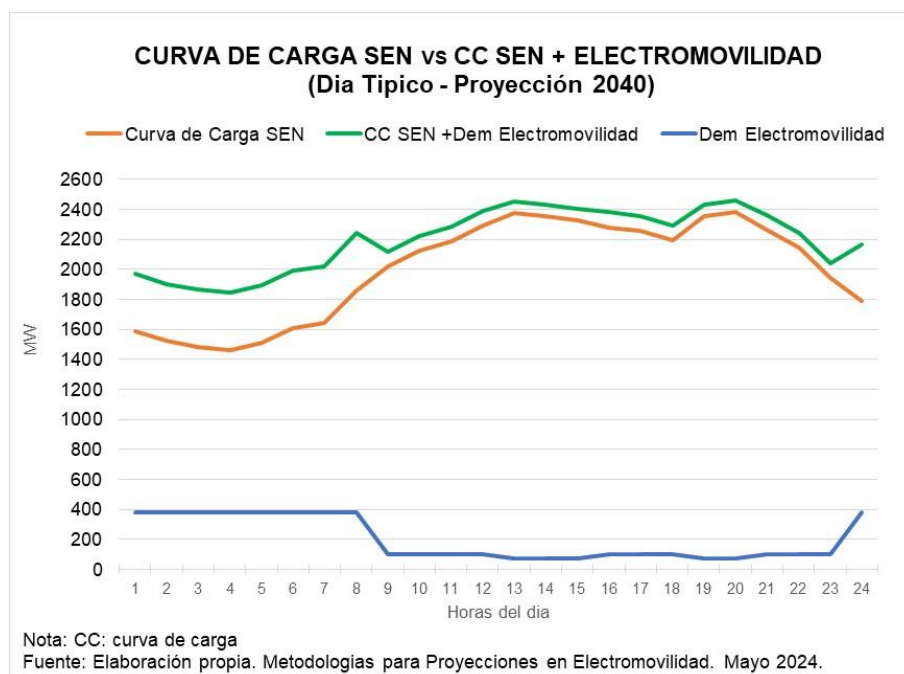


Figura 6.3 Curva de carga con y sin demanda de electromovilidad

- **Escenario combinado de electromovilidad y generación distribuida**

Los escenarios con electromovilidad se deben construir agregando a la proyección de demanda del país el consumo de energía anual proyectado para esta actividad. Por otro lado, los escenarios con generación distribuida se deben construir restando a la proyección de demanda del país la producción de energía anual proyectada para la generación distribuida. Para el plan de expansión los casos de análisis consideraron el efecto combinado de ambas variables, que afectan la demanda en direcciones contrarias. La generación distribuida reduce la señal de crecimiento de demanda, mientras que la electromovilidad presiona por un crecimiento mayor.

La Tabla 6.4 muestra el escenario de proyección de electromovilidad y generación distribuida. La Figura 6.4 muestra la comparación del escenario de proyección de electromovilidad y generación distribuida con los escenarios de demanda baja, media y alta.

Tabla 6.4 Proyecciones de demanda con electromovilidad y generación distribuida

PROYECCIONES DE DEMANDA CON ELECTROMOVILIDAD (EM) Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA (GD)							
AÑO	Energía, GWh			Crecimiento, %			
	Demanda media	Demanda incremental con respecto demanda media 2023		Total ⁽¹⁾	Demanda media	EM	GD
		EM	GD				
2023 ⁽²⁾	12 291	23	128	12 291			
2024	12 807	15	7	12 814	4.2%		
2025	13 241	31	21	13 252	3.4%	113%	179%
2026	13 642	50	41	13 651	3.0%	59%	97%
2027	13 993	127	63	14 057	2.6%	155%	55%
2028	14 380	211	79	14 512	2.8%	66%	24%
2029	14 760	300	93	14 967	2.6%	42%	18%
2030	15 123	402	108	15 416	2.5%	34%	16%
2031	15 472	509	124	15 857	2.3%	27%	14%
2032	15 813	682	140	16 355	2.2%	34%	13%
2033	16 145	820	157	16 808	2.1%	20%	12%
2034	16 470	974	174	17 270	2.0%	19%	11%
2035	16 780	1 132	192	17 720	1.9%	16%	10%
2036	17 072	1 295	211	18 156	1.7%	14%	10%
2037	17 343	1 434	230	18 547	1.6%	11%	9%
2038	17 593	1 577	250	18 920	1.4%	10%	9%
2039	17 821	1 725	270	19 276	1.3%	9%	8%
2040	18 029	1 878	292	19 616	1.2%	9%	8%

⁽¹⁾ Corresponde a la proyección de demanda media más la demanda incremental de electromovilidad con respecto al 2023 menos la demanda incremental de generación distribuida con respecto al 2023

⁽²⁾ Se considera que la demanda histórica del 2023 ya tiene incluida la demanda de electromovilidad y generación distribuida

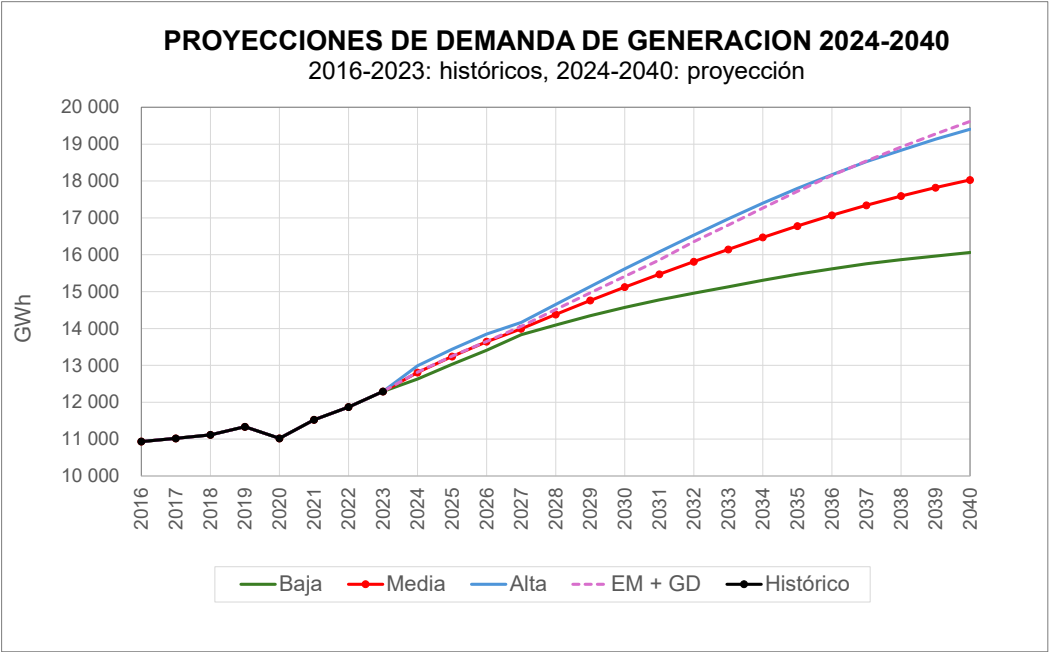


Figura 6.4 Proyecciones de demanda de generación 2024-2040

En la Figura 6.4 se observa que hasta el año 2026, la demanda media y la demanda que considera el impacto de la electromovilidad y generación distribuida (demanda EM/GD) son prácticamente iguales porque los efectos de ambas variables se compensan casi completamente. A partir del 2027, la demanda EM/GD aumenta rápidamente con respecto a la demanda media, indicando que el impacto de la estimación de electromovilidad es mucho mayor que el impacto de la estimación de generación distribuida. Hacia el año 2036 la demanda EM/GD supera la demanda alta, por lo que hasta ese año el impacto de la electromovilidad y generación distribuida está razonablemente contenido dentro de los rangos de estimación de las proyecciones de demanda media y alta descritas en el apartado 6.2.

6.4 COMPARACIÓN CON PROYECCIONES HISTÓRICAS DE DEMANDA

En el capítulo 5 se explicó que la demanda eléctrica del país experimentó una desaceleración de crecimiento desde el año 2007 y que las causas de esta reducción fueron varias, pero la más importante fue la contracción de la economía nacional producto a la vez de una crisis económica mundial y, más recientemente la pandemia del COVID-19. En los años pospandemia la demanda eléctrica experimentó un crecimiento importante como respuesta a la fuerte recuperación económica del país y al crecimiento económico internacional.

Las proyecciones de demanda eléctrica de largo plazo recogieron gradualmente esas señales del mercado eléctrico.

En la Figura 6.5 pueden observarse los ajustes anuales en las proyecciones de demanda de generación de largo plazo. Todos los casos se refieren a los escenarios de demanda que sustentaron los planes de expansión del 2016 al 2024, con excepción del plan de expansión del 2020 que se formuló con la demanda baja y media, atendiendo a la gran incertidumbre en el crecimiento de corto y mediano plazo durante y después de la pandemia del COVID-19.

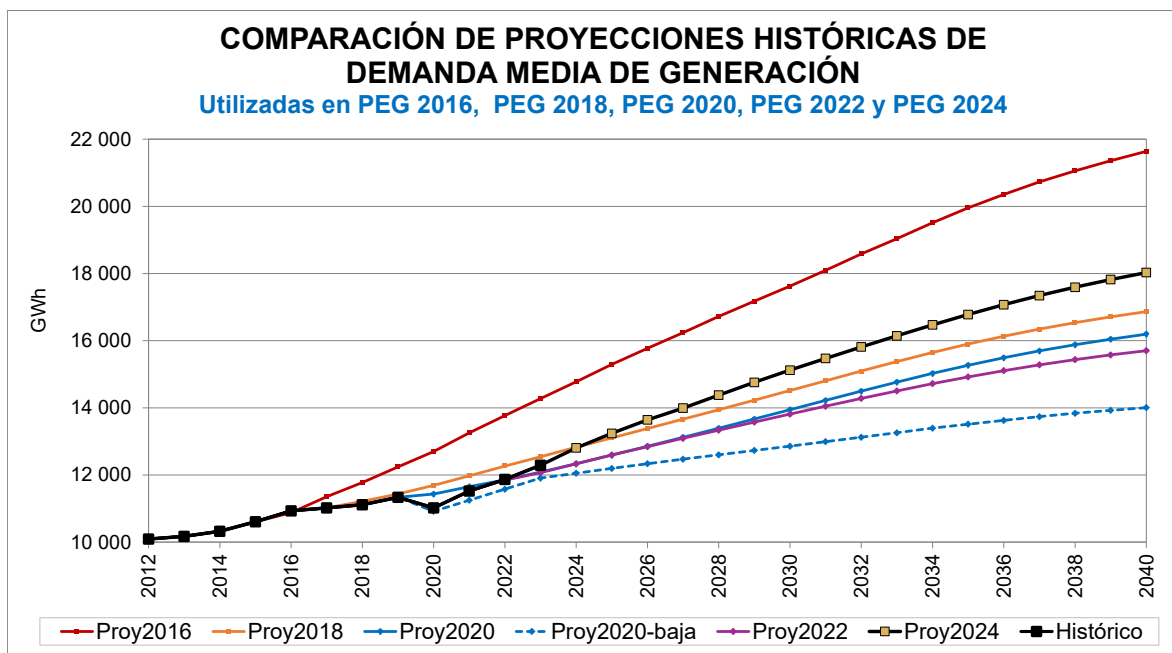


Figura 6.5 Comparación de proyecciones históricas de demanda media de generación

7 RECURSOS ENERGÉTICOS

7.1 POTENCIAL DE RECURSOS RENOVABLES

El país ha desarrollado sus recursos energéticos renovables para atender la demanda nacional de electricidad. Históricamente, la hidroelectricidad ha sido la principal fuente utilizada y hoy en día lo continúa siendo. Sin embargo, desde hace varias décadas inició un proceso de diversificación, adicionando a su matriz de generación fuentes geotérmicas, eólicas y biomasa basada en el bagazo como fuente energética. Adicionalmente, la energía solar ha sido aprovechada en el país principalmente mediante la generación distribuida y en menor grado por proyectos centralizados.

El ICE realiza esfuerzos continuos para la investigación de nuevas fuentes energéticas para valorar la madurez tecnológica, los costos, los riesgos asociados a su desarrollo y su viabilidad económica y financiera. Cuando estas fuentes demuestren que aportan beneficios al país podrán ser integradas al SEN.

En los estudios de planificación de largo plazo del sistema de generación se incluyen los estudios de potencial de las diversas fuentes energéticas, los cuales permiten conocer la magnitud y la distribución geográfica del recurso. Los estudios de potencial consideran las restricciones para su aprovechamiento, como la existencia de zonas indígenas, parques nacionales y reservas.

Los estudios de potencial energético diferencian el potencial bruto o teórico del potencial técnico, así como del potencial identificado en el país.⁴¹ El potencial bruto o teórico es aquel que ofrece la naturaleza sin contemplar tecnologías específicas y sin excluir áreas con restricciones absolutas. El potencial técnico considera tecnologías disponibles, factores de conversión, eficiencia y factores de planta. Excluye áreas con restricciones absolutas, por uso del suelo o por características físicas. Se aproxima más a las posibilidades energéticas de desarrollo futuro. El potencial identificado se refiere a la suma de la potencia de todos los proyectos identificados en el país. Incluye la capacidad instalada actual.

Por su definición, el potencial identificado es sensible al esfuerzo de prospección para determinar los proyectos y a la información disponible sobre ellos. Esto es particularmente relevante para el caso de las fuentes hídricas. En este caso, además del registro de proyectos propios del ICE, se consideran los proyectos privados incluidos en la base de datos que mantiene el ICE, en el marco de la aplicación de la Ley N°7200, Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela, así como los informes de los proyectos de generación que reportan las empresas distribuidoras de electricidad para cada una de las fuentes.

El potencial energético local de las fuentes energéticas mencionadas se muestra en la Tabla 7.1. En esta tabla, el potencial hidroeléctrico identificado corresponde a la suma de la capacidad de los proyectos identificados para los cuales existe algún tipo de evaluación al menos preliminar; incluye la capacidad ya instalada. Para el resto de las tecnologías se

⁴¹ Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2024). *Informe final. Inventario de fuentes de energía renovable*.

muestra el obtenido en estudios de potencial. En los apartados siguientes se brindan más detalles.

La capacidad instalada mostrada en esta tabla corresponde a los datos reportados a noviembre del 2024, por lo cual se presentan ligeras variaciones con respecto a la información presentada en el apartado 4.1, que corresponde a información con corte a diciembre del 2023. Pueden notarse diferencias adicionales debido a que la Tabla 7.1 contabiliza la generación distribuida que utiliza como fuente la energía solar y la biomasa residual.

Tabla 7.1 Potencial energético nacional

POTENCIAL ENERGÉTICO NACIONAL Datos a noviembre 2024				
Fuente energética	Capacidad instalada^(a) (MW)	Potencial total identificado^(b) (MW)	Potencial remanente (MW)	% Instalado del total identificado
Hidroeléctrica ⁽¹⁾	2 353	7 902	5 549	30%
Geotérmica ⁽²⁾				
Recurso > 220°C	263	1 019	756	26%
Recurso : 150°C-220°C	0	1 102	1 102	0%
Eólica terrestre (onshore) ⁽³⁾	402	5 014	4 612	8%
Eólica marino (offshore) ⁽⁴⁾	0	14 400	14 400	0%
Biomasa residual ⁽⁵⁾	80	683	604	12%
Solar ⁽⁶⁾		3 623	3 623	0%
Solar centralizado	15			
Generación distribuida	104			
Mareomotriz-Undimotriz y corrientes ⁽⁷⁾	0	2 033	2 033	0%
Total recursos renovables	3 218	35 776	32 558	9%
^(a) Potencia de placa a noviembre 2024. Tomado de: Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2024). Producción y demanda. Informe mensual noviembre 2024 Se ajustan datos de biomasa y solar según se indica en notas 5 y 6.				
^(b) El potencial hidroeléctrico identificado corresponde a la suma de la capacidad de los proyectos identificados para los cuales existe algún tipo de evaluación al menos preliminar; incluye la capacidad ya instalada. Para el resto de tecnologías se refiere al obtenido en estudios de potencial.				
⁽¹⁾ Potencial hidroeléctrico tomado de: Instituto Costarricense de Electricidad. (2016). Plan estratégico para la promoción y desarrollo de fuentes renovables no convencionales 2016-2035. Incluye los proyectos del ICE, inclusive los identificados en territorios indígenas y parques nacionales. Adicionalmente, se incluyen los proyectos de las empresas distribuidoras, y de la cartera de proyectos privados identificados o con solicitudes de elegibilidad.				
⁽²⁾ Potencial geotérmico estimado tomado de: Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2022). Actualización del Potencial Geotérmico de Costa Rica. En este estudio se indica una potencia efectiva de 250 MW.				
⁽³⁾ Potencial eólico tomado de: Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2024). Potencial Eólico Terrestre Nacional para Generación Eléctrica				
⁽⁴⁾ Potencial eólico tomado de: Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2019). Estudio de potencial eólico marino para la generación eléctrica en Costa Rica				
⁽⁵⁾ Capacidad instalada en biomasa incluye las plantas de los ingenios en operación, la cascarilla de arroz y las plantas de biodigestión. Potencial tomado de: Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2022). Estudio de potencial de generación eléctrica a partir de biomasa residual en Costa Rica				
⁽⁶⁾ Capacidad instalada en solar incluye plantas existentes del ICE (1 MW) y de Coopeguanacaste (14,5 MW). Se contabilizan también los sistemas de generación distribuida (104,3 MWp). Este último tomado de: Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2024). Evolución de la generación distribuida en Costa Rica, actualización a diciembre 2023. Potencial solar estimado en: Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2024). Actualización del potencial de energía solar para generación eléctrica en Costa Rica				
⁽⁷⁾ Potencial citado en Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2016). Plan estratégico para la promoción y desarrollo de fuentes renovables no convencionales 2016-2035				

7.2 FUENTES RENOVABLES EN LA MATRIZ ELÉCTRICA NACIONAL

En el desarrollo del sistema de generación nacional se han utilizado racionalmente los recursos renovables disponibles. Las fuentes establecidas que aportan energía de manera significativa a la satisfacción de la demanda son la hidroeléctrica, la geotérmica, la eólica, la solar y la biomasa de bagazo.

7.2.1 Hidroelectricidad

La matriz eléctrica actual de Costa Rica se basa en su mayor parte en recursos hidroeléctricos que aportan seguridad energética, renovabilidad a la matriz y brindan servicios complementarios al SEN. La hidroelectricidad con embalses de regulación, además de generar energía, es la tecnología más adecuada para brindar servicios auxiliares de la red, e incluye capacidades como: control de tensión y frecuencia, suministro de potencia reactiva, estabilización de potencia, reserva rodante y fría, y capacidad de arranque en negro al sistema de generación. Estos servicios son cada vez más importantes para el sistema dada la mayor incorporación de fuentes intermitentes al SEN, como el viento y el sol.

Dentro de la evaluación de los recursos hidro energéticos de una región, es importante la estimación del potencial teórico o bruto, el cual constituye el límite superior de referencia del aprovechamiento hidroeléctrico en dicha región. El potencial teórico brinda criterio sobre el orden de magnitud y distribución de la energía en las diferentes cuencas del país.

El potencial teórico superficial de escurrimiento de Costa Rica fue estimado por el ICE⁴² en 25 450 MW. Los cálculos se hicieron considerando el escurrimiento superficial y la elevación media de las treinta y cuatro cuencas hidrográficas de Costa Rica. El potencial hidroeléctrico identificado que se muestra en la Tabla 7.1 corresponde a aproximadamente 32% de este potencial teórico.

Del potencial remanente sin explotar, cerca del 37% se ubica parcial o totalmente en territorios indígenas. No existe un impedimento legal para la eventual ejecución de algunos de estos proyectos; sin embargo, es previsible que las complejidades adicionales, producto de negociaciones y acuerdos con comunidades indígenas, impliquen que una parte de este potencial no pueda ser aprovechado.

Adicionalmente, un 16% de la potencia identificada se ubica en áreas silvestres protegidas donde la ley no permite ningún tipo de explotación. Se suma a lo anterior, territorios afectados por algún tipo de restricción temporal o moratoria para el aprovechamiento del recurso que representan el 6% de la potencia hidráulica identificada.

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

⁴² Según se cita en Instituto Costarricense de Electricidad. (2016). *Plan estratégico para la promoción y desarrollo de fuentes renovables no convencionales 2016-2035*.

Por otra parte, existe un potencial para la generación hidráulica por medio de la tecnología de almacenamiento hidroeléctrico por bombeo, conocido como turbo bombeo. Estudios de identificación realizados por el ICE⁴³ han mostrado un potencial de aproximadamente 820 MW. Este es un tipo especial de central hidroeléctrica que tiene dos embalses: el agua contenida en el embalse situado en el nivel más bajo (embalse inferior) es bombeada al depósito situado en la cota más alta (embalse superior) durante las horas en las que la oferta de energía supera a la demanda eléctrica, con el fin de, posteriormente, turbinarla en las horas en las que la demanda supera a la oferta de energía. Esta tecnología funciona como un almacenamiento energético que permite almacenar los excedentes horarios y diarios de energía para generarla en las horas de mayor demanda. Adicionalmente, proporciona los mismos servicios auxiliares que una planta hidroeléctrica convencional.

El potencial hidroeléctrico por bombeo no se incluye en la Tabla 7.1 por tratarse de una tecnología de almacenamiento energético por medio de embalses y no de capacidad adicional al potencial hidroeléctrico total con que cuenta el país.

7.2.2 Geotermia

Estudios técnicos⁴⁴ estimaron el potencial geotérmico con que cuenta el país para la generación de electricidad a partir de fuentes geotérmicas con temperaturas superiores a 150°C, con base en los datos disponibles y considerando el entorno geológico-geotérmico. Las estimaciones se efectuaron para los recursos⁴⁵ y para las reservas⁴⁶.

En ambos casos se analizaron dos escenarios: uno considerando todas las áreas de interés, que estima el total del recurso existente, y otro con restricciones de aprovechamiento (parques nacionales y reservas, humedales y zonas con amplio desarrollo urbano). El potencial total identificado indicado en la Tabla 7.1 se refiere al segundo escenario, con las estimaciones del recurso accesible bajo la legislación actual.

En términos geográficos, los sectores del país que favorecen el desarrollo de la geotermia se encuentran asociados a las cordilleras volcánicas de Guanacaste, Central y Tilarán.

El país ha explotado dos campos geotérmicos que están en operación: Miravalles “Alfredo Mainieri Protti” y Las Pailas. La capacidad instalada es de 250 MW (potencia efectiva). Actualmente está en desarrollo la explotación del tercer campo, denominado Borinquen,

⁴³ Instituto Costarricense de Electricidad. ICE. (2017). *Identificación proyecto almacenamiento por bombeo Venado y Unión*; Instituto Costarricense de Electricidad. ICE. (2019). *Identificación proyecto almacenamiento por bombeo Cachí*; Instituto Costarricense de Electricidad. ICE. (2019). *Identificación proyecto almacenamiento por bombeo Congo*; Instituto Costarricense de Electricidad. ICE. (2019). *Identificación proyecto almacenamiento por bombeo La Cruz*; Instituto Costarricense de Electricidad. ICE. (2019). *Prefactibilidad proyecto almacenamiento por bombeo Venado*.

⁴⁴ Instituto Costarricense de Electricidad. ICE. (2022). *Actualización del Potencial Geotérmico de Costa Rica*.

⁴⁵ La fracción del recurso accesible que podría extraerse económica y legalmente dentro de un tiempo futuro (establecido en el estudio en 30 años, recurso ubicado a menos de 3 km de profundidad).

⁴⁶ La fracción del recurso que podría ser aprovechada y utilizada para aplicaciones prácticas en el presente o dentro de un lapso temporal relativamente pequeño (establecido en el estudio en 10 años, en reservorios ubicados a menos de 2.5 km de profundidad).

con una capacidad de 110 MW, cuyo primer desarrollo de 55 MW entrará en operación en el año 2029.

La geotermia es la única fuente renovable que no está expuesta a la variabilidad climática, sin embargo, su aprovechamiento debe procurar la sostenibilidad del recurso.

7.2.3 Eólico terrestre

Costa Rica fue pionera de la energía eólica en Latinoamérica, con su aprovechamiento desde 1996. Actualmente representa poco más del 12% de la potencia instalada en el SEN.

De acuerdo con los análisis realizados por el ICE, el potencial eólico terrestre de Costa Rica alcanza los 5 014 MW de capacidad instalable, con una producción de energía anual del orden de 13 177 GWh, considerando un factor de planta superior al 30%⁴⁷. El potencial calculado debe entenderse como un límite superior que podría ser aprovechado para generación eléctrica. Este potencial solo se refiere a los aprovechamientos en tierra firme.

La intermitencia característica del viento requiere valoraciones de respaldos en el sistema antes de su incorporación. Con el fin de controlar los efectos de la intermitencia, en el país se ha ido aumentando la penetración eólica de forma gradual.

La energía eólica es un buen complemento de la energía hidroeléctrica a lo largo del año y en especial en la época seca. En términos generales, en los ciclos del fenómeno de El Niño (años secos) las condiciones son más ventosas, 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 hidroeléctrica⁴⁸. Esta complementariedad también se presenta durante el año porque el patrón de vientos en Costa Rica refleja una intensidad más fuerte durante los meses secos.

7.2.4 Biomasa

Costa Rica cuenta con un potencial teórico de 683 MW y 3 560 GWh por año de generación de energía a partir de biomasa residual, denominada como Residuos Agrícolas Orgánicos (RAO)⁴⁹. Una tercera parte del potencial de la energía producida a partir de esta fuente se asocia a cultivos estacionales como la caña de azúcar, el café y el arroz. El resto corresponde a biomasa disponible durante todo el año.

La capacidad instalada para el aprovechamiento de los RAO ronda los 80 MW en la actualidad.

⁴⁷ Instituto Costarricense de Electricidad. ICE. (2024). *Potencial Eólico Terrestre Nacional para Generación Eléctrica*.

⁴⁸ Mora, I., & Amador, J. (2000). *El ENOS, el IOS y la corriente de bajo nivel en el oeste del Caribe*. Tópicos meteorológicos y oceanográficos.

⁴⁹ Instituto Costarricense de Electricidad. ICE. (2022). *Estudio de potencial de generación eléctrica a partir de biomasa residual en Costa Rica*.

- **Biomasa seca⁵⁰**

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 más de 25 años suministran energía al SEN. Esta explotación está asociada principalmente a los ingenios azucareros que cuentan con equipos propios de generación y están en capacidad de producir un excedente de energía por encima de sus necesidades a un bajo costo. La estacionalidad del cultivo de la caña de azúcar se complementa muy bien con la estacionalidad de las plantas hidroeléctricas.

De la capacidad instalada total para el aprovechamiento de los RAO (79.5 MW), 75.5 MW proviene de la biomasa seca, asociada al bagazo de los ingenios azucareros y la cascarilla de arroz. Otros RAO que se producen a nivel nacional son piña, café, banano y la industria forestal, sin embargo, estos aún no son aprovechados en la generación eléctrica.

El potencial de biomasa seca en capacidad y generación eléctrica a nivel nacional es de 440 MW y 2 548 GWh/año respectivamente. La distribución por provincia se muestra en la Figura 7.1. La información de leña y aserraderos no se incluye en la figura, dado que no se dispone de datos georreferenciados para este tipo de biomasa, sin embargo, sí se contabiliza en el total a nivel nacional.

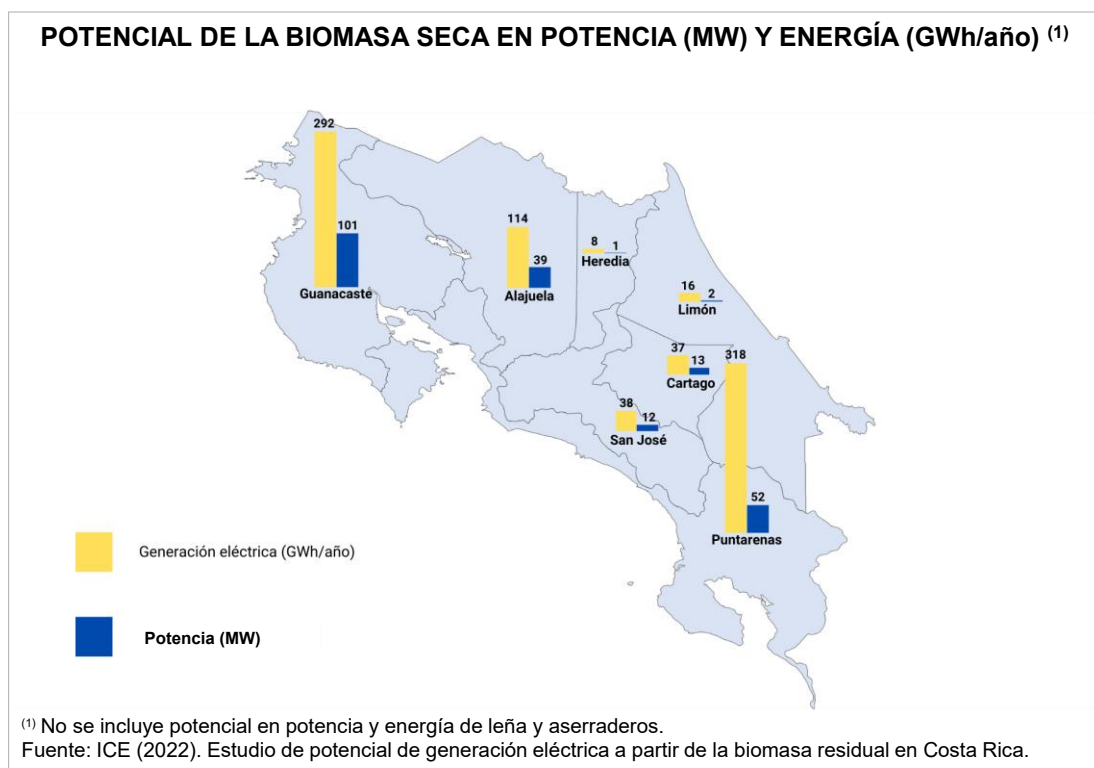


Figura 7.1 Potencial de la biomasa seca residual en potencia (MW) y energía (GWh/año)⁵¹

⁵⁰ Se conoce como biomasa seca al residuo orgánico proveniente de la agroindustria que cuenta con una humedad igual o inferior al 50%.

⁵¹ Instituto Costarricense de Electricidad. ICE. (2022). *Estudio de potencial de generación eléctrica a partir de biomasa residual en Costa Rica*.

- **Biomasa húmeda (biogás)⁵²**

La capacidad instalada en el país para aprovechamiento de la biomasa húmeda es de 4 MW⁵³. Los RAO actualmente aprovechados para la producción de energía a partir de biogás son: aguas residuales de palma aceitera, plantas de tratamiento de aguas residuales, residuos de mataderos, excretas de cerdos y de bovinos.

Todas las empresas que aprovechan el biogás para la generación de energía la utilizan para autoconsumo. Los datos de generación de electricidad a partir de biogás presentados en la Tabla 7.2 muestran variaciones año a año debidas a las dificultades de operación de estas plantas. En el 2021 se logró operar de forma continua, a diferencia del resto de años.

Tabla 7.2 Energía eléctrica generada con biogás.

GENERACIÓN ELÉCTRICA CON BIOGÁS	
Año	GWh
2018	2.01
2019	0.80
2020	0.73
2021	5.88
2022	5.42
2023	4.87
Fuentes: -Instituto Costarricense de Electricidad. (2023). <i>Producción de energía a partir de biogás 2022</i> -Instituto Costarricense de Electricidad. (2024). <i>Generación de electricidad a partir de biogás año 2023</i>	

La Figura 7.2 muestra el potencial a partir del biogás, tanto en capacidad instalada como en potencia, por provincia. El total a nivel nacional es de 242 MW y 1012 GWh/año. La distribución por provincia no incluye los sectores ganadería, avícola y porcicultura, los cuales sí se contabilizan en los totales nacionales.

⁵² La biomasa húmeda es aquella que puede ser aprovechada en un sistema anaerobio para la generación de biogás ya que cuenta con una humedad superior al 50%, además, es una fuente de energía que promueve la economía circular. El biogás puede ser aprovechado tanto en energía térmica como en energía eléctrica.

⁵³ Instituto Costarricense de Electricidad. ICE. (2022). *Estudio de potencial de generación eléctrica a partir de biomasa residual en Costa Rica*.

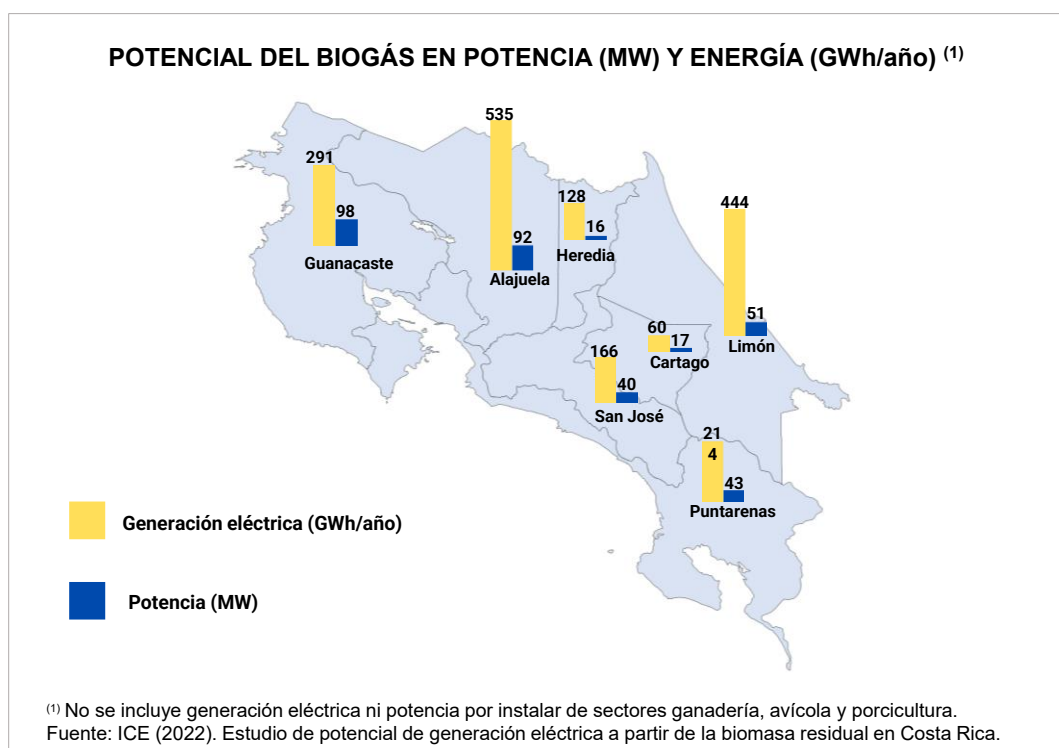


Figura 7.2 Potencial del biogás en potencia (MW) y energía (GWh/año)⁵⁴

7.2.5 Energía solar

La tecnología para el aprovechamiento de la energía solar ha experimentado un gran desarrollo tecnológico y ha bajado notoriamente su costo en la última década. Esta condición, combinada con las crecientes complejidades sociales y ambientales de otro tipo de proyectos energéticos, ha favorecido la instalación de plantas solares en el mundo.

Tecnológicamente hay dos opciones principales de aprovechamiento de la energía solar para generar electricidad: la termosolar y la fotovoltaica.

La termosolar es una central termoeléctrica que obtiene su fuente de calor concentrando la radiación solar. Las plantas solares termoeléctricas no son viables en Costa Rica porque los valores promedio anuales de radiación directa obtenidos en estudios para distintas regiones del país se encuentran por debajo del umbral mínimo requerido de 1 800 kWh/m²año⁵⁵. Sin embargo, sitios puntuales con características especiales de radiación, podrían ser objeto de estudios específicos en el futuro, a fin de determinar la factibilidad de este tipo de desarrollos en dichos sitios.

⁵⁴ Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2022). *Estudio de potencial de generación eléctrica a partir de biomasa residual en Costa Rica*.

⁵⁵ Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2014). *Determinación del potencial de energía solar para generación eléctrica en Costa Rica*.

La energía fotovoltaica convierte la radiación solar en electricidad, mediante el uso de celdas fotovoltaicas. Estas celdas capturan los fotones de luz solar y generan una corriente eléctrica. Esta particularidad permite el aprovechamiento de la energía solar desde escalas de unos pocos kW hasta varios cientos de MW. En la modalidad de generación distribuida, pequeños sistemas se instalan en los techos de edificaciones, mientras que grandes centrales (en inglés se denominan “*utility-scale*”) se construyen sobre terrenos dedicados exclusivamente a la actividad de generación solar. Sin embargo, se debe notar que el costo nivelado de la energía de los sistemas pequeños de generación distribuida es cercano al doble del obtenido en una central grande.⁵⁶

En Costa Rica, el aprovechamiento de la radiación solar se ha dado en ambas modalidades. La generación distribuida ha alcanzado 112.4 MWp, 92.8% de los cuales corresponden a paneles solares⁵⁷. Los parques solares centralizados existentes a noviembre del 2024 suman 15.5 MWp, ninguno de ellos supera de manera individual los 5 MWp.

El potencial teórico fotovoltaico de Costa Rica se ha estimado en 9 884 GW, asociado a un área potencial sin restricciones, correspondiente a 9 169 km² de área. La potencia técnica aprovechable se ha calculado en 724 600 MW. Sin embargo, en un escenario más realista, suponiendo que tan solo un 0.05% del área sin restricciones pudiese ser dedicada a proyectos solares fotovoltaicos, se podrían aprovechar 3 623 MW.⁵⁸

El aprovechamiento del recurso solar está ligado a un factor de planta bajo y a una variabilidad del recurso propia de su naturaleza, que debe ser solventada para mejorar su integración al SEN. Los recursos de regulación del sistema de generación nacional brindan este complemento

7.3 OTROS RECURSOS ENERGÉTICOS

El ICE vigila la dinámica de la evolución del aprovechamiento de otros recursos energéticos, no convencionales, con el fin de promover su participación en la generación eléctrica cuando éstos demuestren ser de beneficio y seguros para el país.

La integración de algunas de estas fuentes en la matriz eléctrica nacional será eventualmente posible en el mediano y largo plazo, en la medida en que se logre un nivel de madurez tecnológico suficiente y costos decrecientes de desarrollo. Seguidamente se abordan algunas de estas fuentes.

⁵⁶ US Department of Energy, Solar Energy Technologies Office. (2021). *2030 Solar Cost Targets*. <https://www.energy.gov/eere/solar/articles/2030-solar-cost-targets>

⁵⁷ Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2024). *Evolución de la generación distribuida en Costa Rica, actualización a diciembre 2023*.

⁵⁸ Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2024). *Actualización del potencial de energía solar para generación eléctrica en Costa Rica*.

7.3.1 Eólico marino

En el año 2019, el ICE valoró por primera vez el potencial eólico marino para generación eléctrica⁵⁹. El potencial técnico se estima en 14 400 MW con un factor de planta superior al 34%. De este potencial, se identifican 4 780 MW con un factor de planta superior al 50%.

Las capacidades indicadas deben entenderse como un límite teórico, sujeto a restricciones y condicionantes.

7.3.2 Energía marina

En el año 2013, se valoró el recurso energético marino, a partir de las olas, las mareas y las corrientes marinas, mostrando potenciales técnicos de 2 000 MW, 0.5 MW y 32 MW respectivamente⁶⁰. El estudio identifica el potencial disponible teniendo en cuenta todas las restricciones en el espacio marítimo que impiden el desarrollo de infraestructura para generación eléctrica (restricciones físicas naturales y usos del espacio marítimo). Se destaca que el aprovechamiento de olas y de corrientes conlleva mucha incertidumbre al ser tecnologías con un desarrollo incipiente.

7.3.3 Residuos sólidos municipales

Los residuos sólidos municipales pueden ser tratados recurriendo a procesos térmicos, permitiendo recuperar una parte del calor de la incineración, gasificación o pirólisis de los residuos para generar energía eléctrica. Se trata de procesos muy costosos, que solo se justifican cuando se tiene un problema ambiental que resolver.

En este contexto, la inclusión de la generación eléctrica a partir de residuos sólidos municipales solo es atractiva como subproducto de una solución integral del problema de los residuos. En aras de colaborar con la solución a este problema ambiental que en Costa Rica corresponde atender a las Municipalidades, el ICE ha hecho esfuerzos para que de lograr implementarse estos desarrollos, la electricidad generada mediante residuos pueda incorporarse dentro de la matriz eléctrica nacional.

Los residuos sólidos se consideran una fuente no convencional de energía que podría explotarse en el mediano plazo porque varias municipalidades han anunciado su interés en adoptar este tipo de tecnología.

7.3.4 Biocombustibles para generación eléctrica

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% a 20% de

⁵⁹ Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2019). *Estudio de potencial eólico marino para la generación eléctrica en Costa Rica*.

⁶⁰ Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2016). *Plan estratégico para la promoción y desarrollo de fuentes renovables no convencionales 2016-2035*.

biodiésel pueden ser utilizadas en cualquiera de las plantas térmicas del país, sin necesidad de ajustes o reconversiones mayores.

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

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

Aunque no hay un impedimento técnico para que los motores primarios de las plantas térmicas usen biocombustibles, actualmente los costos de producción de biocombustibles no logran competir con el precio de mercado de los derivados de petróleo.

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

7.3.5 Hidrógeno verde

El hidrógeno es considerado un vector energético, dado que hay que manufacturarlo. Conforme al estado del arte actual, para su producción es necesario invertir una cantidad mayor de energía de la que es capaz de acumular, para luego reconvertir ese almacenamiento en otras formas de energía, como la electricidad.

La producción del hidrógeno se ha clasificado por colores, según la materia prima que se utilice para generarlo. El hidrógeno gris o negro se basa en el carbón, y el llamado hidrógeno azul proviene del gas natural. El hidrógeno obtenido utilizando generación eléctrica renovable, se denomina verde.

El hidrógeno verde se obtiene del agua mediante electrólisis y se le considera la opción más limpia por sus limitadas emisiones de gases de efecto invernadero.

El hidrógeno requiere de altas presiones para reducir su volumen o ser convertido en otros portadores (*carriers*), para poder almacenarlo y transportarlo.

Recientemente el hidrógeno ha experimentado un interés a nivel global como opción para reducir gases de efecto invernadero en algunos sectores de consumo difíciles de descarbonizar. En diferentes países, el gran aumento en la penetración de fuentes renovables en sus matrices de generación eléctrica y la consecuente presencia de importantes excedentes de generación en ciertos periodos del año ha elevado el interés de aprovechar estos excedentes en la producción de hidrógeno verde.

Sin embargo, aún existen brechas importantes para su uso, como los altos costos de inversión de la infraestructura para esta actividad (electrolizadores, almacenamiento, celdas de combustible) y en general la baja eficiencia en cada uno de los procesos de transformación hasta llegar a su uso final.

De acuerdo con reportes de organizaciones a nivel internacional, se vislumbra a futuro el uso del hidrógeno verde principalmente en los sectores de la industria y el transporte pesado. Su uso como almacenamiento para el sector eléctrico en el país es aún oneroso, no compitiendo con los embalses ni las plantas térmicas como elementos clave para la regulación y respaldo.

Las tecnologías como las celdas de combustible alimentadas con hidrógeno u otros gases combustibles están en producción comercial pero su costo y eficiencia no favorecen aún un uso generalizado.

Las consideraciones nacionales sobre el hidrógeno verde giran principalmente sobre su producción local con electrólisis, utilizando recursos de generación renovables. El ICE ha participado en la realización de estudios técnicos para evaluar la posibilidad de acoger una operación de hidrógeno verde a gran escala en el país, con el propósito principal de exportación. Como parte de estos estudios, en el año 2022 se analizó el impacto en el SEN de atender una demanda anual de gran escala, del orden de 500 MW, asociada a una operación de hidrógeno verde para exportación. Los resultados de estos estudios mostraron que, si bien la producción de hidrógeno verde es una oportunidad importante para Costa Rica por la condición privilegiada de su matriz de generación eléctrica, la demanda de energía de operaciones comerciales tan grandes no resulta compatible con la dimensión del sistema eléctrico costarricense.

Las fuentes y tecnologías descritas en este apartado probablemente irán reduciendo los costos y mejorando sus características, pero en el horizonte de decisiones del presente plan de expansión no se pronostica que alcancen la madurez necesaria para su incorporación en el sistema. No obstante, se monitorea el avance a nivel mundial de estas potenciales opciones que podrían resultar tecnologías candidatas en futuros planes de expansión.

7.4 COMBUSTIBLES FÓSILES

Costa Rica no realiza explotación, ni cuenta con reservas probadas de petróleo, carbón o gas natural. La totalidad de estos energéticos fósiles debe ser importada.

El sector transporte es el principal consumidor de combustibles fósiles, demandando diésel y gasolinas. El sector industrial utiliza búnker, diésel y gas licuado de petróleo (GLP) y cantidades marginales de coque y carbón mineral. Los sectores comercial y residencial consumen GLP para la cocción de alimentos.

La generación eléctrica requiere una fracción pequeña del diésel y el búnker que se consume en el país.

A pesar de que algunos sectores de consumo han mostrado interés en el gas natural, todavía no se contabilizan importaciones. Sin embargo, esta situación podría cambiar debido a la creciente oferta de gas natural licuado (GNL) importado disponible en Centroamérica.

La generación termoeléctrica, a pesar de ser solo una pequeña fracción de la generación total del país, 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 tendría un alto costo, toda vez que estos proyectos (hidroeléctricos, geotérmicos, eólicos o solares) requieren altas inversiones, y su uso sería eventual, e inclusive durante años húmedos, podrían no requerirse del todo. Por lo tanto, resulta conveniente la utilización de una pequeña cantidad de generación térmica de bajo costo de instalación, que se utiliza solo en condiciones climatológicas adversas o durante los meses más secos del año. Esto asegura que sus costos de operación, que dependen del costo del combustible, tienen bajo impacto en los costos totales del sistema eléctrico.

Bajo este esquema de participación de recursos renovables en la matriz eléctrica, la función de la generación termoeléctrica es operar la menor cantidad posible de horas al año, solo para servir de respaldo cuando la generación renovable disminuye. Las centrales térmicas que mejor se adaptan a esta función son las turbinas de gas y los motores reciprocantes de media velocidad. Estas máquinas tienen en común que resultan eficaces cuando las unidades tienen una capacidad relativamente pequeña (80 MW-100 MW) porque su costo de inversión es menor que el de centrales con turbinas de vapor. Éstas últimas se utilizan cuando se requiere un uso intensivo como carga base y por lo tanto muestran altos factores de planta.

Las alternativas térmicas convencionales de carga base, como las centrales de carbón o de gas natural, no han resultado competitivas en los estudios de expansión del país debido a que tienen un alto costo de inversión y las pocas horas de operación anual no permiten que los ahorros operativos compensen este sobre costo. Estas plantas se justifican cuando operan durante un periodo prolongado en el año, situación que no se acomoda a la función de respaldo que se ha establecido para la generación térmica en el país, normalmente requerida solo durante la época seca.

7.4.1 Diésel y búnker

Costa Rica cuenta con infraestructura para importar, almacenar y transportar derivados de petróleo. Estos combustibles se usan mayoritariamente para atender al transporte y a la industria.

El consumo de combustibles a nivel nacional ha crecido ininterrumpidamente desde el 2021: 16% del 2020 al 2021, 6% del 2021 al 2022 y 9% del 2022 al 2023.

El suministro de combustible para las plantas térmicas para generación eléctrica se apoya en la infraestructura existente del sistema nacional de combustibles, responsabilidad de la Refinería Costarricense de Petróleo (RECOPE).

Del total de hidrocarburos consumidos en el país en el 2023, un 5% se utilizó en las plantas termoeléctricas, mientras que en años anteriores este porcentaje fue menos del 1%. Particularmente, durante el 2023 el sector eléctrico utilizó el 5% del diésel y el 53% del

búnker consumido ese año en el país. Para el 2022, los mismos datos corresponden a 1% y 13% respectivamente⁶¹.

La generación térmica en Costa Rica depende de las condiciones climáticas. A pesar de que su uso aumenta los costos operativos, su disponibilidad evita incurrir en sobrecostos por infraestructura subutilizada o afrontar onerosos desabastecimientos con un costo social y económico muy alto para la sociedad.

7.4.2 Gas natural

El gas natural es un hidrocarburo compuesto por una mezcla de gases ligeros de origen natural. Principalmente contiene metano (CH_4) pero también incluye cantidades variables de otros elementos como dióxido de carbono (CO_2), nitrógeno (N), etano (C_2H_6), propano (C_3H_8), butano (C_4H_{10}), entre otros. Comparado con otros combustibles fósiles, el gas natural es más puro y limpio, lo que se traduce en un menor impacto ambiental gracias a su alta relación hidrógeno-carbono en su composición.

La importación de gas natural puede hacerse por medio de barcos metaneros o a través de gasoductos.

Para hacer eficiente su transporte marítimo, es necesario aumentar la densidad del gas criogénicamente, licuándolo a -160°C , obteniendo GNL. Para distancias menores y volúmenes más reducidos, también se recurre a la producción de gas natural comprimido (GNC, por sus siglas en inglés).

La importancia del gas natural radica, entre otras cosas, en que produce menos emisiones en comparación con los derivados del petróleo y el carbón y que el costo operativo es más atractivo que el del diésel, e incluso puede ser menor que el costo del búnker.

Aunque el precio del gas natural es atractivo, la cadena de suministro del GNL requiere de grandes inversiones en la terminal de importación y en el sistema de almacenamiento, además de la necesidad de asegurar compromisos de compra de gas en volúmenes importantes y en algunas ocasiones a mediano y largo plazo. Las economías de escala requieren un volumen de consumo de gas para asegurar la viabilidad económica de la operación, por lo que estos proyectos están asociados a centrales de generación de mediano tamaño con altos factores de planta.

Centroamérica podría también tener acceso a los depósitos de gas natural de Colombia o de México por ducto si se llegara a construir un gasoducto regional. Sin embargo, el aprovisionamiento por gasoducto requiere también inversiones considerables que solo pueden amortizarse con un uso intensivo de trasiego de grandes volúmenes de gas.

La dinámica de los mercados internacionales de GNL ha mostrado que los sectores eléctricos tradicionales, con una demanda considerable y uniforme de combustibles fósiles,

⁶¹ Calculado a partir de RECOPE. (2023). *RECOPE. Datos abiertos*. Obtenido de <https://datosabiertos.recope.go.cr/conjunto/ventas/recurso/Ventas%20Anuales%20por%20Terminal%20es%20%28M%C2%B3%20y%20Litros%29%202020-2023>

juegan un papel muy importante en las estrategias nacionales de introducción del gas natural. La demanda de gas para generar electricidad ha sido tradicionalmente la actividad semilla que viabiliza la inversión en infraestructura del gas y su comercialización. Una vez introducido, otros sectores como el industrial y el de transporte, encuentran condiciones favorables para desarrollar una demanda incremental. No obstante, el sector eléctrico de Costa Rica, donde el consumo térmico es solo para respaldar la generación renovable, presenta condiciones adversas para propiciar esa actividad semilla, debido a la incertidumbre sobre las necesidades anuales de combustible.

Por otro lado, el desarrollo de las centrales termoeléctricas de GNL en Centroamérica, existentes y futuras, le permiten al país reducir costos operativos aprovechando el gas natural, mediante la importación de electricidad del MER.

- ***Exploración de Reservas Regionales***

Actualmente solo Guatemala ha detectado la existencia de gas natural en su territorio, en el Departamento de Petén. Costa Rica no cuenta aún con reservas probadas de gas natural.

La posibilidad de exploración y explotación local del gas natural se ha discutido en el pasado en el país, sin embargo, dentro del horizonte de planeamiento del presente plan de expansión de la generación, no es razonable suponer que habrá una significativa disponibilidad local de gas.

- ***Desarrollos de GNL en la Región Centroamericana***

Desde el 2018, Panamá cuenta con una terminal de importación de GNL en la localidad de Colón, así como una central térmica de 300 MW alimentada con este combustible. Además, en el 2024 inició operaciones una segunda planta generadora de 670 MW, alimentada desde la terminal de GNL de Colón⁶².

El Salvador inauguró su primera terminal de gas natural en mayo del 2022 ubicada en el Puerto Acajutla, Sonsonate. El complejo consta de una terminal flotante de GNL y una planta térmica de 378 MW.

En Nicaragua se encuentra en etapa de escalamiento y puesta en marcha una planta eléctrica de 300 MW en Puerto Sandino⁶³, con una terminal de GNL.

Algunas de las terminales construidas en la región cuentan con facilidades para la carga de cisternas y contenedores de GNL.

En años recientes, ha tomado relevancia el mercado de GNL a pequeña escala, principalmente en los países de Asia. En Centroamérica y el Caribe comienzan a darse condiciones interesantes para desarrollos de pequeña escala. La viabilidad de estas opciones depende de que el transporte de GNL en cisternas o en contenedores, por tierra o por mar desde cualquiera de las centrales regionales, sea interesante para el resto de los países de la región.

⁶² Obtenido de: <https://elcapitalfinanciero.com/generadora-gatun-inicia-operacion-comercial-en-panama-tras-invertir-1200-millones/>

⁶³ Según información de la base de datos de proyectos de BNaméricas a diciembre del 2024.

7.4.3 Carbón

El carbón mineral es un combustible fósil sólido, de color negro, que contiene grandes porcentajes de carbono y otros elementos en menor cantidad. Es un combustible muy utilizado en diferentes campos industriales, llegando a constituir un gran aporte de energía primaria a pesar de los impactos ambientales negativos.

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

En los últimos años no se han incorporado plantas de carbón nuevas en la región. Guatemala, Honduras y Panamá continúan siendo los países que cuentan con plantas de carbón para generación eléctrica. Sin embargo, la planta en Panamá está fuera de operación desde finales del 2023. Como se observa en la Tabla 7.3, las plantas operativas suman un total de 914 MW, de los cuales la mayor parte se ubican en Guatemala con una capacidad instalada de 809 MW.

Tabla 7.3 Centroamérica: Capacidad instalada de plantas eléctricas de carbón (2023)

CENTROAMÉRICA: CAPACIDAD INSTALADA PLANTAS ELÉCTRICAS DE CARBÓN (2023)				
País	Recurso	Planta	Capacidad instalada (MW)	Capacidad efectiva (MW)
Guatemala	Carbón	San José	139	139
		La Libertad	20	18
		Generadora Costa Sur	30	30
	Carbón/petcoke	Jaguar Energy	300	283
	Cogeneración con carbón/biomasa	La Unión	85	51.4
		Palo Gordo	46	34
		Madre Tierra	37	29.9
		Santa Ana	40	21
		Trinidad (1 a 5)	112	93
Honduras	Carbón	BECOSA	105	100
Panamá	Carbón	Cobre Panamá (*)	306	300
TOTAL			1 220	1 099
(*) La planta suministraba electricidad a Minera Panamá pero está fuera de operación desde noviembre 2023				
Elaboración propia con base en las siguientes fuentes:				
1) Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2022. Eugenio Torijano, CEPAL.				
2) Plan de expansión indicativo del sistema de generación 2022-2052, Ministerio Energía y Minas, Guatemala.				
3) Centro Nacional de Despacho de Panamá: https://www.cnd.com.pa/index.php/estadisticas				
4) Plan indicativo de Expansión de la Generación 2022-2031. Gerencia Planificación del Sistema, ODS Honduras.				

El principal inconveniente del carbón mineral está en el elevado nivel de emisiones y contaminantes durante su combustión. Para mitigarlas significativamente, se han realizado

numerosas investigaciones y desde hace muchos años se desarrollaron varias tecnologías como la Gasificación Integrada con Ciclo Combinado (IGCC por sus siglas en inglés), las plantas ultra-supercríticas y la captura y almacenamiento del CO₂ (CCS por sus siglas en inglés). Estas tecnologías logran disminuir las emisiones, pero tienen elevados costos de inversión y de operación.

Con la introducción de procesos de captación de CO₂ antes y/o después de la combustión en las tecnologías de generación con carbón mineral, se han logrado reducir en alguna medida los impactos ambientales provocados por este tipo de plantas, originando un mayor interés por el uso de recursos carboníferos para la producción de electricidad. Sin embargo, aún faltan aspectos por mejorar por lo que la tecnología todavía continúa produciendo afectaciones ambientales importantes.

Los costos de inversión, operación y mantenimiento de estos nuevos procesos de control ambiental han incrementado el costo de las plantas carboeléctricas, afectando la viabilidad económica de los proyectos. Criterios medioambientales y económicos se han impuesto en la política energética de muchos países, llevando al cierre de un gran número de este tipo de centrales.

Desde el 2018, Costa Rica tiene en ejecución un plan de descarbonización de la economía muy ambicioso, por lo que no es viable la consideración del carbón como fuente energética en el desarrollo de su matriz de generación.

7.5 ENERGÍA NUCLEAR

La energía nuclear aprovecha el calor de las reacciones nucleares para producir electricidad. Una central nuclear es una central termoeléctrica donde la fuente de calor son las reacciones de fisión en el reactor nuclear. Este calor se utiliza para producir el vapor que alimenta a los grupos turbo-generadores.

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

La energía nuclear es baja en emisiones de carbono. A pesar de esta ventaja ambiental, otras preocupaciones relativas a potenciales accidentes y la contaminación radioactiva de los desechos, hacen controversial el uso de esta fuente de energía.

En el presente plan de expansión no se considera la energía nuclear como una alternativa en el sistema de generación. La capacidad de los reactores normalmente utilizados es muy grande para el tamaño del sistema eléctrico costarricense, incluso también para el MER.

7.6 IMPORTACIONES DEL MER

El MER es el ámbito en que se realizan las transacciones regionales de compra y venta de electricidad entre los diferentes participantes centroamericanos.

Con el SIEPAC y un MER en crecimiento, las importaciones de energía eléctrica son un recurso energético importante para el país.

La participación del ICE en el MER ha generado beneficios netos. Los intercambios netos del país en el MER en el 2021 y el 2022, fueron aproximadamente 1000 GWh y 720 GWh de exportaciones respectivamente, lo que permitió aumentar los ingresos al valorizar excedentes de capacidad; mientras que en el 2023 el intercambio neto resultó en importaciones de 350 GWh, lo que permitió reducir los costos operativos locales⁶⁴.

Las oportunidades que ofrece el MER deben ser explotadas para beneficio de la sociedad costarricense. El país debe optimizar las posibilidades de importación y de exportación con el parque de generación disponible. Si bien es cierto que el MER todavía no es un mercado maduro, estas operaciones se pueden realizar plenamente con los mecanismos de mercado existentes. Las transacciones se deciden y ejecutan en periodos relativamente cortos y son responsabilidad de los encargados de la comercialización de energía de la empresa eléctrica.

Las decisiones de inversión que dependen de su participación en el MER, por otra parte, plantean una problemática distinta y hoy en día tienen limitaciones importantes. La instalación de centrales, cuya recuperación de capital dependa mayoritariamente de ingresos por exportaciones, conlleva riesgos mucho mayores que los asociados a una planta para atender consumo local. En el sentido contrario, posponer inversiones que son indispensables para garantizar el suministro y depender en su lugar de importaciones, podría poner en riesgo la seguridad energética nacional, con graves consecuencias para la sociedad como sucedió en el 2023 y 2024 cuando los impactos del fenómeno de El Niño motivaron a diferentes países a cortar sus exportaciones en el MER.

