PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL

2026-2040

TOMO II
PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN

Gerencia de Planeamiento

PANAMÁ

Septiembre 2026



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

PESIN 2026

TOMO II

PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN

ETESA

Unimos Panamá con energía



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

NOMENCLATURAS

Nomenclatura	Significado
CMS	Costo Marginal del Sistema
CND	Centro Nacional de Despacho
ETESA	Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.
EOR	Ente Operador Regional
FV	Fotovoltaico
GNL	Gas Natural Licuado
ICP	Interconexión Eléctrica Colombia–Panamá
MER	Mercado Eléctrico Regional
OPTGEN	Herramienta para planificación y optimización de expansión de generación
PESIN	Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional
SDDP	*Stochastic Dual Dynamic Programming* (Programación Dinámica Dual Estocástica)
SIEPAC	Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central
SNE	Secretaría Nacional de Energía
VP	Valor presente

CONTENIDO

CAPÍTULO 1 16

INTRODUCCIÓN 16

CAPÍTULO 2 19

INFORMACIÓN BÁSICA, CRITERIOS Y PARÁMETROS 19
PRONÓSTICO DE DEMANDA 19
PRONÓSTICOS DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES 23
CRITERIOS Y PARÁMETROS 29

CAPÍTULO 3 34

SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE 34
GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA 39
GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA 42
GENERACIÓN RENOVABLE 44
AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ 47

CAPÍTULO 4 51

POTENCIAL ENERGÉTICO Y GENERACIÓN FUTURA 51
POTENCIAL ENERGÉTICO 51
SISTEMA DE GENERACIÓN FUTURA 58
COMPORTAMIENTO DE LA GENERACIÓN RENOVABLE NO CONVENCIONAL 68

CAPÍTULO 5 77

PLANES DE EXPANSIÓN DE AMÉRICA CENTRAL 77
DEMANDA ELÉCTRICA EN CENTROAMÉRICA 77
EXPANSIÓN DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN 78

CAPÍTULO 6 83

METODOLOGÍA DEL ESTUDIO 83
HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN 84
BLOQUES DE DEMANDA 86
SIMULACIONES 87

CAPÍTULO 7 92

ESCENARIOS DE EXPANSIÓN 92
ESCENARIO A – REFERENCIA 93
ESCENARIO B – RETRASO DE INTERCONEXIONES INTERNACIONALES 114
ESCENARIO C – GENERACIÓN DISTRIBUIDA 129

ESCENARIO D – MOVILIDAD ELÉCTRICA....142
RESUMEN....155
VARIACIONES EN EL PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN....158

CAPÍTULO 8....164

INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA PANAMÁ – COLOMBIA (ICP)....164
OBJETIVO....164
PROMOTORES DEL PROYECTO....164
DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO....165
BENEFICIOS DEL PROYECTO....166
VENTAJAS TÉCNICAS DEL PROYECTO....167
VENTAJAS ECONÓMICAS DEL PROYECTO....167
AVANCES EN LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO....168
SIMULACIÓN....168
ESCENARIO CON COLOMBIA....169

CAPÍTULO 9....175

CONCLUSIONES Y REFERENCIAS....175
CONCLUSIONES....175
REFERENCIAS....177

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 2. 1 Proyección de Precios del Combustible – Escenario Medio ($/MMBtu) ...26
Gráfico 2. 2 Proyección de Precios del Combustible – Escenario Alto ($/MMBtu) 27
Gráfico 2. 3 Proyección de Precios del Combustible – Escenario Bajo ($/MMBtu)....28

Gráfico 3. 1 Composición Porcentual del Sistema de Generación....34
Gráfico 3. 2 Composición Porcentual por Tecnología del Sistema de Generación 35
Gráfico 3. 3 Capacidad Instalada por Agente a enero 2026. 38
Gráfico 3. 4 Comportamiento de la Generación 2025 40

Gráfico 4. 1 Perfil horario estadístico de la generación fotovoltaica en el periodo Seco 69
Gráfico 4. 2 Perfil horario estadístico de la generación fotovoltaica en el periodo Lluvioso....69
Gráfico 4. 3 Comportamiento horario de la generación eólica en la subestación Antón durante el período seco de 2026....70
Gráfico 4. 4 Comportamiento horario de la generación eólica en la subestación Antón durante el período lluvioso de 2025....71
Gráfico 4. 5 Comportamiento horario de la generación eólica en la subestación El Coco durante el período seco de 2026....72

Gráfico 4. 6 Comportamiento horario de la generación eólica en la subestación El Coco durante el período lluvioso de 2025.....72

Gráfico 6. 1 Metodología de estudio.....83
Gráfico 6. 2 Softwares de Simulación.....84
Gráfico 6. 3 Metodología general de realización del Plan Indicativo de Generación..85
Gráfico 6. 4 Aspectos considerados en la configuración de los escenarios.....86
Gráfico 6. 5 Escenarios PESIN 2026.....87

Gráfico 7. 1 Costo Marginal Anual del Sistema de Panamá – Escenario de Referencia A.....100
Gráfico 7. 2 Costo Marginal Mensual del Sistema de Panamá – Escenario de Referencia A.....101
Gráfico 7. 3: Intercambios de Energía con Centroamérica y Colombia del Escenario Referencia A.....102
Gráfico 7. 4: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario Referencia A.....103
Gráfico 7. 5 Generación vs Demanda del Escenario Referencia A.....104
Gráfico 7. 6: Intercambios de energía con Centroamérica y Colombia de la Sensibilidad A1.....108
Gráfico 7. 7: Costo Marginal del Sistema de Panamá de la Sensibilidad A1.....109
Gráfico 7. 8: Intercambios de energía con Centroamérica y Colombia de la Sensibilidad A2.....112
Gráfico 7. 9: Costo Marginal del Sistema de Panamá de la Sensibilidad A2.....113
Gráfico 7. 10 Costo Marginal Anual del Sistema de Panamá – Escenario B.....119
Gráfico 7. 11 Costo Marginal Mensual del Sistema de Panamá – Escenario B.....120
Gráfico 7. 12: Intercambios de Energía con Centroamérica y Colombia del Escenario B.....121
Gráfico 7. 13: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario B.....122
Gráfico 7. 14: Generación vs Demanda del Escenario B.....123
Gráfico 7. 15: Intercambios de energía con Centroamérica y Colombia del Escenario B1.....127
Gráfico 7. 16: Costo Marginal del Sistema de Panamá del Escenario B1.....128
Gráfico 7. 17 Capacidad Instalada de Generación Distribuida.....130
Gráfico 7. 18 Perfil de producción para la Generación distribuida periodo seco y lluvioso.....130
Gráfico 7. 19 Costo Marginal Anual del Sistema de Panamá – Escenario C.....136
Gráfico 7. 20: Costo Marginal del Sistema de Panamá del Escenario C.....137
Gráfico 7. 21: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario C.....138
Gráfico 7. 22: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario C.....139
Gráfico 7. 23: Generación vs Demanda del Escenario C.....140
Gráfico 7. 24 Potencia Coincidente de la Movilidad Eléctrica.....143
Gráfico 7. 25 Perfil horario de la demanda proyectada con y sin Movilidad Eléctrica, enero de 2035.....144
Gráfico 7. 26 Costo Marginal Anual del Sistema de Panamá – Escenario D.....149
Gráfico 7. 27: Costo Marginal del Sistema de Panamá del Escenario D.....150

Gráfico 7. 28: Intercambios de Energía con Centroamérica y Colombia del Escenario D 151
Gráfico 7. 29: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario D 152
Gráfico 7. 30: Generación vs Demanda del Escenario D 153
Gráfico 7. 31: Comparación de costos marginales por Escenarios 158
Gráfico 7. 32: Variación en los Pronósticos de Energía 159
Gráfico 7. 33 Variación en los pronósticos de Demanda 160

Gráfico 8. 1 Costo Marginal del Sistema de Panamá del Escenario A 169
Gráfico 8. 2 Intercambios de Energía con Colombia 171

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2. 1: Proyección de la Demanda 20
Tabla 2. 2 Demanda Minera Panamá - Potencia 21
Tabla 2. 3 Demanda de Minera Panamá – Energía. 22
Tabla 2. 4 Unidades de los precios de combustibles 24
Tabla 2. 5 Unidades y factores de conversión de los precios de combustibles 25
Tabla 2. 6: Proyección de los Precios del Combustible – Escenario Medio 26
Tabla 2. 7: Proyección de los Precios del Combustible – Escenario Alto 27
Tabla 2. 8: Proyección de los Precios del Combustible – Escenario Bajo 28

Tabla 3. 1 Matriz Energética a enero 2026 34
Tabla 3. 2 Capacidad Instalada del Sistema Interconectado Nacional a enero 2025. 36
Tabla 3. 3 Sistema de Generación Hidroeléctrico Existente 41
Tabla 3. 4 Sistema de Generación Termoeléctrico Existente 43
Tabla 3. 5 Sistema de Generación Eólica Existente 44
Tabla 3. 6 Sistema de Generación Solar Fotovoltaica Existente 45
Tabla 3. 7 Plantas de la Autoridad del Canal de Panamá 47

Tabla 4. 1 Licencias Definitivas para Generación Eólica 51
Tabla 4. 2 Licencias Provisionales para Generación Eólica 52
Tabla 4. 3 Licencias Definitivas Fotovoltaicas 52
Tabla 4. 4 Licencias Provisionales Fotovoltaicas 53
Tabla 4. 5 Concesiones Otorgadas de Centrales Hidroeléctricas en Diseño y/o Construcción 56
Tabla 4. 6 Concesiones para Generación Hidroeléctrica en Trámite 56
Tabla 4. 7 Certificados de Autogenerador Definitivo 57
Tabla 4. 8 Proyectos Eólicos Considerados 58
Tabla 4. 9 Proyectos Solares Considerados 60
Tabla 4. 10 Proyectos Hidroeléctricos Considerados 66
Tabla 4. 11 : Proyectos Termoeléctricos candidatos identificados 67

Tabla 5. 1 Documentos de planificación nacional considerados por país 77

Tabla 5. 2 Proyecciones de demanda de energía anual por país, en GWh 78
Tabla 5. 3 Proyecciones de potencia máxima anual por país, en MW 78
Tabla 5. 4 Planes de Expansión de Generación Eléctrica y de Transmisión de los países del MER..... 79

Tabla 6. 1 Parámetros de las Corridas SDDP 88

Tabla 7. 1 Resumen de Escenario Referencia A 93
Tabla 7. 2: Costos del Escenario Referencia A 96
Tabla 7. 3 Desagregación anual de los costos del escenario, 2026–2040 96
Tabla 7. 4: Cronograma de Expansión del Escenario Referencia A..... 97
Tabla 7. 5: Porcentajes de penetración de energía en la demanda del Escenario Referencia A 105
Tabla 7. 6 Resumen de Sensibilidad A1 106
Tabla 7. 7: Costos de la Sensibilidad A1 106
Tabla 7. 8 Desagregación anual de los costos del escenario, 2026–2040 107
Tabla 7. 9 Resumen de Sensibilidad A2 110
Tabla 7. 10: Costos de la Sensibilidad A2 110
Tabla 7. 11 Desagregación anual de los costos del escenario, 2026–2040..... 111
Tabla 7. 12 Resumen de Escenario B 114
Tabla 7. 13: Costos del Escenario B 115
Tabla 7. 14 Desagregación anual de los costos del escenario, 2026–2040..... 115
Tabla 7. 15: Cronograma de Expansión del Escenario B 116
Tabla 7. 16: Porcentajes de penetración de energía en la demanda del Escenario B 124
Tabla 7. 17 Resumen de Sensibilidad B1 125
Tabla 7. 18: Costos de la Sensibilidad B1 125
Tabla 7. 19 Desagregación anual de los costos del escenario, 2026–2040..... 126
Tabla 7. 20 Resumen de Escenario C..... 129
Tabla 7. 21: Costos del Escenario C..... 131
Tabla 7. 22 Desagregación anual de los costos del escenario, 2026–2040..... 132
Tabla 7. 23: Cronograma de Expansión del Escenario C..... 133
Tabla 7. 24: Porcentajes de penetración de energía en la demanda del Escenario C 141
Tabla 7. 25 Resumen del Escenario D 142
Tabla 7. 26: Costos del Escenario D 145
Tabla 7. 27 Desagregación anual de los costos del escenario, 2026–2040..... 145
Tabla 7. 28: Cronograma de Expansión del Escenario D..... 146
Tabla 7. 29: Porcentajes de penetración de energía en la demanda del Escenario D 154
Tabla 7. 30: Comparación de Costos por Escenario 156

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 8. 1 Trazado previsto de la interconexión entre Panamá II y Cerromatoso 166

ÍNDICE DE ANEXOS

Tomo II - Anexo - I - Salidas del Escenario Referencia A

Tomo II - Anexo - II - Salidas de los Escenarios B, C y D

Tomo II - Anexo - III - Costo Variable de Producción de Centrales

Tomo II - Anexo - IV - Descripción de Tecnologías de Generación y Almacenamiento

Tomo II - Anexo - V - Metodología de los Modelos OPTGEN y SDDP

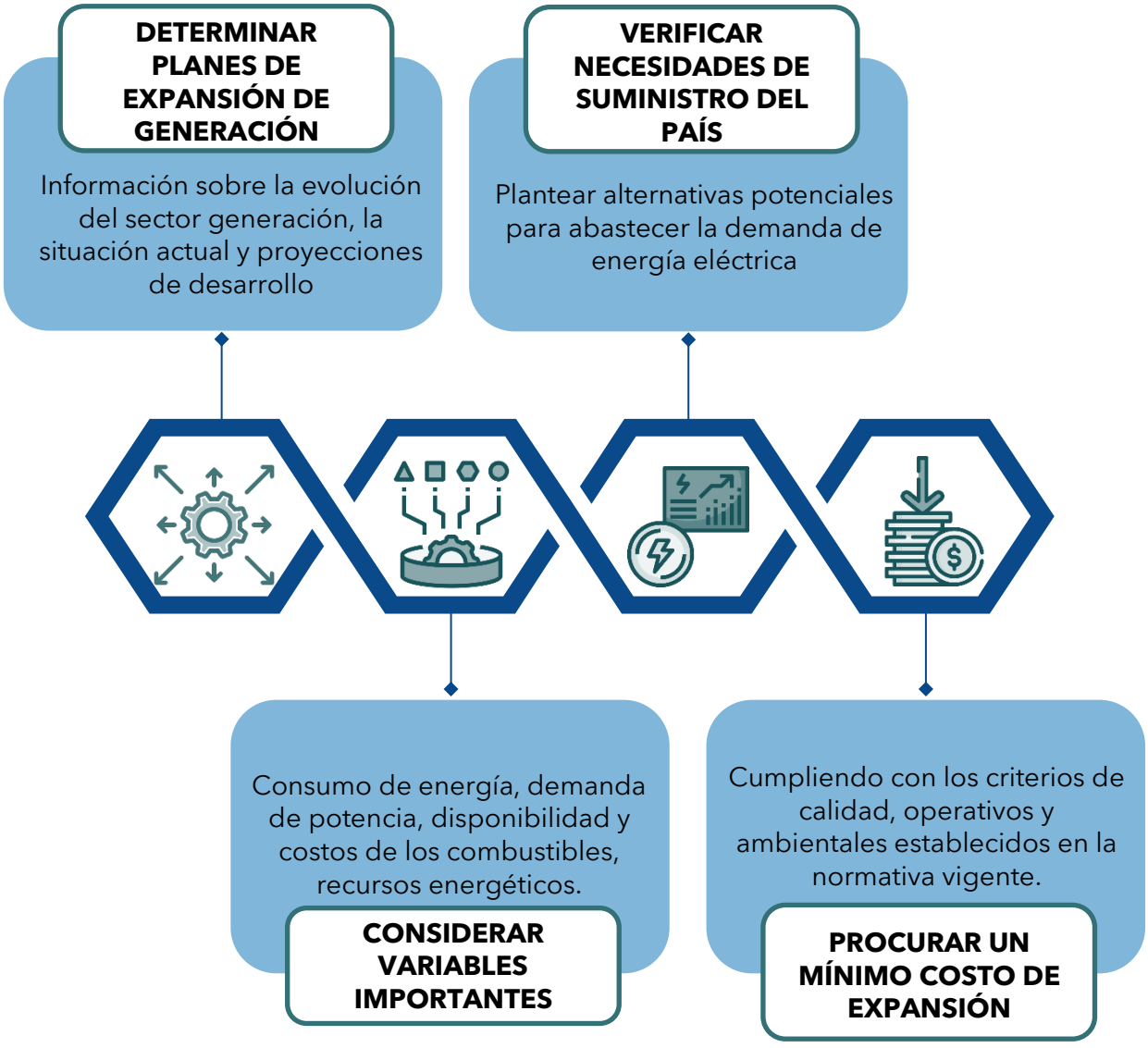
Tomo II - Anexo - VI -Topologías de los proyectos



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

TOMO II

PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN





Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

CAPÍTULO 1

INTRODUCCIÓN

La Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) es responsable de preparar el Plan de Expansión de la Generación para el Sistema Interconectado Nacional, según lo establece el texto único de la Ley No. 6 de 3 de febrero de 1997, en su Artículo 68, Capítulo IV del Título III, y señala lo siguiente:

"Preparar el plan de expansión de generación para el Sistema Interconectado Nacional, el cual será de obligatorio cumplimiento durante los primeros cinco años de vigencia de esta Ley. A partir del sexto año de la entrada en vigor de la presente Ley, este plan de expansión tendrá carácter meramente indicativo."

Este documento presenta los resultados del Plan Indicativo de Expansión de la Generación para el Sistema Interconectado Nacional, cuyo objetivo principal es plantear una estrategia de desarrollo a largo y mediano plazo para el sistema de generación del país, sirviendo como referencia para los diferentes actores involucrados en el desarrollo eléctrico nacional. Asimismo, busca orientar a los organismos responsables de la política energética del país, brindándoles claridad sobre las diversas situaciones a las que podría enfrentarse el sistema bajo los escenarios presentados.

Además, se incluyen los resultados de la revisión y actualización del Plan Indicativo de Generación para el periodo 2026-2040, con un enfoque en las Políticas y Criterios para la Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2026, emitidos por la Secretaría Nacional de Energía. En este proceso, se consideraron los siguientes aspectos:

Una revisión de la capacidad instalada del país y de la situación actual del parque de generación eléctrica a junio de 2026.

En cuanto a la generación, se utilizaron datos de proyectos con algún avance en trámites, según los criterios definidos por el SNE. Además, se evaluaron las diferentes tecnologías de generación existentes a nivel mundial, considerando sus costos.

ETESA no se hace responsable por el uso de los datos en cualquier otro documento o diligencia, sin las reservas del caso.



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

CAPÍTULO II

INFORMACIÓN BÁSICA, CRITERIOS Y PARÁMETROS

CAPÍTULO 2

INFORMACIÓN BÁSICA, CRITERIOS Y PARÁMETROS

PRONÓSTICO DE DEMANDA

El Plan Indicativo de Generación 2026-2040, utilizó la proyección de la demanda proyectada en el Tomo I: Estudios Básicos 2026.

Esta demanda se calculó proyectando por separado el consumo de las distribuidoras (ENSA, EDEMET y EDECHI) y los Grandes Usuarios. Las proyecciones consideran las pérdidas técnicas y no técnicas en distribución. Al nivel de las distribuidoras se consideran los siguientes sectores de consumo: residencial, comercial, industrial, gobierno y alumbrado público. A partir de las antes mencionadas se calcula la demanda de consumo eléctrico de Panamá.

Las proyecciones de demanda indican que el consumo de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional podría presentar unas tasas de crecimiento, por el orden de 1.81% a 4.22% promedio anual, para los quince años de proyección, mientras que la potencia máxima exigida al sistema podría crecer entre 2.89% a 5.30%, de darse situaciones socioeconómicas pesimistas a una opción optimista, respectivamente.

Cada uno de los escenarios proyectados en el Tomo I representa una alternativa de desarrollo o comportamiento de la economía.

Es conveniente destacar, que las tasas de crecimiento de los pronósticos de generación y potencia, alcanzados en el presente análisis para los tres escenarios alternativos, son un poco menores en el corto plazo con respecto a los estimados presentados en el PESIN del año anterior, debido a la desaceleración de la economía nacional y por los ajustes que se realizan en el comercio y la economía mundial. A continuación, en la Tabla 2. 1, se presenta el pronóstico de demanda.

PRONÓSTICOS DE LA GENERACIÓN Y POTENCIA PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTECONECTADO NACIONAL 2026 - 2040															
AÑO	Pesimista - Bajo					Moderado - Medio					Optimista - Alto				
	GENERACIÓN		POTENCIA		Load Factor	GENERACIÓN		POTENCIA		Load Factor	GENERACIÓN		POTENCIA		Load Factor
	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	FC	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	FC	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	FC
2026	10,863.78		1,769.91		0.7007	11,316.43		1,843.65		0.7007	11,981.94		1,912.71		0.7151
2027	11,131.10	2.46%	1,837.25	3.81%	0.6916	11,714.48	3.52%	1,933.54	4.88%	0.6916	12,512.36	4.43%	2,017.06	5.46%	0.7081
2028	11,397.39	2.39%	1,903.82	3.62%	0.6834	12,119.73	3.46%	2,024.48	4.70%	0.6834	13,048.53	4.29%	2,124.35	5.32%	0.7012
2029	11,655.74	2.27%	1,969.60	3.46%	0.6756	12,524.97	3.34%	2,116.48	4.54%	0.6756	13,605.05	4.26%	2,237.08	5.31%	0.6942
2030	11,906.14	2.15%	2,034.57	3.30%	0.6680	12,930.21	3.24%	2,209.57	4.40%	0.6680	14,184.32	4.26%	2,355.81	5.31%	0.6873
2031	12,148.60	2.04%	2,098.73	3.15%	0.6608	13,335.46	3.13%	2,303.76	4.26%	0.6608	14,787.37	4.25%	2,480.89	5.31%	0.6804
2032	12,383.12	1.93%	2,162.05	3.02%	0.6538	13,740.70	3.04%	2,399.08	4.14%	0.6538	15,414.80	4.24%	2,612.62	5.31%	0.6735
2033	12,609.69	1.83%	2,224.52	2.89%	0.6471	14,145.94	2.95%	2,495.54	4.02%	0.6471	16,067.08	4.23%	2,751.27	5.31%	0.6667
2034	12,828.33	1.73%	2,286.13	2.77%	0.6406	14,551.19	2.86%	2,593.16	3.91%	0.6406	16,744.69	4.22%	2,897.13	5.30%	0.6598
2035	13,039.01	1.64%	2,346.86	2.66%	0.6342	14,956.43	2.78%	2,691.97	3.81%	0.6342	17,448.08	4.20%	3,050.52	5.29%	0.6529
2036	13,241.76	1.55%	2,406.69	2.55%	0.6281	15,361.67	2.71%	2,791.99	3.72%	0.6281	18,177.76	4.18%	3,211.75	5.29%	0.6461
2037	13,436.56	1.47%	2,465.62	2.45%	0.6221	15,766.91	2.64%	2,893.24	3.63%	0.6221	18,934.27	4.16%	3,381.17	5.27%	0.6393
2038	13,623.43	1.39%	2,523.61	2.35%	0.6163	16,172.16	2.57%	2,995.74	3.54%	0.6163	19,718.20	4.14%	3,559.15	5.26%	0.6324
2039	13,802.34	1.31%	2,580.65	2.26%	0.6105	16,577.40	2.51%	3,099.51	3.46%	0.6105	20,530.19	4.12%	3,746.06	5.25%	0.6256
2040	13,973.32	1.24%	2,636.74	2.17%	0.6050	16,982.64	2.44%	3,204.59	3.39%	0.6050	21,370.89	4.09%	3,942.34	5.24%	0.6188

Tabla 2. 1: Proyección de la Demanda

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

En la demanda presentada en la Tabla 2. 1, no se ha incluido la demanda de energía de Minera Panamá, ya que esta funciona como autogenerador. Esto significa que la mina produce su propia energía y no depende completamente de la red nacional.

Sin embargo, el Modelo de Demanda THUAR, utilizado por ETESA para proyectar la demanda de potencia y energía de consumo, no contempla la demanda de Minera Panamá. Por lo tanto, es necesario añadirla a las proyecciones para el periodo 2026-2040.

Este ajuste es importante porque las operaciones mineras generalmente tienen un factor de carga elevado (90% o más), lo que implica que su consumo de energía es relativamente constante y predecible a lo largo del tiempo.

Los detalles de este ajuste y la demanda de Minera Panamá se reflejarán en la Tabla 2. 2 y Tabla 2. 3, donde se mostrarán las cifras correspondientes a la proyección actualizada.

Tabla 2. 2 Demanda Minera Panamá - Potencia

	Minera												
AÑO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total MW
2026	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
2027	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
2028	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
2029	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
2030	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
2031	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
2032	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
2033	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
2034	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
2035	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
2036	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
2037	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
2038	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
2039	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00
2040	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00	20.00

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

Nota: El consumo de Minera Panamá considerado en esta proyección es de aproximadamente 20 MW, ya que, en la actualidad, la mina se encuentra fuera de operación y solo está utilizando energía para sus sistemas auxiliares. Este valor de referencia se basa en las mediciones de flujo entre las Subestaciones Botija y Llano Sánchez.

Tabla 2. 3 Demanda de Minera Panamá – Energía.

	Minera													
AÑO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total MWh	Total GWh
2026	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	172,800.00	172.80
2027	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	172,800.00	172.80
2028	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	172,800.00	172.80
2029	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	172,800.00	172.80
2030	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	172,800.00	172.80
2031	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	172,800.00	172.80
2032	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	172,800.00	172.80
2033	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	172,800.00	172.80
2034	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	172,800.00	172.80
2035	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	172,800.00	172.80
2036	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	172,800.00	172.80
2037	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	172,800.00	172.80
2038	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	172,800.00	172.80
2039	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	172,800.00	172.80
2040	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	14,400.00	172,800.00	172.80

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

PRONÓSTICOS DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

La Secretaría Nacional de Energía, en la Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2026, establece que, para la proyección de los precios de los combustibles utilizados en la generación termoeléctrica, se considera un escenario base con precios medios, altos y bajos, aplicando las tendencias de Referencia, Alta y Baja de las proyecciones de combustibles estimadas por la última versión del Annual Energy Outlook de la U.S. Energy Information Administration (EIA).

En concordancia con estos criterios, para el presente Plan de Expansión se utilizaron como precios semilla los valores de los combustibles reportados por el Centro Nacional de Despacho (CND) correspondientes a la semana 24 de 2026[1], mientras que las tendencias de evolución se determinaron a partir de las proyecciones del Annual Energy Outlook 2025 (AEO2025) de la EIA para el período 2024–2050.[2] A partir de estas referencias, se proyectaron de manera independiente los precios del diésel (Destillate Fuel Oil), búnker (Heavy Fuel Oil), gas natural (CH_4) y carbón, aplicando las variaciones porcentuales anuales correspondientes a cada combustible.

Determinación de los precios semilla

Los precios correspondientes al año 2026 se establecieron a partir de los valores reportados por el CND para la semana 24 de 2026. Estos valores constituyen el punto de partida para la proyección de cada combustible.

Determinación de la tendencia de precios

A partir de las proyecciones de precios de la EIA se determinaron las variaciones porcentuales anuales para cada combustible durante el horizonte de proyección, obteniendo una trayectoria independiente para el diésel (Destillate Fuel Oil), búnker (Heavy Fuel Oil), gas natural (CH_4) y carbón. Para cada año, la variación se obtiene mediante la relación entre el precio proyectado del año correspondiente y el precio del año anterior.

[1] Centro Nacional de Despacho (CND). Informe de Operación – Semana 24 de 2026. Precios de combustibles utilizados en el despacho de generación. Panamá. Retrieved from (https://www.cnd.com.pa)

[2] U.S. Energy Information Administration (EIA). Annual Energy Outlook 2025 (AEO2025). Data Browser. Energy Prices by Sector and Source, Electric Power, 2024–2050. Independent Statistics and Analysis. Retrieved from: EIA AEO2025 Data Browser

La variación porcentual anual se determina mediante:

$$g_{c,t} = \left(\frac{P_{c,t}^{EIA}}{P_{c,t-1}^{EIA}} - 1 \right)$$

donde:

- $g_{c,t}$ corresponde a la variación porcentual anual del precio del combustible c en el año t;
- $P_{c,t}^{EIA}$ corresponde al precio proyectado por la EIA para el combustible c en el año t; y
- $P_{c,t-1}^{EIA}$ corresponde al precio proyectado por la EIA para el combustible c en el año anterior.

Proyección de los precios

La proyección de cada combustible se realizó de manera independiente, aplicando al precio del año anterior la variación porcentual anual correspondiente, de acuerdo con la tendencia determinada a partir de las proyecciones de la EIA.

En términos generales, el precio proyectado se determina mediante:

$$P_{c,t} = P_{c,t-1} \times (1 + g_{c,t})$$

- $P_{c,t}$ corresponde al precio proyectado del combustible c en el año t;
- $P_{c,t-1}$ corresponde al precio proyectado del año anterior; y
- $g_{c,t}$ corresponde a la variación porcentual anual del precio del combustible c, obtenida de las proyecciones de la EIA.

Unidades utilizadas en el modelo SDDP

Los precios proyectados se mantienen en las unidades requeridas para su incorporación al modelo SDDP, de acuerdo con la parametrización de cada combustible:

Tabla 2. 4 Unidades de los precios de combustibles

Combustible	Unidad de precio utilizada en SDDP
Diésel	US$/gal
Búnker	US$/gal
Gas natural	US$/MMBtu
Carbón	US$/MWh

En el caso del carbón, el precio se mantiene en US$/MWh, de acuerdo con la parametrización utilizada en el modelo SDDP.

Conversión de unidades para comparación de precios

Con el propósito de facilitar la comparación de los precios de los combustibles, los valores de diésel y búnker se expresan adicionalmente en US$/MMBtu, utilizando los factores de conversión correspondientes. El precio del gas natural ya se encuentra expresado en US$/MMBtu, por lo que no requiere conversión.

Tabla 2. 5 Unidades y factores de conversión de los precios de combustibles

Combustible	Unidad original	Factor de conversión	Unidad de comparación
Diésel	US$/gal	0.137381 MMBtu/gal	US$/MMBtu
Búnker	US$/gal	6.287 MMBtu/bbl; 42 gal/bbl	US$/MMBtu
Gas natural	US$/MMBtu	No requiere conversión	US$/MMBtu

Nota: Estas conversiones se utilizan únicamente para efectos de presentación y comparación de los precios, sin modificar las unidades de los valores utilizados como entrada en el modelo SDDP.[3]

A continuación, se presentan las tablas y gráficos comparativos del pronóstico de los precios de los combustibles durante el horizonte de planificación.

[3] U.S. Energy Information Administration (EIA). Energy Conversion Calculators. Energy Explained. Independent Statistics and Analysis. Retrieved from (https://www.eia.gov/energyexplained/units-and-calculators/energy-conversion-calculators.php)

Tabla 2. 6: Proyección de los Precios del Combustible – Escenario Medio

PROYECCIÓN DE COMBUSTIBLES - ESCENARIO MEDIO $/MMBTU			
AÑO	**Heavy Fuel Oil (HFO) BÚNKER C**	**Destillate Fuel Oil DIÉSEL**	**CH4 GAS NATURAL**
2026	12.15	16.98	6.30
2027	12.75	16.64	6.18
2028	13.40	16.35	6.29
2029	14.02	16.18	6.69
2030	14.69	16.09	7.03
2031	14.81	16.04	7.28
2032	14.73	16.46	8.29
2033	14.95	16.69	8.86
2034	15.07	16.79	9.16
2035	15.25	16.90	9.26
2036	15.30	16.92	9.23
2037	15.38	17.01	9.04
2038	15.49	17.13	8.90
2039	15.51	17.22	8.78
2040	15.61	17.32	8.83

Gráfico 2. 1 Proyección de Precios del Combustible – Escenario Medio ($/MMBtu)

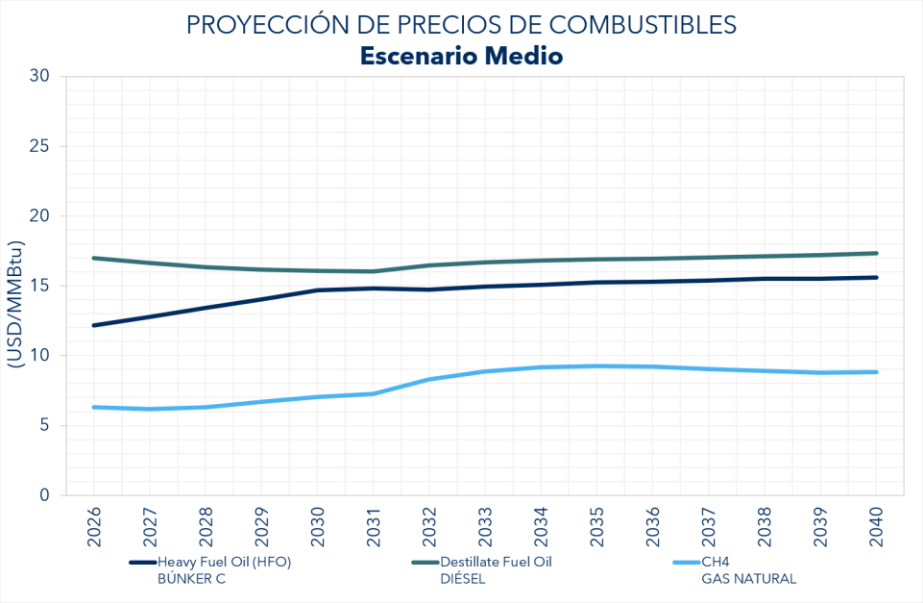


Tabla 2. 7: Proyección de los Precios del Combustible – Escenario Alto

PROYECCIÓN DE COMBUSTIBLES - ESCENARIO ALTO $/MMBTU			
AÑO	**Heavy Fuel Oil (HFO) BÚNKER C**	**Destillate Fuel Oil DIÉSEL**	**CH4 GAS NATURAL**
2026	17.59	25.53	6.67
2027	18.82	24.90	6.93
2028	19.94	24.26	7.35
2029	20.29	23.06	7.84
2030	20.76	21.99	8.46
2031	21.12	22.22	8.86
2032	21.28	22.82	9.84
2033	21.51	23.06	10.25
2034	21.79	23.30	10.61
2035	22.03	23.55	10.92
2036	22.24	23.80	11.14
2037	22.45	24.02	11.22
2038	22.83	24.39	11.21
2039	23.35	24.96	11.21
2040	23.63	25.27	11.08

Gráfico 2. 2 Proyección de Precios del Combustible – Escenario Alto ($/MMBtu)

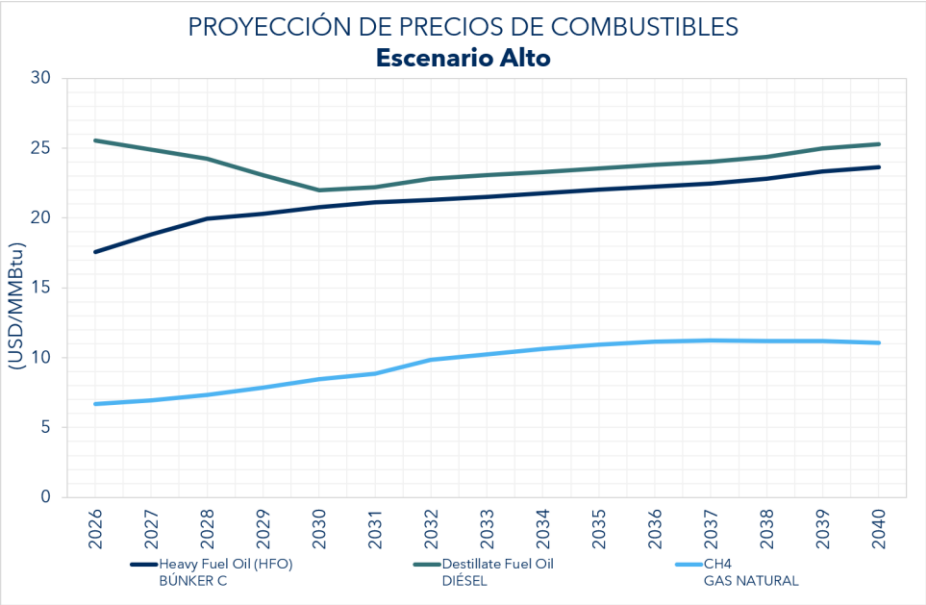
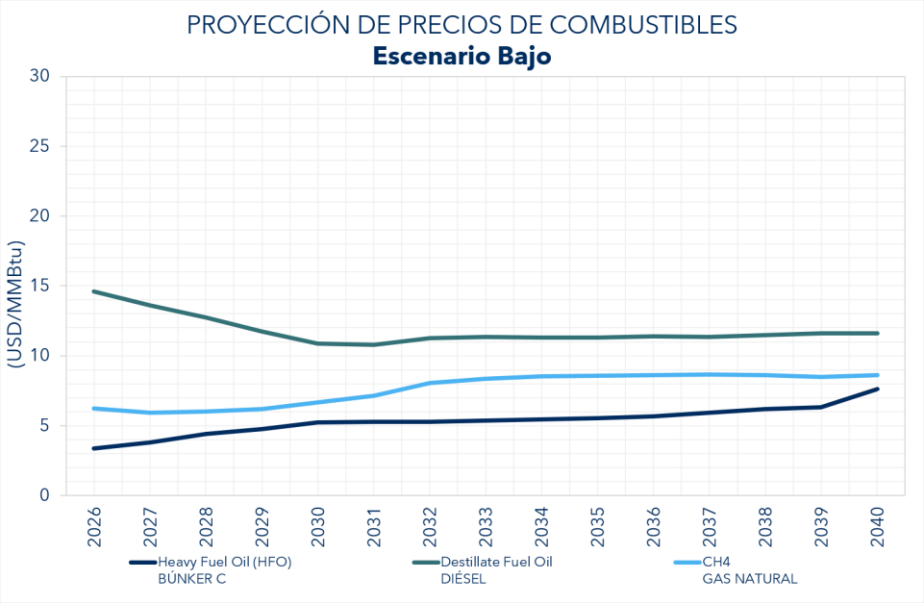


Tabla 2. 8: Proyección de los Precios del Combustible – Escenario Bajo

PROYECCIÓN DE COMBUSTIBLES - ESCENARIO BAJO $/MMBTU			
AÑO	**Heavy Fuel Oil (HFO) BÚNKER C**	**Destillate Fuel Oil DIÉSEL**	**CH4 GAS NATURAL**
2026	3.38	14.61	6.24
2027	3.81	13.63	5.94
2028	4.39	12.76	6.03
2029	4.76	11.72	6.17
2030	5.23	10.88	6.67
2031	5.26	10.79	7.12
2032	5.28	11.27	8.03
2033	5.37	11.34	8.37
2034	5.43	11.30	8.53
2035	5.54	11.32	8.57
2036	5.66	11.40	8.61
2037	5.91	11.36	8.65
2038	6.21	11.49	8.60
2039	6.31	11.59	8.47
2040	7.63	11.60	8.63

Gráfico 2. 3 Proyección de Precios del Combustible – Escenario Bajo ($/MMBtu)



Análisis de los escenarios de precios

Los resultados muestran diferencias significativas entre los escenarios bajo, medio y alto durante el horizonte 2026–2040. El búnker presenta las mayores diferencias de precio entre escenarios, mientras que el gas natural mantiene una trayectoria creciente, particularmente en el escenario alto. Por su parte, el diésel presenta una disminución inicial en los tres escenarios, seguida de una recuperación y estabilización hacia el final del horizonte.