La optimización de las inversiones considerando un mercado mayor, como lo sería el regional, produciría grandes beneficios. Esto es particularmente importante en sistemas cuya matriz tiene un fuerte componente de fuentes renovables variables como el nuestro. Un mercado más amplio tiene mejores factores de diversidad y las partes pueden compartir los costos de los recursos de respaldo. Sin embargo, para llegar a estas etapas, es necesario alcanzar grados de madurez que todavía no se han logrado:

- Los sistemas locales de generación deben mantener una relación oferta/demanda adecuada a lo largo de todo el horizonte de planeamiento;
- El mercado y los países deben ser capaces de crear y mantener una adecuada capacidad de transmisión, que evite congestionamientos crónicos;
- El mercado debe crear los mecanismos e instrumentos de contratación de largo plazo que mitiguen la volatilidad y la incertidumbre de los precios futuros, tanto de generación como de transmisión;
- El planificador de las inversiones debe tener acceso a información fiable y de buena calidad de toda la región;
- Se debe disponer de un marco regulatorio adecuado.

La región centroamericana dispone de abundantes recursos de generación para los próximos años. Sin embargo, el MER no dispone aún de regulación que permita realizar

⁶⁴ Instituto Costarricense de Electricidad. (ICE). (2023). *Generación y demanda. Informe anual 2023*.

contratos de largo plazo que garanticen el suministro en iguales condiciones que una planta localizada dentro del país.

Aún con la implementación de contratos de largo plazo en el MER, no se asegura el cumplimiento del suministro, aunque en sus cláusulas se especifique que son del tipo firme o físico. Estos contratos solo son funcionales cuando hay suficiente capacidad para atender toda la demanda. Cuando hay faltantes, los gobiernos nacionales emiten disposiciones extraordinarias justificadas por la emergencia del racionamiento y podría haber una gran presión sobre los contratos internacionales.

Por lo tanto, para poder depender de los mercados, estos deben garantizar que siempre habrá capacidad de generación y de transmisión suficiente. Si esta condición no se cumple, no se puede depender de la capacidad en cualquier parte del mercado regional para atender una necesidad local.

Por las condiciones inmaduras del MER, la planificación de largo plazo del plan de expansión se realiza suponiendo que el sistema costarricense está aislado, de tal manera que las inversiones se justifican únicamente para satisfacer la demanda local y se instala la capacidad indispensable para asegurar la confiabilidad del suministro. Por esta razón, en el presente plan de expansión no se considera la importación como una fuente energética disponible en el largo plazo.

No obstante, las dificultades arriba señaladas, la estrategia energética nacional debe contemplar una participación fuerte del país en el MER para que el país pueda aprovechar las posibilidades de exportación que ofrece este mercado. Se deben buscar las oportunidades para valorizar los excedentes disponibles. El presente PEG se limita a señalar estos potenciales beneficios; su factibilidad y valoración dependen de estudios ulteriores y de la evolución del MER.

7.7 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La GD se refiere a los sistemas de generación eléctrica a pequeña escala que proporcionan energía al usuario en el punto de consumo, que pueden estar conectados a la red eléctrica en el sistema de distribución u operar de forma aislada.

La GD inicia en el país en el año 2010 con un plan piloto promovido por el ICE que acogió inscripciones hasta el año 2015; las últimas interconexiones finalizaron en el 2016. En total se instalaron 11.4 MW, de los cuales 6.5 MW correspondieron a sistemas solares fotovoltaicos, 4.5 MW a biomasa seca y el resto fueron sistemas menores.

A partir del año 2016 el acceso de los sistemas de GD a la red es regulado a través de la normativa AR-NT-POASEN: "Planeación, Operación y Acceso al Sistema Eléctrico Nacional". Esta norma establece las condiciones técnicas generales bajo las cuales se planeará, desarrollará y se operará el SEN y las condiciones técnicas, contractuales, comerciales y tarifarias con las cuales se brindará acceso a los diferentes interesados en interconectarse con el SEN.

Conforme a la política de desarrollo eléctrico renovable del país, la normativa establece que los sistemas de GD deben utilizar como energía primaria fuentes renovables.

El ICE monitorea el desarrollo de la GD del país desde hace varios años con el objeto de valorar la tendencia general e identificar cambios abruptos que deban ser considerados con detalle en las proyecciones de demanda. Anualmente se publica un informe que resume el estado de situación en el país; el más reciente se publicó en el 2024⁶⁵.

Según este estudio, para el 2023 existen 112.4 MWp en generación distribuida instalada en el país. La principal tecnología asociada a la GD son los sistemas solares fotovoltaicos, que aprovechan la luz del sol para generar de forma directa energía eléctrica. Se estima que para el año 2023 la capacidad total instalada en sistemas fotovoltaicos registrados conectados al SEN fue del orden de 104.3 MWp⁶⁶. Esto corresponde al 93% de la potencia instalada con GD, lo cual es consistente con la tendencia internacional de reducción de costos de esta tecnología, potenciando su instalación y crecimiento.

En orden de importancia, le sigue un 4.9% de la capacidad en generación distribuida asociada a la biomasa seca proveniente de residuos del proceso de la caña de azúcar y el arroz, seguido de un 1.1% de biogás producido principalmente a partir de lodos sépticos recuperados en la planta de tratamiento de aguas residuales de la GAM y un relleno sanitario. Otras tecnologías menores incluyen micro hidro, eólico, híbrido solar-eólico, híbrido solar-hidro.

La reducción de demanda que ha provocado la GD en el país está siendo considerada en las proyecciones de demanda eléctrica de forma indirecta, porque los registros de ventas históricos utilizados como variables de entrada en los modelos ya tienen embebido el impacto de los sistemas distribuidos instalados.

Para el PEG 2024 se ha considerado, entre los escenarios de demanda estudiados, un escenario que estima un crecimiento de la generación distribuida más agresivo que los índices históricos, considerando que existen políticas y leyes específicas para incrementar su desarrollo.

7.8 ADMINISTRACIÓN DE LA DEMANDA

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

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

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 no se hacen ajustes o reducciones de capacidad instalada por este concepto.

⁶⁵ Instituto Costarricense de Electricidad. (ICE). (2024). *Evolución de la generación distribuida en Costa Rica*. Actualización a diciembre 2023.

⁶⁶ Incluye los sistemas fotovoltaicos instalados en el plan piloto del ICE.

7.9 EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO DE LOS RECURSOS ENERGÉTICOS

Los costos sociales y ambientales de las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas a la generación eléctrica se reconocen como un problema global. Existen algunos mercados de derechos de emisiones que monetizan esta externalidad.

Las emisiones de las plantas generadoras dependen de una gran cantidad de variables. No obstante, se pueden utilizar índices de emisiones genéricas por cada tipo de tecnología con el objeto de evaluar de forma general las emisiones totales de los escenarios de expansión. Estos factores estiman las emisiones de todos los gases de efecto invernadero, expresadas en toneladas equivalentes de CO₂.

El factor 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 equivalente/GWh.

Para la contabilización de emisiones de gases de efecto invernadero de las plantas, el ICE ha establecido métodos de cálculo que se utilizan para los inventarios de emisiones del sector eléctrico, siguiendo los procedimientos reconocidos por organismos internacionales.

En particular para las plantas hidroeléctricas las emisiones directas provienen de emisiones de CH₄ y de CO₂ provenientes de los embalses. El ICE estima el factor para plantas hidroeléctricas con embalse realizando mediciones de campo, de acuerdo con los procedimientos para inventarios definidos por el Panel Intergubernamental de Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés). Para las plantas a filo de agua se considera que las emisiones son nulas.

En el caso de la geotermia se hace diferenciación en el factor de emisión entre el Pozo 29 (Boca de Pozo) y las demás plantas geotérmicas, dado que el primero presenta emisiones muy alejadas del promedio.

Los factores de emisión por fuente considerados en el presente PEG son los mostrados en la Tabla 7.4.

Tabla 7.4 Factores de emisiones directas de GEI por tipo de tecnología

FACTORES DE EMISIÓN DIRECTA DE GASES DE EFECTO INVERNADERO (GEI) POR TIPO DE TECNOLOGÍA	
Ton CO _{2e} /GWh	
Eólica	0
Solar	0
Biomasa	5.5
Hidroeléctrica a filo de agua	0
Hidroeléctrica con embalse	30.1
Geotérmica	67.1
Geotérmica Pozo 29 Miravalles	2 500
Turbina ciclo combinado con gas natural	375
Turbina ciclo combinado con diésel	630
Turbina ciclo abierto con diésel	820
Motor Media Velocidad con búnker	745
Carbón	1 100
Fuente: ICE. (2024). Inventario de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero del Sistema Eléctrico Nacional 2024.	

8 PRECIO DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES

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

A partir de las proyecciones publicadas por el EIA, se construyen proyecciones para ser aplicadas al caso de Costa Rica. En el PEG 2024 se utilizan las proyecciones publicadas en el “Informe Proyección de Precios de Combustibles 2024-2050”⁶⁷. 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 fundamenta en las estimaciones de precios contenidas en el Annual Energy Outlook 2023 (AEO2023)⁶⁸ y en la actualización de datos del Short-Term Energy Outlook de marzo 2024⁶⁹.

8.1 PROYECCIONES DEL PRECIO DEL CRUDO

En la Figura 8.1 se presenta la proyección de precios del escenario base para varios crudos de referencia. Se muestra la proyección de largo plazo del AEO2023 y la proyección de corto plazo contenido en el Short Term Energy Outlook de marzo del 2024. El EIA publica estos ajustes de corto plazo mensualmente y cubren el año en curso y dos años hacia adelante.

Los precios se expresan en dólares por barril (USD/bbl) y se refieren a dólares constantes del 2023.

Como se observa en la Figura 8.1 y la Tabla 8.1, las proyecciones del EIA suponen un crecimiento sostenido de los precios durante todo el horizonte del análisis.

⁶⁷ Informe Proyección de Precios de Combustibles 2024-2050. Proceso Planificación de Sistemas, Dirección Planificación y Sostenibilidad, ICE, abril 2024.

⁶⁸ Energy Information Administration. (EIA). (2023). *Annual Energy Outlook*.

⁶⁹ Energy Information Administration. (EIA). (2024). *Short Term Energy Outlook*.

Tabla 8.1 Proyección del precio del crudo, escenario base

PRECIO DEL CRUDO - ESCENARIO BASE AEO 2023 (2023 \$/bbl)				PRECIO DEL CRUDO - ESCENARIO BASE Short-Term Energy Outlook - marzo 2024 (2023\$/bbl)			
Año	Brent Spot	West Texas Intermediate Spot	Imported Crude oil	Año	Brent Spot ST	West Texas Inter. Spot_ST	Imported Average_ST
2023	82.5	77.6	83.2	2023	82.5	77.6	74.6
2024	90.0	85.0	89.1	2024	90.0	85.0	82.1
2025	89.8	85.1	83.7	2025	89.8	85.1	85.1
2026	87.9	85.3	83.9	Fuente: EIA (2024). Short Term Energy Outlook			
2027	88.3	85.5	84.3				
2028	88.9	86.3	84.6				
2029	89.5	86.7	85.2				
2030	90.2	87.2	85.7				
2031	90.7	87.7	85.9				
2032	91.5	88.5	86.6				
2033	92.0	88.9	87.0				
2034	92.7	89.6	87.3				
2035	93.6	90.0	87.8				
2036	94.1	90.8	88.7				
2037	94.8	91.4	89.1				
2038	95.3	91.8	89.6				
2039	95.9	92.3	90.1				
2040	96.4	92.8	90.8				
2041	96.9	93.3	91.4				
2042	97.4	93.7	91.9				
2043	97.8	94.1	91.9				
2044	98.2	94.5	92.2				
2045	98.6	94.9	92.5				
2046	99.4	95.6	93.2				
2047	99.8	96.0	93.7				
2048	100.4	96.7	94.2				
2049	101.1	97.4	94.8				
2050	101.3	97.7	95.2				

Fuente: EIA (2023). Annual Energy Outlook

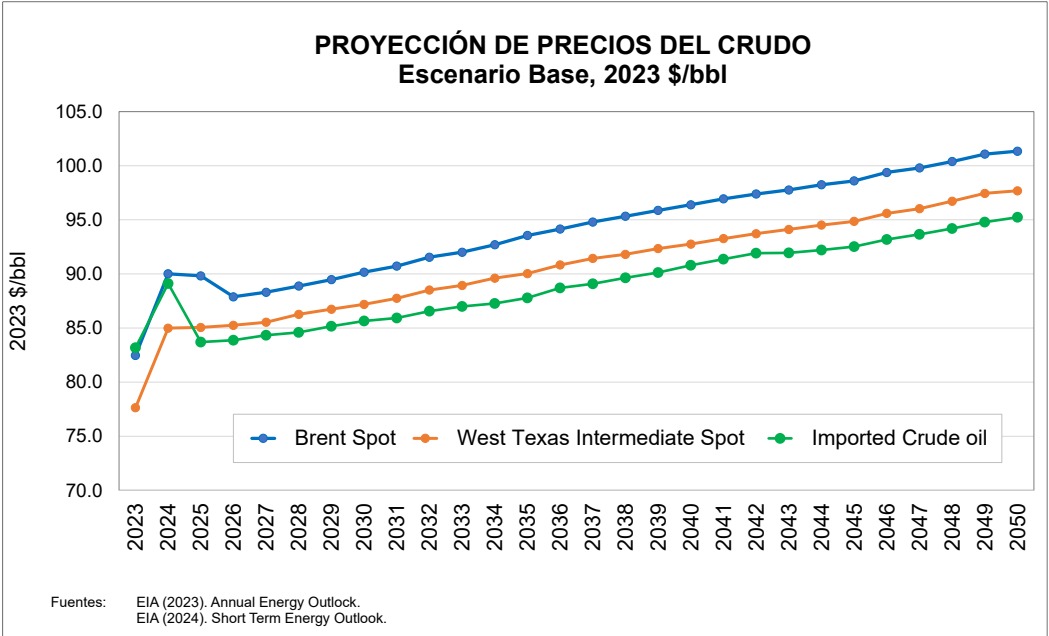


Figura 8.1 Proyección de precios del crudo. Escenario base 2023

8.2 PROYECCIÓN DE PRECIOS DEL DIÉSEL Y DEL BÚNKER

Los precios locales de los combustibles son fijados por la ARESEP. Estos precios cubren los costos de importación, almacenamiento y distribución. Actualmente el país no está refinando productos por lo que no existe un cargo asociado al proceso industrial para la producción de derivados.

Las proyecciones del precio del diésel y del búnker para Costa Rica para el periodo 2023-2050 se muestran en la Tabla 8.2 y la Figura 8.2. La proyección se presenta en dólares por litro, con y sin impuestos y se refieren a dólares constantes de diciembre de 2023.

Desde el año 2001, el impuesto a los combustibles es un impuesto único según el tipo de combustible y se ajusta únicamente por inflación. El precio con impuestos se calcula agregando un valor de 0.29 USD/litro a la proyección de precios del diésel y 0.05 USD/litro a la proyección del búnker. Estos datos corresponden al impuesto del año 2023.

En los análisis de los planes de expansión de la generación, no se toma en consideración el impuesto a los combustibles, dado que la evaluación se hace en términos económicos para la sociedad costarricense.

Tabla 8.2 Proyección de precios del diésel y búnker – ICE. Escenario base

PROYECCION DE PRECIOS DEL DIÉSEL Y BÚNKER - ICE								
Precio sin impuestos (2023\$/L)			Impuestos (2023\$/L)			Precio con impuestos (2023\$/L)		
Año	Diésel	Búnker	Año	Diésel	Búnker	Año	Diésel	Búnker
2023	0.80	0.46	2023	0.29	0.05	2023	1.09	0.51
2024	1.20	0.73	2024	0.29	0.05	2024	1.48	0.78
2025	1.12	0.73	2025	0.29	0.05	2025	1.40	0.78
2026	1.01	0.69	2026	0.29	0.05	2026	1.30	0.74
2027	0.95	0.69	2027	0.29	0.05	2027	1.24	0.73
2028	0.90	0.69	2028	0.29	0.05	2028	1.18	0.74
2029	0.84	0.69	2029	0.29	0.05	2029	1.13	0.74
2030	0.85	0.69	2030	0.29	0.05	2030	1.13	0.74
2031	0.85	0.70	2031	0.29	0.05	2031	1.14	0.74
2032	0.85	0.70	2032	0.29	0.05	2032	1.14	0.74
2033	0.86	0.70	2033	0.29	0.05	2033	1.14	0.75
2034	0.86	0.70	2034	0.29	0.05	2034	1.14	0.75
2035	0.86	0.71	2035	0.29	0.05	2035	1.15	0.75
2036	0.86	0.71	2036	0.29	0.05	2036	1.15	0.76
2037	0.87	0.71	2037	0.29	0.05	2037	1.15	0.76
2038	0.87	0.72	2038	0.29	0.05	2038	1.15	0.76
2039	0.87	0.72	2039	0.29	0.05	2039	1.15	0.76
2040	0.87	0.72	2040	0.29	0.05	2040	1.16	0.77
2041	0.88	0.72	2041	0.29	0.05	2041	1.16	0.77
2042	0.88	0.72	2042	0.29	0.05	2042	1.17	0.77
2043	0.88	0.72	2043	0.29	0.05	2043	1.17	0.76
2044	0.89	0.71	2044	0.29	0.05	2044	1.17	0.76
2045	0.88	0.70	2045	0.29	0.05	2045	1.17	0.75
2046	0.89	0.70	2046	0.29	0.05	2046	1.17	0.74
2047	0.90	0.70	2047	0.29	0.05	2047	1.18	0.75
2048	0.90	0.70	2048	0.29	0.05	2048	1.18	0.75
2049	0.90	0.71	2049	0.29	0.05	2049	1.18	0.76
2050	0.90	0.71	2050	0.29	0.05	2050	1.19	0.76

Fuente: ICE. (2024). Informe Proyección Precios de Combustibles 2024-2050.

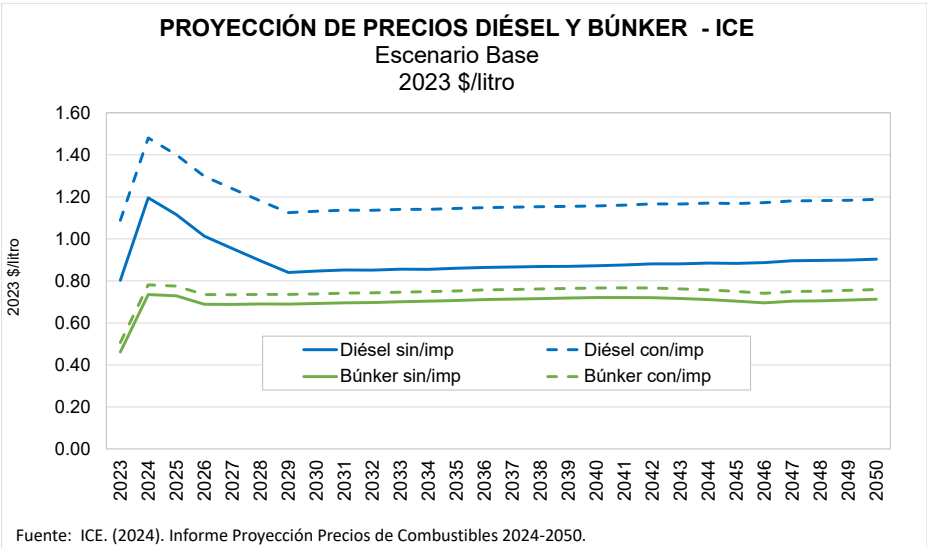


Figura 8.2 Proyección de precios del diésel y búnker – ICE. Escenario base

8.3 PROYECCIÓN DEL PRECIO DEL CARBÓN

En Costa Rica, el uso del carbón mineral es esporádico y en pequeñas cantidades que ocasionalmente importan algunas industrias⁷⁰.

Para la estimación de precios del carbón se utiliza la proyección de precios de exportación de carbón del EIA y se agregan costos, también estimados, por flete marítimo e internamiento. La proyección de precios se presenta en la Tabla 8.3. La serie de precios estimada por el EIA no muestra aumentos ni reducciones importantes en el horizonte de proyección.

Tabla 8.3 Estimación del precio del carbón. Escenario base

ESTIMACIÓN DEL PRECIO DEL CARBÓN				
Escenario Base (\$2023)				
Año	Precio exportación USA		Precio carbón en Costa Rica	
	\$/ton corta	\$/ton	CR \$/ton sin imp.	CR \$/mmBTU sin imp.
2023	113.1	124.7	151.4	7.3
2024	119.6	131.8	158.5	7.6
2025	119.6	131.8	158.6	7.6
2026	111.1	122.4	149.1	7.2
2027	111.2	122.6	149.3	7.2
2028	111.8	123.2	149.9	7.2
2029	111.6	123.0	149.7	7.2
2030	115.9	127.8	154.5	7.4
2031	115.0	126.8	153.5	7.4
2032	114.9	126.6	153.3	7.4
2033	117.1	129.1	155.8	7.5
2034	118.0	130.1	156.8	7.5
2035	118.0	130.0	156.7	7.5
2036	120.5	132.8	159.5	7.7
2037	121.3	133.7	160.4	7.7
2038	121.6	134.0	160.7	7.7
2039	121.6	134.0	160.8	7.7
2040	123.1	135.7	162.4	7.8
2041	123.7	136.3	163.1	7.8
2042	123.5	136.1	162.8	7.8
2043	126.0	138.9	165.6	8.0
2044	126.8	139.8	166.5	8.0
2045	127.3	140.4	167.1	8.0
2046	128.7	141.9	168.6	8.1
2047	129.5	142.8	169.5	8.1
2048	128.9	142.1	168.8	8.1
2049	129.0	142.3	169.0	8.1
2050	129.1	142.3	169.0	8.1

Nota: el precio estimado para Costa Rica incluye flete y seguro marítimo, descarga en muelle y muestreo y análisis.

Fuente: ICE. (2024). Informe Proyección Precios de Combustibles 2024-2050.

⁷⁰ En el 2022 se importaron 7 TJ de carbón mineral y 3713 TJ de coque, aproximadamente el 2.1% del consumo energético nacional. Datos del Balance Energético Nacional 2022. Ministerio de Ambiente y Energía, Gobierno de Costa Rica. (12 de febrero de 2024). Balance Energético Nacional 2022. Obtenido de <https://minae.go.cr/energia/Balance%20Energetico%20Nacional.aspx>

El plan de descarbonización que ha venido impulsando el país desde hace varios años, hace incompatible el uso del carbón para la generación eléctrica. Las proyecciones de precios del carbón se utilizan solo como referencia de costos, no se consideran estas tecnologías como candidatas en el presente plan de expansión de la generación.

8.4 PROYECCIÓN DEL PRECIO DEL GAS NATURAL LICUADO

El GNL no tiene un mercado global tan desarrollado como el del petróleo y presenta características propias en cada región. El suministro de GNL tiene características diferentes al suministro de los combustibles líquidos normalmente utilizados en el país.

El mercado del GNL, en su mayoría, está dominado por contratos de mediano y largo plazo, que cubren gran parte de la cadena de suministro, desde la extracción de gas, licuefacción, transporte y regasificación.

La economía de escala de la terminal y el volumen de compra anual también son importantes para acceder a costos competitivos. Grandes costos fijos, como eventuales muelles metaneros y los tanques de almacenamiento, afectan negativamente la economía de terminales pequeñas.

El transporte marítimo también favorece costos unitarios menores cuando se trata de grandes embarques; la flota de buques metaneros en operación refleja la predilección por este tipo de cargamentos. Sin embargo, gradualmente ha venido creciendo un mercado de buques de pequeña escala que aumentarán la disponibilidad de GNL en todo el mundo y permitirán desarrollar mercados de pequeña y mediana escala como el mercado eléctrico de Costa Rica.

Estas características hacen que gran parte de los costos de desarrollos de GNL 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. Las transacciones ocasionales están creciendo en importancia, pero siguen siendo de mucho menor volumen.

Trasiegos en contenedores o cisternas, actualmente incipientes en la región, tomarán mucha importancia en los próximos años. Este tipo de suministro puede ser interesante para Costa Rica, por lo que es importante estudiar su logística.

La terminal Costa Norte en Panamá, dispone de un tanque de almacenamiento de GNL de 180 000 m³. El 25% de la capacidad de almacenamiento es suficiente para alimentar la planta termoeléctrica, mientras que el 75% restante será comercializado en otras áreas. La terminal ya opera normalmente un centro de distribución de gas en camiones e ISO-contenedores. Desde esta terminal podrían alimentarse de gas natural plantas en Costa Rica.

La terminal Energía del Pacífico en El Salvador, dispone de una Unidad Flotante de Almacenamiento y Regasificación de GNL (FSRU, por sus siglas en inglés) con capacidad de 137 000 m³.

8.4.1 GNL en pequeña escala

El GNL en pequeña escala (SSLNG por sus siglas en inglés) está siendo impulsado en algunas partes del mundo, principalmente en Asia. Algunas empresas de barcos con capacidades promedio de 30 000 m³ de GNL operan con contratos de corto y mediano plazo. Esto comienza a ser posible debido a la demanda por combustible más barato, así como por los avances tecnológicos en el campo.

En instalaciones de GNL de pequeña o mediana escala, resulta crítico lograr una buena eficiencia en la cadena de valor, para ello varios factores deben optimizarse: número de equipos necesarios, sistemas modulares de fácil instalación y programas de mantenimiento sencillos.

El mercado de GNL también empieza a mostrar contratos de corta duración y bajos volúmenes de GNL, sin embargo, es posible que estos nuevos mercados demoren todavía algún tiempo en consolidarse.

8.4.2 Costos del GNL para Costa Rica

Para determinar un posible precio del gas natural licuado en Costa Rica, se realizan una serie de supuestos. Como base se utilizan las proyecciones de precio del Henry Hub⁷¹ del EIA. A este precio se le agregaron 4 USD/mmBTU por el proceso de licuefacción y 4 USD/mmBTU por la logística asociada a colocar el gas licuado en el país. Esta cifra contempla los costos relativos al suministro de demandas pequeñas que varían a lo largo del año y pueden presentar también variaciones muy importantes de un año a otro.

El precio así obtenido se muestra en la Tabla 8.4, corresponde al combustible en su fase gaseosa pero no contempla el costo de la regasificación, el cual se incorpora como parte de los costos operativos durante la simulación de los planes de expansión. El precio indicado supone que la entrega se realiza en el puerto de destino y se expresa en dólares constantes de diciembre de 2023.

El precio del GNL incluye el precio de compra de la molécula, el precio de licuefacción y el de transporte marítimo. No incluye impuestos debido a que no se cuenta con referencias. El precio muestra un incremento anual a lo largo del período, alcanzando para el 2050 aproximadamente un 50% adicional sobre el precio de los primeros años.

⁷¹ El Henry Hub es un centro de distribución de gas natural situado en el estado de Luisiana (sureste de los Estados Unidos) en el que se unen varios de los principales gasoductos del país norteamericano. El Henry Hub es una referencia internacional de precios para el mercado del gas natural, igual que el Brent y el West Texas para el mercado del petróleo.

Tabla 8.4 Estimación del precio del GNL para Costa Rica

ESTIMACIÓN DEL PRECIO DEL GNL PARA COSTA RICA					
(2023\$/mmBTU)					2023\$/m³
Año	GNL Henry Hub (1)	Licuefacción	Transporte	Precio DES sin/imp (2)	Precio s/imp \$/m³ (3)
2023	2.5	4	4	10.5	0.39
2024	2.4	4	4	10.4	0.38
2025	3.1	4	4	11.1	0.41
2026	3.4	4	4	11.4	0.42
2027	3.2	4	4	11.2	0.41
2028	3.3	4	4	11.3	0.41
2029	3.4	4	4	11.4	0.42
2030	3.5	4	4	11.5	0.42
2031	3.8	4	4	11.8	0.43
2032	4.1	4	4	12.1	0.44
2033	4.4	4	4	12.4	0.46
2034	4.8	4	4	12.8	0.47
2035	5.0	4	4	13.0	0.48
2036	5.1	4	4	13.1	0.48
2037	5.3	4	4	13.3	0.49
2038	5.6	4	4	13.6	0.50
2039	5.6	4	4	13.6	0.50
2040	6.0	4	4	14.0	0.51
2041	6.3	4	4	14.3	0.52
2042	6.4	4	4	14.4	0.53
2043	6.4	4	4	14.4	0.53
2044	6.5	4	4	14.5	0.53
2045	6.7	4	4	14.7	0.54
2046	6.8	4	4	14.8	0.54
2047	6.9	4	4	14.9	0.55
2048	7.0	4	4	15.0	0.55
2049	7.1	4	4	15.1	0.55
2050	7.2	4	4	15.2	0.56

(1) Henry Hub ajustado con Short Term de marzo 2024.

(2) DES (Delivered ex-Ship). El exportador asume los costes y riesgos de transporte de la mercadería hasta el puerto de destino.

(3) Conversión: 1 mmBTU = 27.29 m³ Gas Natural.

Fuente: ICE. (2024). Informe Proyección Precios de Combustibles 2024-2050.

8.5 RESUMEN DE LAS PROYECCIONES

En la Tabla 8.5 y la Figura 8.3 se presenta un resumen de las proyecciones de precios, por unidad de volumen o de peso y por unidad de energía calórica. Estos precios no incluyen los impuestos a los combustibles. Se expresan en dólares constantes de diciembre del 2023.

Tabla 8.5 Proyección de precios de los combustibles sin impuestos

PROYECCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES										
PRECIOS SIN IMPUESTOS										
Dólares constantes del 2023										
Año	Crudo WTI	Crudo Brent	Diésel	Búnker	GNL	Carbón				
	\$/bbl	\$/bbl	\$/L	\$/L	\$/m ³	\$/ton	\$/mmBTU			
2023	78	82	0.80	0.46	0.39	151.4	22.1	12.0	10.5	7.3
2024	85	90	1.20	0.73	0.38	158.5	32.9	19.2	10.4	7.6
2025	85	90	1.12	0.73	0.41	158.6	30.7	19.0	11.1	7.6
2026	85	88	1.01	0.69	0.42	149.1	27.9	18.0	11.4	7.2
2027	86	88	0.95	0.69	0.41	149.3	26.3	18.0	11.2	7.2
2028	86	89	0.90	0.69	0.41	149.9	24.7	18.0	11.3	7.2
2029	87	89	0.84	0.69	0.42	149.7	23.1	18.0	11.4	7.2
2030	87	90	0.85	0.69	0.42	154.5	23.3	18.1	11.5	7.4
2031	88	91	0.85	0.70	0.43	153.5	23.5	18.2	11.8	7.4
2032	89	92	0.85	0.70	0.44	153.3	23.4	18.2	12.1	7.4
2033	89	92	0.86	0.70	0.46	155.8	23.6	18.3	12.4	7.5
2034	90	93	0.86	0.70	0.47	156.8	23.6	18.4	12.8	7.5
2035	90	94	0.86	0.71	0.48	156.7	23.7	18.4	13.0	7.5
2036	91	94	0.86	0.71	0.48	159.5	23.8	18.6	13.1	7.7
2037	91	95	0.87	0.71	0.49	160.4	23.9	18.6	13.3	7.7
2038	92	95	0.87	0.72	0.50	160.7	23.9	18.7	13.6	7.7
2039	92	96	0.87	0.72	0.50	160.8	23.9	18.8	13.6	7.7
2040	93	96	0.87	0.72	0.51	162.4	24.0	18.8	14.0	7.8
2041	93	97	0.88	0.72	0.52	163.1	24.1	18.8	14.3	7.8
2042	94	97	0.88	0.72	0.53	162.8	24.3	18.8	14.4	7.8
2043	94	98	0.88	0.72	0.53	165.6	24.3	18.7	14.4	8.0
2044	95	98	0.89	0.71	0.53	166.5	24.4	18.6	14.5	8.0
2045	95	99	0.88	0.70	0.54	167.1	24.3	18.4	14.7	8.0
2046	96	99	0.89	0.70	0.54	168.6	24.4	18.2	14.8	8.1
2047	96	100	0.90	0.70	0.55	169.5	24.7	18.4	14.9	8.1
2048	97	100	0.90	0.70	0.55	168.8	24.7	18.4	15.0	8.1
2049	97	101	0.90	0.71	0.55	169.0	24.8	18.5	15.1	8.1
2050	98	101	0.90	0.71	0.56	169.0	24.9	18.6	15.2	8.1

Fuente: ICE. (2024). Informe Proyección Precios de Combustibles 2024-2050.

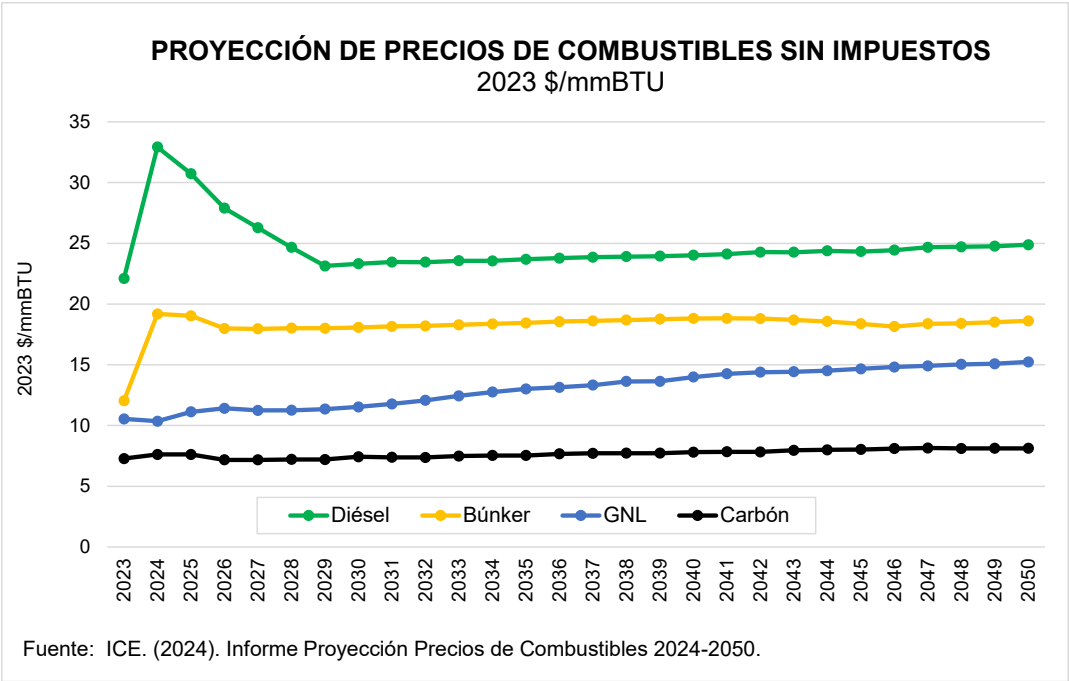


Figura 8.3 Proyección de precios de combustibles sin impuestos

9 CRITERIOS PARA LA FORMULACIÓN DEL PLAN

9.1 POLÍTICA ENERGÉTICA

El PEG 2024 responde a las políticas energéticas definidas en el VII Plan Nacional de Energía 2015-2030 (VII PNE) y su actualización para el periodo 2019-2030, ambos vigentes, conforme se explica en detalle en el capítulo 3.

La política energética establecida en el VII PNE está guiada por una orientación central que se puede resumir como sostenibilidad energética con un bajo nivel de emisiones. Se indica textualmente:

“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.”⁷²

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 preparan planes que exploran alternativas fuera de esos límites con el propósito de ampliar el panorama de análisis.

9.2 HORIZONTE DE PLANEAMIENTO

En general, los planes de expansión cubren un horizonte de planeamiento de largo plazo, de 15 a 20 años. El PEG 2024 se plantea para el periodo 2024-2040.

Conceptualmente el PEG se visualiza en tres periodos, de acuerdo con las decisiones involucradas en cada uno. En la formulación del PEG 2024 se identifican los siguientes periodos de planeamiento:

- **Periodo fijo o de obras en ejecución: 2024-2028**

Se denomina fijo porque normalmente todas las obras que entrarán en operación en este periodo están definidas y se encuentran en ejecución. El propósito del PEG para este periodo es verificar si las decisiones de expansión que ya han sido tomadas y los proyectos que se encuentran en etapa de construcción o de financiamiento, son suficientes para satisfacer la demanda, o bien señalar la necesidad de incorporar generación adicional.

La demanda proyectada para el PEG 2024 es significativamente mayor a la demanda del plan de expansión anterior, debido al crecimiento económico en el periodo pospandemia, por lo cual es previsible que se requiera una mayor instalación en este periodo.

⁷² Ministerio de Ambiente y Energía. (MINAE). (2019). *VII Plan Nacional de Energía 2015-2030, actualización del plan periodo 2019-2030*.

- **Periodo intermedio: 2029-2034**

Es la ventana de tiempo sobre la que se concentra principalmente el proceso de optimización del PEG, puesto que los proyectos que entrarían en operación en ese periodo se definen en este ciclo de planificación.

Para este periodo 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. Se requiere que la ejecución de algunos de estos proyectos inicie a muy corto plazo para poder disponer de ellos en las fechas programadas en el PEG.

En síntesis, las expansiones previstas para el periodo 2029-2034 constituyen las principales decisiones del PEG 2024.

- **Periodo de referencia: 2035-2040**

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 el futuro.

Los periodos descritos son únicamente para propósitos indicativos. Por su definición, pueden presentar traslapes cronológicos. En la Figura 9.1 se observa una representación de estos periodos.

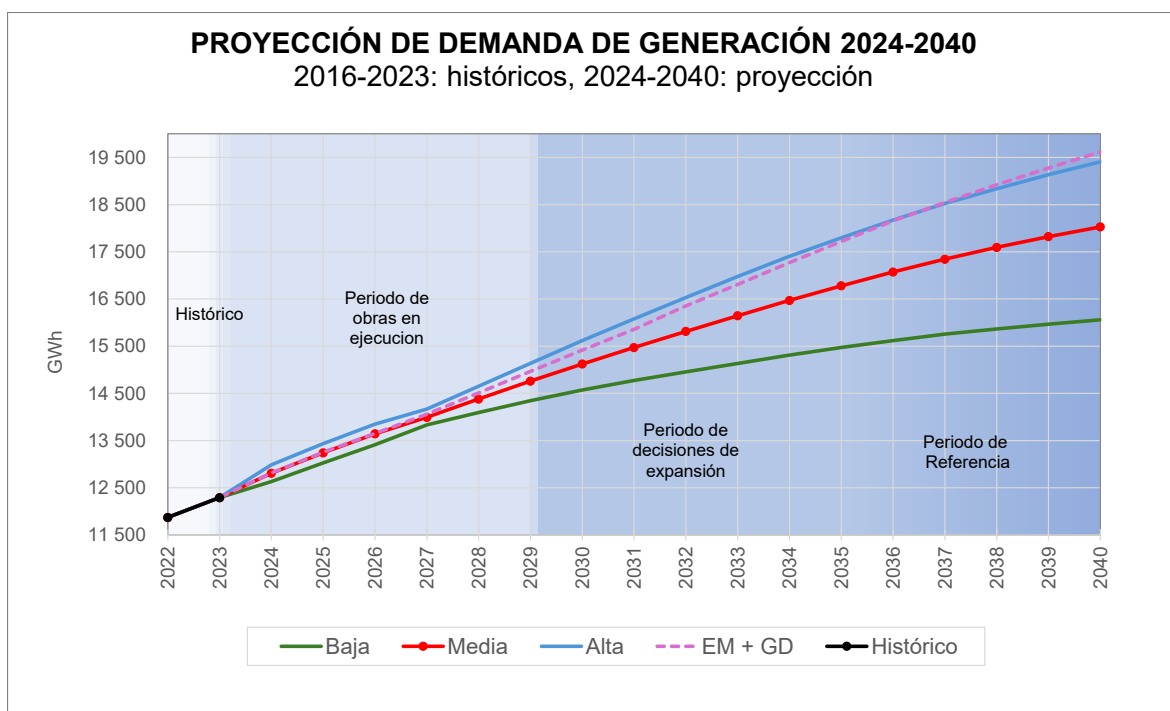


Figura 9.1 Proyección de demanda de generación y periodos de planeamiento de la expansión del PEG 2024-2040

9.3 ENTORNO CENTROAMERICANO

Con la entrada de la línea del proyecto SIEPAC y el reglamento que regula el MER⁷³, las posibilidades de intercambio entre los países del área aumentaron significativamente. Sin embargo, no será hasta que se alcance la madurez del MER, que los países podrán depender en forma segura de contratos en la región para atender sus demandas locales o para viabilizar proyectos regionales.

El PEG considera el 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. Dicha condición atiende estrictamente a un tema de seguridad energética.

Según se explicó en el Capítulo 2, el MER fue establecido como un séptimo mercado de venta de excedentes, adicional a los seis mercados nacionales internos en los cuales cada país planea sus inversiones con el objetivo del autoabastecimiento. Esto determina el carácter de corto plazo y de oportunidad del mercado. Si bien es cierto que el MER aspira a tener proyectos regionales de gran capacidad, aún su estructura no crea el entorno necesario para estas inversiones.

Conforme a lo señalado en el apartado 7.6, la participación de Costa Rica en el MER le permite aprovechar los intercambios de energía regional, con compras y ventas de oportunidad. Con esta actividad, se logra monetizar al menos una parte de los excedentes de generación y reducir los costos operativos térmicos a través de la sustitución por importaciones cuando los precios sean más beneficiosos para el sistema costarricense. A pesar del posible ahorro esperado, depender de importación no es aceptable como una opción de desarrollo confiable para Costa Rica. El supuesto de tener contratos de largo plazo confiables en el MER es incompatible con la realidad del mercado y con las exigencias de seguridad energética del país.

La dependencia de importaciones para cubrir la demanda del país adolece de los siguientes problemas:

- Diseño y madurez del mercado: el MER está constituido como un séptimo mercado donde se comercializan excedentes de la planificación de autoabastecimiento de los países. Lo anterior provoca que al mercado se le dificulte ofrecer contratos de largo plazo, e históricamente se ha observado que ante situaciones de emergencia los países incumplen con la normativa existente y los contratos pactados.
- Contratos de largo plazo en el MER: dada la conformación del parque de generación nacional, las importaciones de energía son atractivas durante unos pocos meses del año (durante la estación seca). Estas importaciones se logran concretar de manera muy efectiva con transacciones de corto plazo o de oportunidad y no se ha considerado necesario pactar contratos de más largo plazo que requieran comprar derechos de transmisión anuales. Sin embargo, ante condiciones climáticas de sequía extrema que compromete la capacidad de recurso de generación de los países, se ha evidenciado

⁷³ Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).

que se presentan dificultades para encontrar en el MER la energía faltante para solventar las necesidades energéticas.

- Fenómenos climáticos regionales: los fenómenos climáticos afectan a toda la región normalmente de manera simultánea, por lo que es de esperar que en periodos críticos no haya excedentes en la región y sea difícil cubrir las necesidades identificadas en los diferentes países.
- Limitaciones de capacidad de transmisión norte-sur, sur-norte y afectación a la seguridad energética: las limitaciones a la capacidad de transferencias regionales para importaciones desde el norte o desde el sur persisten. La capacidad efectiva de 300 MW para transferencias regionales requiere valoraciones periódicas de los sistemas eléctricos con el objetivo de hacer las inversiones necesarias.
- Riesgo político: la región centroamericana está expuesta a riesgos políticos y económicos que pueden afectar el sistema eléctrico comprometiendo el abastecimiento de energía a través de transacciones regionales.
- Volatilidad de precios: dada la incertidumbre generada por el diseño del mercado y por los contratos existentes en donde el plazo más largo es de un año, se hace difícil pensar en la definición de precios para la planificación de los países de la región donde haya horizontes de planeamiento de diez años o más. Esto provoca que decisiones relacionadas con la atención de la demanda a través del MER sean de alto riesgo y requieran estar respaldadas de alguna otra forma.

No obstante, gracias a que la operación del mercado eléctrico centroamericano ha experimentado sustanciales mejoras y a que la línea SIEPAC 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. La compra de energía podría desplazar consumos térmicos más caros, mientras que la venta de energía permitiría colocar excedentes que el país no requiere y generar un beneficio adicional para la economía nacional.

9.4 CRITERIO AMBIENTAL

Los criterios ambientales globales vertidos en las políticas energéticas del país orientan el desarrollo de la expansión de largo plazo.

Los proyectos considerados en los planes de expansión dentro del periodo de corto plazo han sido evaluados ambientalmente o han adquirido el compromiso de realizar esta evaluación en un plazo establecido y han incluido los respectivos costos y beneficios ambientales en sus evaluaciones.

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

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

9.5 CRITERIO DE CONFIABILIDAD DEL SUMINISTRO

En sistemas eléctricos predominantemente térmicos, los criterios tradicionales de planificación relativos a la confiabilidad del suministro han sido típicamente la energía firme y el margen de reserva. Sin embargo, en sistemas con alta penetración de recursos renovables, la valoración de la seguridad del suministro en la planificación de la expansión se aborda con más propiedad con la adopción de criterios de confiabilidad. Este enfoque se explica seguidamente.

El concepto de energía firme tiene su origen en el siglo XIX en el sector hídrico, para el dimensionamiento de embalses. Este concepto, trasladado al sector eléctrico, ha sido utilizado como una forma de medir la capacidad sostenible de producción en condiciones hidrológicas extremas. En este enfoque, la energía firme representa la cantidad de energía que puede ser garantizada incluso en los periodos con la hidrología más crítica del registro histórico.

Los criterios de energía firme están relacionados con la seguridad del suministro y generalmente se definen con el objetivo de minimizar el riesgo de racionamiento, protegiendo el sistema frente a situaciones extremas. Sin embargo, este enfoque presenta limitaciones importantes en sistemas con altas penetraciones renovables:

- Subestima el impacto de la intermitencia de las nuevas fuentes renovables (eólica, solar), cuya disponibilidad no solo es variable, sino también poco predecible.
- No permite evaluar de forma dinámica la capacidad integral del sistema para responder ante eventos aleatorios que afectan simultáneamente la oferta y la demanda.
- Su marco conceptual refleja un enfoque determinístico y estático, que puede ser adecuado en sistemas expuestos a reducida complejidad tecnológica y climática, pero que resulta insuficiente frente a la incertidumbre que caracteriza a los sistemas con matrices altamente renovables y diversificadas.

El criterio de potencia firme, y su derivado, el margen de reserva, se desarrollaron para sistemas con restricciones de capacidad, donde el objetivo principal es garantizar suficiente potencia para cubrir la demanda de pico. Este criterio busca asegurar un delta mínimo de capacidad instalada con respecto a la demanda máxima esperada (incluyendo márgenes para arranque en frío y caliente) para absorber contingencias. Sin embargo, con la creciente participación de energías renovables variables (ERV), la seguridad que aporta un margen de reserva en la capacidad instalada pierde su efectividad debido a que:

- Las ERV son “no despachables”: su producción depende del recurso disponible en el momento (viento, radiación solar), sin posibilidad de ser controlada por el operador.

- Su volatilidad puede hacer que incluso una gran capacidad instalada no esté disponible en los momentos críticos.
- La planificación basada únicamente en la demanda máxima pierde relevancia si no se considera la variabilidad instantánea de la oferta renovable.

La planificación de sistemas eléctricos con alta participación de renovables requiere un enfoque que incorpore la aleatoriedad y la incertidumbre de los recursos disponibles. El criterio de confiabilidad responde a esta necesidad mediante una evaluación probabilística que cuantifica la capacidad del sistema para satisfacer la demanda bajo múltiples escenarios climáticos e hidrológicos.

Este criterio reconoce que:

- La disponibilidad de generación renovable (especialmente la hidráulica) es una variable estocástica.
- Las situaciones críticas usualmente están asociadas a eventos climáticos extremos, como sequías prolongadas durante la época seca.
- La capacidad efectiva del sistema es una combinación de la potencia instalada y la disponibilidad instantánea de recursos naturales, lo cual exige un análisis más complejo y dinámico.

Estas consideraciones son evaluadas mediante la operación detallada del sistema eléctrico, tomando en cuenta, además, restricciones técnicas, operativas y económicas a lo largo del tiempo. Esto convierte al criterio de confiabilidad en un enfoque sistémico, integrado y estocástico, que no solo evalúa si existe suficiente energía o capacidad instalada, sino también cómo y cuándo los recursos están disponibles para responder a la demanda bajo condiciones reales de operación.

Este enfoque permite aceptar o rechazar planes de expansión con base en su capacidad para mantener un nivel aceptable de riesgo de desabastecimiento, integrando tanto la variabilidad de la oferta como la incertidumbre de la demanda y la operación conjunta de todas las unidades generadoras.

El criterio de confiabilidad es un concepto integrado que incluye tres aspectos que se deben comprobar para cada uno de los periodos analizados ya sea meses o semanas:

1. En el 95% de las series climáticas el déficit de energía de la etapa⁷⁴ no debe exceder el 2% de la demanda de la etapa.
2. El valor esperado de déficit en el 5% de las series más críticas no debe exceder el 5% de la demanda de dicha etapa.
3. No más del 10% de las series deben presentar déficit de cualquier magnitud.

⁷⁴ La etapa a considerar depende de la resolución de las simulaciones de expansión: semanal o mensual.

La Figura 9.2 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.

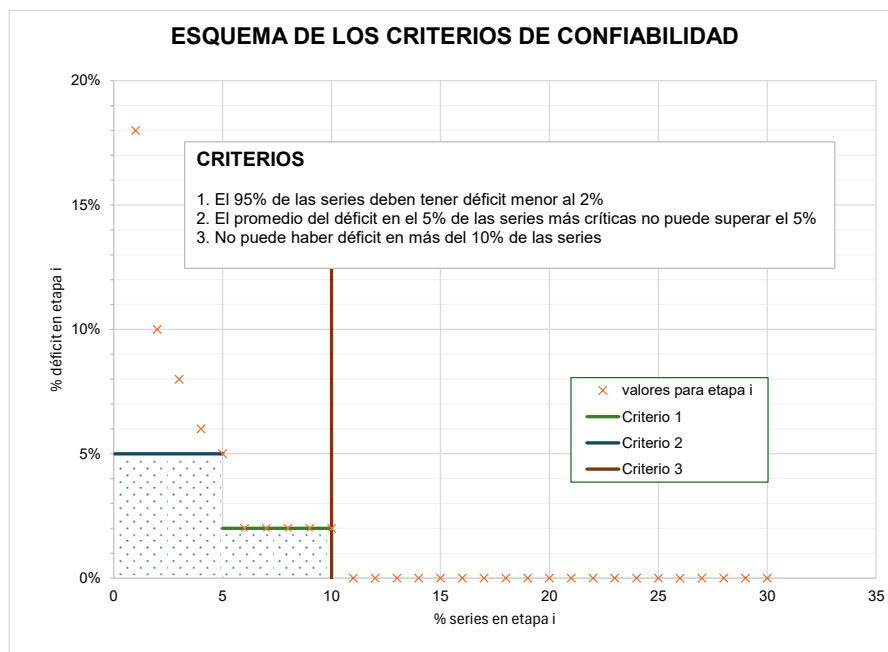


Figura 9.2 Esquema de los criterios de confiabilidad

Para que un plan sea aceptable, los déficits de cada una de las etapas analizadas deben caer dentro de la zona de aceptación (marcada con puntos en la Figura 9.2). Sólo se consideran planes aceptables aquellos que satisfacen los tres criterios de confiabilidad.

Los modelos de planificación siguen manteniendo la opción de incorporar requerimientos de energía firme y/o margen de reserva en las simulaciones. No obstante, en el contexto de modelaciones para el plan de expansión, estos requerimientos se utilizan únicamente como herramientas auxiliares para facilitar la convergencia de las simulaciones hacia planes que, además de optimizar el costo, cumplan los criterios de confiabilidad con que se validan los resultados. En este caso, dichos requerimientos no son metas en sí mismos, sino mecanismos de guía en los procesos de optimización.

En resumen, el criterio de confiabilidad ha sustituido progresivamente a los enfoques tradicionales de energía firme y margen de reserva en la planificación eléctrica, especialmente en sistemas con alta participación de energías renovables variables. La energía firme, de origen decimonónico, y el margen de reserva, centrado en la potencia instalada, no capturan adecuadamente la incertidumbre y variabilidad actual de los recursos. El criterio de confiabilidad adopta un enfoque probabilístico, sistémico e integrado que considera la operación detallada del sistema, permitiendo una evaluación más realista del riesgo de desabastecimiento y una planificación más robusta y moderna.

9.6 DIVERSIFICACIÓN DE FUENTES DE ENERGÍA ELÉCTRICA

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

En el PEG se procura integrar de manera segura y oportuna, nuevas fuentes de energía a la matriz de generación nacional. Las energías renovables no convencionales se integran al sistema en la proporción en que no comprometan la confiabilidad del suministro. Nuevas fuentes se integran a la cartera de proyectos candidatos cuando adquieren la madurez tecnológica y sus costos son tales que se asegure la conveniencia económica para el país.

En la conformación del plan, tendrán siempre un valor adicional los programas de adición de obras que combinen la mayor cantidad de tecnologías diversas.

9.7 CAMBIO CLIMÁTICO Y VULNERABILIDAD

La actividad humana está acelerando el aumento de la concentración de gases de efecto invernadero, particularmente debido a la quema de combustibles fósiles para fines energéticos, la deforestación y la agricultura intensiva. Como consecuencia, se está produciendo un calentamiento global acelerado que tiene efectos significativos en los ecosistemas y la actividad humana, acrecentando el cambio climático.

En el sector energético, el cambio climático afectará la disponibilidad de la mayor parte de las fuentes energéticas renovables, con excepción de la geotermia. Si el efecto se traduce en una reducción de la disponibilidad de recursos, se aumentará la vulnerabilidad de los sistemas eléctricos, especialmente aquellos basados en recursos renovables, como el costarricense.

A pesar del significativo progreso alcanzado en los últimos años, la determinación de los efectos del cambio climático en la disponibilidad de los recursos energéticos renovables aún revela niveles substanciales de variabilidad e incertidumbre. La comunidad científica internacional aún no ha resuelto cómo llevar los hallazgos encontrados en los estudios de cambio climático al proceso de planificación eléctrica. Los resultados disponibles son difícilmente compatibles con el grado de precisión requerido en los estudios y modelos de planificación eléctrica. La brecha científica dificulta internalizar en la planificación de largo plazo, la diferencia entre cualquier tendencia al cambio climático ocurrido en el pasado, con cambios climáticos futuros. Por tanto, algunos estudios del impacto del clima en la planificación eléctrica de largo plazo han adoptado la hipótesis de modelación de los fenómenos hidrometeorológicos como procesos estacionarios.⁷⁵

La limitación más evidente es la gran disparidad espacial entre los modelos globales de cambio climático, y la resolución espacial fina, local, para los modelos de planificación eléctrica. Según la UCAR *University Corporation of Atmospheric Research* (UCAR, por sus siglas en inglés):

⁷⁵ Banco Mundial (2017). Low Hydrology Scenario for the Brazilian Power Sector 2016-2030 Impact of Climate on Greenhouse Gas Emissions. Brasilia: Banco Mundial.

*“los modelos climáticos simulan el sistema climático del planeta sobre una malla tridimensional que cubre las masas continentales, los océanos y la atmósfera. La malla puede dividir la atmósfera en entre 10 y 60 niveles y la malla puede utilizar un espaciado de 100 por 150 km en la superficie, es decir, casi equivalente a la superficie de Jamaica” (UCAR, 2022).*⁷⁶

Considerando lo anterior, 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. Las 59 series hidrológicas (1965-2023) 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 59 años. Este enfoque permite analizar la vulnerabilidad del sistema ante cambios climáticos, especialmente escenarios de hidrología baja que pudieran resultar como consecuencia del cambio climático futuro, pero que aún serían estadísticamente coherentes con los ciclos históricos.

No obstante, el impacto del cambio climático sobre los recursos energéticos es una preocupación permanente de la planificación eléctrica a nivel mundial. Expertos internacionales son transparentes en evidenciar que existe una nueva realidad climática que afrontar, diferente a lo ocurrido en el pasado, que tiene consecuencias importantes para el sector eléctrico y que atender esta nueva realidad climática plantea desafíos significativos en la óptica de la planificación eléctrica, los cuales aún se encuentran en discusión y desarrollo. En particular, la empresa Power System Research (PSR), desarrollador de las herramientas de simulación que se utilizan para formular los estudios de expansión de Costa Rica ha anotado lo siguiente (PSR,2024)⁷⁷:

- Existe una necesidad del sector eléctrico en inversiones para la adaptación y resiliencia a una nueva realidad climática.
- Para la valoración de las inversiones a su vez existe una necesidad en el ajuste de las metodologías y los modelos estocásticos de caudales, viento, temperatura, etc. y de los criterios de planificación y operación a la nueva realidad climática.

Las respuestas a estas interrogantes no van a ser inmediatas porque implican importantes desafíos metodológicos aún no resueltos. Las investigaciones iniciales aún no han alcanzado la madurez necesaria para ser incorporados en los procesos ordinarios de planificación, más allá de análisis académicos prospectivos sobre el avance en las estimaciones. Los resultados a la fecha resultan prematuros, aún en discusión.⁷⁸

⁷⁶ University Corporation of Atmospheric Research. (UCAR). (22 agosto de 2022). *Cambio climático: cómo encajan las piezas*. Obtenido de: https://www.met.ed.ucar.edu/education_training/lesson/546.

⁷⁷ PSR. (2024, febrero). Transformación energética: mitigación, adaptación y ambición pragmática. The Energy Report (Edición N° 206). <https://www.psr-inc.com>

⁷⁸ Algunos avances han sido mostrados en el Encuentro Latinoamericano de Usuarios de PSR realizado en Panamá en marzo de 2024, con la participación de diferentes entes operadores y planificadores de la región, incluyendo el ICE. El desarrollo de la herramienta TSL Climate, busca

Es comprensible que la incorporación de los elementos del cambio climático tenga un fuerte sentido de responsabilidad en las partes interesadas en el sector eléctrico y que por lo tanto forma parte de las recomendaciones habituales en la mayoría de los análisis sectoriales sobre el tema. Aunque es crucial integrar esta nueva realidad climática, es importante reconocer que el estado del arte aún no lo permite porque no alcanza la madurez necesaria para ser incorporado en los procesos ordinarios de planificación.

El ICE seguirá dando seguimiento a los enfoques y desarrollos que se vayan generando sobre este tema. Conforme la evolución de los modelos de planificación eléctrica vaya resolviendo los actuales desafíos metodológicos, las sucesivas revisiones del PEG deberán incorporar progresivamente estos elementos en sus análisis, cuyo ámbito deberá comprender además de los recursos hidrológicos, el viento y el sol.

9.8 CRITERIO DE ÓPTIMO ECONÓMICO

Se define como plan óptimo aquel que, cumpliendo con todos los criterios de planeamiento, incluidos 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. Dentro de la función a minimizar se incluye el costo de falla, que valora el costo que representa para la sociedad el no servir completamente la energía demandada.

9.9 OTROS PARÁMETROS ECONÓMICOS

- ***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 2023. 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 periodo de análisis, a excepción de los combustibles, para los cuales se utiliza una proyección de precios de largo plazo.

incorporar sobre el modelo actual del TSL, herramientas para la estimación de los recursos renovables futuros, bajo la óptica de una nueva realidad climática.

- **Tasa social de descuento**

Se utiliza una tasa de 12% para descontar todos los flujos de dinero en el tiempo, valor usualmente utilizado por la banca internacional para la evaluación económica de los proyectos.

- **Costo de racionamiento**

Para la simulación de los planes y la determinación del plan de mínimo costo, se utiliza el costo de racionamiento de energía propuesto por la CRIE⁷⁹. Estas cifras se utilizan como señal del costo que tiene para la sociedad el no satisfacer la energía demandada. La Tabla 9.1 muestra los costos definidos en cuatro bloques según la profundidad del racionamiento, los cuales son definidos como un porcentaje de la demanda sin atender.

Tabla 9.1 Costo de racionamiento⁸⁰

COSTO DE RACIONAMIENTO		
Bloque	Profundidad de la falla (% de la demanda)	Costo US\$/MWh
1	De 0% hasta 5%	600
2	De 5% hasta 10%	1 097
3	De 10% hasta 30%	1 554
4	Mayor a 30%	2 571

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 estimados.

⁷⁹ Comisión Regional de Interconexión Eléctrica. (CRIE). (14 de diciembre de 2023). *Resolución CRIE N° 44-2023*. Obtenido de <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2023/12/Resolucion-CRIE-44-2023.pdf>

⁸⁰ Se modifica el costo para el primer bloque de 404 USD/MWh a 600 USD/MWh, debido a que el valor propuesto por CRIE es inferior al costo del térmico más caro que tiene Costa Rica y esto provocaría que los modelos de optimización económica prefieran un déficit sobre el uso de las térmicas más caras del país.

(Esta página intencionalmente en blanco)

10 INFORMACIÓN BÁSICA

10.1 SISTEMA EXISTENTE

El sistema de generación nacional se compone de plantas de generación de seis tecnologías diferentes: hidroeléctrica, eólica, geotérmica, solar, biomásica y térmica.

En la Tabla 10.1 se presentan las principales características de las plantas del sistema existente a diciembre 2023, con base en las cuales el sistema fue modelado en el Stochastic Dual Dynamic Programming (SDDP). En el Anexo A1 se muestra la ubicación de las principales plantas y proyectos de generación del país (Figuras 1 y 2 del Anexo A1, respectivamente).

Tabla 10.1 Características de las plantas de generación del SEN a diciembre 2023

CARACTERÍSTICAS DE LAS PLANTAS DE GENERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL A DICIEMBRE 2023										
Nombre	Inicio de Operación	Potencia ⁽¹⁾	Energía Anual ⁽²⁾	Volumen útil	Producción específica	Tipo de combustible	Indisponibilidad (%)	O&M Fijos ⁽³⁾	% Potencia Instalada	
		MW	GWh	Hm3	kWh/l			\$/kW-año	%	
1. PLANTAS HIDROELÉCTRICAS										
ICE	Garita	1958	40.4	217.4	0.28		10%	135.6	1.2%	
	Río Macho	1963	140.0	528.7	0.40		10%	93.2	4.2%	
	Cachí	1966	159.0	708.2	36.26		10%	81.3	4.8%	
	Arenal	1980	166.0	652.3	1478.13		10%	56.7	5.0%	
	Dengo	1982	174.0	703.8	0.03		10%	37.0	5.2%	
	Ventanas Garita	1987	100.0	416.1	0.17		10%	82.7	3.0%	
	Echandi	1990	4.7	25.2	0.00		0%	507.6	0.1%	
	Sandillal	1992	31.0	117.8	3.26		10%	192.3	0.9%	
	Toro 1	1995	25.4	107.3	0.05		10%	192.6	0.8%	
	Toro 2	1996	66.0	262.3	0.24		10%	64.3	2.0%	
	Angostura	2000	180.0	556.9	9.90		10%	66.6	5.4%	
	Peñas Blancas	2002	36.2	124.7	1.22		10%	207.6	1.1%	
	La Joya	2006	50.0	223.4	0.00		10%	114.8	1.5%	
	General	2006	39.0	177.4	0.19		10%	130.3	1.2%	
	Cariblanco	2007	82.0	278.9	0.31		10%	70.4	2.5%	
	Pirris	2011	140.0	542.3	30.10		10%	66.5	4.2%	
	Toro 3 ⁽⁴⁾	2012	47.5	196.6	0.00		10%	45.9	1.4%	
	Reventazón	2016	292.0	1 073.2	107.43		10%	31.9	8.7%	
	Reventazón Minicentral	2016	13.5	84.4	0.00		0%	164.0	0.4%	
Total ICE		1 786.7							53.4%	
CNFL	Río Segundo	1908	1.0	3.9	0.00		0%	249.2	0.0%	
	Belen	1912	10.5	54.7	0.00		0%	249.2	0.3%	
	Brasil	1912	24.0	95.2	0.00		0%	249.2	0.7%	
	Electrona	1928	5.9	23.7	0.00		0%	249.2	0.2%	
	Daniel Gutiérrez	1996	20.1	97.1	0.14		10%	193.6	0.6%	
	Cote	2003	7.0	10.0	0.00		0%	315.2	0.2%	
	El Encanto	2009	9.0	48.4	0.00		0%	386.5	0.3%	
	Balsa Inferior	2014	37.5	139.8	0.11		10%	133.0	1.1%	
	Ventanas	2016	11.3	9.8	0.00		0%	249.2	0.3%	
Total CNFL		126.2							3.8%	
ESPH	Carrillos	1951	4.2	12.5	0.00		0%	550.3	0.1%	
	Los Negros	2006	17.6	79.0	0.00		10%	195.9	0.5%	
	Tacares	2013	7.0	23.3	0.00		0%	314.0	0.2%	
	Los Negros II	2018	28.0	111.0	0.10		10%	195.9	0.8%	
Total ESPH		56.8							1.7%	
COOPELESCA	Platanar	1995	15.0	77.7	0.00		0%	291.3	0.4%	
	Aguas Zarcas	1996	15.0	54.5	0.00		10%	134.7	0.4%	
	Doña Julia	1998	17.4	109.3	0.00		0%	205.7	0.5%	
	Chocosuela	1999	26.6	85.7	0.00		0%	161.4	0.8%	
	Esperanza	2000	5.8	27.8	0.00		0%	134.7	0.2%	
	Cubujuquí	2012	21.6	83.7	0.32		0%	176.4	0.6%	
Total COOPELESCA		101.4							3.0%	
CONELÉCTRICAS	San Lorenzo	1997	16.0	72.2	0.00		0%	205.7	0.5%	
	Pocosol	2010	26.0	113.7	0.13		0%	160.4	0.8%	
Total CONELECTRICAS		42.0							1.3%	
COOPEGUANACASTE	Canalete	2008	17.5	70.3	0.17		10%	290.0	0.5%	
	Bijagua	2016	18.0	72.3	0.20		10%	113.2	0.5%	
Total COOPEGUANACASTE		35.5							1.1%	
JASEC	Varias	1951	3.5	7.4	0.00		0%	323.3	0.1%	
	Birris 3	1968	3.9	24.1	0.00		0%	323.3	0.1%	
	Birris 1	1990	16.8	61.0	0.00		0%	323.3	0.5%	
	Total JASEC		24.2							0.7%
Ley 7200 ⁽⁵⁾	Matamoros	1950	4.8	20.3	0.00		0%	291.3	0.1%	
	Tapezco	1990	0.2	0.3	0.00		0%	291.3	0.0%	
	Caño Grande	1993	2.6	15.7	0.00		0%	300.4	0.1%	
	Caño Grande III	1993	3.3	18.4	0.00		0%	300.4	0.1%	
	Rebeca	1994	0.1	0.3	0.00		0%	291.3	0.0%	
	Suerkata	1995	2.7	13.4	0.00		0%	300.4	0.1%	
	Don Pedro	1996	14.0	42.4	0.00		0%	300.4	0.4%	
	Río Lajas	1997	10.0	53.1	0.00		0%	261.6	0.3%	
	Volcan	1997	17.0	68.0	0.00		0%	300.4	0.5%	
	Vara Blanca	2012	2.5	12.3	0.00		0%	300.4	0.1%	
	Ampliación El Ángel	2016	5.0	14.5	0.00		0%	79.8	0.1%	
	Total Capítulo I		62.2							1.9%
	Torito	2015	50.0	134.6	0.00		0%	135.1	1.5%	
Chucás	2016	50.0	153.3	3.19		10%	135.1	1.5%		
Total Capítulo II		100.0							3.0%	
TOTAL HIDROELÉCTRICAS		2 335.0							69.8%	

continúa

CARACTERÍSTICAS DE LAS PLANTAS DE GENERACIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL A DICIEMBRE 2023										
Nombre	Inicio de Operación	Potencia ⁽¹⁾	Energía Anual ⁽²⁾	Volumen útil	Producción específica	Tipo de combustible	Indisponibilid ad (%)	O&M Fijos ⁽³⁾ (\$/kW-año)	% Potencia Instalada	
		MW	GWh	Hm3	kWh/l		%	\$/kW-año	%	
2. PLANTAS EÓLICAS										
ICE	Tejona	2002	9.9	28.9				236.3	0.3%	
CNFL	Valle Central	2012	15.0	27.0				275.5	0.4%	
COOPEGUANACASTE	Río Naranjo	2018	9.0	35.0				67.3	0.3%	
	El Cacao	2019	21.2	47.5				67.3	0.6%	
	Total COOPEGUANACASTE		30.2						0.9%	
Ley 7200 ⁽⁵⁾	PESA	1996	19.8	67.8				249.6	0.6%	
	Aeroenergía	1998	6.4	22.8				248.3	0.2%	
	Tierras Morenas	1999	20.0	65.5				249.6	0.6%	
	TilaWind	2015	20.0	69.5				249.6	0.6%	
	Vientos del Este	2015	9.0	46.0				249.6	0.3%	
	Mogote	2016	20.0	76.4				249.6	0.6%	
	Campos Azules	2016	20.0	89.1				249.6	0.6%	
	Altamira	2017	20.0	89.8				249.6	0.6%	
	Vientos de Miramar	2017	20.0	81.8				67.3	0.6%	
	Vientos de la Perla	2017	20.0	94.0				67.3	0.6%	
	Total Capítulo I		175.2						5.2%	
	Guanacaste	2009	50.0	177.7				249.6	1.5%	
	Chiripa	2014	50.0	238.6				255.8	1.5%	
	Orosí	2015	50.0	216.3				255.8	1.5%	
Total Capítulo II		150.0						4.5%		
COOPESANTOS	Los Santos	2011	12.5	33.6				249.6	0.4%	
TOTAL EÓLICAS			392.8						11.7%	
3. PLANTAS SOLARES										
ICE	Solar Miravalles	2012	1.0	1.4				201.8	0.03%	
COOPEGUANACASTE	Juanilama	2017	4.4	7.6				231.5	0.1%	
TOTAL SOLARES			5.4						0.2%	
4. PLANTAS GEOTÉRMICAS										
ICE	Miravalles 1	1994	50.0	338.9		1 000		9%	245.9	1.5%
	Boca de Pozo	1994	4.5	37.3		1 000		5%	202.6	0.1%
	Miravalles 2	1998	50.0	347.2		1 000		7%	246.6	1.5%
	Miravalles 3	2000	26.0	193.1		1 000		4%	199.3	0.8%
	Pailas 1	2011	37.0	304.3		1 000		3%	238.4	1.1%
	Pailas 2	2019	55.0	462.0		1 000		10%	205.9	1.6%
TOTAL GEOTÉRMICAS			222.5						6.6%	
5. PLANTAS TÉRMICAS ⁽⁶⁾										
ICE	Moín 2 ⁽⁷⁾	1991	65.3	2.3		2.88	Diesel	18%	54.1	1.9%
	Moín 3	2003	70.0	4.3		2.95	Diesel	24%	29.5	2.1%
	Guápiles	2006	13.6	6.6		4.07	Búnker	9%	195.4	0.4%
	Orotina	2006	9.5	5.1		4.18	Búnker	7%	187.7	0.3%
	Garabito	2011	194.7	142.3		4.48	Búnker	9%	48.9	5.8%
TOTAL TÉRMICAS			353.1						10.5%	
6. PLANTAS BIOMÁSICAS										
Ley 7200 ⁽⁵⁾	Ingenio El Viejo	1991	18.0	37.1				78.8	0.54%	
	Ingenio Taboga	1998	20.0	34.4				78.8	0.60%	
TOTAL BIOMASA			38.0						1.1%	
Total SEN			3 346.7						100%	
Notas:										
⁽¹⁾ ICE:datos de potencia efectiva, para cada planta es la suma de las potencias efectivas de cada unidad. Para las plantas térmicas considera la degradación permanente. Privados y empresas distribuidoras: datos de potencia de placa tomado de DOCSE (2023). Generación y Demanda Informe Anual 2023.										
⁽²⁾ Energía promedio anual en el horizonte de estudio del Plan Recomendado PEG 2024-2040.										
⁽³⁾ Costos en USD a diciembre 2023. Costos hidroeléctricos y geotérmicos tomados de ICE, División Generación, Informe de Costos y Gastos de Operación y Mantenimiento 2013-2017. Costos eólicos, solares, térmoeleéctricos y biomásicos tomados de los análisis de costos de tecnologías (benchmarking). Se asumen costos unitarios similares para proyectos genéricos del ICE, plantas privadas y de empresas distribuidoras. Las plantas geotérmicas incluyen el costo de operación del campo geotérmico.										
⁽⁴⁾ La planta es un activo conjunto del ICE y de JASEC.										
⁽⁵⁾ Incluye plantas con contratos vigentes a diciembre 2023.										
⁽⁶⁾ Generación térmica según condiciones hidrológicas promedio del PEG 2024-2040.										
⁽⁷⁾ Considera el retiro de 65 MW desde octubre 2022										

10.1.1 Continuidad de las plantas existentes

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

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

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

Plantas privadas contratadas bajo el amparo de la Ley N°7200:

En las simulaciones del PEG 2024 se considera que las plantas de generación privada continuarán operando como parte del sistema de generación durante todo el horizonte de planeación debido a que el crecimiento estimado de la demanda presiona por una constante adición de nueva capacidad. Sin embargo, debe aclararse que al vencimiento de los contratos el ICE deberá valorar la necesidad de recontratar cada planta en función de los requerimientos del SEN en ese momento⁸¹.

10.1.2 Retiro y modernización

La mitad de la capacidad instalada del país tiene más de 20 años de operación. En los próximos años se intensificará el requerimiento de modernización y rehabilitación de plantas. A través de los procesos de modernización se restablecen o mejoran las características de operación y seguridad de equipos o plantas completas de generación. Cuando la rehabilitación no es viable, se retira el equipo o la planta obsoleta.

La capacidad instalada del parque de generación nacional, ordenada por años de servicio y por fuente energética se muestra en la Figura 10.1.

⁸¹ En cuanto a generación privada, el PEG 2024 solo considera el retiro de 19.8 MW eólicos en diciembre del 2026 por obsolescencia de la central Plantas Eólicas (PESA).

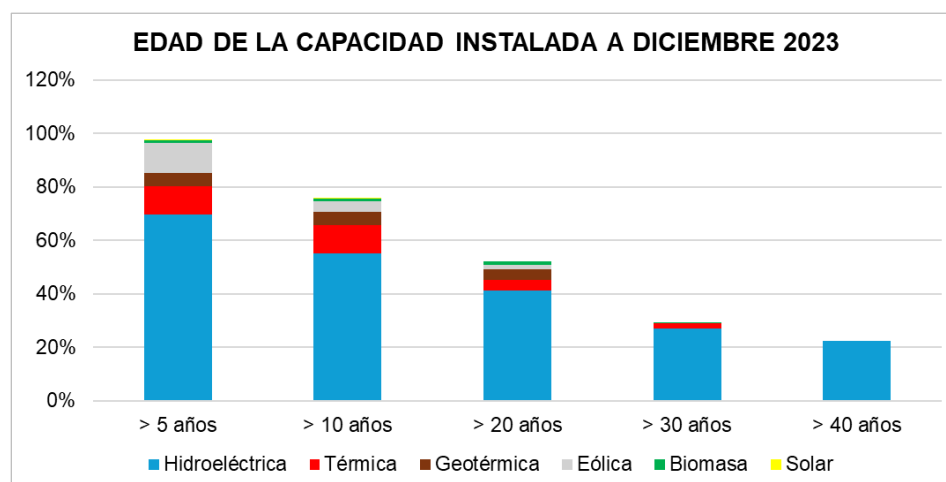


Figura 10.1 Edad de la capacidad instalada a diciembre 2023

- **Retiros por obsolescencia**

El plan de expansión considera la salida de operación completa, por obsolescencia, de la Planta Eólica Tejona en el año 2025. El proyecto de repotenciación de Tejona está en desarrollo y su entrada en operación está programada para el 2027 (Ver Tabla 10.5).

La Planta Eólica Tejona entró en operación en junio de 2002 con una potencia nominal de 19.8 MW, conformada por 30 turbinas eólicas modelo VESTAS V42-660 en la fila montañosa conocida como Fila Montecristo, ubicada al oeste del Embalse Arenal. A diciembre de 2023, la Planta Eólica Tejona había reducido su potencia a 9.9 MW y la mayoría de las turbinas tienen requerimientos de reemplazo.

El Proyecto de Repotenciación de la Planta Eólica Tejona consiste en la sustitución de todos los aerogeneradores existentes por la instalación de 14 aerogeneradores con una capacidad de 3 MW cada uno. Con el proyecto de repotenciación, la capacidad actual de la Planta Eólica Tejona pasará de 9.9 MW a 42 MW.

La Planta Geotérmica Miravalles 5 está fuera de operación desde julio del 2021 y no será reincorporada, por lo que en el PEG 2024 no se considera su aporte.

- **Modernizaciones**

El PEG 2024 afronta un desafío enorme en las siguientes décadas para atender un plan de modernizaciones muy exigente de plantas de generación de gran tamaño y por periodos prolongados.

El plan considera la modernización de las plantas hidroeléctricas (PH) Garita, Ventanas Garita, Cachí, Arenal, Dengo y Sandillal, así como las modernizaciones de las plantas geotérmicas Miravalles 1, 2, 3 y Boca de Pozo.

Antes del 2030, las principales indisponibilidades corresponden a la PH Ventanas Garita (100 MW) que estará fuera de operación por dos años y la PH Cachí (160 MW) que estará fuera de operación parcial o totalmente en los segundos semestres del 2026 y 2027. En el invierno del 2027 coinciden ambas indisponibilidades, con 260 MW fuera de operación.

Las plantas geotérmicas Miravalles 1, 2 y 3 estarán fuera de operación un año completo cada una y se reincorporarán con una menor capacidad con el objeto de administrar la vida útil del campo.

Las plantas Arenal y Dengo tendrán una unidad fuera de operación a la vez durante un año, de modo que ambas plantas tendrán un tercio menos de su capacidad durante tres años.

Para el final del periodo, Sandillal modernizará una a una sus unidades, manteniéndose a un 50% de su capacidad durante dos años.

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



Las modernizaciones están indicadas en la Tabla 10.2. También se incluyen los mantenimientos mayores.

Tabla 10.2 Plan de modernizaciones y mantenimientos mayores de plantas de generación PEG 2024-2040

PLAN DE MODERNIZACIONES Y MANTENIMIENTOS MAYORES DE PLANTAS DE GENERACIÓN PEG 2024 - 2040																																																		
Planta	MW	2024												2025												2026												2027												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
Garita	40							40	40	40	40	20																																						
Ventanas Garita	100																																																	
Cachi	159																																																	
Miravalles 1	50																																																	
Miravalles 2	50																																																	
Miravalles 3	26																																																	
Arenal	166																		55				55																											
Dengo	174																																																	
Sandillal	31																																																	
Echandi	4.7																																																	
Boca Pozo	5																																																	
Garabito	195																																																	

Notas:

Los valores mostrados por año corresponden a la potencia indisponible de cada planta en ese año

Modernizaciones 
Mantenimientos mayores 

PLAN DE MODERNIZACIONES Y MANTENIMIENTOS MAYORES DE PLANTAS DE GENERACIÓN PEG 2024 - 2040																																																					
Planta	MW	2028												2029												2030												2031															
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12				
Garita	40																																																				
Ventanas Garita	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100																																			
Cachí	159																																																				
Miravalles 1	50																																																				
Miravalles 2	50																																																				
Miravalles 3	26																																																				
Arenal	166																			55	55	55	55	55																													
Dengo	174																																																				
Sandillal	31																																																				
Echandi	4.7																																																				
Boca Pozo	5																																																				
Garabito	195																																																				

Notas:

Los valores mostrados por año corresponden a la potencia indisponible de cada planta en ese año



Modernizaciones 
Mantenimientos mayores 

Tabla 10.3 Plan de modernizaciones y mantenimientos mayores de plantas de generación PEG 2024-2040 (continuación)

PLAN DE MODERNIZACIONES Y MANTENIMIENTOS MAYORES DE PLANTAS DE GENERACIÓN PEG 2024 - 2040																																																	
Planta	MW	2032												2033												2034												2035											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Garita	40																																																
Ventanas Garita	100																																																
Cachí	159																																																
Miravalles 1	50																																																
Miravalles 2	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50																																				
Miravalles 3	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26	26																																				
Arenal	166													55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55	55
Dengo	174													58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58	58
Sandillal	31																																																
Echandi	4.7																																																
Boca Pozo	5																																																
Garabito	195																																																

Notas:

Los valores mostrados por año corresponden a la potencia indisponible de cada planta en ese año

Modernizaciones



Mantenimientos mayores



PLAN DE MODERNIZACIONES Y MANTENIMIENTOS MAYORES DE PLANTAS DE GENERACIÓN PEG 2024 - 2040																									
Planta	MW	2036												2037											
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Garita	40																								
Ventanas Garita	100																								
Cachí	159																								
Miravalles 1	50																								
Miravalles 2	50																								
Miravalles 3	26																								
Arenal	166																								
Dengo	174																								
Sandillal	31	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15	15
Echandi	4.7																								
Boca Pozo	5																								
Garabito	195																								

Notas:

Los valores mostrados por año corresponden a la potencia indisponible de cada planta en ese año

Modernizaciones



Mantenimientos mayores



10.1.3 Modificaciones recientes en el parque de generación

Las últimas adiciones al sistema se realizaron en el 2023. En la Tabla 10.4 se muestran las adiciones realizadas en el 2023, correspondientes a cuatro plantas privadas existentes que se reincorporaron al SEN.

Tabla 10.4 Últimas adiciones al sistema de generación

ÚLTIMAS ADICIONES AL SISTEMA DE GENERACIÓN				
Año	Planta	Fuente	Potencia (MW)	Propietario
2023	Don Pedro	Hidroeléctrica	14	Ley N°7200
	Volcán	Hidroeléctrica	17	Ley N°7200
	PESA	Eólica	20	Ley N°7200
	Tapezco	Hidroeléctrica	0.2	Ley N°7200
Todas las adiciones corresponden a plantas privadas existentes cuyos contratos estaban vencidos y fueron reincorporadas al SEN.				

10.2 HIDROLOGÍA

Para representar la hidrología se utilizó un registro de 59 años de caudales semanales, correspondiente al registro histórico del periodo 1965-2023.

A cada planta o proyecto se le asigna una estación hidrológica. La correspondencia entre plantas hidroeléctricas y las estaciones con datos hidrológicos se indica en el Anexo A2.

La variabilidad hidrológica se analiza mediante la valoración de la Energía Natural Afluente (ENA) del sistema de generación del país. La ENA representa la generación que tendría cada central hidroeléctrica suponiendo una generación a filo de agua a partir de los caudales afluentes, según sus características propias de producción, pero sin considerar límites en las capacidades de turbinación.

En estudios de planificación eléctrica, la ENA solo se utiliza para visualizar la variabilidad hidrológica e identificar escenarios de hidrología baja. No se utiliza en los modelos de optimización para definir el Plan de Expansión porque no considera los límites de turbinación de los equipos ni la capacidad de regulación de las centrales. En la Figura 10.2 se muestra la ENA en GWh semanales para el periodo 1965-2023.

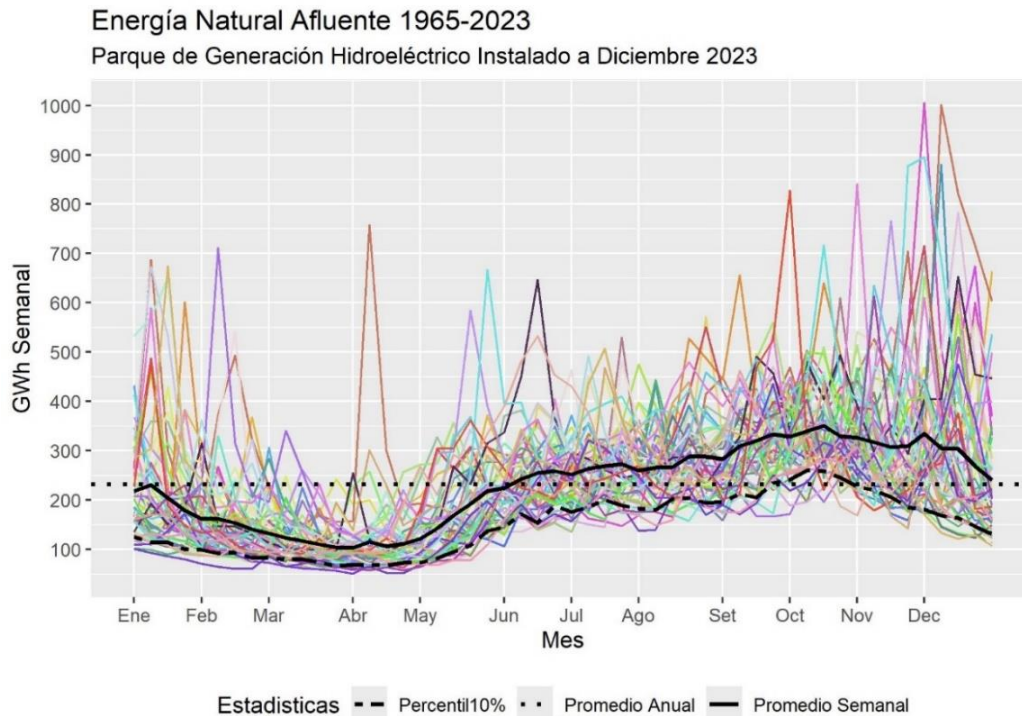


Figura 10.2 Energía Natural Afluyente 1965-2023 con el parque de generación hidroeléctrico instalado a diciembre 2023

En el PEG se considera la posibilidad de ocurrencia de cualquiera de los 59 registros hidrológicos del país para el proceso de optimización del plan de obras de mínimo costo y confiabilidad de suministro.

10.3 VIENTO

Para representar el comportamiento de la energía eólica, se utilizó el modelo computacional Time Series Lab (TSL) de PSR. Este modelo crea un registro histórico sintético de generación horaria renovable, a partir del procesamiento de la información disponible en la base de datos de reanálisis global ERA-5⁸². La base de datos contiene información satelital de viento e irradiación solar disponible desde 1980. Esta información se transforma en generación de energía según la ubicación geográfica y las características de las turbinas eólicas o de los paneles solares. El modelo permite aplicar una corrección del sesgo, con el fin de que los resultados del reanálisis se ajusten a los resultados reales de generación de mediciones disponibles en el territorio nacional.

⁸² La formulación del PEG 2024-2040 considera la base de datos de reanálisis global ERA-5 del Servicio de Cambio Climático Copernicus, gestionado por la Agencia Espacial Europea (ESA) con resolución de cuadrícula de 30 km x 30 km. Esto representa una mejor resolución de datos, que la utilizada en ciclos de planificación anteriores, con la base de datos de reanálisis global MERRA-2 de la NASA con resolución de cuadrícula de 70 km x 50 km.

Con base en lo anterior, el viento se representa de la siguiente forma:

- Periodo 1980-2022: se utiliza el registro histórico de 42 años de generación semanal, a partir de la base de datos de reanálisis global ERA-5, con corrección de sesgo para representar los datos reales de generación disponible.
- Periodo 1965-1979: en este periodo no hay registros históricos. Se genera una serie sintética a partir de una correlación espacial con los caudales hidrológicos históricos.

Para la simulación del parque se crean estaciones renovables de acuerdo con la ubicación geográfica de las turbinas eólicas, sobre la cuadrícula de la base de datos de reanálisis global ERA-5, con resolución de 30 km x 30 km. En el Anexo A3 se explica el uso de la cuadrícula y la nomenclatura de las estaciones.

A cada planta o proyecto se le asigna una estación renovable de acuerdo con su ubicación geográfica. La correspondencia entre plantas eólicas y las estaciones con datos de generación de energía se indica en el Anexo A4.

La Figura 10.3 muestra los factores de planta semanales de generación eólica para las estaciones renovables definidas, a partir del promedio de datos horarios para el periodo 1980-2022. 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 semanal superior al promedio anual (el factor anual es cercano al 40%). Este comportamiento permite compensar parte del impacto provocado por el periodo seco de la generación hidroeléctrica.

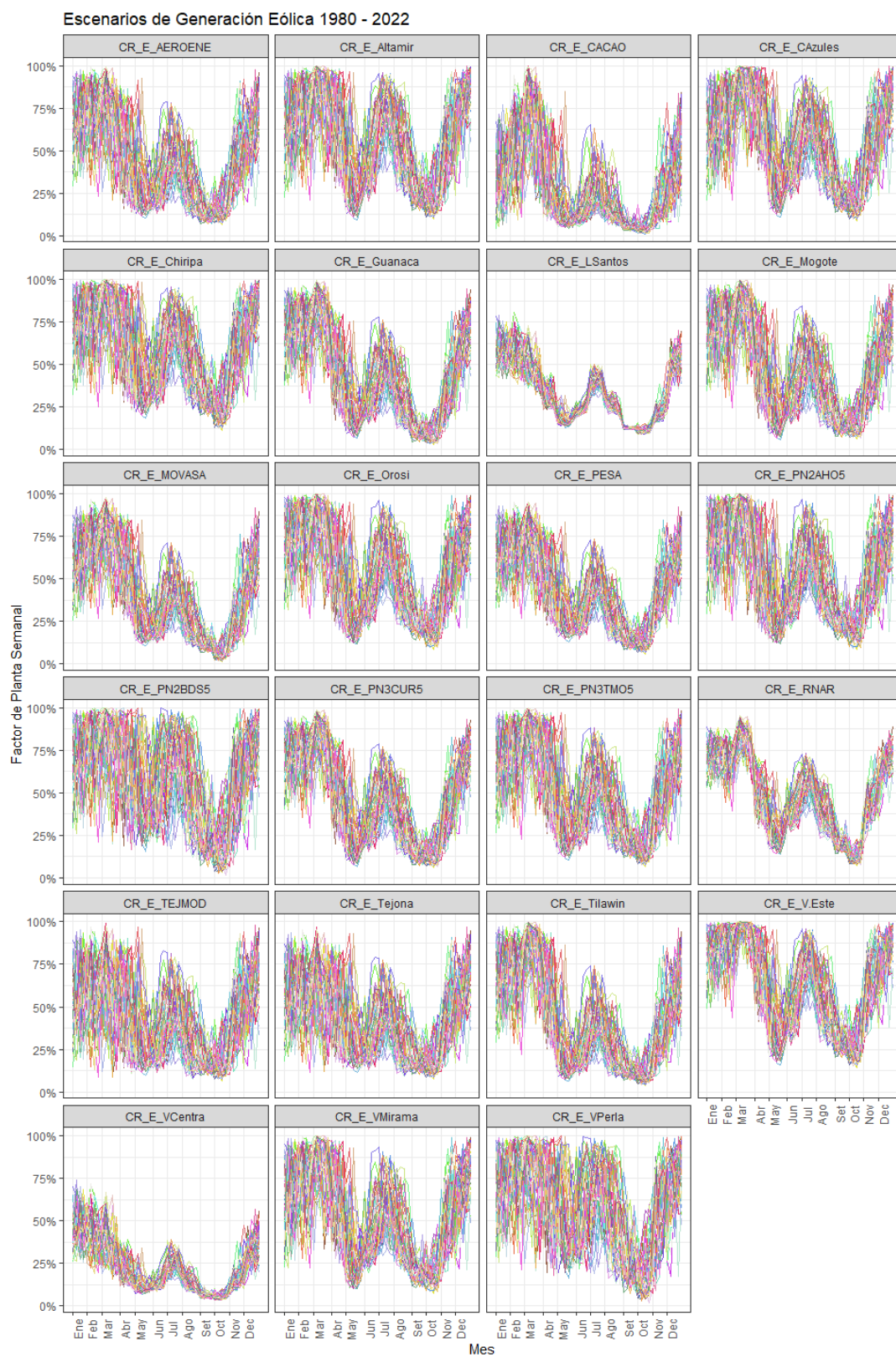


Figura 10.3 Escenarios de generación eólica 1980-2022

10.4 SOLAR

Al igual que el recurso eólico, el recurso solar se representa de la siguiente forma:

- Periodo 1980-2022: se utiliza el registro histórico de 42 años de generación semanal, a partir de la base de datos de reanálisis global ERA-5, con corrección de sesgo para representar los datos reales de generación disponibles.
- Periodo 1965-1979: en este periodo no hay registros históricos. Se genera una serie sintética a partir de una correlación espacial con los caudales hidrológicos históricos.

Para la simulación del parque solar se crean estaciones renovables de acuerdo con la ubicación geográfica de los paneles solares, sobre la cuadrícula de la base de datos de reanálisis global ERA-5, con resolución de 30 km x 30 km. En el Anexo A3 se explica el uso de la cuadrícula y la nomenclatura de las estaciones.

A cada planta o proyecto se le asigna una estación renovable de acuerdo con su ubicación geográfica. La correspondencia entre plantas solares y las estaciones con datos de generación de energía se indica en el Anexo A5.

La Figura 10.4 muestra los factores de planta semanales de generación solar para las estaciones renovables definidas, a partir del promedio de datos horarios para el periodo 1980 - 2022. Al igual que los recursos anteriores, el recurso solar 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 semanal superior al promedio anual (el factor anual es cercano al 20%). Este comportamiento también colabora en compensar el periodo seco de la generación hidroeléctrica.

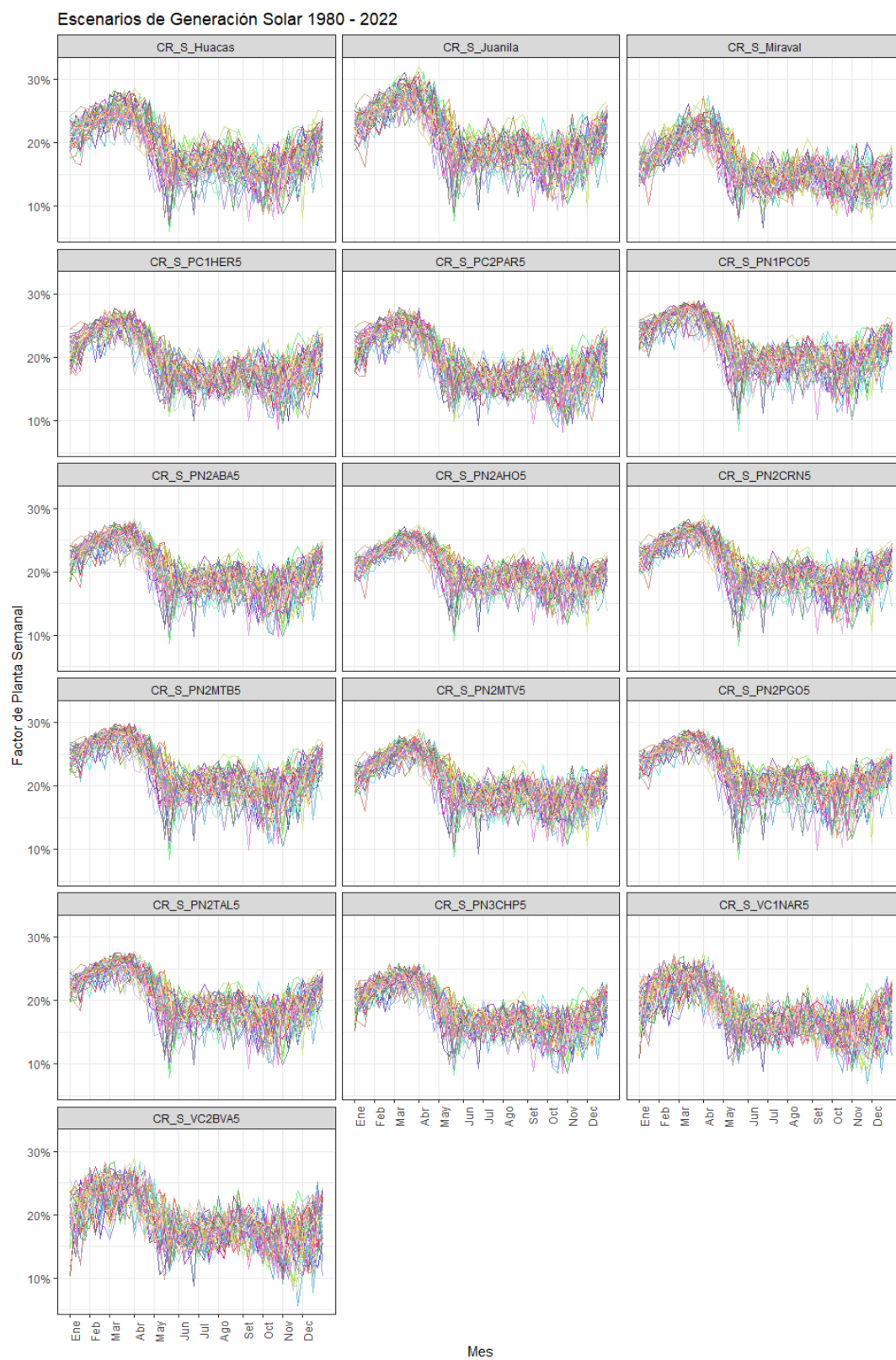


Figura 10.4 Escenarios de generación solar 1980-2022

10.5 PROYECTOS FIJOS

La Tabla 10.5 muestra los proyectos que se consideran como fijos en el PEG con la fecha de entrada prevista. La decisión de ejecutar estos proyectos ya ha sido tomada, esto implica que los proyectos no están sujetos a la optimización en el modelamiento de la expansión.

Tabla 10.5 Proyectos fijos del PEG 2024

PROYECTOS FIJOS DEL PEG 2024					
Año	Mes	Proyecto	Fuente	Potencia (MW)	Desarrollador
2024	1	Matamoras ⁽¹⁾	Hidroeléctrico	4.8	Generador privado
	4	Huacas	Solar	5	CoopeGuanacaste
2025	12	Quijote	Eólico	33	ESPH
2027	1	Tejona Repotenciación	Eólico	42	ICE
	1	Numu	Solar	20	Generador privado
	1	Los Tecaes	Solar	20	Generador privado
	1	Los Mangos	Solar	10	Generador privado
	1	Las Cañas	Solar	20	Generador privado
	1	Colorado	Solar	16	Generador privado
	9	Las Delicias	Solar	78.2	ICE
	9	Abangares	Solar	66.6	ICE
	1	San Antonio	Solar	10	ICE
2028	1	Las Pavas	Eólico	20	Generador privado
	1	La Montosa	Eólico	20	Generador privado
	1	San Jorge	Eólico	20	Generador privado
	1	MOVASA 2	Eólico	20	Generador privado
2029	12	Borinquen 1	Geotérmico	55	ICE
2031	1	Río Piedras (PAACUME)	Hidroeléctrico	7	SENARA/ICE
⁽¹⁾ Planta de generación privada existente reincorporada al sistema. No se muestran los bloques de alquiler de térmico que operan entre el 2024 y 2028.					

La adición de potencia de los 18 proyectos fijos es de 467.6 MW para ser instalados entre el 2024 y 2031.

El Proyecto Fotovoltaico Huacas de la distribuidora COOPEGUANACASTE sufrió un atraso de dos años. Para el PEG2022, COOPEGUANACASTE había reportado su incorporación en enero 2022 y finalmente se incorporó en abril 2024.

En el 2027 serán incorporados cinco proyectos solares de generadores privados adjudicados en el 2024, producto de la convocatoria N°4-2023.

En el 2028 serán incorporados cuatro proyectos eólicos de generadores privados adjudicados en el 2024, producto de la convocatoria N°5-2023.

El PG Borinquen 1 entrará en operación en diciembre del 2029. Este proyecto estaba previsto para incorporarse en el año 2027, pero el proceso de contratación del equipo electromecánico resultó infructuoso, generando un atraso de varios años.

La pequeña central hidroeléctrica en el embalse de Río Piedras (PCH PAACUME) del Proyecto de Abastecimiento de Agua para la Cuenca Media del río Tempisque y Comunidades Costeras (PAACUME) tiene prevista su entrada en operación en el año 2031. La central es parte del aprovechamiento integral del recurso hídrico en el marco del Programa Integral para el Abastecimiento de Agua para Guanacaste (PIAAG), con la

participación del ICE y del Servicio Nacional de Aguas Subterráneas, Riego y Avenamiento (SENARA).

Este plan de proyectos podría sufrir cambios por eventos no programados. No incluye todos los proyectos que podrían estar impulsando las empresas distribuidoras y que podrían madurar antes del 2029. También es posible que alguno de los proyectos considerados fijos no logre materializarse o que sufra atrasos.

- ***Plantas térmicas de alquiler***

En el corto plazo y hasta el 2028, será necesario mantener e incrementar el alquiler de varios bloques de generación térmica temporal. Este alquiler es la solución disponible para responder al riesgo de afrontar la combinación de un persistente fenómeno de El Niño extremadamente seco, con un fuerte crecimiento de la demanda y la pérdida temporal del aporte de las plantas Cachí y Ventanas Garita por modernización en los próximos años. La potencia recomendada de estos alquileres es la siguiente:

- 2024: 140 MW de alquiler
- 2025: 105 MW de alquiler⁸³
- 2026-2028: 240 MW de alquiler

10.6 TECNOLOGÍAS CANDIDATAS EN EL PLAN DE EXPANSIÓN

10.6.1 Tecnologías basadas en recursos renovables

Las tecnologías que usan recursos renovables modeladas en el presente plan son la hidroeléctrica, la geotérmica, la eólica, la fotovoltaica y la biomasa. Los proyectos candidatos incluyen desarrollos en etapas de factibilidad en su mayor parte. Además, se simulan una gran cantidad de posibles desarrollos de pequeño tamaño, cuyas características se agrupan por tecnología bajo la definición de proyectos genéricos. Dentro de este grupo de proyectos genéricos se consideran indistintamente los candidatos identificados por el ICE, las distribuidoras y los generadores independientes.

Como proyectos genéricos se incluyen eólicos, solares e hidroeléctricos simulados como proyectos escalables con módulos de 10 MW o 20 MW y geotérmicos genéricos con módulos de 55 MW. Con esta capacidad también se toman 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.

El objetivo del 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

⁸³ El dimensionamiento de los bloques de alquiler considera la reincorporación de la unidad 10 de Moín en enero 2025. El PEG 2024-2040 además identificó para el 2025, 35 MW de térmico adicional que no será posible tenerlos disponibles para la fecha indicada. Esta condición exigiría implementar un compromiso de importación para el verano del 2025 de 35 MW, que se deberá analizar conforme a las previsiones hidrológicas disponibles para el 2025 al final del año 2024.

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.

Esta simplificación reduce el trabajo y 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 especificar sus características particulares.

Para la simulación de los proyectos eólicos y solares genéricos, por primera vez se incluyen en este análisis consideraciones sobre las limitaciones de transmisión asociadas al desarrollo de las diferentes zonas con potencial identificado, en particular en el corto plazo. Mientras que estos proyectos de generación pueden ejecutarse en pocos años, el desarrollo de la infraestructura de transmisión requiere plazos más largos. Por ello, una articulación preliminar que permita considerar aspectos generales de la transmisión en la planificación de la generación mejora la importancia relativa de todo el conjunto de plantas renovables, incorporando señales sobre las zonas más propicias para el desarrollo, sin que ello implique detallar aspectos específicos de cada proyecto genérico.

Pequeños proyectos de generación con biomasa y desechos sólidos municipales también podrán ser incorporados al sistema en el corto y mediano plazo. Dado que su eventual participación será marginal, no fueron incluidos en los estudios. En el mediano y largo plazo, parte de los requerimientos previstos podrían ser llenados usando estos nuevos recursos.

Otras fuentes no convencionales de generación presentan actualmente barreras tecnológicas o limitaciones de costos para ser consideradas en la expansión del país de las próximas dos décadas, pero se monitorean constantemente con el objetivo de incorporar nuevas opciones en el potencial de fuentes renovables.

10.6.2 Tecnologías de almacenamiento de energía

La energía puede almacenarse de forma potencial si es posible guardar recursos de generación para ser utilizados más tarde en la producción de electricidad. Tanques con combustible fósil, reservorios con agua, hidrógeno, entre otros, constituyen algunas de las formas de almacenar los recursos para producir energía eléctrica.

La energía también puede almacenarse sin aprovisionar el recurso a través de los Sistemas de Almacenamiento de Energía - SAE (Energy Storage Systems - ESS), que pueden ser mecánicos, eléctricos y electroquímicos, principalmente:

- Sistemas mecánicos: los más comunes son turbo bombeo (Pumped Hydro Storage), los volantes de inercia (Flywheel Energy Storage) y el aire comprimido (Compressed Air Energy Storage).
- Sistemas eléctricos: incluyen principalmente los supercapacitores (Supercapacitor Energy Storage System) y los superconductores magnéticos (Superconducting Magnet Storage Systems)
- Sistemas electroquímicos: los de mayor uso son las baterías (Battery Energy Storage Systems - BESS) de diversos tipos y materiales, siendo la más instalada la de Ion-Litio.

El almacenamiento de energía en baterías (BESS) ha tomado auge en la industria eléctrica debido a la reducción de costos y los avances tecnológicos en la última década. Esta

tecnología ofrece diferentes opciones de capacidad, cuyo costo aumenta en proporción al tiempo de operación. El tipo de baterías seleccionado depende del beneficio que se está buscando para el sistema y se pueden clasificar como se muestra en la Tabla 10.6.

Tabla 10.6 Baterías: Aplicación y horas de operación

BATERIAS APLICACIÓN Y HORAS DE OPERACIÓN	
Objetivo	Horas de Operación
Servicio de red	1
Servicios de red y arbitraje	3
Arbitraje	+4

Como alternativas de almacenamiento se consideraron proyectos candidatos de turbo-bombeo y baterías de cuatro horas de duración. El turbo-bombeo y las baterías son herramientas para gestionar la gran volatilidad de las fuentes de generación eólica y solar. Sirven para desacoplar la disponibilidad de energía del patrón periódico y aleatorio de corto plazo de estas fuentes (horario, diario y semanal) y entregar electricidad a la red de acuerdo con las necesidades de la demanda.

En el caso conceptual más general, una batería es un arreglo mediante el cual es posible almacenar energía tomada de la red eléctrica, para restituírsela en un momento futuro. En todos los casos es preciso un proceso de conversión de la electricidad a otra forma de energía almacenable y viceversa. La eficiencia de la batería determina qué fracción de la energía tomada puede ser finalmente restituida.

Las baterías no agregan capacidad de generación adicional al sistema para atender el crecimiento de la demanda. El beneficio de las baterías para la expansión del sistema de generación se percibe por la función de arbitraje, que consiste en mover energía de un periodo horario a otro, ya sea por condiciones de desabastecimiento (contingencias) o de costo de dicho abastecimiento (carga y descarga según costo marginal de la demanda). Al amortiguar la variabilidad de las fuentes renovables, se optimiza el balance de oferta y demanda y se reducen los costos del sistema.

10.6.3 Tecnologías que consumen derivados del petróleo

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

10.6.4 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 como el gas natural. No se considera el carbón como fuente energética en el desarrollo de la matriz de generación, debido a que Costa Rica tiene en ejecución desde el 2018 un plan de descarbonización de la economía muy ambicioso. A pesar de ello, en los

planes de expansión de la generación podrían valorarse plantas de carbón únicamente con el objetivo de tener una referencia de costos, pero como se mencionó anteriormente esta tecnología no se considera como candidata.

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 terminales de importación de gas natural licuado por vía marítima con tanques criogénicos y plantas regasificadoras. El carbón se beneficia si tiene infraestructura de puertos, patios y ferrocarriles para la importación, manejo y transporte.

El gas natural se perfila como una opción interesante a mediano plazo. Nuevos esquemas de suministro a pequeña escala se están desarrollando a nivel mundial y podrían abrir nuevas posibilidades para el país a partir de la terminal de GNL que inauguró Panamá en el 2018, así como de las otras terminales operando en Centroamérica.

10.6.5 Nuevas fuentes no convencionales fuera del PEG

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

Esta consideración no implica que en el Plan de Expansión se esté renunciando a otras fuentes durante todo el horizonte del plan. Es muy probable que en el mediano plazo aparezcan nuevos proyectos candidatos basados en fuentes renovables no convencionales o en tecnologías térmicas más limpias como el gas natural, dado que el gran interés mundial en estas fuentes está impulsando rápidamente su desarrollo tecnológico. Estas nuevas opciones serán tomadas en cuenta conforme aparezcan en las sucesivas revisiones del Plan de Expansión.

10.7 CARACTERÍSTICAS DE LOS PROYECTOS CANDIDATOS

En la Tabla 10.7 se muestra el listado de los proyectos candidatos que se consideraron para la formulación del PEG 2024 y sus principales características.

Esta lista de proyectos candidatos incluye además desarrollos que aún no han completado sus estudios de factibilidad o que en revisiones anteriores del Plan de Expansión no resultaron atractivos. También incluye tecnologías que no son enteramente compatibles con la política energética y ambiental del país. El propósito de incluirlos en la lista de candidatos es para garantizar que la evaluación de opciones que realiza el Plan es exhaustiva y, en caso de desechar una opción económica por razones de política ambiental y energética, valorar su impacto. La inclusión de un proyecto en la lista de candidatos no indica una preferencia o intención de desarrollo.

Proyectos eólicos y solares de la cartera de proyectos del ICE y de las empresas distribuidoras son representados por proyectos escalables con módulos de 10 MW, con excepción de los proyectos fijos. Lo mismo aplica para los proyectos de las empresas distribuidoras mostrados en la Tabla 10.10 y para los bloques de energía que podrían licitarse a través de la Ley N°7200.

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

El térmico se evalúa usando proyectos genéricos con turbinas de combustión⁸⁴ con diésel, motores de media velocidad con búnker y ciclos combinados, alimentados con diésel. El gas natural en particular se estudió en este ejercicio de planificación como parte de un análisis prospectivo para un horizonte más largo de planificación. Los resultados de ese estudio se incorporan en el Apéndice 1 de este documento.

⁸⁴ Las turbinas de combustión también se conocen como turbinas de gas, por ser el gas de la combustión el que las impulsa.

Tabla 10.7 Características de los proyectos fijos y candidatos

CARACTERÍSTICAS DE LOS PROYECTOS FIJOS Y CANDIDATOS								
Nombre	Disponible a partir de	Tipo ⁽¹⁾	Potencia (MW)	Gen. Prom. Anual (GWh) ⁽²⁾	Volúmen Útil (Hm3)	Producción Específica (kWh/unidad)	Combustible (unidad)	Indisponibilidad (%)
1. PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS								
Hidro Genéricos ⁽³⁾	2030	Candidato	20	97	0.0			
Fourth Cliff	2031	Candidato	53	93	0.0			
PCH PAACUME	2031	Fijo	7	35	71			
Toro Amarillo	2033	Candidato	57	224	0.6			
Chimirol	2033	Candidato	64	260	0.6			
Diquís	2035	Candidato	623	2 869	1 646			10
Diquís Minicentral	2035	Candidato	23	181	1 646			
RG-430 CM 360	2035	Candidato	162	614	89			10
RG-430 CM 318	2035	Candidato	209	800	89			10
2. PROYECTOS EÓLICOS								
Quijote	2025	Fijo	33	118				
Tejona Repotenciación	2027	Fijo	42	139				
Las Pavas	2028	Fijo	20	80				
Montosa	2028	Fijo	20	73				
San Jorge	2028	Fijo	20	73				
MOVASA 2	2028	Fijo	20	79				
Eólico Genéricos ⁽³⁾	2029	Candidato	10	40				
3. PROYECTOS SOLARES								
Huacas	2024	Fijo	5	8				
Abangares	2027	Fijo	67	103				
Las Delicias	2027	Fijo	78	109				
San Antonio	2027	Fijo	10	15				
Numu	2027	Fijo	20	33				
Los Tcales	2027	Fijo	20	36				
Los Mangos	2027	Fijo	10	17				
Colorado	2027	Fijo	16	26				
Las Cañas	2027	Fijo	20	33				
Solar Genéricos ⁽³⁾	2027	Candidato	10	17				
Solar Tracking 1D Genéricos ⁽³⁾	2029	Candidato	10	18				
4. PROYECTOS GEOTÉRMICOS								
Borinquen 1	2029	Fijo	55	427				10
Borinquen 2	2031	Candidato	55	462				10
Plazoleta PLB-01	2032	Candidato	12	101				
Geotérmico Genéricos ⁽³⁾	2036	Candidato	55	462				10
5. PROYECTOS TÉRMICOS								
Motores Combustión Interna Alquiler	2024	Fijo	240	Variable		3.85	Diésel (L)	
Motores de Media Velocidad Bunker ⁽³⁾	2029	Candidato	20	Variable		4.48	Búnker (L)	
Turbinas de Gas Diésel ⁽³⁾	2029	Candidato	20	Variable		3.00	Diésel (L)	
Ciclo Combinado Diésel	2030	Candidato	200	Variable		4.61	Diésel (L)	
Ciclo Combinado GNL FSRU Alquiler ⁽⁶⁾	2031	Candidato	200	Variable		5.41	Gas natural (m ³)	
Ciclo Combinado Terminal GNL ^{(4) (6)}	2031	Candidato	200	Variable		5.41	Gas natural (m ³)	
Ciclo Combinado GNL ⁽⁶⁾	2031	Candidato	200	Variable		5.41	Gas natural (m ³)	
Turbina de Gas Diésel Alquiler ⁽³⁾	2033	Candidato	10	Variable		3.00	Diésel (L)	
6. PROYECTOS BIOMÁSICOS								
Biomasa Genéricos ⁽³⁾	2030	Candidato	10	17				
7. PROYECTOS DE ALMACENAMIENTO								
Baterías Genéricas 30 MW	2030	Candidato	30	17	0.29			
Baterías Genéricas 60 MW	2032	Candidato	60	36	0.58			
Turbo-Bombeo Genéricos ⁽⁵⁾	2035	Candidato	100/100	248/355	4.00			
Notas: ⁽¹⁾ Se refiere a si el proyecto es fijo o candidato. El proyecto fijo se incluye en forma obligatoria en una fecha predeterminada, mientras que inclusión de un candidato depende de la optimización del plan. ⁽²⁾ Para proyectos que forman parte del Plan Recomendado se muestra la generación promedio anual del periodo 2024-2040. Para proyectos genéricos renovables se muestra el promedio estimado a partir de las estaciones renovables asignadas a los proyectos genéricos. Para el resto de proyectos se incluye la generación estimada de los estudios de preinversión. ⁽³⁾ Proyectos escalables en módulos de la potencia indicada. ⁽⁴⁾ Considera terminal terrestre de almacenamiento y regasificación ⁽⁵⁾ Considera características técnicas de PTB Venado (Generador/Bomba). Se indica volumen del embalse superior, el embalse inferior es el embalse de la PH Arenal ⁽⁶⁾ El gas natural no forma parte de los proyectos candidatos para la formulación del PEG 2024-2040. Se incluye como parte de un análisis prospectivo para un horizonte más largo de planificación. Los resultados de este estudio se incorporan en el capítulo 16.								

10.7.1 Costos de inversión

La Tabla 10.8 muestra los costos de inversión y los costos fijos de operación y mantenimiento de los proyectos fijos y candidatos. 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, se les asigna un costo unitario representativo de cada tecnología obtenido de los análisis de costos de tecnologías (*benchmarking*). Los costos fijos unitarios de operación son valores promedio para cada tecnología. Los costos se expresan en dólares norteamericanos constantes a diciembre 2023.

Tabla 10.8 Costos de inversión y fijos de operación y mantenimiento de los proyectos fijos y candidatos (USD diciembre 2023)

COSTO DE INVERSIÓN Y FIJOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (USD diciembre 2023)										
Nombre	Potencia (MW)	Vida Económica (años)	Inversión			Costo Fijo O&M		Costo Anual		
			Unitaria ⁽¹⁾ USD/kW	Total MillonesUSD	Anual MillonesUSD	Unitario USD/kW/año	Total MillonesUSD/año	Unitario USD/kW/año	Total MillonesUSD/año	
1. PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS										
Hidro Genéricos ⁽³⁾	20	40	5 710	114	12	41	0.8	659	13.2	
Fourth Cliff	53	40	6 666	353	38	46	2.4	768	40.7	
PCH PAACUME	7	40	4 173	29	3	71	0.5	523	3.7	
Toro Amarillo	57	40	4 171	238	26	41	2.3	493	28.1	
Chimirol	64	40	5 357	343	37	41	2.6	621	39.8	
Diquis	623	40	8 670	5 400	585	20	12.5	959	597.3	
Diquis Minicentral ⁽²⁾	23	40	0	0	0	106	2.5	106	2.5	
RG-430 CM 360	162	40	7 719	1 250	135	42	6.8	878	142.2	
RG-430 CM 318	209	40	7 293	1 524	165	37	7.7	827	172.8	
2. PROYECTOS EÓLICOS										
Quijote	33	25	2 120	70	8	50	1.7	291	9.6	
Tejona Repotenciación	42	25	2 015	85	10	50	2.1	279	11.7	
Las Pavas	20	25	2 129	43	5	50	1.0	292	5.8	
Montosa	20	25	1 886	38	4	50	1.0	265	5.3	
San Jorge	20	25	1 882	38	4	50	1.0	264	5.3	
MOVASA 2	20	25	1 942	39	4	50	1.0	271	5.4	
Eólico Genéricos ⁽³⁾	10	25	2 077	21	2	50	0.5	286	2.9	
3. PROYECTOS SOLARES										
Huacas	5	25	1 330	7	1	17	0.1	168	0.8	
Abangares	66.6	25	1 289	86	10	15	1.0	162	10.8	
Las Delicias	78.2	25	1 062	83	9	16	1.3	137	10.7	
San Antonio	10.3	25	1 164	12	1	15	0.2	148	1.5	
Numu	20	25	1 073	21	2	17	0.3	139	2.8	
Los Tecales	20	25	859	17	2	17	0.3	115	2.3	
Los Mangos	10	25	958	10	1	17	0.2	126	1.3	
Colorado	16	25	940	15	2	17	0.3	124	2.0	
Las Cañas	20	25	913	18	2	17	0.3	121	2.4	
Solar Genéricos ⁽³⁾	10	25	1 182	12	1	17	0.2	152	1.5	
Solar Tracking 1D Genéricos ⁽³⁾	10	25	1 612	16	2	17	0.2	201	2.0	
4. PROYECTOS GEOTÉRMICOS										
Borinquen 1 ⁽⁵⁾	55	35	7 036	387	42	160	8.8	928	51.1	
Borinquen 2	55	35	8 202	451	49	90	5.0	986	54.2	
Plazoleta PLB-01	12	35	7 785	93	10	160	1.9	1 010	12.1	
Geotérmico Genéricos ⁽³⁾	55	35	8 202	451	49	160	8.8	1 056	58.1	
5. PROYECTOS TÉRMICOS										
Motores Combustión Interna Alquiler	240	1	0	0	0	201	48.2	201	48.2	
Motores Media Velocidad Bunker ⁽³⁾	20	30	2 056	41	5	40	0.8	268	5.4	
Turbinas de Gas Diésel ⁽³⁾	20	30	1 371	27	3	18	0.4	170	3.4	
Ciclo Combinado Diésel	200	30	1 813	363	40	14	2.8	215	43.0	
Ciclo Combinado GNL FSRU Alquiler	200	30	1 813	363	40	196.5	39.3	397	79.5	
Ciclo Combinado Terminal GNL ⁽⁴⁾	200	30	3 662	732	81	14	2.8	420	84.0	
Ciclo Combinado GNL	200	30	1 813	363	40	14	2.8	215	43.0	
Turbina de Gas Diésel Alquiler ⁽³⁾	10	1	0	0	0	266	2.7	266	2.7	
6. PROYECTOS BIOMÁSICOS										
Biomasa Genéricos ⁽³⁾	10	30	1 896	19	2	37	0.4	247	2.5	
7. PROYECTOS DE ALMACENAMIENTO										
Baterías Genéricas 30 MW	30	20	1 528	46	5	40	1.2	223	6.7	
Baterías Genéricas 60 MW	60	20	1 528	92	11	40	2.4	223	13.4	
Turbo-Bombeo Genéricos	100	40	6 244	624	68	27	2.7	703	70.3	
Notas:										
⁽¹⁾ Costo de inversión capitalizado.										
⁽²⁾ El costo de inversion esta incluido en el costo de la planta principal.										
⁽³⁾ Proyectos escalables en módulos de la potencia indicada.										
⁽⁴⁾ Considera terminal terrestre de almacenamiento y regasificación.										
⁽⁵⁾ El proyecto está en construcción. Se indica la inversión remanente.										