Estas variaciones permiten representar diferentes condiciones de precios de los combustibles y evaluar su impacto sobre los costos variables y el despacho de las unidades termoeléctricas mediante el modelo SDDP.

CRITERIOS Y PARÁMETROS

El Plan Indicativo de Generación tiene como base las Políticas y Criterios para la expansión del Sistema Interconectado Nacional, determinados por La Secretaría Nacional de Energía, los cuales establecen los lineamientos para el diseño del Plan de Expansión de Generación para el Sistema Interconectado Nacional, de manera que los planes para atender la demanda sean lo suficientemente flexibles para que se adapten a los cambios que determinen las condiciones técnicas, económicas, financieras y ambientales, de tal forma, que estos cumplan los requerimientos de calidad, confiabilidad y seguridad; conduciendo a que la demanda pueda ser suplida, atendiendo, a criterios de uso eficiente de los recursos energéticos. Ver Anexo 5 del Tomo I Estudios Básicos 2026-2040.

CRITERIO DE MÍNIMO COSTO

El Plan de Expansión de Generación debe garantizar el abastecimiento de la demanda de energía y potencia a un costo mínimo, traído a valor presente cumpliendo criterios de confiabilidad y calidad de suministro y que a su vez genere un beneficio óptimo, [4]conforme al artículo 67 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997. Tomando en cuenta el costo de inversión, operación y mantenimiento, además de cualquier otro costo que se genere en el proceso de generación, tales como el costo de la generación de gases de efecto invernadero.

[4] De acuerdo con el Artículo 81 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997

CRITERIO DE CONFIABILIDAD

Energía:

- Para ningún año del periodo de planificación se permiten déficit de energía que superen el 2% de la demanda de cualquier mes, en más del 5% de las series hidrológicas
- No se permiten déficit de cualquier cantidad que aparezcan para el mismo mes de cualquier año del periodo de planificación en todas las series hidrológicas.

Potencia

- El parque de generación propuesto debe tener en todo momento una reserva mínima correspondiente al porcentaje de reserva de confiabilidad de largo plazo calculada por el CND de acuerdo con las reglas comerciales y aprobadas por la ASEP. Para el Plan Indicativo de Generación 2026-2040 se utilizará un valor porcentual de reserva por confiabilidad de 7.38%.[5]

COSTO DE RACIONAMIENTO DE ENERGÍA

Se establece como costo de racionamiento de energía para esta revisión del Plan de Expansión un valor único de 4,130$/MWh[6], que corresponde al CENS (Costo de Energía No Suministrada), publicado por la Autoridad de los Servicios Públicos.

PARÁMETROS TÉCNICOS Y ECONÓMICOS

Se establece un horizonte de planificación de 15 años, utilizando costos de mercado para la inversión y una tasa anual de descuento de 12.0%.

[5] Valor de la Reserva de confiabilidad para el año 2025. Aprobado mediante Resolución AN No. 19869-Elec del 23 de enero de 2025.

[6] Costo de La Energía No Suministrada para la Aplicación en la planificación de la Transmisión. Valor calculado por CND en cumplimiento a la Resolución AN No. 12831-ELEC del 16 de octubre de 2018.



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

CAPÍTULO III

SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

CAPÍTULO 3

SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE

La capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional a finales de enero 2026 es de 5,112.13 MW que corresponden a centrales hidroeléctricas, centrales termoeléctricas, parques eólicos y solares fotovoltaicas, como se detalla en la Tabla 3. 1.

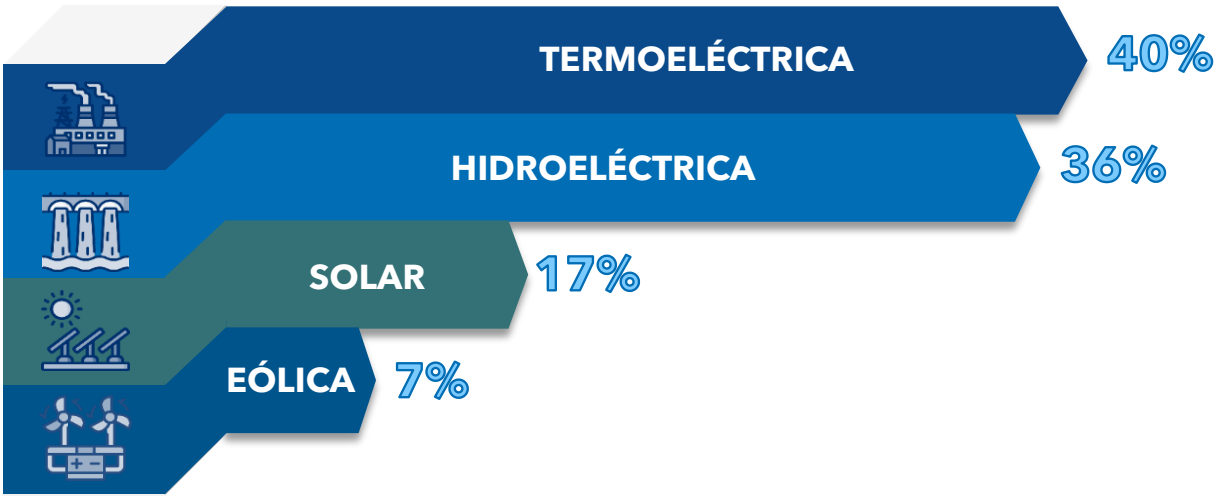
Tabla 3. 1 Matriz Energética a enero 2026

Recurso	Tecnología	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Firme (MW)
Hidroeléctricas	Hidroeléctrica de Pasada	1289.73	660.70
	Hidroeléctrica de Embalse	560.00	450.29
Termoeléctricas	Ciclo Combinado	1201.00	1132.27
	Motor de Media Velocidad	353.48	316.23
	Motor de Baja Velocidad	81.61	62.20
	Turbina de Gas	86.00	63.51
	Turbina de Vapor	330.00	0.00
Eólico	Aerogeneradores de Eje Horizontal	336.00	0.00
Solar	Solar Fotovoltaica	874.31	0.00
Total		**5112.13**	**2685.20**

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2026).

La distribución porcentual del plantel de generación se muestra en el Gráfico 3. 1. Las cifras mencionadas, no consideran el excedente no firme de las plantas de la Autoridad del Canal de Panamá (ACP), Minera Panamá, pequeñas centrales y los sistemas aislados.

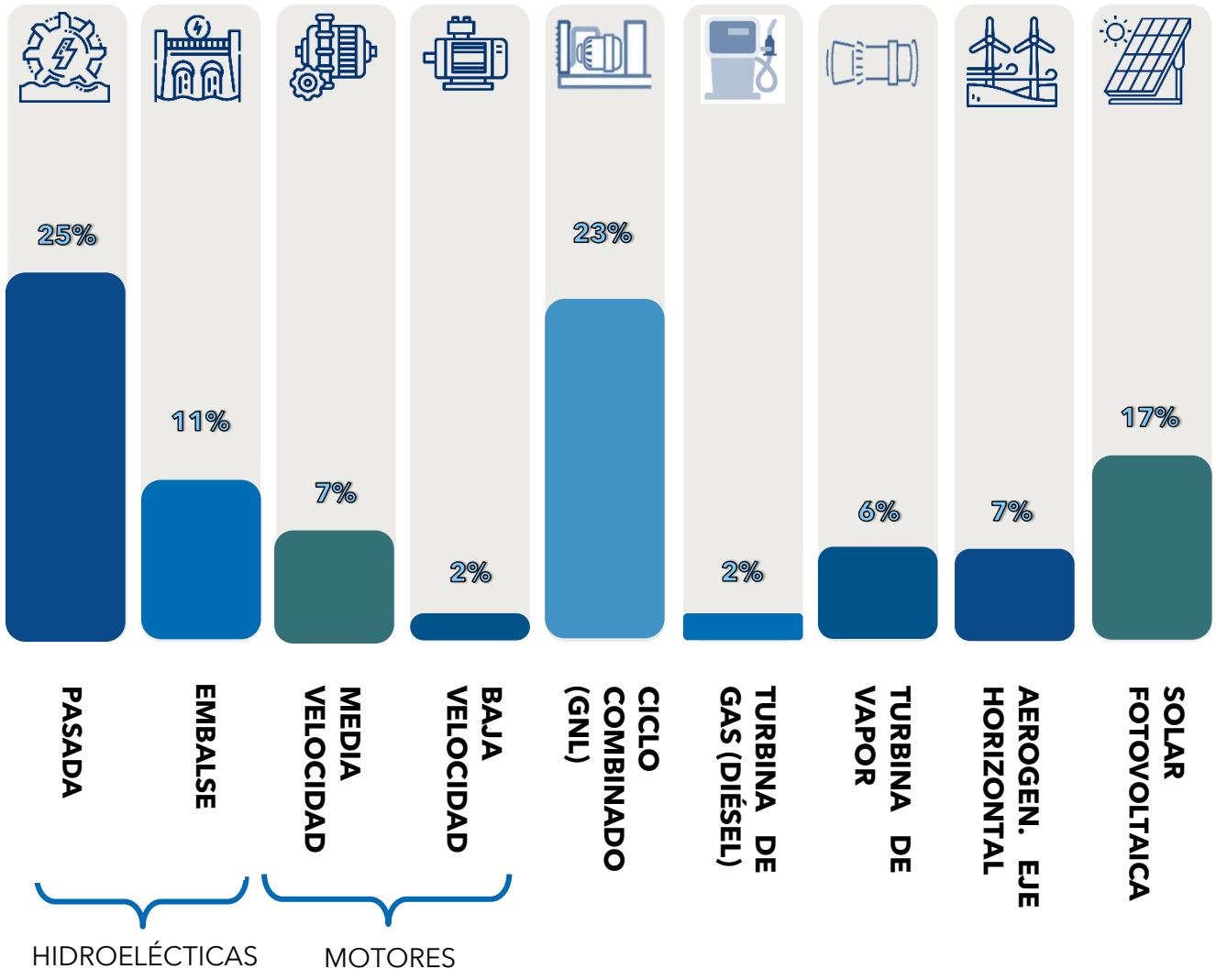
Gráfico 3. 1 Composición Porcentual del Sistema de Generación



Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2026).

En el Gráfico 3. 2 se puede observar composición porcentual por tecnología.

Gráfico 3. 2 Composición Porcentual por Tecnología del Sistema de Generación



Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2026).

En la Tabla 3. 2 y en el Gráfico 3. 3 se detallan los diferentes agentes existentes con su capacidad instalada (MW).

Tabla 3. 2 Capacidad Instalada del Sistema Interconectado Nacional a enero 2025.

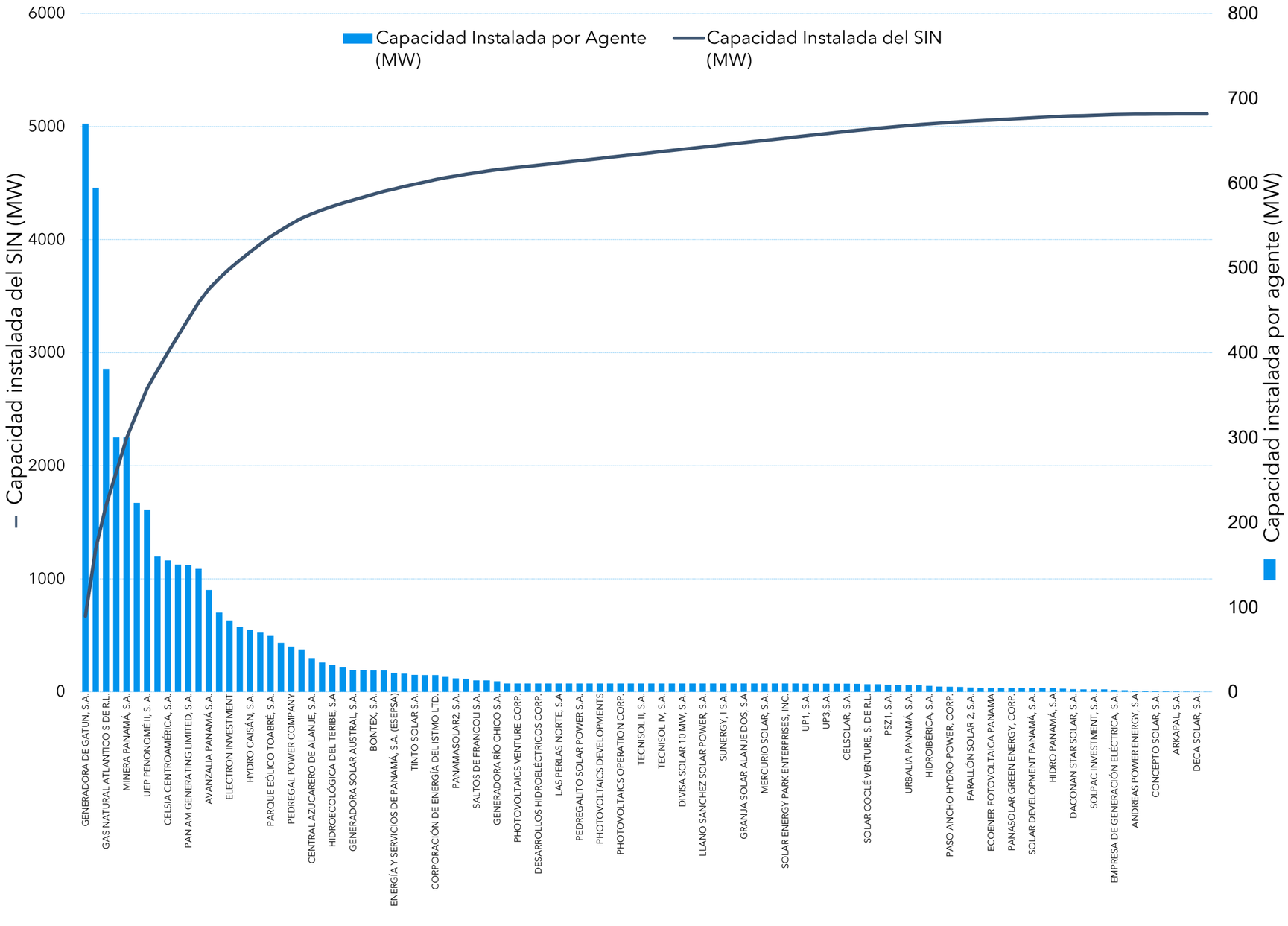
Agente	Capacidad Instalada por Agente (MW)	Capacidad Instalada del SIN (MW)
GENERADORA DE GATUN, S.A.	670.00	670.00
AES PANAMÁ S.R.L	594.37	1264.37
GAS NATURAL ATLANTICO S DE R.L.	381.00	1645.37
ENEL FORTUNA, S.A.	300.00	1945.37
MINERA PANAMÁ, S.A.	300.00	2245.37
AES CHANGUINOLA, S.R.L.	222.98	2468.35
UEP PENONOMÉ II, S. A.	215.00	2683.35
AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ	159.61	2842.96
CELSIA CENTROAMÉRICA, S.A.	155.00	2997.96
GENERADORA DEL ATLÁNTICO S.A.	150.00	3147.96
PAN AM GENERATING LIMITED, S.A.	149.70	3297.65
IDEAL PANAMÁ, S.A	145.00	3442.65
AVANZALIA PANAMÁ S.A.	120.00	3562.65
ALTERNEGY, S.A.	93.69	3656.34
ELECTRON INVESTMENT	84.25	3740.59
ENEL SOLAR, S.R.L.	76.36	3816.95
HYDRO CAISÁN, S.A.	73.34	3890.30
SANTIAGO SOLAR PTY, CORP	69.93	3960.23
PARQUE EÓLICO TOABRÉ, S.A.	66.00	4026.23
FOUNTAIN INTERTRADE CORP.	57.90	4084.13
PEDREGAL POWER COMPANY	53.53	4137.66
SPARKLE POWER, S.A.	50.10	4187.76
CENTRAL AZUCARERO DE ALANJE, S.A.	39.90	4227.66
ARGENTUM SOLAR, S.A.	34.70	4262.36
HIDROECOLÓGICA DEL TERIBE, S.A	31.80	4294.16
GENERADORA DEL ISTMO S.A.	28.84	4323.00
GENERADORA SOLAR AUSTRAL, S.A.	25.90	4348.90
GENERADORA SOLAR EL PUERTO, S.A.	25.90	4374.80
BONTEX, S.A.	25.30	4400.10
CALDERA ENERGY CORP.	25.25	4425.35
ENERGÍA Y SERVICIOS DE PANAMÁ, S.A. (ESEPSA)	22.35	4447.70
HIDRO PIEDRA, S.A.	21.62	4469.32
TINTO SOLAR S.A.	20.00	4489.32
GENERADORA PEDREGALITO, S.A.	19.90	4509.22
CORPORACIÓN DE ENERGÍA DEL ISTMO LTD.	19.80	4529.02
AES PANAMA, S.R.L.	17.60	4546.62
PANAMASOLAR2, S.A.	16.00	4562.62
GENERADORA ALTO VALLE, S.A.	15.50	4578.12
SALTOS DE FRANCOLI S.A.	13.64	4591.76
EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA, S.A	13.54	4605.30
GENERADORA RÍO CHICO S.A.	12.52	4617.82
AGUA FUERTE, S.A.	10.00	4627.82
PHOTOVOLTAICS VENTURE CORP.	10.00	4637.82
AQUAVOLTAICS, S.A.	10.00	4647.82
DESARROLLOS HIDROELÉCTRICOS CORP.	10.00	4657.82
ISTMUS HYDROPOWER CORP	10.00	4667.82
LAS PERLAS NORTE, S.A	10.00	4677.82
LAS PERLAS SUR, S.A	10.00	4687.82

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2026).

(Continuación)

PEDREGALITO SOLAR POWER S.A.	10.00	4697.82
PHOTOVOLTAICS BUSINESS CORP.	10.00	4707.82
PHOTOVOLTAICS DEVELOPMENTS	10.00	4717.82
PHOTOVOLTAICS LNVESTMENTS CORP.	10.00	4727.82
PHOTOVOLTAICS OPERATION CORP.	10.00	4737.82
TECNISOL I, S.A.	10.00	4747.82
TECNISOL II, S.A.	10.00	4757.82
TECNISOL III, S.A.	10.00	4767.82
TECNISOL IV, S.A.	10.00	4777.82
GENERADORA DE ENERGÍA RENOVABLE, S.A	10.00	4787.82
DIVISA SOLAR 10 MW, S.A.	9.99	4797.81
JAGÜITO SOLAR 10 MW, S.A.	9.99	4807.80
LLANO SANCHEZ SOLAR POWER, S.A.	9.99	4817.79
SOCIEDAD SUPERSERVICIOS, S.A.	9.99	4827.78
SUNERGY, I S.A.	9.99	4837.77
GRANJA SOLAR ALANJE UNO, S.A.	9.99	4847.76
GRANJA SOLAR ALANJE DOS, S.A	9.99	4857.75
GRANJA SOLAR ALANJE TRES, S.A	9.99	4867.74
MERCURIO SOLAR, S.A.	9.90	4877.64
PANASOLAR GENERATION, S.A.	9.90	4887.54
SOLAR ENERGY PARK ENTERPRISES, INC.	9.90	4897.44
GENERADORA BRILLO SOLAR, S.A.	9.90	4907.34
UP1, S.A.	9.75	4917.09
UP2, S.A.	9.75	4926.84
UP3,S.A.	9.75	4936.59
UP4, S.A.	9.75	4946.34
CELSOLAR, S.A.	9.69	4956.03
SOLAR AZUERO VENTURE, S. DE R.L.	9.52	4965.55
SOLAR COCLÉ VENTURE, S. DE R.L.	8.99	4974.54
SOLAR PANAMÁ VENTURE, S. DE R.L.	8.99	4983.53
PSZ1, S.A.	8.50	4992.03
HIDROELÉCTRICA SAN LORENZO S.A.	8.12	5000.15
URBALIA PANAMÁ, S.A.	8.10	5008.25
ELECTROGENERADORA DEL ISTMO, S.A	8.00	5016.25
HIDROIBÉRICA, S.A.	7.14	5023.39
HIDROELÉCTRICA BAJOS DEL TOTUMA, S.A.	6.30	5029.69
PASO ANCHO HYDRO-POWER, CORP.	6.00	5035.69
HIDRO BOQUERÓN, S.A.	5.80	5041.49
FARALLÓN SOLAR 2, S.A.	5.16	5046.65
TROPITERMICA, S.A.	5.05	5051.70
ECOENER FOTOVOLTAICA PANAMA	5.00	5056.70
ORO SOLAR, S.A.	5.00	5061.70
PANASOLAR GREEN ENERGY, CORP.	5.00	5066.70
PANASOLAR GREEN POWER, S.A.	5.00	5071.70
SOLAR DEVELOPMENT PANAMÁ, S.A.	5.00	5076.70
SOLAR BOQUERON, S.A.	4.75	5081.45
HIDRO PANAMÁ, S.A	4.70	5086.15
MASPV PANAMA INC.	3.80	5089.95
DACONAN STAR SOLAR, S.A.	3.24	5093.19
ELECTRICIDAD SOLAR S.A.	3.00	5096.19
SOLPAC INVESTMENT, S.A.	3.00	5099.19
ARGENTUM SOLAR, S.A.	3.00	5102.19
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, S.A.	2.40	5104.59
EMPRESAS MELO, S.A.	2.07	5106.66
ANDREAS POWER ENERGY, S.A	0.99	5107.65
AZUCARERA NACIONAL	0.96	5108.61
CONCEPTO SOLAR, S.A.	0.96	5109.57
ECO GROOVE INVESTMENT, INC.	0.75	5110.32
ARKAPAL, S.A.	0.68	5111.00
CAFÉ DE ELETA, S.A.	0.53	5111.53
DECA SOLAR, S.A.	0.50	5112.03
GENERACIÓN SOLAR, S.A.	0.10	5112.13
Total	**5112.13**	

Gráfico 3. 3 Capacidad Instalada por Agente a enero 2026.



Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2026).

GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

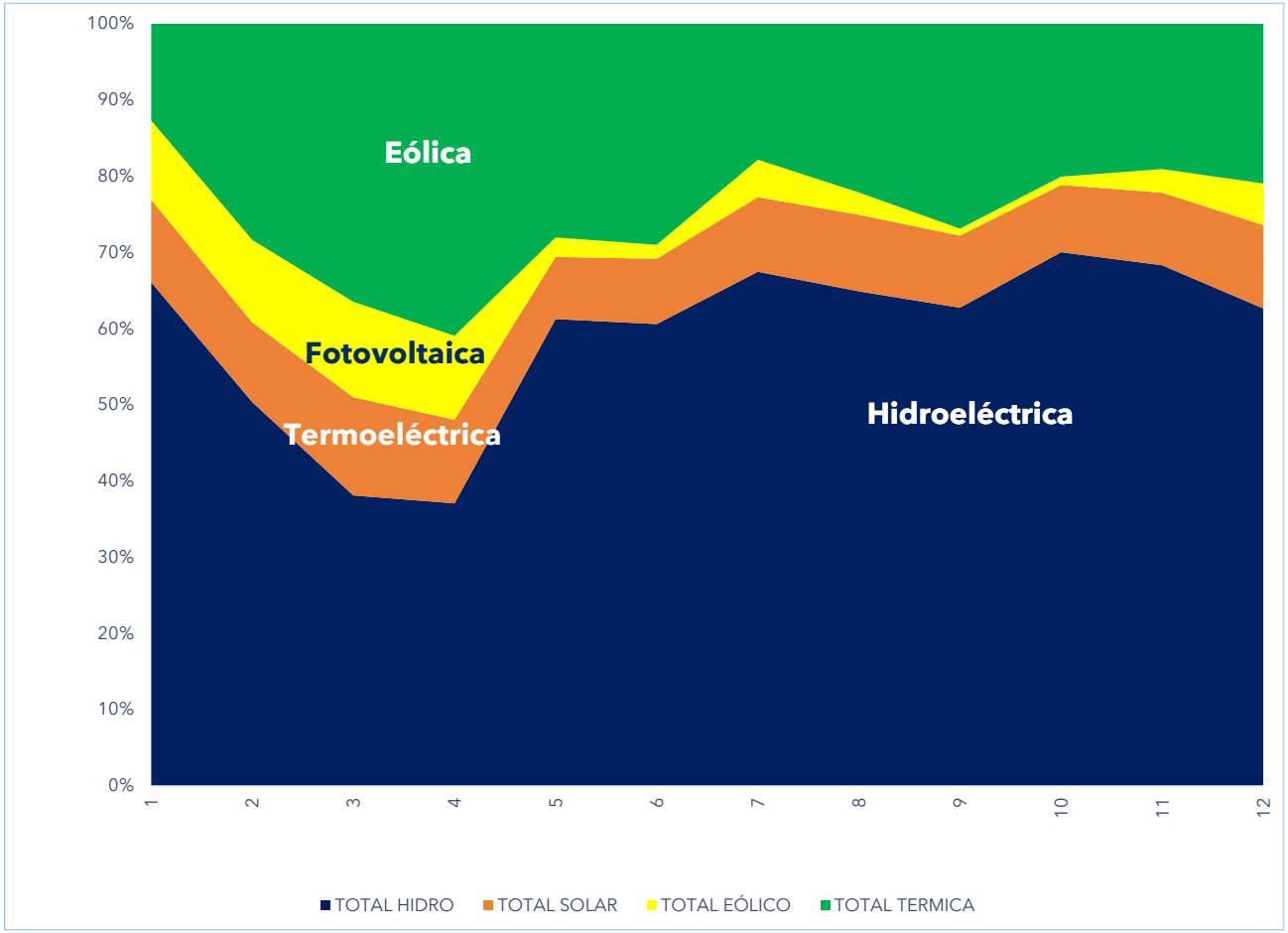
Actualmente, el sistema eléctrico del país cuenta con 61 centrales hidroeléctricas repartidas en 36 agentes del mercado. La empresa cuya mayor instalación tiene es AES Panamá que cuenta con 481.96 MW equivalentes al 10% de la instalación total del país. Además de esto, cuentan con los derechos de comercialización de la Central Changuinola 1 (222.98 MW).

Cabe destacar que, en su mayoría, las centrales hidroeléctricas se encuentran en la región occidental de la República. En total la provincia de Chiriquí cuenta en la actualidad con 1235.72 MW, instalados, seguido por las provincias de Panamá con 297.07 MW, Bocas del Toro con 254.78 MW, Veraguas con 26.80 MW y Coclé con 11.36 MW.

La Central Hidroeléctrica Bayano, que posee el embalse más grande del país con un área de 350 kilómetros cuadrados, está ubicada en la zona este de la provincia de Panamá, aproximadamente a 80 kilómetros de la Ciudad de Panamá. Esta planta aprovecha las aguas del río Bayano y, con una capacidad instalada de 260 MW, genera un promedio anual de 574 GWh. En 2024, su producción alcanzó los 860 GWh.

Según cifras del Centro Nacional de Despacho (CND), la energía proveniente de centrales hidroeléctricas para el año 2025 en promedio, cubrió el 58% de la demanda (Ver Gráfico 3. 4). El aporte total fue de 7,776.07 GWh.

Gráfico 3. 4 Comportamiento de la Generación 2025



Referencia: (Centro Nacional de Despacho, 2026).

La Tabla 3. 3 muestra el sistema de generación hidroeléctrica existente de las diferentes unidades de generación que forman parte del SIN, con sus capacidades instaladas.

Tabla 3. 3 Sistema de Generación Hidroeléctrico Existente

Agente	Nombre	Tipo	Cap. Instalada (MW)	Pot. Efectiva (MW)	Pot. Firme (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Observación
AES PANAMÁ S.R.L	La Estrella	Hidroeléctrica de Pasada	47.20	47.20	16.13	249.00	
AES PANAMÁ S.R.L	Los Valles	Hidroeléctrica de Pasada	54.76	54.80	17.63	304.00	
ENEL FORTUNA, S.A.	Fortuna	Hidroeléctrica de Embalse	300.00	300.00	290.17	1,600.00	
AES PANAMÁ S.R.L	Bayano	Hidroeléctrica de Embalse	260.00	260.00	160.12	577.00	
AES PANAMÁ S.R.L	Está	Hidroeléctrica de Pasada	120.00	120.00	112.67	620.00	
ISTMUS HYDROPOWER CORP	Concepción	Hidroeléctrica de Pasada	10.00	10.00	2.49	65.00	
CALDERA ENERGY CORP.	Mendre	Hidroeléctrica de Pasada	19.75	19.75	3.92	101.00	
ENERGÍA Y SERVICIOS DE PANAMÁ, S.A. (ESEPSA)	Algarrobos	Hidroeléctrica de Pasada	9.73	9.74	2.41	48.25	
ENERGÍA Y SERVICIOS DE PANAMÁ, S.A. (ESEPSA)	Dolega	Hidroeléctrica de Pasada	3.12	3.12	1.10	16.10	
ENERGÍA Y SERVICIOS DE PANAMÁ, S.A. (ESEPSA)	La Yeguada	Hidroeléctrica de Pasada	7.00	7.00	3.00	32.14	
ENERGÍA Y SERVICIOS DE PANAMÁ, S.A. (ESEPSA)	Macho Monte	Hidroeléctrica de Pasada	2.50	2.50	0.80	11.10	
BONTEX, S.A.	Gualaca	Hidroeléctrica de Pasada	25.30	25.20	23.04	126.55	
IDEAL PANAMÁ, S.A	Bajo de Mina	Hidroeléctrica de Pasada	56.80	56.80	19.86	263.90	
ALTERNEGY, S.A.	Lorena	Hidroeléctrica de Pasada	35.00	33.78	30.62	168.62	
AES CHANGUINOLA, S.R.L.	Changuinola I (Chan-75 El Gavilan)	Hidroeléctrica de Pasada	213.20	212.80	165.67	971.00	
AES CHANGUINOLA, S.R.L.	Mini Chan	Hidroeléctrica de Pasada	9.78	9.66	9.66	75.60	
HIDRO BOQUERÓN, S.A.	Macano	Hidroeléctrica de Pasada	5.80	5.25	0.91	20.20	
PASO ANCHO HYDRO-POWER, CORP.	Paso Ancho	Hidroeléctrica de Pasada	6.00	6.00	3.08	37.00	
ALTERNEGY, S.A.	Prudencia	Hidroeléctrica de Pasada	58.69	58.69	50.09	273.15	
SALTOS DE FRANCOLI S.A.	Los Planetas I	Hidroeléctrica de Pasada	4.75	4.75	1.10	24.65	
GENERADORA PEDREGALITO, S.A.	Pedregalito I	Hidroeléctrica de Pasada	19.68	20.00	2.04	94.40	
GENERADORA RÍO CHICO S.A.	Pedregalito II	Hidroeléctrica de Pasada	12.52	12.57	0.38	55.15	
IDEAL PANAMÁ, S.A	Baitún	Hidroeléctrica de Pasada	85.90	85.90	30.36	406.40	
LAS PERLAS NORTE, S.A	Las Perlas Norte	Hidroeléctrica de Pasada	10.00	10.00	2.46	65.70	
LAS PERLAS SUR, S.A	Las Perlas Sur	Hidroeléctrica de Pasada	10.00	10.00	2.46	65.70	
ELECTROGENERADORA DEL ISTMO, S.A	Mendre II	Hidroeléctrica de Pasada	8.00	8.00	1.56	38.62	
HIDROIBÉRICA, S.A.	El Fraile	Hidroeléctrica de Pasada	6.66	6.66	1.50	32.00	
GENERADORA ALTO VALLE, S.A.	Cochea	Hidroeléctrica de Pasada	15.50	14.93	3.06	60.70	
ELECTRON INVESTMENT	Pando	Hidroeléctrica de Pasada	32.60	32.60	25.13	170.80	
ELECTRON INVESTMENT	Monte Lirio	Hidroeléctrica de Pasada	51.65	51.65	32.38	273.30	
HIDROELÉCTRICA SAN LORENZO S.A.	San Lorenzo	Hidroeléctrica de Pasada	8.12	8.70	1.33	40.48	
HYDRO CAISÁN, S.A.	El Alto	Hidroeléctrica de Pasada	72.20	72.20	22.14	291.16	
DESARROLLOS HIDROELÉCTRICOS CORP.	San Andres	Hidroeléctrica de Pasada	10.00	10.00	2.54	34.06	
HIDRO PIEDRA, S.A.	RP-490	Hidroeléctrica de Pasada	14.00	14.00	1.79	64.00	
HIDROECOLÓGICA DEL TERIBE, S.A	Bonyic	Hidroeléctrica de Pasada	31.80	31.30	22.22	156.00	
GENERADORA DEL ISTMO S.A.	Barro Blanco	Hidroeléctrica de Pasada	26.95	26.59	10.82	116.08	
GENERADORA DEL ISTMO S.A.	Barro Blanco Minicentral	Hidroeléctrica de Pasada	1.89	1.89	0.75	15.00	
EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA, S.A	Bugaba I	Hidroeléctrica de Pasada	5.12	5.12	0.51	20.01	
FOUNTAIN INTERTRADE CORP.	La Potra (Bajo Frio)	Hidroeléctrica de Pasada	27.90	27.90	8.66	127.48	
FOUNTAIN INTERTRADE CORP.	Salsipuedes (Bajo Frio)	Hidroeléctrica de Pasada	27.90	27.90	8.66	127.48	
SALTOS DE FRANCOLI S.A.	Los Planetas 2	Hidroeléctrica de Pasada	8.89	8.88	3.35	45.00	
FOUNTAIN INTERTRADE CORP.	La Potra G4 (Bajo Frio)	Hidroeléctrica de Pasada	2.10	2.10	2.02	18.40	
IDEAL PANAMÁ, S.A	Bajo de Mina G3	Hidroeléctrica de Pasada	0.60	0.60	0.21	nd	
IDEAL PANAMÁ, S.A	Baitún G3	Hidroeléctrica de Pasada	1.70	1.70	0.73	nd	
EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA, S.A	Bugaba 2	Hidroeléctrica de Pasada	5.86	5.86	1.36	28.96	
CORPORACIÓN DE ENERGÍA DEL ISTMO LTD.	Las Cruces	Hidroeléctrica de Pasada	18.83	18.83	3.17	47.00	
CORPORACIÓN DE ENERGÍA DEL ISTMO LTD.	Las Cruces Und 3	Hidroeléctrica de Pasada	0.97	0.97	0.21	8.78	
HYDRO CAISÁN, S.A.	El Alto G4	Hidroeléctrica de Pasada	1.14	1.14	0.34	9.70	
HIDROELÉCTRICA BAJOS DEL TOTUMA, S.A.	Bajo de Totumas	Hidroeléctrica de Pasada	6.30	6.30	2.04	33.10	
HIDRO PIEDRA, S.A.	La Cuchilla	Hidroeléctrica de Pasada	7.62	8.20	1.31	40.30	
GENERADORA PEDREGALITO, S.A.	Pedregalito I Unidad 3	Hidroeléctrica de Pasada	0.22	0.22	0.15	nd	
ECO GROOVE INVESTMENT, INC.	Eco-Tizingal	Hidroeléctrica de Pasada	0.75	0.74	0.00	0.00	
CAFÉ DE ELETA, S.A.	Candela G1	Hidroeléctrica de Pasada	0.53	0.53	0.13	nd	Autogenerador
HIDRO PANAMÁ, S.A	Antón 1	Hidroeléctrica de Pasada	1.57	1.43	0.24	nd	
HIDRO PANAMÁ, S.A	Antón 2	Hidroeléctrica de Pasada	1.57	1.43	0.24	nd	
HIDRO PANAMÁ, S.A	Antón 3	Hidroeléctrica de Pasada	1.57	1.43	0.26	nd	
ARKAPAL, S.A.	Arkapal	Hidroeléctrica de Pasada	0.68	0.68	0.00	nd	
EMPRESAS MELO, S.A.	El Salto	Hidroeléctrica de Pasada	0.73	0.73	0.00	nd	Autogenerador
EMPRESAS MELO, S.A.	Rio Indio	Hidroeléctrica de Pasada	0.34	0.34	0.00	nd	Autogenerador
AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ	Gatún	Hidroeléctrica de Pasada	24.00	24.00	0.00	nd	Autogenerador
AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ	Madden	Hidroeléctrica de Pasada	36.00	36.00	0.00	nd	Autogenerador
			1,849.73	**1,847.07**	**1,110.99**	**8,070.02**	

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2026).

GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA

La matriz energética hasta diciembre 2025 es complementada con plantas termoeléctricas que brindan energía estable y seguridad al suministro eléctrico del país, con un aporte de 25% de la generación de energía eléctrica en el año 2025.

El 83% de la capacidad instalada de generación termoeléctrica se concentra en la provincia de Colón, mientras que el 17% restante está distribuido en las otras provincias de Panamá.

En abril de 2018, el Proyecto Costa Norte con 381 MW se integró al Sistema de Generación Panameño, incorporando generación a base de gas natural. En 2019, las plantas térmicas Urbalia Panamá, S.A. y Tropitérmica también se conectaron al sistema. La Tabla 3. 4 detalla las características de las plantas termoeléctricas existentes, incluidas las pequeñas centrales.

La planta Generadora Gatún, ubicada en Isla Telfers, es una central de generación de energía a base de gas natural con una capacidad de 670 MW, y comenzó operaciones en octubre de 2024. El proyecto ha sido desarrollado y es operado por la empresa Generadora Gatún, cuyo accionariado está compuesto por InterEnergy Group Ltd. y AES Panamá.

Tabla 3. 4 Sistema de Generación Termoeléctrico Existente

Agente	Nombre	Tipo	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Media (MW)	Potencia Firme (MW)	Observación
CELSIA CENTROAMÉRICA, S.A.	9 de enero J. Brown G6	Turbina de Gas (Diesel)	34.00	32.30	26.73	21.02	
CELSIA CENTROAMÉRICA, S.A.	9 de enero Unidad 8	Turbina de Gas (Diesel)	34.00	32.30	30.31	29.33	
PAN AM GENERATING LIMITED, S.A.	Panam	Motor de Media Velocidad (Bunker)	99.80	97.45	82.59	90.04	
PEDREGAL POWER COMPANY	Pacora	Motor de Media Velocidad	53.53	51.87	48.81	50.03	
CELSIA CENTROAMÉRICA, S.A.	Cativa	Motor de Media Velocidad (Bunker)	87.00	83.42	78.36	78.36	
GENERADORA DEL ATLÁNTICO S.A.	Termo Colón Ciclo	Ciclo Combinado (Diesel)	150.00	145.50	140.13	140.31	
AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ	Miraflores G5	Turbina de Gas (Diesel)	18.00	17.55	13.24	13.16	
AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ	Miraflores G9	Motor de Baja Velocidad (Bunker)	40.81	38.95	23.11	25.02	
AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ	Miraflores G10	Motor de Baja Velocidad (Bunker)	40.81	39.95	22.10	37.18	
PAN AM GENERATING LIMITED, S.A.	Amp. Panam	Motor de Media Velocidad (Bunker)	49.90	48.73	43.12	45.02	
URBALIA PANAMÁ, S.A.	Cerro Patacón	Motor de Media Velocidad (Metano)	8.10	8.15	7.66	0.00	
GAS NATURAL ATLANTICO S DE R.L.	Costa Norte I	Ciclo Combinado (Gas Natural)	381.00	381.00	352.58	352.48	
MINERA PANAMÁ, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant Und1	Turbina de Vapor (Carbón)	150.00	150.00	150.00	150.00	Autogenerador
MINERA PANAMÁ, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant Und2	Turbina de Vapor (Carbón)	150.00	150.00	150.00	150.00	Autogenerador
GENERADORA DE GATUN, S.A.	C.T. Gatún (antes Telfers)	Ciclo Combinado (Gas Natural)	670.00	639.48	639.48	639.48	
TROPITERMICA, S.A.	Tropitermica	Motor de Media Velocidad (Diesel)	5.05	5.00	4.66	3.58	
CENTRAL AZUCARERO DE ALANJE, S.A.	CADASA	Turbina de Vapor (Bagazo)	30.00	30.00	30.00	0.00	Autogenerador
SPARKLE POWER, S.A.	Sparkle Power Fase I	Motor de Media Velocidad (Bunker)	15.30	15.05	15.05	15.05	
SPARKLE POWER, S.A.	Sparkle Power Fase II	Motor de Media Velocidad (Bunker)	34.80	34.15	34.15	34.15	
			2,052.09	**2,000.85**	**1,892.09**	**1,874.21**	

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2026).

GENERACIÓN RENOVABLE

En los últimos años, la matriz energética de Panamá se ha diversificado con la incorporación de fuentes renovables no convencionales, como la energía solar y la energía eólica, favorecida por la disminución de los costos de estas tecnologías.

Esta transición responde a las políticas implementadas por el país para atender el crecimiento de la demanda eléctrica, reducir las emisiones de carbono y hacer frente a los efectos del cambio climático, como el aumento de las temperaturas y las sequías más prolongadas. En la Tabla 3. 5 y Tabla 3. 6 se muestran las plantas eólicas y solares existentes en el plantel de generación.

Tabla 3. 5 Sistema de Generación Eólica Existente

Agente	Nombre	Tipo	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)
UEP PENONOMÉ II, S. A.	Rosa de los Vientos Etapa I	Aerogeneradores de Eje Horizontal	52.50	52.50	147.75
UEP PENONOMÉ II, S. A.	Marañón	Aerogeneradores de Eje Horizontal	17.50	17.50	47.25
AES PANAMÁ S.R.L	Nuevo Chagres	Aerogeneradores de Eje Horizontal	55.00	55.00	135.00
UEP PENONOMÉ II, S. A.	Portobello Ballestillas	Aerogeneradores de Eje Horizontal	32.50	32.50	87.75
UEP PENONOMÉ II, S. A.	Nuevo Chagres II	Aerogeneradores de Eje Horizontal	62.50	62.50	168.75
UEP PENONOMÉ II, S. A.	Rosa de los Vientos Etapa II	Aerogeneradores de Eje Horizontal	50.00	50.00	135.00
PARQUE EÓLICO TOABRÉ, S.A.	Toabré Etapa 1	Aerogeneradores de Eje Horizontal	66.00	66.00	277.00
			336.00	**336.00**	**998.50**

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2026).

Tabla 3. 6 Sistema de Generación Solar Fotovoltaica Existente

Agente	Nombre	Tipo	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Observación
ENEL SOLAR, S.R.L.	Chiriquí	Solar Fotovoltaica	9.87	9.87	19.17	
DIVISA SOLAR 10 MW, S.A.	Divisa Solar	Solar Fotovoltaica	9.99	9.90	16.30	
LLANO SANCHEZ SOLAR POWER, S.A.	Don Félix	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	3.26	
EMPRESA NACIONAL DE ENERGIA, S.A	Central Fotovoltaica Bugaba	Solar Fotovoltaica	2.56	2.40	3.41	
PANASOLAR GENERATION, S.A.	Panasolar Generation	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	19.33	
SOLAR PANAMÁ VENTURE, S. DE R.L.	Miraflores París	Solar Fotovoltaica	8.99	8.99	18.67	
ENEL SOLAR, S.R.L.	Sol de David	Solar Fotovoltaica	7.90	7.63	12.20	
ENEL SOLAR, S.R.L.	Generadora Solar Caldera	Solar Fotovoltaica	5.45	4.91	7.81	
PSZ1, S.A.	El Espinal	Solar Fotovoltaica	8.50	9.00	15.02	
JAGÜITO SOLAR 10 MW, S.A.	Jagüito Solar	Solar Fotovoltaica	9.99	10.00	16.30	
HIDROIBÉRICA, S.A.	El Fraile Solar	Solar Fotovoltaica	0.48	0.48	0.83	
ENEL SOLAR, S.R.L.	Milton Solar	Solar Fotovoltaica	10.00	10.26	16.62	
ENEL SOLAR, S.R.L.	Vista Alegre	Solar Fotovoltaica	8.22	8.22	13.29	
SOLAR AZUERO VENTURE, S. DE R.L.	Miraflores Los Ángeles	Solar Fotovoltaica	9.52	9.52	17.82	
SOLAR COCLÉ VENTURE, S. DE R.L.	Miraflores Coclé	Solar Fotovoltaica	8.99	8.99	20.15	
ENEL SOLAR, S.R.L.	Estrella Solar	Solar Fotovoltaica	4.93	4.93	7.74	
TECNISOL I, S.A.	IKAKO	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	14.44	
TECNISOL II, S.A.	IKAKO I	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	14.44	
TECNISOL III, S.A.	IKAKO II	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	14.44	
TECNISOL IV, S.A.	IKAKO III	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	14.44	
ENEL SOLAR, S.R.L.	Sol Real	Solar Fotovoltaica	10.00	10.78	17.43	
PANAMASOLAR2, S.A.	Pocrí	Solar Fotovoltaica	16.00	16.00	32.96	
AZUCARERA NACIONAL	Coclé Solar	Solar Fotovoltaica	0.96	0.96	1.63	Autogenerador
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, S.A.	Sarigua	Solar Fotovoltaica	2.40	2.40	4.35	
PHOTOVOLTAICS LNVESTMENTS CORP.	Ecosolar	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.54	
ENEL SOLAR, S.R.L.	La Esperanza Solar	Solar Fotovoltaica	19.99	20.00	32.10	
AVANZALIA PANAMÁ S.A.	Penonomé	Solar Fotovoltaica	120.00	120.00	120.00	
GENERADORA SOLAR EL PUERTO, S.A.	Baco Solar	Solar Fotovoltaica	25.90	25.90	41.80	
GENERADORA SOLAR AUSTRAL, S.A.	Madre Vieja Solar	Solar Fotovoltaica	25.90	26.00	41.80	
CELSOLAR, S.A.	Celsia Solar Prudencia	Solar Fotovoltaica	9.69	10.00	17.09	
SOLPAC INVESTMENT, S.A.	Pacora II Etapa 1	Solar Fotovoltaica	3.00	3.00	5.63	
CONCEPTO SOLAR, S.A.	Bejuco Solar	Solar Fotovoltaica	0.96	0.96	1.66	
SOCIEDAD SUPERSERVICIOS, S.A.	Antón Solar 1	Solar Fotovoltaica	9.99	10.00	17.20	
SOLAR DEVELOPMENT PANAMÁ, S.A.	Santiago Gen 1	Solar Fotovoltaica	5.00	6.00	9.66	
AES PANAMÁ S.R.L	Cedro Solar	Solar Fotovoltaica	9.96	9.98	24.95	
AES PANAMÁ S.R.L	Caoba Solar	Solar Fotovoltaica	9.96	9.98	24.95	
PHOTOVOLTAICS DEVELOPMENTS	Ecosolar 2	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.54	
PANASOLAR GREEN ENERGY, CORP.	Panasolar II	Solar Fotovoltaica	5.00	5.00	9.00	
PANASOLAR GREEN POWER, S.A.	Panasolar III	Solar Fotovoltaica	5.00	5.00	9.00	
ELECTRICIDAD SOLAR S.A.	Mendoza Solar	Solar Fotovoltaica	3.00	3.00	3.00	
AES PANAMÁ S.R.L	Pesé Solar	Solar Fotovoltaica	9.98	9.97	21.15	
AES PANAMÁ S.R.L	Mayorca Solar	Solar Fotovoltaica	9.97	9.98	21.92	

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2026).

(Continuación)

AES PANAMÁ S.R.L	Los Santos Solar	Solar Fotovoltaica	7.56	7.56	16.12	
PEDREGALITO SOLAR POWER S.A.	Pedregalito Solar Power	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	17.09	
DACONAN STAR SOLAR, S.A.	Daconan Solar	Solar Fotovoltaica	3.24	3.24	4.68	
SOLAR BOQUERON, S.A.	Macanosolar	Solar Fotovoltaica	4.75	2.00	3.33	
FARALLÓN SOLAR 2, S.A.	Farallón Solar 2	Solar Fotovoltaica	5.16	4.80	1.63	
MASPV PANAMA INC.	PV SUNRISE MASPV 1	Solar Fotovoltaica	0.50	0.50	0.65	
ANDREAS POWER ENERGY, S.A	PV Andreas Power Energy SECA Energy	Solar Fotovoltaica	0.99	0.99	1.70	
ECOENER FOTOVOLTAICA PANAMA	PV San Juan	Solar Fotovoltaica	5.00	5.00	12.78	
ORO SOLAR, S.A.	PV Oro Solar	Solar Fotovoltaica	5.00	5.00	19.04	
SOLAR ENERGY PARK ENTERPRISES, INC.	PV Rodeo Solar	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	16.73	
SUNERGY, I S.A.	PV La Villa Solar	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	25.68	
MERCURIO SOLAR, S.A.	PV San Carlos	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	16.73	
PHOTOVOLTAICS BUSINESS CORP.	PV Ecosolar 3	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	17.66	
PHOTOVOLTAICS OPERATION CORP.	PV Ecosolar 4	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	17.66	
PHOTOVOLTAICS VENTURE CORP.	PV Ecosolar 5	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	17.66	
AGUA FUERTE, S.A.	PV SOLARPRO	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	17.66	
TINTO SOLAR S.A.	PV Chame Solar	Solar Fotovoltaica	20.00	10.00	17.09	
ARGENTUM SOLAR, S.A.	PV Capira Solar	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	16.48	
CALDERA ENERGY CORP.	Mendre Solar	Solar Fotovoltaica	5.50	5.50	9.15	
UP1, S.A.	UP1	Solar Fotovoltaica	9.75	9.75	16.23	
UP2, S.A.	UP2	Solar Fotovoltaica	9.75	9.75	16.23	
ARGENTUM SOLAR, S.A.	PV Chupampa	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	16.48	
UP3,S.A.	UP3	Solar Fotovoltaica	9.75	9.75	16.23	
UP4, S.A.	UP4	Solar Fotovoltaica	9.75	9.75	16.23	
ARGENTUM SOLAR, S.A.	PV Rio de Jesus	Solar Fotovoltaica	5.00	5.00	19.08	
MASPV PANAMA INC.	PV SUNRISE MASPV 2	Solar Fotovoltaica	3.30	3.30	0.65	
AQUAVOLTAICS, S.A.	Solar Pro II	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	17.66	
GENERACIÓN SOLAR, S.A.	Proyecto Fotovoltaico Zona Franca Albrook	Solar Fotovoltaica	0.10	0.10	0.17	
CENTRAL AZUCARERO DE ALANJE, S.A.	El Tejar	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	0.00	
AES PANAMÁ S.R.L	Corotú Solar	Solar Fotovoltaica	9.98	9.98	16.12	
SANTIAGO SOLAR PTY, CORP	PV Santiago PTY 1	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	16.63	
SANTIAGO SOLAR PTY, CORP	PV Santiago PTY 2	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	16.63	
SANTIAGO SOLAR PTY, CORP	PV Santiago PTY 3	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	16.63	
SANTIAGO SOLAR PTY, CORP	PV Santiago PTY 4	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	16.63	
SANTIAGO SOLAR PTY, CORP	PV Santiago PTY 5	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	16.63	
SANTIAGO SOLAR PTY, CORP	PV Santiago PTY 6	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	16.63	
SANTIAGO SOLAR PTY, CORP	PV Santiago PTY 7	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	16.63	
AES PANAMA, S.R.L.	PV Está Solar 2	Solar Fotovoltaica	17.60	17.60	29.29	
GENERADORA DE ENERGÍA RENOVABLE, S.A	Campo Solar La Victoria	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.95	
GRANJA SOLAR ALANJE UNO, S.A.	PV Solar Alanje 1	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	19.28	
GRANJA SOLAR ALANJE DOS, S.A	PV Solar Alanje 2	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	19.28	
GRANJA SOLAR ALANJE TRES, S.A	PV Solar Alanje 3	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	19.28	
DECA SOLAR, S.A.	Deca Solar	Solar Fotovoltaica	0.50	0.50	nd	
GENERADORA BRILLO SOLAR, S.A.	Brillo Solar	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	17.66	
ARGENTUM SOLAR, S.A.	Cacao Solar	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	
ARGENTUM SOLAR, S.A.	PV La Cantera	Solar Fotovoltaica	3.00	3.00	4.99	
EMPRESAS MELO, S.A.	La Mesa Fase 1	Solar Fotovoltaica	1.00	1.00	nd	Autogenerador
			874.31	**863.15**	**1,383.77**	

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2026).

AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ

La Autoridad del Canal de Panamá (ACP) es uno de los autogeneradores más grandes del Sistema Interconectado Nacional, cuenta con una capacidad instalada de 159.61 MW, de estos 60MW corresponden a centrales hidroeléctricas con un 37.59% de aporte y 99.61 MW a centrales termoeléctricas con un 62.41% del 100% de la capacidad instalada. El objetivo principal de la ACP es mantener el funcionamiento constante del Canal de Panamá, por lo que sus transacciones con el Mercado Mayorista se basan en ofertar sus excedentes de energía y potencia. Se observa de manera más detallada en la Tabla 3. 7.

Tabla 3. 7 Plantas de la Autoridad del Canal de Panamá

Nombre	Unidad	Tipo de Planta	Tipo de Combustible	Capacidad Instalada (MW)	Capacidad Efectiva (MW)	Observación
Miraflores	5	Turbina de Gas	Diesel (No. 2 fuel oil)	18	17.73	Excedente Firme
Miraflores	9	Motor de Baja Velocidad	Bunker C (No. 6 fuel oil)	39.336	39.34	Excedente Firme
Miraflores	11	Turbo Compound System	Gases de Escape de la Unidad 9	1.47		Excedente Firme
Miraflores	10	Motor de Baja Velocidad	Bunker C (No. 6 fuel oil)	39.336	39.34	Excedente Firme
Miraflores	12	Turbo Compound System	Gases de Escape de la Unidad 10	1.47		Excedente Firme
Gatún	1	Hidroeléctrica	Agua	3	3	Autogenerador & Excedente No Firme
Gatún	2	Hidroeléctrica	Agua	3	3	Autogenerador & Excedente No Firme
Gatún	3	Hidroeléctrica	Agua	3	3	Autogenerador & Excedente No Firme
Gatún	4	Hidroeléctrica	Agua	5	5	Autogenerador & Excedente No Firme
Gatún	5	Hidroeléctrica	Agua	5	5	Autogenerador & Excedente No Firme
Gatún	6	Hidroeléctrica	Agua	5	5	Autogenerador & Excedente No Firme
Madden	1	Hidroeléctrica	Agua	12	12	Autogenerador & Excedente No Firme
Madden	2	Hidroeléctrica	Agua	12	12	Autogenerador & Excedente No Firme
Madden	3	Hidroeléctrica	Agua	12	12	Autogenerador & Excedente No Firme
			Total	**159.61**		
Tipo de Planta		**Totales**	**%**			
Hidroeléctrica		**60.00**	**37.59**			
Termoeléctrica		**99.61**	**62.41**			

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2026).



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

CAPÍTULO IV

POTENCIAL ENERGÉTICO Y GENERACIÓN FUTURA



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

CAPÍTULO 4

POTENCIAL ENERGÉTICO Y GENERACIÓN FUTURA

Panamá cuenta con un gran potencial en energías renovables, como hidroeléctrica, eólica, solar, biomasa entre otras. Las políticas energéticas recientes buscan diversificar la matriz energética para asegurar el suministro eléctrico, protegiendo al país de eventos nacionales, como sequías prolongadas, o internacionales, como el aumento de los precios de los combustibles fósiles. La diversificación pretende evitar medidas de ahorro para prevenir apagones, como en el pasado. Aunque algunos sectores consideran que las fuentes renovables son la solución al abastecimiento energético, es necesario evaluar su impacto y los costos asociados en el sistema.

POTENCIAL ENERGÉTICO

POTENCIAL EÓLICO

La Secretaría Nacional de Energía de Panamá, ha tomado la iniciativa de propiciar e incentivar la inversión basada en energía eólica mediante la Ley 44 del 5 de abril del 2011, por la cual se establece el régimen de incentivos para el fomento de la construcción y explotación de centrales eólicas destinadas a la prestación del servicio público de electricidad. Según datos de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), El país cuenta con varios proyectos eólicos en fase de desarrollo, los cuales suman un total de más de 598.27 MW, destacándose la provincia de Coclé como la principal en este sector. En la actualidad, se encuentran en ejecución 8 proyectos, de los cuales 7 han recibido las licencias correspondientes para su construcción y explotación (Ver Tabla 4. 1), mientras que el proyecto restante cuenta con licencia provisional y han manifestado su disposición a invertir en el sector de generación de energía eólica (Ver Tabla 4. 2).

Tabla 4. 1 Licencias Definitivas para Generación Eólica

No.	Proyecto	Empresa	Provincia	MW	Estatus	Tipo de Licencia
1	Antón	PARQUE EÓLICO TOABRÉ, S.A.	Coclé	105	Solicitaron Prórroga	Definitiva
2	Portobelo Etapa 2	UEP PENONOMÉ III, S.A.	Coclé	17.25	Vigente	Definitiva
3	Nuevo Chagres Fase 2 (Etapa 2)	UEP PENONOMÉ III, S.A.	Coclé	51.75	Vigente	Definitiva
4	Caimitillo	HIDROIBÉRICA S.A.	Coclé	1.87	Vigente	Definitiva
5	Santa Cruz	SANTA CRUZ WIND, S.A.	Coclé	68.4	Vigente	Definitiva
6	La Colorada	UKA PARQUE EÓLICO LA COLORADA S.A.	Coclé	119.6	Vigente	Definitiva
7	Toabré	PARQUE EÓLICO TOABRÉ, S.A.	Coclé	44	Vigente	Definitiva
			Total	**407.87**		

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2026).

Tabla 4. 2 Licencias Provisionales para Generación Eólica

No.	Proyecto	Empresa	Provincia	MW	Estatus	Tipo de Licencia
8	Cocle Win Power Plant	H & H GREEN ENERGY CORP.	Coclé	190.4		Provisional
			Total	**190.40**		

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2026).

POTENCIAL SOLAR

Según datos de la ASEP, Panamá posee un potencial fotovoltaico en desarrollo de 3,199.71 MW. La provincia de Coclé lidera este potencial, concentrando el 30% del total nacional en desarrollo, seguida de Chiriquí con un 27% y Veraguas con un 23%, mientras que el restante se distribuye entre las demás provincias. Actualmente, se han identificado 188 proyectos, de los cuales 28 han recibido licencias definitivas para la construcción y explotación de este recurso (Ver Tabla 4. 3)

Tabla 4. 3 Licencias Definitivas Fotovoltaicas

No.	Proyecto	Empresa	Provincia	MW	Estatus	Tipo de Licencia	Observación
1	Salamanca	GED Gersol Dos, S.A.	Herrera	7.74	Diseño	Definitiva	
2	Llano Sánchez	GED Gersol Uno, S.A.	Coclé	9.99	Diseño	Definitiva	
3	San Bartolo 4	SB-4 Project Inc	Veraguas	9.90	Construcción	Definitiva	
4	San Bartolo 1	SB-1 Project S.A.	Veraguas	9.90	Construcción	Definitiva	
5	San Bartolo 3	SB-3 Project Inc	Veraguas	9.90	Construcción	Definitiva	
6	San Bartolo 2	SB-2 Project S.A.	Veraguas	9.90	Construcción	Definitiva	
7	La Inmaculada	La Inmaculada Solar S de R.L	Chiriquí	5.00	Construcción	Definitiva	
8	La Hueca Solar	Solar Design, S.A.	Veraguas	70.00	Construcción	Definitiva	
9	Parque Fotovoltaico La Mesa	Ecoener Productora Panama, S.A.	Veraguas	9.90	Construcción	Definitiva	
10	Parque Fotovoltaico Santiago	Ecoener Renovables Panama, S.A.	Veraguas	9.90	Construcción	Definitiva	
11	Las Lomas Solar	Las Lomas Solar Electric, S.A.	Veraguas	105.00	Construcción	Definitiva	
12	HP Solar	HP Solar, S.A.	Chiriquí	20.00	Diseño	Definitiva	
13	Panasolar IV	Panasolar Clean Energy,S.A.	Veraguas	9.90	Construcción	Definitiva	
14	Panasolar V	Panasolar Clean Solar Power S.A.	Veraguas	9.90	Construcción	Definitiva	
15	Agua Viva	Ecoener Generadora Panama, S.A.	Veraguas	9.99	Construcción	Definitiva	
16	Parque Fotovoltaico San Bartolo	Ecoener Solar Panama, S.A.	Veraguas	9.99	Construcción	Definitiva	
17	El Fraile Solar 2	Hidroibérica, S. A.	Coclé	0.50	Construcción	Definitiva	
18	La Torre solar	Solar Loadge, S.A.	Chiriquí	5.00	Construcción	Definitiva	
19	Forsun Solar		Coclé	9.90	Construcción	Definitiva	
20	Deca Solar	Deca Solar, S.A.	Chiriquí	0.50	Construcción	Definitiva	
21	Clean Solar	Clean Energy Santa Cruz, Corp.	Panamá Oeste	3.00	Construcción	Definitiva	
22	Proyecto Marea Solar	Impacto Solar, S.A.	Panamá	5.00	Construcción	Definitiva	
23	Silicio Solar	Argentum Solar, S.A.	Veraguas	2.00	Construcción	Definitiva	
24	Jaguito Green Energy I	Jaguito Green Energy I, S. A.	Coclé	9.90	Diseño	Definitiva	
25	Jaguito Green Energy II	Jaguito Green Energy II, S. A.	Coclé	9.90	Diseño	Definitiva	
26	Jaguito Green Energy III	Jaguito Green Energy III, S. A.	Coclé	9.90	Diseño	Definitiva	
27	Bique Solar 2	Neón Solar, S.A.	Panamá Oeste	9.90	Construcción	Definitiva	
28	Mata de Nane Solar	Solar Power Assets, Inc	Chiriquí	9.60	Diseño	Definitiva	
			Total	**392.01**			

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2026).

La suma total de los proyectos con licencias provisionales alcanza los 2,807.70 MW (Ver Tabla 4. 4). De estos, la provincia de Coclé destaca como la de mayor potencial de energía solar, con 18 proyectos identificados que en conjunto suman 907.02 MW.

Tabla 4. 4 Licencias Provisionales Fotovoltaicas

No.	Proyecto	Empresa	Provincia	MW	Estatus	Tipo de Licencia	Observación
1	Agua Fría	Luz Energy International Corp.	Coclé	10.00		Provisional	
2	Las Lajas	Energy Green Corporation, S.A	Coclé	30.00		Provisional	
3	El Coco	Solar Green, S.A.	Coclé	10.00		Provisional	
4	Cerro Viejo Solar	Generadora Solar de Occidente, S.A.	Veraguas	20.10		Provisional	
5	Helios Apolo Solar	Helios Apolo Solar, S.A.	Chiriquí	60.00		Provisional	
6	Santa Cruz Solar	Generadora Solar Santa Cruz S.A.	Coclé	200.00		Provisional	
7	Planta Solar Fotovoltaica Penonome 2	Avanzalia Panamá, S.A.	Coclé	145.96		Provisional	
8	La Union Solar	Grupo Doe, S.A.	Chiriquí	90.00		Provisional	
9	Aloha Solar	Aloha Solar, S.A.	Panamá Oeste	4.20		Provisional	
10	Santa Clara Solar	Energia Solar Verde, Inc	Coclé	7.00		Provisional	
11	Almacenadora Solar	Almacenadora Solar Panama oeste, S.A.	Panamá Oeste	8.00		Provisional	
12	Parita Sun Park	Energías Renovables, S.A.	Herrera	3.96		Provisional	
13	San Lorenzo Solar	San Lorenzo Solar, S.A.	Chiriquí	4.40		Provisional	
14	Pacora Solar	Desarrollo y Energia Renovable , S.A.	Panamá	44.00		Provisional	
15	Energía Solar del Pacífico 1	Energía Solar del Pacífico, S.A	Veraguas	9.92		Provisional	
16	Energía Solar del Pacífico 2	Energía Solar del Pacífico, S.A	Veraguas	9.90		Provisional	
17	Santa Fe Solar Corparation 1	Santa Fe Solar Corporation, S.A	Chiriquí	20.00		Provisional	
18	Veranera Solar	AES Panamá S.R.L	Coclé	20.00		Provisional	
19	San Antonio Solar 1	SB-5 Project Inc.	Veraguas	8.00		Provisional	
20	Oeste Solar 1	Photon Solar Uno	Panamá Oeste	9.60		Provisional	
21	Oeste Solar 2	Photon Solar Dos	Panamá Oeste	9.60		Provisional	
22	Oeste Solar 3	Photon Solar Tres	Panamá Oeste	9.60		Provisional	
23	Flamboyan Solar	AES Panamá S.R.L	Coclé	20.00		Provisional	
24	Vega Solar	Vega solar S.A.	Panamá Oeste	9.90		Provisional	
25	Sparkle Power Solar	Sparkle Power Plus, S.A.	Coclé	101.20		Provisional	
26	Los Planetas Solar III	Black Wolf Services, S.A.	Chiriquí	10.00		Provisional	
27	San Andrés Solar	Black Wolf Services, S.A.	Chiriquí	7.00		Provisional	
28	Los Planetas Solar I	Black Wolf Services, S.A.	Chiriquí	10.00		Provisional	
29	Los Planetas Solar II	Black Wolf Services, S.A.	Chiriquí	10.00		Provisional	
30	Panasolar VI	Panasolar Clean Power, S.A.	Veraguas	9.90		Provisional	
31	Panasolar VII	Panasolar Generadora de Potencia Verde, S.	Veraguas	9.90		Provisional	
32	Panasolar VIII	San Bartolo Clean Energy Dos, S.A.	Veraguas	9.90		Provisional	
33	Panasolar IX	San Bartolo Clean Energy Tres, S.A.	Veraguas	9.90		Provisional	
34	Río Hato Solar	Eolonica, S.A.	Coclé	100.00		Provisional	
35	Panorama	Persiana Panoramica, S.A.	Panamá Oeste	9.90		Provisional	
36	San Vicente Solar	Oxígeno Solar, S.A.	Panamá Oeste	9.90		Provisional	
37	Bique Solar 1	Helium Solar, S.A.	Panamá Oeste	9.90		Provisional	
38	Gan Eden Energy	Gan Eden Energy Corp.	Panamá Oeste	5.00		Provisional	
39	Campo Solar La Peña 1	Palma Solar Corp., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional	
40	Campo Solar La Peña 2	Palma Solar Corp., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional	
41	Campo Solar La Peña 3	Palma Solar Corp., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional	
42	Campo Solar La Peña 4	Palma Solar Corp., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional	
43	Campo Solar La Peña 5	Palma Solar Corp., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional	
44	Campo Solar La Peña 6	Palma Solar Corp., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional	
45	Campo Solar La Peña 7	Palma Solar Corp., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional	
46	Campo Solar La Peña 8	Palma Solar Corp., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional	
47	Campo Solar La Peña 9	Palma Solar Corp., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional	
48	Campo Solar La Peña 10	Palma Solar Corp., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional	
49	Campo Solar La Peña 11	Palma Solar Corp., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional	
50	Campo Solar La Peña 12	Palma Solar Corp., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional	

(Continuación)

51	Campo Solar La Peña 13	Palma Solar Corp., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional	
52	Campo Solar La Peña 14	Palma Solar Corp., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional	
53	Campo Solar La Peña 15	Palma Solar Corp., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional	
54	Campo Solar La Peña 16	Palma Solar Corp., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional	
55	Campo Solar La Peña 17	Palma Solar Corp., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional	
56	Campo Solar La Peña 18	Palma Solar Corp., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional	
57	Campo Solar La Peña 19	Palma Solar Corp., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional	
58	Campo Solar La Peña 20	Palma Solar Corp., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional	
59	Campo Solar La Peña 21	Palma Solar Corp., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional	
60	Campo Solar La Peña 22	Palma Solar Corp., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional	
61	Campo Solar La Peña 23	Palma Solar Corp., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional	
62	Campo Solar La Peña 24	Palma Solar Corp., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional	
63	Campo Solar La Peña 25	Palma Solar Corp., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional	
64	Campo Solar La Peña 26	Palma Solar Corp., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional	
65	Campo Solar La Peña 27	Palma Solar Corp., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional	
66	Campo Solar La Peña 28	Palma Solar Corp., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional	
67	Campo Solar La Peña 29	Palma Solar Corp., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional	
68	Campo Solar La Peña 30	Palma Solar Corp., S.A.	Veraguas	9.99		Provisional	
69	El Ñajú	Electricidad Verde de Panamá, S.A.	Panamá	6.07		Provisional	
70	Sawel Solar	Progreso Solar, S.A.	Chiriquí	9.9		Provisional	
71	Solarpro 3	Aquagenera S.A.	Chiriquí	9.9		Provisional	
72	Solarpro 4	Aguasolar S.A.	Chiriquí	9.9		Provisional	
73	Los Olivos Solar	Gena Solar Dos S.A.	Los Santos	9.99		Provisional	
74	Los Olivos Solar Dos	Gena Solar Dos S.A.	Los Santos	9.99		Provisional	
75	RPM Solar Caizán - 01	Solar Power Industry Corporation	Chiriquí	9.95		Provisional	
76	RPM Solar Caizán - 02	Generadora Solar de Energía S.A.	Chiriquí	9.95		Provisional	
77	RPM Solar Caizán - 03	Las Praderas Solar Power Corporation	Chiriquí	9.95		Provisional	
78	RPM Solar Caizán - 04	Kaizan Solar Energy Corporation	Chiriquí	9.95		Provisional	
79	Guichichi Solar 1	SB-7 Project Inc.	Herrera	9.9		Provisional	
80	Guichichi Solar 2	SB-7 Project Inc.	Herrera	9.9		Provisional	
81	Guichichi Solar 3	SB-7 Project Inc.	Herrera	9.9		Provisional	
82	Guichichi Solar 4	SB-7 Project Inc.	Herrera	9.9		Provisional	
83	Guichichi Solar 5	SB-7 Project Inc.	Herrera	9.9		Provisional	
84	Magnus Solar	Generadora Solar Magnus, S.A.	Coclé	100.00		Provisional	
85	Greentec Solar 1	Greentec Solar Panama, S.A.	Chiriquí	9.35		Provisional	
86	Greentec Solar 2	Greentec Solar Panama, S.A.	Chiriquí	9.35		Provisional	
87	Greentec Solar 3	Greentec Solar Panama, S.A.	Chiriquí	93.50		Provisional	
88	Santa Monica	Innovaviones PCI, S.A	Panamá	2.00		Provisional	
89	Aurora Solar I	Aurora Energy I, S. A.	Chiriquí	9.98		Provisional	
90	CADASA Solar 5	ENREN, S. A.	Chiriquí	9.90		Provisional	
91	CADASA Solar 6	ENREN, S. A.	Chiriquí	9.90		Provisional	
92	CADASA Solar 7	ENREN, S. A.	Chiriquí	9.90		Provisional	
93	CADASA Solar 8	ENREN, S. A.	Chiriquí	9.90		Provisional	
94	CADASA Solar 9	ENREN, S. A.	Chiriquí	9.90		Provisional	
95	CADASA Solar 1	ENREN, S. A.	Chiriquí	9.90		Provisional	
96	CADASA Solar 2	ENREN, S. A.	Chiriquí	9.90		Provisional	
97	CADASA Solar 3	ENREN, S. A.	Chiriquí	9.90		Provisional	
98	CADASA Solar 4	ENREN, S. A.	Chiriquí	9.90		Provisional	
99	El Rosario Solar	El Rosario Solar Power INC	Panamá Oeste	8.00		Provisional	
100	Foto Solar Energy	Foto Solar Energy, S.A.	Panamá Oeste	4.20		Provisional	
101	Martincito Solar	SB-5 Project Inc.	Veraguas	19.8		Provisional	
102	Promethean I	Promethean Inc.	Panamá Oeste	9.90		Provisional	
103	Chumico Solar	Wander Group, INC	Coclé	5.00		Provisional	
104	Petalo de Chepo I	Petalo de Lirio, S.A.	Panamá	9.99		Provisional	
105	Petalo de Chepo II	Petalo de Violeta, S.A.	Panamá	9.99		Provisional	
106	Petalo de Chepo III	Petalo de Violeta, S.A.	Panamá	9.99		Provisional	
107	Dasa Solar 1	Dasa Solar S.A.	Panamá Oeste	9.99		Provisional	
108	Santa Lucia I	Chiriquí Power, S.A	Chiriquí	9.90		Provisional	
109	Santa Lucia II	Veladero Energy Power, S.A.	Chiriquí	9.90		Provisional	
110	Santa Lucia III	Gualaca Energy Power, S.A.	Chiriquí	6.00		Provisional	

(Continuación)

111	Parque Fotovoltaico María Pita	Ecoener del Sur Panamá, S.A.	Panamá Oeste	9.9		Provisional	
112	Parque Fotovoltaico A Coruña	Ecoener del Norte Panamá, S.A.	Panamá Oeste	9.9		Provisional	
113	Bagala Solar	Bagala Solar, S. A.	Chiriquí	4.95		Provisional	
114	Tanara Solar	Desarrollo Fotovoltaico Chepo S. A.	Panamá	128.70		Provisional	
115	Heliogeo I- Fase A	Geo Energy INC	Chiriquí	10.00		Provisional	
116	Heliogeo I- Fase B	Geo Energy INC	Chiriquí	10.00		Provisional	
117	Heliogeo I- Fase C	Geo Energy INC	Chiriquí	10.00		Provisional	
118	Heliogeo I- Fase D	Geo Energy INC	Chiriquí	10.00		Provisional	
119	Heliogeo I- Fase E	Geo Energy INC	Chiriquí	10.00		Provisional	
120	Heliogeo I- Fase F	Geo Energy INC	Chiriquí	10.00		Provisional	
121	Parque Fotovoltaico Alba	Ecoener Nance, S.A.	Veraguas	9.90		Provisional	
122	Parque Fotovoltaico El Triunfo	Ecoener Solar 2, S.A.	Veraguas	9.90		Provisional	
123	Platino Solar	Platinum Solar S.A.	Panamá	5.00		Provisional	
124	Dasa Solar 2	Dasa Solar 2, S.A.	Panamá Oeste	9.90		Provisional	
125	Greenbay Solar Plant	Greenbay Solar S.A.	Panamá	3.20		Provisional	
126	Puerta del Sol	Generadora Puerta del Sol S.A.	Coclé	3.96		Provisional	
127	Solar City I	Panamá Solar City. S.A.	Panamá	9.99		Provisional	
128	Solar City II	Power Eco Sun S.A.	Panamá	9.99		Provisional	
129	Solar City III	Ecosun System, S.A.	Panamá	9.99		Provisional	
130	Guiasolar	Guiasolar S. A.	Coclé	100		Provisional	
131	Mata de Nance Solar 2	Solar Power Assets II, S. A.	Chiriquí	9.6		Provisional	
132	Paladio Solar	Paladio Solar, S.A.	Panamá Oeste	9.9		Provisional	
133	Fluor Solar	Fluor Solar, S.A.	Panamá Oeste	9.9		Provisional	
134	Hierro Solar	Hierro Solar, S.A.	Panamá Oeste	9.9		Provisional	
135	Estaño Solar	Estaño Solar S. A.	Panamá Oeste	9.9		Provisional	
136	Colinas del Sol de David	Gefa Energy, S. A.	Chiriquí	200.0		Provisional	
137	Granja Solar Celsia Solar Colón	Celsia Centroamericana	Colón	18.2		Provisional	
138	Boquerón Solar 1	Panergy II, S.A.	Chiriquí	10.0		Provisional	
139	PS Nuevo Emperador	PS Nuevo Emperador S. A.	Panamá Oeste	9.9		Provisional	
140	Americana I	Americana de Energía Uno, S.A	Coclé	9.9		Provisional	
141	Pétalo de Girasol	Pétalo de Girasol S. A.	Panamá	5.0		Provisional	
142	Pétalo de la Rosa	Petalo de la Rosa I S.A.	Veraguas	5.0		Provisional	
143	Dasa Solar 3	Dasa Solar 2, S.A.	Panamá Oeste	9.9		Provisional	
144	Dasa Solar 4	Dasa Solar 2, S.A.	Panamá Oeste	4.8		Provisional	
145	JYA Solar	Green Power Network, S.A.	Coclé	30.0		Provisional	
146	Cromo Solar	Cromo Solar, S. A.	Panamá Oeste	9.9		Provisional	
147	Cermeño Solar	Argon Solar, S. A.	Coclé	4.0		Provisional	
148	Tia María Solar	TM Solar Group, INC	Chiriquí	5.0		Provisional	
149	Petalo de la Huaca	Black Orchid Energy Panamá, S.A.,	Veraguas	9.9		Provisional	
150	Río Chico Solar Power	Generadora Río Chico, S.A.	Chiriquí	5.0		Provisional	
151	El Espinito 2	Dasa Solar S.A.	Panamá Oeste	9.9		Provisional	
152	El Espinito 1	Dasa Solar S.A.	Panamá Oeste	9.9		Provisional	
153	Eco Energy Generation	Eco Energy Generation, S.A.	Panamá Oeste	9.6		Provisional	
154	STGVG Solar I	Generación Electrica del Caribe S.A.	Veraguas	9.9		Provisional	
155	STGVG Solar II	Generación Electrica del Caribe S.A.	Veraguas	9.9		Provisional	
156	STGVG Solar III	Generación Electrica del Caribe S.A.	Veraguas	9.9		Provisional	
157	Petalo de Nance	Petalo de Pocrí S.A.	Chiriquí	9.9		Provisional	
158	Mega Solar Power Generation	Mega Solar Power Generation S.A.	Coclé	10.0		Provisional	
159	Punjab Solar	Agropecuaria Shere Punjab S.A.	Panamá	0.5		Provisional	
160	Cruces Solar	Energía Cruces, S.A.	Panamá Oeste	9.9		Provisional	
			Total	**2,807.70**			

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2026).