10.7.2 Costo unitario y monómico de proyectos candidatos

El costo unitario de instalación y el costo monómico de los proyectos candidatos se muestran en la Tabla 10.9 y se grafican en la Figura 10.5 y Figura 10.6. Todos los costos están expresados en dólares estadounidenses constantes a diciembre 2023 para su adecuada comparación.

Los 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.

Los costos monómicos de los proyectos son indicativos, no son usados por los modelos de expansión para la optimización del plan de obras de mínimo costo, por lo tanto, no se utilizan para la toma de decisiones. Para las simulaciones de los planes se utilizan los datos primarios de inversión y costo operativo mostrados en la Tabla 10.8.

Tabla 10.9 Costos unitarios de instalación y producción de proyectos candidatos

COSTOS UNITARIOS DE INSTALACIÓN Y PRODUCCIÓN DE PROYECTOS													
Nombre	Producción		Vida Económica	Costos a Diciembre 2023						Índices			
				Costo de Inversión				Costo O&M	Total				
	Overnight MillonesUSD	Factor Capitalización	Capitalizado MillonesUSD	Anual MillonesUSD	MillonesUSD	MillonesUSD	fp ⁽¹⁾			USD/ kW ⁽²⁾	USD/ kWh		
	MW	Gwh ⁽⁵⁾	Años										
1. PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS													
Hidro Genéricos ⁽³⁾	20	97	40	90	1.27	114	12	0.8	13.2	55%	4 500	0.14	
Fourth Cliff	53	93	40	280	1.26	353	38	2.4	40.7	20%	5 276	0.44	
PCH PAACUME	7	35	40	26	1.12	29	3	0.5	3.7	56%	3 735	0.11	
Toro Amarillo	57	224	40	208	1.14	238	26	2.3	28.1	45%	3 647	0.13	
Chimirol	64	260	40	257	1.34	343	37	2.6	39.8	46%	4 010	0.15	
Diquís	623	2 869	40	3 728	1.45	5 400	585	12.5	597.3	53%	5 986	0.21	
Diquís Minicentral	23	181	40	0	-	0	0	2.5	2.5	89%	0	0.01	
RG-430 CM 360	162	614	40	1 023	1.22	1 250	135	6.8	142.2	43%	6 317	0.23	
RG-430 CM 318	209	800	40	1 235	1.23	1 524	165	7.7	172.8	44%	5 910	0.22	
2. PROYECTOS EÓLICOS													
Quijote	33	118	25	64	1.09	70	8	1.7	9.6	41%	1 939	0.08	
Tejona Repotenciación	42	139	25	78	1.09	85	10	2.1	11.7	38%	1 845	0.08	
Las Pavas	20	80	25	39	1.09	43	5	1.0	5.8	46%	1 948	0.07	
Montosa	20	73	25	35	1.09	38	4	1.0	5.3	42%	1 725	0.07	
San Jorge	20	73	25	34	1.09	38	4	1.0	5.3	42%	1 722	0.07	
MOVASA 2	20	79	25	36	1.09	39	4	1.0	5.4	45%	1 776	0.07	
Eólico Genéricos ⁽³⁾	10	40	25	19	1.09	21	2	0.5	2.9	45%	1 900	0.07	
3. PROYECTOS SOLARES													
Huacas	5	8	25	6	1.08	7	1	0.1	0.8	17%	1 227	0.11	
Abangares	67	103	25	79	1.08	86	10	1.0	10.8	18%	1 190	0.10	
Las Delicias	78	109	25	73	1.13	83	9	1.3	10.7	16%	939	0.10	
San Antonio	10	15	25	11	1.08	12	1	0.2	1.5	16%	1 074	0.10	
Numu	20	33	25	20	1.07	21	2	0.3	2.8	19%	999	0.08	
Los Tcales	20	36	25	16	1.07	17	2	0.3	2.3	20%	800	0.06	
Los Mangos	10	17	25	9	1.07	10	1	0.2	1.3	19%	892	0.08	
Colorado	16	26	25	14	1.07	15	2	0.3	2.0	19%	875	0.08	
Las Cañas	20	33	25	17	1.07	18	2	0.3	2.4	19%	850	0.07	
Solar Genéricos ⁽³⁾	10	17	25	11	1.07	12	1	0.2	1.5	20%	1 100	0.09	
Solar Tracking 1D Genéricos ⁽³⁾	10	18	25	15	1.07	16	2	0.2	2.0	21%	1 500	0.11	
4. PROYECTOS GEOTÉRMICOS													
Borinquen 1 ⁽⁶⁾	55	427	35	317	1.22	387	42	8.8	51.1	89%	5 757	0.12	
Borinquen 2	55	462	35	365	1.23	451	49	5.0	54.2	96%	6 645	0.12	
Plazoleta PLB-01	12	101	35	80	1.17	93	10	1.9	12.1	96%	6 645	0.12	
Geotérmico Genéricos ⁽³⁾	55	462	35	365	1.23	451	49	8.8	58.1	96%	6 645	0.13	
5. PROYECTOS TÉRMICOS													
Motores Combustión Interna Alquiler	240	Variable	1	0	-	0	0	48.2	48.2	Variable	0	Variable	
Motores de Media Velocidad Bunker ^c	20	Variable	30	36	1.14	41	5	0.8	5.4	Variable	1 800	Variable	
Turbinas de Gas Diésel ⁽³⁾	20	Variable	30	24	1.14	27	3	0.4	3.4	Variable	1 200	Variable	
Ciclo Combinado Diésel	200	Variable	30	300	1.21	363	40	2.8	43.0	Variable	1 500	Variable	
Ciclo Combinado GNL FSRU Alquiler	200	Variable	30	300	1.21	363	40	39.3	79.5	Variable	1 500	Variable	
Ciclo Combinado Terminal GNL ⁽⁴⁾	200	Variable	30	567	1.29	732	81	2.8	84.0	Variable	2 833	Variable	
Ciclo Combinado GNL	200	Variable	30	300	1.21	363	40	2.8	43.0	Variable	1 500	Variable	
Turbina de Gas Diésel Alquiler ⁽³⁾	10	Variable	1	0	-	0	0	2.7	2.7	Variable	0	Variable	
6. PROYECTOS BIOMÁSICOS													
Biomasa Genéricos ⁽³⁾	10	17	30	18	1.08	19	2	0.4	2.5	19%	1 750	0.15	
7. PROYECTOS DE ALMACENAMIENTO													
Baterías Genéricas 30 MW	30	17	20	42	1.09	46	5	1.2	6.7	7%	1 400	0.38	
Baterías Genéricas 60 MW	60	36	20	84	1.09	92	11	2.4	13.4	7%	1 400	0.37	
Turbo-Bombeo Genéricos	100	248	40	509	1.23	624	68	2.7	70.3	28%	5 090	0.28	
Notas:													
⁽¹⁾ Factor de planta anual.													
⁽²⁾ Costo de inversión overnight.													
⁽³⁾ Proyectos escalables en módulos de la potencia indicada.													
⁽⁴⁾ Considera terminal terrestre de almacenamiento y regasificación.													
⁽⁵⁾ Para proyectos que forman parte del Plan Recomendado se muestra la generación promedio anual del periodo 2024-2040.													
Para proyectos genéricos renovables se muestra el promedio estimado a partir de las estaciones renovables asignadas a los proyectos genéricos.													
Para el resto de proyectos se incluye la generación estimada de los estudios de preinversión.													
⁽⁶⁾ El proyecto está en construcción. Se indica la inversión remanente.													

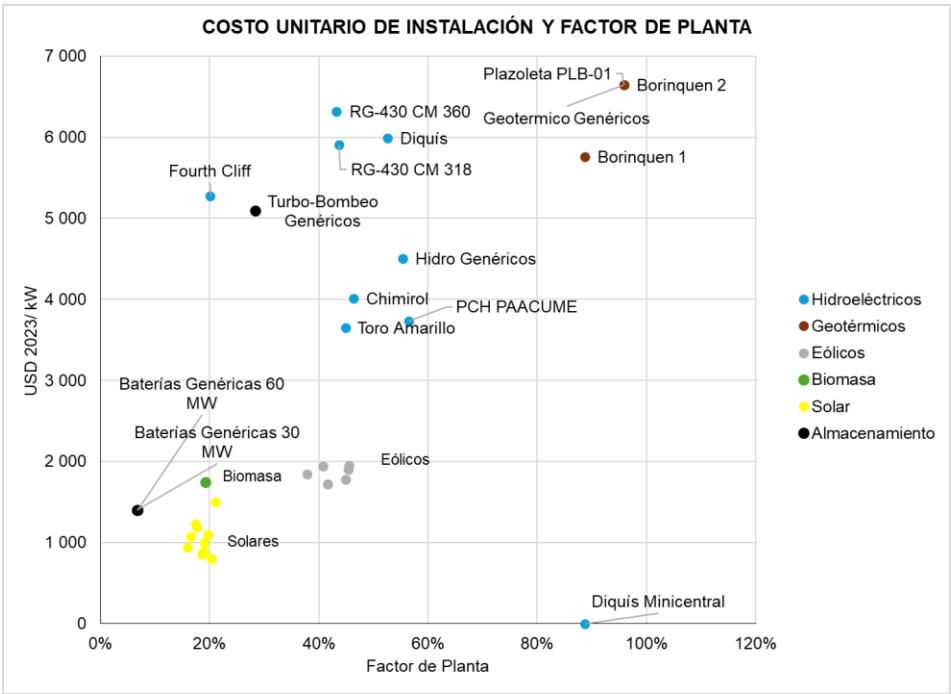


Figura 10.5 Costo unitario de instalación y factor de planta

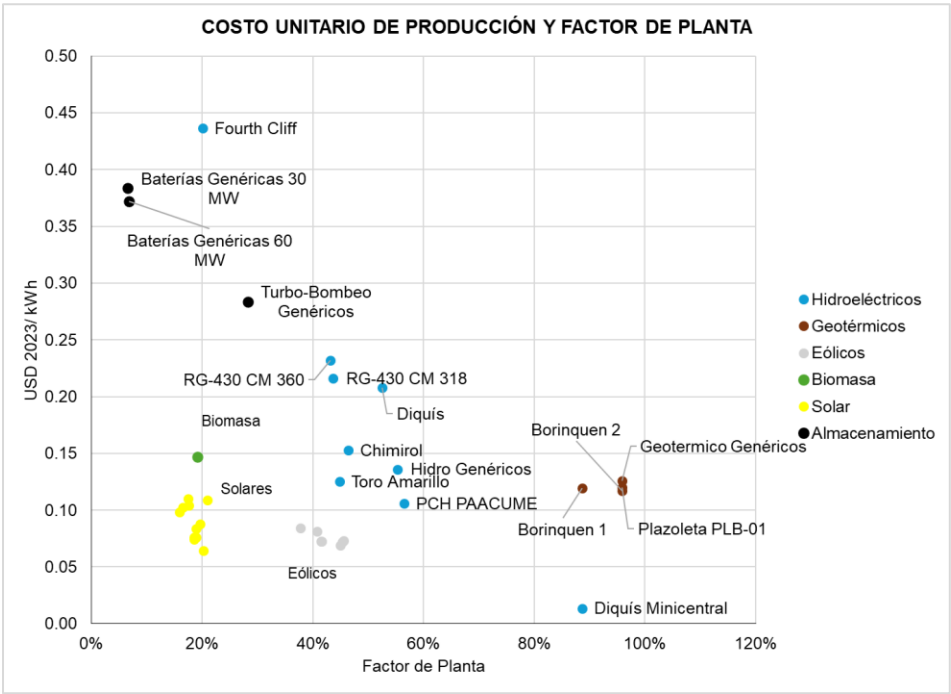


Figura 10.6 Costo unitario de producción y factor de planta

10.8 OTROS PROYECTOS DE EMPRESAS DISTRIBUIDORAS Y PRIVADOS

La lista de candidatos discutida en las secciones precedentes no contiene todos los proyectos que están considerando el sector privado y las empresas distribuidoras.

Además de los nuevos esquemas que eventualmente puedan aparecer, proyectos adicionales están bajo estudio por desarrolladores del sector privado y de las empresas distribuidoras. Las plantas genéricas que aparecen en el plan de expansión permiten tomar en cuenta la posibilidad de estos desarrollos.

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

10.8.1 Proyectos de empresas distribuidoras

Algunas empresas distribuidoras desarrollan estudios de proyectos de generación con los que buscan atender parcialmente la demanda de sus áreas de concesión. En sus planes de obras futuras figuran plantas hidroeléctricas, eólicas, solares y de generación con desechos sólidos municipales.

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

Estos proyectos se incluyen en el PEG una vez que existe certeza sobre la intención y la capacidad del desarrollador para llevarlo a cabo y también cuando se conoce, aunque en forma aproximada, la fecha de entrada en operación. La inclusión de estos proyectos en el PEG no conlleva ninguna evaluación porque se introducen como decisiones ya tomadas por sus propietarios. En el pasado este enfoque no presentaba inconvenientes porque en general se trataba de pocas y pequeñas plantas, que eran absorbidas rápidamente por el crecimiento del sistema. Con el auge en el desarrollo de plantas solares y eólicas que pueden ponerse muy rápidamente en operación, este enfoque no permite ajustar oportunamente los planes de expansión del país, lo que puede provocar problemas en el planeamiento general de largo plazo.

Entre los proyectos conocidos de las distribuidoras se encuentran los indicados en la Tabla 10.10. Para la conformación de esta tabla, en abril 2024 se consultó a cada empresa sobre sus planes de estudio y desarrollo de proyectos.

Tabla 10.10 Empresas de distribución de energía: Proyectos en estudio reportados por las empresas

EMPRESAS DE DISTRIBUCIÓN DE ENERGÍA Proyectos en estudio reportados por las empresas ⁽¹⁾					
Empresa	Proyecto	Fuente	Potencia (MW)	Fecha de disponibilidad	INVERSIÓN (Millones USD)
ESPH	Parque Eólico El Quijote	Eólico	33.6	dic-25	64
COOPEALFARO	Fotovoltaico CONEZAR	Solar	2.5	2025	2.5
	Gasificación en la Zona Occidente	Biomasa	10	2027	20
COOPELESCA	Eólico Cooperativo	Eólico	25	ago-26	45
	Eólico Cooperativo San Miguel	Eólico	38.4	nov-26	65.3
	Eólico Cooperativo La Esperanza	Eólico	60	nov-26	102
	Generación Biomasa Cutris	Biomasa	14.7	ene-27	25
JASEC	PH Torito 2	Hidroeléctrica	60	2028	230
CNFL	Modernización Parcial PH Belén	Hidroeléctrica	11.5 ⁽²⁾	2029-2031	10.9
	Modernización Parcial PH Electróna	Hidroeléctrica	5.8 ⁽³⁾	2032-2035	8.3
	Rehabilitación PH Nuestro Amo	Hidroeléctrica	10 ⁽⁴⁾	2028-2029	27.5
	Plantel Sur, Plantel Norte, PH Belén	Solar	9.5	2025-2026	9.5
	PH Brasil II	Hidroeléctrica	26.9	2035-2040	102.8
Notas: ⁽¹⁾ COOPEGUANACASTE no respondió a la consulta realizada; COOPESANTOS indicó que no cuenta con proyectos que reportar ⁽²⁾ Incremento de potencia en 1 MW, pasa de 10.5 MW a 11.5 MW ⁽³⁾ No hay incremento de potencia. ⁽⁴⁾ La planta está actualmente fuera de operación. Fue inhabilitada por el impacto de una fuerte avenida del Río Virilla en el 2010.					

10.8.2 Proyectos de generadores independientes

Los generadores independientes de energía pueden desarrollar nuevos proyectos renovables para vender su energía al ICE mediante los mecanismos de la Ley N°7200. 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 N°7200 Capítulo I y otro 15% dentro del Capítulo II. Los generadores privados son llamados a presentar ofertas a través de convocatorias públicas promovidas por el ICE en función de las necesidades del sistema.

La optimización del Plan de Expansión considera la capacidad disponible en proyectos genéricos y optimiza la instalación, independientemente del régimen de propiedad y de las condiciones contractuales de las plantas y proyectos. Una vez determinada la necesidad y en un proceso posterior a la formulación del Plan, se debe realizar una selección de las mejores ofertas, incluyendo las opciones que puedan aportar los generadores independientes.

(Esta página intencionalmente en blanco)

11 METODOLOGÍA PARA ESTABLECER EL PLAN DE EXPANSIÓN

El propósito del PEG 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 del país, propias de cada ciclo de planificación.

La formulación de cada PEG responde a un proceso de análisis que se desarrolla 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 de país (ver capítulo 9).

El Plan Recomendado en cada ciclo de planificación 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.

El proceso de planificación de largo plazo para Costa Rica atiende 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 a esas condiciones.

11.1 HERRAMIENTAS DE ANÁLISIS

Los planes de expansión se generan utilizando modelos de optimización de inversiones y costos operativos, que permiten definir opciones de mínimo costo para el desarrollo del sistema de generación de largo plazo. Estos modelos fueron desarrollados por la empresa brasileña PSR⁸⁵. PSR es una proveedora global de servicios de consultoría, modelos computacionales e innovación en energía y contribuye activamente en investigaciones y desarrollo de soluciones de optimización y análisis de datos.

Los modelos⁸⁶ desarrollados por PSR utilizados para la formulación de los planes de expansión son los siguientes:

- OPTGEN⁸⁷: su objetivo es determinar planes de expansión de mínimo costo mediante la solución de un problema de optimización de gran escala estocástico, multi-etapa y lineal entero mixto. El plan de mínimo costo es el resultado del balance entre los costos de inversión de la combinación óptima de proyectos y el valor esperado de los costos operativos y del déficit de energía, para lo cual la operación

⁸⁵ PSR – SOLUÇÕES E CONSULTORIA EM ENERGIA LTDA.

⁸⁶ Más información sobre estos programas se puede consultar en www.psr-inc.com

⁸⁷ OPTGEN - Modelo de optimización de expansión de generación y transmisión.

se simula con detalle utilizando el modelo SDDP. Ambos modelos funcionan integrados y comparten la misma base de datos.

- SDDP⁸⁸: es un modelo de despacho hidrotérmico que determina la política operativa más económica para los embalses, teniendo en cuenta las incertidumbres en las afluencias hidrológicas futuras, distintos escenarios de los recursos renovables, y las restricciones del sistema de generación. El problema de optimización se resuelve a través de la programación dinámica dual estocástica. La herramienta es muy robusta para la simulación de los planes de expansión nacionales porque está especialmente formulada para resolver las complejidades de sistemas hidrotérmicos con múltiples embalses de regulación.
- TSL⁸⁹: es una herramienta de modelado de energías renovables que produce escenarios futuros de generación sintética para fuentes intermitentes de ERV. El modelo TSL está totalmente integrado con el SDDP para mejorar la representación de fuentes de energía renovables mediante la creación de escenarios horarios detallados.
- PSRIO⁹⁰: es una herramienta de inteligencia empresarial que permite a los usuarios transformar, analizar y visualizar datos, lo que facilita la toma de decisiones informadas. PSRIO interactúa con las bases de datos de PSR y ejecuta operaciones precisas de procesamiento de datos, estadísticas y matemáticas.
- PSR Cloud⁹¹: es una plataforma de vanguardia diseñada para gestionar la ejecución remota de modelos en un entorno de procesamiento distribuido. Con esta plataforma, los usuarios pueden lograr una computación de alto rendimiento sin la necesidad de una infraestructura local. PSR Cloud cuenta con una potente red equipada con miles de procesadores, lo que garantiza capacidades de procesamiento eficientes y escalables.

En el PEG 2024-2040 se utilizaron las siguientes versiones de los modelos antes descritos:

- OPTGEN versión 8.1.10
- SDDP versión 17.3.7
- TSL versión lite 1.71
- PSRIO versión v1.3.0-beta
- PSR Cloud versión 5.2 8

11.2 PROCESO DE FORMULACIÓN DEL PLAN DE EXPANSIÓN

La metodología desarrollada se orienta a establecer un plan de largo plazo, focalizado en las decisiones críticas y estratégicas de la expansión de la generación y en la búsqueda de

⁸⁸ SDDP – Stochastic dual dynamic programming. Modelo de despacho hidrotérmico estocástico con restricciones de red.

⁸⁹ TSL – Time Series Lab. Modelo generador de escenarios renovables por medio de series de tiempo.

⁹⁰ PSRIO herramienta de Inteligencia Empresarial para OPTGEN, SDDP.

⁹¹ PSRCloud: servicio de procesamiento en la nube.

soluciones óptimas por etapas. Seguidamente se explican los elementos de esa metodología.

- ***Actualización de la base de datos***

Se actualizan las bases de datos de la expansión con base en la información disponible en cada ciclo de planificación. Incluye, entre otras variables, la actualización de proyecciones de demanda, de proyecciones de precios de combustibles, características de las plantas de generación, volúmenes de embalses, información hidrológica, información climática para la estimación de los recursos renovables y características técnicas y económicas de los proyectos candidatos disponibles.

- ***Revisión del corto plazo***

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

- ***Proceso progresivo por etapas***

El proceso de toma de decisiones se realiza por etapas progresivas. En una primera parte se determina cuáles son las primeras inversiones en nueva capacidad y cuál es la holgura de tiempo para tomar las decisiones y posteriormente se optimizan los proyectos de la segunda etapa.

- ***Definición de los elementos de atención del PEG***

Cada ciclo de planificación de la expansión de la generación eléctrica enfrenta diferentes preocupaciones y decisiones. Tradicionalmente, el foco de atención de los planes de expansión de Costa Rica se ha centrado en el mediano y largo plazo, partiendo de que en el corto plazo se tenía la capacidad necesaria para atender la demanda y que el sistema estaba balanceado.

Las preocupaciones de los últimos planes de expansión son un poco diferentes. La reducción y variabilidad de la demanda en el periodo 2010 al 2020 y la fuerte presión de crecimiento experimentada en el periodo pospandemia, ha provocado que las preocupaciones más relevantes del PEG involucren también decisiones de corto plazo.

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

Como parte de la validación de los planes propuestos, todas las opciones de desarrollo formuladas deben cumplir con criterios de confiabilidad que aseguren que no se excederán los estrictos límites de déficits de energía tolerable. Con esta revisión se verifica que las variaciones climatológicas no comprometan la confiabilidad del SEN.

- ***Planes de mínimo costo***

Para cada plan de expansión se revisan múltiples posibles escenarios futuros o ramas de análisis, a partir de los cuales se define el plan base o plan recomendado.

La obtención de cada uno de estos planes de mínimo costo se realiza de una forma iterativa de la siguiente manera:

1. Se completa la base de datos de los modelos.
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 inicial.
4. Se simula este plan inicial utilizando los modelos OPTGEN y SDDP, verificando que cumpla con los criterios de confiabilidad, lo cual puede requerir ajustes en las fechas de entrada de los proyectos.
5. Se calcula el costo total del plan de obras, incluyendo los costos de inversión y los costos operativos y de falla obtenidos en la simulación.
6. Si los ajustes son adecuados se obtiene el plan de mínimo costo, de no ser así se vuelve al punto 4 y se realizan nuevos ajustes.
7. El resultado final es un plan de mínimo costo que satisface los criterios de confiabilidad del sistema descritos en el apartado 9.5.

12 ELEMENTOS DE ATENCIÓN DEL PEG 2024

En cada ciclo de planificación se valoran elementos nuevos asociados a la política energética nacional, la evolución de las diferentes tecnologías de generación y costos asociados, costos de combustible, disponibilidad de nuevos estudios de proyectos en el país, comportamiento de la demanda, condiciones del parque de generación nacional, evolución del MER, entre otros. El objetivo de cada ciclo de planificación es confirmar la estrategia de desarrollo planteada en procesos anteriores o proponer una nueva línea de desarrollo de la generación en el país.

Este ciclo de planificación se enmarca en el primer periodo de crecimiento robusto y sostenido de la demanda del país, no observado desde inicio de la década del año 2010.

12.1 AGOTAMIENTO DEL PERIODO DE HOLGURA DEL SISTEMA

La capacidad instalada del país manifestó un periodo de holgura en la década anterior, particularmente marcado del 2016 al 2021, producto de varios elementos: un deprimido y errático crecimiento de la demanda desde el año 2009, la incorporación de proyectos cuyas decisiones de construcción o de contratación se tomaron en el periodo 2008-2015 y maduraron varios años después y las adiciones de capacidad realizadas por las empresas distribuidoras fuera de los balances del PEG.

Otros elementos también contribuyeron en el bajo crecimiento de la demanda en ese periodo, entre los que se pueden identificar: cambios en patrones de consumo de la población, incremento de la generación distribuida, políticas nacionales de eficiencia energética, y migración de la industria de procesos de manufactura a servicios.

En los ejercicios de planificación de los años 2014 al 2020 se realizaron fuertes ajustes en la programación de nuevas adiciones de proyectos para compensar la caída en la tasa de crecimiento de la demanda, que hizo prever una holgura en la oferta hasta el año 2022.

Aun cuando el ICE no programó nuevos proyectos desde el año 2016, en el periodo 2015-2021 se adicionaron al sistema cerca de 800 MW de capacidad, entre desarrollos del ICE iniciados antes del 2016, generación privada y plantas de las empresas distribuidoras.

La combinación de todos los factores antes mencionados provocó una holgura que permitió alcanzar un porcentaje de generación renovable cercano al 100% durante varios años, pero incrementó los costos fijos del sistema de dicho periodo, asociado a una demanda deprimida.

Como parte de las acciones tomadas para optimizar los costos del sistema, en el PEG 2020 se introdujo por primera vez un análisis del vencimiento de los contratos de compra de energía con generadores privados de la Ley N°7200, Capítulo I, dando como resultado que los contratos privados que vencieron entre el 2019 y 2022 no se renovaron automáticamente. Esta medida colaboró en la mejora del balance de oferta y demanda del país provocando también ahorros importantes por dejar de comprar energía innecesaria a generadores privados, sin afectar la confiabilidad del sistema.

Finalizado el periodo de holgura, entre el año 2022 y 2023 las empresas privadas con contratos vencidos fueron invitadas para formalizar nuevamente su participación en el SEN, mecanismo previsto en el PEG 2020 y 2022. Actualmente, casi la totalidad de las plantas privadas están aportando su generación al país bajo el amparo de la Ley N°7200 o como parte del parque de generación de alguna de las empresas distribuidoras del país. Algunas plantas menores, pendientes de incorporación por decisiones empresariales propias, suman una potencia menor a los 5 MW.

Gracias a los esfuerzos realizados por contener la oferta y a una rápida recuperación de la demanda en el periodo pospandemia, en el año 2022 se alcanza un adecuado balance de oferta y demanda.

La fuerte recuperación de la demanda eléctrica del país después de la pandemia del COVID-19 promovió que a partir del PEG 2022, se planteara un programa intensivo de incorporación de nueva capacidad de generación en el sistema. Para el PEG 2024 se valora un crecimiento de demanda aún más robusto que el visualizado en el plan anterior, obligando a incorporar mayor capacidad en el corto y largo plazo.

12.2 PRINCIPALES RETOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN 2024-2040

La demanda de los años 2022, 2023 y 2024, con índices de crecimiento sostenidos y superiores a los de la década anterior, confirmaron que en los próximos años el país debe prepararse con un intensivo programa de desarrollo de proyectos que deberán ejecutarse en muy pocos años.

Los principales retos que se plantean para el PEG 2024 son los siguientes:

- Un crecimiento robusto de la demanda eléctrica, mayor que el previsto en proyecciones de demanda anteriores. Dentro de este contexto, es importante verificar el balance de corto plazo, donde el margen de respuesta para hacer ajustes puede ser muy estrecho. Los esfuerzos nacionales de electrificación de la economía continuarán impulsando este crecimiento en todo el horizonte de planificación.
- El agresivo impacto del Fenómeno de El Niño sobre la generación hidroeléctrica del país en los años 2023 y 2024 podría continuar en los próximos años, presionando por mantener un parque térmico alquilado, hasta que se logre reponer la capacidad de respaldo del sistema.
- El atraso de dos años del PG Borinquen 1 programado para entrar en operación en el 2027 y de las plantas eólicas y solares previstas para los años 2024 y 2025.
- Un plan de modernizaciones muy exigente de plantas de generación de gran tamaño, que obliga a sacar de operación por periodos prolongados una potencia significativa. Por su aporte de energía firme al SEN, es particularmente crítica la salida de las hidroeléctricas Cachí, Arenal, Dengo, así como las plantas geotérmicas Miravalles 1 y 2.
- La creciente penetración de fuentes de generación variables continúa presionando la necesidad de aumentar la capacidad firme del sistema, la flexibilidad y la limitada

capacidad de regulación de que dispone actualmente, tanto en embalses hidroeléctricos como en plantas térmicas.

- La necesidad de capacidad de generación firme en el SEN durante el horizonte de planeación debe asegurar costos razonables de la energía sin comprometer los objetivos nacionales de descarbonización del país.

12.2.1 Crecimiento de la demanda en el periodo pospandemia

La demanda del país ha manifestado índices de crecimiento robustos durante los años pospandemia, lo que permite suponer un crecimiento franco del sector eléctrico, no asociado únicamente a un efecto rebote posterior al COVID-19.

En el periodo postpandemia, la energía demandada en ventas a cliente final ha mostrado crecimientos mínimos anuales del 4%, acercándose a los niveles observados en el país de previo a la crisis económica mundial del 2009. Los valores de crecimiento de este periodo, de 4.9% (2021), 4.0% (2022), 4.6% (2023) y 4.7% en el 2024 prevén una mayor estabilidad del sector, con respecto al comportamiento errático de la década anterior. En la Figura 12.1 se muestra claramente este comportamiento de la demanda a cliente final.

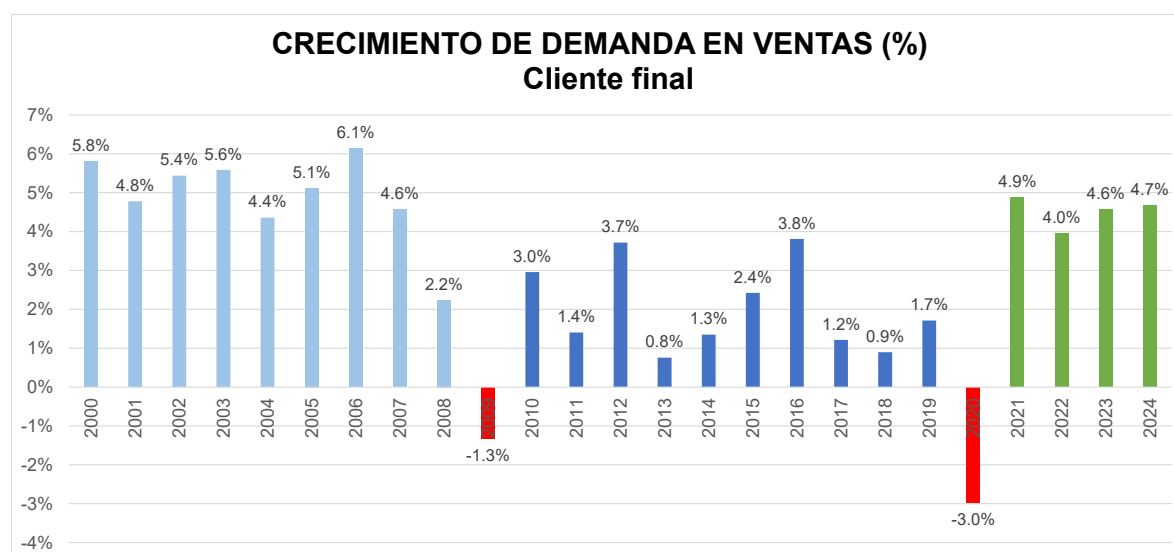


Figura 12.1 Crecimiento de la demanda en ventas (%)

Producto de estos resultados, los crecimientos estimados en las proyecciones de demanda que alimentan el PEG 2024⁹² son superiores a los previstos en el plan de expansión

⁹² Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2024). *Informe Proyecciones de Demanda Eléctrica Nacional 2024-2040*.

anterior, condición que obliga a tomar decisiones rápidamente para el periodo 2024-2027 en particular, dado el poco tiempo disponible para desarrollar nuevas inversiones.

En la Figura 6.5 se mostró una comparación de proyecciones históricas de demanda, entre las cuales se puede observar la proyección de demanda utilizada para preparar el PEG 2022-2040 y la que alimenta el PEG 2024-2040.

Como se indicó en el capítulo 6, la incertidumbre inherente a las estimaciones de demanda fue considerada en el diseño de los estudios del plan. Se prepararon varios escenarios de análisis, simulando planes de expansión para demanda media, alta y baja, así como sensibilidades para crecimientos estimados de la generación distribuida y electromovilidad más acelerados que los registrados históricamente.

12.2.2 Impacto del fenómeno de El Niño

Los veranos del 2023 y 2024 se caracterizaron por una reducción importante de los recursos hidroeléctricos en toda la región centroamericana debido a los impactos del fenómeno de El Niño.

No es la primera vez que el país enfrenta condiciones climáticas extremas. Históricamente, el sistema eléctrico ha logrado responder de manera efectiva mediante el uso de sus embalses de regulación y las plantas térmicas.

Las condiciones climáticas que se presentaron en el verano del 2023 se acercaron a las condiciones críticas de diseño y el sistema mantuvo la confiabilidad y la continuidad del suministro, tal como estaba previsto bajo estas circunstancias. Sin embargo, en el verano del 2024 fue necesario afrontar un fenómeno de El Niño particularmente intenso con un sistema eléctrico vulnerable por la reducción no planificada de su ya de por sí limitado parque térmico.

La intensidad de este fenómeno y su ingreso abrupto fue imposible de predecir con suficiente antelación, tanto a nivel de la Oficina Nacional de Administración Oceánica y Atmosférica (NOA, por sus siglas en inglés) agencia científica dedicada al estudio del tema, como por el Instituto Meteorológico Nacional y por el ICE.

Los efectos del fenómeno de El Niño sobre la producción de energía eléctrica no fueron exclusivos de Costa Rica, diversos países de la región debieron ejecutar planes de emergencia para la atención de la demanda y en algunos casos, el racionamiento fue inevitable durante los periodos más secos del 2023 y 2024.

Lo anterior se sumó al fuerte crecimiento de la demanda en el periodo pospandemia abordado en el punto anterior, que redujo el margen de oferta y demanda del sistema de generación.

12.2.3 Atraso en la entrada en operación de proyectos

- **Proyecto Geotérmico Borinquen 1**

Entre los cambios más importantes en la oferta de generación con respecto al PEG anterior, está el aplazamiento en la entrada en operación del PG Borinquen 1 previsto para agosto del 2027 y que estará en línea hasta diciembre del 2029, afectando de manera significativa la disponibilidad de energía firme del sistema a partir del 2027.

El atraso en la ejecución del PG Borinquen 1 se debió a que el proceso licitatorio de adquisición del equipo electromecánico fue declarado infructuoso por incumplimiento insalvable de la única oferta presentada.

- **Proyectos solares y eólicos del 2024 y 2025**

En el PEG 2022 y las posteriores actualizaciones del programa de proyectos de corto plazo realizadas por el ICE, se identificó una cantidad importante de capacidad eólica y solar para ser incorporada entre el 2024 y 2025. Esta necesidad sería cubierta por proyectos privados contratados a través de la Ley N°7200.

En abril del 2022 se publicó en La Gaceta la invitación para que las empresas interesadas presentaran elegibilidades de proyectos eólicos y solares. Se recibieron 51 solicitudes que sumaron un potencial de más de 800 MW. La declaratoria de elegibilidad del proyecto es requisito necesario de las empresas para participar en las convocatorias de concursos, establecido en la Ley 7200 y parte fundamental de esta declaratoria es la valoración de las opciones de conexión de cada proyecto. La atención del volumen de solicitudes recibido obligó a reprogramar la convocatoria de los concursos para inicios del 2023.

En el año 2023 se publicaron dos convocatorias de concurso para la selección de proyectos solares fotovoltaicos⁹³ y de proyectos de energía eólica⁹⁴. Los concursos fueron suspendidos durante varios meses y se reactivaron adjudicándose un total de 166 MW, 86 MW de solares fotovoltaicos y 80 MW de eólicos. Se espera que los primeros proyectos estarán en operación para el verano del 2027.

12.2.4 Atención de un plan de modernizaciones muy exigente

El PEG 2024 afronta un desafío enorme en las siguientes décadas para atender un plan de modernizaciones⁹⁵ muy exigente, que obligará a programar indisponibilidades prolongadas de plantas de generación de gran tamaño y que además aportan energía firme al sistema.

El 50% del parque de generación de Costa Rica tiene más de 20 años de operación. Las plantas hidroeléctricas cuya modernización está prevista llevan más de 40 años en operación y las geotérmicas cerca de 30 años.

El Plan de Modernizaciones presentado en la sección 10.1 abarca un periodo de casi 15 años, desde el invierno del 2024 hasta el año 2037, donde la indisponibilidad de cada planta

⁹³ Convocatoria N°4-2023, marzo 2023.

⁹⁴ Convocatoria N°5-2023, mayo 2023.

⁹⁵ Ver Tabla 10.2 .

es en promedio de 12 meses.

Por su aporte de energía firme al SEN, son particularmente críticas las indisponibilidades de las plantas hidroeléctricas Cachí, Arenal y Dengo y de las geotérmicas Miravalles 1 y Miravalles 2.

En un sistema renovable con muy poca capacidad de respaldo en generación térmica, la salida de plantas que aportan energía firme y regulación plantean una condición muy delicada. Con un parque térmico existente tan reducido, se hace necesario programar inversiones para cubrir la salida de estas plantas.

12.2.5 Escasa capacidad de generación firme en el SEN

En el sistema eléctrico costarricense, con una matriz de generación fundamentalmente renovable, es indispensable disponer de suficiente capacidad y energía de respaldo, que sea capaz de asegurar la continuidad del servicio cuando se reducen las fuentes renovables. Por excelencia, este respaldo lo dan las plantas térmicas y las centrales hidroeléctricas con grandes embalses.

Hasta el año 2022, el uso de la generación térmica fue muy reducida producto de la holgura en la oferta del SEN antes mencionada, de condiciones hidrológicas favorables y de la existencia de oportunidades de importación en el MER a precios menores que los de algunas de las plantas propias.

El problema de la energía firme y el respaldo de la variabilidad de las fuentes renovables es muy complejo. La redundancia en la capacidad instalada de fuentes variables (eólico, solar e hidroeléctrica filo de agua) es una medida que ha sido efectiva en el país para reducir la presión por capacidad de respaldo, pero no sustituye la seguridad que brindan los embalses de regulación ni las tecnologías termoeléctricas.

El valor de la capacidad térmica en un sistema de estas características no es medible a través del factor de planta o mediante el precio medio de generación. El enfoque es sistémico, las plantas térmicas valorizan la energía renovable y brindan resiliencia al sistema en escenarios climáticos adversos pero probables. Es de poco valor instalar viento y solar si estas fuentes por sí solas no pueden garantizar la continuidad del servicio.

La necesidad de capacidad térmica, en su función de complemento del sistema, solo puede ser evaluada considerando la volatilidad de la matriz renovable a lo largo de varios años. Aunque en la época lluviosa las plantas térmicas no se enciendan y ocurran años con abundancia de recursos renovables que demandan pocas horas de respaldo térmico, el sistema debe estar preparado para afrontar condiciones adversas que tienen probabilidades de ocurrencia similares a las de los veranos del 2023 y 2024.

El componente térmico instalado en el país es producto de los procesos de planificación basados en fuentes renovables. No es posible desarrollar una matriz eléctrica renovable sin los complementos térmicos adecuados que aseguren la seguridad y confiabilidad del sistema al menor costo. Esta capacidad tiene un costo y es parte fundamental de las optimizaciones económicas de los planes de expansión.

La necesidad de dotar al sistema costarricense de mayor capacidad de energía firme a costos razonables y la suficiencia de capacidad de respaldo del país para compensar la gran variabilidad de las fuentes renovables, es uno de los principales focos de atención del presente plan de expansión.

(Esta página intencionalmente en blanco)

13 REVISIÓN DEL CORTO PLAZO

Los estudios de expansión de la generación se abordan en dos etapas. La primera etapa consiste en una revisión de las decisiones de expansión tomadas en estudios anteriores para verificar que los efectos combinados de cambios en la programación de los proyectos en ejecución, modernizaciones de plantas existentes, las variaciones en las estimaciones de demanda y las condiciones climáticas del corto plazo queden satisfactoriamente cubiertos por el plan de obras bajo ejecución.

Según la metodología descrita en el apartado 11.2, la revisión del corto plazo es la primera de las etapas progresivas en el proceso de definición de un nuevo plan de expansión.

13.1 REVISIÓN DE MODIFICACIONES DEL PARQUE EXISTENTE EN EL CORTO PLAZO

El propósito de la revisión de corto plazo es verificar la robustez del plan ante atrasos en el desarrollo de proyectos y escenarios de demanda críticos. El periodo revisado cubre del 2024 al 2029, en el cual normalmente la mayor parte de las obras fueron decididas en estudios de expansión anteriores y se encuentran en etapas de ejecución. Se muestran también los proyectos que de manera independiente están siendo ejecutados por las empresas distribuidoras.

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

Esta revisión considera también las indisponibilidades asociadas a los programas mayores de mantenimiento y de modernización de centrales del ICE. El intenso programa de modernizaciones previsto en esta década, que obliga a sacar de operación plantas desde el año 2024, constituye un reto importante para el país en el corto y largo plazo.

- **Ampliaciones y modernizaciones**

Las simulaciones del plan se realizan tomando en cuenta las modernizaciones y retiros descritos en el capítulo 10, Tabla 10.2 y apartado 10.1.2.

El PEG 2024 afronta un gran desafío en las siguientes décadas para atender un plan de modernizaciones⁹⁶ muy exigente de plantas de generación grandes que requieren periodos prolongados de indisponibilidad para su ejecución.

En el periodo 2024-2029, los análisis deben considerar las indisponibilidades de cuatro plantas hidroeléctricas. Es particularmente crítico el año 2027 en que coinciden las modernizaciones de PH Cachí y PH Ventanas Garita indisponiendo 262 MW en los meses del invierno, como se observa en la Tabla 13.1.

⁹⁶ Ver Tabla 10.2 .

Tabla 13.1 Capacidad indisponible por semestre por modernizaciones (MW)

CAPACIDAD INDISPONIBLE POR SEMESTRE POR MODERNIZACIONES (MW)													
Planta hidroeléctrica		2024		2025		2026		2027		2028		2029	
Nombre	Capacidad (MW)	I sem	II sem	I sem	II sem	I sem	II sem	I sem	II sem	I sem	II sem	I sem	II sem
Garita	40		40										
Cachí	162					81		162					
Ventanas Garita	100							100		100	100	100	
Echandi	4.7											4.7	4.7
Total por semestre		0	40	0	0	0	81	0	262	100	100	104.7	4.7

Otras modernizaciones contempladas en el PEG 2024 están programadas más allá del periodo de corto plazo. No se reporta ninguna modernización por parte de las empresas distribuidoras.

- **Mantenimientos mayores**

A las indisponibilidades por modernización de las plantas antes mencionadas, entre el 2024 y 2029, se suman también mantenimientos mayores programados de las hidroeléctricas Arenal, Dengo, Sandillal, que indispondrán durante los inviernos una parte de su capacidad. Estos mantenimientos se muestran en la Tabla 13.2.

Tabla 13.2 Capacidad indisponible por semestre por mantenimientos mayores programados (MW)

CAPACIDAD INDISPONIBLE POR SEMESTRE POR MANTENIMIENTOS MAYORES PROGRAMADOS (MW)													
Planta hidroeléctrica		2024		2025		2026		2027		2028		2029	
Nombre	Capacidad (MW)	I sem	II sem	I sem	II sem	I sem	II sem	I sem	II sem	I sem	II sem	I sem	II sem
PH Dengo ⁽¹⁾	174		58		58								
PH Arenal ⁽²⁾	166				55								55
PG Boca de pozo ⁽³⁾	5				5								
PH Sandillal	31						15		15				
Total por semestre		0	58	0	118	0	15	0	15	0	0	0	55
⁽¹⁾ 2024: de setiembre a diciembre. 2025: de junio a diciembre.													
⁽²⁾ 2025: junio, setiembre y diciembre, 2029: de julio a noviembre.													
⁽³⁾ 2025: setiembre a noviembre.													

- **Retiro de plantas de generación por obsolescencia**

Plantas ICE

El plan de expansión considera la salida de operación completa por obsolescencia de la Planta Eólica Tejona en el año 2025. El Proyecto de Repotenciación Tejona está en desarrollo y su entrada en operación está programada para el 2027.

Plantas de generadores privados

Como se explicó en el capítulo 10.1.1, para efectos de la simulación del presente PEG se asume que las plantas privadas cuyos contratos vencen se mantendrán operando durante todo el horizonte del plan, debido a que el crecimiento previsto en las proyecciones de demanda hace necesario adicionar constantemente nueva capacidad. Sin embargo, todas

las contrataciones deben valorarse al final de los contratos en función de los requerimientos del SEN en ese momento.

Dentro de este contexto, en el PEG 2024 únicamente se considera la salida por obsolescencia de la central Plantas Eólicas (PESA) en diciembre del 2025.

Plantas de las empresas distribuidoras

No se reportan retiros de plantas de generación de las empresas distribuidoras del país.

13.2 PROYECTOS EN EJECUCIÓN DEL PERIODO 2024-2029

Los siguientes proyectos están en ejecución y según el programa de obras entrarían en operación en el periodo 2024-2029. Estos proyectos no están sujetos a la optimización en el modelamiento de la expansión y se simularon como sigue.

- 2024: El Proyecto Solar Huacas, de COOPEGUANACASTE, entró en operación en abril del 2024.
- 2025: La unidad 10 de la Planta Térmica (PT) Moín será reincorporada al sistema en enero.
- 2025: El Proyecto Eólico El Quijote, de la ESPH, entrará en operación en diciembre.
- 2027: La modernización de la Planta Eólica Tejona, del ICE, entrará en operación en enero. El proyecto incluye una repotenciación.
- 2027: Serán incorporados cinco proyectos solares de generadores privados adjudicados en el 2024, producto de la convocatoria N°4-2023.
- 2027: Los proyectos solares San Antonio, Las Delicias y Abangares del ICE, se integrarán en setiembre.
- 2028: Serán incorporados cuatro proyectos eólicos de generadores privados adjudicados en el 2024, producto de la convocatoria N°5-2023.
- 2029: El Proyecto Geotérmico Borinquen 1 del ICE, entrará en operación en diciembre del 2029.

En total suman una capacidad de 489 MW, de plantas eólicas y solares en su mayor parte.

- ***Alquiler temporal de capacidad térmica***

En el corto plazo y hasta el 2028, será necesario mantener e incrementar el alquiler de varios bloques de generación térmica temporal. Este alquiler es la respuesta rápida y más económica para afrontar los desafíos del sistema de generación en ese periodo, donde se combina la previsión de un persistente fenómeno de El Niño extremadamente seco, el atraso de varias contrataciones de plantas nuevas, la pérdida temporal del aporte de las

plantas Cachí y Ventanas por trabajos de modernización y un crecimiento fuerte de la demanda.

Para atender las condiciones indicadas, en revisiones de la expansión de corto plazo realizadas en el segundo semestre del 2023 y actualizadas en enero y junio del 2024, se determinó la necesidad de alquilar bloques de generación térmica para garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema. Se dispondrá de la siguiente potencia alquilada por año:

- 2024: 140 MW
- 2025: 105 MW⁹⁷
- 2026 - 2028: 240 MW

13.3 NECESIDADES TOTALES DE CAPACIDAD EN EL 2024-2029

La revisión del corto plazo mostró que, a parte de los proyectos en ejecución enlistados anteriormente, para el periodo 2024-2029 deberá incorporarse mayor capacidad, en particular más proyectos eólicos y solares que podrán estar disponibles para el 2028 y 2029 y un componente térmico importante que sustituya los bloques de alquiler.

Del 2024 al 2029 se prevé la instalación del orden de 1 100 MW al sistema de generación nacional, incluyendo los proyectos que ya están en ejecución:

- Se estarán instalando 800 MW de desarrollos solares y eólicos, 400 de los cuales están en ejecución. Completarán esta capacidad 400 MW adicionales, solares en su mayor parte.
- El Proyecto Geotérmico Borinquen 1 entrará en operación en el 2029.
- Para el 2029 se plantea también, la entrada en operación de la Modernización de la Planta Térmica Moín, de 200 MW, que permitirá sustituir con capacidad térmica propia el alquiler temporal. Con esta planta se recuperará la capacidad de respaldo térmico del país.

Durante este periodo pospandemia del COVID-19, el sistema aún está expuesto a una gran incertidumbre sobre el crecimiento de la demanda, que, aunado a la presencia del Fenómeno del Niño, mantendrá una presión sobre el alquiler de térmico en el periodo. Sin embargo, estas necesidades deberán revisarse en los años inmediatos conforme evolucione el comportamiento de estas condiciones y el desempeño logrado en la integración de toda la energía renovable prevista.

Dentro del marco de incertidumbre anotado, los proyectos eólicos y solares resultan muy atractivos porque permiten una instalación modular conforme evolucione la demanda.

⁹⁷ El dimensionamiento de los bloques de alquiler considera la reincorporación de la unidad 10 de Moín en enero 2025. El PEG 2024-2040 además identificó para el 2025, 35 MW de térmico adicional que no será posible tenerlos disponibles para la fecha indicada. Esta condición exige implementar un compromiso de importación para el verano del 2025 de 35 MW.

13.4 REVISIÓN DE LA CONFIABILIDAD EN EL CORTO PLAZO

Para la revisión de corto plazo se simularon varios escenarios de demanda: media, alta, baja y un escenario que valora un impacto más acelerado de la generación distribuida y la electromovilidad. El caso base corresponde con el escenario de demanda media. Todas las simulaciones realizadas muestran que se satisfacen los criterios de confiabilidad para este periodo.

Los planes obtenidos permitieron identificar los requerimientos de inversión necesarios en cada escenario para atender la demanda de los próximos años y satisfacer los criterios de confiabilidad.

Con respecto a los otros escenarios, se tiene lo siguiente:

- a) Los requerimientos identificados con la demanda de generación distribuida y la electromovilidad son muy similares a los del caso base hasta el 2029, sin embargo, la capacidad asociada a la Modernización de la PT Moín es mayor en 20 MW a la prevista en el Plan Recomendado.
- b) El escenario de demanda alta pone mayor presión sobre la capacidad de respaldo del sistema. Con respecto al Plan Recomendado, se aumentó en 35 MW el térmico de alquiler desde el 2025 y la capacidad asociada a la Modernización de Moín en 20 MW. A partir del 2029 se requiere más potencia en el sistema.
- c) Como es de esperar, las necesidades del escenario de demanda baja se cubren ampliamente con lo definido en el plan de demanda media.

13.5 PLAN DE EXPANSIÓN DE CORTO PLAZO

En la Tabla 13.3 se muestran los proyectos de generación del Plan de Corto Plazo y las fechas de entrada respectivas.

La capacidad instalada al 31 de diciembre del 2023 indicada en la Tabla 13.3, se refiere a la capacidad de placa reportada en el Informe Anual de la Operación del Sistema Eléctrico Nacional 2023, elaborado por DOCSE.

Los resultados de los otros escenarios de demanda se presentan en el capítulo 14 en el que se aborda el horizonte completo de planeamiento, del 2024 al 2040.

Tabla 13.3 Plan de expansión de la generación del corto plazo PEG 2024-2029

PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN DE CORTO PLAZO 2024-2029									
Año	DEMANDA				OFERTA				
	Energía GWh	% crec	Potencia MW	% crec	Mes	Proyecto	Fuente	Potencia MW	Capacidad Instalada MW
Capacidad instalada al 31 de dic del 2023:									3499
2024	12 807	4.2%	1 915	2.8%	4	Huacas	Solar	5	3 504
					4	Térmico Alquiler	Térmico	140	3 644
					5	Garabito	Térmico	-18	3 626
					8	Garita	Hidro	-40	3 586
					9	Dengo	Hidro	-58	3 528
					12	Garita	Hidro	20	3 548
					12	Térmico Alquiler	Térmico	-35	3 513
2025	13 241	3.4%	1 968	2.8%	1	Dengo	Hidro	58	3 571
					1	Garita	Hidro	20	3 591
					1	Reincorporación Ud 10, PT Moín	Térmico	33	3 624
					1	Importación ¹	Térmico	35	3 659
					3	Garabito	Térmico	18	3 677
					6	Arenal	Hidro	-55	3 622
					6	Dengo	Hidro	-58	3 564
					6	Importación	Térmico	-35	3 529
					7	Arenal	Hidro	55	3 584
					8	Tejona	Eólico	-10	3 574
					9	Arenal	Hidro	-55	3 519
					9	Boca de Pozo	Geotérmico	-5	3 514
					10	Arenal	Hidro	55	3 569
					12	Arenal	Hidro	-55	3 514
					12	Boca de Pozo	Geotérmico	5	3 519
					12	Quijote	Eólico	33	3 552
					12	Eólico fin contrato GP	Eólico	-20	3 532
2026	13 642	3.0%	2 013	2.3%	1	Arenal	Hidro	55	3 587
					1	Dengo	Hidro	58	3 645
					1	Térmico Alquiler	Térmico	135	3 780
					6	Térmico Alquiler	Térmico	-105	3 675
					7	Sandillal	Hidro	-15	3 660
					7	Cachí 2	Hidro	-80	3 580
					12	Sandillal	Hidro	15	3 595
					12	Cachí 2	Hidro	80	3 675
2027	13 993	2.6%	2 052	2.0%	1	Térmico Alquiler	Térmico	105	3 780
					1	Tejona Repotenciación	Eólico	42	3 822
					1	San Antonio	Solar	10	3 832
					1	Numu	Solar	20	3 852
					1	Los Tecaes	Solar	20	3 872
					1	Los Mangos	Solar	10	3 882
					1	Colorado GP	Solar	16	3 898
					1	Las Cañas	Solar	20	3 918
					7	Sandillal	Hidro	-15	3 903
					7	Cachí 2	Hidro	-159	3 744
					8	Ventanas-Garita	Hidro	-100	3 644
					9	Abangares	Solar	67	3 711
					9	Las Delicias	Solar	78	3 789
					12	Sandillal	Hidro	15	3 804
2028	14 380	2.8%	2 092	2.0%	1	Cachí 2	Hidro	159	3 963
					1	Las Pavas	Eólico	20	3 983
					1	Montosa	Eólico	20	4 003
					1	San Jorge	Eólico	20	4 023
					1	Solar	Solar	100	4 123
					1	MOVASA 2	Eólico	20	4 143
2029	14 760	2.6%	2 142	2.4%	1	Echandi	Hidro	-5	4 138
					1	Modernización Moín	Térmico	200	4 338
					1	Retiro Térmico de Alquiler	Térmico	-240	4 098
					1	Eólico	Eólico	100	4 198
					1	Solar	Solar	200	4 398
					7	Arenal	Hidro	-55	4 343
					7	Ventanas-Garita	Hidro	100	4 443
					12	Arenal	Hidro	55	4 498
					12	Borinquen 1	Geotérmico	55	4 553

Notas

¹ Los estudios de expansión de la generación se simulan considerando el sistema costarricense aislado, sin importaciones. En el 2025 se identificó un requerimiento adicional de 35 MW que no podrá ser atendido con un bloque de alquiler térmico. Esta capacidad debe ser procurada en el mercado de importación para mantener los balances energéticos.

14 FORMULACIÓN DEL PEG 2024-2040

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

En cada ciclo de planificación se valoran elementos nuevos asociados a la política energética nacional, proyecciones de demanda eléctrica, evolución de la eficiencia y costo de tecnologías, costos de combustible, nuevos proyectos, evolución del MER, entre otros.

En las últimas dos décadas, los entes responsables de la planificación eléctrica en la mayor parte de las regiones del mundo han desarrollado políticas y acciones concretas para migrar hacia una matriz más renovable y menos dependiente de combustibles fósiles. En este marco, la mayor parte de los planificadores en estas regiones han estado concentrados en reducir las emisiones de carbono de su matriz de generación eléctrica. En Costa Rica esta preocupación fue exitosamente abordada en los planes de expansión de la generación.

La generación térmica del país ha sido históricamente muy reducida, con años con porcentajes cercanos al 0% y otros que han alcanzado 15%, estos últimos asociados a periodos con hidrologías muy críticas. Este alto nivel de renovabilidad del sistema se ha logrado, además, con una matriz muy diversa, compuesta de energía hidroeléctrica, geotérmica, eólica, biomásica y solar, con una alta confiabilidad en el suministro.

Por lo tanto, la consolidación de una matriz eléctrica baja en emisiones es una etapa superada desde hace cuatro décadas en el país, pero es necesario aplicar medidas fuertes de control de emisiones en el sector de transporte. El VII Plan Nacional de Energía establece varios objetivos estratégicos orientados a modernizar la flota vehicular y la electrificación del transporte. Este objetivo nacional fundamenta el escenario de demanda de electromovilidad y generación distribuida valorado en el presente plan de expansión.

Mantener la matriz renovable del país es un esfuerzo permanente del sector eléctrico, pero no impone grandes ajustes en su estrategia para continuar en esta línea. Los grandes retos del sector eléctrico se centran en cómo aprovechar los beneficios de costo y facilidad de implementación de las tecnologías eólicas y fotovoltaicas, sin que la variabilidad intrínseca de estas fuentes degrade la confiabilidad del sistema. Para poder aprovechar estas fuentes variables, es necesario proveer simultáneamente al sistema de adecuada y suficiente capacidad de respaldo para compensar esas variaciones.

Las políticas energéticas del país conducen hacia una generación renovable con un respaldo térmico limitado. Técnicamente esto solo es posible con una cuota importante de energía firme como la geotermia, que no compita por la capacidad de respaldo del sistema, con embalses hidroeléctricos con suficiente capacidad de regulación para compensar las variaciones del agua, del viento y de la radiación solar, con un importante nivel de redundancia entre las mismas. Tecnologías de almacenamiento también pueden colaborar con la atención del problema.

Los graves problemas afrontados en regiones que desarrollaron políticas muy agresivas de incorporación de fuentes variables renovables, como California, España y Alemania, mostraron que no existe una matriz renovable confiable sin una planificación adecuada de los respaldos.

Los proyectos renovables tienen costos operativos muy bajos, pero su valor en un sistema eléctrico depende de la previsión de capacidad de regulación para cubrir su variabilidad. En matrices de generación renovables, esta regulación la proveen las plantas hidroeléctricas con embalse, cuyas inversiones se traducen en costos fijos altos. De igual manera, las plantas geotérmicas tienen costos mayores a las renovables variables, pero su aporte energético no se ve afectado por condiciones climatológicas.

Dentro de este contexto, la formulación del PEG 2024 se centra en la valoración de los elementos descritos en el capítulo 12 de este informe:

- Un crecimiento robusto de la demanda eléctrica, mayor que el previsto en proyecciones de demanda anteriores, que podrá ser aún mayor impulsado por los esfuerzos nacionales de electrificación de la economía.
- Los impactos del Fenómeno de El Niño sobre la generación hidroeléctrica del país en los años inmediatos que podría seguir presionando por mantener un parque térmico alquilado, hasta que se logre reponer la capacidad de respaldo del sistema.
- El atraso de varios años del Proyecto Geotérmico Borinquen 1 programado inicialmente para entrar en operación en el 2027 y de las plantas eólicas y solares previstas originalmente para los años 2024 y 2025.
- Un plan de modernizaciones muy exigente de plantas de generación, siendo particularmente críticas por su aporte de energía firme, la salida de las hidroeléctricas Cachí, Arenal, Dengo, así como las geotérmicas Miravalles 1 y 2.
- La presión que provoca la creciente penetración de fuentes de generación variables sobre la necesidad de aumentar la capacidad firme del sistema y la limitada capacidad de regulación de que dispone actualmente, tanto en embalses hidroeléctricos como en plantas térmicas.
- La necesidad de capacidad de generación firme en el SEN durante el horizonte de planeación debe asegurar costos razonables de la energía sin comprometer los objetivos nacionales de descarbonización del país.

a) Esquema de análisis del PEG 2024-2040

Como los eventos futuros son inherentemente inciertos e imposibles de pronosticar con precisión o exactitud, se recurre al análisis de diferentes escenarios de demanda que engloben las condiciones esperadas más representativas.

Tal como se detalló en el Capítulo 6, para el presente estudio se analizaron cuatro escenarios de demanda:

- Escenario con demanda media
- Escenario con crecimiento acelerado de la generación distribuida y la electromovilidad.
- Escenario con demanda alta
- Escenario con demanda baja

Para los escenarios de demanda señalados, se definieron adicionalmente varias ramas de análisis.

En

la

ESQUEMA DE ANALISIS DEL PEG 2024-2040

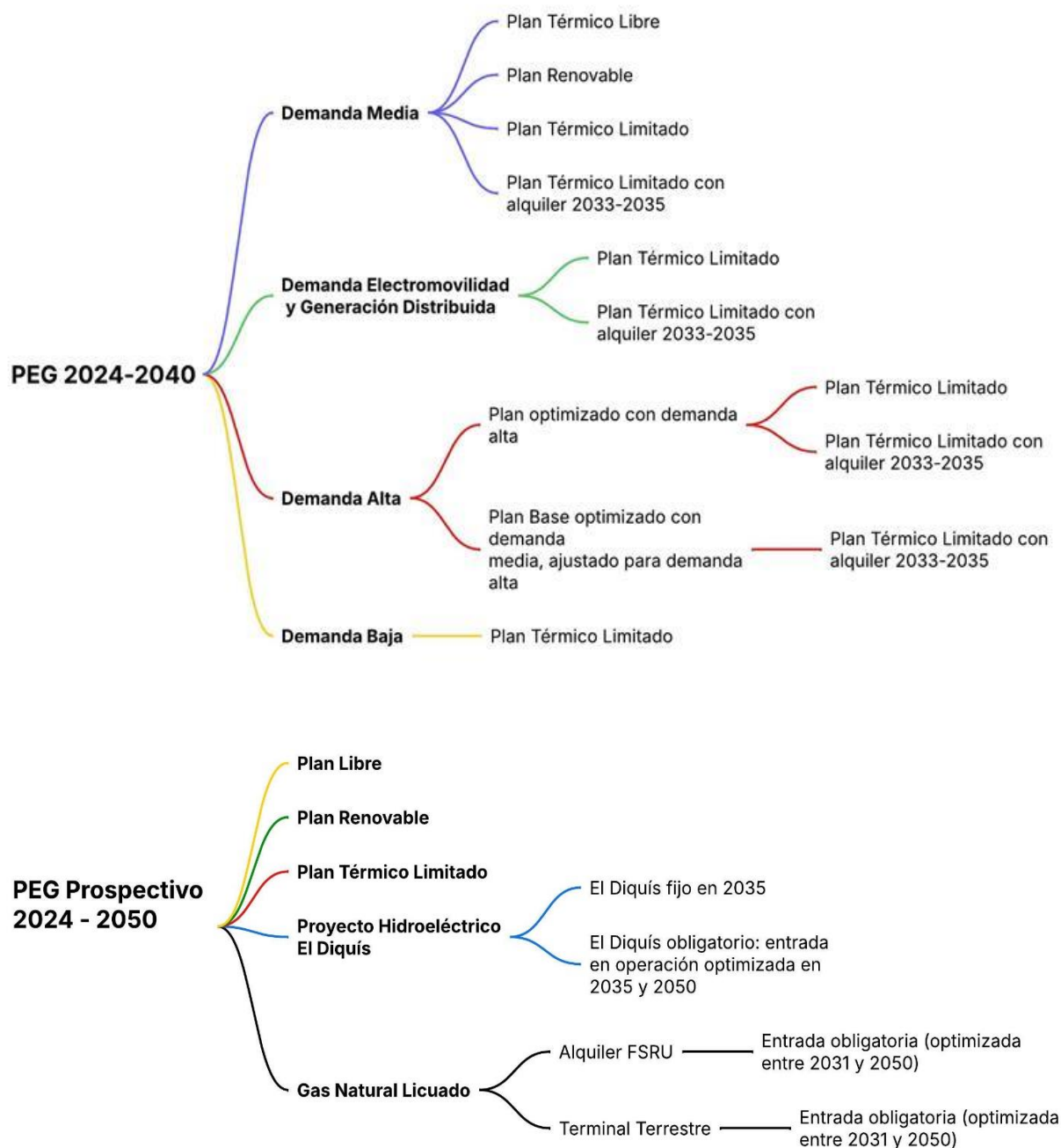


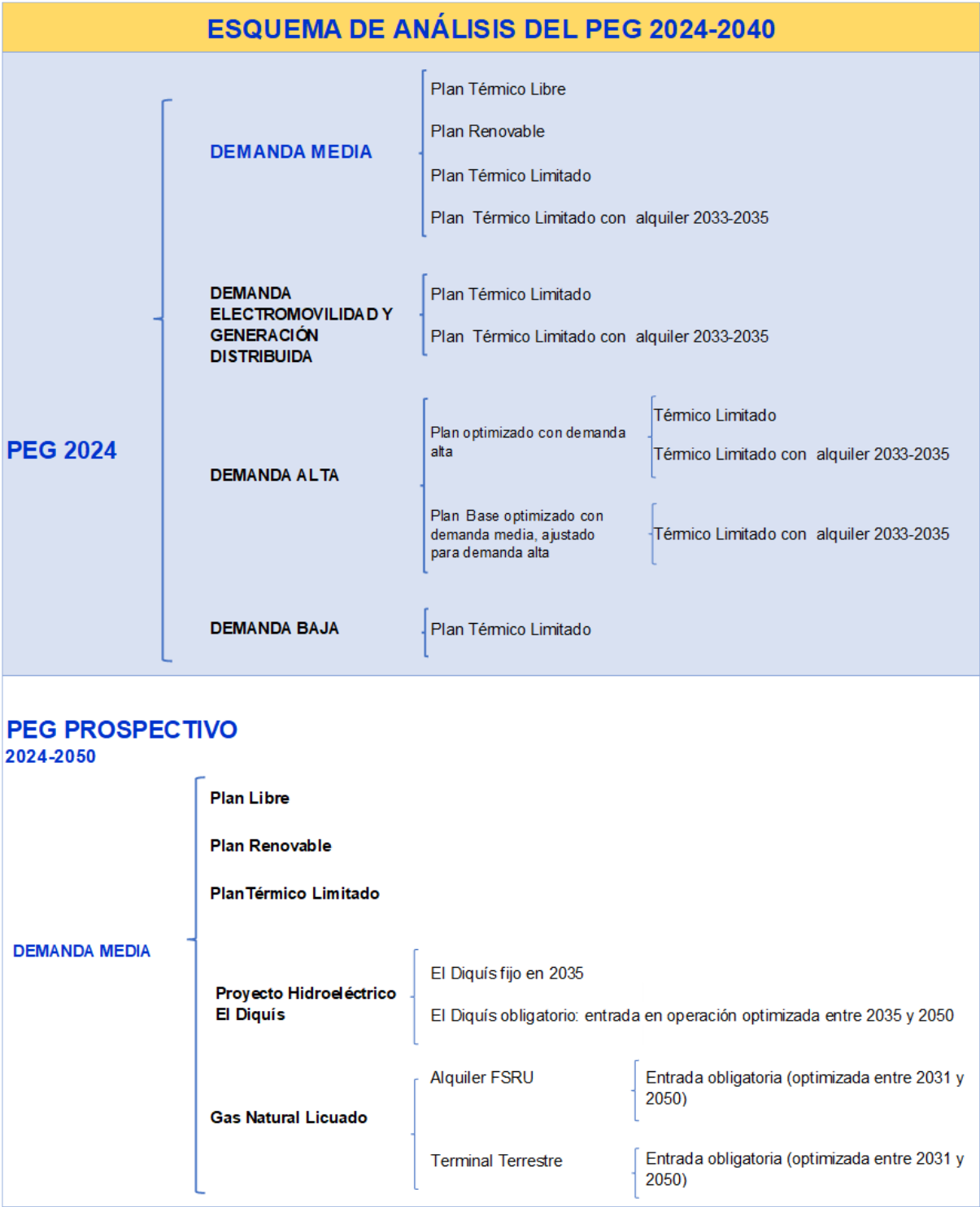
Figura 14.1 se muestra el esquema de análisis planteado para la definición de los diferentes escenarios de estudio del PEG 2024. Cada componente de la llave presentada en la figura generó un caso de estudio, que a su vez definió la optimización de varios planes de

expansión. La consideración de estos escenarios da mayor robustez a las decisiones de expansión de la generación.

El Plan de Expansión se construye para el escenario de demanda media. Los resultados se sensibilizan posteriormente con escenarios de demanda complementarios.

b) Esquema de análisis PEG Prospectivo 2024-2050

Para analizar las implicaciones de grandes proyectos que impactan significativamente la matriz de generación, se realizó adicionalmente un ejercicio de prospección a largo plazo, extendiendo el horizonte de planeación hasta el 2050. En esta prospección se estudió una senda hidroeléctrica con el proyecto Diquís y otra con plantas térmicas utilizando gas natural, en simulaciones de largo plazo con escala mensual. Los resultados de ambos análisis se incluyen en un apéndice de este documento denominado “Costa Rica: Análisis Prospectivo de la Expansión de la Generación. Período 2024-2050”.



ESQUEMA DE ANALISIS DEL PEG 2024-2040

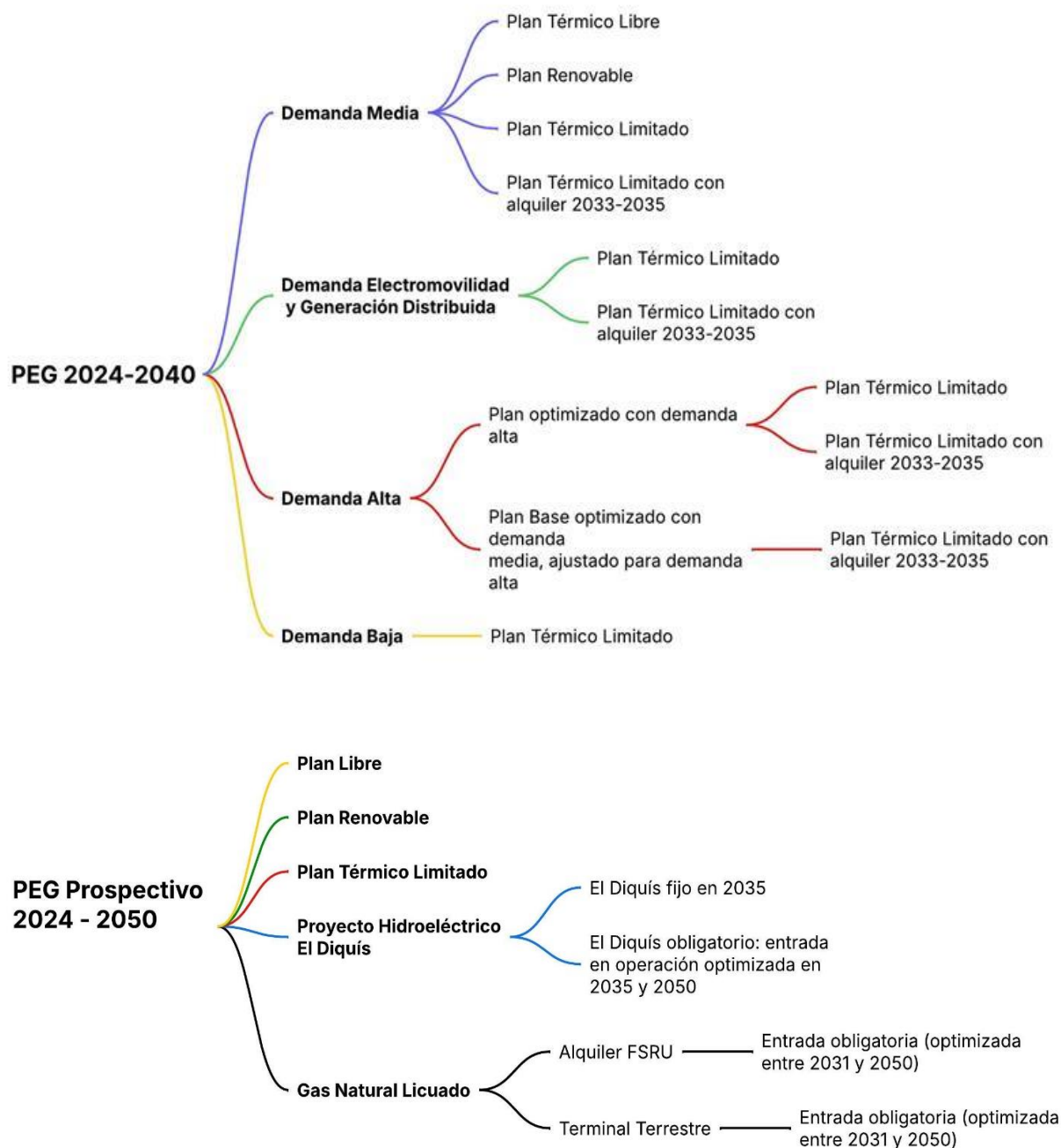


Figura 14.1 Esquema de análisis del PEG 2024-2040 y PEG Prospectivo 2024-2050.

c) Autosuficiencia en la atención de la demanda

El plan de expansión de la generación de Costa Rica es simulado como un sistema aislado, sin depender de importaciones para atender su propia demanda.

El MER fue establecido como un séptimo mercado de venta de excedentes, donde cada país planea sus inversiones con el objetivo del autoabastecimiento. Esto determina el carácter de corto plazo y de oportunidad del mercado. Si bien es cierto que el MER aspira a tener proyectos regionales de gran capacidad, su estructura no crea el entorno necesario para estas inversiones. Debido a lo anterior, recurrir a importaciones para sustituir instalación adolece de falta de garantía de suministro, que lo hace imposible de considerar como una opción válida para la confiabilidad del sistema costarricense. Al respecto, lo ocurrido en los veranos del 2023 y 2024 es representativo de esta falta de confiabilidad.

14.1 DEMANDA MEDIA: ESCENARIOS DE ANÁLISIS

Los planes de expansión de los escenarios de demanda media integran los resultados de la primera parte del ejercicio de planificación, correspondiente al análisis de corto plazo. De este proceso de optimización se obtiene el programa de proyectos definido para el periodo 2024-2029, que conforma el Plan de Corto Plazo del PEG 2024 presentado en el capítulo 13.

Con el escenario de demanda media se desarrollaron cuatro ramas de análisis. Los casos evaluados se describen seguidamente:

- **Plan Libre, con disponibilidad de candidatos térmicos:** corresponde a la simulación más amplia del plan de expansión porque considera todos los proyectos fijos y candidatos enlistados en el capítulo 10, Tabla 10.7. Se considera un plan libre porque realiza una optimización económica sin atender la política nacional de mantener una limitada participación térmica en el sistema. Los resultados de este análisis permiten valorar el esfuerzo económico que hace el país por continuar con el desarrollo de una matriz de generación basada en fuentes renovables.
- **Plan Renovable, sin candidatos térmicos:** con esta rama de análisis se valora un desarrollo totalmente renovable en todo el horizonte de planificación. Considera todos los proyectos fijos y candidatos enlistados en la Tabla 10.7, excepto las tecnologías termoeléctricas.
- **Plan con Térmico Limitado:** esta rama de análisis limita la capacidad térmica disponible para el horizonte de planificación considerando las políticas nacionales que limitan la participación térmica en el sistema. Habilita la posibilidad de incorporar térmico al final de la presente década, hasta por un máximo de 200 MW, para recuperar la capacidad de respaldo del país y complementar la gran cantidad de eólico y solar que se prevé en los años inmediatos. Para el periodo 2031-2040 no se habilitan candidatos térmicos.
- **Plan con Térmico Limitado y alquiler térmico durante la modernización de ARDESA:** este caso supone las mismas restricciones de instalación térmica que el caso anterior pero adicionalmente habilita la posibilidad de un bloque térmico de alquiler temporal para atender la modernización de las hidroeléctricas Arenal, Dengo y Sandillal

entre el 2033 y 2035. La necesidad de este bloque de alquiler será producto de la optimización del Plan.

Todos los casos fueron modelados para el horizonte del 2024 al 2040 y optimizados para obtener planes de mínimo costo. Todos los planes satisfacen los criterios de confiabilidad.

El Plan con Térmico Limitado y alquiler térmico durante la modernización de ARDESA se adopta como Plan Base con el escenario de demanda media.

14.1.1 Plan con térmico libre

La formulación de este plan permite valorar el esfuerzo económico que hace el país por continuar con el desarrollo de una matriz de generación basada en fuentes renovables.

El plan se simula considerando la disponibilidad de los proyectos candidatos térmicos descritos en el capítulo 10. Aun cuando las condiciones de este caso no son compatibles con la política nacional de mantener una limitada participación térmica en el sistema, es importante dimensionar el impacto de dicha política.

El plan se construye como sigue:

- Se realiza una simulación libre, sin ninguna restricción sobre la capacidad térmica instalada.
- Se consideraron varios tipos de proyectos térmicos candidatos, específicamente turbinas de gas alimentadas con diésel, motores de media velocidad alimentados con búnker y ciclos combinados con diésel. Los proyectos están disponibles a partir del 2029 y los modelos de simulación pueden seleccionar libremente cualquiera de las opciones disponibles, si estas representan una opción de desarrollo más económica que la de las fuentes renovables.
- No se considera el alquiler de térmico para el periodo 2033-2035 en que las plantas hidroeléctricas Arenal y Dengo estarán parcialmente indisponibles.

Seguidamente se presentan los principales resultados del plan:

- En total se incorporan 200 MW de capacidad térmica antes del 2030 y 240 MW entre el 2031 y 2034. Toda la capacidad térmica incorporada en la década del 2030 es de turbinas de gas alimentadas con diésel.
- El promedio de generación térmica anual de todos los escenarios hidrológicos valorados para todo el horizonte de planeamiento es de 4.5%, incluyendo el aporte de los bloques de alquiler térmico disponibles del 2024 al 2028 (descritos en los apartados 10.5 y 13.3). El mayor aporte de generación térmica se presenta durante la modernización de ARDESA, con un máximo del 6%.
- El Proyecto Geotérmico Borinquen 2 y el Proyecto Hidroeléctrico Fourth Cliff no resultaron seleccionados en la solución óptima de proyectos.

- Este plan atiende la demanda media con la menor instalación y costo, como es de esperar de una optimización sin restricciones. La diferencia de costos con respecto a otros planes con demanda media es mayor a los 138 millones de USD con una reducción en la instalación de al menos 615 MW.
- Este plan muestra la avidez del sistema por un complemento térmico más abundante. La diferencia del costo de este plan con respecto a los planes que limitan el desarrollo térmico representa el costo que tiene para el país mantener una matriz de generación con un mínimo de capacidad térmica instalada.

En la Figura 14.2 se muestra la instalación resultante de este plan.

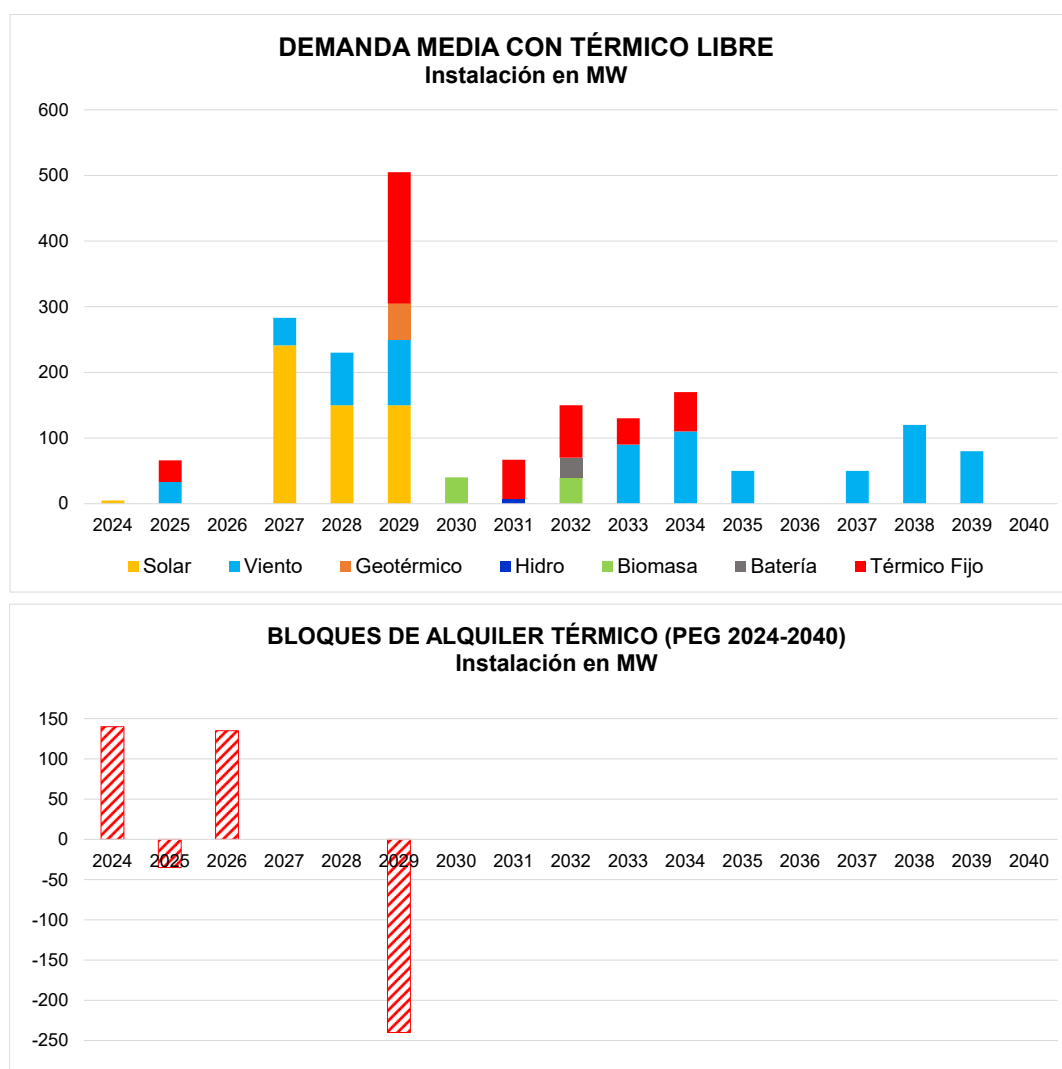


Figura 14.2 Plan con demanda media y térmico libre

14.1.2 Plan renovable

Este plan se formula sin considerar proyectos térmicos como candidatos, estructurando un desarrollo totalmente renovable en todo el horizonte de planificación.

El plan se construye como sigue:

- Se valora un desarrollo totalmente renovable, con excepción de la reincorporación de la unidad 10 de la actual PT Moín. Las plantas térmicas existentes continúan operando.
- Considera todos los proyectos fijos y candidatos enlistados en la Tabla 10.7, excepto las tecnologías termoeléctricas.

Seguidamente se presentan los principales resultados del plan:

- La instalación resultante es considerablemente mayor que los planes que permiten adiciones térmicas porque un plan con limitadas capacidades de respaldo ante variaciones de sus fuentes requiere, necesariamente, mucha más redundancia y complementariedad de las fuentes renovables para asegurar la confiabilidad del sistema.
- La mayor parte de la instalación hasta el 2030 consiste en plantas de rápida implementación, eólicas y solares, que suman cerca de 1 500 MW. Además del enorme impacto sobre el costo de la expansión en el corto plazo, resulta difícil, sino imposible, desarrollar esta capacidad en un periodo tan corto.
- Aun cuando sea viable incorporar esa gran cantidad de capacidad renovable, este conjunto de plantas no podrá resolver plenamente la necesidad de regulación que se requiere en el sistema.
- Con respecto a los planes que permiten la incorporación de capacidad térmica, aunque limitada, el plan renovable requiere:
 - Adelantar la entrada en operación del Proyecto Geotérmico Borinquen 2 para el año 2031, dos años después de la entrada de Borinquen 1, para obtener mayor energía firme al inicio de la década siguiente. Asimismo, un tercer proyecto geotérmico es requerido en 2034 para compensar la salida de Arenal y Dengo durante su modernización.
 - Adelantar al año 2031 el inicio de operación del Proyecto Hidroeléctrico Fourth Cliff para dar mayor regulación al sistema a través del embalse de la planta Reventazón.
 - Todo el bloque de capacidad de almacenamiento en baterías se integra entre el 2029 y el 2032. En total 180 MW en baterías es el recurso de que dispone el sistema para manejar la variabilidad sin el aporte de la repotenciación de la planta Moín en ese periodo.
- El plan renovable incorpora cerca de 1 400 MW más que los planes con térmico limitado y el sobre costo con respecto a esos mismos planes supera los 800 millones USD.

Los resultados del análisis confirman la importancia de desarrollar el complemento térmico que requiere el sistema. Si no se cuenta con este recurso, para obtener mayor energía firme al inicio de la década siguiente, se deberán tomar una serie de decisiones para viabilizar en muy poco tiempo proyectos que proporcionen la energía firme que requiere el sistema.

En la Figura 14.3 se muestra la instalación resultante de este plan.

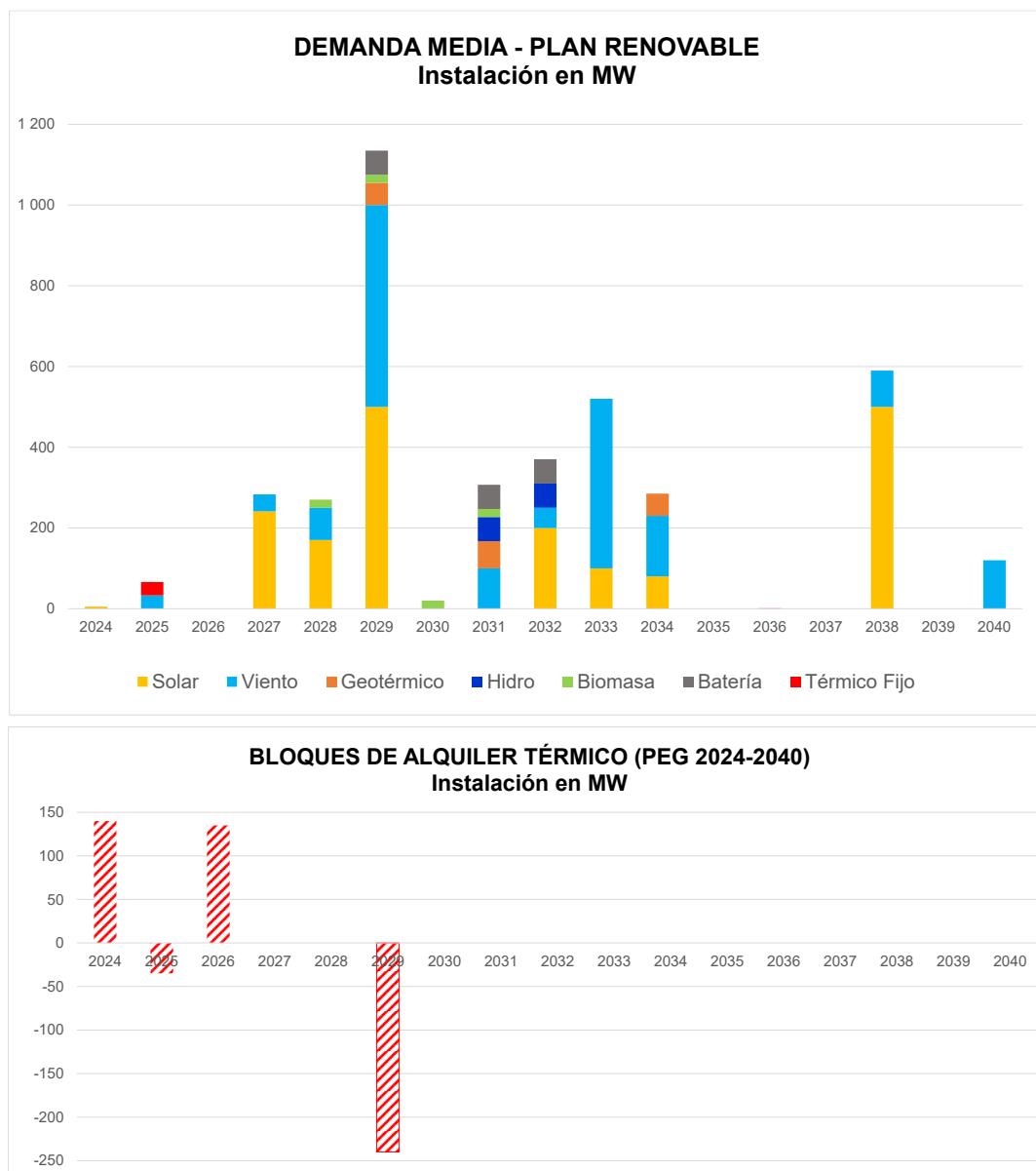


Figura 14.3 Plan renovable con demanda media

14.1.3 Plan con térmico limitado

Este caso de análisis se mantiene dentro de las políticas nacionales de desarrollo renovable, permitiendo una incorporación térmica limitada en todo el horizonte de planificación.

El plan se construye como sigue:

- Habilita la posibilidad de incorporar candidatos térmicos únicamente antes del 2030, porque está concebido sólo para recuperar la capacidad de respaldo del país y complementar la gran cantidad de eólico y solar que se prevé en los años inmediatos.
- La incorporación se limita a 200 MW, que estarán disponible únicamente entre el 2029 y el 2030.
- Los proyectos están disponibles a partir del 2029, la fecha más próxima en que puede estar disponible una nueva planta, y los modelos de simulación pueden seleccionar libremente cualquiera de las opciones disponibles, si estas representan una opción de desarrollo más económica que la de las fuentes renovables.
- Para el periodo 2031-2040 no se habilitan candidatos térmicos.
- Se consideraron los proyectos candidatos descritos en el capítulo 10. Las opciones térmicas valoradas son turbinas de gas y ciclos combinados alimentados con diésel y motores de media velocidad alimentados con búnker. No se consideran opciones con gas natural, que se abordan en los análisis prospectivos para el periodo 2024-2050.
- Para reducir los efectos negativos en la estabilidad del sistema, producto de incorporaciones masivas de proyectos renovables variables, se estableció un requerimiento límite de instalación de eólico y solar en cada década: máximo 700 MW de cada tecnología en el periodo 2024-2030 y la misma capacidad del 2030 al 2040.

Seguidamente se presenta la información resultante del plan:

- En total se incorporan 200 MW de térmico en el 2029. La optimización de la mayor parte de los casos simulados se decanta por turbinas de gas, pero también se obtuvieron casos con motores y turbinas, en diferentes combinaciones y con un costo relativamente similar. El caso final se estructuró considerando 200 MW de turbinas de gas.
- El promedio de generación térmica anual en todos los escenarios hidrológicos valorados y para todo el horizonte de planeamiento es de 1.3%, incluyendo el aporte de los bloques de alquiler térmico disponibles del 2024 al 2028. El mayor aporte de generación térmica se da en el 2027 y 2028 con un máximo de 3.4%.

En la Figura 14.4 se muestra la instalación resultante de este plan.

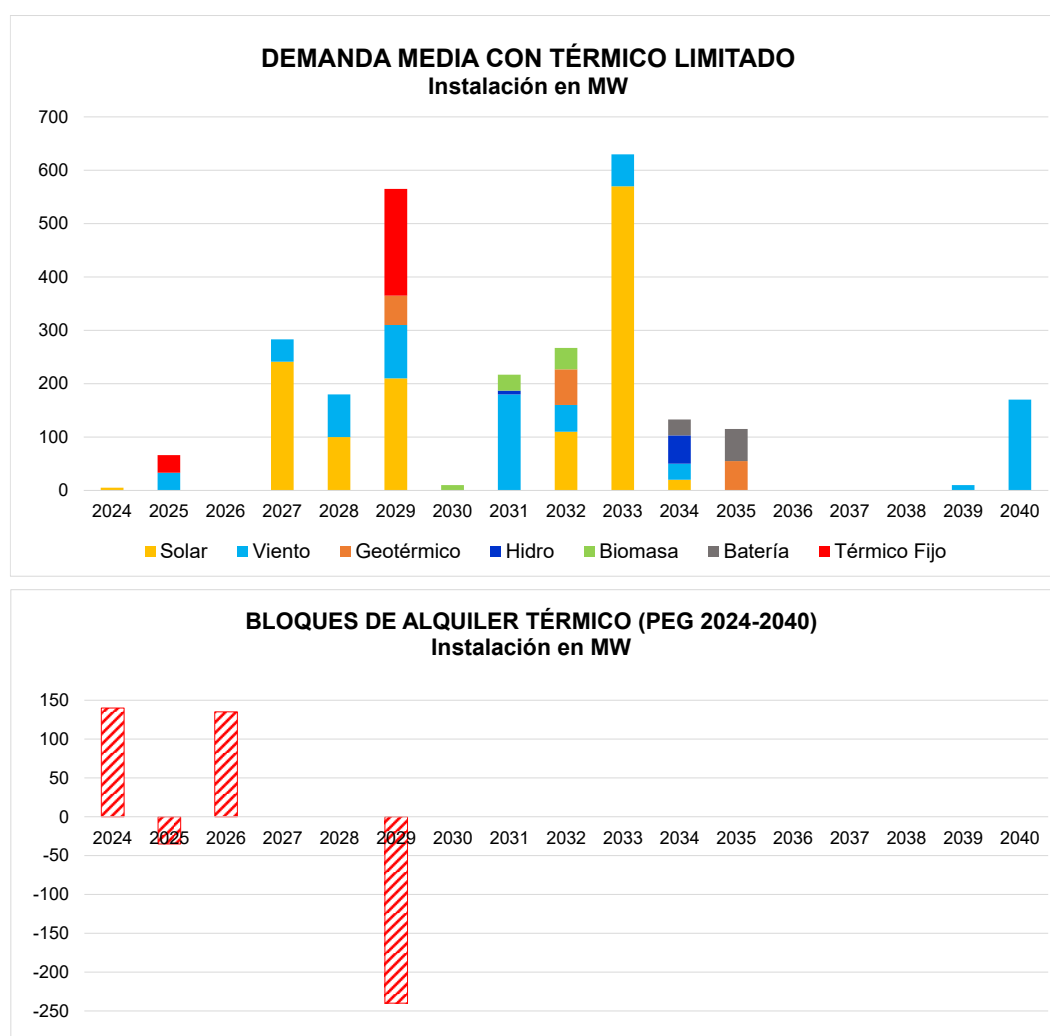


Figura 14.4 Plan con demanda media con térmico limitado

14.1.4 Plan con térmico limitado y alquiler térmico en 2033-2035

El plan supone las mismas consideraciones del caso anterior pero habilita la posibilidad de un bloque de alquiler térmico temporal para atender la modernización de las hidroeléctricas Arenal y Dengo entre el 2033 y 2035.

Todos los casos estudiados muestran que el programa de modernizaciones de plantas existentes que debe atenderse en el horizonte del plan no solo es exigente para la operación del sistema, sino que requiere adelantar un volumen muy importante de inversiones para cubrir la indisponibilidad de las plantas. El periodo más crítico se presenta con la salida parcial de las plantas hidroeléctricas Arenal y Dengo del 2033 al 2035, por la función de regulación y respaldo que el complejo de plantas asociadas al embalse de Arenal aporta al sistema. La capacidad que estará indisponible durante los tres años es de 113 MW.

Para tratar de mitigar el requerimiento de instalación de esos años y minimizar los riesgos del sistema, se valoró al igual que en el PEG 2022-2040, los efectos de alquilar un bloque térmico durante ese periodo.

El plan se construye como sigue:

- Este caso supone las mismas restricciones de instalación térmica que el caso anterior pero adicionalmente habilita la posibilidad de un bloque de alquiler para atender la modernización de las hidroeléctricas Arenal, Dengo y Sandillal entre el 2033 y 2035.
- Se consideró el alquiler de una capacidad térmica variable compuesta de turbinas de gas alimentadas con diésel que podrían operar únicamente entre enero 2033 a diciembre 2035.
- La necesidad de este bloque de alquiler será producto de la optimización de mínimo costo.

Los resultados del análisis son los siguientes:

- La opción de un bloque de alquiler térmico entre el 2033 y 2035 es interesante en todas las simulaciones realizadas.
- Con una capacidad de 70 MW de alquiler, se obtiene una reducción importante en costo, con respecto al caso sin alquiler.
- El plan resultante tiene una instalación total de 2 561 MW en plantas fijas y un costo de 2 450 millones de USD.
- La capacidad instalada que se requiere en el periodo 2033-2040 no dista mucho del caso sin alquiler, pero con el alquiler de las plantas se distribuyen mejor la adiciones a lo largo del periodo.
- La dosificación de las inversiones entre el 2033 y 2040 provoca una reducción en el costo de plan, estimada en 61 millones de USD, además de generar un plan más robusto y de menor riesgo durante los años en que estarán indisponibles Arenal y Dengo.

Este plan de expansión será considerado como el Plan Base de referencia de los análisis posteriores y de las comparaciones con otros escenarios de demanda.

En la Figura 14.5 se muestra la instalación resultante de este plan.

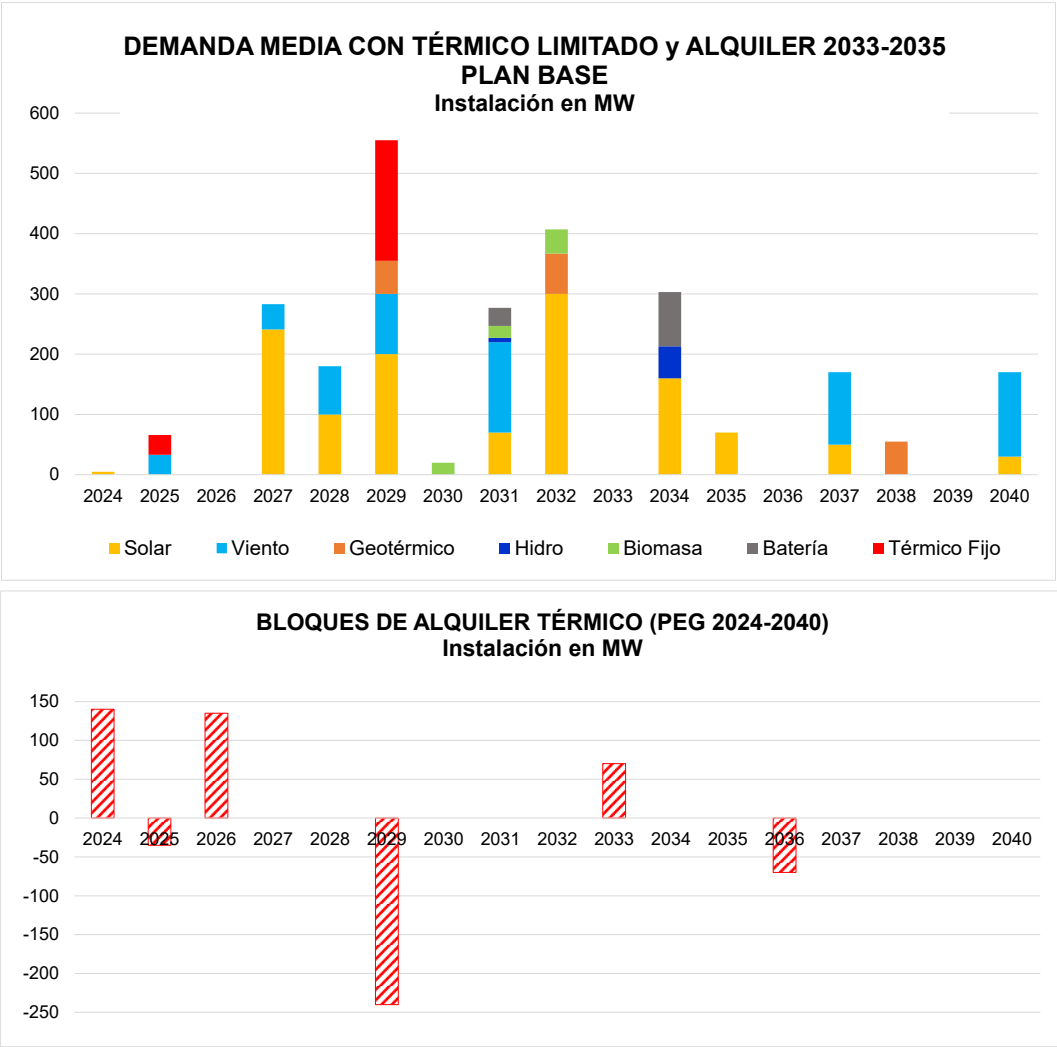


Figura 14.5 Plan con demanda media con Térmico Limitado y alquiler térmico en 2033-2035 (Plan Base)

14.2 DEMANDA MEDIA: ANÁLISIS DE LOS PLANES

14.2.1 Requerimientos de capacidad

En la Tabla 14.1 y la Figura 14.6 se muestran los requerimientos de capacidad acumulada para el horizonte de planeamiento para el Plan Base (ver apartado 14.1.4) y los otros tres casos de análisis definidos para la demanda media.

Todos los planes de expansión incorporan una cantidad muy importante de nueva capacidad a partir del 2024, como resultado de la recuperación de la demanda eléctrica posterior a la pandemia. Los principales elementos que remarcar son los siguientes:

- Los planes valorados, con excepción del térmico libre, mantienen la tendencia del país en la diversificación de fuentes de generación. Incorporan eólico, solar, geotermia, hidroelectricidad, biomasa, térmico y almacenamiento con baterías.
- El PG Borinquen 2 y el PH Fourth Cliff son parte de la solución óptima de todos los planes con excepción del caso con térmico libre.
- En los planes con térmico limitado el PG Borinquen 2 se incorpora en el 2032 y el PH Fourth Cliff en el 2034.
- En el plan renovable PG Borinquen 2 y PH Fourth Cliff se adelantan para el 2031, aportando energía firme y regulación de manera más inmediata. Esta última proveniente del aprovechamiento del embalse de la planta Reventazón que realiza el PH Fourth Cliff.
- El plan con térmico limitado requiere 2 561 MW para todo el horizonte de planificación, sin contar los bloques de alquiler térmico que operan en diferentes periodos.
- El plan renovable instala cerca de 1 400 MW de capacidad adicional que el plan con térmico limitado.
- La instalación requerida en el plan que permite la libre incorporación de nuevas plantas térmicas es sustancialmente menor al caso base, en el orden de 600 MW. Este plan instala en su mayor parte turbinas de gas, además de motores de mediana velocidad.

Tabla 14.1 Planes con escenario de demanda media (instalación acumulada en plantas fijas MW)

PLANES CON ESCENARIO DE DEMANDA MEDIA INSTALACIÓN ACUMULADA EN PLANTAS FIJAS MW				
Año	Térmico libre ⁽¹⁾	Renovable ⁽²⁾	Térmico Limitado ⁽³⁾	
			Sin alquiler ⁽⁴⁾	Con alquiler ⁽⁵⁾ (PLAN BASE)
2024	5	5	5	5
2025	71	71	71	71
2026	71	71	71	71
2027	354	354	354	354
2028	584	624	534	534
2029	1 089	1 759	1 099	1 089
2030	1 129	1 779	1 109	1 109
2031	1 196	2 086	1 326	1 386
2032	1 346	2 456	1 593	1 793
2033	1 476	2 976	2 223	1 793
2034	1 646	3 261	2 356	2 096
2035	1 696	3 261	2 471	2 166
2036	1 696	3 262	2 471	2 166
2037	1 746	3 262	2 471	2 336
2038	1 866	3 852	2 471	2 391
2039	1 946	3 852	2 481	2 391
2040	1 946	3 972	2 651	2 561

Notas:

(1) Térmico Libre: No hay restricciones de incorporación de proyectos térmicos a partir del 2028.

(2) Plan Renovable: No hay candidatos térmicos disponibles.

(3) Térmico Limitado: No hay candidatos térmicos posteriores a la Modernización de Moín en el 2029.

(4) Sin alquiler: No hay opciones de térmico de alquiler después del 2030.

(5) Con alquiler: Térmico de alquiler disponible durante la Modernización de Arenal, Dengo y Sandillal.

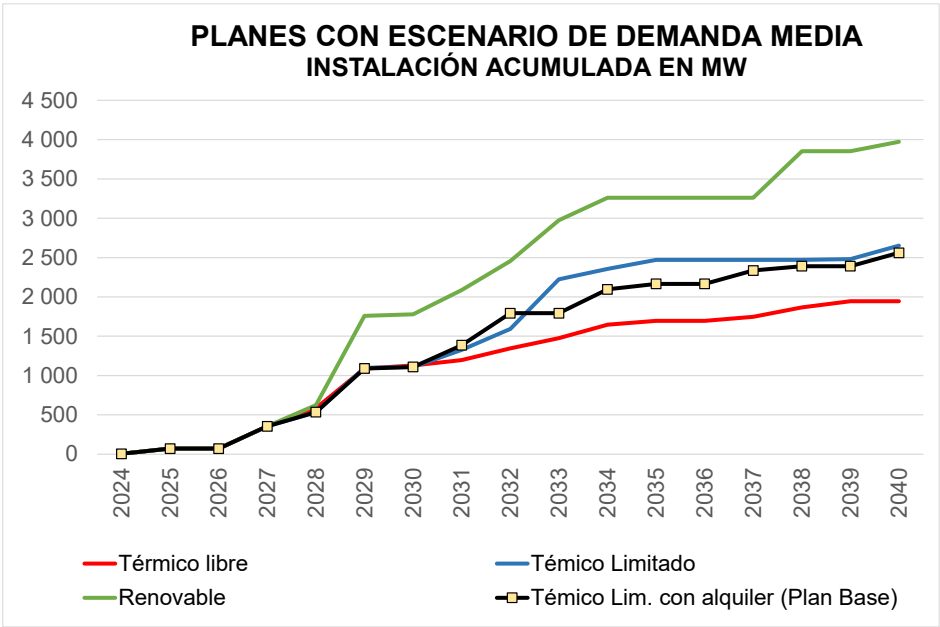


Figura 14.6 Instalación acumulada: planes con escenario de demanda media

14.2.2 Costos de los planes de expansión

El costo de un plan de expansión es la suma de tres componentes: costo de inversión, costo de operación y costo de déficit. Este último constituye el costo de la energía no servida.

En la Figura 14.17 se muestra el costo total de los planes estudiados con demanda media, correspondiente al valor presente neto (VPN) de cada plan, expresado en millones de dólares de diciembre 2023 (USDdic2023). En la Figura 14.18 se indica el costo anual de los planes estudiados, incluido el Plan Base. Se observa lo siguiente:

- La reducción de al menos 800 millones USD en los costos de los escenarios que incorporan la repotenciación de Moín (térmico limitado) con respecto al plan renovable que no incorpora plantas térmicas fijas.
- El costo del plan con térmico libre es 138 millones USD inferior al Plan Base.
- El plan con menor costo, que satisface la política nacional de desarrollo renovable, es el Plan Base, formulado con térmico limitado y el alquiler de un bloque térmico de 70 MW del 2033 al 2035. Se observa la reducción en el costo de inversión en el periodo 2033-2037 que genera el alquiler térmico durante la salida parcial de las hidroeléctricas Arenal y Dengo por modernización, respecto a los casos renovable y térmico limitado sin alquiler.

El valor presente neto del Plan Base es de 2 450 millones de USD.

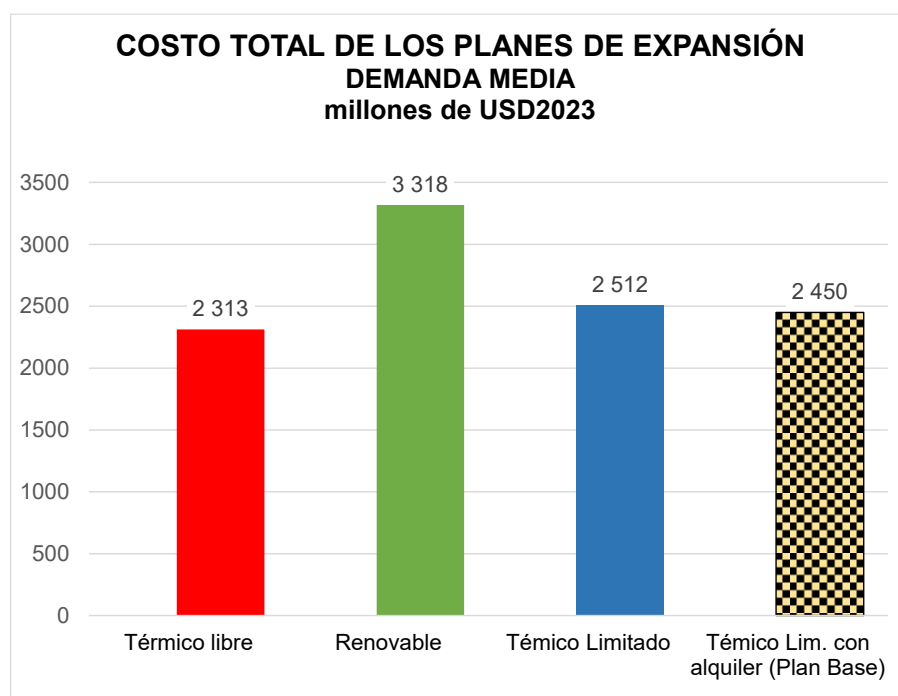


Figura 14.7 Costo total de los planes con demanda media

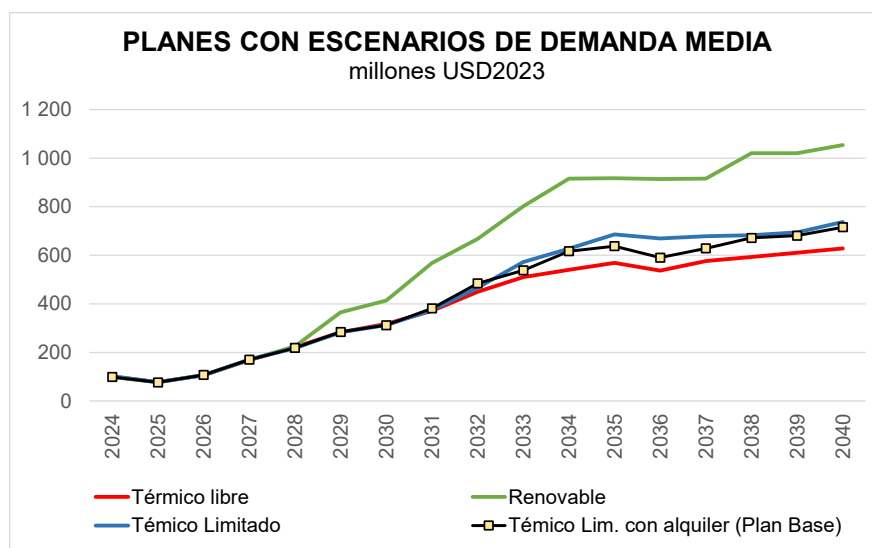


Figura 14.8 Costo anual de los planes con demanda media

En la Figura 14.9 se presenta el VPN de los planes evaluados en demanda media en cortes parciales del horizonte de planeación. Es importante recalcar los siguientes elementos:

- Hasta el año 2028, el costo de los planes analizados con demanda media no presenta diferencias sustanciales. A partir del 2028 el costo del plan renovable crece considerablemente porque al no disponer de la repotenciación de la PT Moín en el año 2029, el plan debe solucionar con recursos más caros, incorporando 1250 MW de instalación eólica y solar entre el 2028 y 2029.
- A partir del 2031, el costo del plan con térmico libre es menor que los otros planes porque empieza la incorporación de pequeñas adiciones térmicas: 2031: 60 MW, 2032: 80 MW, 2033: 40MW y 2034: 60 MW.

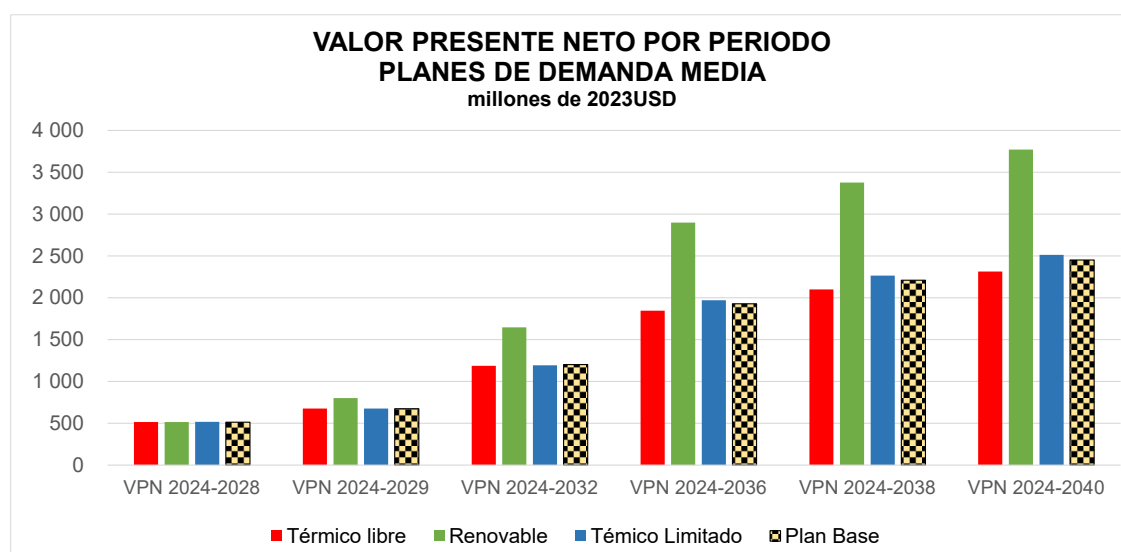


Figura 14.9 Valor presente neto por periodo – Planes con demanda media

14.3 OTROS ESCENARIOS DE DEMANDA: CASOS DE ESTUDIO

En el ejercicio de planificación del PEG 2024 se formularon, además de los análisis de demanda media, una serie de estudios asociados a tres sensibilidades de demanda:

- Escenario con demanda de generación distribuida y de electromovilidad
- Escenario con demanda alta
- Escenario con demanda baja

El análisis de los escenarios indicados permite visualizar cómo podría verse modificado el Plan Base si alguno de los escenarios mostrados llegara a concretarse. La consideración de diferentes escenarios de demanda proporciona información para monitorear el entorno y adecuar más oportunamente la capacidad del sistema a un mayor o menor crecimiento.

El detalle y resultados de los escenarios de demanda complementarios se presentan a continuación.

14.3.1 Escenario de demanda con generación distribuida y electromovilidad

Las proyecciones de demanda nacional tienen embebida la señal histórica de crecimiento de la GD y la EM porque los aumentos o reducciones que estas variables provocan en la demanda ya han sido capturadas por las demandas anuales históricas que alimentan los modelos de simulación.

El siguiente caso de estudio toma como referencia la sensibilidad de demanda que se presentó en el capítulo 6, en donde se suponen crecimientos más acelerados para la generación distribuida y electromovilidad que los registrados históricamente, tomando en cuenta que ambas actividades son impulsadas por leyes especiales con estímulos en costos y regulación. Según se explicó en dicho apartado, la demanda considera el efecto combinado de la electromovilidad y la generación distribuida.

Este escenario se analiza con dos casos de estudio, con y sin bloque térmico alquilado durante la modernización de las hidroeléctricas Arenal y Dengo.

Los planes se construyen como sigue:

- Se fijó la instalación del PEG Base hasta el año 2028, dado que las necesidades del periodo 2024-2028 deben ser atendidas en muy corto plazo y hasta dicho año, el escenario de demanda media es similar al escenario de electromovilidad y generación distribuida.
- Los modelos de optimización completan las necesidades del 2024 al 2028 para atender el escenario de demanda con generación distribuida y electromovilidad y simulan libremente las necesidades del 2029 en adelante.