Aunque la tecnología hidroeléctrica ha sido desarrollada durante muchos años, no se esperan avances tecnológicos significativos en el futuro que hagan viable de manera sostenible la explotación de proyectos que hoy en día no lo son. Además, la creciente oposición de sectores como los grupos comunitarios y pueblos originarios agrava las complicaciones socioambientales asociadas a nuevos desarrollos hidroeléctricos, lo que limita considerablemente las opciones viables para su implementación.

Sin lugar a duda, el potencial hidroeléctrico es uno de los recursos más importantes con los que cuenta el país. A continuación, se presentan los datos proporcionados por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), las concesiones otorgadas (ver Tabla 4. 5) y las concesiones en trámite (ver Tabla 4. 6).

Tabla 4. 5 Concesiones Otorgadas de Centrales Hidroeléctricas en Diseño y/o Construcción

No.	Empresa	Proyecto	Recurso Aprovechable	Provincia	MW	Estatus
1	Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Proyecto Hidroeléctrico Bocas del Toro (anterior Changuinola II)	Changuinola	Bocas del Toro	223.88	Diseño Final
2	Hidro Burica, S.A.	Burica	Chiriquí Viejo	Chiriquí	63.00	En Construcción - Solicitan la Adenda No. 6 (En espera del refrendo)
3	Navitas International , S.A.	Chuspa	Piedra, Chuspa y Qda Sin Nombre	Chiriquí	10.00	En Construcción - Adenda No.6 (En espera del refrendo)
4	Los Naranjos Overseas, S.A.	El Síndigo	Los Valles	Chiriquí	10.00	Construcción Suspendida - Se aprueba Adenda No.6 (En espera del refrendo)
5	Hidronorth Corp.	La Huaca	Chico y Qda La Soñadora	Veraguas	4.97	Construcción Suspendida- Se aprueba adenda No.3 (En espera del refrendo)
6	Corporación de Energía del Istmo Ltda.S.A.	San Bartolo	San Pablo	Veraguas	15.08	Construcción Suspendida - Se aprueba Adenda No.1 (En espera del refrendo)
				Total	**326.93**	

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2026).

Tabla 4. 6 Concesiones para Generación Hidroeléctrica en Trámite

No.	Empresa	Proyecto	Recurso Aprovechable	Provincia	MW
1	Argenta Resources, S.A.	Caña Blanca	Gualaca y Qda Los Ángeles	Chiriquí	7.85
2	Mifta 52, Inc.	Cerro Gordo	Santa María	Veraguas	39.10
3	Porto Power Inc., S.A.	Chiriquí	Chiriquí	Chiriquí	7.92
4	Hidroibérica, S.A.	El Fraile II	Río Grande.	Coclé	2.95
5	Hidroeléctrica Macano II, S.A.	RP-550	Río Piedra	Chiriquí	4.15
				Total	**61.97**

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2026).

Para el Plan de Expansión del Sistema de Generación, se deben considerar los proyectos hidroeléctricos más factibles que permitan disminuir el impacto de los precios de los derivados del petróleo a nivel mundial y promuevan el desarrollo racional y sustentable de los recursos naturales del país.

La última reevaluación realizada por ETESA indica el potencial resultante de los mejores esquemas de aprovechamiento en las cuencas de los ríos Changuinola, Teribe, Santa María y San Pablo. En cuanto a la inclusión de los proyectos hidroeléctricos de pequeña, micro y mediana escala, el catálogo de estudios hidroeléctricos refleja un considerable potencial hídrico disponible inventariado. La topología de estos proyectos puede ser consultada en el Anexo 6.

POTENCIAL TERMOELÉCTRICO

Panamá enfrenta la importante desventaja de no contar con recursos de combustibles fósiles, lo que genera una alta dependencia de las fluctuaciones y la volatilidad de los precios internacionales de estos combustibles. Esta situación ha llevado a las instituciones del sector energético a implementar políticas orientadas a fomentar el aprovechamiento del potencial de las fuentes de energía renovable del país. No obstante, por razones de seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico, es necesario mantener plantas termoeléctricas que sirvan de respaldo a las fuentes de generación renovable.

Según datos de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), en la

Tabla 4. 7 se presentan los certificados definitivos de autogenerador. Entre ellos se encuentra la planta Agrosilos, una central de cogeneración que utiliza como combustible la cascarilla de arroz, subproducto de sus actividades agroindustriales. Además de abastecer parte de su propia demanda energética y térmica para sus procesos productivos, la planta puede aportar energía al Sistema Interconectado Nacional (SIN) mediante la inyección de sus excedentes, contribuyendo así a diversificar la matriz energética del país mediante el aprovechamiento de biomasa.

Tabla 4. 7 Certificados de Autogenerador Definitivo

No.	Proyecto	Empresa	Provincia	MW	Combustible	Estatus	Observación
1	AGROSILOS	AGROSILOS, S.A	Chiriquí	4	Biomasa	Certificado definitivo de Cogenerador	
			Total	**4.00**			

PROYECTOS EÓLICOS

Aunque Panamá ha comenzado recientemente a incursionar en el ámbito de las energías renovables, está avanzando a un ritmo acelerado, lo cual se refleja en el creciente interés de los inversionistas, especialmente en el desarrollo de la energía eólica. En el Plan Indicativo de Generación se contempla la inclusión de proyectos con aerogeneradores de eje central, los cuales podrían aportar una capacidad adicional de generación de 1,323.47 MW. Estos proyectos serán optimizados conforme a la metodología empleada para la elaboración de un Plan de Expansión de mínimo costo. A continuación, en la Tabla 4. 8 se detallan las principales características de estos proyectos.

Tabla 4. 8 Proyectos Eólicos Considerados

Agente	Nombre	Tipo	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Costo Fijo O&M (B/./kW-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (B/./kW)	Vida Util (Años)
PARQUE EÓLICO TOABRÉ, S.A.	Toabré Etapa 3	Aerogeneradores de Eje Horizontal	22.00	22.00	76.74	87.70	1,071.00	25.00
UEP PENONOMÉ III, S. A.	Nuevo Chagres Fase 2 (Etapa 2)	Aerogeneradores de Eje Horizontal	51.75	51.75	203.30	135.98	1,575.00	25.00
PARQUE EÓLICO TOABRÉ, S.A.	Toabré Etapa 2	Aerogeneradores de Eje Horizontal	22.00	22.00	76.74	135.98	1,575.00	25.00
PARQUE EÓLICO TOABRÉ, S.A.	Antón	Aerogeneradores de Eje Horizontal	105.00	105.00	294.34	135.98	1,575.00	25.00
SANTA CRUZ WIND, S.A.	Santa Cruz	Aerogeneradores de Eje Horizontal	68.40	68.40	238.00	135.98	1,575.00	25.00
HELIUM ENERGY PANAMÁ	Escudero	Aerogeneradores de Eje Horizontal	111.60	111.60	368.63	135.98	1,575.00	25.00
HELIUM ENERGY PANAMÁ	Viento Sur	Aerogeneradores de Eje Horizontal	115.20	115.20	235.20	135.98	1,575.00	25.00
UEP PENONOMÉ III, S. A.	Portobelo Etapa 2 C	Aerogeneradores de Eje Horizontal	17.25	17.25	203.30	135.98	1,575.00	25.00
INVERSIONES M & J , S.A.	Tramontana	Aerogeneradores de Eje Horizontal	160.00	160.00	425.25	135.98	1,575.00	25.00
HIDROIBÉRICA S.A.	Caimitillo	Aerogeneradores de Eje Horizontal	1.87	1.87	nd	15.00	1,575.00	25.00
H & H GREEN ENERGY CORP.	Cocle Win Power Plant	Aerogeneradores de Eje Horizontal	190.40	190.40	506.25	135.98	1,575.00	25.00
UKA PARQUE EÓLICO LA COLORADA S.A.	La Colorada	Aerogeneradores de Eje Horizontal	138.00	138.00	384.75	87.79	1,260.00	25.00
OCEAN BLUE ENERGY, S.A.	Ocean Blue	Aerogeneradores de Eje Horizontal	200.00	200.00	nd	135.98	1,575.00	25.00
EOLÓNICA, S.A.	La Patrona	Aerogeneradores de Eje Horizontal	120.00	120.00	337.50	16.88	1,247.35	25.00
		Totales	**1,323.47**	**1,323.47**				

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

Nota: Los costos presentados se han calculado en base a la información proporcionada por los promotores de proyectos eólicos existentes y futuros en Panamá, complementada con análisis de referencias internacionales.

PROYECTOS FOTOVOLTAICOS

Los inversionistas han mostrado un creciente interés en este tipo de tecnología, impulsado por los recientes cambios en las reglas del mercado eléctrico y por la significativa reducción en los costos de fabricación en los últimos años. Esto se refleja en la gran cantidad de proyectos con licencia definitiva o provisional otorgada por la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP).

En el Plan Indicativo de Generación se contempla la inclusión de proyectos fotovoltaicos, con una posible expansión de 3,489.16 MW adicionales de energía proveniente de la fuente solar. En la Tabla 4. 9 se presenta un listado de estos proyectos.

Tabla 4. 9 Proyectos Solares Considerados

Agente	Nombre	Tipo	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Costo Fijo O&M (B/./kW-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (B/./kW)	Vida Util (Años)
GED GERSOL DOS, S.A.	La Salamanca	Solar Fotovoltaica	7.30	7.30	22.70	105.63	818.73	25
SOLAR DEVELOPMENT PANAMÁ, S.A.	El Chumical I	Solar Fotovoltaica	19.80	19.80	67.02	105.63	818.73	25
PROVIDENCIA SOLAR 1, S.A.	Providencia Solar 1	Solar Fotovoltaica	9.95	9.95	15.50	105.63	818.73	25
SOLAR GREEN, S.A.	El Coco	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	20.21	84.50	818.73	25
GED GERSOL UNO, S.A.	Llano Sánchez	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	16.21	84.58	817.65	25
LUZ ENERGY INTERNATIONAL CORP., S.A.	Agua Fría	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	20.21	84.50	777.79	25
ENERGY GREEN CORPORATION, S.A.	Las Lajas	Solar Fotovoltaica	30.00	30.00	66.63	38.00	936.39	25
BAJO FRÍO PV S.A.	Bajo Frio Solar	Solar Fotovoltaica	19.95	19.95	nd	105.63	818.73	25
GENERADORA SOLAR OCCIDENTE, S.A.	Cerro Viejo Solar	Solar Fotovoltaica	20.00	20.00	31.30	57.00	936.39	25
SOLAR POWER INDUSTRY CORPORATION	RPM Solar Caizán 01	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.64	105.63	818.73	25
GENERADORA SOLAR DE ENERGÍA, S.A.	RPM Solar Caizán 02	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.64	105.63	818.73	25
LAS PRADERAS SOLAR POWER CORPORATION	RPM Solar Caizán 03	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.64	105.63	818.73	25
KAIZAN SOLAR ENERGY CORPORATION	RPM Solar Caizán 04	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.64	105.63	818.73	25
AES PANAMÁ S.R.L	Los Santos Solar II	Solar Fotovoltaica	9.98	9.98	16.12	84.67	777.79	25
AES PANAMÁ S.R.L	Los Santos Solar III	Solar Fotovoltaica	9.98	9.98	16.12	84.67	777.79	25
AES PANAMÁ S.R.L	Pedasí Solar	Solar Fotovoltaica	9.98	9.98	16.12	105.63	818.73	25
HP SOLAR, S.A.	HPSolar	Solar Fotovoltaica	20.00	20.00	33.29	57.00	985.67	25
ECOENER RENOVABLE PANAMA, S.A	PV Santiago (Ecoener)	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	21.15	85.35	845.66	25
ECOENER SOLAR PANAMA, S.A	PV San Bartolo (Ecoener)	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	21.15	85.35	845.66	25
ECOENER PRODUCTORA PANAMA, S.A.	PV La Mesa (Ecoener)	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	21.15	85.35	845.66	25
ECOENER GENERADORA PANAMA, S.A.	PV Agua Viva	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	21.15	85.35	845.66	25
SB-1 PROJECT S.A.	San Bartolo 1	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.64	84.50	936.39	25
SB-2 PROJECT S.A.	San Bartolo 2	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.64	84.50	936.39	25
SB-3 PROJECT INC	San Bartolo 3	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.64	84.50	936.39	25
SB-4 PROJECT INC	San Bartolo 4	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.64	84.50	936.39	25
MEGA SOLAR POWER GENERATION, S.A.	PV Megasolar	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.64	84.50	818.73	25
HELIOS APOLO SOLAR, S.A.	PV Gualaca Solar (Helios)	Solar Fotovoltaica	60.00	60.00	133.85	23.92	981.00	25
SOLAR DESIGN	PV La Hueca	Solar Fotovoltaica	70.00	70.00	153.30	20.50	1,682.86	25
PANASOLAR CLEAN POWER, S.A.	PV Panasolar IV	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	18.50	84.50	936.39	25
PANASOLAR CLEAN POWER, S.A.	PV Panasolar V	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	18.50	84.50	936.39	25
RA SOLAR, S.A.	Ra Solar	Solar Fotovoltaica	20.00	20.00	44.62	57.00	981.00	25
DESARRROLLO Y ENERGIA RENOVABLE S.A	PV Pacora Solar	Solar Fotovoltaica	44.00	44.00	63.60	26.09	936.39	25
EOLÓNICA, S.A.	Rio Hato	Solar Fotovoltaica	100.00	100.00	166.44	105.63	818.73	25
AVANZALIA PANAMA, S.A	PV Penonomé 2	Solar Fotovoltaica	120.00	120.00	240.00	15.34	700.00	25
GENERADORA SOLAR SANTA CRUZ, S.A.	PV Santa Cruz Solar	Solar Fotovoltaica	200.00	200.00	332.88	15.10	1,247.35	25
PANAMA SOLAR INTEGRAL	PV Cotaba Solar	Solar Fotovoltaica	120.00	120.00	99.86	14.08	1,247.35	25
LA INMACULADA SOLAR S. DE R.L .	PV La Inmaculada Solar	Solar Fotovoltaica	5.00	5.00	8.00	110.00	777.79	25
NRG PLUS, S.A	FV Las Cabras 1	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.64	105.63	818.73	25
NRG PLUS, S.A	FV 2 Las Cabras 2	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.64	105.63	818.73	25
SUNTECH ENGINEERING CORP.	PV Alanje 20 MW	Solar Fotovoltaica	23.45	23.45	39.03	105.63	818.73	25
ELECTRICIDAD SOSTENIBLE, S.A.	Parque Solar San Jose	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	16.63	105.63	818.73	25
SOL-KOM GRUPO DE ENERGIA, CORP	PV San Lorenzo	Solar Fotovoltaica	80.00	80.00	133.15	105.63	818.73	25
LAS LOMAS SOLAR ELECTRIC, S.A.	Las Lomas	Solar Fotovoltaica	105.00	105.00	174.76	17.30	1,247.35	25
SAN LORENZO SOLAR, S.A.	San Lorenzo Solar	Solar Fotovoltaica	5.00	5.00	nd	74.82	961.00	25
SOLAR LOADGE, S.A.	La Torre Solar	Solar Fotovoltaica	5.00	5.00	nd	74.82	961.00	25
GRUPO DOE, S.A.	La Union Solar	Solar Fotovoltaica	90.00	90.00	nd	74.82	762.00	25
ALMACENADORA SOLAR PANAMA OESTE, S.A.	Almacenadora Solar	Solar Fotovoltaica	8.00	8.00	nd	74.82	961.00	25
ENERGÍAS RENOVABLES, S.A.	Parita Sun Park	Solar Fotovoltaica	4.20	4.20	nd	105.63	818.73	25

(Continuación)

JAGÜITO GREEN ENERGY I, S.A.	Jaguito Green Energy I	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	74.82	961.00	25
JAGÜITO GREEN ENERGY II, S.A.	Jaguito Green Energy II	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	74.82	961.00	25
JAGÜITO GREEN ENERGY III, S.A.	Jaguito Green Energy III	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	74.82	961.00	25
AES PANAMÁ S.R.L	Flamboyán	Solar Fotovoltaica	19.90	19.90	nd	74.82	891.00	25
AES PANAMÁ S.R.L	Veranera	Solar Fotovoltaica	19.90	19.90	nd	74.82	891.00	25
PANASOLAR CLEAN POWER, S.A.	Panasolar VI	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	74.82	961.00	25
PANASOLAR GENERADORA DE POTENCIA VERDE, S.A.	Panasolar VII	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	74.82	961.00	25
PANASOLAR GENERADORA DE POTENCIA VERDE, S.A.	Panasolar VIII	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	74.82	961.00	25
PANASOLAR GENERADORA DE POTENCIA VERDE, S.A.	Panasolar IX	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	74.82	961.00	25
AES PANAMÁ S.R.L	Coclé Solar 1	Solar Fotovoltaica	150.00	150.00	nd	74.82	762.00	25
AES PANAMÁ S.R.L	Coclé Solar 2	Solar Fotovoltaica	150.00	150.00	nd	105.63	818.73	25
PAN ENERGY II	Boquerón Solar 1	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	nd	74.82	961.00	25
TECNOLOGÍA EÓLICA, S.A.	Solar Charco Azul	Solar Fotovoltaica	52.00	52.00	nd	74.82	762.00	25
HIDROIBÉRICA, S.A.	El Fraile Solar II	Solar Fotovoltaica	0.50	0.50	nd	105.63	818.73	25
SANTA FE SOLAR CORPORATION, S.A	Santa Fe Solar Corparation 1	Solar Fotovoltaica	20.00	20.00	nd	105.63	818.73	25
BLACK WOLF SERVICES, S.A.	San Andrés Solar	Solar Fotovoltaica	7.00	7.00	nd	105.63	818.73	25
SOLAR HEAVEN, S.A.	Solar Heaven	Solar Fotovoltaica	5.00	5.00	nd	105.63	818.73	25
SOLAR POWER ASSETS, INC	Mata de Nance Solar	Solar Fotovoltaica	9.60	9.60	nd	105.63	818.73	25
BLACK WOLF SERVICES, S.A.	Los Planetas Solar III	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	nd	105.63	818.73	25
BLACK WOLF SERVICES, S.A.	Los Planetas Solar I	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	nd	105.63	818.73	25
BLACK WOLF SERVICES, S.A.	Los Planetas Solar II	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	nd	105.63	818.73	25
CARMALENGO INVESTMENT CORP.	Forsun Solar	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
SPARKLE POWER PLUS, S.A.	Sparkle Power Solar	Solar Fotovoltaica	100.00	100.00	nd	105.63	818.73	25
ENERGIA SOLAR VERDE, INC	Santa Clara Solar	Solar Fotovoltaica	7.00	7.00	nd	105.63	818.73	25
PANAERGY I, S.A.	La Albina	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
IMPACTO SOLAR, S.A.	Proyecto Marea Solar	Solar Fotovoltaica	5.00	5.00	nd	105.63	818.73	25
SHAKYAMUNI ENERGY FARM, S.A.	Shakyamuni Energy Farm	Solar Fotovoltaica	2.10	2.10	nd	105.63	818.73	25
EOLONICA, S.A.	Solar Fenix	Solar Fotovoltaica	4.69	4.69	nd	105.63	818.73	25
ALOHA SOLAR, S.A.	Aloha Solar	Solar Fotovoltaica	4.20	4.20	nd	105.63	818.73	25
PHOTON SOLAR UNO	Oeste Solar 1	Solar Fotovoltaica	9.60	9.60	nd	105.63	818.73	25
PHOTON SOLAR DOS	Oeste Solar 2	Solar Fotovoltaica	9.60	9.60	nd	105.63	818.73	25
PHOTON SOLAR TRES	Oeste Solar 3	Solar Fotovoltaica	9.60	9.60	nd	105.63	818.73	25
OXÍGENO SOLAR, S.A.	San Vicente Solar	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
HELIUM SOLAR, S.A.	Bique Solar 1	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
NEÓN SOLAR, S.A.	Bique Solar 2	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
PERSIANA PANORAMICA, S.A.	Panorama	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
EZCA CORP, S.A	Ezca Energy	Solar Fotovoltaica	5.00	5.00	nd	105.63	818.73	25
VEGA SOLAR S.A.	Vega Solar	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
GAN EDEN ENERGY CORP.	Gan Eden Energy	Solar Fotovoltaica	5.00	5.00	nd	105.63	818.73	25
SB-5 PROJECT INC.	Mariato Solar	Solar Fotovoltaica	8.00	8.00	nd	105.63	818.73	25
ENERGÍA SOLAR DEL PACÍFICO, S.A	Energía Solar del Pacífico 2	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
ARGENTUM SOLAR, S.A.	Silicio Solar	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
ENERGÍA SOLAR DEL PACÍFICO, S.A	Energía Solar del Pacífico 1	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 1	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 2	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 3	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 4	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 5	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 6	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 7	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25

(Continuación)

PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 8	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 9	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 10	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 11	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 12	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 13	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 14	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 15	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 16	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 17	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 18	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 19	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 20	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 21	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 22	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 23	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 24	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 25	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 26	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 27	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 28	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 29	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
PALMA SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar La Peña 30	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
GAVILÁN SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar Gavilán 1	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
GAVILÁN SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar Gavilán 2	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
GAVILÁN SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar Gavilán 3	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
GAVILÁN SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar Gavilán 4	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
GAVILÁN SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar Gavilán 5	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
GAVILÁN SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar Gavilán 6	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
GAVILÁN SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar Gavilán 7	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
GAVILÁN SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar Gavilán 8	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
GAVILÁN SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar Gavilán 9	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
GAVILÁN SOLAR CORP., S.A.	Campo Solar Gavilán 10	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	nd	105.63	818.73	25
AMERICANA UNO S.A.	Americana Uno	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
AMERICANA DOS S.A.	Americana Dos	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
AMERICANA TRES S.A.	Americana Tres	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
AMERICANA CUATRO S.A.	Americana Cuatro	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
AMERICANA CINCO S.A.	Americana Cinco	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
AMERICANA SEIS S.A.	Americana Seis	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
AMERICANA SIETE S.A.	Americana Siete	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
AMERICANA OCHO S.A.	Americana Ocho	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
AMERICANA NUEVE S.A.	Americana Nueve	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
BLACK ORCHID SOLAR PANAMÁ	Pétalo La Huaca	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
GENA	Chiriquí Solar 1	Solar Fotovoltaica	120.00	120.00	nd	105.63	818.73	25
ECOENER SOLAR 2,S.A.	Aurora	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
ECOENER NANCE, S.A.	Alba	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
ECOENER FOTOVOLTAICA PANAMA, S.A.	Virgen del Pilar	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
Gena Solar Dos S.A.	Los Olivos Solar	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
Gena Solar Dos S.A.	Los Olivos Solar II	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
PÉTALO DE VIOLETA, S.A.	Pétalo de Chepo 2	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25

(Continuación)

PÉTALO DE LIRIO, S.A.	Pétalo de Chepo	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
BALBOA ENERGY	Maracas	Solar Fotovoltaica	35.00	35.00	nd	105.63	818.73	25
BALBOA ENERGY	Timbales	Solar Fotovoltaica	35.00	35.00	nd	105.63	818.73	25
BALBOA ENERGY	Tambores	Solar Fotovoltaica	35.00	35.00	nd	105.63	818.73	25
GUIASOLAR SA	Las Guías	Solar Fotovoltaica	100.00	100.00	nd	105.63	818.73	25
NATURGY	Ingenio Solar	Solar Fotovoltaica	70.00	70.00	nd	105.63	818.73	25
PÉTALO DE VIOLETA, S.A.	Pétalo de Chepo 3	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
ECO SOLAR GROUP, INC	Doña Nati	Solar Fotovoltaica	30.00	30.00	nd	105.63	818.73	25
CLEAN ENERGY SANTA CRUZ CORP.	Clean Solar	Solar Fotovoltaica	3.00	3.00	nd	105.63	818.73	25
INNOVACIONES PC1, S.A.	Santa Mónica	Solar Fotovoltaica	2.00	2.00	nd	105.63	818.73	25
PROGRESO SOLAR, S.A.	Sawel Solar	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
PARQUE SOLAR EL ABUELO, S.A.	Parque Solar El Abuelo	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
AQUAGENERA S.A.	Solarpro 3	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
AGUASOLAR S.A.	Solarpro 4	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
SANTA FE SOLAR CORPORATION, S.A.	Santa Fe Solar	Solar Fotovoltaica	20.00	20.00	nd	105.63	818.73	25
GEO ENERGY INCORPORATED	Heliogeo 1	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	nd	105.63	818.73	25
PANAMA SOLAR CITY, S.A.	Solar City I	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
POWER ECO SUN, S.A.	Solar City II	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
ECOSUN SISTEM, S.A.	Solar City III	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	105.63	818.73	25
SB-7 PROJECT INC.	Guichichi 1	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	0.00	0.00	0
SB-7 PROJECT INC.	Guichichi 2	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	0.00	0.00	0
SB-7 PROJECT INC.	Guichichi 3	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	0.00	0.00	0
SB-7 PROJECT INC.	Guichichi 4	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	0.00	0.00	0
SB-7 PROJECT INC.	Guichichi 5	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	nd	0.00	0.00	0
Aurora Energy I, S. A.	Aurora Solar	Solar Fotovoltaica	9.98	9.98	0.00	0.00	0.00	0
Bagala Solar, S. A.	Bagala	Solar Fotovoltaica	4.95	4.95	0.00	0.00	0.00	0
ENREN, S. A.	Cadasa 1	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	0
ENREN, S. A.	Cadasa 2	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	0
ENREN, S. A.	Cadasa 3	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	0
ENREN, S. A.	Cadasa 4	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	0
ENREN, S. A.	Cadasa 5	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	0
ENREN, S. A.	Cadasa 6	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	0
ENREN, S. A.	Cadasa 7	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	0
ENREN, S. A.	Cadasa 8	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	0
ENREN, S. A.	Cadasa 9	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	0
Wander Group, INC	Chumico Solar	Solar Fotovoltaica	5.00	5.00	0.00	0.00	0.00	0
Dasa Solar S.A.	Dasa Solar 1	Solar Fotovoltaica	9.99	9.99	0.00	0.00	0.00	0
Dasa Solar 2, S.A.	Dasa Solar 2	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	0
El Rosario Solar Power INC	El Rosario Solar	Solar Fotovoltaica	8.00	8.00	0.00	0.00	0.00	0
Foto Solar Energy, S.A.	Foto Solar Energy	Solar Fotovoltaica	4.20	4.20	0.00	0.00	0.00	0
Greenbay Solar S.A.	Greenbay Solar Plant	Solar Fotovoltaica	3.20	3.20	0.00	0.00	0.00	0
Greentec Solar Panama, S.A.	Greentec Solar 1	Solar Fotovoltaica	9.35	9.35	0.00	0.00	0.00	0
Greentec Solar Panama, S.A.	Greentec Solar 2	Solar Fotovoltaica	9.35	9.35	0.00	0.00	0.00	0
Greentec Solar Panama, S.A.	Greentec Solar 3	Solar Fotovoltaica	93.50	93.50	0.00	0.00	0.00	0
Guiasolar S. A.	Guiasolar	Solar Fotovoltaica	100.00	100.00	0.00	0.00	0.00	0
Geo Energy INC	Heliogeo I- Fase A	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	0.00	0.00	0.00	0
Geo Energy INC	Heliogeo I- Fase B	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	0.00	0.00	0.00	0
Geo Energy INC	Heliogeo I- Fase C	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	0.00	0.00	0.00	0
Geo Energy INC	Heliogeo I- Fase D	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	0.00	0.00	0.00	0
Geo Energy INC	Heliogeo I- Fase E	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	0.00	0.00	0.00	0

(Continuación)

Geo Energy INC	Heliogeo I- Fase F	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	0.00	0.00	0.00	0
Generadora Solar Magnus, S.A.	Magnus Solar	Solar Fotovoltaica	100.00	100.00	0.00	0.00	0.00	0
SB-5 Project Inc.	Martincito Solar	Solar Fotovoltaica	19.80	19.80	0.00	0.00	0.00	0
Solar Power Assets II, S. A.	Mata de Nance Solar 2	Solar Fotovoltaica	9.60	9.60	0.00	0.00	0.00	0
Ecoener del Norte Panamá, S.A.	Parque Fotovoltaico A Coruña	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	0
Ecoener Solar 2, S.A.	Parque Fotovoltaico El Triunfo	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	0
Ecoener del Sur Panamá, S.A.	Parque Fotovoltaico María Pita	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	0
Platinum Solar S.A.	Platino Solar	Solar Fotovoltaica	5.00	5.00	0.00	0.00	0.00	0
Promethean Inc.	Promethean I	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	0
Generadora Puerta del Sol S.A.	Puerta del Sol	Solar Fotovoltaica	3.96	3.96	0.00	0.00	0.00	0
SB-5 Project Inc.	San Antonio Solar 1	Solar Fotovoltaica	8.00	8.00	0.00	0.00	0.00	0
Chiriquí Power, S.A	Santa Lucia I	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	0
Veladero Energy Power, S.A.	Santa Lucia II	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	0
Gualaca Energy Power, S.A.	Santa Lucia III	Solar Fotovoltaica	6.00	6.00	0.00	0.00	0.00	0
Desarrollo Fotovoltaico Chepo S. A.	Tanara Solar	Solar Fotovoltaica	128.70	128.70	0.00	0.00	0.00	0
Electricidad Verde de Panamá, S.A.	El Ñajú	Solar Fotovoltaica	6.07	6.07	0.00	0.00	0.00	0
Paladio Solar, S.A.	Paladio Solar	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	0
Fluor Solar, S.A.	Fluor Solar	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	0
Hierro Solar, S.A.	Hierro Solar	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	0
Estaño Solar S. A.	Estaño Solar	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	0
Gefa Energy, S. A.	Colinas del Sol de David	Solar Fotovoltaica	200.00	200.00	0.00	0.00	0.00	0
Celsia Centroamericana	Granja Solar Celsia Solar Colón	Solar Fotovoltaica	18.20	18.20	0.00	0.00	0.00	0
PS Nuevo Emperador S. A.	PS Nuevo Emperador	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	0
Pétalo de Girasol S. A.	Pétalo de Girasol	Solar Fotovoltaica	5.00	5.00	0.00	0.00	0.00	0
Petalo de la Rosa I S.A.	Pétalo de la Rosa	Solar Fotovoltaica	5.00	5.00	0.00	0.00	0.00	0
Dasa Solar 2, S.A.	Dasa Solar 3	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	0
Dasa Solar 2, S.A.	Dasa Solar 4	Solar Fotovoltaica	4.80	4.80	0.00	0.00	0.00	0
Green Power Network, S.A.	JYA Solar	Solar Fotovoltaica	30.00	30.00	0.00	0.00	0.00	0
Cromo Solar, S. A.	Cromo Solar	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	0
Argon Solar, S. A.	Cermeño Solar	Solar Fotovoltaica	4.00	4.00	0.00	0.00	0.00	0
TM Solar Group, INC	Tia María Solar	Solar Fotovoltaica	5.00	5.00	0.00	0.00	0.00	0
Generadora Río Chico, S.A.	Río Chico Solar Power	Solar Fotovoltaica	5.00	5.00	0.00	0.00	0.00	0
Dasa Solar S.A.	El Espinito 2	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	0
Dasa Solar S.A.	El Espinito 1	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	0
Eco Energy Generation, S.A.	Eco Energy Generation	Solar Fotovoltaica	9.60	9.60	0.00	0.00	0.00	0
Generación Electrica del Caribe S.A.	STGVG Solar I	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	0
Generación Electrica del Caribe S.A.	STGVG Solar II	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	0
Generación Electrica del Caribe S.A.	STGVG Solar III	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	0
Petalo de Pocrí S.A.	Petalo de Nance	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	0
Agropecuaria Shere Punjab S.A.	Punjab Solar	Solar Fotovoltaica	0.50	0.50	0.00	0.00	0.00	0
Energía Cruces, S.A.	Cruces Solar	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	0
Autoridad del Canal de Panamá	Cocolí	Solar Fotovoltaica	14.00	14.00	0.00	0.00	0.00	0
		Totales	**3,489.16**	**3,489.16**				

Para la modelación de los proyectos hidroeléctricos candidatos, se toman en cuenta diferentes factores que determinan la inclusión o no en el Plan de Expansión de Generación, basado en el nivel de estudio de reconocimiento, prefactibilidad, factibilidad, contratación y construcción de estos.