- Se habilita la posibilidad de incorporar candidatos térmicos a partir del 2029, considerando que este año es la fecha más próxima en que pueda estar disponible una nueva planta.
- La incorporación térmica se limita a 220 MW, 20 MW adicionales que en el escenario de demanda media debido a que este escenario de demanda tiene una exigencia mayor de recursos. Esta capacidad estará disponible únicamente entre el 2029 y el 2030 porque se concibe para recuperar la capacidad de respaldo del país y complementar la gran cantidad de eólico y solar que se prevé en los años inmediatos. Los modelos de simulación pueden seleccionar libremente cualquiera de las tecnologías térmicas disponibles, si estas representan una opción de desarrollo más económica que la de las fuentes renovables y una vez incorporadas forman parte de la capacidad del país durante todo el horizonte de planificación.
- Para el periodo 2031-2040 no se habilitan candidatos térmicos (salvo el bloque de alquiler antes indicado para el caso correspondiente).
- Se consideraron los proyectos candidatos descritos en el capítulo 10. Las opciones térmicas valoradas son turbinas de gas y ciclos combinados alimentados con diésel y motores de media velocidad alimentados con búnker. No se consideran opciones con gas natural, que se abordan en los análisis prospectivos del 2024-2050.
- Para reducir los efectos negativos en la estabilidad del sistema, producto de incorporaciones masivas de proyectos renovables variables, se estableció un requerimiento límite de instalación de eólico y solar en cada década mayor al dispuesto en el escenario medio: máximo 700 MW de cada tecnología en el periodo 2024-2030 y 900 MW del 2031 al 2040.

a) Resultados del Plan sin alquiler térmico en periodo 2033-2035

Seguidamente se presenta la información resultante del plan:

- En total se incorporan 3 511 MW en el horizonte de planificación.
- La capacidad resultante de la modernización de Moín corresponde al máximo permitido de 220 MW.
- La instalación del plan resultante es muy similar a la del plan base hasta el año 2028. A partir del 2029 empieza a aumentar gradualmente y para el final del horizonte de planeamiento supera en 950 MW los requerimientos del plan base.
- Entre el 2031 y 2035 se integran más de 2 100 MW para atender el crecimiento de esta demanda y la salida parcial de Arenal y Dengo durante la modernización. Esta instalación es principalmente eólica y solar.
- Se requiere un tercer proyecto geotérmico en el 2038.
- Al final de la década del 2030 se muestra una importante incorporación de hidroelectricidad, de 200 MW.

- El geotérmico Borinquen 2 se incorpora en el 2032 y el hidroeléctrico Fourth Cliff en el 2034.

En la Figura 14.10 se muestra la instalación resultante de este caso.

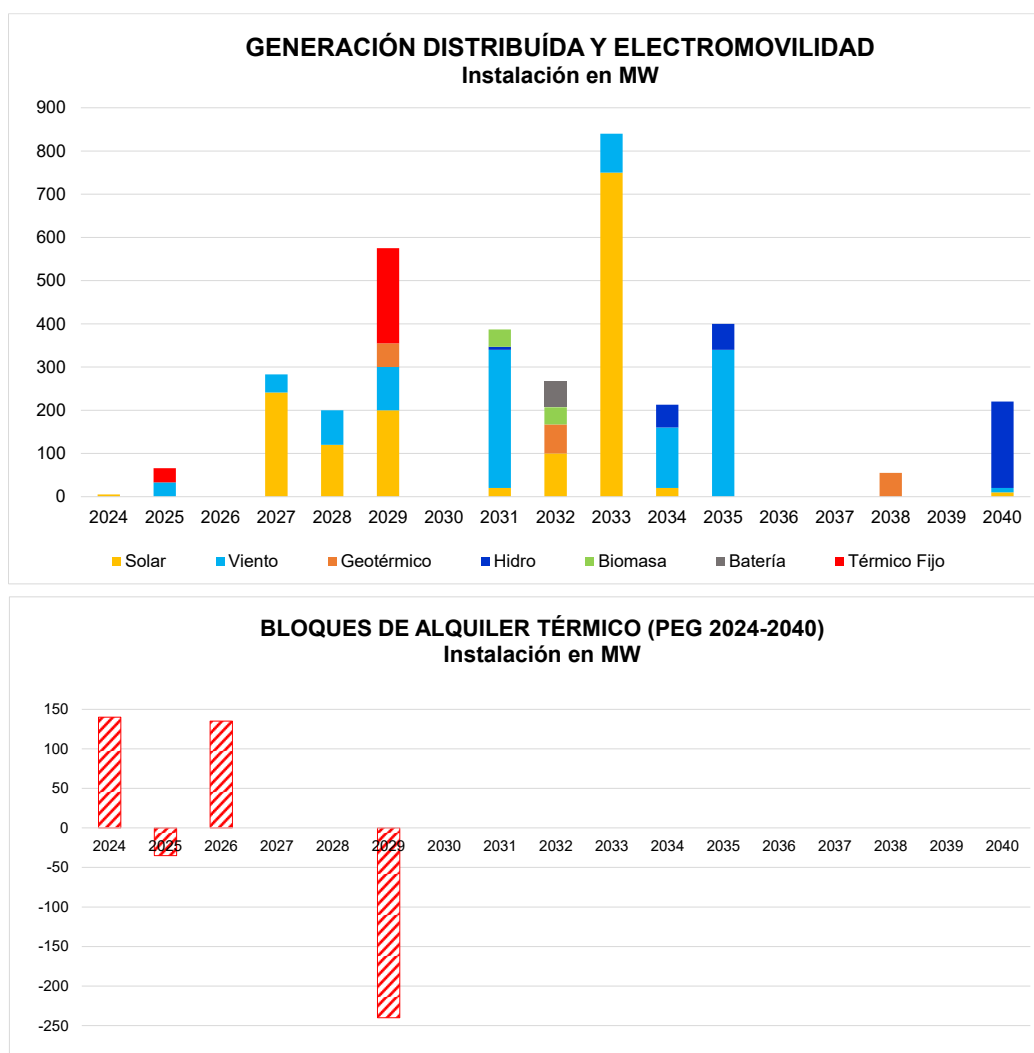


Figura 14.10 Plan con demanda de generación distribuida y electromovilidad

b) Resultados del Plan con alquiler térmico en periodo 2033-2035

El plan supone las mismas consideraciones del caso anterior, pero en cuanto a la incorporación térmica, habilita la posibilidad de un bloque de alquiler térmico temporal para atender la modernización de las hidroeléctricas Arenal y Dengo entre el 2033 y 2035.

Los resultados del análisis son los siguientes:

- Con un bloque de alquiler de 100 MW, se obtiene una reducción importante de instalación y costo.

- La capacidad resultante de la modernización de Moín corresponde al máximo permitido de 220 MW.
- Entre el 2031 y 2035 se integran cerca de 1 450 MW para atender el crecimiento de esta demanda y complementar el bloque de alquiler dispuesto para la salida parcial de Arenal y Dengo durante la modernización. Esta instalación es principalmente eólica y solar.
- El geotérmico Borinquen 2 se incorpora en el 2032 y el hidroeléctrico Fourth Cliff se retrasa al 2035 debido al escalamiento de la capacidad de la modernización de PT Moín, a la mayor dotación de renovables requerida en los años anteriores y a la disponibilidad de térmico alquilado.
- En el 2037 se requiere un tercer proyecto geotérmico.
- En total se incorporan 3 421 MW en el horizonte de planificación, 90 MW menos que el plan sin alquiler.

En la Figura 14.11 se muestra la instalación resultante de este caso.

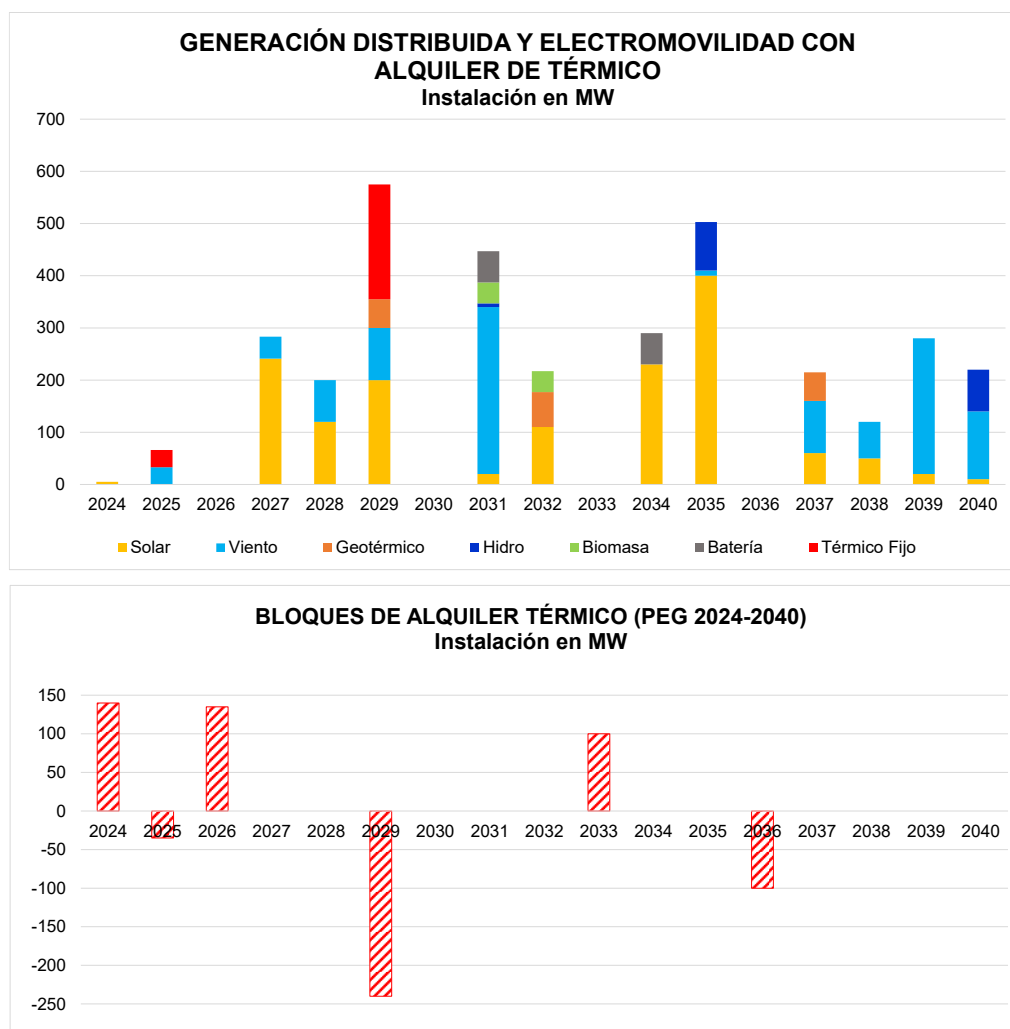


Figura 14.11 Plan con demanda de generación distribuida y electromovilidad y alquiler térmico en 2033-2035

14.3.2 Escenario de demanda alta

El escenario de demanda alta se analiza a partir de dos enfoques complementarios.

- Bajo el primer enfoque se optimiza un plan de expansión completamente nuevo a partir del escenario de demanda alta. Dentro de ese enfoque se simulan planes de expansión con y sin alquiler térmico durante la modernización de las hidroeléctricas Arenal y Dengo.
- Bajo el segundo enfoque se toma la instalación definida en el Plan Base de demanda media para todo el horizonte de planificación y sobre esta instalación se optimiza la expansión complementaria para cubrir el escenario de demanda alta. Este caso muestra cómo se tendría que ir ajustando la instalación del sistema definida para el Plan Base si se ve expuesto a un crecimiento similar al de demanda alta. Este caso

es particularmente importante para los primeros años del plan en donde las decisiones de inversión están tomadas.

Los casos se construyen como sigue:

- Se habilita la incorporación de candidatos térmicos a partir del 2029, considerando que ese año es la fecha más próxima en que pueda estar disponible una nueva planta.
- La incorporación térmica se limita a 220 MW, 20 MW adicionales que en el escenario de demanda media debido a que este escenario tiene una exigencia mayor de recursos. Esta capacidad estará disponible únicamente entre el 2029 y el 2030 porque se concibe para recuperar la capacidad de respaldo del país y complementar la gran cantidad de eólico y solar que se prevé en los años inmediatos. Los modelos de simulación pueden seleccionar libremente cualquiera de las tecnologías disponibles, si estas representan una opción de desarrollo más económica que la de las fuentes renovables.
- Para el periodo 2031-2040 no se habilitan candidatos térmicos (salvo el bloque de alquiler antes indicado).
- Se consideraron los proyectos candidatos descritos en el capítulo 10. Las opciones térmicas valoradas son turbinas de gas y ciclos combinados alimentados con diésel y motores de media velocidad alimentados con búnker. No se consideran opciones con gas natural, que se abordan en los análisis prospectivos del 2024-2050 (mostrados en el Apéndice de este documento).
- Para reducir los efectos negativos en la estabilidad del sistema, producto de incorporaciones masivas de proyectos renovables variables, se estableció un requerimiento límite de instalación de eólico y solar: máximo 700 MW de cada tecnología en el periodo 2024-2030 y 700 MW del 2031 al 2040.

a) Resultados del Plan optimizado con demanda alta sin alquiler térmico en 2033-2035

Este plan corresponde al primer enfoque con que se valora el escenario de demanda alta.

Adicional a las premisas de diseño definidas al inicio del inciso 14.3.2, para su construcción se consideró lo siguiente:

- Se fijó la instalación del Plan Base hasta el año 2028, dado que la mayor parte de las necesidades del periodo 2024-2028 deben ser atendidas en muy corto plazo.
- Los modelos de optimización completan las necesidades del 2024 al 2028 para atender el escenario de demanda alta y simulan libremente las necesidades del 2029 en adelante.

Seguidamente se presenta la información resultante del caso de estudio:

- La capacidad resultante de la repotenciación de Moín corresponde al máximo permitido de 220 MW.
- La instalación del plan resultante es muy similar a la del Plan Base hasta el año 2027. A partir del 2028 empieza a aumentar gradualmente y para el final del periodo supera en 827 MW los requerimientos del Plan Base.
- El geotérmico Borinquen 2 se incorpora en el 2032 y el hidroeléctrico Fourth Cliff en el 2034.
- Entre el 2031 y 2035 se integran cerca de 1 870 MW para atender el crecimiento de esta demanda y la salida parcial de Arenal y Dengo durante la modernización. Esta instalación es principalmente eólica y solar.
- Se requieren cerca de 370 MW de hidroelectricidad, adicional al PH Fourth Cliff.
- Se requiere un tercer proyecto geotérmico de 55 MW en el 2038.
- En total se incorporan 3 388 MW en plantas fijas en el horizonte de planificación.

En la Figura 14.12 se muestra la instalación resultante de este caso.

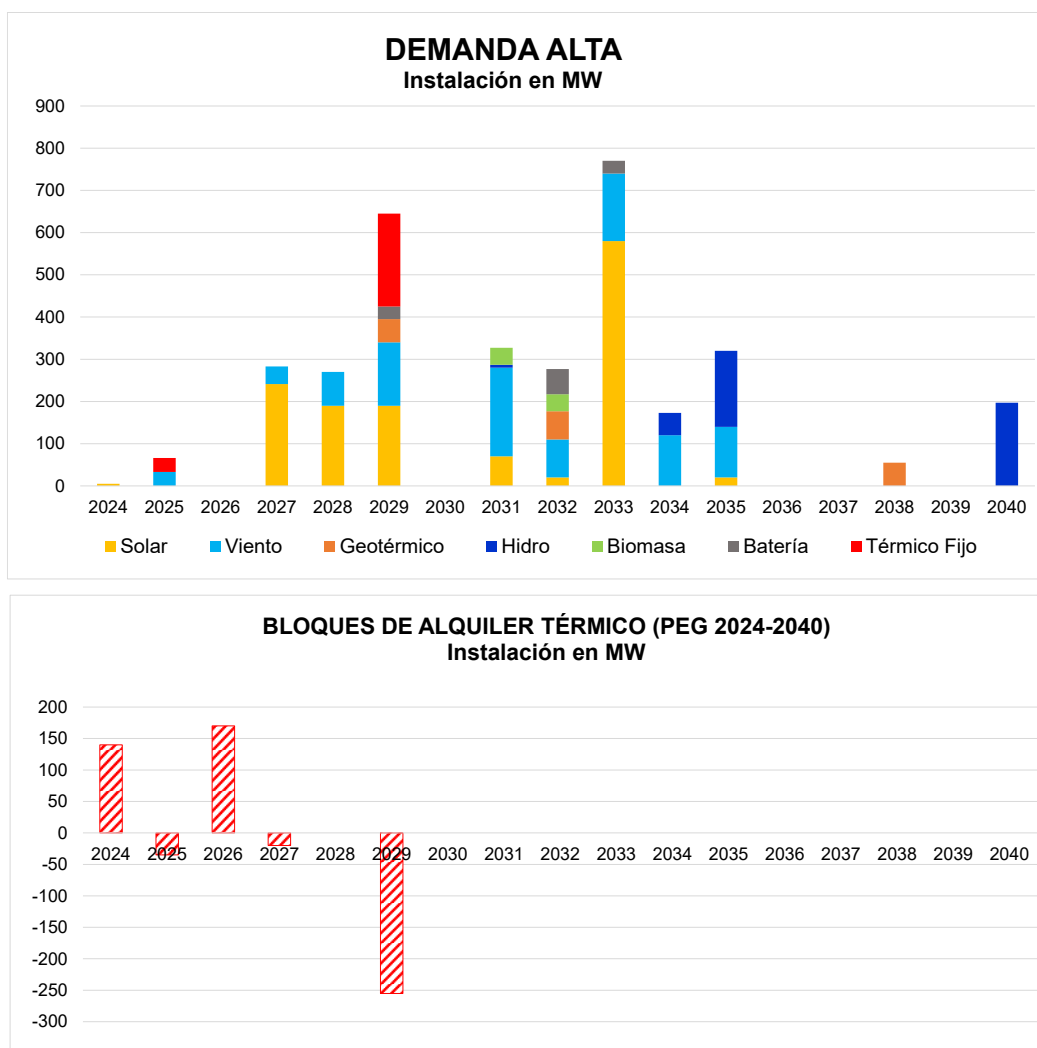


Figura 14.12 Plan optimizado con demanda alta

b) Resultados del Plan optimizado con demanda alta con alquiler térmico en 2033-2035

El plan supone las mismas consideraciones del caso anterior, pero en cuanto a la incorporación térmica, habilita la posibilidad de un bloque de alquiler térmico temporal para atender la modernización de las hidroeléctricas Arenal y Dengo entre el 2033 y 2035.

Los resultados del plan son los siguientes:

- Un bloque de alquiler de 120 MW genera una reducción importante de instalación y costo.
- La capacidad resultante de la modernización de Moín corresponde al máximo permitido de 220 MW.

- El geotérmico Borinquen 2 se incorpora en el 2032 y el hidroeléctrico Fourth Cliff en el 2035, un año más tarde que en el escenario anterior debido al bloque de alquiler dispuesto durante la modernización de las plantas Arenal y Dengo, mayor que para los casos de estudio de demanda media.
- Entre el 2031 y 2035 se incorporan cerca de 1 000 MW, casi 900 MW menos que el plan sin alquiler.
- Al final de la década del 2030 se muestra una importante incorporación de hidroelectricidad, de 364 MW.
- En el 2034 se requiere un tercer proyecto geotérmico de 55 MW.
- En total se incorporan 3 385 MW en el horizonte de planificación, prácticamente el mismo valor que el caso sin alquiler, pero el esfuerzo de instalación a partir del 2033 es más gradual.

En la Figura 14.13 se muestra la instalación resultante de este caso.

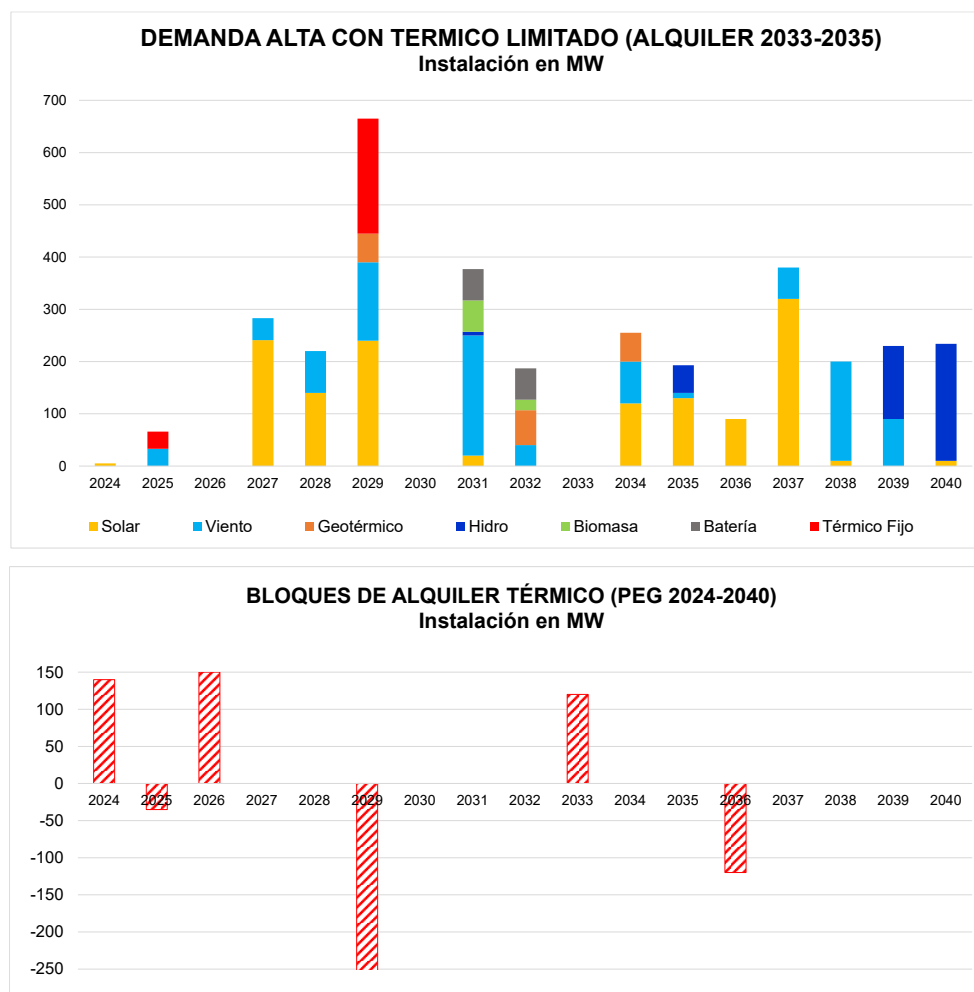


Figura 14.13 Plan optimizado con Demanda Alta y alquiler térmico en 2033-2035

c) Plan optimizado con demanda alta a partir de la instalación del Plan Base

Este caso corresponde al segundo enfoque con que se valora el escenario de demanda alta.

Para la construcción de este caso se toma como fija la instalación definida en el plan base de demanda media para todo el horizonte de planificación. Posteriormente los modelos complementan este plan para satisfacer el escenario de demanda alta, cumpliendo con los requerimientos de mínimo costo y confiabilidad del suministro.

Adicional a las premisas de diseño definidas al inicio del inciso 14.3.2, para su construcción se consideró lo siguiente:

- Se fijó la instalación del Plan Base hasta el año 2040.
- Los modelos de optimización completan las necesidades de todo el periodo para atender el escenario de demanda alta.

Los resultados del plan son los siguientes:

- En total se incorporan 3 498 MW en el horizonte de planificación, cerca de 110 MW adicionales a los otros dos casos de demanda alta, debido a que la optimización del plan parte de una instalación fija definida para la demanda media.
- La capacidad resultante de la modernización de Moín corresponde al máximo permitido de 220 MW.
- Entre el 2031 y 2035 se incorporan 1 427 MW.
- Del 2034 en adelante se incorpora una importante capacidad hidroeléctrica de casi 500 MW.

En la Figura 14.14 se muestra la instalación resultante de este caso.

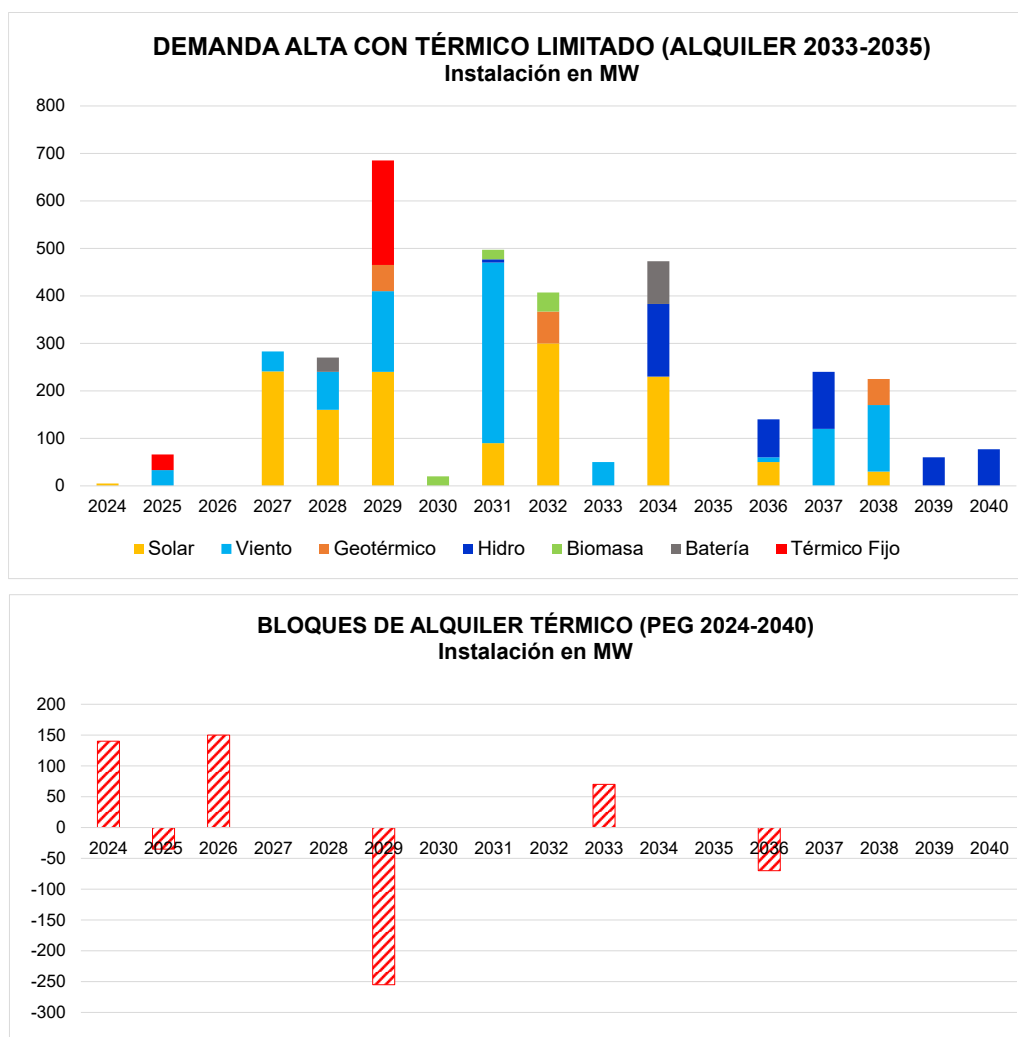


Figura 14.14 Plan con demanda alta a partir de Plan Base y alquiler térmico en 2033-2035

14.3.3 Sensibilidad con demanda baja

El caso se construye con la proyección de demanda baja. El modelo simula libremente un plan óptimo para todo el periodo atendiendo las condiciones de diseño. Este escenario se valora únicamente sin térmico de alquiler.

a) Plan optimizado con demanda baja- sin alquiler térmico en 2033-2035

El caso se construye como sigue:

- Se fijó la instalación de los proyectos fijos: todos los proyectos del Plan Base hasta el año 2028, la repotenciación de PT Moín (2029), el PG Borinquen 1 (final del 2029) y el PCH PAACUME (2031).

- Se consideraron los proyectos candidatos descritos en el capítulo 10, excepto los térmicos.

Los resultados del plan son los siguientes:

- La instalación de capacidad es sustancialmente menor que la del Plan Base. En total se incorporan 1 643 MW en el horizonte de planificación, en el orden de 900 MW menos que el requerido en el Plan Base.
- Las primeras adiciones de nueva capacidad se inician a partir del 2029.
- Entre el 2031 y 2035 se incorporan 634 MW.
- El geotérmico Borinquen 2 se traslada para el 2034.
- El hidroeléctrico Fourth Cliff no es parte del plan óptimo de proyectos.
- Toda la biomasa disponible se incorpora, aunque más tarde que en los otros escenarios.
- No se incorporan baterías, ni proyectos hidroeléctricos.

En la Figura 14.15 se muestra la instalación resultante de este plan.

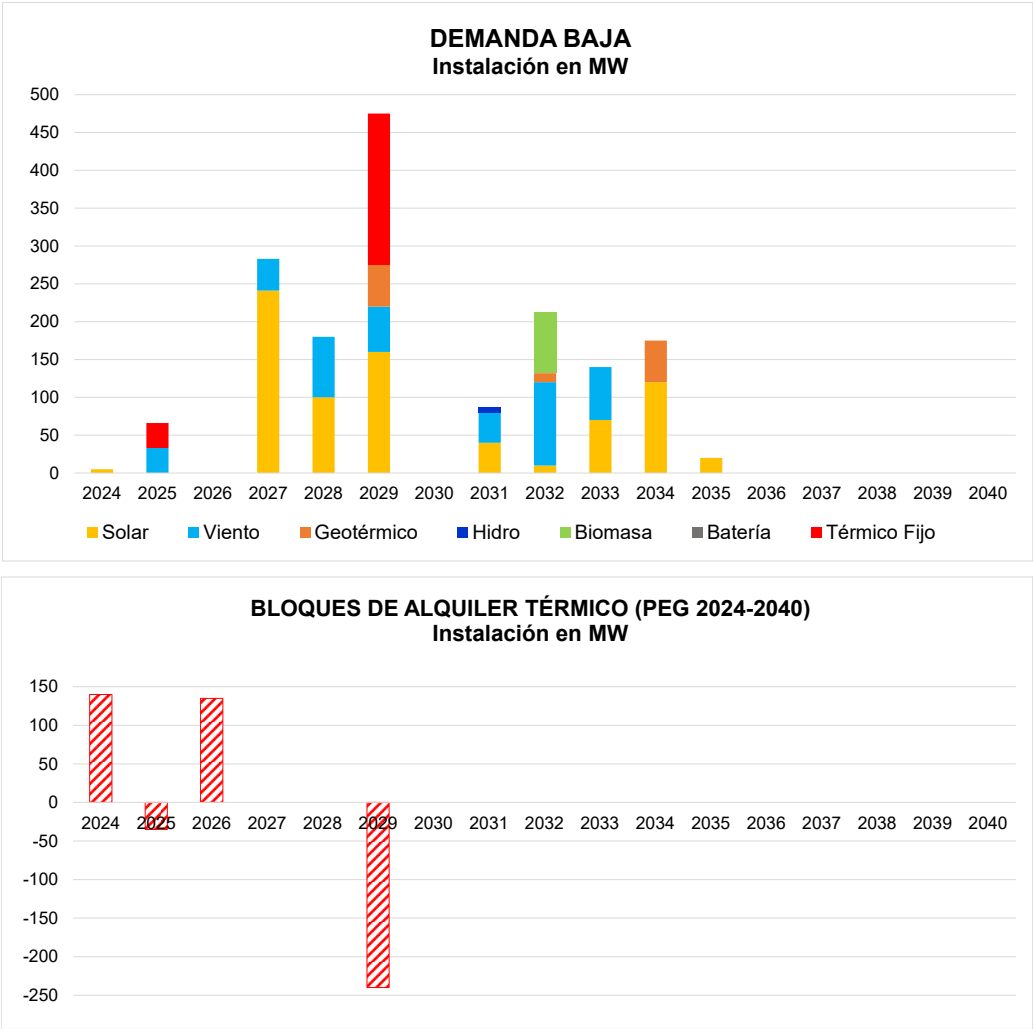


Figura 14.15 Plan con demanda baja

14.4 OTROS ESCENARIOS DE DEMANDA: ANÁLISIS DE PLANES

14.4.1 Requerimientos de capacidad

En la Tabla 14.2 y la Figura 4.11 se muestran los requerimientos de capacidad acumulada en los planes simulados para los escenarios de demanda alta, demanda baja y demanda combinada de EM y GD (EM/GD).

Los principales elementos de atención son los siguientes:

- La instalación en todos los planes estudiados es muy similar hasta el año 2028.
- Los escenarios de demanda alta y demanda EM/GD muestran una capacidad instalada similar al final del periodo, pero la instalación con demanda EM/GD crece más rápidamente.

- Los casos con demanda alta y demanda con EM/GD tienen una instalación sustancialmente mayor que la del Plan Base, en más de 800 MW para los casos con alquiler térmico en el periodo 2033-2035.
- El plan con mayor capacidad en MW es el de demanda alta construido a partir de la instalación del Plan Base. Esto se debe a que la simulación parte de una instalación no optimizada para los requerimientos de demanda alta.
- En los primeros años del plan, el impacto de la generación distribuida y la electromovilidad se tienden a anular, afectando marginalmente las estimaciones de demanda media y la instalación necesaria para cubrirla. A partir del 2028, la instalación de este caso se aleja del Plan Base hasta alcanzar al final del periodo una exigencia mayor que los planes estimados con demanda alta.
- El alquiler de un bloque térmico temporal para compensar la indisponibilidad parcial de Arenal y Dengo impacta positivamente todos los escenarios estudiados. Permite distribuir la incorporación del orden de 600 a 800 MW requeridos entre el 2033 y 2035 en un lapso mayor hasta el final del periodo. La mayor parte de la instalación de ese periodo es de proyectos eólicos y solares.
- El PG Borinquen 2 es seleccionado en el año 2032, en la mayor parte de los casos estudiados.
- En todos los casos estudiados se requiere la incorporación de un nuevo proyecto geotérmico entre el 2034 y 2038, con excepción del escenario de demanda baja.
- El escenario de demanda baja tiene una instalación sustancialmente menor que la del Plan Base en cerca de 900 MW. Es aproximadamente la mitad de lo requerido en los planes de demanda alta y de EM/GD.
- Únicamente en el plan de demanda baja no se incorpora el PH Fourth Cliff y el PG Borinquen 2 se desplaza del 2032 al 2034.
- Los proyectos de biomasa son tomados en su totalidad en todos los planes (80 MW), incluso con el escenario de demanda baja.

Tabla 14.2 Planes con otras sensibilidades de demanda (instalación acumulada plantas fijas MW)

PLANES CON OTRAS SENSIBILIDADES DE DEMANDA							
INSTALACIÓN ACUMULADA EN PLANTAS FIJAS - MW							
Térmico Limitado ⁽¹⁾							
Año	PLAN BASE ⁽²⁾	Gen. Distribuida - Electromovilidad		Demanda Alta		Demanda Alta a partir de plan Base ⁽⁵⁾	Demanda Baja Sin alquiler ⁽³⁾
		Sin alquiler ⁽³⁾	Con alquiler ⁽⁴⁾	Sin alquiler ⁽³⁾	Con alquiler ⁽⁴⁾		
2024	5	5	5	5	5	5	5
2025	71	71	71	71	71	71	71
2026	71	71	71	71	71	71	71
2027	354	354	354	354	354	354	354
2028	534	554	554	624	574	624	534
2029	1 089	1 129	1 129	1 269	1 239	1 309	1 009
2030	1 109	1 129	1 129	1 269	1 239	1 329	1 009
2031	1 386	1 516	1 576	1 596	1 616	1 826	1 096
2032	1 793	1 783	1 793	1 873	1 803	2 233	1 308
2033	1 793	2 623	1 793	2 643	1 803	2 283	1 448
2034	2 096	2 836	2 083	2 816	2 058	2 756	1 623
2035	2 166	3 236	2 586	3 136	2 251	2 756	1 643
2036	2 166	3 236	2 586	3 136	2 341	2 896	1 643
2037	2 336	3 236	2 801	3 136	2 721	3 136	1 643
2038	2 391	3 291	2 921	3 191	2 921	3 361	1 643
2039	2 391	3 291	3 201	3 191	3 151	3 421	1 643
2040	2 561	3 511	3 421	3 388	3 385	3 498	1 643

Notas:
⁽¹⁾ Térmico Limitado: No hay candidatos térmicos posteriores a la Modernización de MoIn en el 2029, salvo el alquiler durante la Modernización de Arenal, Dengo y Sandillal, cuando se indique.
⁽²⁾ Plan Base: Térmico Limitado con Alquiler. Se simuló con demanda media. Se agrega a la tabla para efectos comparativos.
⁽³⁾ Sin alquiler: No hay opciones de térmico de alquiler después del 2030.
⁽⁴⁾ Con alquiler: Térmico de alquiler disponible durante la Modernización de Arenal, Dengo y Sandillal.
⁽⁵⁾ Demanda Alta a partir del Plan Base: Este plan parte de la instalación del Plan Base y completa el requerimiento necesario (MW) para satisfacer la demanda alta.

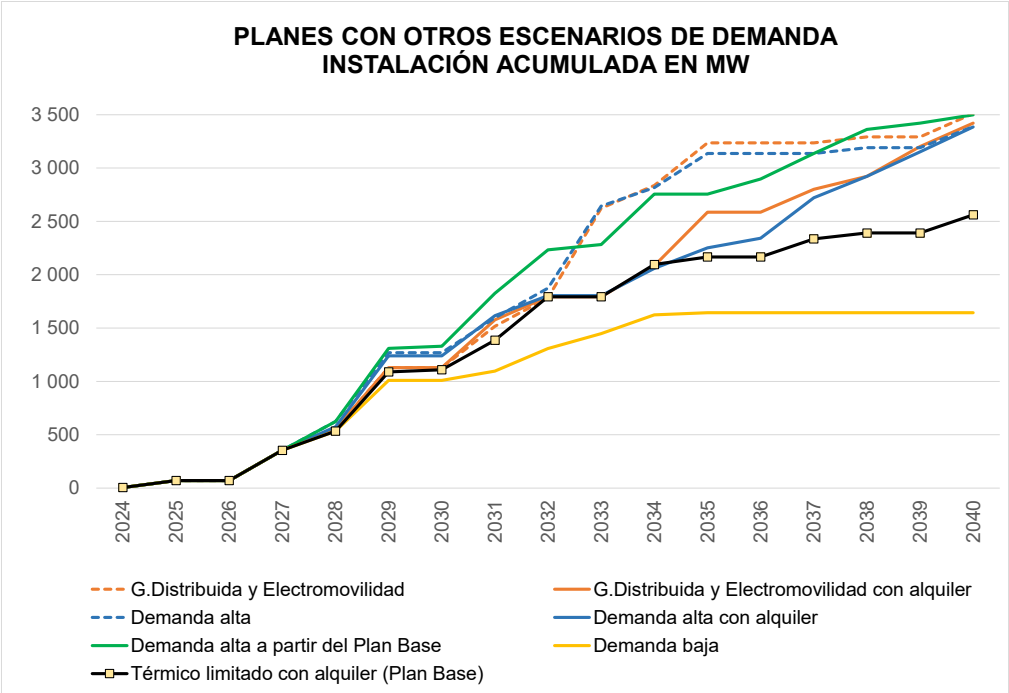


Figura 14.16 Instalación acumulada de los planes con otros escenarios de demanda

14.4.2 Costos de los planes de expansión

En la Figura 14.17 se muestra el costo total de los planes estudiados para las diferentes sensibilidades de demanda.

Seguidamente se comentan los principales resultados:

- El plan con demanda alta muestra un costo superior que el de las otras opciones en todo el horizonte del plan. Con respecto al Plan Base tiene un costo adicional de entre 454 y 639 millones de USD, para los casos con y sin alquiler térmico entre el 2033 y 2035, respectivamente. Para el caso de demanda alta que se optimiza a partir de la instalación del Plan Base, este sobre costo aumenta a 691 USD.
- El plan con demanda de EM/GD también tiene un costo considerablemente superior que el del Plan Base. El costo adicional está entre 289 y 459 millones de USD para los casos con y sin alquiler térmico entre el 2033 y 2035, respectivamente.
- El costo del plan de demanda baja es sustancialmente menor al de los otros casos. Con respecto al Plan Base el costo es 547 millones de USD menor.

En la Figura 14.18 se muestra el costo anual de los planes estudiados.

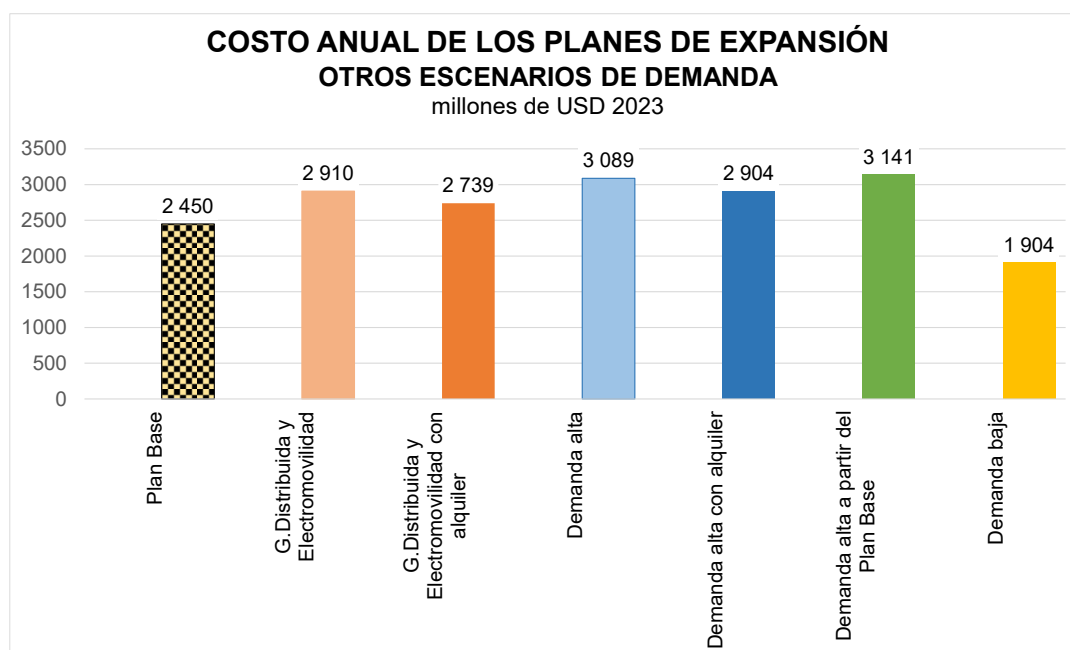


Figura 14.17 Costo total de los planes con otros escenarios de demanda

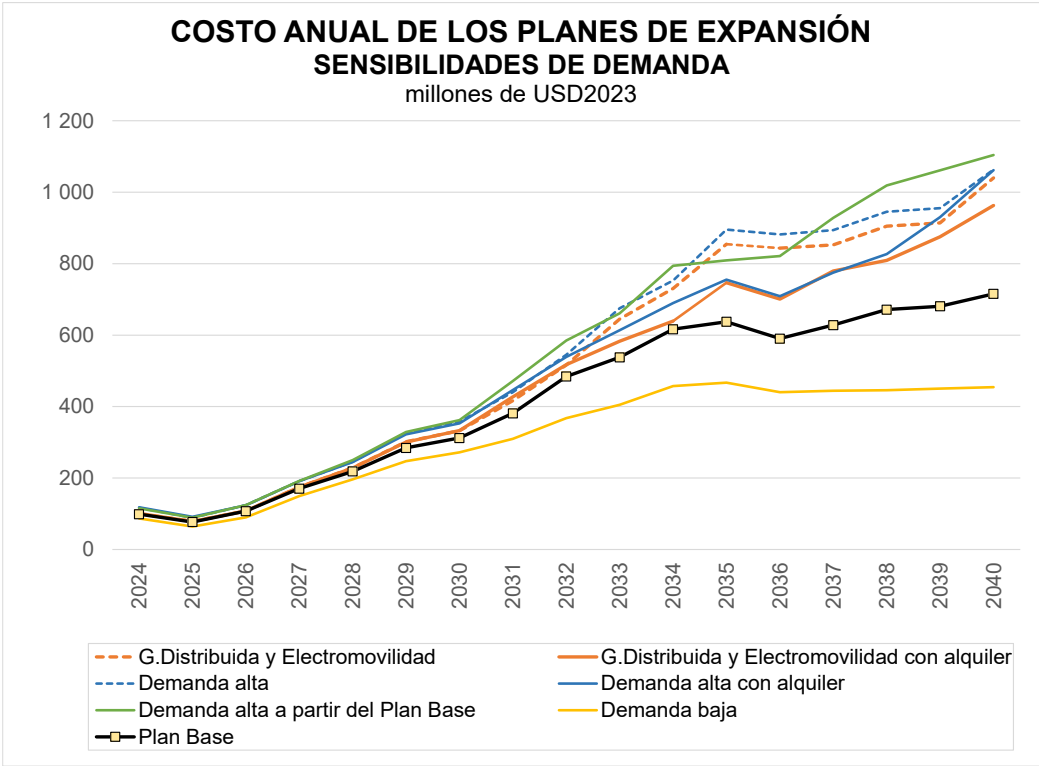


Figura 14.18 Costo anual de los planes con otros escenarios de demanda

En la Figura 14.19 se presenta el valor presente neto de los planes con diferentes sensibilidades de demanda, en cortes parciales del horizonte de planeación.

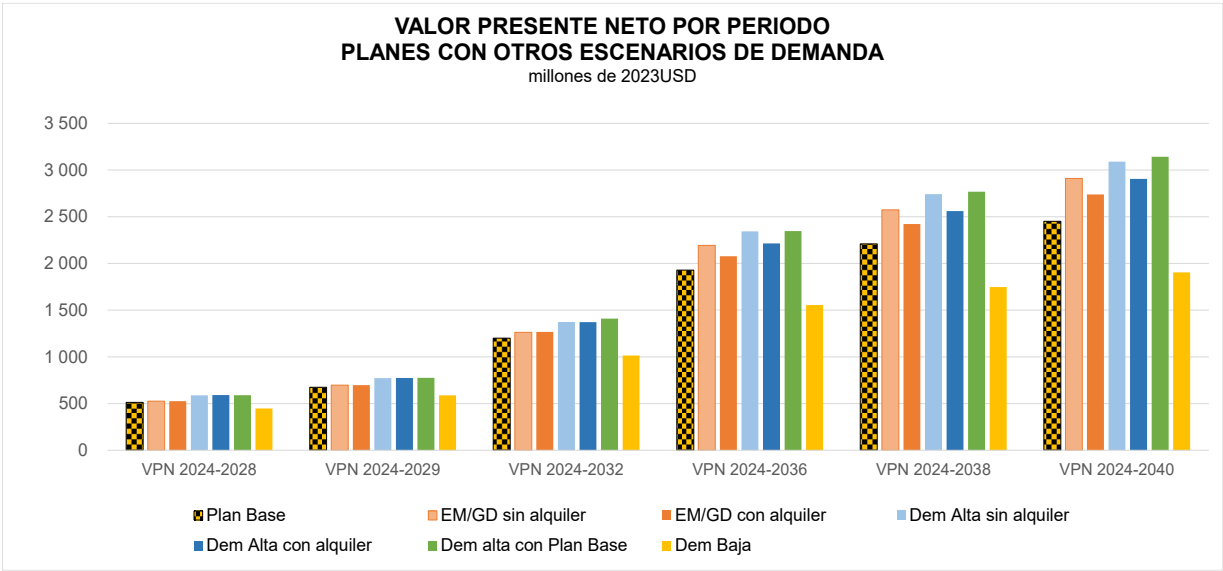


Figura 14.19 Valor Presente Neto por periodo de los planes con otros escenarios de demanda

14.5 CÁLCULO DE EMISIONES DE CO₂ POR ESCENARIO

Para complementar los resultados de los análisis económicos, se calculó el volumen de emisiones de los planes resultantes para todos los escenarios de demanda.

Esta estimación permite valorar la capacidad de cada caso de análisis para responder a las metas de reducción de las emisiones de CO₂ del país, formuladas en el Plan Nacional de Descarbonización.

En la Figura 14.20 se muestran las emisiones totales de los planes en todo el horizonte de planeamiento. En la Figura 14.21 se observa el comportamiento anual de las emisiones para los mismos planes de expansión.

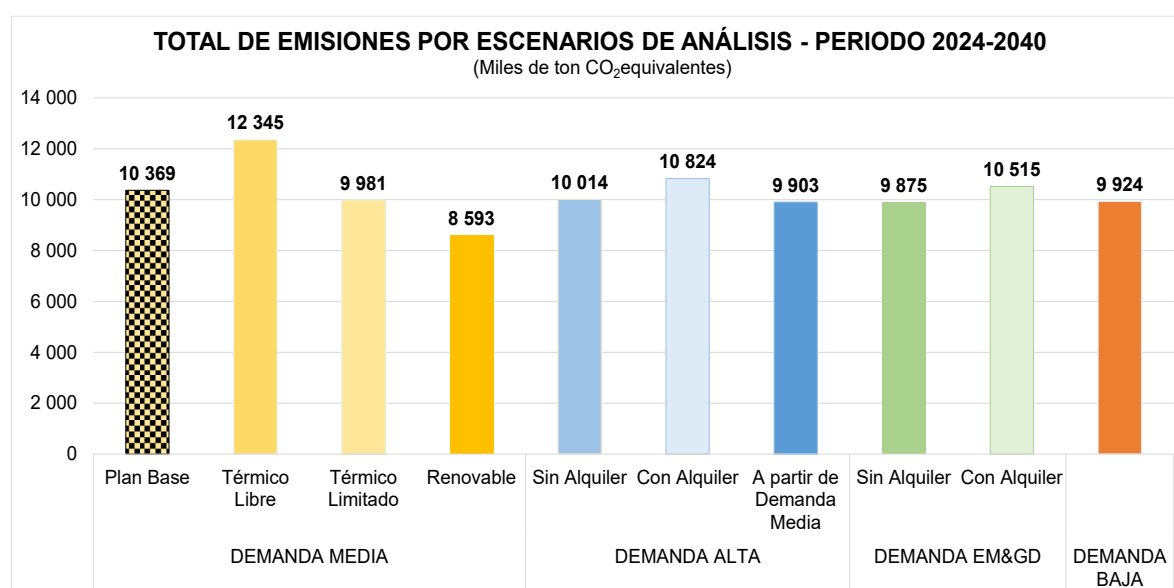


Figura 14.20 Total de emisiones de CO₂ por escenario de análisis

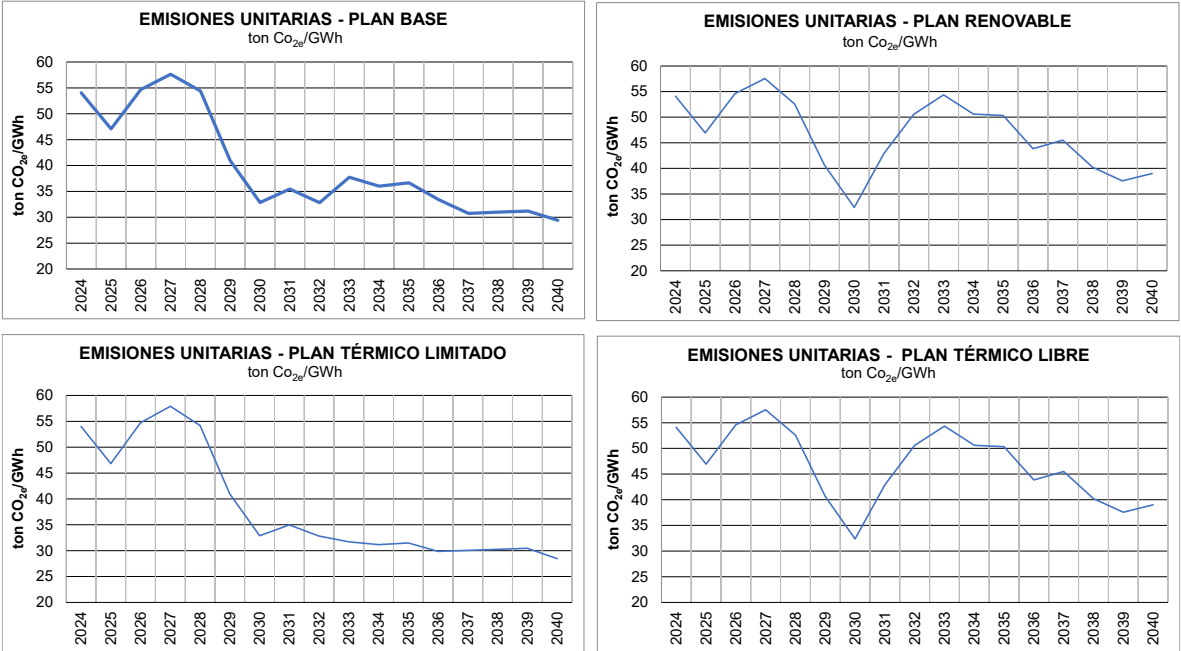
Debido a la conformación de la matriz de generación del país, casi 100% renovable, todos los casos de análisis presentan emisiones similares, con excepción del escenario con disponibilidad libre de térmico.

Como es de esperarse, el escenario con térmico libre muestra el mayor aporte de emisiones.

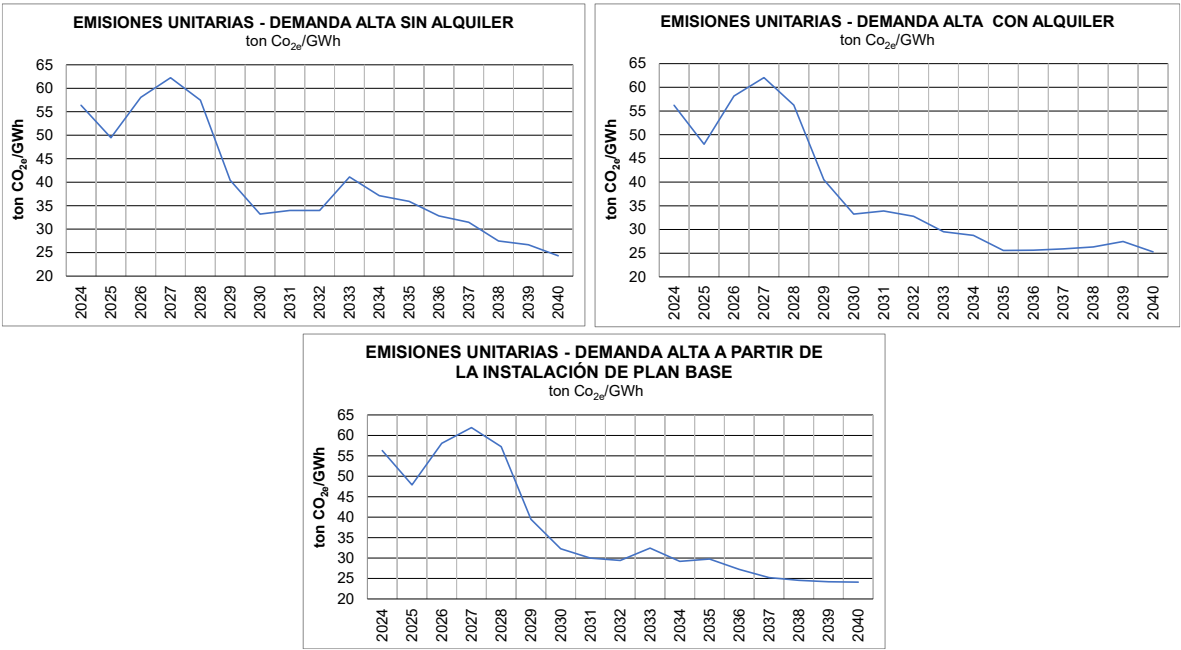
Aunque se esperaría que escenarios con mayor demanda energética resulten en mayores emisiones, los resultados no reflejan necesariamente esa condición debido a la metodología con que se estiman las emisiones. Esta metodología, fundamentada en los principios del IPCC (Panel Intergubernamental de Cambio Climático), considera índices de emisiones importantes para las plantas hidroeléctricas con embalse, que para el caso de Costa Rica, con un aporte limitado de generación térmica, las emisiones de las hidroeléctricas con embalse pesan mucho en los niveles totales de emisiones del SEN. Siguiendo esta lógica, las emisiones de las plantas hidroeléctricas con embalse se calculan con base en la

generación, de tal forma que planes con mayores requerimientos de generación en el horizonte de planeación pueden mostrar volúmenes de emisiones inferiores a los planes con menor generación, si los primeros hacen un menor uso de los embalses de regulación.

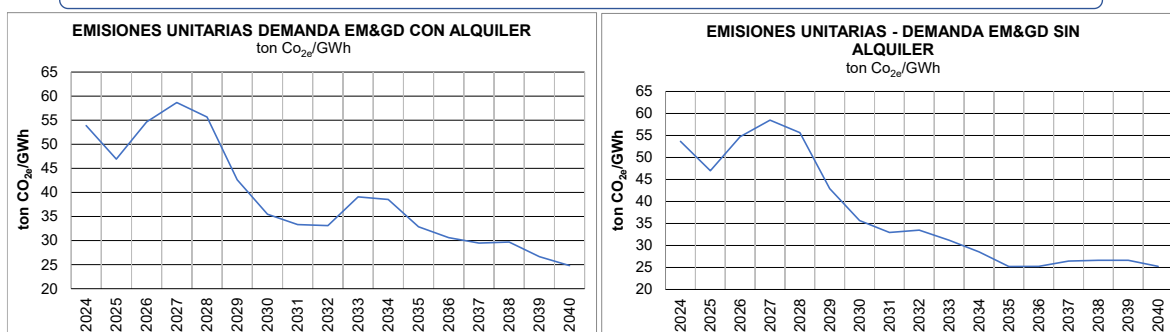
PLANES CON DEMANDA MEDIA



PLANES CON DEMANDA ALTA



PLANES CON DEMANDA DE ELECTROMOVILIDAD Y GENERACIÓN DISTRIBUIDA



PLAN CON DEMANDA BAJA

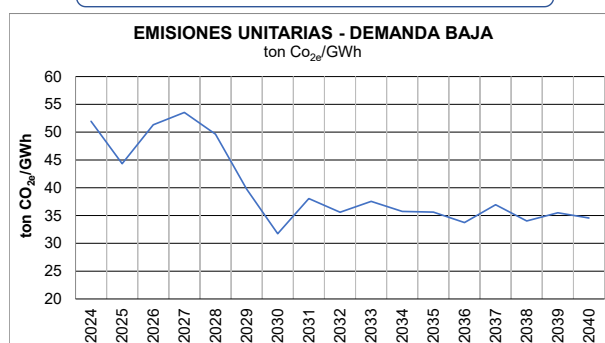


Figura 14.21 Emisiones unitarias por escenario de análisis – periodo 2024-2040

14.6 PRINCIPALES RESULTADOS DEL PLAN DE EXPANSIÓN

Los principales resultados de los estudios de expansión del PEG 2024 se centran en los siguientes elementos:

- Incorporación de gran cantidad de capacidad de generación en el corto plazo, que implica un esfuerzo considerable de ejecución de proyectos.
- Incorporación de un volumen importante de fuentes eólicas y solares en todo el horizonte de planificación, impulsada por los bajos costos de inversión de estas tecnologías.
- Desarrollo geotérmico que confirma la incorporación del PG Borinquen 2, identificado previamente en el PEG 2022 y de la plataforma PLB-01 concebida como un proyecto adicional de 12 MW en el complejo geotérmico Borinquen. Un tercer proyecto geotérmico se identifica al final de periodo.
- Necesidad de mayor capacidad térmica en el SEN, identificada en los planes como la modernización y repotenciación de la Planta Térmica Moín.
- El proyecto hidroeléctrico Fourth Cliff, identificado en el PEG 2022, se mantiene dentro del programa de proyectos del plan optimizado. Fourth Cliff es el único

proyecto con capacidad de regulación que podría incorporarse al sistema a mediados de la década siguiente, por lo que es importante continuar impulsando los estudios técnicos que permitan recomendar su mejor configuración. Otros proyectos hidroeléctricos del país que también aportan regulación no tienen aún el nivel de estudio necesario, o requieren tiempos de ejecución mayores, por lo que no podrían incorporarse al sistema antes del 2035.