Aun cuando se analizaron diversos proyectos que cuentan con concesión, muchos no fueron tomados en cuenta ya que no tenían la conducencia de aguas de MI AMBIENTE, o porque los promotores no entregaron la información completa que permitiera caracterizar y modelar el proyecto.

La Tabla 4. 10 muestra las características generales de los proyectos hidroeléctricos candidatos, considerados en la actualización en el Plan Indicativo de Generación 2026.

Tabla 4. 10 Proyectos Hidroeléctricos Considerados

Agente	Nombre	Tipo	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia Firme (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Costo Fijo O&M (B/./kW-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta)(B/./kW)	Vida Util (Años)
HIDRO BURICA, S.A.	Burica	Hidroeléctrica de Pasada	65.30	63.00	22.31	280.96	44.44	4,204.05	50
NAVITAS INTERNACIONAL, S.A.	Chuspa	Hidroeléctrica de Pasada	8.80	8.80	2.30	46.23	170.45	3,569.09	50
HIDROELÉCTRICA TIZINGAL S.A.	Terra 4- Tizingal	Hidroeléctrica de Pasada	4.64	4.64	2.55	33.30	258.45	3,520.39	50
LOS NARANJOS OVERSEAS, S.A.	El Sindigo	Hidroeléctrica de Pasada	10.00	10.00	1.28	57.94	70.55	3,798.12	80
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, S.A.	Changuinola II (Bocas del Toro)	Hidroeléctrica de Pasada	214.76	210.94	170.43	1,008.00	16.59	5,937.16	50
EMPRESA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA, S.A.	Changuinola II Unidad 3 (Bocas del Toro Minicentral)	Hidroeléctrica de Pasada	13.70	12.95	10.46	112.00	131.27	3,617.71	50
ARGENTA RESOURCES CORP.	Caña Blanca	Hidroeléctrica de Pasada	7.78	7.78	0.78	26.80	642.87	3,553.05	0
PANAMA HYDROELECTRICAL DEVELOPMENT CO. S.A.	Santa Maria 82	Hidroeléctrica de Pasada	28.36	28.35	8.51	91.97	70.55	3,798.12	50
CORPORACIÓN DE ENERGÍA DEL ISTMO LTD.	San Bartolo	Hidroeléctrica de Pasada	19.44	19.44	6.32	68.00	87.45	3,693.74	50
CORPORACIÓN DE ENERGÍA DEL ISTMO LTD.	San Bartolo Minicentral	Hidroeléctrica de Pasada	1.00	1.00	0.32	8.00	1,000.00	3,477.72	50
HIDROIBÉRICA, S.A.	El Fraile II	Hidroeléctrica de Pasada	8.04	8.04	1.50	nd	225.23	3,544.02	50
HIDROELÉCTRICA MACANO II, S.A.	RP-550	Hidroeléctrica de Pasada	4.15	4.15	1.25	24.65	289.16	3,514.62	50
ELECTRON INVESTMENT	Pando Minicentral	Hidroeléctrica de Pasada	0.51	0.51	0.36	2.40	1,960.78	3,471.97	50
GENERADORA PEDREGALITO, S.A.	Pedregalito I Unidad 4	Hidroeléctrica de Pasada	0.91	0.91	0.63	nd	1,103.75	3,476.61	50
GENERADORA RÍO CHICO S.A.	Pedregalito II Unidad 3	Hidroeléctrica de Pasada	0.66	0.66	0.46	nd	1,508.30	3,473.77	50
		Totales	**387.39**	**380.51**					

Nota: Los costos presentados están basados en la información suministrada por los promotores de proyectos Hidroeléctricos existentes y futuros en Panamá, en conjunto con análisis de Referencias internacionales.

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2026).

PROYECTOS TERMOELÉCTRICOS

El conjunto de proyectos termoeléctricos candidatos considerado en el presente Plan Indicativo de Generación comprende las unidades en desarrollo que, de acuerdo con la información disponible al momento de la elaboración de este estudio, presentan un grado de avance que justifica su evaluación dentro de los escenarios de expansión. Entre estos proyectos se incluyen dos nuevas plantas de autogeneración: Agrosilos, basada en el aprovechamiento energético de cascarilla de arroz como combustible de biomasa, y CADASA, que contempla la instalación de una unidad de generación diésel para atender sus requerimientos energéticos. La Tabla 4. 11 presenta las características generales de los proyectos termoeléctricos candidatos contemplados en este estudio.

Tabla 4. 11 : Proyectos Termoeléctricos candidatos identificados

Agente	Nombre	Tipo	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Consumo Especifico de Combustible		Costo Fijo O&M (B/./kW-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (B/./kW)	Vida Util (Años)
SINOLAM SMARTER ENERGY LNG POWER CO, INC.	Gas To Power Panamá GTPP	Ciclo Combinado (Gas Natural)	458.1	424.7	6.86295	MMBTU/MWh	17	1154.76	30
GENÉRICA	CC CNL A	Ciclo Combinado (Gas Natural)	400	400	7.0815	MMBTU/MWh	17.054	1254.1	30
GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (Diesel) 50A	Turbina de Gas Aeroderivada (Diesel)	50	50	60.6	MMBTU/MWh	17.348	1026.245	30
GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (Diesel) 50B	Turbina de Gas Aeroderivada (Diesel)	50	50	60.6	MMBTU/MWh	17.348	1026.245	30
GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50A	Turbina de Gas Aeroderivada (Gas Natural)	50	50	14.2156	MMBTU/MWh	17.348	1026.245	30
GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 50B	Turbina de Gas Aeroderivada (Gas Natural)	50	50	14.2156	MMBTU/MWh	17.348	1026.245	30
GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100A	Turbina de Gas Aeroderivada (Gas Natural)	100	100	11.6876	MMBTU/MWh	14.703	911.59	30
GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 100B	Turbina de Gas Aeroderivada (Gas Natural)	100	100	11.6876	MMBTU/MWh	14.703	911.59	30
GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150A	Turbina de Gas Aeroderivada (Gas Natural)	150	150	11.5707	MMBTU/MWh	12.058	796.935	30
GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 150B	Turbina de Gas Aeroderivada (Gas Natural)	150	150	11.5707	MMBTU/MWh	12.058	796.935	30
GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A	Turbina de Gas Aeroderivada (Gas Natural)	250	250	11.2271	MMBTU/MWh	6.768	567.625	30
GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250B	Turbina de Gas Aeroderivada (Gas Natural)	250	250	11.2271	MMBTU/MWh	6.768	567.625	30
GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250C	Turbina de Gas Aeroderivada (Gas Natural)	250	250	11.2271	MMBTU/MWh	6.768	567.625	30
AES COLÓN DEVELOPMENT, S. DE R.L.	Costa Norte II	Ciclo Combinado (Gas Natural)	381	381	7.2656	MMBTU/MWh	13.92	1338.58	30
PROGRESO ENERGY,S.A.	Progreso Energy	Motor de Media Velocidad (Diesel)	1.05	1	75.625	MMBTU/MWh	8	1810	10
GENÉRICA	CC CNL B	Ciclo Combinado (Gas Natural)	300	300	7.0815	MMBTU/MWh	17.054	1254.1	30
GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250D	Turbina de Gas Aeroderivada (Gas Natural)	250	250	11.2271	MMBTU/MWh	6.768	567.625	30
GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250E	Turbina de Gas Aeroderivada (Gas Natural)	250	250	11.2271	MMBTU/MWh	6.768	567.625	30
GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250F	Turbina de Gas Aeroderivada (Gas Natural)	250	250	11.2271	MMBTU/MWh	6.768	567.625	30
Agrosilos, S.A.	Cogeneración Eléctrica a Biomasa	Turbina de Vapor (Bagazo)	3	3	0	MMBTU/MWh	0	0	0
CENTRAL AZUCARERO DE ALANJE, S.A.	CADASA Diésel	Motor de Alta Velocidad (Diesel)	40	40	0	MMBTU/MWh	0	0	0
		Totales	**3,783.15**	**3,706.70**					

Nota: Los costos presentados están basados en la información suministrada por los promotores de proyectos termoeléctricos existentes y futuros en Panamá, en conjunto con análisis de Referencias internacionales.

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2026)

COMPORTAMIENTO DE LA GENERACIÓN RENOVABLE NO CONVENCIONAL

La incorporación progresiva de fuentes de generación renovable no convencional ha incrementado la participación de las tecnologías solar fotovoltaica y eólica en la matriz de generación del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Debido a la naturaleza variable de estos recursos energéticos, sus perfiles de producción presentan fluctuaciones asociadas a las condiciones meteorológicas y a la disponibilidad del recurso primario, influyendo directamente en el comportamiento operativo del sistema.

La penetración alcanzada por estas tecnologías hace que su comportamiento deje de tener una participación secundaria dentro de la matriz de generación y pase a influir de manera significativa en el perfil de generación del SIN. En este contexto, resulta necesario caracterizar sus patrones de producción y variabilidad, de manera que estos puedan ser considerados en los análisis de planificación de la expansión y operación del sistema eléctrico nacional.

GENERACIÓN SOLAR FOTOVOLTAICA

El Gráfico 4. 1 presenta el perfil horario de la generación solar fotovoltaica durante el período seco de 2026, construido a partir de registros históricos del Sistema Interconectado Nacional (SIN). Se observa el comportamiento característico de esta tecnología, con una producción concentrada durante las horas de mayor irradiación solar y una variación diaria determinada por el ciclo natural de salida y puesta del sol.

Por su parte, el Gráfico 4. 2 muestra el comportamiento correspondiente al análisis del período lluvioso de 2025. Si bien el perfil horario mantiene la misma tendencia observada durante la estación seca, se aprecia una reducción en la producción de las centrales fotovoltaicas, atribuible a una menor disponibilidad del recurso solar como consecuencia de una mayor cobertura nubosa y condiciones de irradiancia menos favorables.

La comparación entre ambos períodos evidencia diferencias tanto en el nivel de generación como en la variabilidad del recurso. Durante el período seco, la producción media de las centrales fotovoltaicas alcanza valores cercanos al 70 % de su potencia nominal durante las horas de mayor irradiación, mientras que en el período lluvioso este valor se reduce aproximadamente al 58 %, reflejando la influencia de las condiciones meteorológicas sobre el desempeño de esta tecnología.

Asimismo, el rango histórico de producción presenta un comportamiento diferenciado entre ambas estaciones. Durante el período seco, las centrales fotovoltaicas muestran un desempeño relativamente uniforme durante las horas de máxima generación, con valores comprendidos aproximadamente entre el 45 % y el 90 % de su potencia nominal. En contraste, durante el período lluvioso dicho rango

se amplía considerablemente, registrándose valores máximos cercanos al 80 % y mínimos inferiores al 20 %, lo que evidencia una mayor variabilidad del recurso solar asociada a la presencia de nubosidad y demás condiciones atmosféricas características de esta época del año.

Gráfico 4. 1 Perfil horario estadístico de la generación fotovoltaica en el periodo Seco

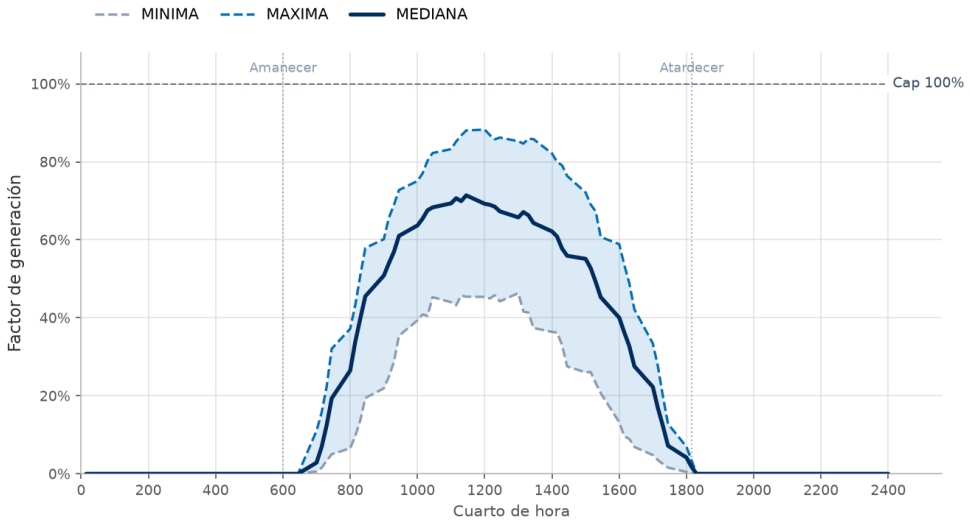
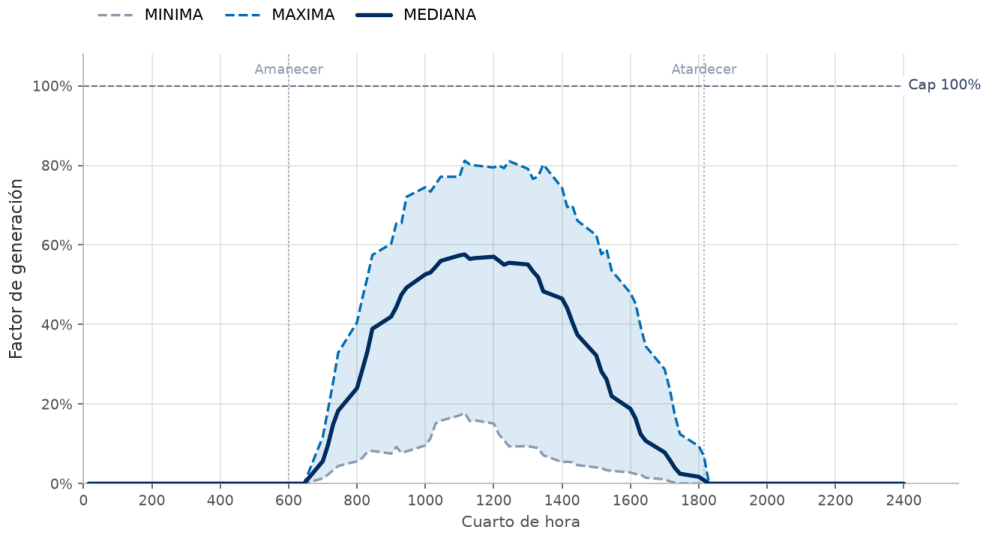


Gráfico 4. 2 Perfil horario estadístico de la generación fotovoltaica en el periodo Lluvioso



El Gráfico 4. 3 presenta el perfil horario de la generación eólica correspondiente a los parques conectados en la subestación Antón durante el período seco de 2026. La producción media mantiene un comportamiento relativamente uniforme a lo largo del día, con valores cercanos al 80 % de la potencia nominal durante las horas nocturnas y una disminución gradual hasta aproximadamente 65 % durante las horas de mayor radiación solar. A pesar de esta variación, el recurso eólico presenta una alta estabilidad temporal, con oscilaciones reducidas entre intervalos consecutivos y valores máximos que permanecen cercanos a la capacidad nominal durante prácticamente todo el día.

Por su parte, el Gráfico 4. 4 muestra el comportamiento de este mismo punto de conexión durante el período lluvioso de 2025. Si bien la forma del perfil horario es similar a la observada en el período seco, la producción media disminuye considerablemente, situándose alrededor del 20 % durante la noche y entre 8 % y 10 % durante las horas centrales del día. Esta reducción evidencia la marcada influencia de la estacionalidad sobre la disponibilidad del recurso eólico en esta zona, aunque sin modificar sustancialmente el patrón diario de generación.

Gráfico 4. 3 Comportamiento horario de la generación eólica en la subestación Antón durante el período seco de 2026.

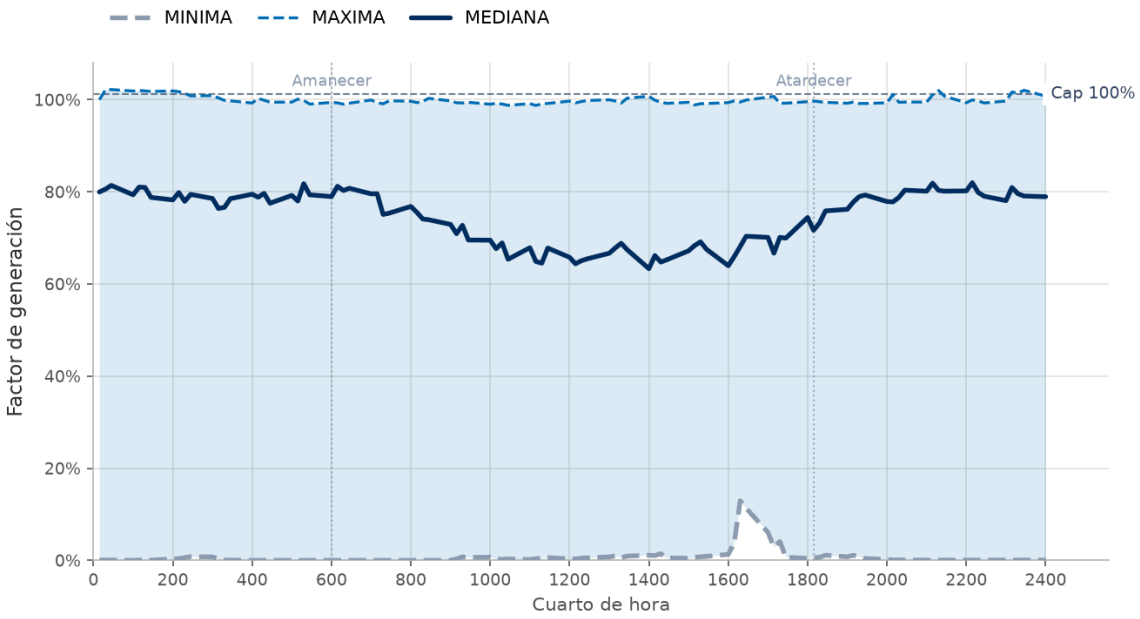
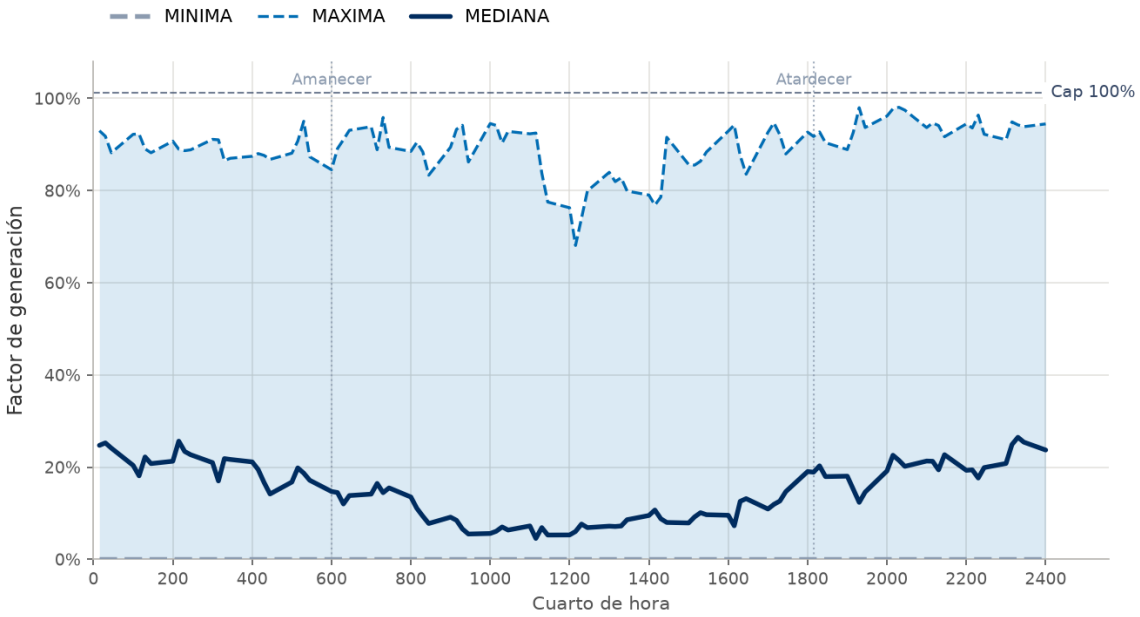


Gráfico 4. 4 Comportamiento horario de la generación eólica en la subestación Antón durante el período lluvioso de 2025.



En cuanto a los parques conectados en la subestación El Coco, el

Gráfico 4. 5 muestra un comportamiento distinto durante el período seco de 2026. En este caso, la producción media presenta una variación diurna más pronunciada, iniciando alrededor del 30 % durante la madrugada, incrementándose progresivamente a partir de las primeras horas de la mañana y alcanzando valores cercanos al 70 % entre las 13:00 y las 17:00 horas, para posteriormente disminuir durante la noche. Al igual que en Antón, las variaciones de corto plazo son reducidas y los valores máximos permanecen próximos al 90 % de la potencia nominal.

Finalmente, el Gráfico 4. 6 corresponde al período lluvioso de 2025 para este mismo punto de conexión. Durante esta estación la producción media disminuye de forma considerable, manteniéndose cercana a cero entre las horas nocturnas y las primeras horas de la mañana, y alcanzando únicamente valores próximos al 10 % durante la tarde. Asimismo, el rango histórico de generación presenta una reducción durante la madrugada, reflejando una menor disponibilidad del recurso eólico respecto al período seco.

Gráfico 4. 5 Comportamiento horario de la generación eólica en la subestación El Coco durante el período seco de 2026.

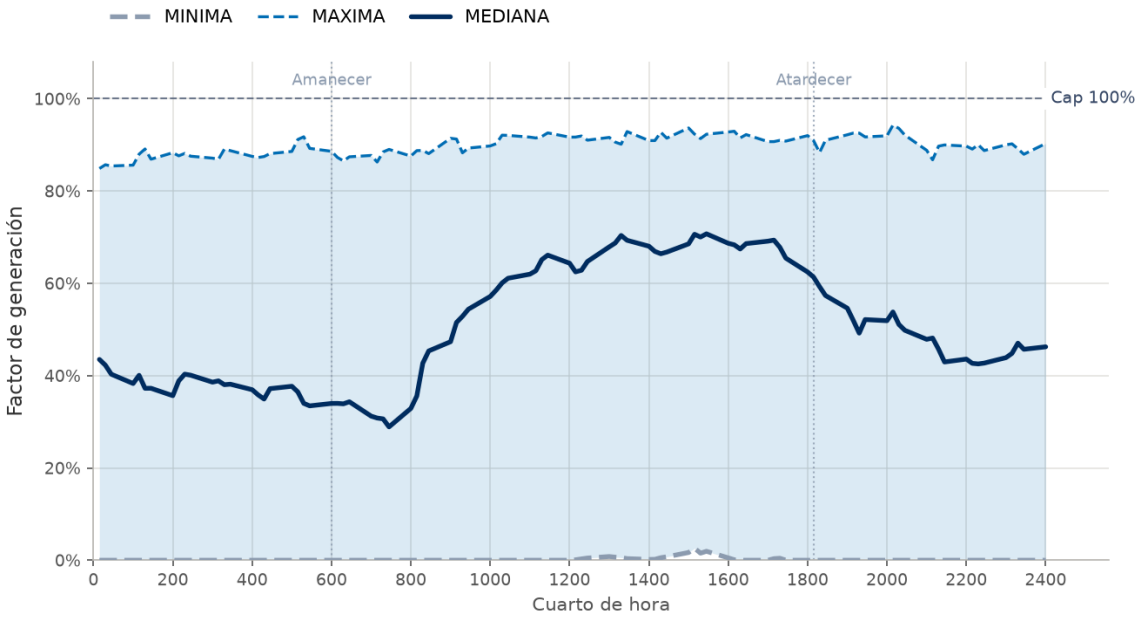
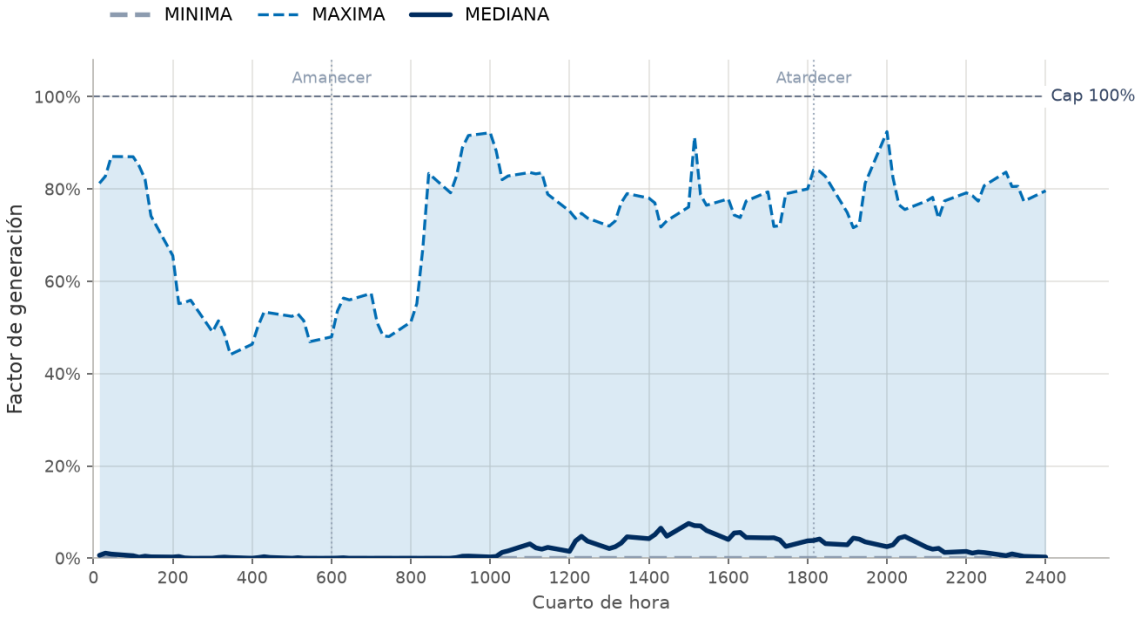


Gráfico 4. 6 Comportamiento horario de la generación eólica en la subestación El Coco durante el período lluvioso de 2025.



En conjunto, los resultados evidencian que el comportamiento de la generación eólica presenta diferencias importantes entre ambos puntos de conexión, aun cuando se encuentran ubicados en una misma región del país.

Mientras los parques asociados a la subestación Antón exhiben un perfil de generación relativamente uniforme durante el día, los conectados a la subestación El Coco presentan una mayor dependencia del ciclo diario, especialmente durante el período seco. Estas diferencias evidencian que el comportamiento del recurso eólico puede presentar variaciones apreciables entre corredores de generación relativamente cercanos, resaltando la importancia de caracterizar cada zona de manera individual para los análisis de planificación y expansión del sistema eléctrico nacional.



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

CAPÍTULO V

PLANES DE EXPANSIÓN DE AMÉRICA CENTRAL



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

CAPÍTULO 5

PLANES DE EXPANSIÓN DE AMÉRICA CENTRAL

Los planes nacionales de expansión de generación de los países de Centroamérica constituyen un insumo relevante para la planificación de largo plazo del Sistema Interconectado Nacional (SIN) de Panamá, considerando la integración eléctrica regional existente mediante el Mercado Eléctrico Regional (MER). La evolución de la demanda, la incorporación de nueva capacidad de generación y la disponibilidad de excedentes o requerimientos de energía en los sistemas vecinos pueden influir en los intercambios regionales, la seguridad del suministro y las condiciones operativas del sistema eléctrico centroamericano.

Con el propósito de presentar una visión general del desarrollo previsto de los sistemas eléctricos de la región, se resume la evolución proyectada de la demanda y las principales incorporaciones de capacidad de generación consideradas en los planes nacionales de expansión recopilados en el Reporte de la Planificación de la Generación Regional 2026-2040, elaborado por el Ente Operador Regional (EOR).

Los documentos de planificación nacional considerados como referencia para la elaboración del reporte regional se presentan en la siguiente tabla.

Tabla 5. 1 Documentos de planificación nacional considerados por país

País	Documentos
Guatemala	Plan de Expansión Indicativo del sistema de Generación 2024-2054
El Salvador	Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Nacional de El Salvador 2024-2038
Honduras	Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2024-2033
Nicaragua	Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica 2024-2040
Costa Rica	Plan de Expansión de la Generación 2022-2040

DEMANDA ELÉCTRICA EN CENTROAMÉRICA

El Ente Operador Regional (EOR), mediante el Reporte de la Planificación de la Generación Regional 2026-2040, presenta las proyecciones de demanda eléctrica para los países de Centroamérica, las cuales constituyen la base para la evaluación de las necesidades futuras de expansión del parque de generación y de la infraestructura de transmisión regional.

Las proyecciones consideran tanto el crecimiento esperado de la demanda anual de energía (Véase

Tabla 5. 2) como la evolución de la demanda máxima de potencia durante el horizonte de planificación (Véase Tabla 5. 3).

Tabla 5. 2 Proyecciones de demanda de energía anual por país, en GWh

Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica
2024	13,152	7,350	11,684	5,446	12,629
2025	13,498	7,599	12,402	5,679	13,241
2026	13,852	7,922	12,841	5,927	13,642
2027	14,214	8,210	13,320	6,190	13,993
2028	14,587	8,474	13,833	6,468	14,380
2029	14,968	8,723	14,356	6,765	14,760
2030	15,358	8,967	14,918	7,079	15,123
2031	15,759	9,222	15,519	7,413	15,472
2032	16,170	9,499	16,161	7,765	15,813
2033	16,591	9,804	16,851	8,140	16,145
2034	17,021	10,136	17,604	8,536	16,470
2035	17,443	10,488	18,409	8,954	16,780
2036	17,895	10,937	19,251	9,394	17,072
2037	18,359	11,399	20,131	9,858	17,343
2038	18,832	11,868	21,052	10,347	17,593
2039	19,317	12,341	22,015	10,862	17,821
2040	19,816	12,816	23,022	11,405	18,029

Referencia: (Reporte de la Planificación de la Generación Regional correspondiente a los años 2026-2040 – Ente Operador Regional)

Tabla 5. 3 Proyecciones de potencia máxima anual por país, en MW

Año	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica
2024	2,122	1,194	1,890	856	1,889
2025	2,056	1,234	2,006	893	1,968
2026	2,100	1,287	2,077	932	2,013
2027	2,145	1,338	2,154	973	2,052
2028	2,191	1,389	2,237	1,017	2,092
2029	2,238	1,440	2,322	1,064	2,142
2030	2,286	1,492	2,413	1,113	2,185
2031	2,335	1,545	2,511	1,166	2,227
2032	2,386	1,599	2,615	1,221	2,263
2033	2,437	1,654	2,726	1,280	2,313
2034	2,489	1,711	2,848	1,343	2,356
2035	2,543	1,769	2,978	1,409	2,399
2036	2,598	1,840	3,113	1,478	2,432
2037	2,653	1,911	3,255	1,551	2,477
2038	2,710	1,982	3,404	1,628	2,512
2039	2,769	2,064	3,559	1,710	2,544
2040	2,828	2,146	3,721	1,795	2,566

Referencia: (Reporte de la Planificación de la Generación Regional correspondiente a los años 2026-2040 – Ente Operador Regional)

En términos generales, las proyecciones muestran una tendencia creciente de la demanda eléctrica en todos los países de la región, asociada al incremento esperado de la actividad económica y del consumo eléctrico. Este comportamiento requiere el desarrollo oportuno de nueva infraestructura de generación y transmisión que permita atender el crecimiento proyectado y mantener niveles adecuados de confiabilidad en el Sistema Eléctrico Regional.

EXPANSIÓN DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN

Como respuesta al crecimiento esperado de la demanda, los planes nacionales de expansión considerados por el EOR contemplan la incorporación de nueva capacidad de generación

durante el período inicial 2026-2030 del horizonte de planificación 2026-2040.

La expansión prevista para los países de Centroamérica evidencia una alta participación de tecnologías renovables, principalmente generación solar fotovoltaica y eólica, complementadas con tecnologías de generación firme y sistemas de almacenamiento, de acuerdo con las necesidades particulares de cada sistema eléctrico.

Tabla 5. 4 Planes de Expansión de Generación Eléctrica y de Transmisión de los países del MER

Tipo de recurso	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Total
Hidroeléctrico	2	-	0	104	-	**105.8**
Solar FV	116	111	0	150	600	**977.28**
Eólico	-	-	0	118	230	**348**
Geotérmico	-	60	0	-	-	**60**
Gas natural CC	-	100	0	-	-	**100**
Gas natural	-	-	0	-	-	**0**
Biomasa	-	-	0	-	20	**20**
Almacenamiento	-	-	0	-	60	**60**
Derivados del petróleo	-	-	0	300	80	**380**
Total sistema	**118**	**271**	**0**	**672**	**990**	**2051.08**

Referencia: (Reporte de la Planificación de la Generación Regional correspondiente a los años 2026-2040 – Ente Operador Regional)

De forma resumida, los principales planes considerados por el EOR son los siguientes:

- **Guatemala:** incorporación de aproximadamente 118.28 MW, principalmente mediante proyectos solares fotovoltaicos y una pequeña central hidroeléctrica.
- **El Salvador:** expansión de aproximadamente 271 MW, mediante proyectos geotérmicos, solares y una central de ciclo combinado a gas natural.
- **Honduras:** no reporta proyectos de expansión definidos para el período 2026-2030; el plan mantiene un carácter indicativo.
- **Nicaragua:** incorporación de aproximadamente 671.8 MW, distribuidos entre generación térmica, solar, eólica e hidroeléctrica.
- **Costa Rica:** expansión neta aproximada de 990 MW, principalmente mediante proyectos solares, eólicos, sistemas de almacenamiento con baterías y biomasa, junto con ajustes en la generación térmica.

En conjunto, los planes de expansión nacionales evidencian una transición hacia una matriz de generación con mayor participación renovable, donde la energía solar fotovoltaica presenta la mayor incorporación de capacidad prevista para el período 2026-2030, seguida por la generación eólica.

Esta evolución del parque de generación regional constituye un elemento relevante para el análisis futuro del Mercado Eléctrico Regional y de los intercambios internacionales de energía.



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

CAPÍTULO VI

METODOLOGÍA DEL ESTUDIO



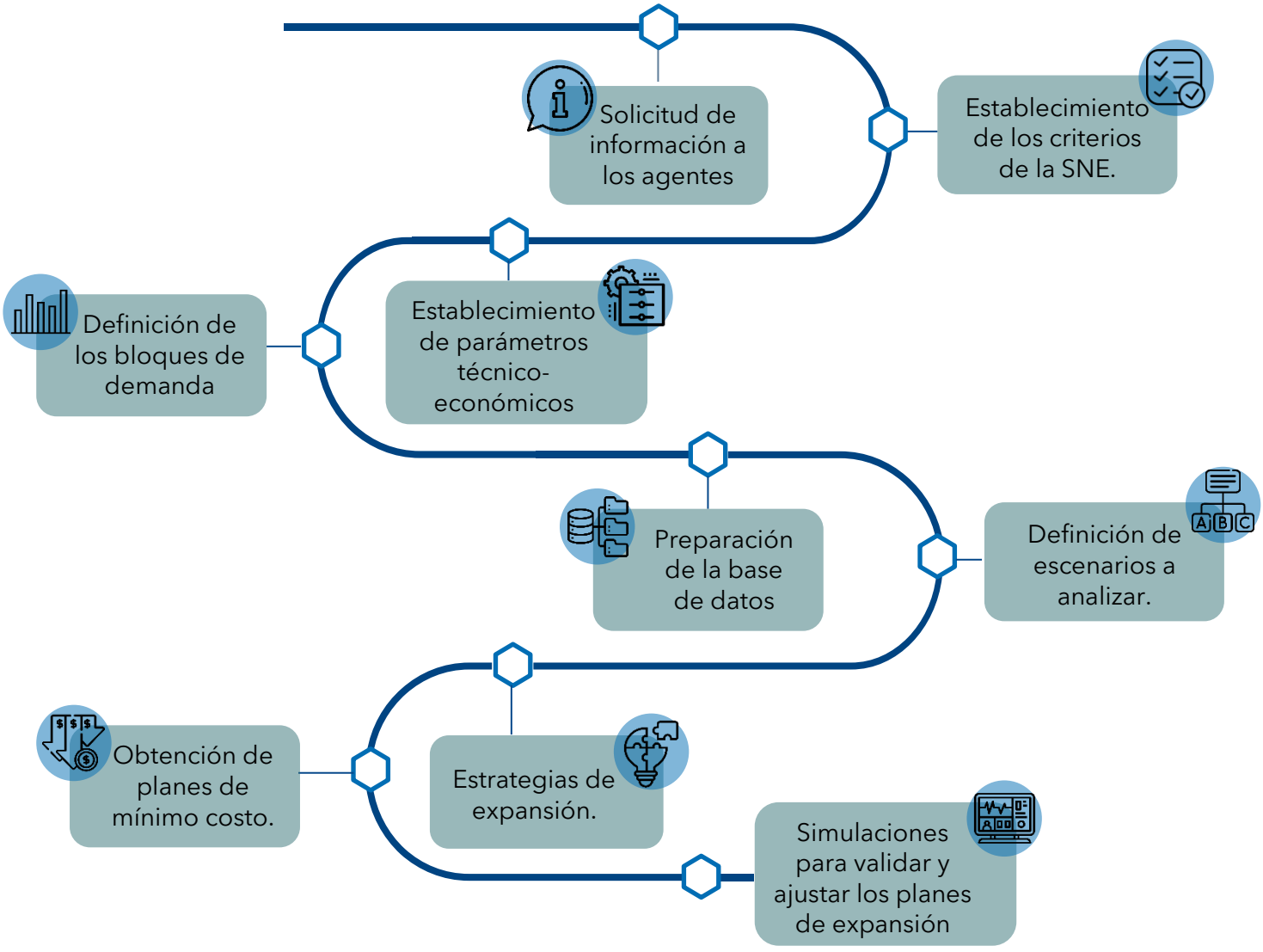
Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

CAPÍTULO 6

METODOLOGÍA DEL ESTUDIO

El Plan Indicativo de Generación se basa en la información técnica y económica del parque de generación existente y los proyectos con mayor potencial. La expansión del parque de generación en Panamá depende de la inversión privada, mientras que el Estado, a través de la ASEP, otorga las licencias y concesiones. El Gráfico 6. 1 resume la metodología para la elaboración del Plan Indicativo de Generación del Sistema Interconectado Nacional.