- Se confirma la incorporación de bloques de almacenamiento con baterías a lo largo del horizonte del plan.
- Adicionalmente se identifican varios bloques de térmico de alquiler en el periodo 2024-2028, que se mantendrán hasta la incorporación del proyecto de modernización de la PT Moín. Un segundo bloque de alquiler se propone para el periodo 2033-2035 para colaborar en la atención de la demanda durante las indisponibilidades parciales de las hidroeléctricas Arenal y Dengo por modernización.

El conjunto de proyectos del Plan Base es consistente con la política nacional de electrificación renovable de la economía. La complementariedad entre las fuentes de energía firme y las variables es fundamental para dar sostenibilidad a las políticas de transición energética del país y brinda una buena respuesta para reaccionar ante escenarios de demanda alta.

La incorporación de energías renovables variables al sistema es muy atractiva por su bajo costo, pero es necesario simultáneamente dotar al sistema de energía firme que no dependa de condiciones climáticas y de tecnologías de regulación que permitan gestionar la variabilidad de las fuentes. La incorporación del Proyecto Geotérmico Borinquen 2, de la repotenciación de la PT Moín y del hidroeléctrico Fourth Cliff son fundamentales en el esquema óptimo de expansión de la generación en los próximos años.

14.6.1 Térmico de alquiler

En el corto plazo se requiere de varios bloques de alquiler térmico tendientes a reponer la capacidad térmica retirada en el año 2021, el atraso de los concursos de generación privada publicados en el 2023 y a una manifestación del fenómeno de El Niño particularmente seca durante varios años. Se suma a ello el pujante crecimiento de la demanda explicado en el capítulo 6.

Estos bloques de alquiler se mantendrán operando hasta la incorporación del proyecto de modernización de la PT Moín en el año 2029.

Los bloques de alquiler se mantendrán como sigue:

Tabla 14.3 Térmico de alquiler 2024-2028

Año	Térmico Alquiler (MW) Disponible anualmente
2024	140
2025	105
2026	240
2027	240
2028	240

Un segundo bloque de térmico de alquiler se programa para el periodo 2033-2035 para respaldar la salida parcial de las plantas hidroeléctricas Arenal y Dengo por modernización. Durante esos años, se indispondrán 113 MW.

Los bloques de alquiler se identifican como sigue:

Tabla 14.4 Térmico de alquiler 2033-2035

Año	Térmico Alquiler (MW) Disponible anualmente
2033	70
2034	70
2035	70

14.6.2 Capacidad requerida en el corto plazo (2024-2028)

Los resultados para el PEG 2024 confirman las necesidades de capacidad en el corto plazo identificadas en estudios preliminares durante el 2023 y 2024. Estos estudios previos motivaron el inicio de procesos de contratación de proyectos de generación privada a través de la Ley N°7200, así como la preparación de estudios de factibilidad de proyectos propios del ICE.

Del 2024 al 2028 el Plan Base prevé la instalación de una capacidad de 534 MW, sin considerar el térmico de alquiler indicado en el inciso anterior. Prácticamente la totalidad de esta capacidad instalada corresponde a tecnologías eólicas y solares, siendo el solar más del doble de la instalación eólica.

Durante este periodo se tienen programados 15 proyectos de generación que serán desarrollados por la distribuidora ESPH, el ICE y el sector privado, lo que significa un gran desafío para el país. Se incluye en este periodo el proyecto eólico El Quijote de la ESPH, la modernización de la planta eólica Tejona, la entrada en operación de los proyectos solares y eólicos privados adjudicados durante el 2024 y los proyectos solares que serán desarrollados por el ICE.

La institución debe hacer un gran esfuerzo económico y dotarse de mecanismos ágiles de desarrollo y seguimiento de proyectos para asegurar la disponibilidad de esta nueva capacidad.

En este periodo también se reincorporará la Unidad 10 de la planta Moín, que había sido retirada en el año 2021.

14.6.3 Instalación de eólico y solar

El Plan Base muestra una alta penetración de energía eólica y solar en todo el horizonte de planeación; la instalación representa 1 891 MW del total de 2 561 MW instalados en el Plan.

Entre el 2024 y 2028, el requerimiento de capacidad identificado es de 501 MW, entre el 2029 y el 2031 es de 520 MW, del 2032 al 2035 de 530 MW y para el 2036-2040 es de 340 MW. A pesar de ser tecnologías de bajo costo y rápida instalación, el potencial de energía de las fuentes eólica y solar no es comparable con el potencial de energía de las fuentes hidráulica, geotérmica y térmica, debido a su alta variabilidad. Al incorporar un alto componente de fuentes de energía renovable variable a la red, deben preverse también tecnologías de generación capaces de regular esta variabilidad para mantener la confiabilidad del sistema.

La instalación total en fuentes eólicas y solares del presente plan es muy similar a la identificada en el PEG 2022-2040.

La capacidad acumulada en diferentes periodos se muestra en la Figura 14.22.

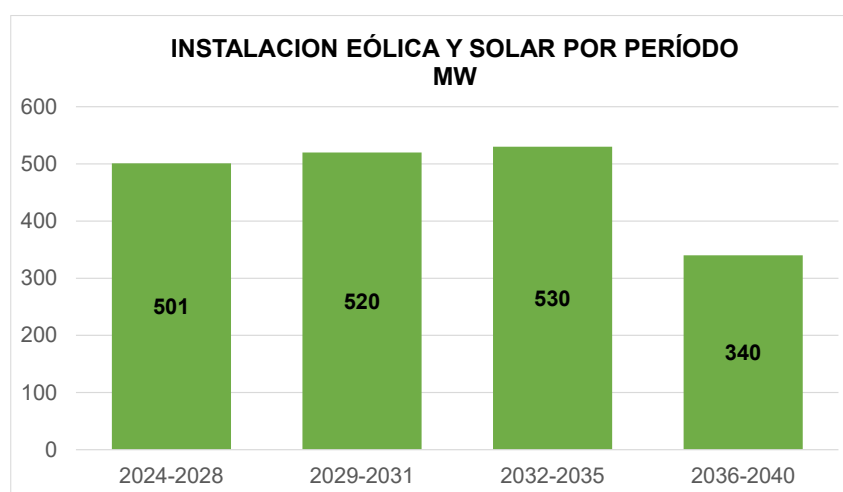


Figura 14.22 Instalación eólico y solar

14.6.4 Modernización y repotenciación de la Planta Térmica Moín

Para mantener la confiabilidad del sistema durante todo el periodo se requiere la adición de mayor capacidad térmica.

La necesidad de dotar al sistema costarricense de mayor capacidad de energía firme a costos razonables y la suficiencia de capacidad de respaldo del país para compensar la

gran variabilidad de las fuentes renovables es uno de los principales focos de atención del plan de expansión.

El problema de la energía firme y el respaldo de la variabilidad de las fuentes renovables es muy complejo. El valor de la capacidad térmica o la regulación de los embalses en un sistema de estas características no es medible a través del factor de planta o mediante precios medios de generación. El enfoque es sistémico, las plantas térmicas valorizan la energía renovable y brindan resiliencia al sistema en escenarios climáticos adversos, pero probables. Es de poco valor instalar solamente viento y solar en el sistema, si estas fuentes por sí solas no pueden garantizar la continuidad del servicio.

Los estudios realizados permiten concluir lo siguiente:

- Para mantener la confiabilidad del suministro eléctrico, los casos de estudio analizados recomiendan la incorporación de mayor térmico en el sistema antes del 2030, previo a la entrada en operación de las plantas geotérmicas y de un componente adicional de regulación hidroeléctrica.
- La necesidad identificada en el Plan Base es de 200 MW a incorporarse en el 2029. Esta solución restituye parte de la capacidad retirada en la Planta Moín en el 2021 y agrega respaldo adicional.
- La capacidad total de la Planta Moín será del orden de 370 MW.
- En la mayor parte de los casos analizados, la optimización del plan para el 2029 se decanta por turbinas de gas a ciclo simple alimentadas con diésel. El Plan Base considera esta tecnología. Debido al bajo factor de planta del térmico en el país, acorde con el desarrollo de una matriz renovable, la optimización de los planes de expansión selecciona tecnologías de bajo costo de inversión, aunque tengan costos variables de explotación elevados. Las necesidades del sistema están más asociadas a la atención de la variabilidad de corto plazo intrínseca de las fuentes renovables, por lo que las turbinas de gas se acomodan mejor que los motores de media velocidad. En general, las turbinas de gas, a pesar de tener costos operativos altos asociados al precio del diésel, han mostrado costos de inversión menores que los motores en lo que compete al equipamiento principal y auxiliares. Sin embargo, algunas de las simulaciones consideraron también motores de media velocidad (MMV) para la repotenciación de la planta Moín, o una combinación de turbinas y motores. La decisión final de la tecnología es sensible a los costos reales de inversión de cada una de estas tecnologías y requiere valorar elementos adicionales que no están considerados en el modelamiento de los planes y que deberán incluirse en los estudios para este proyecto.
- Independientemente del tipo de tecnología seleccionada para la repotenciación de Moín, los resultados asociados a decisiones clave del plan se mantienen. En la década del 2030 se visualizan la Planta Geotérmica Borinquen 2, la Plataforma PLB-01 y el Proyecto Hidroeléctrico Fourth Cliff.

La capacidad térmica del sistema se mantendrá en 10% de la capacidad total del sistema al final del periodo de planeamiento, pero en términos de beneficios al sistema el aporte es fundamental, dado que sirve de complemento de todas las fuentes de generación variables, inclusive la hidroeléctrica filo de agua. La generación térmica anual se estima para todo el

periodo de planeación en 2.5%, siendo el máximo esperado de 5% en el año 2027 en que estarán indisponibles las hidroeléctricas Cachí y Ventanas Garita.

Los porcentajes antes indicados muestran que el proyecto de modernización de la planta Moín no compromete el cumplimiento de los objetivos de descarbonización del país ni los compromisos adoptados por Costa Rica como contribuciones determinadas a nivel nacional (NDC, por sus siglas en inglés) para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero.

El plan renovable que excluye el proyecto de modernización incorpora cerca de 1 400 MW adicionales que los planes con el proyecto y tiene un sobre costo que supera los 800 millones USD en valor presente del plan.

14.6.5 Proyecto Geotérmico Borinquen 2 y Plazoleta Geotérmica PLB-01

La geotermia es un recurso energético muy valioso en un sistema de generación renovable por su aporte de energía firme al sistema. La producción de las plantas geotérmicas es independiente de las condiciones climáticas y no sufre las variaciones aleatorias ni los ciclos estacionales de las demás fuentes renovables.

Costa Rica tiene una historia de casi tres décadas de desarrollo continuo de la geotermia. Desde los estudios iniciales de identificación de yacimientos geotérmicos en la década de 1970, el ICE ha investigado reservorios y ha ejecutado proyectos geotérmicos exitosos. Estos estudios fueron la base para que el ICE concluyera con éxito la puesta en marcha de su primera planta de energía geotérmica de 55 MW en Miravalles en 1994.

Las tecnologías geotérmicas tienen poca flexibilidad para regular por sí mismas, pero al ser un recurso estable, libera recursos de regulación del sistema que pueden ser utilizados para compensar una mayor penetración de las fuentes variables. Estas características son valoradas en los procesos de optimización de los planes de expansión de modo que, el Plan Base incluye la incorporación del PG Borinquen 2 (55 MW) y el PLB-01 (12 MW). El campo geotérmico Borinquen, ubicado en la zona volcánica Rincón de la Vieja en Guanacaste fue concebido como una explotación en dos etapas. Actualmente está en ejecución la construcción del PG Borinquen 1 (55 MW), cuya entrada en operación está prevista para finales del año 2029. El segundo desarrollo, Borinquen 2 (55 MW), está previsto en el Plan Base para el año 2032. Se ha considerado una ampliación de la explotación de este campo geotérmico, introduciendo una plataforma adicional, PLB-01, de 12 MW, cuyos estudios no han concluido, pero de ser positivos se incorporaría también en el año 2032.

Para el último quinquenio del horizonte de planeación se identifica la conveniencia de un tercer desarrollo geotérmico, por lo que es importante empezar los estudios técnicos del cuarto campo geotérmico del país, después de Miravalles, Pailas y Borinquen.

14.6.6 Proyecto Hidroeléctrico Fourth Cliff

El Proyecto Hidroeléctrico Fourth Cliff fue conceptualizado para funcionar como una planta en cascada con la Planta Hidroeléctrica Reventazón. Esta condición le permite aprovechar

plenamente la capacidad del embalse Reventazón y aportar capacidad de regulación al sistema eléctrico.

El Plan Base recomienda la incorporación del Proyecto Fourth Cliff en el año 2034. Actualmente está en estudio una segunda alternativa de explotación del proyecto que deberá estar disponible en el 2025. Fourth Cliff es el único proyecto con capacidad de regulación que podría incorporarse al sistema a mediados de la década siguiente, por lo que es importante continuar impulsando los estudios técnicos que permitan recomendar su mejor configuración. Otros proyectos hidroeléctricos del país que también aportan regulación no tienen aún el nivel de estudio necesario, o requieren tiempos de ejecución mayores, por lo que no podrían incorporarse al sistema antes del 2035.

La capacidad de regulación complementa la integración de grandes cantidades de energía renovable variable y contribuirá con la seguridad operativa y de suministro eléctrico.

Históricamente, el desarrollo eléctrico del país ha considerado fuentes y tecnologías alternativas que se integran y se complementan entre sí. El Plan Base continúa con esta línea estratégica de acción. Es de destacar que el Proyecto Fourth Cliff aportaría regulación a partir de fuentes renovables, que, sumado a las energías renovables variables y a la geotermia, contribuyen al cumplimiento de las políticas nacionales de descarbonización y transición energética.

14.6.7 Almacenamiento de energía

En el PEG 2022 se analizó por primera vez el aporte del almacenamiento con baterías para el sistema costarricense y la contribución de esta tecnología se confirma en el presente ejercicio de planificación.

Los modelos de simulación aplicados en la planificación de la expansión buscan un balance económico entre la diversidad de fuentes, la instalación redundante de capacidad de generación y la capacidad de almacenamiento.

Las baterías no agregan capacidad de generación adicional al sistema para atender el crecimiento de la demanda. Para la expansión del sistema, el beneficio se percibe por la función de arbitraje, que consiste en mover energía de un periodo horario a otro, ya sea por condiciones de desabastecimiento (contingencias) o de costo de dicho abastecimiento (carga y descarga según costo marginal de la demanda). Al amortiguar la variabilidad de las fuentes renovables, se optimiza mejor el balance de oferta y demanda y se reducen los costos del sistema.

Las baterías son tecnologías para gestionar la gran volatilidad de las fuentes de generación eólica y solar. Sirven para desacoplar la disponibilidad de energía del patrón periódico y aleatorio de corto plazo de estas fuentes (horario, diario y semanal) y entregar electricidad a la red de acuerdo con las necesidades de la demanda.

El Plan Base incluye la incorporación de 120 MW de baterías de 4 horas de generación. Los bloques de almacenamiento se integran al SEN en el 2031 y 2034.

La incorporación de plantas térmicas de alquiler en los próximos años, la Modernización y Repotenciación de la Planta Térmica Moín prevista para el 2029 y la incorporación de la

Planta Geotérmica Borinquen 1 en el 2030, reduce la presión inmediata por la disponibilidad de baterías antes del 2030. Sin embargo, debido a la gran cantidad de proyectos eólicos y solares que estarán en ejecución del 2025 al 2029 y a la posibilidad de ajustar los plazos del térmico de alquiler en función de la velocidad de ejecución de la Modernización de Moín, se recomienda continuar con el desarrollo de los estudios para una posible incorporación del primer bloque de baterías entre el 2028 y 2029.

En los estudios del PEG 2024 las baterías se utilizan para arbitraje de los costos marginales del sistema de generación. Particularmente es interesante la valorización que puede hacerse de los excedentes momentáneos que normalmente presenta un sistema renovable. Aplicaciones de baterías para gestionar congestiones de transmisión o de distribución no forman parte del alcance del plan y son beneficios adicionales no cuantificados en esta evaluación.

En esa función de arbitraje, las baterías resultaron particularmente atractivas para el sistema, a diferencia del turbo-bombeo que, si bien proporciona estas mismas funciones, no resulta tan atractivo porque el costo es mayor.

Se debe tener presente que la capacidad de regulación de las baterías se circunscribe a periodos de carga/descarga relativamente cortos (de horas). La tecnología actual y previsible no permite considerar almacenamientos económicos para variaciones estacionales, como las que experimentan los caudales en las plantas hidroeléctricas sin grandes embalses de regulación.

14.6.8 Biomasa

La explotación de la biomasa en Costa Rica está asociada principalmente con los ingenios azucareros que están en capacidad de producir un excedente de energía por encima de sus necesidades propias, a un bajo costo.

En las simulaciones del PEG 2024 se valoraron muy bien los proyectos de biomasa que se habilitaron como candidatos en casi todos los escenarios de análisis valorados. En el Plan Base se agrega toda la biomasa tan pronto está disponible, debido a que la estacionalidad del cultivo de la caña de azúcar se complementa con la estacionalidad de las plantas hidroeléctricas.

Estos proyectos candidatos representan desarrollos genéricos, aún no identificados, que brindan una señal de la avidez del sistema por este tipo de tecnología.

El PEG 2024 incorpora 80 MW del 2030 al 2032.

15 CARACTERÍSTICAS DEL PLAN RECOMENDADO

15.1 PLAN RECOMENDADO 2024-2040

El Plan Recomendado se presenta en la Tabla 15.1. Este plan corresponde al programa de obras para atender el escenario de demanda media, descrito anteriormente como Plan Base. El valor presente del plan para el periodo 2024-2040 es de 2 450 millones de USD, de los cuales 1 756.3 millones de USD corresponden al costo de inversión, 678.5 millones de USD al costo operativo y 15.4 millones de USD al costo de energía no suministrada. Todos los costos están expresados en dólares de diciembre de 2023.

El conjunto de proyectos del plan recomendado muestra que la incorporación de energías renovables variables al sistema es muy atractiva por su bajo costo, pero su desarrollo obliga a dotar al sistema de tecnologías de regulación que permitan gestionar la variabilidad de las fuentes y de energía firme que no dependa de condiciones climáticas. Por este motivo, la incorporación del Proyecto Hidroeléctrico Fourth Cliff y el geotérmico Borinquen 2 son fundamentales en el esquema óptimo de expansión de la generación en los próximos años.

El Plan de Expansión Recomendado es consistente con la política nacional de electrificación renovable de la economía. La complementariedad entre las fuentes de energía firme y las variables es fundamental para dar sostenibilidad a las políticas de transición energética del país y brindan una buena respuesta para reaccionar ante escenarios de demanda alta.

Tabla 15.1 Plan de expansión de la generación 2024-2040

PLAN DE EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN 2024-2040									
Año	DEMANDA				OFERTA				
	Energía GWh	% crec	Potencia MW	% crec	Mes	Proyecto	Fuente	Potencia MW	Capacidad Instalada MW
Capacidad instalada al 31 de dic del 2023:									3499
2024	12 807	4.2%	1 915	2.8%	4	Huacas	Solar	5	3 504
					4	Térmico Alquiler	Térmico	140	3 644
					5	Garabito	Térmico	-18	3 626
					8	Garita	Hidro	-40	3 586
					9	Dengo	Hidro	-58	3 528
					12	Garita	Hidro	20	3 548
					12	Térmico Alquiler	Térmico	-35	3 513
2025	13 241	3.4%	1 968	2.8%	1	Dengo	Hidro	58	3 571
					1	Garita	Hidro	20	3 591
					1	Reincorporación Ud 10, PT Moin	Térmico	33	3 624
					1	Importación ¹	Térmico	35	3 659
					3	Garabito	Térmico	18	3 677
					6	Arenal	Hidro	-55	3 622
					6	Dengo	Hidro	-58	3 564
					6	Importación	Térmico	-35	3 529
					7	Arenal	Hidro	55	3 584
					8	Tejona	Eólico	-10	3 574
					9	Arenal	Hidro	-55	3 519
					9	Boca de Pozo	Geotérmico	-5	3 514
					10	Arenal	Hidro	55	3 569
					12	Arenal	Hidro	-55	3 514
					12	Boca de Pozo	Geotérmico	5	3 519
					12	Quijote	Eólico	33	3 552
					12	Eólico fin contrato GP	Eólico	-20	3 532
2026	13 642	3.0%	2 013	2.3%	1	Arenal	Hidro	55	3 587
					1	Dengo	Hidro	58	3 645
					1	Térmico Alquiler	Térmico	135	3 780
					6	Térmico Alquiler	Térmico	-105	3 675
					7	Sandillal	Hidro	-15	3 660
					7	Cachi 2	Hidro	-80	3 580
					12	Sandillal	Hidro	15	3 595
					12	Cachi 2	Hidro	80	3 675
2027	13 993	2.6%	2 052	2.0%	1	Térmico Alquiler	Térmico	105	3 780
					1	Tejona Repotenciación	Eólico	42	3 822
					1	San Antonio	Solar	10	3 832
					1	Numu	Solar	20	3 852
					1	Los Tcales	Solar	20	3 872
					1	Los Mangos	Solar	10	3 882
					1	Colorado GP	Solar	16	3 898
					1	Las Cañas	Solar	20	3 918
					7	Sandillal	Hidro	-15	3 903
					7	Cachi 2	Hidro	-159	3 744
					8	Ventanas-Garita	Hidro	-100	3 644
					9	Abangares	Solar	67	3 711
					9	Las Delicias	Solar	78	3 789
					12	Sandillal	Hidro	15	3 804
2028	14 380	2.8%	2 092	2.0%	1	Cachi 2	Hidro	159	3 963
					1	Las Pavas	Eólico	20	3 983
					1	Montosa	Eólico	20	4 003
					1	San Jorge	Eólico	20	4 023
					1	Solar	Solar	100	4 123
					1	MOVASA 2	Eólico	20	4 143
2029	14 760	2.6%	2 142	2.4%	1	Echandi	Hidro	-5	4 138
					1	Modernización Moin	Térmico	200	4 338
					1	Retiro Térmico de Alquiler	Térmico	-240	4 098
					1	Eólico	Eólico	100	4 198
					1	Solar	Solar	200	4 398
					7	Arenal	Hidro	-55	4 343
					7	Ventanas-Garita	Hidro	100	4 443
					12	Arenal	Hidro	55	4 498
					12	Borinquen 1	Geotérmico	55	4 553
2030	15 123	2.5%	2 185	2.0%	1	Echandi	Hidro	5	4 558
					1	Boca de Pozo	Geotérmico	-5	4 554
					1	Biomasa	Biomasa	20	4 574
					7	Arenal	Hidro	-55	4 519
					12	Arenal	Hidro	55	4 574
2031	15 472	2.3%	2 227	1.9%	1	Baterías	Baterías	30	4 604
					1	Miravalles1	Geotérmico	-50	4 554
					1	Boca de Pozo	Geotérmico	5	4 558
					1	PCH PAACUME	Hidro	7	4 565
					1	Biomasa	Biomasa	20	4 585
					1	Eólico	Eólico	150	4 735
					1	Solar	Solar	70	4 805
					7	Arenal	Hidro	-55	4 750
					12	Arenal	Hidro	55	4 805
2032	15 813	2.2%	2 263	1.6%	1	Borinquen 2	Geotérmico	55	4 860
					1	Plazoleta PLB-01	Geotérmico	12	4 872
					1	Miravalles 3	Geotérmico	-26	4 846
					1	Miravalles1	Geotérmico	35	4 881
					1	Miravalles2	Geotérmico	-50	4 831
					1	Solar	Solar	300	5 131
					1	Biomasa	Biomasa	40	5 171
2033	16 145	2.1%	2 313	2.2%	1	Arenal	Hidro	-55	5 116
					1	Dengo	Hidro	-58	5 058
					1	Térmico de Alquiler	Térmico	70	5 128
					1	Miravalles 3	Geotérmico	20	5 148
					1	Miravalles2	Geotérmico	35	5 183
2034	16 470	2.0%	2 356	1.9%	1	Fourth Cliff	Hidro	53	5 236
					1	Baterías	Baterías	90	5 326
					1	Solar	Solar	160	5 486
2035	16 780	1.9%	2 399	1.8%	1	Solar	Solar	70	5 556
2036	17 072	1.7%	2 432	1.4%	1	Arenal	Hidro	55	5 611
					1	Dengo	Hidro	58	5 669
					1	Sandillal	Hidro	-15	5 654
					1	Retiro Térmico de Alquiler	Térmico	-70	5 584
2037	17 343	1.6%	2 477	1.8%	1	Eólico	Eólico	120	5 704
					1	Solar	Solar	50	5 754
2038	17 593	1.4%	2 512	1.4%	1	Sandillal	Hidro	15	5 769
					1	Geotérmico	Geotérmico	55	5 824
2039	17 821	1.3%	2 544	1.3%					5 824
2040	18 029	1.2%	2 566	0.9%	1	Eólico	Eólico	140	5 964
					1	Solar	Solar	30	5 994

Notas

¹ Los estudios de expansión de la generación se simulan considerando el sistema costarricense aislado, sin importaciones. En el 2025 se identificó un requerimiento adicional de 35 MW que no podrá ser atendido con un bloque de alquiler térmico. Esta capacidad debe ser procurada en el mercado de importación para mantener los balances energéticos.

15.2 CAPACIDAD INSTALADA Y GENERACIÓN

La Figura 15.1 muestra la instalación anual por tipo de fuente del Plan Recomendado. Se incluye únicamente los proyectos nuevos y los bloques térmicos de alquiler temporal; no se muestran los retiros de plantas ni las modernizaciones.

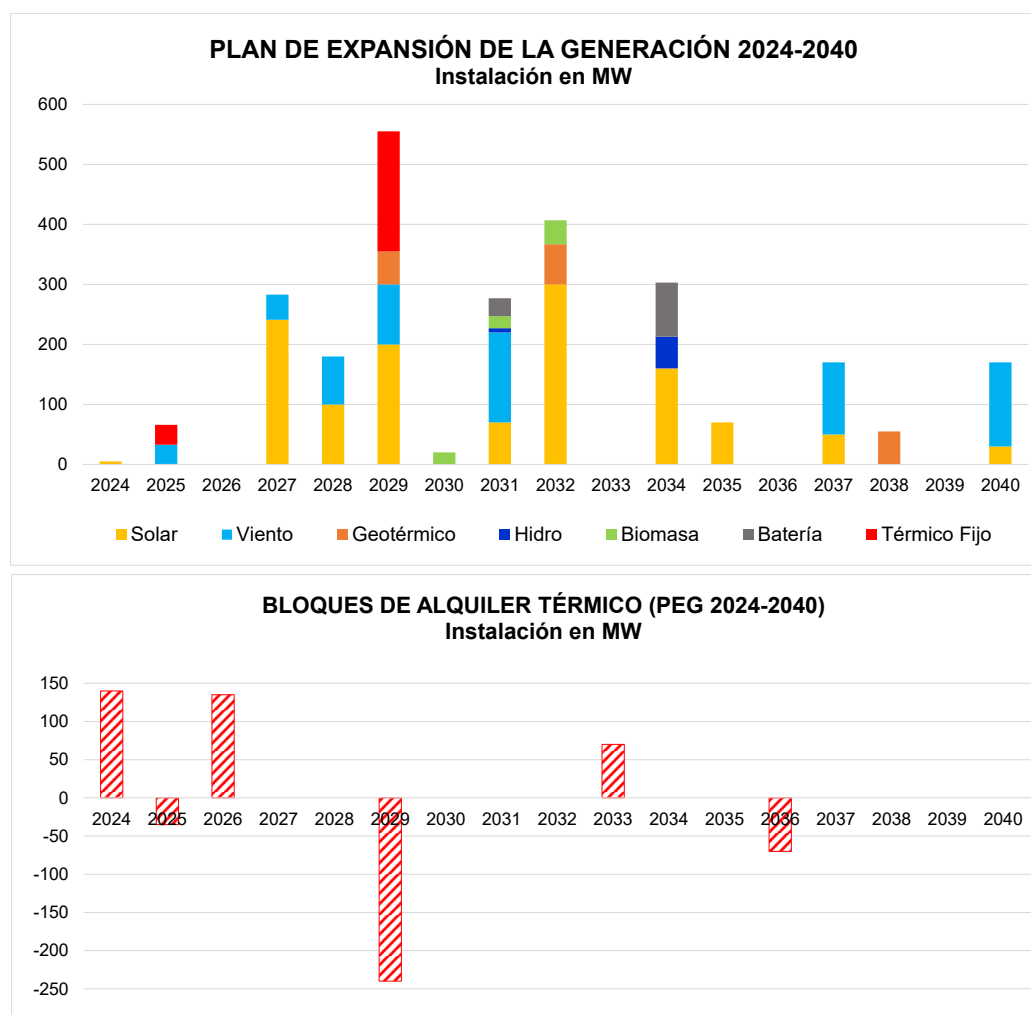


Figura 15.1 Plan de Expansión de la Generación 2024-2040 y bloques de alquiler térmico
Instalación en MW

La instalación acumulada anual se muestra en la Figura 15.2. Obsérvese la gran instalación de capacidad identificada en los años 2027, 2029, 2031, 2032 y 2034 para atender las salidas temporales por modernización de plantas, cuya generación tiene un gran impacto en el SEN: PH Cachí, PH Ventanas Garita, PG Miravalles 1,2 y 3, PH Arenal y PH Dengo.

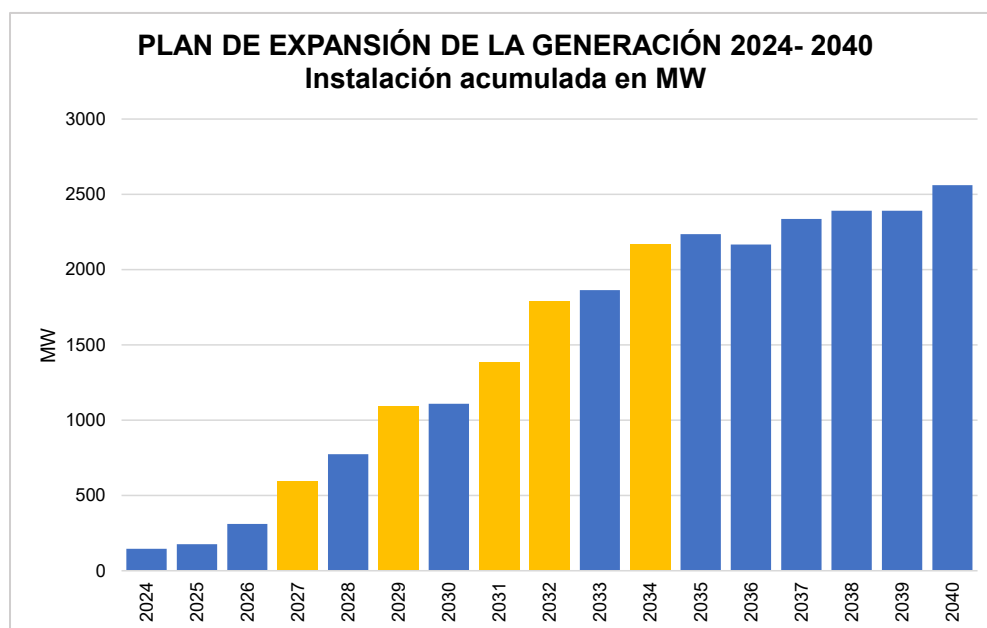


Figura 15.2 Plan de expansión de la generación 2024-2040. Instalación acumulada anual en MW.

El crecimiento esperado de la capacidad instalada total del país por tipo de fuente se muestra en la Figura 15.3. La capacidad instalada alcanza 5 994 MW para el año 2040, con un crecimiento interanual promedio de 3.2% en el periodo 2024-2040.

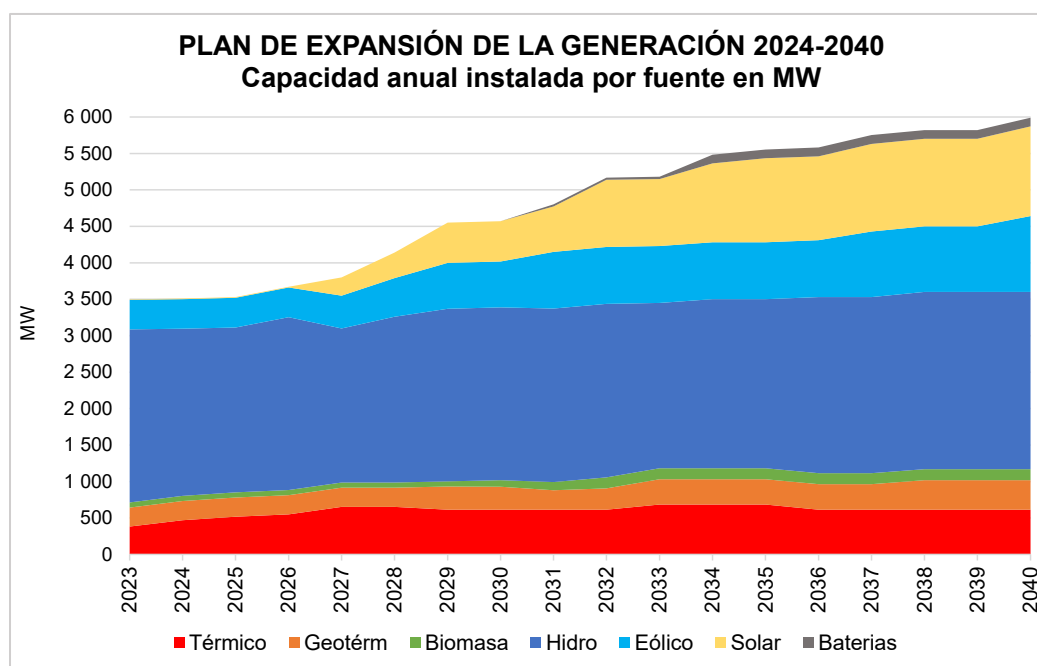


Figura 15.3 Plan de expansión de la generación 2024-2040. Capacidad anual instalada por fuente en MW

La capacidad instalada es creciente en todo el horizonte del plan de expansión. En los años 2028 y 2029 existen adiciones importantes de proyectos renovables variables. La incorporación de los proyectos Borinquen 1 (55 MW) en 2029, Borinquen 2 (55 MW) en 2032 y Fourth Cliff (53 MW) en 2034 es notoria. A partir del 2031 se introduce almacenamiento con baterías en el sistema.

La Tabla 15.2 y la Figura 15.4 muestran el porcentaje de la capacidad instalada anual para las diferentes fuentes en el periodo 2024-2040.

Tabla 15.2 Capacidad anual instalada en 2024-2040.

CAPACIDAD ANUAL INSTALADA 2024-2040																	
Año	MW								Porcentaje								
	Térmico	Baterías	Biomasa	Solar	Eólico	Hidro	Geotérm	Total	Térmico	Baterías	Biomasa	Solar	Eólico	Hidro	Geotérm	Total	
2023	381	0	71	5	404	2 372	263	3 496	11%	0%	2%	0%	12%	68%	8%	100%	
2024	468	0	71	10	404	2 294	263	3 510	13%	0%	2%	0%	12%	65%	7%	100%	
2025	519	0	71	10	408	2 259	263	3 529	15%	0%	2%	0%	12%	64%	7%	100%	
2026	549	0	71	10	408	2 372	263	3 672	15%	0%	2%	0%	11%	65%	7%	100%	
2027	654	0	71	252	450	2 113	263	3 801	17%	0%	2%	7%	12%	56%	7%	100%	
2028	654	0	71	352	530	2 272	263	4 140	16%	0%	2%	8%	13%	55%	6%	100%	
2029	614	0	71	552	630	2 367	318	4 551	13%	0%	2%	12%	14%	52%	7%	100%	
2030	614	0	91	552	630	2 372	313	4 571	13%	0%	2%	12%	14%	52%	7%	100%	
2031	614	30	111	622	780	2 379	268	4 802	13%	1%	2%	13%	16%	50%	6%	100%	
2032	614	30	151	922	780	2 379	294	5 168	12%	1%	3%	18%	15%	46%	6%	100%	
2033	684	30	151	922	780	2 266	349	5 180	13%	1%	3%	18%	15%	44%	7%	100%	
2034	684	120	151	1 082	780	2 319	349	5 483	12%	2%	3%	20%	14%	42%	6%	100%	
2035	684	120	151	1 152	780	2 319	349	5 553	12%	2%	3%	21%	14%	42%	6%	100%	
2036	614	120	151	1 152	780	2 417	349	5 581	11%	2%	3%	21%	14%	43%	6%	100%	
2037	614	120	151	1 202	900	2 417	349	5 751	11%	2%	3%	21%	16%	42%	6%	100%	
2038	614	120	151	1 202	900	2 432	404	5 821	11%	2%	3%	21%	15%	42%	7%	100%	
2039	614	120	151	1 202	900	2 432	404	5 821	11%	2%	3%	21%	15%	42%	7%	100%	
2040	614	120	151	1 232	1 040	2 432	404	5 991	10%	2%	3%	21%	17%	41%	7%	100%	

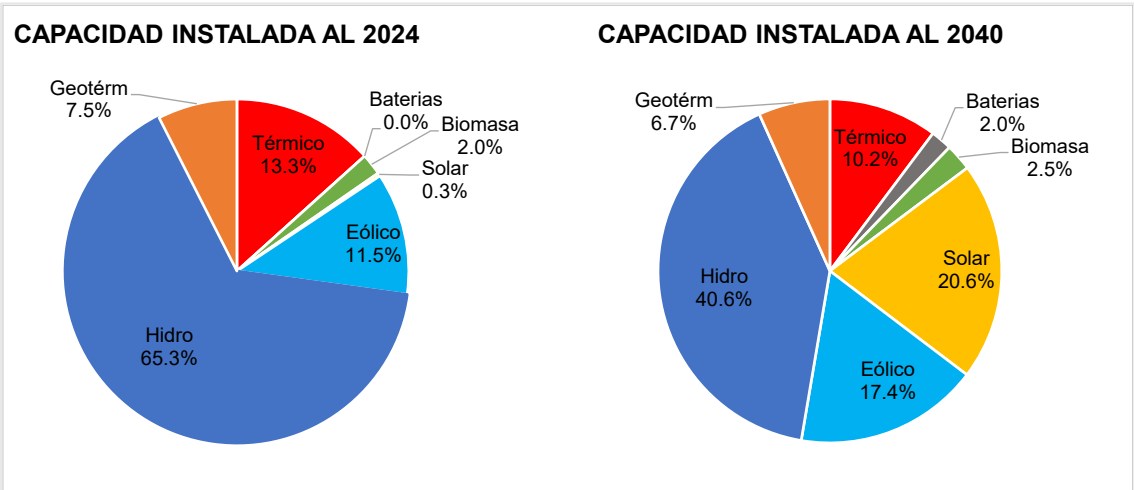


Figura 15.4 Capacidad instalada por fuente al 2024 y al 2040

La generación esperada acumulada del periodo 2024-2040 por tipo de tecnología es de 7.7% solar, 0.9% biomasa, 17% eólica, 58.3% hidroeléctrica y 14.7% geotérmica. El térmico, utilizado sólo como complemento de toda la matriz renovable, cubrirá el 1.3% de la generación acumulada. La Tabla 15.3 y la Figura 15.5 muestran la generación esperada por tipo de fuente.

Tabla 15.3 Generación anual esperada 2024-2040

GENERACIÓN ANUAL ESPERADA 2024-2040														
Año	GWh							Porcentaje						
	Térmico	Solar	Biomasa	Eólico	Hidro	Geotérm	Total	Térmico ⁽¹⁾	Solar	Biomasa	Eólico	Hidro	Geotérm	Total
2024	362	15	74	1 580	8 937	1 839	12 807	2.8%	0.1%	0.6%	12.3%	69.8%	14.4%	100%
2025	303	17	74	1 579	9 438	1 829	13 241	2.3%	0.1%	0.6%	11.9%	71.3%	13.8%	100%
2026	396	18	74	1 630	9 686	1 839	13 642	2.9%	0.1%	0.5%	12.0%	71.0%	13.5%	100%
2027	482	269	74	1 809	9 520	1 839	13 993	3.4%	1.9%	0.5%	12.9%	68.0%	13.1%	100%
2028	459	611	74	2 084	9 313	1 839	14 380	3.2%	4.3%	0.5%	14.5%	64.8%	12.8%	100%
2029	226	976	73	2 531	9 068	1 885	14 760	1.5%	6.6%	0.5%	17.2%	61.4%	12.8%	100%
2030	173	980	109	2 539	9 059	2 263	15 123	1.1%	6.5%	0.7%	16.8%	59.9%	15.0%	100%
2031	147	1 050	140	2 993	9 249	1 893	15 472	0.9%	6.8%	0.9%	19.3%	59.8%	12.2%	100%
2032	82	1 430	204	2 685	9 299	2 114	15 813	0.5%	9.0%	1.3%	17.0%	58.8%	13.4%	100%
2033	180	1 536	197	2 802	8 862	2 568	16 145	1.1%	9.5%	1.2%	17.4%	54.9%	15.9%	100%
2034	159	1 834	200	2 928	8 780	2 568	16 471	1.0%	11.1%	1.2%	17.8%	53.3%	15.6%	100%
2035	183	1 905	200	2 886	9 037	2 568	16 780	1.1%	11.4%	1.2%	17.2%	53.9%	15.3%	100%
2036	114	1 905	204	2 883	9 399	2 568	17 072	0.7%	11.2%	1.2%	16.9%	55.1%	15.0%	100%
2037	74	1 981	205	3 383	9 131	2 568	17 343	0.4%	11.4%	1.2%	19.5%	52.7%	14.8%	100%
2038	49	1 940	203	3 320	9 051	3 030	17 593	0.3%	11.0%	1.2%	18.9%	51.4%	17.2%	100%
2039	67	2 039	207	3 483	8 994	3 030	17 821	0.4%	11.4%	1.2%	19.5%	50.5%	17.0%	100%
2040	43	2 061	205	4 059	8 631	3 030	18 029	0.2%	11.4%	1.1%	22.5%	47.9%	16.8%	100%
Total	3 500	20 566	2 516	45 176	155 456	39 271	266 484	1.3%	7.7%	0.9%	17.0%	58.3%	14.7%	100%

⁽¹⁾ Incluye la energía no servida estimada.

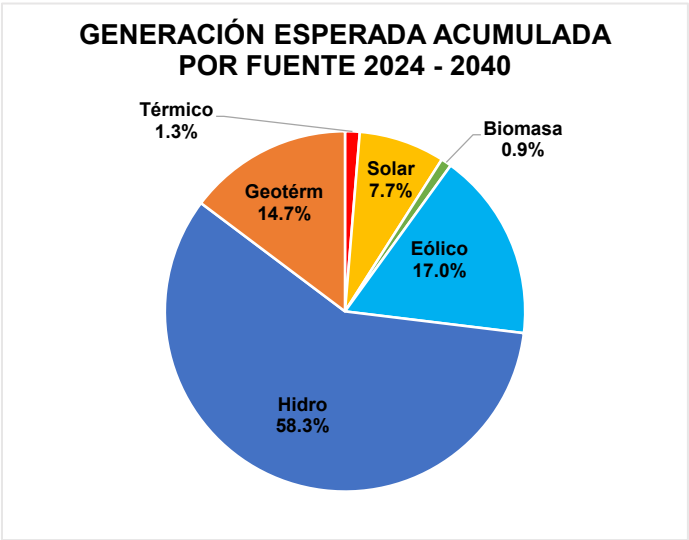


Figura 15.5 Generación esperada acumulada por fuente 2024-2040

Los valores indicados en la Tabla 15.3 representan la generación esperada a partir del promedio de los resultados obtenidos con 59 escenarios climáticos (1965-2023) mediante el modelo de simulación SDDP. La generación hidroeléctrica y térmica, por su carácter de respaldo, dependen de las condiciones climáticas presentes.

El Anexo A6 muestra la generación estimada para cada una de las plantas del SEN. El Anexo A7 muestra el consumo de combustibles estimado de las plantas térmicas y el Anexo A8 muestra el costo variable de operación de las plantas térmicas. Estas proyecciones son estimaciones para el planeamiento de largo plazo. Pronósticos detallados del corto plazo son elaborados por DOCSE para el planeamiento operativo.

15.3 DÉFICIT DE ENERGÍA

La energía no servida, o déficit, se muestra en la Figura 15.6 como porcentaje de la demanda semanal, para las 59 series climáticas. Se observa que durante todo el periodo se presentan déficits de energía. Sin embargo, se satisfacen los criterios de confiabilidad explicados en la sección 9.5.

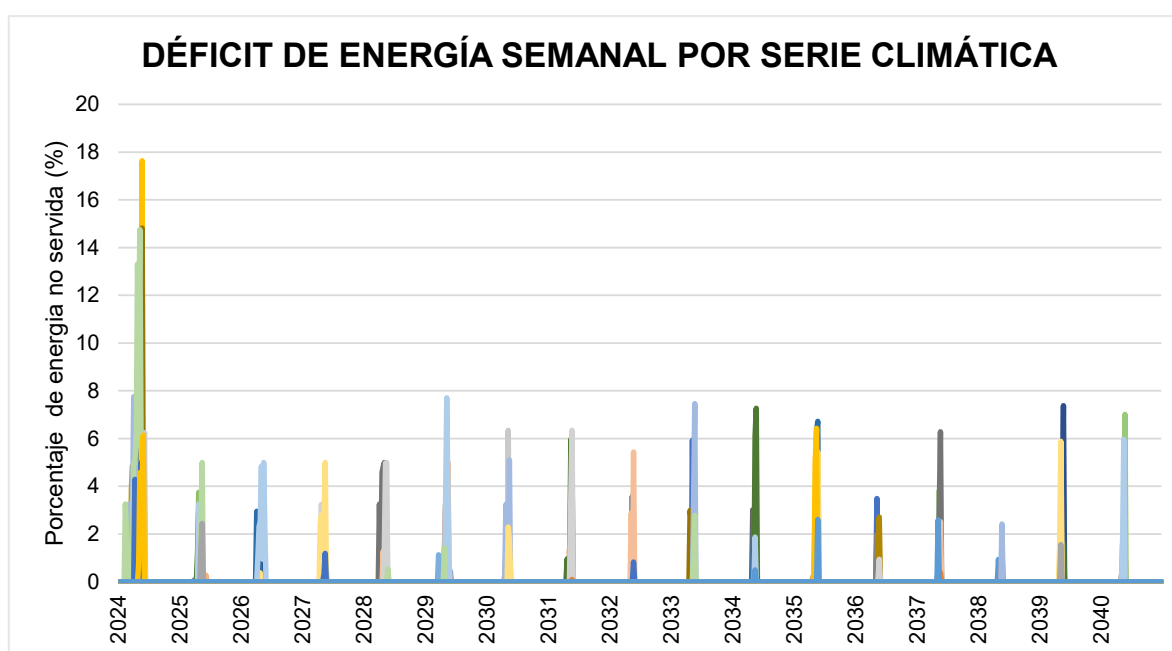


Figura 15.6 Déficit de energía semanal por serie climática

15.4 EMISIONES

Las emisiones del sistema dependen de la composición y utilización del parque generador. Para calcular las emisiones de CO₂ equivalente se recurre a coeficientes medios por tecnología. Para las tecnologías presentes en el PEG, las emisiones se calculan usando los índices de la Tabla 7.4. Con estos coeficientes y la generación por tipo de tecnología se estiman las emisiones por fuente y las emisiones unitarias para el sistema de generación.

El comportamiento anual de las emisiones se ilustra en la Figura 15.7. El detalle de las emisiones anuales por fuente se muestra en la en la Tabla 15.4.

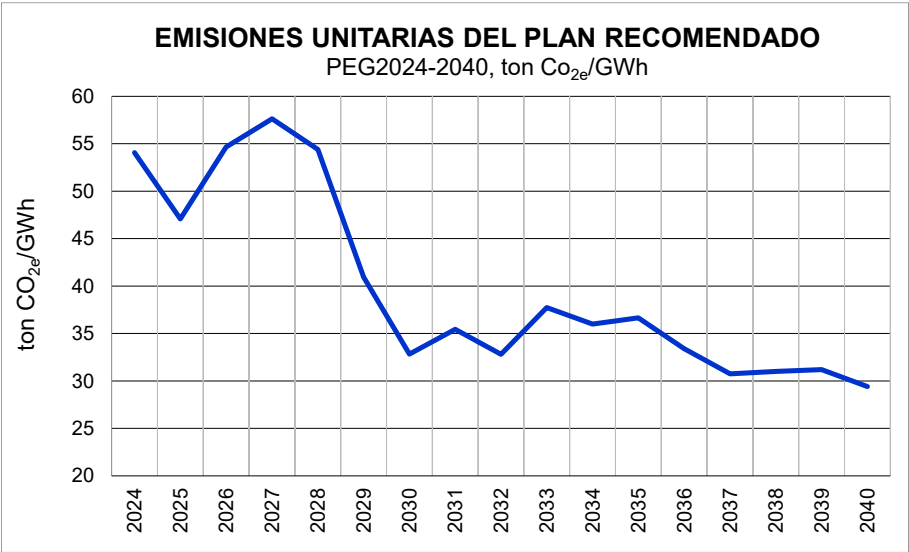


Figura 15.7 Emisiones unitarias del Plan Recomendado. PEG 2024-2040 (ton CO₂ equivalente/GWh)

Tabla 15.4 Emisiones de CO₂ equivalente por fuente para el Plan Recomendado

EMISIONES CO ₂ equivalente POR FUENTE PARA EL PLAN RECOMENDADO																			
Año	Generación ⁽¹⁾ GWh										Emisiones Miles de ton CO ₂ equiv								Emisiones unitarias ton CO ₂ /GWh
	Hidro embalse ⁽²⁾	Hidro filo agua	Eólico	Biomasa	Solar	Geoter ⁽³⁾	Geoter P29	Diésel	Bunker	Total	Hidro embalse ⁽²⁾	Biomasa	Geoter ⁽³⁾	Geoter P29	Renovable Variable ⁽⁴⁾	Diésel	Bunker	Total	SEN
2024	6 847	2 090	1 580	74	15	1 801	38	78	276	12 799	206	0.4	121	95	0	64	206	692	54
2025	7 360	2 079	1 579	74	17	1 801	28	46	230	13 213	222	0.4	121	71	0	38	171	622	47
2026	7 529	2 157	1 630	74	18	1 801	38	116	279	13 641	227	0.4	121	95	0	95	208	746	55
2027	7 375	2 145	1 809	74	269	1 801	38	121	361	13 993	222	0.4	121	95	0	99	269	806	58
2028	7 102	2 211	2 084	74	611	1 801	38	138	321	14 380	214	0.4	121	95	0	113	239	782	54
2029	7 059	2 010	2 531	73	976	1 847	38	56	171	14 759	212	0.4	124	95	0	46	127	604	41
2030	7 058	2 001	2 539	109	980	2 263	0	42	130	15 122	212	0.6	152	0	0	34	97	497	33
2031	7 209	2 040	2 993	140	1 050	1 855	38	32	114	15 472	217	0.8	124	95	0	27	85	548	35
2032	7 361	1 938	2 685	204	1 430	2 077	38	14	68	15 813	222	1.1	139	95	0	12	50	519	33
2033	6 854	2 009	2 802	197	1 536	2 530	38	43	137	16 145	206	1.1	170	95	0	35	102	609	38
2034	6 842	1 938	2 928	200	1 834	2 530	38	40	119	16 470	206	1.1	170	95	0	33	89	593	36
2035	6 978	2 060	2 886	200	1 905	2 530	38	47	135	16 779	210	1.1	170	95	0	39	101	615	37
2036	7 242	2 157	2 883	204	1 905	2 530	38	23	91	17 072	218	1.1	170	95	0	18	68	570	33
2037	7 024	2 107	3 383	205	1 981	2 530	38	14	60	17 343	211	1.1	170	95	0	12	44	533	31
2038	7 030	2 021	3 320	203	1 940	2 992	38	9	40	17 593	212	1.1	201	95	0	7	30	545	31
2039	6 923	2 072	3 483	207	2 039	2 992	38	14	53	17 821	208	1.1	201	95	0	12	39	556	31
2040	6 672	1 959	4 059	205	2 061	2 992	38	10	33	18 029	201	1.1	201	95	0	8	25	530	29

1) En el año 2025 se previó una importación de 27 GWh. Esta generación no provoca emisiones a nivel nacional porque conforme a metodología internacional de cálculo de emisiones, éstas se contabilizan en el país de origen.

2) En el caso de plantas hidroléctricas se hace diferenciación entre plantas filo de agua y con embalse. Sólo las plantas con embalse generan emisiones significativas, las filo de agua se aproximan con emisiones con valor nulo. Las plantas con embalse consideradas en los cálculos de emisiones son: Angostura, Arenal-Dengo, Cachi, Cariblanco, Garita, Río Macho, General, Peñas Blancas, Pirris, Reventazón, Ventanas Garita, Sandillal, Toro I, Toro II, Brasil, Balsa Inferior, Cote, Pocosol-Agua Zarcas, Los Negros II y Chucás. Además se incluye el proyecto futuro Río Piedras.

3) Para las plantas geotérmicas se diferencian las emisiones asociadas al Pozo 29 (Boca de Pozo), cuyo promedio está por encima del promedio de todo el parque geotérmico nacional.

4) La generación de plantas eólicas, solares y las hidroeléctricas filo de agua provocan cero emisiones.

15.5 COSTOS MARGINALES

15.5.1 Costo marginal de corto plazo

El costo marginal de corto plazo (CMCP) representa el comportamiento del costo operativo del SEN durante todo el horizonte de planificación. En sistemas eléctricos con expansiones renovables, a medida que se progresa hacia una mayor penetración de estas fuentes, el CMCP presenta una tendencia decreciente, llegando a ser casi nulo en algunos periodos del año. En Costa Rica este fenómeno se presenta desde hace varios años debido a las políticas nacionales que han incentivado el desarrollo de una matriz renovable. La Figura 15.8 muestra los costos marginales semanales para el Plan Recomendado.

Los datos representan el promedio semanal de los resultados obtenidos con 59 escenarios climáticos (1965-2023) mediante el modelo de simulación SDDP. Se muestra también la dispersión de los resultados obtenidos con los percentiles 10% y 90% (franja gris).

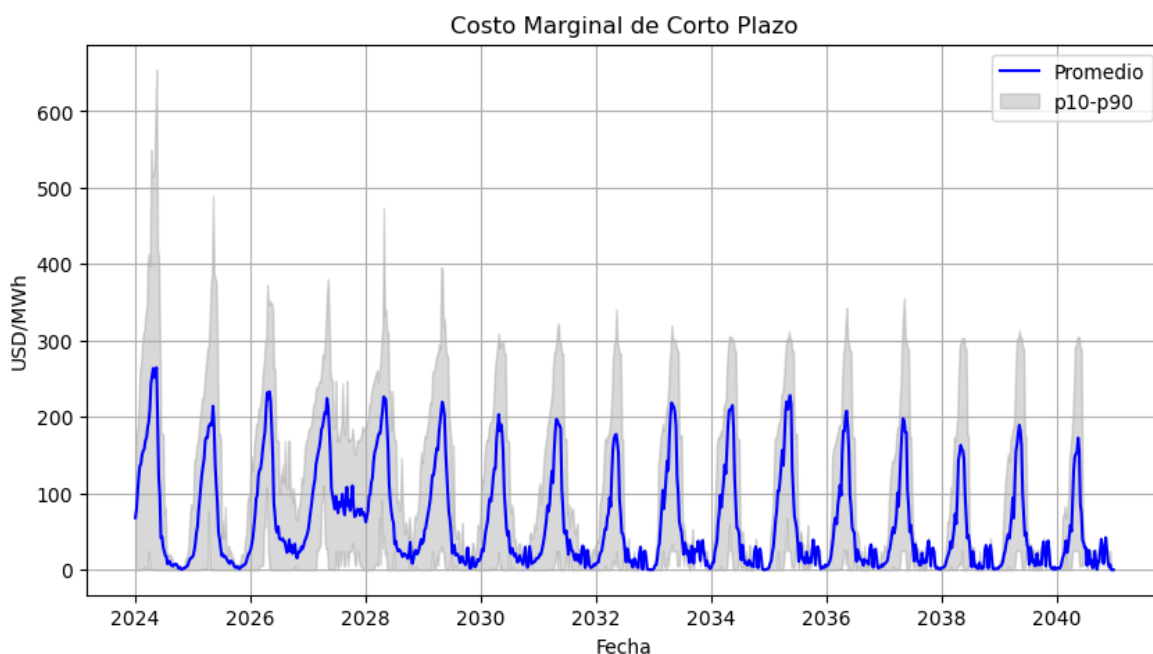


Figura 15.8 Costo marginal de corto plazo, PEG 2024-2040

El comportamiento del CMCP es cíclico, con valores altos durante los meses más secos del año y tendientes a cero durante los meses húmedos.

En los primeros años del plan se presentan los CMCP más altos del periodo, que disminuyen con la incorporación de las plantas eólicas y solares a partir del 2028, la energía firme del PG Borinquen 1 en el 2029, y los proyectos Borinquen 2 y Fourth Cliff entre el 2032 y 2034. La modernización de las hidroeléctricas Ventanas Garita y Cachí en el invierno

del 2027, la modernización de las plantas Miravalles en el 2031 y 2032 y de las plantas Arenal y Dengo del 2033 a 2035, imponen condiciones exigentes al SEN que provocan un aumento en los CMCP en esos periodos. Obsérvese que en el invierno del 2027 el comportamiento de los costos marginales difiere de lo que es propio en el sistema costarricense. Durante esos meses, los CMCP no tienden a cero a pesar de los excedentes que provoca el parque de generación hidroeléctrico, debido a la salida conjunta por modernización de las hidroeléctricas Ventanas Garita y Cachí, que indisponen 260 MW.