Gráfico 6. 1 Metodología de estudio



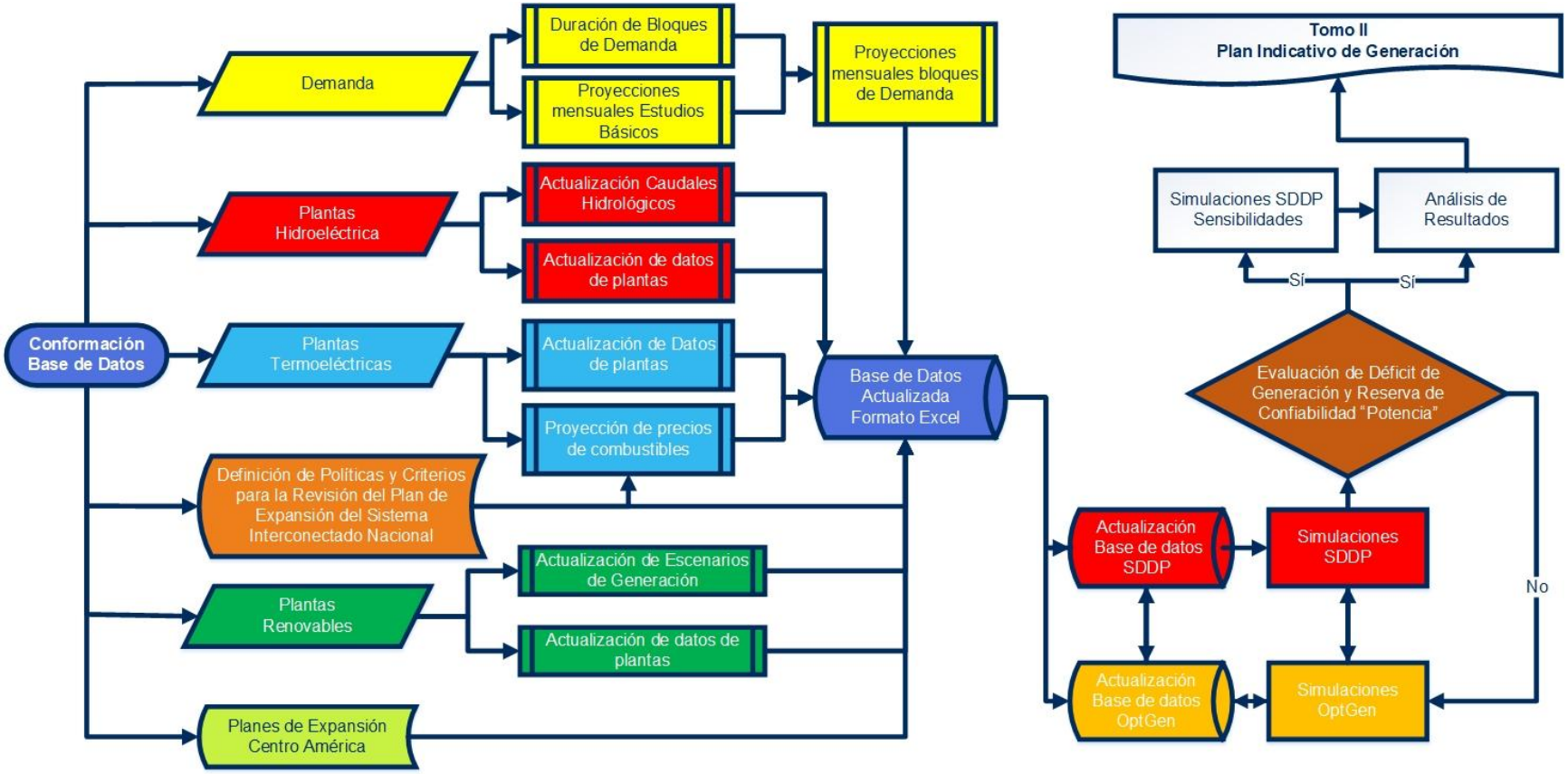
HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN

Las herramientas empleadas en las simulaciones del Plan Indicativo de Generación son el OPTGEN, versión 8.1.6, y el SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming), versión 17.3.8. Ambas son soluciones computacionales desarrolladas por la empresa brasileña PSR. A continuación, se detalla la función de cada uno de estos programas en el Gráfico 6. 2.

Gráfico 6. 2 Softwares de Simulación



Gráfico 6. 3 Metodología general de realización del Plan Indicativo de Generación



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

Gráfico 6. 4 Aspectos considerados en la configuración de los escenarios



BLOQUES DE DEMANDA

Los bloques de demanda utilizados en el presente Plan Indicativo de Generación fueron definidos a partir de la curva de carga horaria correspondiente al año 2025. Para este ejercicio de planificación se adoptó una representación de la demanda mediante veinticuatro (24) bloques horarios, asignando un bloque a cada hora del día.

Este esquema proporciona una mayor resolución temporal para representar el comportamiento diario de la demanda y la disponibilidad horaria de los recursos de generación, en particular de las tecnologías renovables variables, como la generación fotovoltaica. En consecuencia, el modelo representa con mayor precisión las condiciones de operación del Sistema Interconectado Nacional (SIN) durante las distintas horas del día.

SIMULACIONES

Se realizaron varias simulaciones con el fin de obtener un plan de expansión de mínimo costo que considerara diversas tecnologías como alternativas de expansión del sistema de generación. La simulación del despacho se utiliza para validar el criterio de confiabilidad, además, nos permite obtener los parámetros técnicos y económicos del despacho. A continuación, en el Gráfico 6. 5 se podrá observar los escenarios realizados en el PESIN 2026.

Gráfico 6. 5 Escenarios PESIN 2026



Para realizar el análisis que abarca este estudio, se utiliza el modelo SDDP en modo operativo Coordinado. En la Tabla 6. 1 se presentan los parámetros de las corridas SDDP. Se debe resaltar, que cuando se realizan los análisis de sistemas interconectados, existen tres modos operativos para el SDDP: Aislado (cada sistema se optimiza por separado), Integrado (se optimiza el despacho de todos los sistemas interconectados) y Coordinado (se optimiza cada sistema por separado y en la fase de simulación se toman en cuenta intercambios económicos con los países vecinos). En el Capítulo 5, se encuentran los planes de expansión de los países de América Central.

Debido a la estructura del Mercado Eléctrico Regional (MER), es necesario utilizar el modo Coordinado del modelo. Adicionalmente, se consideraron los límites de intercambio entre los diferentes países del proyecto SIEPAC.

Tabla 6. 1 Parámetros de las Corridas SDDP

Descripción	Valor
Sistemas	Panamá
	Costa Rica
	Nicaragua
	Honduras
	El Salvador
	Guatemala
Objetivo del Estudio	Política Operativa
Tipo de Estudio	Coordinado
Tamaño de la Etapa	Meses
Caudales	Series sintéticas
Programa de Mantenimiento	Representado
Configuración	Dinámica
Representacion de la Red Eléctrica	Sin Red Sólo Intercambios
Fecha Inicial	Enero 2026
Horizonte del Estudio (meses)	180
Número de Series para Simulación	100
Número de Discretaciones	100
Numero de Bloques de Demanda	24
Numero de Años Adicionales	1
Tasa de Descuento (% a.a.)	12
Costo de Deficit (US $ / MWh)	4130

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

CAPÍTULO VII

ESCENARIOS DE EXPANSIÓN



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

CAPÍTULO 7

ESCENARIOS DE EXPANSIÓN

El presente estudio, elaborado con base en las Políticas y Criterios para la Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2026-2040, emitidas por la Secretaría Nacional de Energía (SNE), tiene como objetivo evaluar el comportamiento del sistema eléctrico de Panamá bajo distintos escenarios de generación, demanda y precios de combustibles.

Como punto de partida, se adopta el Escenario de Referencia (Escenario A), el cual contempla un crecimiento moderado de la demanda eléctrica, la diversificación de la matriz de generación mediante fuentes renovables y convencionales, las interconexiones internacionales, incluyendo el II circuito SIEPAC para el año 2030 y la interconexión Colombia-Panamá (ICP) para el año 2029, y una proyección de precios de combustibles con un crecimiento medio, según estimaciones de la EIA.

Adicionalmente, se analizan dos sensibilidades (Sensibilidades A1 y A2), que se distinguen por presentar proyecciones de precios de combustibles altos y una demanda alta, respectivamente, en comparación con el Escenario de referencia A, manteniendo el plantel de generación y la infraestructura sin cambios.

Por otra parte, se proponen tres escenarios que incorporan variables que podrían influir en el consumo eléctrico futuro, como se detalla a continuación:

- ✓ Escenario B – Retraso de Interconexiones Regionales: partiendo del escenario de referencia A, contempla un retraso en la entrada en operación de las interconexiones internacionales SIEPAC II y la Interconexión Colombia-Panamá, para los años 2034 y 2032, respectivamente.
  - Sensibilidad B1, Fija la entrada de Changuinola 2: partiendo del escenario B, se busca medir el impacto de la realización del proyecto Changuinola 2; por lo cual se considera como una planta fija que iniciaría operaciones en el año 2036.
- ✓ Escenario C – Generación Distribuida: partiendo del escenario B, se contempla la participación de la generación distribuida o autoconsumo dentro del sistema eléctrico nacional.
- ✓ Escenario D – Movilidad Eléctrica: partiendo del escenario C, se incorpora un incremento en la demanda eléctrica debido a la introducción progresiva de vehículos eléctricos, siguiendo la curva de crecimiento proyectada por la SNE.

A continuación, se presenta el desarrollo y análisis de cada uno de los escenarios descritos.

ESCENARIO A – REFERENCIA

Este escenario refleja una visión conservadora del desarrollo del sector eléctrico, sin contemplar cambios significativos en políticas públicas, marcos regulatorios, avances tecnológicos ni en las preferencias de los consumidores. Sirven como línea base para comparar escenarios que exploran diferentes trayectorias posibles del sistema eléctrico nacional.

Se plantea un crecimiento moderado de la demanda, una matriz de generación diversificada que combina fuentes renovables y convencionales, siguiendo los criterios propuestos por la Secretaría Nacional de Energía para la consideración de proyectos fijos de generación, la incorporación gradual de generación distribuida o autoconsumo, así como el fortalecimiento de las interconexiones internacionales. Además, se considera una proyección de precios de los combustibles medio, basada en estimaciones de la EIA.

Tabla 7. 1 Resumen de Escenario Referencia A

ESCENARIO	DESCRIPCIÓN
Referencia (A)	Demanda: Considera los resultados de crecimiento moderado de demanda PESIN. Generación: - Según los criterios establecidos por SNE. Precios de combustibles: Proyección de crecimiento medio según estimaciones de la EIA. Interconexiones internacionales: - Colombia–Panamá (ICP): Prevista su entrada en operación en 2029. - SIEPAC II (300 MW): Prevista su entrada en operación en 2030.

A continuación, se desarrollan en mayor detalle los aspectos previamente mencionados:

Demanda: Se basa en los resultados de crecimiento moderado de la demanda del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN), que proyecta una demanda máxima de 3,317.55 MW para el año 2040.

Generación: Los proyectos considerados en el escenario son aquellos que cumplen con los requisitos legales y técnicos para ser parte del sistema eléctrico nacional. Estos proyectos se denominan proyectos fijos y se clasifican según su fuente de generación: hidroeléctrica, térmica o renovable.

Los proyectos fijos son aquellos que:

- Se encuentran en Construcción y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida dentro del horizonte del plan.
- Cuentan con licencia provisional, contrato de Suministro vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.
- Cuentan con concesión en trámite, contrato de Suministro vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.
- Poseen Licencia Definitiva Vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.
- Cuentan con Concesión Vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.
- Disponen de Viabilidad de Conexión Vigente y cuya Entrada en operación en corto o largo plazo esté definida.

Los proyectos candidatos son:

- Aquellos que no cumplan con las condiciones establecidas para ser clasificados como proyectos fijos.
- Proyecto Hidroeléctrico Changuinola 2, con fecha de construcción después del 2032.

Los proyectos candidatos son considerados como parte de la oferta de generación disponible para satisfacer la demanda de energía eléctrica proyectada. Estos proyectos se encuentran en diferentes etapas de desarrollo y se espera que entren en operación en los próximos años, según el cronograma establecido por cada promotor.

Estos proyectos son:

- Proyectos hidroeléctricos: Se estima un potencial de 387.39 MW en proyectos candidatos, que se sumarían a los 1,849.73 MW actualmente en operación.
- Proyectos eólicos y solares: Se estima un potencial 4,812.63 MW en proyectos candidatos, que se sumarían a los 1,210.31 MW actualmente en operación.
- Proyectos térmicos: Se estima un potencial de 43.0 MW, junto con 3,740.15 MW correspondientes a proyectos candidatos con posibilidad de ser incorporados, lo cuales se añadirían a los 2,052.09 MW actualmente operativos. Estos proyectos utilizan combustibles convencionales como búnker C o "heavy fuel oil" (HFO), diésel y gas natural, incluyendo instalaciones con sistemas de regasificación. Cabe destacar que se han incorporado plantas de gas natural como fuente de potencia firme, garantizando una generación estable y continua.

<u>Estrategias de Política Energética:</u>

- Generación distribuida o Autoconsumo: incluida en la proyección de demanda
- Movilidad Eléctrica: incluida en la proyección de demanda
- Sistemas de almacenamiento: considerando las recomendaciones

Precios de combustibles: Se utilizó la proyección de los Precios del Combustible – Escenario Medio como se presenta en el Capítulo 2 de este Tomo.

Interconexiones: Se consideran las siguientes interconexiones eléctricas con otros países:

- Interconexiones Internacionales actuales
- Primer circuito del proyecto Interconexión Colombia-Panamá (ICP), de 300 MW, a partir del 2029.
- Segundo circuito del proyecto SIEPAC, de 300 MW adicionales, a partir del 2030. El proyecto SIEPAC es el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central, que conecta a Panamá con Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador y Guatemala.

Resultados

En este escenario, se incorpora una capacidad adicional de 2,461.81 MW a la ya instalada. De esta expansión, el 1.24% corresponde a plantas hidroeléctricas (30.44 MW), el 22.06% a plantas termoeléctricas (543 MW*) y el 76.71% a fuentes renovables no convencionales, con un total de 1,888.37 MW, distribuidos entre plantas eólicas (319.40 MW) y solares (1,568.97 MW), tal como se presenta en el cronograma de expansión mostrado en la Tabla 7. 4.

**Nota: La incorporación de esta capacidad termoeléctrica basada en GNL se justifica en función del criterio de confiabilidad del sistema eléctrico.*

El Escenario A corresponde al caso de referencia utilizado para comparar el desempeño económico de las demás sensibilidades y escenarios evaluados. En este escenario, el sistema presenta un costo total de 5,656.44 millones de USD durante el horizonte de planificación, reflejando una combinación equilibrada entre inversiones de expansión, costos operativos y costos ambientales (Véase Tabla 7. 2).

La mayor parte del costo total está asociada a la operación, que alcanza 3,349.33 millones de USD, representando aproximadamente el 59.2% del costo total del sistema. Esto indica que los costos asociados a la producción de energía a lo largo del horizonte de estudio constituyen el principal componente económico del plan.

Los costos de inversión ascienden a 2,079.05 millones de USD, equivalentes al 36.8% del costo total. Este rubro refleja que la expansión de la infraestructura de generación y transmisión constituye el segundo componente de mayor peso dentro de la estructura de costos.

Por su parte, los costos ambientales alcanzan 227.97 millones de USD, representando cerca del 4.0% del costo total. Aunque su participación es relativamente baja en comparación con la inversión y la operación, estos costos permiten incorporar las externalidades asociadas a la generación eléctrica.

Finalmente, el costo por déficit de energía es prácticamente nulo, con un valor de 0.09 millones de USD, lo que evidencia que el sistema mantiene un alto nivel de

confiabilidad y capacidad para abastecer la demanda proyectada sin requerir racionamientos significativos.

En términos generales, el Escenario A muestra una estructura de costos sólida y equilibrada, donde la expansión del sistema está basada principalmente en inversiones de largo plazo, manteniendo costos operativos moderados y niveles mínimos de déficit de suministro. Este escenario sirve como punto de comparación para evaluar los impactos económicos de las diferentes sensibilidades analizadas.

Tabla 7. 2: Costos del Escenario Referencia A

Costo	Escenario A
Inversión	2,079.05
Déficit	0.09
Operación	3,349.33
Ambiental	227.97
Total	**5,656.44**

Nota: Los valores están dados en millones de dólares

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

Tabla 7. 3 Desagregación anual de los costos del escenario, 2026-2040

Costos del Escenario A 2026-2040 (mill B/.)				
Año	Inversión	Déficit	Operación	Ambiental
2026	3.23	0.09	249.24	20.01
2027	40.49	0.00	279.95	23.12
2028	167.99	0.00	268.15	23.30
2029	347.25	0.00	133.47	13.42
2030	364.65	0.00	271.36	22.74
2031	376.69	0.00	356.97	27.22
2032	389.16	0.00	423.25	29.07
2033	389.16	0.00	525.31	33.19
2034	389.16	0.00	626.50	37.01
2035	389.16	0.00	730.65	40.98
2036	407.50	0.00	789.41	46.05
2037	407.50	0.00	866.32	49.78
2038	425.85	0.00	918.11	55.06
2039	425.85	0.00	1,001.62	58.93
2040	425.85	0.00	1,121.01	63.76
VP (12%) a Ene 2026	**2,079.05**	**0.09**	**3,349.33**	**227.97**

Tabla 7. 4: Cronograma de Expansión del Escenario Referencia A

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Búnker	Diésel	Carbón	GNL	Biomasa	Generación distribuida
6	2026	SOLAR POWER ASSETS, INC	Mata de Nance Solar	9.60		9.60							
6	2026	Agrosilos, S.A.	Cogeneración Eléctrica a Biomasa	3.00								3.00	
10	2026	PANASOLAR CLEAN POWER, S.A.	PV Panasolar IV	10.00		10.00							
10	2026	PANASOLAR CLEAN POWER, S.A.	PV Panasolar V	10.00		10.00							
10	2026	CARMALENGO INVESTMENT CORP.	Forsun Solar	9.90		9.90							
11	2026	VEGA SOLAR S.A.	Vega Solar	9.90		9.90							
12	2026	HELIUM SOLAR, S.A.	Bique Solar 1	9.90		9.90							
12	2026	NEÓN SOLAR, S.A.	Bique Solar 2	9.90		9.90							
12	2026	OXÍGENO SOLAR, S.A.	San Vicente Solar	9.90		9.90							
1	2027	SB-1 PROJECT S.A.	San Bartolo 1	10.00		10.00							
1	2027	GAN EDEN ENERGY CORP.	Gan Eden Energy	5.00		5.00							
1	2027	IMPACTO SOLAR, S.A.	Proyecto Marea Solar	5.00		5.00							
1	2027	ARGENTUM SOLAR, S.A.	Silicio Solar	9.90		9.90							
1	2027	Autoridad del Canal de Panamá	Cocolí	14.00		14.00							
3	2027	Dasa Solar S.A.	Dasa Solar 1	9.99		9.99							
7	2027	SOLAR DESIGN	PV La Hueca	40.00		40.00							
7	2027	SB-2 PROJECT S.A.	San Bartolo 2	10.00		10.00							
7	2027	SB-3 PROJECT INC	San Bartolo 3	10.00		10.00							
7	2027	SB-4 PROJECT INC	San Bartolo 4	10.00		10.00							
8	2027	PS Nuevo Emperador S. A.	PS Nuevo Emperador	9.90		9.90							
8	2027	TM Solar Group, INC	Tia María Solar	5.00		5.00							
10	2027	AES PANAMÁ S.R.L	Flamboyán	19.90		19.90							
10	2027	AES PANAMÁ S.R.L	Veranera	19.90		19.90							
12	2027	ECOENER RENOVABLE PANAMA, S.A	PV Santiago (Ecoener)	9.90		9.90							
12	2027	ECOENER SOLAR PANAMA, S.A	PV San Bartolo (Ecoener)	9.99		9.99							

Cronograma de Expansión del Escenario Referencia A (Continuación: 2/3)

12	2027	ECOENER GENERADORA PANAMA, S.A.	PV Agua Viva	9.90		9.90							
12	2027	ECOENER PRODUCTORA PANAMA, S.A.	PV La Mesa (Ecoener)	9.99		9.99							
12	2027	PAN ENERGY II	Boquerón Solar 1	10.00		10.00							
12	2027	SB-5 Project Inc.	Martincito Solar	19.80		19.80							
1	2028	MEGA SOLAR POWER GENERATION, S.A.	PV Megasolar	10.00		10.00							
1	2028	SOLAR DESIGN	PV La Hueca	30.00		30.00							
1	2028	LAS LOMAS SOLAR ELECTRIC, S.A.	Las Lomas	105.00		105.00							
1	2028	ENERGIA SOLAR VERDE, INC	Santa Clara Solar	7.00		7.00							
2	2028	PARQUE EÓLICO TOABRÉ, S.A.	Toabré Etapa 3	22.00			22.00						
2	2028	PARQUE EÓLICO TOABRÉ, S.A.	Toabré Etapa 2	22.00			22.00						
5	2028	BLACK ORCHID SOLAR PANAMÁ	Pétalo La Huaca	9.90		9.90							
6	2028	NATURGY	Ingenio Solar	70.00		70.00							
6	2028	GENERADORA SOLAR SANTA CRUZ, S.A.	PV Santa Cruz Solar	100.00		100.00							
7	2028	AVANZALIA PANAMA, S.A	PV Penonomé 2	120.00		120.00							
7	2028	ECOENER NANCE, S.A.	Alba	9.90		9.90							
7	2028	UKA PARQUE EÓLICO LA COLORADA S.A.	La Colorada	138.00			138.00						
7	2028	ECOENER FOTOVOLTAICA PANAMA, S.A.	Virgen del Pilar	9.90		9.90							
7	2028	Ecoener Solar 2, S.A.	Parque Fotovoltaico El Triunfo	9.90		9.90							
8	2028	PANAMA SOLAR INTEGRAL	PV Cotaba Solar	120.00		120.00							
10	2028	JAGÜITO GREEN ENERGY I, S.A.	Jaguito Green Energy I	9.90		9.90							
10	2028	JAGÜITO GREEN ENERGY II, S.A.	Jaguito Green Energy II	9.90		9.90							
10	2028	JAGÜITO GREEN ENERGY III, S.A.	Jaguito Green Energy III	9.90		9.90							
10	2028	Gena Solar Dos S.A.	Los Olivos Solar II	9.90		9.90							
10	2028	Gena Solar Dos S.A.	Los Olivos Solar	9.90		9.90							
11	2028	GENERADORA SOLAR OCCIDENTE, S.A.	Cerro Viejo Solar	20.00		20.00							
1	2029	UEP PENONOMÉ III, S. A.	Nuevo Chagres Fase 2 (Etapa 2)	51.75			51.75						
1	2029	SANTA CRUZ WIND, S.A.	Santa Cruz	68.40			68.40						
1	2029	UEP PENONOMÉ III, S. A.	Portobelo Etapa 2 C	17.25			17.25						
1	2029	Desarrollo Fotovoltaico Chepo S. A.	Tanara Solar	128.70		128.70							
1	2029	LOS NARANJOS OVERSEAS, S.A.	El Sindigo	10.00	10.00								
1	2029	CORPORACIÓN DE ENERGÍA DEL ISTMO LTD.	San Bartolo	19.44	19.44								

Cronograma de Expansión del Escenario Referencia A (Final: 3/3)

1	2029	CORPORACIÓN DE ENERGÍA DEL ISTMO LTD.	San Bartolo Minicentral	1.00	1.00								
3	2029	SB-7 PROJECT INC.	Guichichi 2	9.90		9.90							
3	2029	SB-7 PROJECT INC.	Guichichi 3	9.90		9.90							
3	2029	SB-7 PROJECT INC.	Guichichi 4	9.90		9.90							
3	2029	SB-7 PROJECT INC.	Guichichi 5	9.90		9.90							
6	2029	ENREN, S. A.	Cadasa 1	9.90		9.90							
6	2029	ENREN, S. A.	Cadasa 2	9.90		9.90							
6	2029	ENREN, S. A.	Cadasa 3	9.90		9.90							
6	2029	ENREN, S. A.	Cadasa 4	9.90		9.90							
6	2029	ENREN, S. A.	Cadasa 5	9.90		9.90							
6	2029	ENREN, S. A.	Cadasa 6	9.90		9.90							
6	2029	ENREN, S. A.	Cadasa 7	9.90		9.90							
6	2029	ENREN, S. A.	Cadasa 8	9.90		9.90							
6	2029	ENREN, S. A.	Cadasa 9	9.90		9.90							
6	2029	SB-7 PROJECT INC.	Guichichi 1	9.90		9.90							
6	2029	CENTRAL AZUCARERO DE ALANJE, S.A.	CADASA Diésel	40.00					40.00				
7	2029	DESARRROLLO Y ENERGIA RENOVABLE S.A	PV Pacora Solar	44.00		44.00							
12	2029	GENERADORA SOLAR SANTA CRUZ, S.A.	PV Santa Cruz Solar	100.00		100.00							
4	2030	PANAMA SOLAR CITY, S.A.	Solar City I	9.90		9.90							
4	2030	POWER ECO SUN, S.A.	Solar City II	9.90		9.90							
4	2030	ECOSUN SISTEM, S.A.	Solar City III	9.90		9.90							
12	2030	PROGRESO SOLAR, S.A.	Sawel Solar	9.90		9.90							
3	2031	PÉTALO DE VIOLETA, S.A.	Pétalo de Chepo 2	9.90		9.90							
3	2031	PÉTALO DE LIRIO, S.A.	Pétalo de Chepo	9.90		9.90							
3	2031	PÉTALO DE VIOLETA, S.A.	Pétalo de Chepo 3	9.90		9.90							
10	2031	GRUPO DOE, S.A.	La Union Solar	90.00		90.00							
1	2036	GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A	250.00							250.00		
1	2038	GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250B	250.00							250.00		

Periodo	2026-2040		2026-2029		2030-2034		2035-2040	
Tecnología	**Inst.**	**Retiro**	**Inst.**	**Retiro**	**Inst.**	**Retiro**	**Inst.**	**Retiro**
Hidro	30.44		30.44					
Solar	1,568.97		1,409.67		159.30			
Eólico	319.40		319.40					
Búnker								
Diésel	40.00		40.00					
Carbón								
GNL	500.00						500.00	
Biomasa	3.00		3.00					
Generación Distribuida								
Total	**2,461.81**	**0.00**	**1,802.51**	**0.00**	**159.30**	**0.00**	**500.00**	**0.00**

**Nota: La incorporación de esta capacidad termoeléctrica basada en GNL se justifica en función del criterio de confiabilidad del sistema eléctrico.*

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

En el Gráfico 7. 1 y en el Gráfico 7. 2 se muestra la evolución del costo marginal promedio del sistema durante el horizonte de planificación 2026-2040. Se observa un comportamiento dividido en dos etapas. Entre 2026 y 2029 se presenta una reducción del costo marginal, pasando de 55.41 USD/MWh a 39.45 USD/MWh, asociada principalmente a la incorporación de proyectos solares y eólicos, los cuales incrementan la disponibilidad de energía de bajo costo variable, junto con la entrada en operación de la Interconexión Colombia–Panamá en 2029.

A partir de 2030, el costo marginal inicia una tendencia creciente hasta alcanzar 129.60 USD/MWh en 2040. Este comportamiento está relacionado con el crecimiento sostenido de la demanda y la menor incorporación de nueva capacidad de generación después de 2031, lo que incrementa la participación de las unidades térmicas en la definición del despacho marginal del sistema. La incorporación de las nuevas unidades de GNL en 2036 y 2038 responde principalmente a la necesidad de fortalecer la potencia firme y la confiabilidad del sistema; estas unidades no representan la causa del incremento del costo marginal, sino que contribuyen a cubrir la demanda y pueden desplazar tecnologías de mayor costo variable cuando sean requeridas.

En promedio, el costo marginal del sistema durante el horizonte de estudio se estima en 90.45 USD/MWh.

Gráfico 7. 1 Costo Marginal Anual del Sistema de Panamá – Escenario de Referencia A

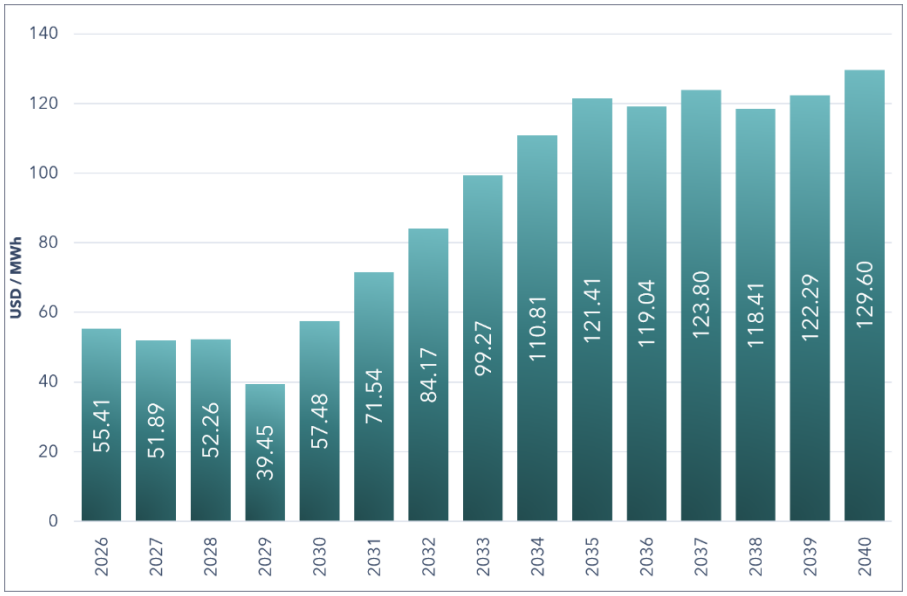
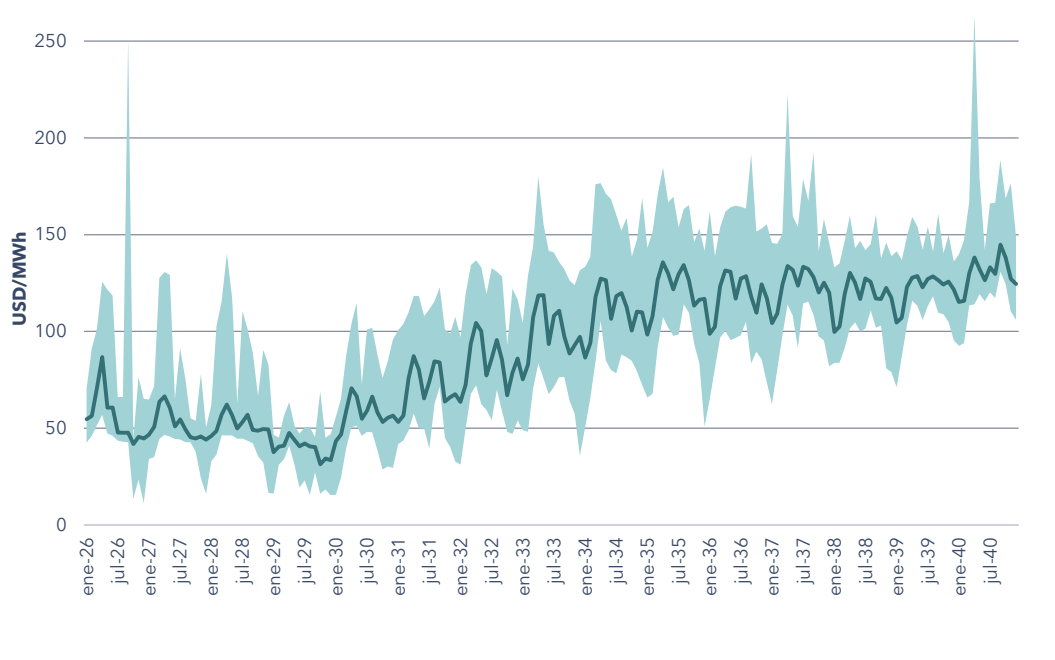


Gráfico 7. 2 Costo Marginal Mensual del Sistema de Panamá – Escenario de Referencia A



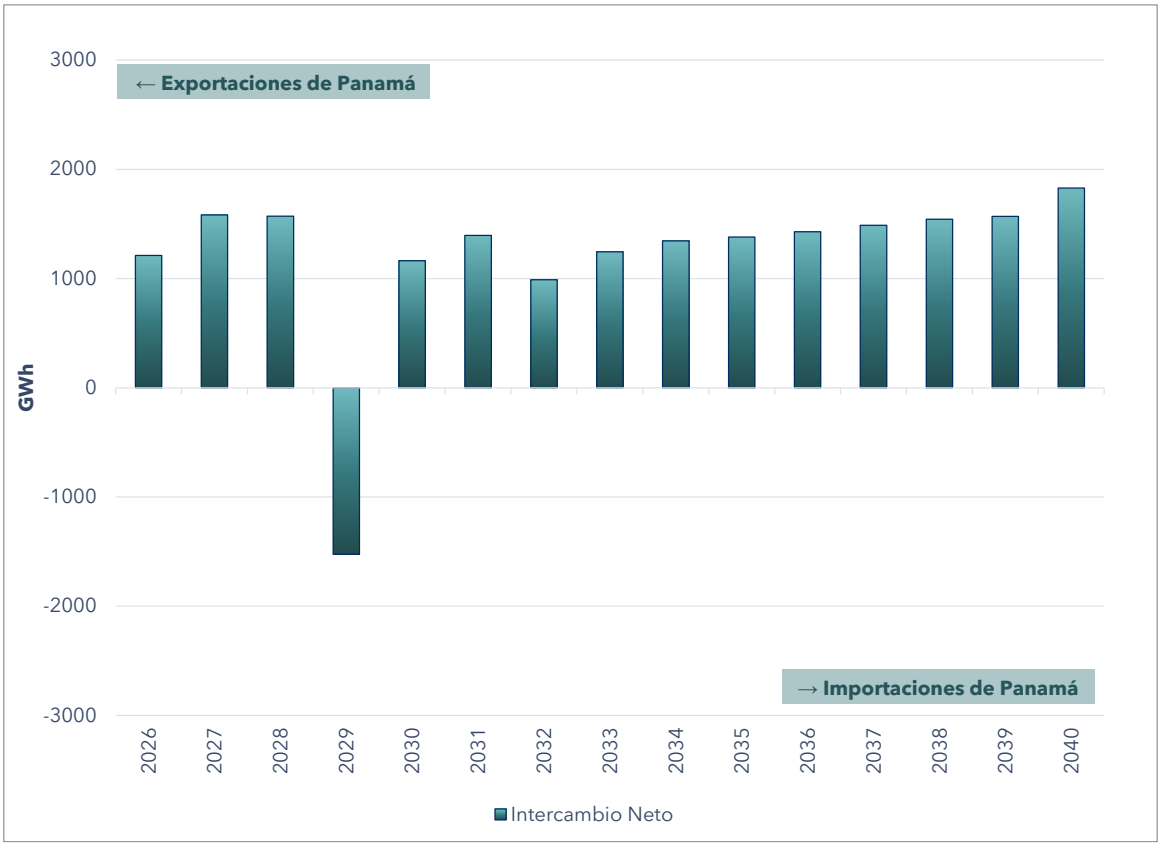
Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

En el Gráfico 7. 3 se muestra la evolución del intercambio neto internacional del Sistema de Panamá durante el horizonte de planificación 2026-2040, considerando los intercambios con Colombia mediante la Interconexión Colombia–Panamá (ICP) y con Centroamérica a través del Mercado Eléctrico Regional (MER/SIEPAC).

Durante el período 2026-2028, Panamá presenta una condición exportadora neta, con valores entre 1,211.14 GWh y 1,582.77 GWh. En 2029 se observa un cambio temporal hacia una condición importadora neta, alcanzando 1,525.29 GWh, asociado a la entrada en operación de la Interconexión Colombia–Panamá y al aprovechamiento de energía proveniente de Colombia cuando sus costos marginales resultan inferiores a los costos de generación local.

A partir de 2030, el sistema retoma una condición exportadora neta, manteniéndose durante el resto del horizonte de planificación y alcanzando 1,829.47 GWh en 2040. Este comportamiento refleja el aprovechamiento de las interconexiones internacionales para complementar la operación del sistema y realizar intercambios de energía de acuerdo con las condiciones económicas del despacho.

Gráfico 7. 3: Intercambios de Energía con Centroamérica y Colombia del Escenario Referencia A

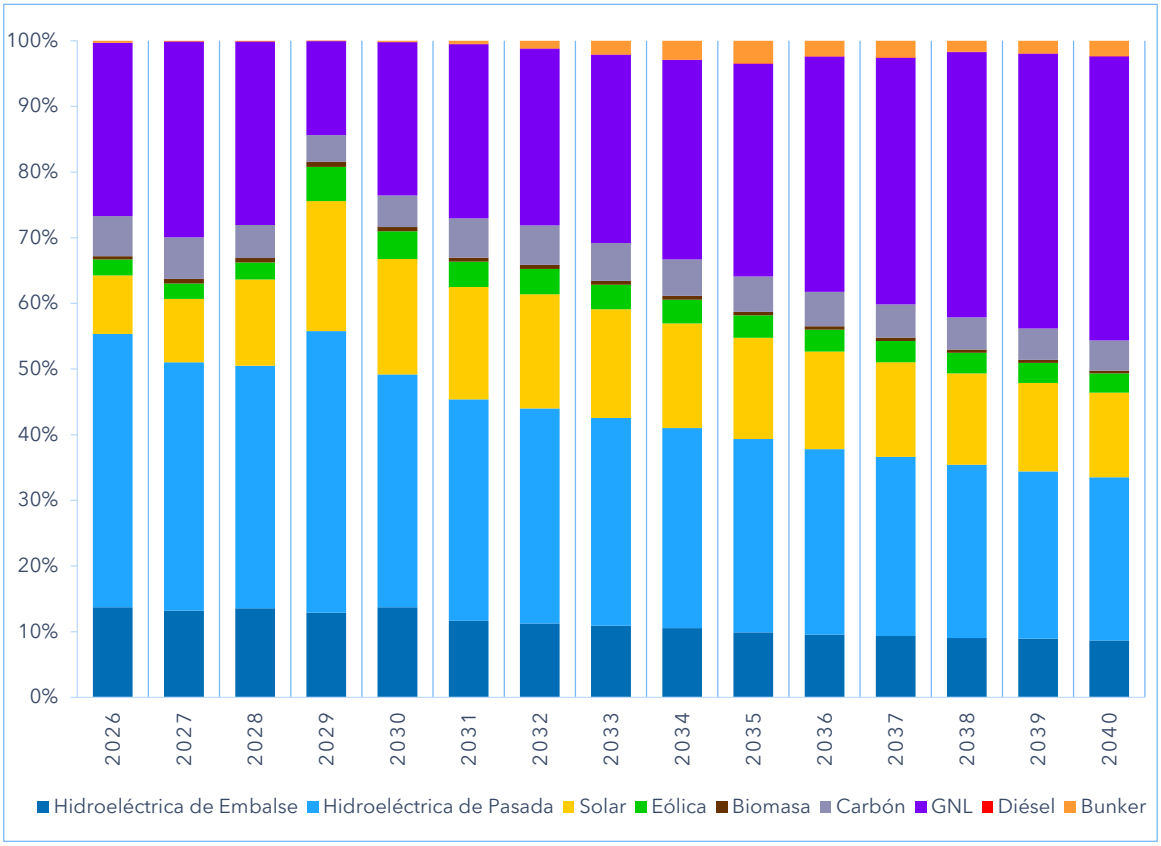


Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

En el Gráfico 7. 4 se muestra la participación porcentual de las tecnologías de generación del Escenario de Referencia A durante el horizonte 2026-2040. La generación hidroeléctrica mantiene la mayor participación dentro de la matriz; sin embargo, su participación relativa disminuye debido a la incorporación de nueva capacidad, principalmente solar y generación térmica.

A partir de 2028-2029, la entrada de nuevos proyectos solares y eólicos incrementa la participación de fuentes renovables variables. Posteriormente, hacia 2036 y 2038, se observa un aumento en la participación del GNL asociado a la incorporación de capacidad genérica considerada por el modelo para cubrir los requerimientos de potencia firme del sistema. En conjunto, el escenario refleja una mayor diversificación de la matriz, combinando generación renovable con recursos firmes que permiten mantener la confiabilidad del suministro eléctrico.

Gráfico 7. 4: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario Referencia A



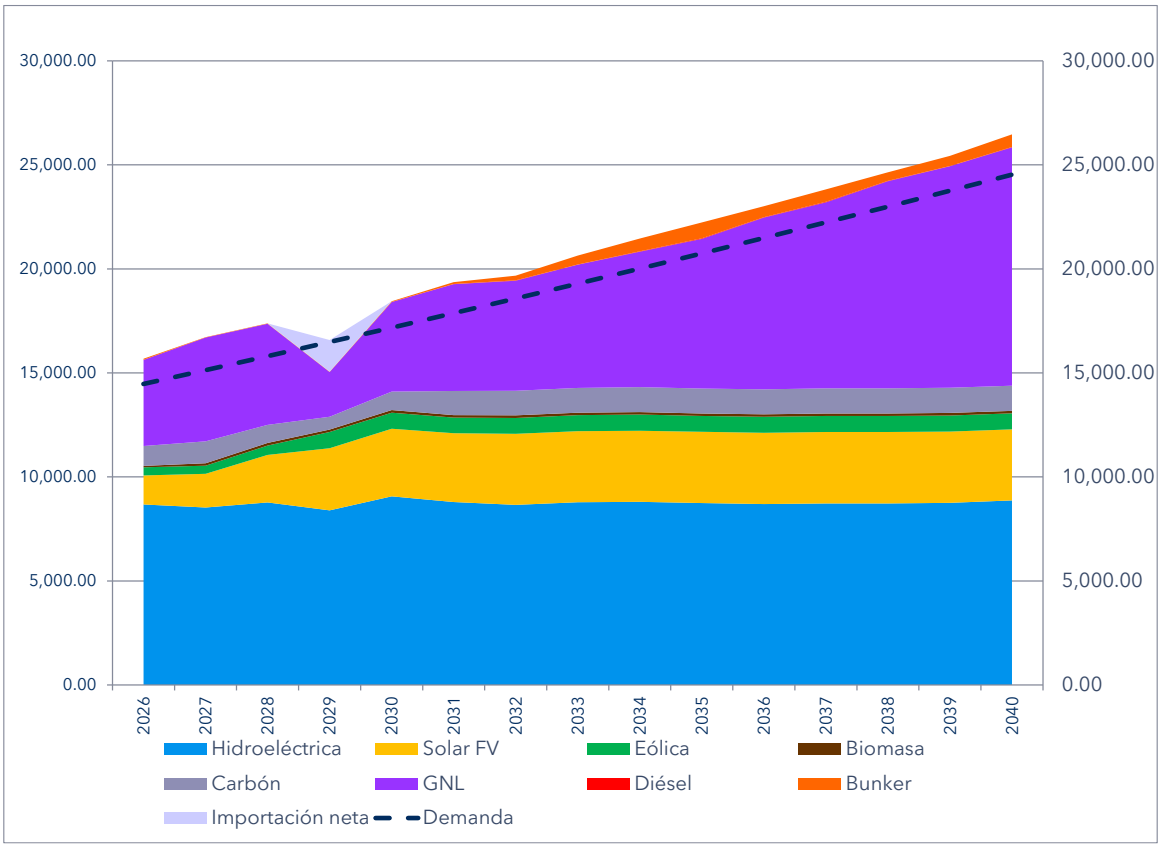
Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

En el Gráfico 7. 5 se muestra la comparación entre la generación y la demanda proyectada del Escenario de Referencia A durante el horizonte 2026-2040. Se observa que la oferta de generación permite cubrir el crecimiento de la demanda durante todo el período, manteniendo la suficiencia del sistema.

Entre 2028 y 2029 se evidencia un incremento en la participación de fuentes renovables debido a la incorporación de nuevos proyectos solares y eólicos. En 2029 se presenta una condición temporal de importación neta de energía, asociada a la entrada en operación de la Interconexión Colombia–Panamá y a las condiciones económicas del despacho.

A partir de 2036 se incorpora capacidad de GNL como una medida de planificación para mantener los requerimientos de reserva y potencia firme del sistema. En conjunto, la expansión prevista permite atender la demanda proyectada, combinando recursos renovables con generación firme para garantizar la confiabilidad del suministro eléctrico.

Gráfico 7. 5 Generación vs Demanda del Escenario Referencia A



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

Tabla 7. 5: Porcentajes de penetración de energía en la demanda del Escenario Referencia A

	Generación (GWh)					Porcentaje de Penetración		
Año	**Hidroeléctrica**	**Renovables**	**Termoeléctrica**	**Total**	**Demanda**	**Hidroeléctrica**	**Renovables**	**Termoeléctrica**
2026	8,680.12	1,854.40	5,145.25	15,679.77	14,468.63	55.36%	11.83%	32.81%
2027	8,528.42	2,128.62	6,059.25	16,716.29	15,133.52	51.02%	12.73%	36.25%
2028	8,775.24	2,853.11	5,749.21	17,377.56	15,805.99	50.50%	16.42%	33.08%
2029	8,397.24	3,882.55	2,773.48	15,053.27	16,486.33	55.78%	25.79%	18.42%
2030	9,067.14	4,142.80	5,230.05	18,439.98	17,174.70	49.17%	22.47%	28.36%
2031	8,790.38	4,178.76	6,393.47	19,362.61	17,871.21	45.40%	21.58%	33.02%
2032	8,654.83	4,300.85	6,713.70	19,669.38	18,576.06	44.00%	21.87%	34.13%
2033	8,780.32	4,309.47	7,548.78	20,638.57	19,289.35	42.54%	20.88%	36.58%
2034	8,798.67	4,320.90	8,340.15	21,459.71	20,011.26	41.00%	20.13%	38.86%
2035	8,747.81	4,303.08	9,176.34	22,227.22	20,741.94	39.36%	19.36%	41.28%
2036	8,698.93	4,309.35	10,006.74	23,015.02	21,481.56	37.80%	18.72%	43.48%
2037	8,729.26	4,322.98	10,771.72	23,823.97	22,230.26	36.64%	18.15%	45.21%
2038	8,729.94	4,318.94	11,588.94	24,637.82	22,988.23	35.43%	17.53%	47.04%
2039	8,751.57	4,323.87	12,354.90	25,430.35	23,755.63	34.41%	17.00%	48.58%
2040	8,867.66	4,306.48	13,289.35	26,463.49	24,532.64	33.51%	16.27%	50.22%

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

Tabla 7. 6 Resumen de Sensibilidad A1

SENSIBILIDAD	DESCRIPCIÓN
Referencia (A1)	Conserva los supuestos del Escenario A, modificando únicamente la proyección del precio de los combustibles. Precios de combustibles: Proyección de crecimiento alto según estimaciones de la EIA.

A continuación, se desarrollan en mayor detalle los aspectos previamente mencionados:

Precios de combustibles: Se utilizó la proyección de los Precios del Combustible – Escenario de Alto como se presenta en el Capítulo 2 de este Tomo.

Resultados

En la Tabla 7. 7 se comparan los costos del Escenario de Referencia A y la Sensibilidad A1. Se observa que el incremento en los precios de los combustibles impacta principalmente el costo de operación, el cual aumenta de B/. 3,349.33 millones a B/. 3,837.82 millones, lo que representa un incremento de aproximadamente 14.6 %. El costo de inversión se mantiene en B/. 2,079.05 millones, ya que la expansión considerada es la misma en ambos escenarios. Como resultado, el costo total aumenta de B/. 5,656.44 millones a B/. 6,137.68 millones, mientras que el costo ambiental presenta una ligera disminución.

Tabla 7. 7: Costos de la Sensibilidad A1

Costo	Escenario A	Sensibilidad A1
Inversión	2,079.05	2,079.05
Déficit	0.09	0.15
Operación	3,349.33	3,837.82
Ambiental	227.97	220.67
Total	**5,656.44**	**6,137.68**
	Diferencia	**8.51%**

Nota: Los valores están dados en millones de dólares

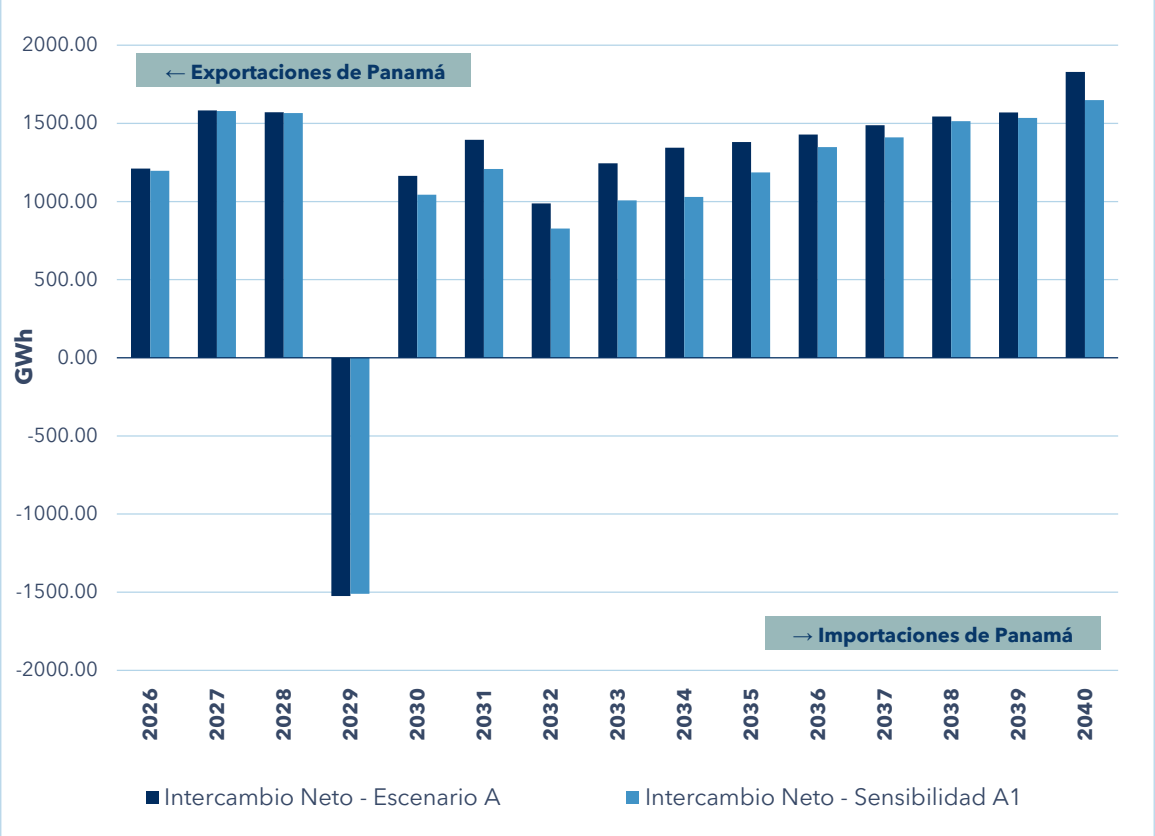
Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

Tabla 7. 8 Desagregación anual de los costos del escenario, 2026-2040

Costos del Escenario A1 2026-2040 (mill B/.)				
Año	Inversión	Déficit	Operación	Ambiental
2026	3.23	0.15	265.28	20.02
2027	40.49	0.00	303.53	22.66
2028	167.99	0.00	305.79	23.09
2029	347.25	0.00	149.78	12.34
2030	364.65	0.00	307.28	21.68
2031	376.69	0.00	397.12	25.95
2032	389.16	0.00	471.21	27.98
2033	389.16	0.00	566.47	31.29
2034	389.16	0.00	678.09	34.71
2035	389.16	0.00	827.87	39.00
2036	407.50	0.00	934.00	44.89
2037	407.50	0.00	1,051.57	48.54
2038	425.85	0.00	1,138.08	54.25
2039	425.85	0.00	1,251.95	57.77
2040	425.85	0.00	1,373.70	62.22
VP (12%) a Ene 2026	**2,079.05**	**0.15**	**3,837.82**	**220.67**

En el Gráfico 7. 6 se compara el intercambio neto internacional del Escenario de Referencia A con la Sensibilidad A1. Se observa un comportamiento similar en ambos escenarios, manteniéndose una condición exportadora neta durante la mayor parte del horizonte y una condición temporal de importación neta en 2029. No obstante, el incremento en los precios de los combustibles reduce ligeramente las exportaciones netas, pasando de 1,829.47 GWh en 2040 en el escenario de referencia a 1,649.62 GWh en la Sensibilidad A1, equivalente a una disminución cercana a 180 GWh.

Gráfico 7. 6: Intercambios de energía con Centroamérica y Colombia de la Sensibilidad A1

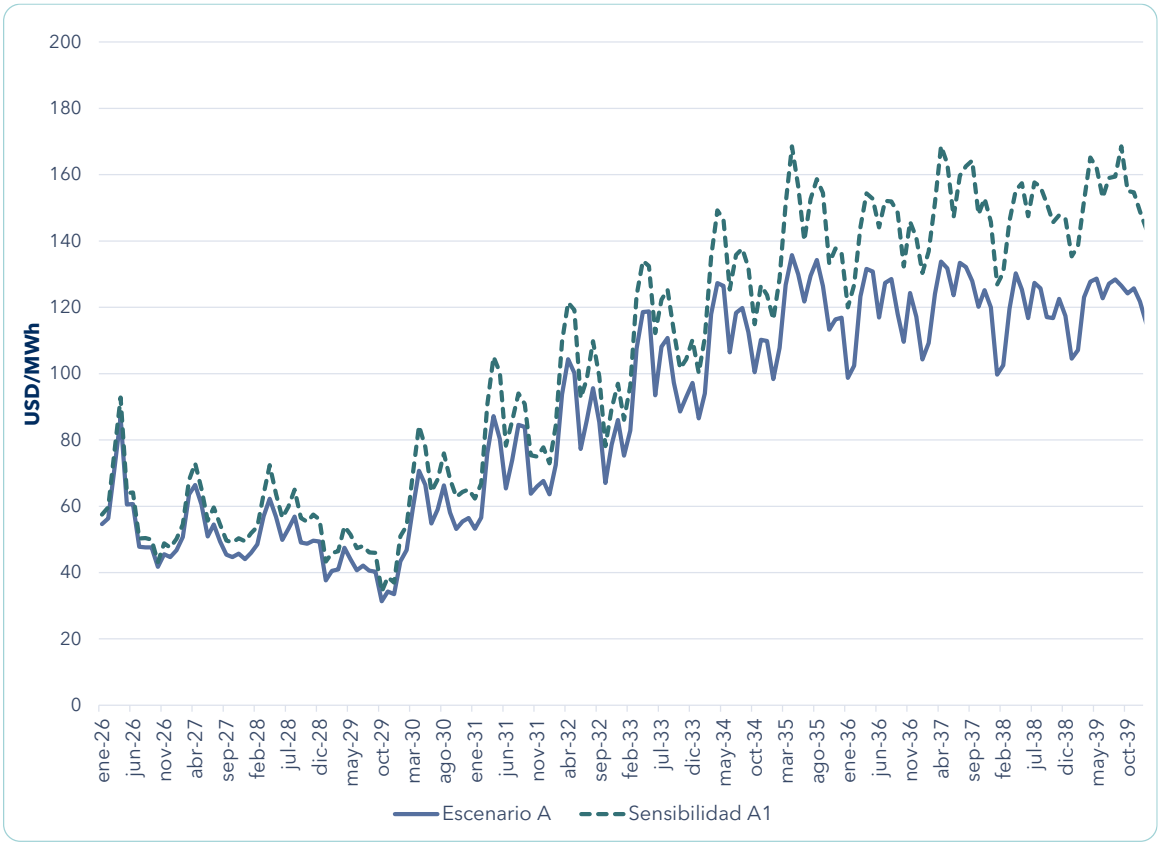


Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

En el Gráfico 7. 7 se compara el costo marginal mensual del Escenario de Referencia A con la Sensibilidad A1. Se observa que el incremento en los precios de los combustibles ocasiona un aumento del costo marginal durante todo el horizonte de planificación. La diferencia entre ambos escenarios es moderada en los primeros años y se incrementa progresivamente hacia el final del horizonte, reflejando el mayor impacto del aumento en los costos de generación térmica.

En promedio, el costo marginal del sistema durante el horizonte de estudio se estima en 107.70 USD/MWh.

Gráfico 7. 7: Costo Marginal del Sistema de Panamá de la Sensibilidad A1



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

Sensibilidad A2

Tabla 7. 9 Resumen de Sensibilidad A2

SENSIBILIDAD	DESCRIPCIÓN
Referencia (A2)	Conserva los supuestos del Escenario A, modificando únicamente la demanda proyectada. Demanda: - Crecimiento de demanda alta.

A continuación, se desarrollan en mayor detalle los aspectos previamente mencionados:

Demanda: Se basa en los resultados de crecimiento alto de la demanda del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN), que proyecta una demanda máxima de 4,055.30 MW para el año 2040.

Resultados

La Sensibilidad A2 presenta un costo total de 6,867.05 millones de dólares, superior en 21.40 % respecto al Escenario A. Este incremento se debe principalmente al aumento del costo de operación, que pasa de 3,349.33 a 4,394.00 millones de dólares, asociado al mayor requerimiento de generación para atender el crecimiento de la demanda. El costo de inversión presenta un incremento moderado de 4.93 %, debido a la incorporación anticipada de unidades genéricas de GNL necesarias para cumplir con los requerimientos de potencia firme del sistema. Asimismo, el costo ambiental aumenta como consecuencia de una mayor participación de generación térmica. No se presentan costos asociados a déficit en el horizonte de análisis.

Tabla 7. 10: Costos de la Sensibilidad A2

Costo	Escenario A	Sensibilidad A2
Inversión	2,079.05	2,181.59
Déficit	0.09	0.00
Operación	3,349.33	4,394.00
Ambiental	227.97	291.46
Total	**5,656.44**	**6,867.05**
	Diferencia	**21.40%**

Nota: Los valores están dados en millones de dólares

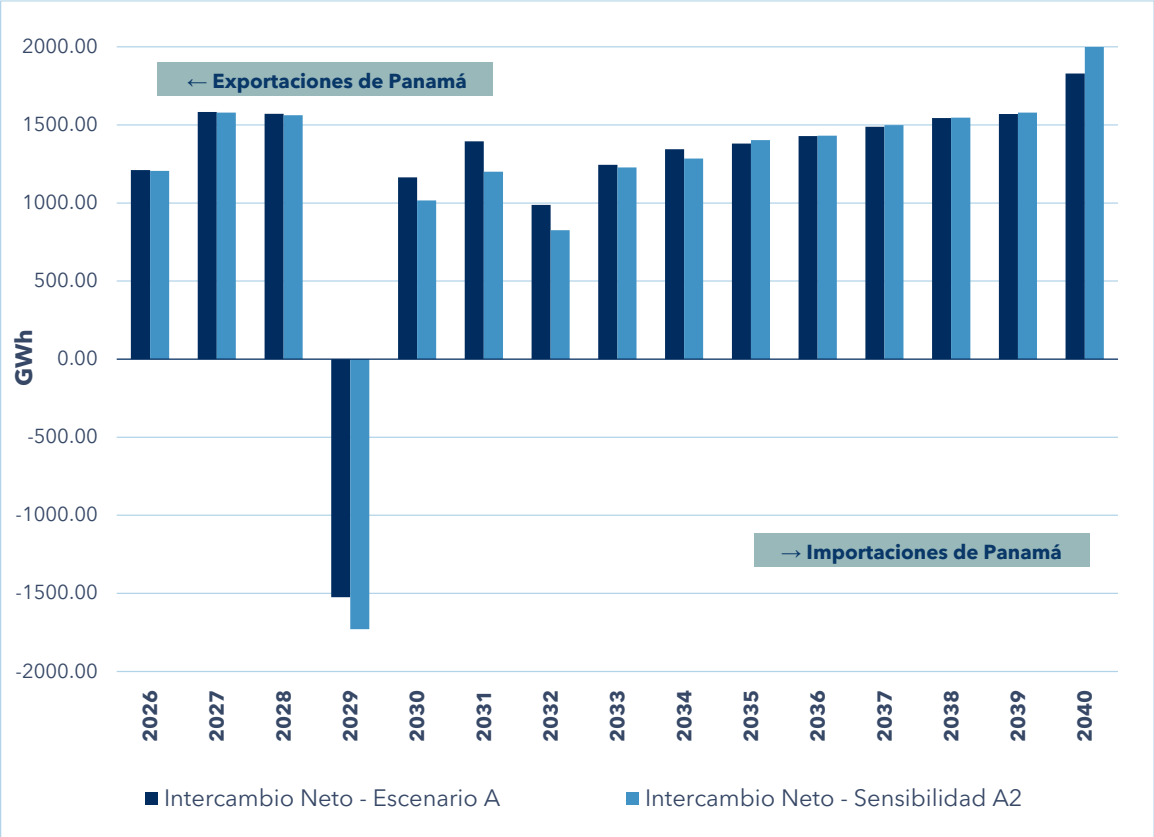
Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

Tabla 7. 11 Desagregación anual de los costos del escenario, 2026-2040

Costos del Escenario A2 2026-2040 (mill B/.)				
Año	Inversión	Déficit	Operación	Ambiental
2026	3.23	0.00	277.20	21.94
2027	40.49	0.00	310.49	25.16
2028	167.99	0.00	313.48	26.41
2029	347.25	0.00	166.73	15.78
2030	364.65	0.00	335.54	26.87
2031	376.69	0.00	446.56	32.23
2032	389.16	0.00	556.15	35.88
2033	407.50	0.00	692.13	42.84
2034	407.50	0.00	840.51	48.53
2035	425.85	0.00	980.52	56.58
2036	444.20	0.00	1,098.25	63.94
2037	462.54	0.00	1,208.65	71.65
2038	480.89	0.00	1,332.04	79.73
2039	499.24	0.00	1,454.33	87.58
2040	499.24	0.00	1,662.59	98.34
VP (12%) a Ene 2026	**2,181.59**	**0.00**	**4,394.00**	**291.46**

En el Gráfico 7. 8 se muestra el intercambio neto del sistema para la Sensibilidad A2 durante el horizonte de planificación 2026-2040. Se observa un comportamiento predominantemente exportador hacia los mercados regionales durante la mayor parte del período de estudio. En los primeros años se presentan exportaciones netas, alcanzando valores de hasta 1,578.74 GWh en 2027. En 2029 se presenta un cambio puntual en el comportamiento del intercambio, registrándose una importación neta de 1,729.80 GWh, asociado al crecimiento de la demanda y al mayor requerimiento de energía del sistema. Posteriormente, el sistema retoma una condición exportadora, alcanzando exportaciones netas de 1,998.92 GWh en 2040, lo que evidencia la capacidad del parque de generación proyectado para mantener excedentes de energía hacia el final del horizonte.

Gráfico 7. 8: Intercambios de energía con Centroamérica y Colombia de la Sensibilidad A2

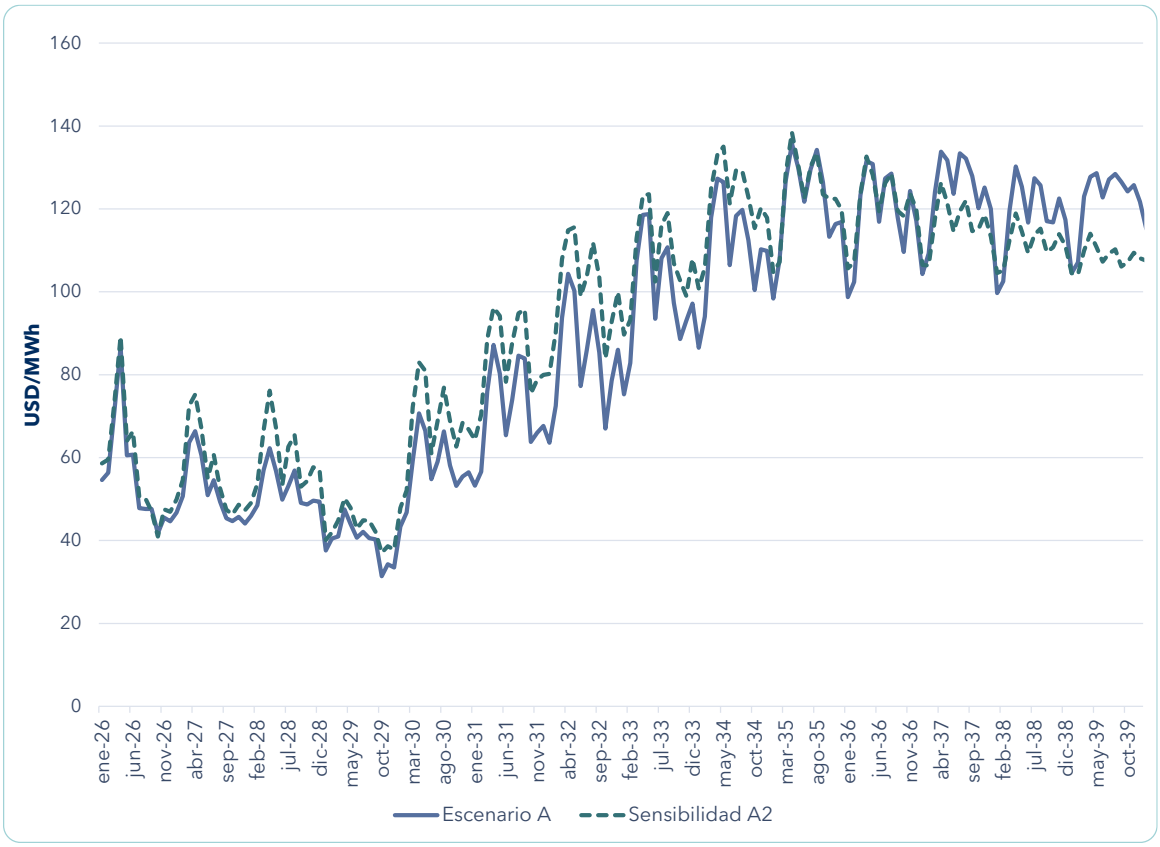


Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026)

En el Gráfico 7. 9 se muestra la evolución mensual del costo marginal del sistema para el Escenario A y la Sensibilidad A2 durante el horizonte 2026-2040. La Sensibilidad A2 presenta, en general, valores superiores al escenario de referencia, manteniendo la misma tendencia estacional, con mayores costos durante los períodos de mayor exigencia del sistema. Las diferencias se incrementan principalmente a partir de 2030, alcanzando los mayores niveles entre 2032 y 2035, asociado al crecimiento sostenido de la demanda y al mayor despacho requerido para cubrir las necesidades energéticas del sistema. Posteriormente, los costos marginales presentan una reducción gradual producto de la entrada de nueva capacidad de generación firme.

En promedio, el costo marginal del sistema durante el horizonte de estudio se estima en 93.11 USD/MWh.

Gráfico 7. 9: Costo Marginal del Sistema de Panamá de la Sensibilidad A2



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026)

ESCENARIO B – RETRASO DE INTERCONEXIONES INTERNACIONALES

Es un escenario del sector eléctrico con crecimiento moderado de la demanda, matriz diversificada y precios de combustibles medio según proyecciones de la EIA. A continuación, se presenta un resumen de este escenario en la Tabla 7. 12.

Tabla 7. 12 Resumen de Escenario B

ESCENARIO	DESCRIPCIÓN
Retraso de Interconexiones (B)	Conserva los supuestos del Escenario A, modificando únicamente la entrada de operación de las interconexiones internacionales. Interconexiones internacionales: - Colombia–Panamá (ICP): Prevista su entrada en operación en 2032. - SIEPAC II (300 MW): Prevista su entrada en operación en 2034.

A continuación, se desarrollan en mayor detalle los aspectos previamente mencionados:

Interconexiones: Se consideran las siguientes interconexiones eléctricas con otros países:

- Interconexiones Internacionales actuales.
- Primer circuito del proyecto Interconexión Colombia-Panamá (ICP), de 400 MW, a partir del 2032.
- Segundo circuito del proyecto SIEPAC, de 300 MW adicionales, a partir del 2034. El proyecto SIEPAC es el Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central, que conecta a Panamá con Costa Rica, Nicaragua, Honduras, El Salvador y Guatemala.

Resultados

El Escenario B presenta un costo total de 5,557.00 millones de dólares, inferior al Escenario A. Debido a que el cronograma de expansión de generación se mantiene sin cambios, el costo de inversión permanece igual al escenario de referencia. La diferencia en el costo total se debe principalmente a la variación en los costos de operación, producto de los cambios en el despacho económico del sistema asociados al retraso en la entrada de las interconexiones internacionales. El costo ambiental presenta una ligera reducción respecto al escenario de referencia, asociada a la modificación en la generación despachada durante el horizonte de estudio.