A partir del 2036 se observa una disminución de los CMCP debido a la recuperación total de las plantas Arenal y Dengo posterior a su modernización y a la gran capacidad renovable instalada en años anteriores.

Reagrupando los CMCP por periodos semanales, se obtienen los valores medios para cada semana mostrados en la Figura 15.9. 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 también es propia de los sistemas altamente renovables.

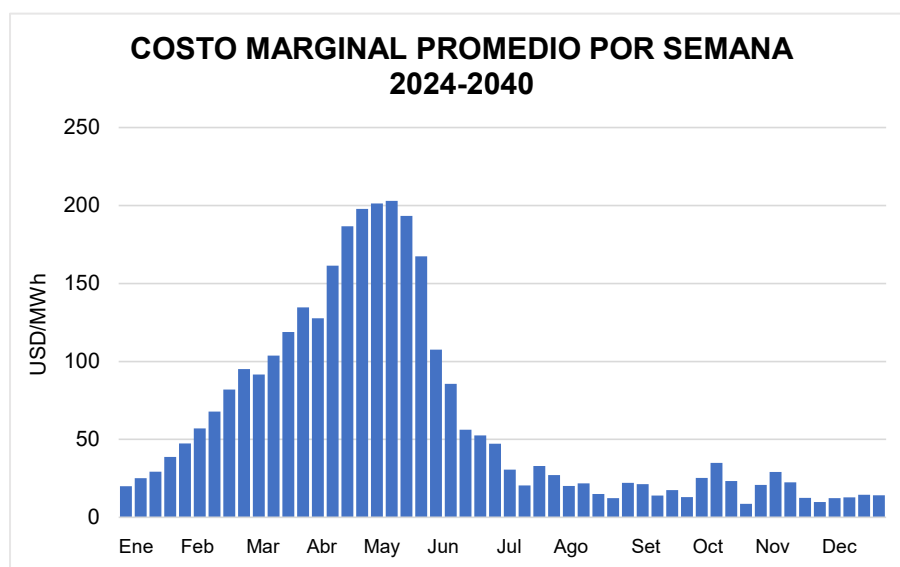


Figura 15.9 Costo marginal promedio por semana

15.5.2 Costo marginal de largo plazo de generación

El costo marginal promedio de largo plazo de generación se estima de forma práctica asimilándolo al concepto del Costo Incremental Promedio de Largo Plazo de Generación (CILP). Este valor indica el costo medio que representa atender un incremento unitario de demanda en el sistema de generación en el largo plazo.

El cálculo del CILP se realiza bajo el siguiente procedimiento:

- Se proyecta la demanda a abastecer en el periodo 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 de combustible, los costos variables de operación y mantenimiento y los costos de falla del sistema para cada uno de los años analizados, promediados para los 59 escenarios climáticos considerados (1965-2023).
- Se calcula el costo total anual como la suma del costo de inversión anualizado de las obras contempladas en el plan de expansión, incluyendo los costos fijos de operación y mantenimiento, los costos variables de operación y mantenimiento, los costos de combustibles y el costo de falla.

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

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

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

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

La Tabla 15.5 muestra el cálculo del CILP considerando precios constantes de diciembre de 2023. El CILP estimado es de 118 USD/MWh para el horizonte de tiempo 2024-2040.

Tabla 15.5 Costo incremental de largo plazo a diciembre de 2023

COSTO INCREMENTAL DE LARGO PLAZO A DICIEMBRE 2023										
Año	Demanda		Costos fijos	Costos variables			Costo total		Costo total ajustado	
	Total (GWh)	Incremental (GWh)	Inversión y operación (millones USD)	Combustibles (millones USD)	Falla (millones USD)	Total (millones USD)	Anual (millones USD)	Incremental (millones USD)	Anual (millones USD)	Incremental (millones USD)
2024	12 807		1	88.8	9.4	98.2	99		68	
2025	13 241	434	2	74.5	0.8	75.2	77	-22	93	25
2026	13 642	401	10	95.9	1.0	96.9	107	30	129	36
2027	13 993	351	42	128.0	0.7	128.7	170	63	173	44
2028	14 380	387	93	124.3	1.3	125.6	219	48	224	51
2029	14 760	379	190	93.0	1.2	94.2	284	66	279	55
2030	15 123	363	242	69.6	0.7	70.3	312	28	337	58
2031	15 472	350	311	69.4	0.8	70.3	381	69	397	59
2032	15 813	341	432	51.4	0.5	51.9	484	103	455	59
2033	16 145	332	451	85.9	1.0	86.8	538	54	511	56
2034	16 470	325	536	79.6	0.8	80.4	616	79	563	52
2035	16 780	310	547	89.4	1.4	90.8	637	21	608	45
2036	17 072	291	528	61.9	0.3	62.2	590	-47	645	37
2037	17 343	271	570	57.5	0.7	58.2	628	38	673	27
2038	17 593	250	628	43.4	0.2	43.6	672	43	688	16
2039	17 821	228	628	51.8	1.0	52.8	681	9	691	2
2040	18 029	208	673	41.9	0.9	42.9	716	35	678	-13
Valor Presente:		2 475	1 756	679	15	694	2 450	268	2 450	293
Costo incremental de largo plazo con curva de costos ajustada:						0.118 USD/kWh				

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

El CILP representa un promedio del costo de generación a largo plazo, incluyendo los costos de operación del parque existente y todos los costos asociados a los proyectos que conforman el Plan de Expansión Recomendado: proyectos hidroeléctricos, termoeléctricos, geotérmicos, eólicos, solares, baterías y biomásicos. 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 con su patrón de generación y del resto de opciones disponibles para la expansión.

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. La teoría marginalista supone que existe una curva de oferta continua que sigue el comportamiento de la curva de demanda. Esta condición no aplica a los desarrollos propios del sector eléctrico que provocan un crecimiento escalonado de la oferta, presentándose necesariamente periodos de sobreoferta y costos operativos bajos y periodos de mejor balance. Un ejemplo claro de ello se presenta cuando se incorpora un proyecto hidroeléctrico grande, en donde se requieren algunos años para que la demanda tope esa oferta. Ese comportamiento en el crecimiento de la oferta genera que las inversiones del sector eléctrico no satisfagan plenamente los criterios básicos de la teoría marginalista. Adicionalmente, los sistemas altamente renovables como el de Costa Rica, también presentan limitaciones para la teoría marginalista, debido a que tienen asociados costos de inversión fijos y altos y, costos variables que tienden a cero durante una época del año y son muy altos cuando los recursos naturales escasean. Por lo anterior, el CILP puede generar resultados poco robustos para la planificación tarifaria.

En la Figura 15.10 se muestra la fluctuación el CILP según sea el periodo de años que se tome en consideración y si se usan los datos crudos de costo o una curva suavizada de mejor ajuste⁹⁸.

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

⁹⁸ Los valores de costo total se obtienen de los resultados de las simulaciones del PEG Recomendado, mientras que los valores ajustados se obtienen a partir de una curva de ajuste polinómica de los costos totales del plan antes obtenidos.

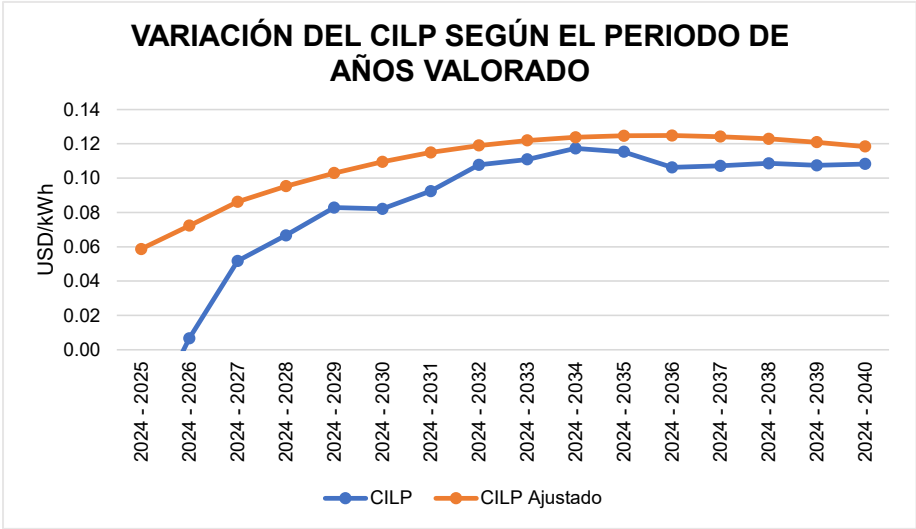


Figura 15.10 Variación del CILP según el periodo de años valorado

15.5.3 Estructura estacional

Para estimar la variación estacional y horaria de los costos de la energía, se utilizan costos marginales de corto plazo. Para este efecto se ha considerado la estructura horario estacional mostrada en la Tabla 15.6.

Tabla 15.6 Definición de periodos horario-estacionales

ESTRUCTURA ESTACIONAL			
Temporada Alta:	enero - mayo		
Temporada Baja:	junio - diciembre		
ESTRUCTURA HORARIA			
Horario	Punta	Media Punta	Fuera Punta
Día hábil	10:00 - 12:30	06:00 - 10:00	20:00 - 06:00
	17:30 - 20:00	12:30 - 17:30	
Fin de semana		06:00 - 20:00	20:00 - 06:00
Horas por día	Punta	Media Punta	Fuera Punta
Día hábil	5	9	10
Fin de semana	0	14	10
Horas por semana	25	73	70

Los costos marginales de corto plazo del Plan Recomendado se promediaron para cada una de las bandas horario-estacionales del periodo 2024-2040 y para los 59 escenarios climáticos considerados (1965-2023). Los resultados se muestran en la Tabla 15.7. Según la teoría económica clásica, 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. Sin embargo, en sistemas eléctricos con expansiones renovables, la remuneración por costos marginales presenta problemas de

definición, por la tendencia a costos marginales nulos o casi nulos en largos períodos del año, ante una mayor penetración de fuentes renovables de cero costos marginales.

Tabla 15.7 Costos marginales de demanda a diciembre 2023 (USD/MWh)

COSTO MARGINAL DE DEMANDA A DICIEMBRE 2023 (USD/MWh)				
Periodo	Punta	Media Punta	Fuera Punta	Promedio Ponderado
Estación Alta (enero - mayo)	137.2	111.5	95.0	108.5
Estación Baja (junio - diciembre)	79.6	17.8	16.7	26.6
Promedio Ponderado	103.6	56.9	49.3	60.7

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 15.8, de 116.0 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. Aunque no se recomienda su utilización para estudios de detalle, el costo marginal de potencia puede usarse con cautela en estudios muy preliminares.

En la Tabla 15.8 se presenta la estimación de este cargo y los supuestos utilizados para el cálculo. Nótese que al costo de la turbina de gas se le restaron 73.3 USD/kW-año, que corresponde al ingreso neto por generación, descontando los costos variables de O&M, que la turbina ganaría siempre que los precios de la energía fuesen mayores que su costo unitario de producción (al ser ésta la tecnología al margen sería la energía no suministrada). En caso contrario se podría producir una sobreinversión en este tipo de tecnología.

Tabla 15.8 Cálculo del costo marginal de potencia a diciembre 2023

COSTO MARGINAL DE POTENCIA A DICIEMBRE 2023		
DATOS DESCRIPTIVOS		
Máquina marginal	Unidad	Turbina de Gas
Potencia efectiva por unidad	MW	70
Combustible	lt	Diésel
Densidad	kg/lt	0.83
Eficiencia térmica	%	30%
Poder calórico	kJ/litro	36 462
Plant Heat Reat	kJ/kWh	12 195
Consumo específico	kWh/litro	2.99
Costo O&M variable	USD/MWh	3.0
DATOS DE CÁLCULO		
Costos fijos de O&M		
Costo fijo O&M	USD/kW-año	18
Costos fijos de capital		
Costo construcción (sin IDC)	\$/kW	1 200
Vida útil	años	30
Periodo de construcción	meses	27
Tasa de descuento	%	12%
Factor recuperación capital		0.11
Factor capitalización-IDC		1.14
Costo fijo anual	USD/kW-año	152
Costo fijo total		
Costo fijo total	USD/kW-año	170
Disponibilidad		0.9
Costo fijo total con disponibilidad	USD/kW-año	189
Costo variable total		
Generación media anual ⁽¹⁾	MWh	10 653
Costo variable total	USD/kW-año	0.52
Ingresos por generación		
Ingreso por generación ⁽¹⁾	USD/kW-año	73.3
COSTO MARGINAL DE POTENCIA	USD/kW-año	116.0
⁽¹⁾ A partir de la generación estimada en el plan recomendado para las turbinas de gas de la planta Moín 3 y los CMCP.		

15.6 VULNERABILIDAD HIDROLÓGICA

La variabilidad climática afecta la disponibilidad de la mayor parte de las fuentes energéticas renovables, con excepción de la geotermia. Debido a que estas afectaciones pueden reducir el recurso disponible y la matriz de generación nacional es casi totalmente renovable, es muy importante valorar la vulnerabilidad del sistema ante esas variaciones.

Dado que la hidroelectricidad constituye la mayor participación de la generación del SEN, interesa en mayor grado analizar los efectos derivados de la variabilidad hidrológica.

La variabilidad hidrológica es considerada en la formulación de todos los planes de expansión, incluido el PEG 2024. La operación del SEN se modela realizando una optimización estocástica de un despacho hidrotérmico con el programa SDDP de la empresa PSR. La optimización propone una operación de mínimo costo a partir de la modelación operativa de 59 series hidrológicas históricas, utilizando el registro histórico 1965-2023. Se determina la operación del sistema para cada una de las series hidrológicas y se obtiene un caso base de hidrología media que toma la generación esperada de todas las series modeladas.

La modelación del comportamiento hidroeléctrico a partir de series hidrológicas también permite valorar la vulnerabilidad hidrológica del sistema analizando con más detalle los escenarios más críticos contemplados en la formulación del PEG 2024. El estudio de vulnerabilidad hidrológica del PEG 2024 evaluó cómo se comportaría el SEN ante escenarios de baja disponibilidad de recursos hídricos, considerando la variabilidad climática histórica y su impacto en la generación hidroeléctrica (ICE, 2025)⁹⁹.

Para ello se identificaron series representativas de hidrología baja a partir de la Energía Natural Afluente (ENA) del sistema de generación del país, utilizando la metodología desarrollada por PSR junto con el Banco Mundial (Banco Mundial & PSR, 2017) descrita en el apartado 10.2.

La ENA representa la generación que tendría cada central hidroeléctrica suponiendo una generación a filo de agua a partir de los caudales afluentes, según sus características propias de producción, pero sin considerar límites en las capacidades de turbinación.

En estudios de planificación eléctrica, la ENA solo se utiliza para visualizar la variabilidad hidrológica e identificar escenarios de hidrología baja. No se utiliza en los modelos de optimización para definir el Plan de Expansión porque no considera los límites de turbinación de los equipos ni la capacidad de regulación de las centrales. Sin embargo, este tipo de análisis es esencial para identificar riesgos operativos, estimar costos adicionales por generación térmica y déficit y, valorar la resiliencia del sistema frente a eventos extremos de baja probabilidad, pero alto impacto.

Para el PEG 2024 la cronología de la ENA anual para el registro histórico 1965-2023 se muestra en la Figura 15-11. Se grafica también el promedio anual y el percentil 10% anual.

⁹⁹ ICE (2025). Informe Vulnerabilidad hidrológica del SEN, PEG 2024.

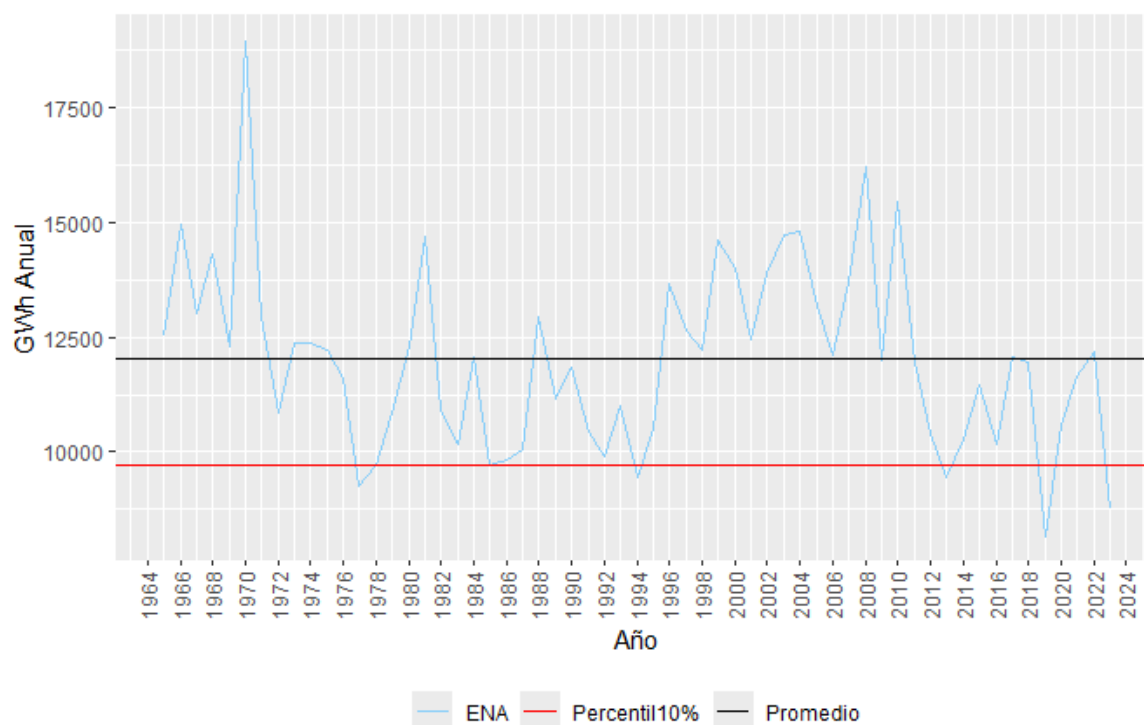


Figura 15-11 Energía Natural Afluente 1965-2023 (cronología anual en el registro histórico)¹⁰⁰

En la Figura 15-11 se observa que los años de la década de 1970, 1980 y la mitad de 1990, casi en su mayor parte, tuvieron una hidrología por debajo del promedio histórico, en donde se identifican particularmente críticos 1977, 1985, 1992 y 1994. Otro periodo inferior al promedio se observa a finales de la década de 2010 e inicios del 2020 donde el año más crítico es el 2019 seguido del 2023.

Estos escenarios críticos poseen los mayores costos operativos por uso de combustible. Esto es consecuencia de la mayor generación térmica por reducción de la generación hidroeléctrica, limitada por las aportaciones hidrológicas. Bajo un escenario de hidrología baja, se estima un aumento del costo operativo del Plan Recomendado de 154 millones USD.

Con relación a la confiabilidad del suministro ante variaciones hidrológicas, el Plan Recomendado satisface los criterios de confiabilidad descritos en el Capítulo 9 para las 59 series hidrológicas históricas evaluadas. El escenario más crítico de déficit alcanza los 170 GWh acumulados en el horizonte de estudio, como consecuencia principalmente de la hidrología del 2019.

¹⁰⁰ Parque de generación instalado a diciembre de 2023.

16 REFERENCIAS

1. Banco Central de Costa Rica (BCR). (2022). *Informe de Política Monetaria del Banco Central de Costa Rica*.
2. Centro Nacional de Despacho de Panamá. (s.f.). Obtenido de <https://www.cnd.com.pa/index.php/estadisticas>
3. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). (2023). *Estadísticas del subsector eléctrico de los países del Sistema de la Integración Centroamericana (SICA), 2022. Ciudad de México*. Obtenido de <https://www.cepal.org/es/publicaciones/68763-estadisticas-subsector-electrico-paises-sistema-la-integracion-centroamericana>
4. Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL). (diciembre de 2024). *CEPALSTAT Bases de Datos y Publicaciones Estadísticas*. Obtenido de <http://crie.org.gt/reglamento-del-mer/tratado-marco-del-mer-y-normas-relacionadas/>
5. Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE). (14 de diciembre de 2023). *Resolución CRIE N° 44-2023*. Obtenido de <https://crie.org.gt/wp-content/uploads/2023/12/Resolucion-CRIE-44-2023.pdf>
6. Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE). (diciembre de 2024). *Tratado Marco del Mercado Eléctrico Regional (MER) y normas relacionadas*. Obtenido de <https://crie.org.gt/reglamento-del-mer/tratado-marco-del-mer-y-normas-relacionadas/>
7. Decreto Ejecutivo N°37735. Reglamento General del Sistema Nacional de Planificación. (13 de junio de 2013). *MIDEPLAN*. Obtenido de https://pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_norma.aspx?param1=NRM&nValor1=1&nValor2=75112&nValor3=127573&strTipM=FN
8. Energy Information Administration (EIA). (2023). *Annual Energy Outlook 2023*. Obtenido de https://www.eia.gov/outlooks/aeo/tables_ref.php
9. Energy Information Administration (EIA). (2024). *Short-Term Energy Outlook*. Obtenido de <https://www.eia.gov/outlooks/steo/>
10. Ente Operador Regional (EOR). (diciembre de 2023). *Estudio de máximas capacidades de transferencia de potencia entre áreas de control de SER. Resultados finales. San Salvador*. Obtenido de <https://www.enteoperador.org/mer/gestion-tecnica-operativa/estudio-de-maximas-capacidades-de-transferencias-de-potencia/>

11. Gobierno de Costa Rica. (2019). *Plan Nacional de Descarbonización 2018-2050*. Obtenido de <https://cambioclimatico.minae.go.cr/plan-nacional-de-descarbonizacion/>
12. Gobierno de Costa Rica. (2020). *Contribución Nacionalmente Determinada 2020*. Obtenido de <https://cambioclimatico.minae.go.cr/contribucion-nacionalmente-determinada-ndc-de-costa-rica/>
13. IMN. (s.f.). *Instituto Meteorológico Nacional*. Recuperado el 14 de marzo de 2025, de Regiones y subregiones climáticas de Costa Rica: <https://www.imn.ac.cr/documents/10179/20909/Regionalizaci%C3%B3n+clim%C3%A1tica+de+Costa+Rica>
14. Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2014). *Determinación del potencial de energía solar para generación eléctrica en Costa Rica*.
15. Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2016). *Plan estratégico para la promoción y desarrollo de fuentes renovables no convencionales 2016-2035*.
16. Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2017). *Identificación proyecto almacenamiento por bombeo Venado y Unión*.
17. Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2019a). *Prefactibilidad proyecto almacenamiento por bombeo Venado*.
18. Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2019b). *Identificación proyecto almacenamiento por bombeo Cachí*.
19. Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2019c). *Identificación proyecto almacenamiento por bombeo Congo*.
20. Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2019d). *Identificación proyecto almacenamiento por bombeo La Cruz*.
21. Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2019e). *Estudio de potencial eólico marino para la generación eléctrica en Costa Rica*.
22. Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2022a). *Actualización del Potencial Geotérmico de Costa Rica*.
23. Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2022b). *Estudio de potencial de generación eléctrica a partir de biomasa residual en Costa Rica*.
24. Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2023). *Generación y Demanda. Informe Anual 2023*.
25. Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2024a). *Índice de Cobertura Eléctrica Nacional 2022*.

26. Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2024b). *Informe de Proyecciones de Demanda Eléctrica Nacional 2024-2040*.
27. Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2024c). *Evolución de la generación distribuida en Costa Rica, actualización a diciembre 2023*.
28. Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2024d). *Informe Metodología para proyecciones en electromovilidad*.
29. Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2024e). *Informe final. Inventario de fuentes de energía renovable*.
30. Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2024f). *Producción y demanda. Informe mensual octubre 2024*.
31. Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2024g). *Actualización del potencial de energía solar para generación eléctrica en Costa Rica*.
32. Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2024h). *Potencial Eólico Terrestre Nacional para Generación Eléctrica*.
33. Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (2024i). *Informe Proyección Precios de Combustibles 2024-2050*.
34. Ley 449. Ley de Creación del Instituto Costarricense de Electricidad (ICE). (1949). Obtenido de https://pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_norma.aspx?nValor1=1&nValor2=11609&nValor3=73652
35. Ley 7200. Ley que Autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela. Diario Oficial La Gaceta (197). (18 de octubre de 1990). Obtenido de http://www.pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_norma.aspx?param1=NRM&nValor1=1&nValor2=7591&nValor3=8139&strTipM=FN
36. Ley 7593. Ley de la Autoridad Reguladora de los Servicios Públicos (ARESEP). (1996). Obtenido de https://pgrweb.go.cr/scij/Busqueda/Normativa/Normas/nrm_norma.aspx?param1=NRM&nValor1=1&nValor2=26314&nValor3=144305&strTipM=FN
37. Ministerio Ambiente y Energía (MINAE). (2024). Obtenido de <https://energia.minae.go.cr>
38. Ministerio Ambiente y Energía (MINAE). (12 de febrero de 2024). *Balance Energético Nacional 2022*. Obtenido de <https://minae.go.cr/energia/Balance%20Energético%20Nacional.aspx>
39. Ministerio Ambiente y Energía (MINAE). (Enero de 2025). *Balances Energéticos*. Obtenido de <https://minae.go.cr/ver/energia/ben/Matriz%20BEN%202022.pdf#InformacionFicha>

40. Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE). (2015). *VII Plan Nacional de Energía 2015-2030*.
41. Ministerio de Ambiente y Energía (MINAE). (2019). *VII Plan Nacional de Energía 2015-2030, actualización del plan periodo 2019-2030*.
42. Ministerio de Energía y Minas (MEM). (2024). *Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2024-2054. Guatemala*. Obtenido de <https://www.cnee.gob.gt/wordpress/?p=413>
43. Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica (MIDEPLAN). (2022a). *Plan Estratégico Nacional 2050*.
44. Ministerio de Planificación Nacional y Política Económica (MIDEPLAN). (2022b). *Plan Nacional de Desarrollo e Inversión Pública "Rogelio Fernández Güel" 2023-2026*.
45. Ministerio de Relaciones Exteriores de Panamá (MIRE). (diciembre de 2024). *Interconexión Eléctrica Colombia-Panamá: Un Proyecto que Potencia la Región*. Obtenido de <https://mire.gob.pa/interconexion-electrica-colombia-panama-un-proyecto-que-potencia-la-region/>
46. Ministerio Energía y Minas, Guatemala. (2022). *Plan de expansión indicativo del sistema de generación 2022-2052*. Obtenido de <https://mem.gob.gt/ministerio-de-energia-y-minas-presenta-plan-indicativo-del-sistema-de-generacion-2022-2052/>
47. Mora, I., & Amador, J. (2000). EL ENOS, el IOS y la corriente en chorro de bajo nivel en el oeste del Caribe. *Tópicos meteorológicos y oceanográficos*.
48. Operador del Sistema Honduras (ODS). (2022). *Plan indicativo de Expansión de la Generación 2022-2031*. Obtenido de https://www.cree.gob.hn/wp-content/uploads/2019/02/Plan-Indicativo-de-Expansion-de-Generacion_2022-2031.pdf.
49. RECOPE. (2023). *RECOPE. Datos abiertos*. Obtenido de <https://datosabiertos.recope.go.cr/conjunto/ventas/recurso/Ventas%20Anuales%20por%20Terminales%20%28M%C2%B3%20y%20Litros%29%202020-2023>
50. Secretaría Técnica de los ODS. (2025). *Objetivos de Desarrollo Sostenible Costa Rica*. Obtenido de <https://ods.cr/es>
51. SOLUÇÕES E CONSULTORIA EM ENERGIA LTDA. (2024). *Power System Research*. Obtenido de <https://www.psr-inc.com/es/software/>
52. UCAR. (22 de Agosto de 2022). *Cambio climático: cómo encajan las piezas*. Obtenido de https://www.meted.ucar.edu/education_training/lesson/546

53. US Department of Energy, Solar Energy Technologies Office. (2021). *2030 Solar Cost Targets*. Obtenido de <https://www.energy.gov/eere/solar/articles/2030-solar-cost-targets>

(Esta página intencionalmente en blanco)

18 ANEXOS

ANEXO A1 – PLANTAS Y PROYECTOS DE GENERACIÓN



Anexo A1 – Figura 1 Plantas existentes



Anexo A1 - Figura 2 Proyectos candidatos

ANEXO A2

CORRESPONDENCIA ENTRE PLANTAS HIDROELÉCTRICAS E INFORMACIÓN HIDROLÓGICA

INFORMACIÓN HIDROLÓGICA DE LAS PLANTAS Y PROYECTOS			
Plantas en operación		Proyectos futuros	
Nombre	Estación Hidrológica	Nombre	Estación Hidrológica
Arenal	Arenal	Diquís	Diquís
Dengo	CM-Arenal	Toro Amarillo	General ^c
Sandillal	- ^a	Fourth Cliff	- ^a
Cachí	Cachí	RG-430	RG430
La Joya	- ^a	Chimirol	Chimirol
Angostura	Angostura	PCH PAACUME ^b	
Torito	- ^a	Hidro Genérico (RN2TORO) ^c	Toro1
Reventazón	Reventazon	Hidro Genérico (RA3CHRA) ^c	General
Reventazón Minicentral	Mini Reventazon	Hidro Genérico (RN1PZTE) ^c	Los Negros
Garita	Garita	Hidro Genérico (PS5CHRP) ^c	Chimirol
Ventanas-Garita	Ventanas G.		
Echandi	Ventanas G. ^c		
Toro 1	Toro 1		
Toro 2	Toro 2		
Toro 3	Toro 3		
Pirris	Pirris		
Peñas Blancas	P. Blancas		
Cariblanco	Cariblanco		
Daniel Gutiérrez	D. Gutiérrez		
Platanar	Platanar		
Rio Lajas	Lajas		
Doña Julia	D. Julia		
General	General		
Chocosuela	Chocosuela		
JASEC Menores	Cachí ^c		
Carrillos	Ventanas G. ^c		
Los Negros	Los Negros		
Canalete	Canalete		
Cote	Cote		
El Encanto	El Encanto		
Pocosol	Pocosol		
Chucás	Chucas		
Cubujuquí	General ^c		
Balsa Inferior	- ^a		
Tacares	Ventanas G. ^c		
Rio Macho	R. Macho		
San Lorenzo	Pocosol ^c		
Bijagua	Canalete ^c		
Los Negros II	Los Negros		
Aguas Zarcas	HidroZarcas		
Esperanza	Pocosol ^c		
Volcan	Volcan		
Tapezco	Platanar ^c		
Rebeca	Platanar ^c		
Matamoros ^b			
Ampliación El Ángel ^b			
Belen ^b			
Birris 1 ^b			
Birris 3 ^b			
Brasil ^b			
Caño Grande ^b			
Caño Grande III ^b			
Electriona ^b			
Don Pedro ^b			
Rio Segundo CNFL ^b			
Suerkata ^b			
Vara Blanca ^b			
Ventanas CNFL ^b			

a. Algunas plantas no tienen asociada una estación hidrológica porque el agua que reciben proviene directamente del turbinamiento o vertimiento de la planta aguas arriba.

b. Plantas modeladas con registros históricos de generación por falta de información hidrológica.

c. Se toma el régimen hidrológico de la estación, y se escalan los parámetros de la planta para estimar la producción.

ANEXO A3

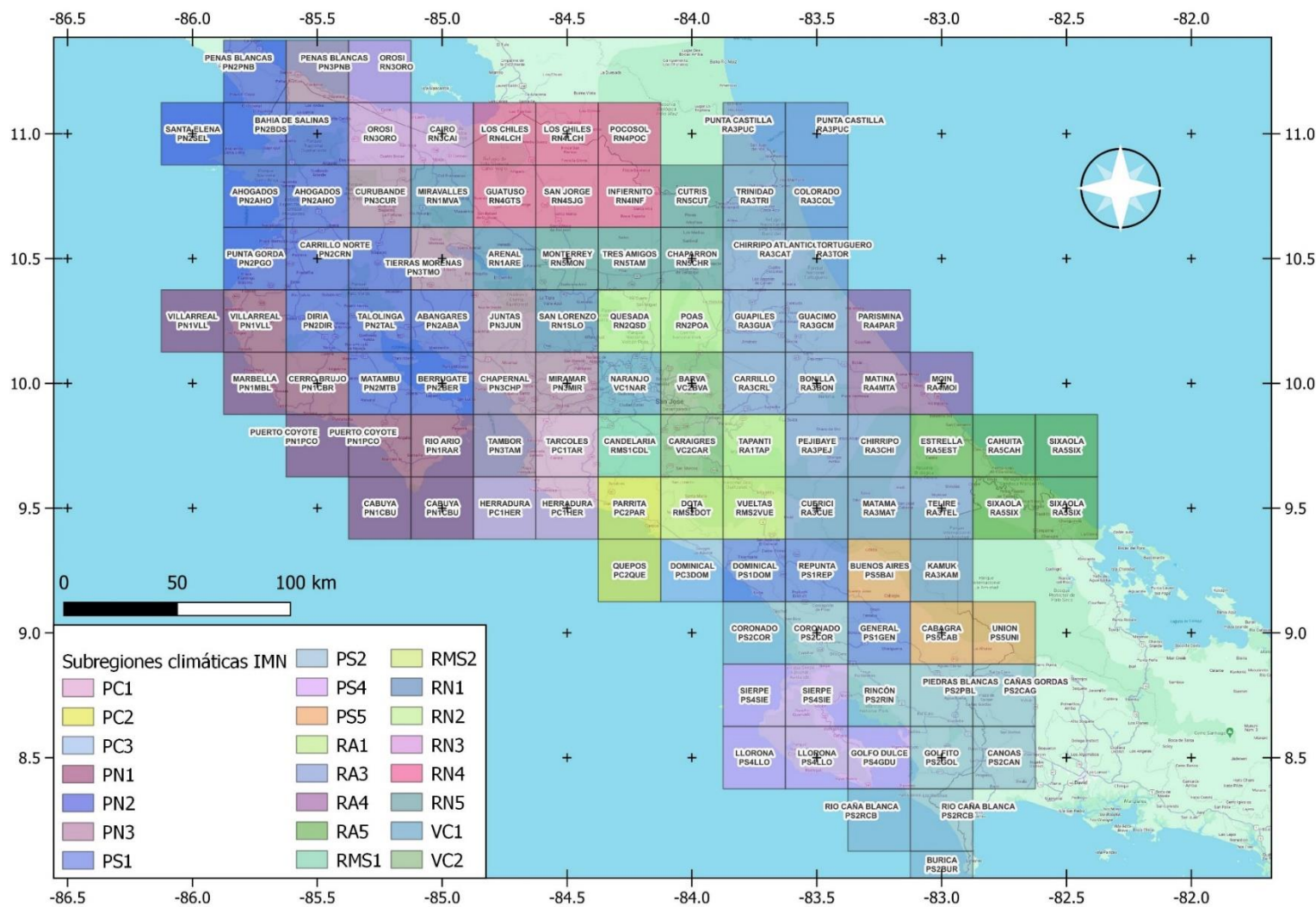
CUADRÍCULA ERA 5 Y NOMENCLATURA DE ESTACIONES RENOVABLES

Se definen estaciones renovables únicas por tipo de recurso para cada celda de la cuadrícula de la base de datos de reanálisis global ERA-5, con resolución de 30 km x 30 km. La nomenclatura de las estaciones renovables incluye un código de 7 caracteres. Los primeros 3 caracteres describen la subregión climática del país que traslapa mayoritariamente a cada celda, según las subregiones climáticas del Instituto Meteorológico Nacional (IMN, s.f.) de la siguiente tabla.

SUBREGIONES CLIMÁTICAS INSTITUTO METEOROLÓGICO NACIONAL	
CUADRÍCULA ERA-5	
Código	Subregión Climática
PC1	Pacífico Central 1
PC2	Pacífico Central 2
PC3	Pacífico Central 3
PN1	Pacífico Norte 1
PN2	Pacífico Norte 2
PN3	Pacífico Norte 3
PS1	Pacífico Sur 1
PS2	Pacífico Sur 2
PS4	Pacífico Sur 4
PS5	Pacífico Sur 5
RA1	Región Atlántica 1
RA2	Región Atlántica 2
RA3	Región Atlántica 3
RA4	Región Atlántica 4
RA5	Región Atlántica 5
RMS1	Región Montañosa Sur 1
RMS2	Región Montañosa Sur 2
RN1	Región Norte 1
RN2	Región Norte 2
RN3	Región Norte 3
RN4	Región Norte 4
RN5	Región Norte 5
VC1	Valle Central 1
VC2	Valle Central 2

La nomenclatura de las estaciones renovables se construye como sigue.

- Los primeros 4 caracteres constituyen un prefijo indicando el código de país y el tipo de recurso: CR_E para estaciones eólicas, y CR_S para estaciones solares.
- Los siguientes tres caracteres describen la subregión climática del país.
- Los siguientes cuatro caracteres describen el nombre asignando a cada celda con base en el nombre de la hoja cartográfica 1:50000 del IGN.
- El último carácter es el número 5, para indicar que la celda proviene de la cuadrícula ERA-5.



ANEXO A4

CORRESPONDENCIA ENTRE PLANTAS EÓLICAS E INFORMACIÓN DE VIENTO

INFORMACIÓN DE VIENTO DE PLANTAS Y PROYECTOS			
Plantas en operación		Proyectos futuros	
Nombre	Estación renovable	Nombre	Estación renovable
Eólico GP Arenal-PESA	CR_E_PESA	Tejona Repotenciación	CR_E_TEJMOD
Eólico GP Arenal-Aeroenergía	CR_E_AEROENE	Quijote	CR_E_Mogote
Tejona	CR_E_Tejona	Las Pavas	CR_E_PN3TMO5
Tierras Morenas	CR_E_MOVASA	Montosa	CR_E_PN3CUR5
Guanacaste	CR_E_Guanaca	San Jorge	CR_E_PN3CUR5
Los Santos	CR_E_LSantos	MOVASA 2	CR_E_PN3TMO5
Valle Central	CR_E_VCentra	Eólico Genérico AHO5MAY	CR_E_PN2AHO5
TilaWind	CR_E_Tilawin	Eólico Genérico AHO5ORO	CR_E_PN2AHO5
Orosí	CR_E_Orosi	Eólico Genérico BDS5LCR	CR_E_PN2BDS5
Vientos del Este	CR_E_V.Este	Eólico Genérico CUR5FOR	CR_E_PN3CUR5
Mogote	CR_E_Mogote	Eólico Genérico CUR5MOG	CR_E_PN3CUR5
Altamira	CR_E_Altamir	Eólico Genérico TMO5ARE	CR_E_PN3TMO5
Campos Azules	CR_E_CAzules	Eólico Genérico TMO5QGR	CR_E_PN3TMO5
Vientos de Miramar	CR_E_VMirama	Eólico Genérico TMO5TEJ	CR_E_PN3TMO5
Vientos de la Perla	CR_E_VPerla		
Chiripa	CR_E_Chiripa		
El Cacao-CoopeG	CR_E_CACAO		
Río Naranjo-CoopeG	CR_E_RNAR		
Los proyectos genéricos se ubicaron en zonas con potencial, considerando la evolución de la red de transmisión.			
La nomenclatura incluye un código de 7 caracteres los primeros 4 describen la estación renovable asignada y los últimos tres una posible subestación de conexión.			
Los proyectos genéricos que son ubicados sin considerar la evolución de la red de transmisión mantienen la nomenclatura de su estación renovable asociada.			

ANEXO A5

CORRESPONDENCIA ENTRE PLANTAS FOTOVOLTAICAS E INFORMACIÓN SOLAR

INFORMACIÓN SOLAR DE PLANTAS Y PROYECTOS			
Plantas en operación		Proyectos futuros	
Nombre	Estación renovable	Nombre	Estación renovable
Solar Miravalles	CR_S_Miraval	Huacas	CR_S_Huacas
Juanilama	CR_S_Juanila	Abangares	CR_S_PN2TAL5
		Las Delicias	CR_S_PN3CHP5
		San Antonio	CR_S_VC1NAR5
		Numu	CR_S_PN2CRN5
		Tecales	CR_S_PN2MTB5
		Los Mangos	CR_S_PN2CRN5
		Colorado	CR_S_PN2ABA5
		Las Cañas	CR_S_PN2MTV5
		Solar Genérico PCO5COB	CR_S_PN1PCO5
		Solar Genérico PAR5PAR	CR_S_PC2PAR5
		Solar Genérico HER5JAC	CR_S_PC1HER5
		Solar Tracking 1D Genérico PN2CNR5	CR_S_PN2CRN5
		Solar Genérico AHO5PAP	CR_S_PN2AHO5
		Solar Genérico BVA5COL	CR_S_VC2BVA5
		Solar Genérico CHP5GAB	CR_S_PN3CHP5
		Solar Genérico CRN5ALI	CR_S_PN2CRN5
		Solar Genérico CRN5FIL	CR_S_PN2CRN5
		Solar Genérico MTB5SRI	CR_S_PN2MTB5
		Solar Genérico NAR5CAJ	CR_S_VC1NAR5
		Solar Genérico PGO5NCO	CR_S_PN2PGO5
Los proyectos genéricos se ubicaron en zonas con potencial, considerando la evolución de la red de transmisión.			
La nomenclatura incluye un código de 7 caracteres los primeros 4 describen la estación renovable asignada y los últimos tres una posible subestación de conexión.			
Los proyectos genéricos que son ubicados sin considerar la evolución de la red de transmisión mantienen la nomenclatura de su estación renovable asociada.			

ANEXO A6

GENERACIÓN DE PLANTAS EN OPERACIÓN Y PROYECTOS
SEGÚN PLAN RECOMENDADO
PERIODO 2024-2040

Anexo A6-Tabla 1

PLAN DE EXPANSIÓN RECOMENDADO																					
GENERACIÓN ANUAL DE PLANTAS Y PROYECTOS TÉRMICOS (GWh)																					
Tipo	Nombre	Mínimo	Promedio	Maximo	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Existente	Garabito	31	142	335	253	214	257	335	295	158	120	106	63	127	110	125	84	55	38	49	31
	Guápiles	1	7	15	13	9	12	15	15	7	6	5	2	6	5	6	4	3	1	2	1
	Moín 3	1	4	17	17	8	7	7	7	5	4	3	1	2	2	3	2	1	1	1	1
	Moín 2a	0	2	12	12	4	3	3	4	3	2	1	0	1	1	2	1	1	0	0	0
	Orotina	1	5	12	10	7	10	12	11	6	4	4	2	4	4	5	3	2	1	2	1
	Subtotal	34	161	371	305	241	290	371	332	179	136	118	69	140	122	140	94	62	41	54	34
Futura	Importacion MER	27	27	27		27															
	Alquiler MCI Diésel	32	84	125	49	32	103	109	125												
	Moín 2b	0	1	2		2	2	2	2	1	1	1	0	0	1	1	0	0	0	0	0
	Modernización Moín	8	23	46						46	35	27	13	30	27	32	20	12	8	12	9
	Turbina Diésel Alquiler	8	9	9										9	8	9					
	Subtotal	8	45	127	49	61	105	111	127	48	36	28	13	40	36	42	20	12	8	13	9
	Total	43	205	482	354	302	395	482	459	226	173	146	82	180	159	182	114	74	49	67	43

Anexo A6-Tabla 2

PLAN DE EXPANSIÓN RECOMENDADO																						
GENERACIÓN ANUAL DE PLANTAS Y PROYECTOS SOLARES (GWh)																						
Tipo	Nombre	Minimo	Promedio	Maximo	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
Existente	Juanilama	7	8	8	8	8	8	8	8	8	8	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	
	Solar Miravalles	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
	Subtotal	8	9	10	9	9	9	10	9	9	9	9	8	9	9	9	9	9	8	9	9	
Futura	Solar AHO5PAP	78	139	206												78	79	156	151	161	206	
	Solar CRN5ALI	119	387	501								119	176	191	461	483	487	483	472	501	492	
	Solar CRN5FIL	226	251	271						270	271	264	226	244	253	246	249	248	243	254	252	
	Colorado GP	23	26	29				29	28	28	28	26	23	25	26	25	25	25	25	26	26	
	Colorado ICE	37	103	116				37	115	116	116	109	98	105	108	107	105	106	104	109	108	
	Las Delicias	39	109	123				39	122	122	123	115	103	111	115	112	111	112	110	116	114	
	Huacas	6	8	8	6	8	8	8	8	8	8	8	7	8	8	8	8	7	7	8	8	
	Las Cañas	29	33	36				36	35	35	35	32	29	32	32	32	31	32	31	33	32	
	Los Mangos	15	17	18				18	18	18	18	17	15	16	17	16	16	16	16	17	16	
	Solar MTB5SRI	95	229	279						97	97	95	261	279	277	273	271	273	268	278	275	
	Numu	29	33	37				37	36	36	36	33	29	32	33	32	32	32	32	33	33	
	Solar PCO5COB	173	230	261					186	184	185	173	229	251	259	252	250	251	246	261	256	
	Solar PGO5NCO	180	183	187										180	185	187	183	183	183	180	184	183
	San Antonio	13	15	16				16	16	16	16	15	13	14	15	14	14	14	14	15	15	
	Los Tecaes	32	36	39				39	38	38	38	36	32	34	35	34	34	34	34	36	35	
	Subtotal	6	1201	2052	6	8	8	259	602	966	971	1041	1421	1527	1826	1896	1896	1972	1931	2031	2052	
	Total	15	1210	2061	15	17	18	269	611	976	980	1050	1430	1536	1834	1905	1905	1981	1940	2039	2061	

Anexo A6-Tabla 3

PLAN DE EXPANSIÓN RECOMENDADO																					
GENERACIÓN ANUAL DE PLANTAS Y PROYECTOS DE BIOMASA (GWh)																					
Tipo	Nombre	Mínimo	Promedio	Maximo	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Existente	Ingenio El Viejo	35	37	38	38	38	38	38	38	38	38	37	36	35	36	36	36	37	36	37	36
	Ingenio Taboga	33	34	35	35	35	35	35	35	35	35	34	34	33	33	33	34	34	34	34	34
	Subtotal	68	72	74	74	74	74	74	74	73	74	72	70	68	70	70	70	71	70	71	70
Futura	Biomasa	35	118	136							35	69	134	129	131	131	134	135	134	136	135
	Subtotal	0	77	136	0	0	0	0	0	0	35	69	134	129	131	131	134	135	134	136	135
	Total	73	148	207	74	74	74	74	74	73	109	140	204	197	200	200	204	205	203	207	205

Anexo A6-Tabla 4

PLAN DE EXPANSIÓN RECOMENDADO																					
GENERACIÓN ANUAL DE PLANTAS Y PROYECTOS EÓLICOS (GWh)																					
Tipo	Nombre	Mínimo	Promedio	Maximo	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
	Eólico GP Arenal-Aeroenergía	20	23	25	24	24	24	25	24	24	24	23	20	22	22	22	22	22	22	23	22
	Altamira	81	90	97	94	94	96	97	94	95	95	89	81	86	88	87	86	85	84	88	87
	Campos Azules	81	89	96	93	93	95	96	93	94	95	89	81	85	87	86	86	85	84	88	86
	Chiripa	212	239	259	250	251	255	259	250	252	254	238	212	224	235	231	229	227	223	234	232
	El Cacao-CoopeG	44	48	51	49	50	50	51	50	50	50	48	44	45	46	46	46	46	45	47	46
	Guanacaste	161	178	190	185	186	187	190	185	187	187	179	161	167	174	172	173	172	169	175	172
	Los Santos	31	34	36	35	35	36	36	35	35	35	34	31	32	33	33	33	32	32	33	33
	Tierras Morenas	60	66	70	68	68	69	70	68	69	69	65	60	63	64	64	64	63	62	65	64
	Mogote	69	76	82	80	80	81	82	80	81	80	76	69	73	74	73	74	73	72	75	74
	Orosí	196	216	233	226	226	229	233	226	228	228	213	196	205	213	210	210	209	204	214	210
	Eólico GP Arenal-PESA	63	68	72	72	63															
	Río Naranjo-CoopeG	31	35	38	37	37	37	38	37	37	37	35	31	33	34	34	34	34	33	34	34
	Tejona	23	29	35	35	23															
	TilaWind	64	69	74	72	72	73	74	72	73	73	70	64	66	68	67	68	67	66	68	68
	Vientos del Este	41	46	50	48	48	49	50	48	48	49	46	41	44	45	44	45	44	43	45	45
	Valle Central	24	27	29	28	28	29	29	28	29	29	27	24	26	26	26	26	26	26	27	26
	Vientos de Miramar	73	82	89	86	86	87	89	86	86	86	82	73	77	80	79	79	78	77	80	79
	Vientos de la Perla	84	94	102	98	98	100	102	99	100	100	94	84	88	92	91	91	90	88	92	92
		Subtotal	1272	1422	1580	1580	1562	1496	1520	1475	1486	1490	1407	1272	1333	1384	1365	1365	1354	1329	1389
Futura	Eolico BDS5LCR	512	685	1163														523	512	544	1163
	MOVASA 2	71	79	86					86	86	86	81	71	74	78	77	77	76	75	79	77
	Montosa	67	73	80					78	79	80	74	67	69	73	71	71	71	70	73	72
	Las Pavas	73	80	87					86	86	87	81	73	76	79	78	78	78	76	80	79
	Quijote	18	118	136		18	134	136	132	133	134	125	113	118	122	120	121	120	117	122	120
	San Jorge	67	73	80					79	79	80	74	67	69	72	72	71	71	70	73	72
	Eolico TMO5ARE	356	391	433						432	433	403	356	369	393	386	384	382	374	393	386
	Eolico TMO5TEJ	540	578	609								609	540	560	590	582	580	573	565	592	586
	Tejona Repotenciación	127	139	153				153	148	149	150	139	127	133	137	136	136	135	132	138	136
	Subtotal	0	1235	2690	0	18	134	289	609	1045	1048	1586	1413	1469	1545	1521	1517	2029	1990	2094	2690
	Total	1579	2657	4059	1580	1579	1630	1809	2084	2531	2539	2993	2685	2802	2928	2886	2883	3383	3320	3483	4059

Anexo A6-Tabla 5

PLAN DE EXPANSIÓN RECOMENDADO																					
GENERACIÓN ANUAL DE PLANTAS Y PROYECTOS HIDROELÉCTRICOS (GWh)																					
Tipo	Nombre	Mínimo	Promedio	Máximo	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040
Existente	Angostura	410	557	740	576	568	652	740	668	509	477	566	573	558	410	516	574	558	526	513	484
	Arenal	443	632	788	443	663	721	787	626	651	653	648	788	533	686	636	675	621	702	630	625
	Aguas Zarcas-Cpls	52	55	56	56	56	56	56	56	56	56	55	52	54	54	54	55	55	52	53	52
	Belen	45	55	61	58	59	60	61	58	59	59	54	45	52	54	52	52	52	49	53	53
	Birris 1	52	61	67	65	65	66	67	64	65	65	60	52	57	60	59	58	58	56	60	59
	Birris 3	20	24	27	26	26	26	27	26	26	26	24	20	22	24	23	23	23	22	24	23
	Chucás	113	153	212	160	157	182	212	187	169	161	188	113	125	121	132	166	160	115	133	126
	Torito	95	135	198	137	132	169	198	173	128	120	138	117	113	95	120	141	137	124	126	118
	General	167	177	184	182	182	183	184	182	180	182	179	176	176	175	175	177	173	171	172	167
	La Joya	111	223	273	239	236	207	111	273	220	196	232	258	263	188	223	249	242	230	225	206
	Brasil	76	95	107	102	103	105	107	101	102	103	92	76	89	94	92	91	89	86	94	92
	Balsa Inferior	129	140	153	140	137	145	153	149	131	130	137	137	145	129	140	148	144	139	139	132
	Bijagua (CoopG)	67	72	78	75	74	77	78	75	71	72	71	68	75	70	71	73	71	69	71	67
	Caño Grande III	16	18	20	19	20	20	20	20	20	20	18	16	17	18	18	18	17	17	18	18
	Cariblanco	274	279	285	278	280	283	285	282	282	282	279	275	276	279	277	279	278	275	277	274
	Chocosuela	82	86	88	87	88	88	88	88	88	88	86	84	82	85	86	85	85	83	85	83
	Corobici	495	704	873	495	708	790	873	694	703	702	697	837	577	718	679	733	676	747	673	662
	Cachi 2	284	708	797	791	785	573	284	797	782	748	760	753	746	722	731	745	728	706	713	674
	Canalete	62	70	78	75	75	77	78	76	72	73	72	69	71	62	66	68	66	66	67	63
	Cote	9	10	11	10	10	11	11	11	10	10	10	10	10	9	10	10	10	10	10	9
	Cubujuquí	74	84	96	89	87	92	96	89	82	81	83	77	83	74	80	83	81	81	84	79
	Daniel Gutiérrez	85	97	108	90	89	98	108	102	86	85	99	100	107	89	99	106	103	100	97	92
	Doña Julia	98	109	121	116	116	119	121	117	113	115	112	107	109	98	102	105	102	102	104	99
	Don Pedro	35	42	47	45	45	46	47	45	45	46	42	35	40	41	41	40	40	39	42	42
	Echandi	22	25	31	24	24	27	31	28			22	25	24	27	23	25	27	26	24	25
	Electrona	19	24	27	26	26	26	27	25	26	26	23	19	22	23	23	22	22	21	23	23
	Ampliación El Ángel	12	14	16	15	16	16	16	15	15	16	14	12	14	14	14	14	14	13	14	14
	El Encanto	44	48	55	51	50	52	55	53	50	49	51	44	47	44	46	50	48	44	46	44
	Esperanza-Cpls	23	28	33	28	29	32	33	31	28	28	29	27	24	23	26	29	27	26	27	25
	JASEC Menores Rema	6	7	11	8	8	9	11	10	8	7	7	6	7	6	6	7	7	6	6	6
	Carrillos	9	12	16	11	11	13	16	15	12	11	14	16	16	9	11	13	13	11	11	11
	Garita	142	217	265	142	238	250	265	257	227	223	216	206	232	191	212	220	213	203	207	193
	Matamoros	17	20	22	22	22	22	22	22	22	22	20	17	19	20	19	20	19	18	20	20
	Reventazón Minicentral	76	84	93	87	87	90	93	90	86	87	85	82	84	76	81	83	81	81	83	79
	Los Negros	70	79	88	79	79	83	88	86	79	76	83	78	70	75	81	85	83	74	75	70
	Los Negros II (ESPH)	103	111	121	115	114	119	121	118	107	111	109	106	115	104	108	113	110	106	109	103
	Peñas Blancas	116	125	142	124	122	134	142	134	120	119	122	118	126	116	124	127	125	123	126	119
	Pirris	511	542	592	574	547	570	592	550	534	541	540	551	521	542	537	540	534	511	524	511
	Platanar	74	78	79	79	78	79	79	78	78	79	78	74	77	78	78	78	78	77	78	76
	Pocosol	99	114	129	120	119	126	129	125	115	116	120	101	111	103	108	116	113	104	107	99
	Rebeca	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Reventazón	979	1073	1174	1092	1089	1115	1174	1135	1039	1024	1059	1082	1094	979	1045	1088	1078	1083	1060	1009
	Rio Lajas	49	53	55	54	54	55	55	55	54	54	54	54	53	53	53	53	52	51	51	49
	Rio Macho 2	477	529	600	586	583	596	600	584	593	520	510	478	479	505	500	503	495	477	495	485
	Rio Segundo CNFL	3	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	4	4	4	4	4	4	4	4
	San Lorenzo	66	72	80	67	68	75	80	76	67	66	69	70	77	69	74	77	75	73	74	70
	Sandillal	85	118	146	87	124	131	142	122	124	124	123	146	102	125	119	89	85	129	116	113
	Suerkata	11	13	15	14	14	15	15	14	14	14	13	11	13	13	13	13	13	12	13	13
	Tapezco	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Toro 1	101	107	112	109	109	111	112	110	109	109	108	107	105	107	106	108	106	103	105	101
	Toro 2	245	262	275	269	268	274	275	269	268	269	262	257	258	259	258	261	258	251	257	245
	Toro 3	177	197	215	210	209	213	215	207	207	208	196	185	186	190	188	193	188	180	189	177
	Tacares	17	23	34	23	23	28	34	28	21	21	22	17	22	19	21	25	23	21	25	23
	Ventanas-Garita	188	416	457	451	452	457	188		303	453	451	442	443	433	437	445	434	429	430	412
	Vara Blanca	11	12	14	13	13	13	14	13	13	13	12	11	12	12	12	12	12	11	12	12
	Caño Grande	13	16	17	17	17	17	17	17	17	17	15	13	15	16	15	15	15	14	15	15
	Ventanas CNFL	8	10	11	11	11	11	11	10	11	11	9	8	9	10	10	9	9	9	10	10
	Volcan	64	68	71	69	69	71	71	70	69	69	69	67	68	66	67	68	66	66	66	64
	Subtotal	8517	9086	9686	8937	9438	9686	9520	9313	9068	9059	9213	9268	8828	8660	8901	9260	8995	8926	8865	8517
Futura	Fourth Cliff	78	93	103											84	101	103	101	92	93	78
	PCH PAACUME	31	35	36									36	31	34	36	35	35	35	34	36
	Subtotal	31	100	138									36	31	34	120	136	138	125	129	114
	Total	8631	9144	9686	8937	9438	9686	9520	9313	9068	9059	9249	9299	8862	8780	9037	9399	9131	9051	8994	8631

Anexo A6-Tabla 6

[illegible]

[illegible]

ANEXO A8

COSTO VARIABLE DE OPERACIÓN

PLAN DE EXPANSIÓN RECOMENDADO																						
COSTO VARIABLE DE OPERACIÓN ⁽¹⁾																						
Tipo	Planta	Combustible	Potencia MW	Rendimiento kWh/l	\$/MWh																	
					2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	
Existente	Garabito	Búnker	194.7	4.48	178	178	169	169	169	169	169	171	171	171	171	173	173	173	176	176	176	
	Guápiles	Búnker	13.6	4.07	195	195	185	185	185	185	185	187	187	187	187	190	190	190	192	192	192	
	Orotina	Búnker	9.5	4.18	189	189	180	180	180	180	180	182	182	182	182	185	185	185	187	187	187	
	Moin 2a	Diesel	65.3	2.88	419	392	353	333	315	294	298	298	298	301	301	301	301	305	305	305	305	
	Moin 3	Diesel	70	2.95	410	383	345	325	308	288	291	291	291	295	295	295	295	298	298	298	298	
Futura	Moin 2b	Diesel	32.6	2.88	419	392	353	333	315	294	298	298	298	301	301	301	301	305	305	305	305	
	Alquiler MCI Diésel	Diesel	240	3.85	312	291	263	247	234	218	221	221	221	224	224	224	224	226	226	226	226	
	Modernización Moín	Diesel	200	3.00	400	373	336	316	300	280	283	283	283	286	286	286	286	290	290	290	290	
	Turbina Diésel Alquiler	Diesel	70	3.00	400	373	336	316	300	280	283	283	283	286	286	286	286	290	290	290	290	

⁽¹⁾ Solo incluye costos variables de operación por uso de combustible. No incluye otros costos variables.

(Esta página intencionalmente en blanco)