Tabla 7. 13: Costos del Escenario B

Costo	Escenario B
Inversión	2,079.05
Déficit	0.09
Operación	3,253.35
Ambiental	224.51
Total	**5,557.00**

Nota: Los valores están dados en millones de dólares

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

Tabla 7. 14 Desagregación anual de los costos del escenario, 2026-2040

Costos del Escenario B 2026-2040 (mill B/.)				
Año	Inversión	Déficit	Operación	Ambiental
2026	3.23	0.09	249.24	20.01
2027	40.49	0.00	279.95	23.12
2028	167.99	0.00	268.15	23.30
2029	347.25	0.00	271.29	23.21
2030	364.65	0.00	302.64	24.72
2031	376.69	0.00	369.05	27.76
2032	389.16	0.00	240.04	18.51
2033	389.16	0.00	271.21	19.67
2034	389.16	0.00	594.76	35.73
2035	389.16	0.00	729.92	40.95
2036	407.50	0.00	789.60	46.06
2037	407.50	0.00	866.24	49.77
2038	425.85	0.00	918.10	55.06
2039	425.85	0.00	1,001.62	58.93
2040	425.85	0.00	1,121.00	63.76
VP (12%) a Ene 2026	**2,079.05**	**0.09**	**3,253.35**	**224.51**

Tabla 7. 15: Cronograma de Expansión del Escenario B

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Búnker	Diésel	Carbón	GNL	Biomasa	Generación distribuida
6	2026	SOLAR POWER ASSETS, INC	Mata de Nance Solar	9.60		9.60							
6	2026	Agrosilos, S.A.	Cogeneración Eléctrica a Biomasa	3.00								3.00	
10	2026	PANASOLAR CLEAN POWER, S.A.	PV Panasolar IV	10.00		10.00							
10	2026	PANASOLAR CLEAN POWER, S.A.	PV Panasolar V	10.00		10.00							
10	2026	CARMALENGO INVESTMENT CORP.	Forsun Solar	9.90		9.90							
11	2026	VEGA SOLAR S.A.	Vega Solar	9.90		9.90							
12	2026	HELIUM SOLAR, S.A.	Bique Solar 1	9.90		9.90							
12	2026	NEÓN SOLAR, S.A.	Bique Solar 2	9.90		9.90							
12	2026	OXÍGENO SOLAR, S.A.	San Vicente Solar	9.90		9.90							
1	2027	SB-1 PROJECT S.A.	San Bartolo 1	10.00		10.00							
1	2027	GAN EDEN ENERGY CORP.	Gan Eden Energy	5.00		5.00							
1	2027	IMPACTO SOLAR, S.A.	Proyecto Marea Solar	5.00		5.00							
1	2027	ARGENTUM SOLAR, S.A.	Silicio Solar	9.90		9.90							
1	2027	Autoridad del Canal de Panamá	Cocolí	14.00		14.00							
3	2027	Dasa Solar S.A.	Dasa Solar 1	9.99		9.99							
7	2027	SOLAR DESIGN	PV La Hueca	40.00		40.00							
7	2027	SB-2 PROJECT S.A.	San Bartolo 2	10.00		10.00							
7	2027	SB-3 PROJECT INC	San Bartolo 3	10.00		10.00							
7	2027	SB-4 PROJECT INC	San Bartolo 4	10.00		10.00							
8	2027	PS Nuevo Emperador S. A.	PS Nuevo Emperador	9.90		9.90							
8	2027	TM Solar Group, INC	Tia María Solar	5.00		5.00							
10	2027	AES PANAMÁ S.R.L	Flamboyán	19.90		19.90							
10	2027	AES PANAMÁ S.R.L	Veranera	19.90		19.90							
12	2027	ECOENER RENOVABLE PANAMA, S.A	PV Santiago (Ecoener)	9.90		9.90							
12	2027	ECOENER SOLAR PANAMA, S.A	PV San Bartolo (Ecoener)	9.99		9.99							
12	2027	ECOENER GENERADORA PANAMA, S.A.	PV Agua Viva	9.90		9.90							
12	2027	ECOENER PRODUCTORA PANAMA, S.A.	PV La Mesa (Ecoener)	9.99		9.99							
12	2027	PAN ENERGY II	Boquerón Solar 1	10.00		10.00							
12	2027	SB-5 Project Inc.	Martincito Solar	19.80		19.80							
1	2028	MEGA SOLAR POWER GENERATION, S.A.	PV Megasolar	10.00		10.00							
1	2028	SOLAR DESIGN	PV La Hueca	30.00		30.00							
1	2028	LAS LOMAS SOLAR ELECTRIC, S.A.	Las Lomas	105.00		105.00							
1	2028	ENERGIA SOLAR VERDE, INC	Santa Clara Solar	7.00		7.00							
2	2028	PARQUE EÓLICO TOABRÉ, S.A.	Toabré Etapa 3	22.00			22.00						
2	2028	PARQUE EÓLICO TOABRÉ, S.A.	Toabré Etapa 2	22.00			22.00						
5	2028	BLACK ORCHID SOLAR PANAMÁ	Pétalo La Huaca	9.90		9.90							

Cronograma de Expansión del Escenario B (Continuación: 2/4)

6	2028	NATURGY	Ingenio Solar	70.00		70.00							
6	2028	GENERADORA SOLAR SANTA CRUZ, S.A.	PV Santa Cruz Solar	100.00		100.00							
7	2028	AVANZALIA PANAMA, S.A	PV Penonomé 2	120.00		120.00							
7	2028	ECOENER NANCE, S.A.	Alba	9.90		9.90							
7	2028	UKA PARQUE EÓLICO LA COLORADA S.A.	La Colorada	138.00			138.00						
7	2028	ECOENER FOTOVOLTAICA PANAMA, S.A.	Virgen del Pilar	9.90		9.90							
7	2028	Ecoener Solar 2, S.A.	Parque Fotovoltaico El Triunfo	9.90		9.90							
8	2028	PANAMA SOLAR INTEGRAL	PV Cotaba Solar	120.00		120.00							
10	2028	JAGÜITO GREEN ENERGY I, S.A.	Jaguito Green Energy I	9.90		9.90							
10	2028	JAGÜITO GREEN ENERGY II, S.A.	Jaguito Green Energy II	9.90		9.90							
10	2028	JAGÜITO GREEN ENERGY III, S.A.	Jaguito Green Energy III	9.90		9.90							
10	2028	Gena Solar Dos S.A.	Los Olivos Solar II	9.90		9.90							
10	2028	Gena Solar Dos S.A.	Los Olivos Solar	9.90		9.90							
11	2028	GENERADORA SOLAR OCCIDENTE, S.A.	Cerro Viejo Solar	20.00		20.00							
1	2029	UEP PENONOMÉ III, S. A.	Nuevo Chagres Fase 2 (Etapa 2)	51.75			51.75						
1	2029	SANTA CRUZ WIND, S.A.	Santa Cruz	68.40			68.40						
1	2029	UEP PENONOMÉ III, S. A.	Portobelo Etapa 2 C	17.25			17.25						
1	2029	Desarrollo Fotovoltaico Chepo S. A.	Tanara Solar	128.70		128.70							
1	2029	LOS NARANJOS OVERSEAS, S.A.	El Sindigo	10.00	10.00								
1	2029	CORPORACIÓN DE ENERGÍA DEL ISTMO LTD.	San Bartolo	19.44	19.44								
1	2029	CORPORACIÓN DE ENERGÍA DEL ISTMO LTD.	San Bartolo Minicentral	1.00	1.00								
3	2029	SB-7 PROJECT INC.	Guichichi 2	9.90		9.90							
3	2029	SB-7 PROJECT INC.	Guichichi 3	9.90		9.90							
3	2029	SB-7 PROJECT INC.	Guichichi 4	9.90		9.90							
3	2029	SB-7 PROJECT INC.	Guichichi 5	9.90		9.90							
6	2029	ENREN, S. A.	Cadasa 1	9.90		9.90							
6	2029	ENREN, S. A.	Cadasa 2	9.90		9.90							
6	2029	ENREN, S. A.	Cadasa 3	9.90		9.90							
6	2029	ENREN, S. A.	Cadasa 4	9.90		9.90							

Cronograma de Expansión del Escenario B (Continuación: 3/3)

6	2029	ENREN, S. A.	Cadasa 5	9.90		9.90							
6	2029	ENREN, S. A.	Cadasa 6	9.90		9.90							
6	2029	ENREN, S. A.	Cadasa 7	9.90		9.90							
6	2029	ENREN, S. A.	Cadasa 8	9.90		9.90							
6	2029	ENREN, S. A.	Cadasa 9	9.90		9.90							
6	2029	SB-7 PROJECT INC.	Guichichi 1	9.90		9.90							
6	2029	CENTRAL AZUCARERO DE ALANJE, S.A.	CADASA Diésel	40.00					40.00				
7	2029	DESARRROLLO Y ENERGIA RENOVABLE S.A	PV Pacora Solar	44.00		44.00							
12	2029	GENERADORA SOLAR SANTA CRUZ, S.A.	PV Santa Cruz Solar	100.00		100.00							
4	2030	PANAMA SOLAR CITY, S.A.	Solar City I	9.90		9.90							
4	2030	POWER ECO SUN, S.A.	Solar City II	9.90		9.90							
4	2030	ECOSUN SISTEM, S.A.	Solar City III	9.90		9.90							
12	2030	PROGRESO SOLAR, S.A.	Sawel Solar	9.90		9.90							
3	2031	PÉTALO DE VIOLETA, S.A.	Pétalo de Chepo 2	9.90		9.90							
3	2031	PÉTALO DE LIRIO, S.A.	Pétalo de Chepo	9.90		9.90							
3	2031	PÉTALO DE VIOLETA, S.A.	Pétalo de Chepo 3	9.90		9.90							
10	2031	GRUPO DOE, S.A.	La Union Solar	90.00		90.00							
1	2036	GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A	250.00							250.00		
1	2038	GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250B	250.00							250.00		

Periodo	**2026-2040**		**2026-2029**		**2030-2034**		**2035-2040**	
Tecnología	**Inst.**	**Retiro**	**Inst.**	**Retiro**	**Inst.**	**Retiro**	**Inst.**	**Retiro**
Hidro	30.44		30.44					
Solar	1,568.97		1,409.67		159.30			
Eólico	319.40		319.40					
Búnker								
Diésel	40.00		40.00					
Carbón								
GNL	500.00						500.00	
Biomasa	3.00		3.00					
Generación Distribuida								
Total	**2,461.81**	**0.00**	**1,802.51**	**0.00**	**159.30**	**0.00**	**500.00**	**0.00**

**Nota: La incorporación de esta capacidad termoeléctrica basada en GNL se justifica en función del criterio de confiabilidad del sistema eléctrico.*

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

En el Gráfico 7. 11 se muestra la evolución mensual del costo marginal del sistema para el Escenario B durante el horizonte de planificación 2026-2040. Se observa un comportamiento similar al Escenario A durante los primeros años del horizonte. Las principales diferencias se presentan a partir de 2032, año en que entra en operación la interconexión Colombia–Panamá (ICP) bajo este escenario, mientras que SIEPAC II se incorpora hasta 2034. Durante este período, la menor disponibilidad de capacidad de intercambio modifica el despacho económico del sistema, reflejándose en variaciones del costo marginal. En particular, el costo marginal promedio pasa de 57.01 USD/MWh en 2032 a 107.73 USD/MWh en 2034, asociado al período previo a la entrada en operación de SIEPAC II. Posteriormente, los valores se estabilizan, alcanzando 129.60 USD/MWh en 2040, manteniendo una tendencia similar a la del escenario de referencia.

En promedio, el costo marginal del sistema durante el horizonte de estudio se estima en 87.16 USD/MWh.

Gráfico 7. 10 Costo Marginal Anual del Sistema de Panamá – Escenario B

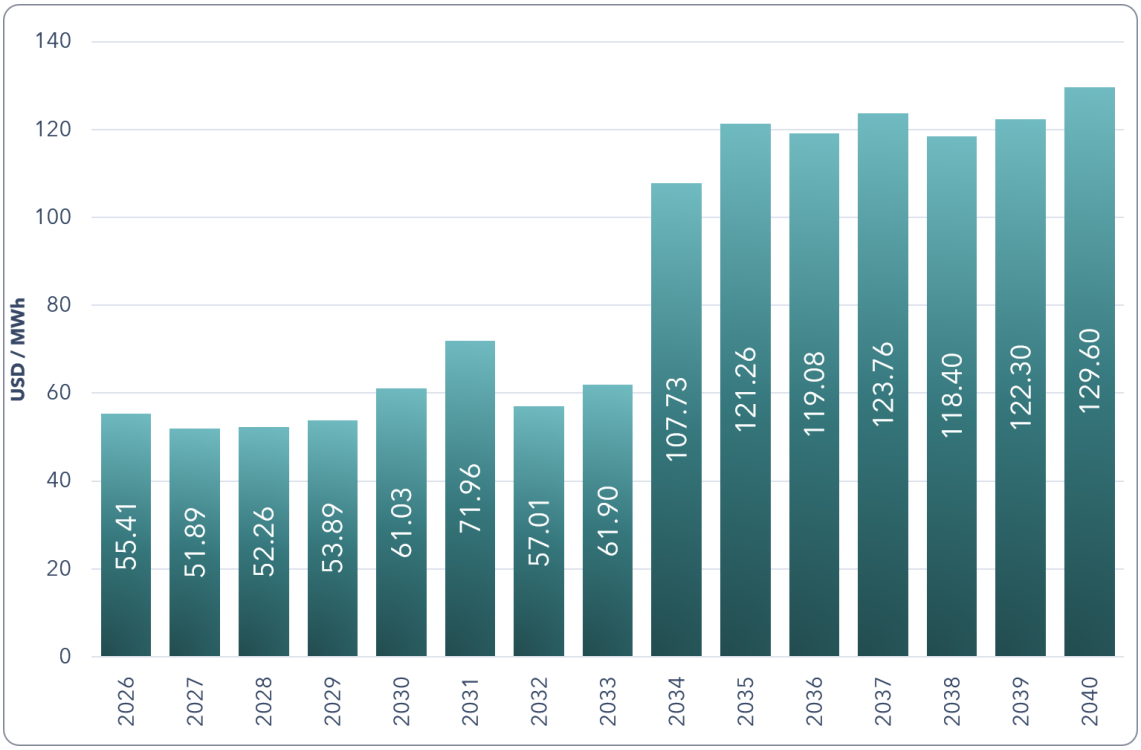
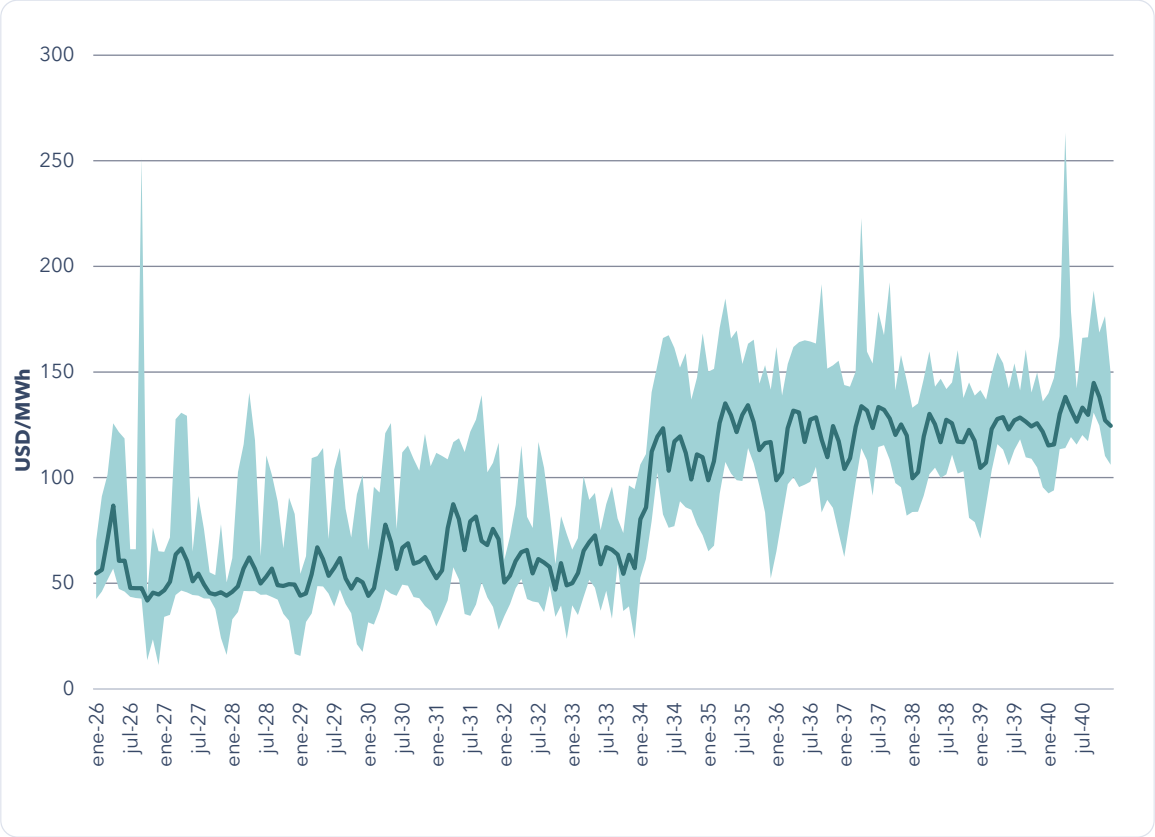


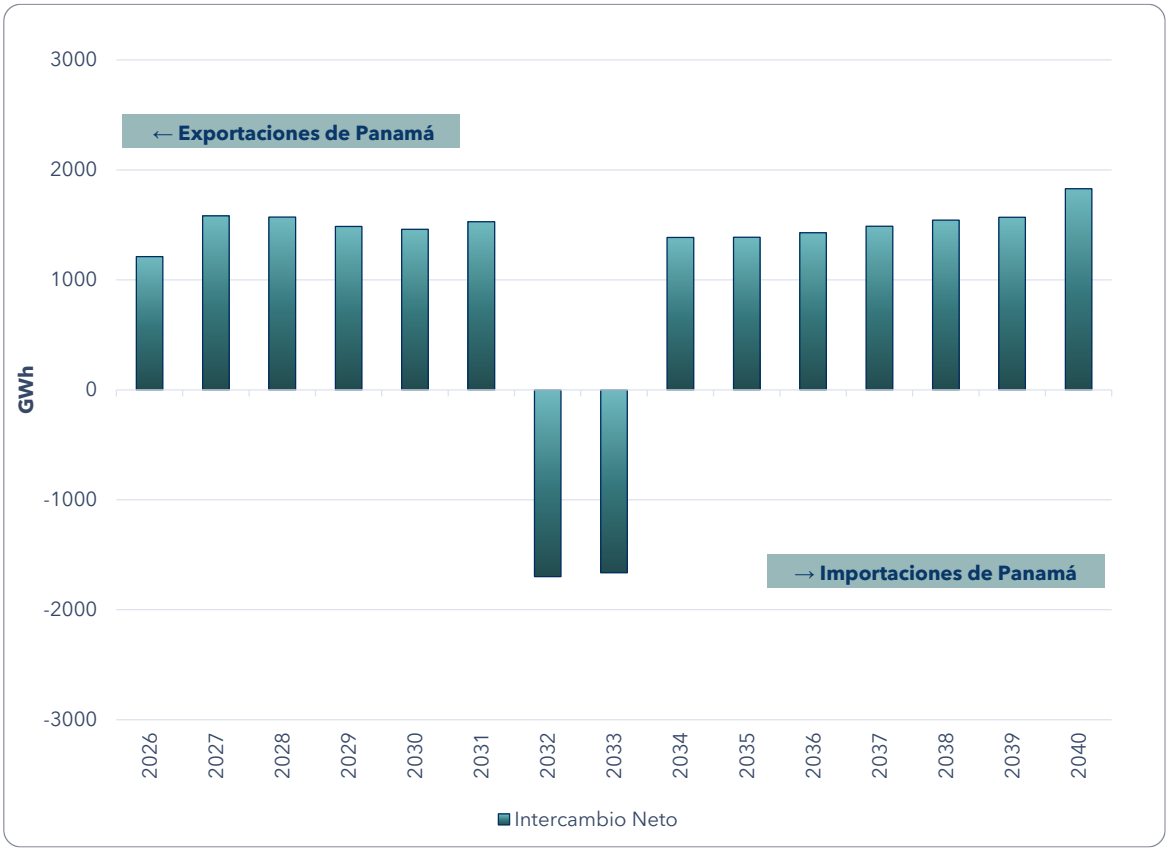
Gráfico 7. 11 Costo Marginal Mensual del Sistema de Panamá – Escenario B



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

En el Gráfico 7. 12 se muestra el intercambio neto del sistema para el Escenario B durante el horizonte de planificación 2026-2040. Se observa un comportamiento similar al Escenario A durante los primeros años; sin embargo, el retraso de las interconexiones internacionales modifica los intercambios previstos durante el período intermedio del horizonte. En 2032 y 2033 se presenta un cambio temporal en el comportamiento del intercambio, alcanzando valores de 1,698.65 GWh y 1,663.20 GWh, respectivamente, asociado a la menor disponibilidad de capacidad de intercambio regional bajo el nuevo cronograma de interconexiones. A partir de 2034, con la entrada prevista de SIEPAC II, el intercambio retoma un comportamiento similar al escenario de referencia, alcanzando 1,829.43 GWh en 2040.

Gráfico 7. 12: Intercambios de Energía con Centroamérica y Colombia del Escenario B

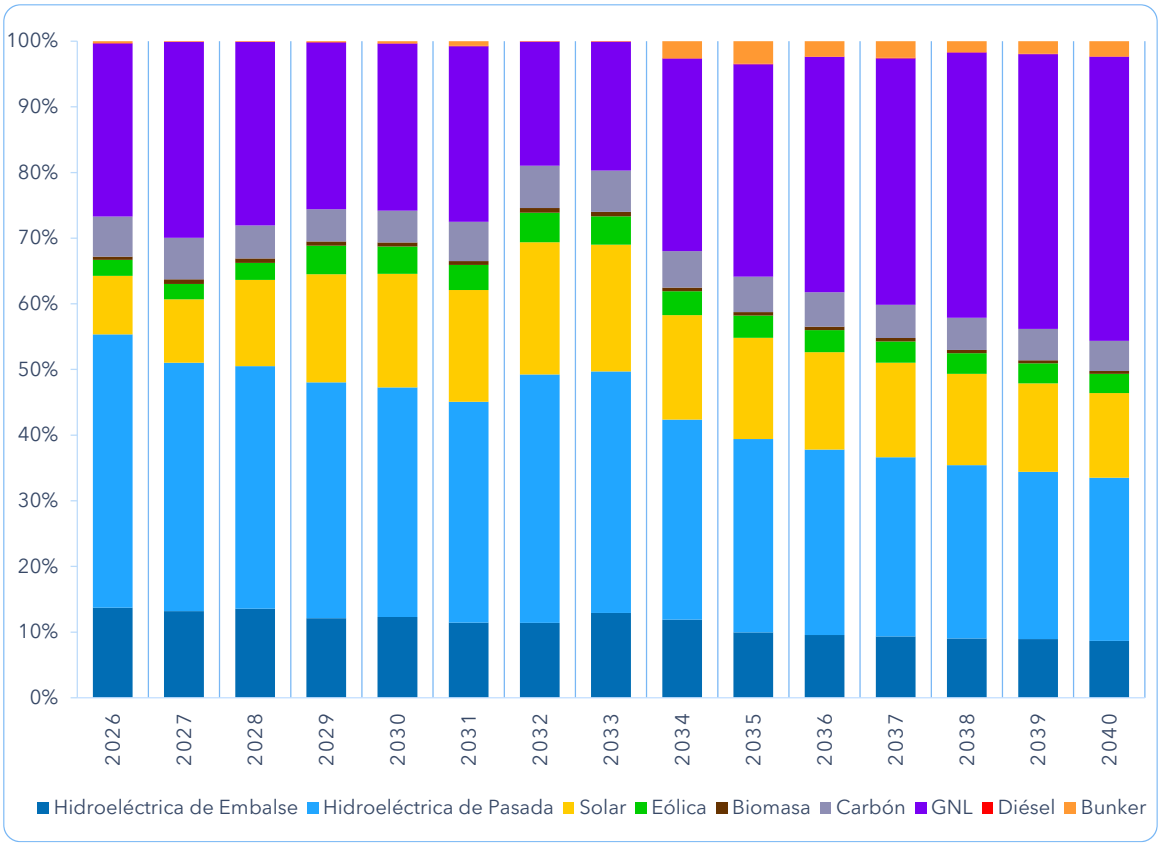


Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

En el Gráfico 7. 13 se presenta la participación de generación del Escenario B durante el horizonte 2026-2040. Debido a que el cronograma de expansión de generación se mantiene igual al Escenario A, la composición de la matriz presenta un comportamiento similar, con predominancia de la generación hidroeléctrica y una participación creciente de fuentes renovables como solar y eólica.

A partir de 2029 se observa un incremento de la generación solar asociado a la entrada de nuevos proyectos fotovoltaicos. Asimismo, la generación con GNL presenta una participación creciente hacia los últimos años del horizonte, alcanzando 11,453.22 GWh en 2040, como apoyo para cubrir el crecimiento de la demanda. Durante 2032-2034 se observan variaciones en el despacho térmico asociadas al retraso de las interconexiones internacionales y a los cambios en las condiciones de intercambio del sistema.

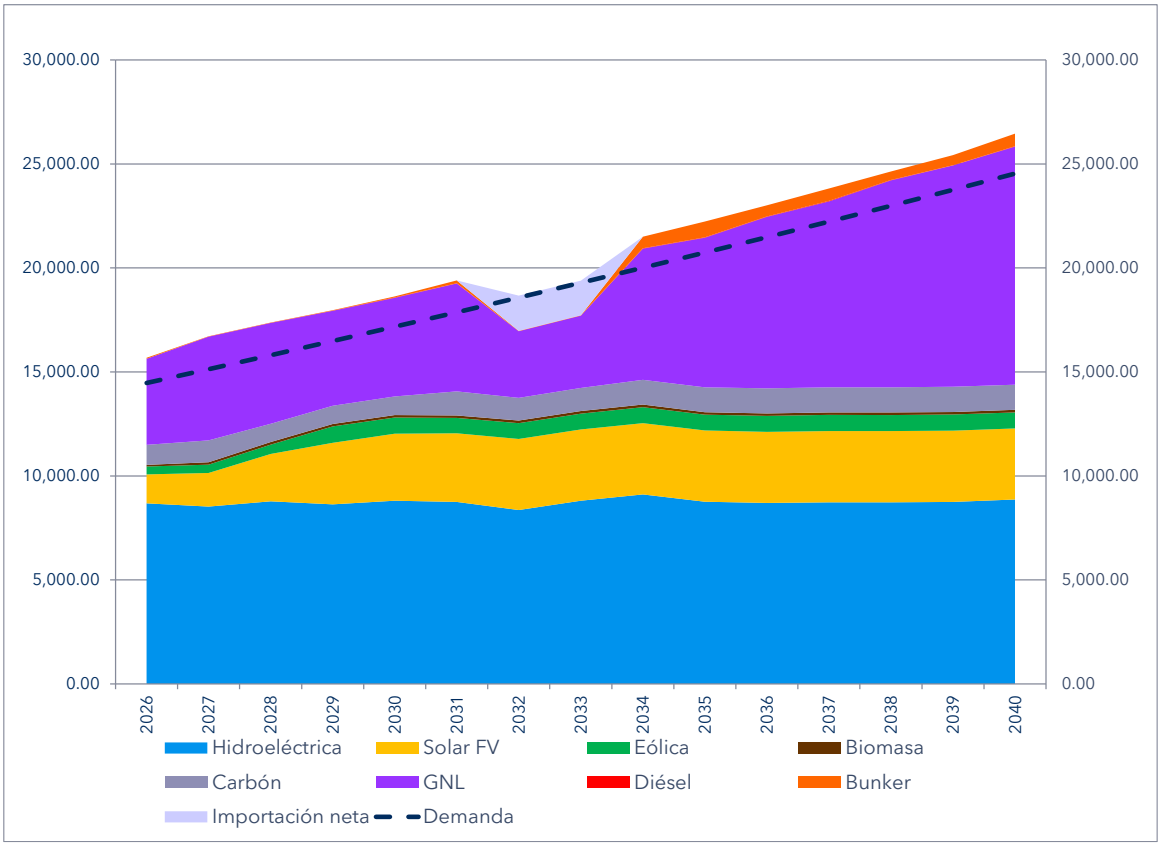
Gráfico 7. 13: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario B



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

En el Gráfico 7. 14, se observa que la participación de generación del Escenario B mantiene un comportamiento similar al Escenario A, debido a que el cronograma de expansión de generación no presenta cambios. La generación hidroeléctrica continúa siendo la principal fuente de energía, complementada por el crecimiento de la generación solar y eólica. En 2032 y 2033 se observa una reducción en la generación térmica, asociada a la incorporación de intercambios internacionales, que aportan energía mediante importaciones netas durante estos años. Posteriormente, hacia los últimos años del horizonte, aumenta la participación del GNL para cubrir el crecimiento de la demanda.

Gráfico 7. 14: Generación vs Demanda del Escenario B



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

Tabla 7. 16: Porcentajes de penetración de energía en la demanda del Escenario B

	Generación (GWh)					Porcentaje de Penetración		
Año	**Hidroeléctrica**	**Renovables**	**Termoeléctrica**	**Total**	**Demanda**	**Hidroeléctrica**	**Renovables**	**Termoeléctrica**
2026	8,680.12	1,854.40	5,145.25	15,679.77	14,468.63	55.36%	11.83%	32.81%
2027	8,528.42	2,128.62	6,059.25	16,716.29	15,133.52	51.02%	12.73%	36.25%
2028	8,775.24	2,853.11	5,749.21	17,377.56	15,805.99	50.50%	16.42%	33.08%
2029	8,631.74	3,861.17	5,480.37	17,973.29	16,486.33	48.03%	21.48%	30.49%
2030	8,811.18	4,110.73	5,712.88	18,634.79	17,174.70	47.28%	22.06%	30.66%
2031	8,746.66	4,158.56	6,495.05	19,400.27	17,871.21	45.09%	21.44%	33.48%
2032	8,359.04	4,300.64	4,314.35	16,974.04	18,576.06	49.25%	25.34%	25.42%
2033	8,810.01	4,308.98	4,605.60	17,724.59	19,289.35	49.71%	24.31%	25.98%
2034	9,109.50	4,320.90	8,069.19	21,499.59	20,011.26	42.37%	20.10%	37.53%
2035	8,760.63	4,303.08	9,170.75	22,234.45	20,741.94	39.40%	19.35%	41.25%
2036	8,698.21	4,309.35	10,008.26	23,015.82	21,481.56	37.79%	18.72%	43.48%
2037	8,729.78	4,322.98	10,771.20	23,823.95	22,230.26	36.64%	18.15%	45.21%
2038	8,729.97	4,318.94	11,588.90	24,637.82	22,988.23	35.43%	17.53%	47.04%
2039	8,751.60	4,323.87	12,354.88	25,430.35	23,755.63	34.41%	17.00%	48.58%
2040	8,867.71	4,306.48	13,289.27	26,463.46	24,532.64	33.51%	16.27%	50.22%

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

Sensibilidad B1

Tabla 7. 17 Resumen de Sensibilidad B1

SENSIBILIDAD	DESCRIPCIÓN
Changuinola 2 (B1)	Conserva los supuestos del Escenario B, modificando únicamente el plantel de Generación. Generación: - El proyecto Hidroeléctrico Changuinola 2 se considera como planta fija e iniciaría operaciones en el año 2036.

A continuación, se desarrollan en mayor detalle los aspectos previamente mencionados:

Demanda: Se basa en los resultados de crecimiento alto de la demanda del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional (PESIN), que proyecta una demanda máxima de 4,055.30 MW para el año 2040.

Generación: Para esta sensibilidad se considera la entrada en operación de la central Hidroeléctrica Changuinola 2 para el año 2036.

Resultados

En la Tabla 7. 10 se presenta un costo total de 5,792.71 millones de dólares para la Sensibilidad B1, la cual es superior al Escenario B en 4.24 %. Este incremento se debe principalmente al mayor costo de inversión asociado a la incorporación del proyecto hidroeléctrico Changuinola 2, considerado con entrada en operación en 2036. Por otro lado, se observa una reducción del costo de operación, debido al aporte adicional de generación hidroeléctrica que permite disminuir parcialmente el despacho de unidades térmicas.

Tabla 7. 18: Costos de la Sensibilidad B1

Costo	Escenario B	Sensibilidad B1
Inversión	2,079.05	2,392.69
Déficit	0.09	0.32
Operación	3,253.35	3,173.53
Ambiental	224.51	226.16
Total	**5,557.00**	**5,792.71**
	Diferencia	**4.24%**

Nota: Los valores están dados en millones de dólares

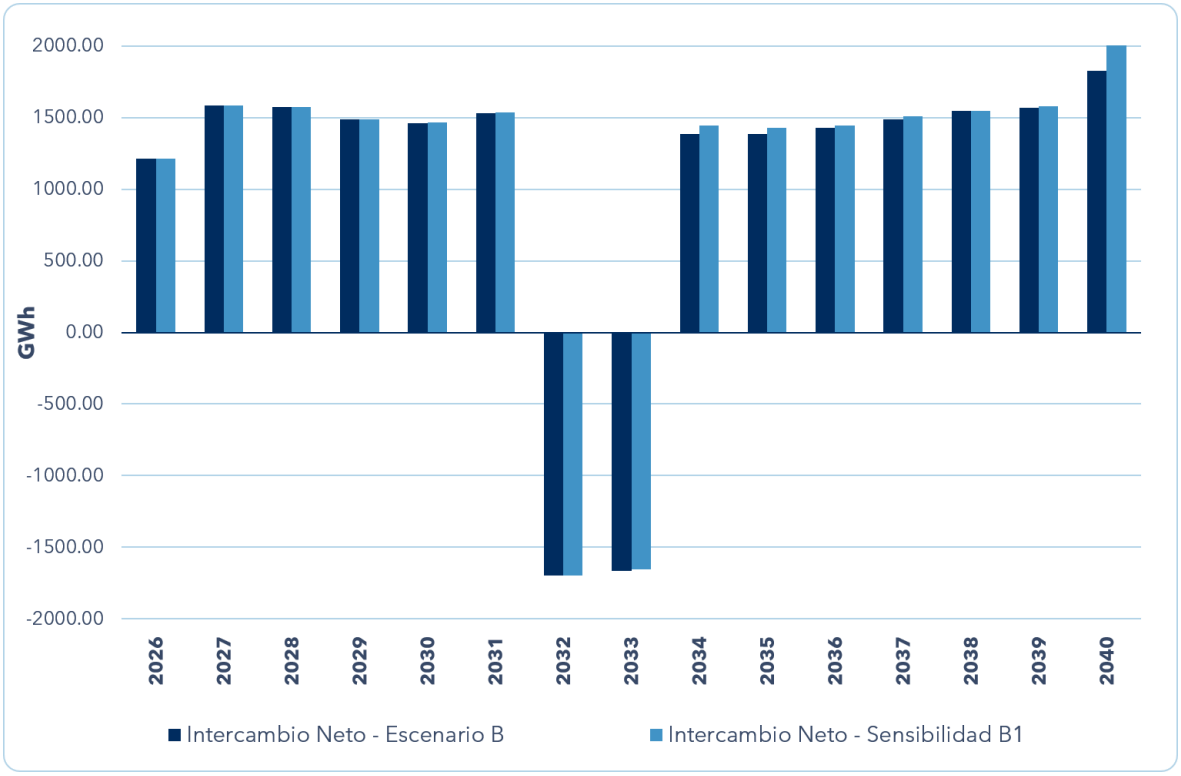
Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

Tabla 7. 19 Desagregación anual de los costos del escenario, 2026-2040

Costos del Escenario B1 2026-2040 (mill B/.)				
Año	Inversión	Déficit	Operación	Ambiental
2026	3.23	0.31	249.46	20.18
2027	40.49	0.00	278.17	23.03
2028	167.99	0.00	268.32	23.39
2029	347.25	0.01	267.78	23.05
2030	364.65	0.00	302.53	24.95
2031	376.69	0.00	359.66	27.86
2032	389.16	0.00	241.35	18.59
2033	407.50	0.00	270.56	19.64
2034	407.50	0.00	576.32	36.31
2035	425.85	0.00	687.74	42.10
2036	606.59	0.00	753.09	45.79
2037	624.94	0.00	823.02	50.53
2038	643.29	0.00	883.89	54.63
2039	661.63	0.00	961.83	59.53
2040	661.63	0.00	1,090.08	66.56
VP (12%) a Ene 2026	**2,392.69**	**0.32**	**3,173.53**	**226.16**

En el Gráfico 7. 15 se presenta el comportamiento de los intercambios internacionales se mantiene similar entre ambos escenarios durante la mayor parte del horizonte. En 2032 y 2033 se mantienen importaciones netas asociadas a la disponibilidad de las interconexiones internacionales. A partir de 2036, la incorporación de Changuinola 2 reduce la necesidad de generación externa, manteniendo el sistema principalmente abastecido con generación propia. En 2040, la Sensibilidad B1 presenta una mayor exportación neta respecto al Escenario B, asociado al incremento de generación hidroeléctrica disponible.

Gráfico 7. 15: Intercambios de energía con Centroamérica y Colombia del Escenario B1



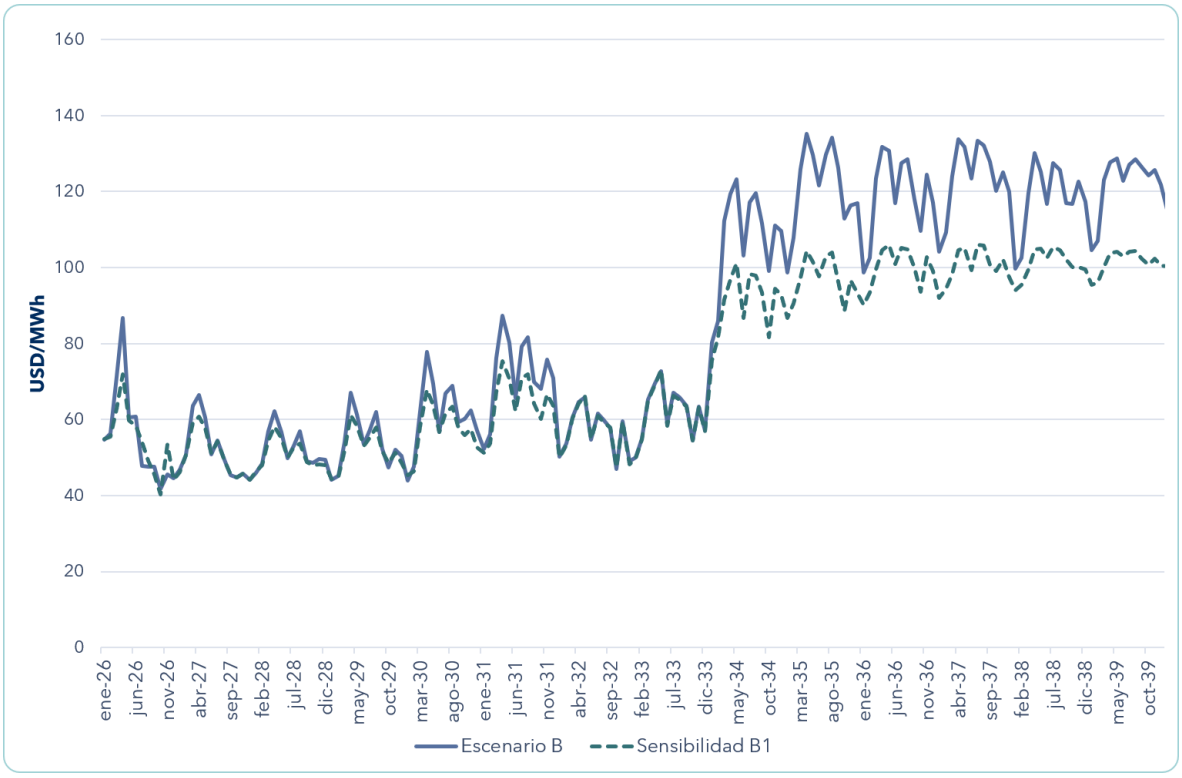
Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026)

En el Gráfico 7. 16 se observa que la Sensibilidad B1 presenta un comportamiento similar al Escenario B durante los primeros años del horizonte. A partir de 2036, con la entrada en operación de Changuinola 2, se observa una reducción en la tendencia de crecimiento del costo marginal respecto al escenario base, debido al mayor aporte de generación hidroeléctrica y a la reducción del requerimiento de generación térmica.

La diferencia se hace más evidente hacia los últimos años del horizonte, donde el costo marginal promedio de B1 alcanza 104.52 USD/MWh en 2040, mientras que el Escenario B presenta valores superiores, asociado a una mayor participación de generación térmica para cubrir la demanda.

En promedio, el costo marginal del sistema durante el horizonte de estudio se estima en 76.25 USD/MWh.

Gráfico 7. 16: Costo Marginal del Sistema de Panamá del Escenario B1



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026)

ESCENARIO C – GENERACIÓN DISTRIBUIDA

El Escenario C (Generación Distribuida) evalúa el impacto de la incorporación de generación distribuida, tomando como base el Escenario B. A continuación, se presenta un resumen de este escenario en la Tabla 7. 20.

Tabla 7. 20 Resumen de Escenario C

ESCENARIO	DESCRIPCIÓN
Generación Distribuida (C)	Conserva los supuestos del Escenario B, modificando únicamente el plantel de Generación. Generación distribuida: - Proyección del crecimiento de la generación distribuida indicada en el Anexo B de los Criterios de SNE.

A continuación, se desarrollan en mayor detalle los aspectos previamente mencionados:

Generación distribuida o autoconsumo: De acuerdo con la Resolución AN No. 21235 de 30 de diciembre de 2025, el crecimiento de la generación distribuida asociada al autoconsumo deberá cumplir con los siguientes criterios:

La capacidad instalada acumulada no deberá superar el 16 % de la demanda máxima de cada empresa distribuidora.

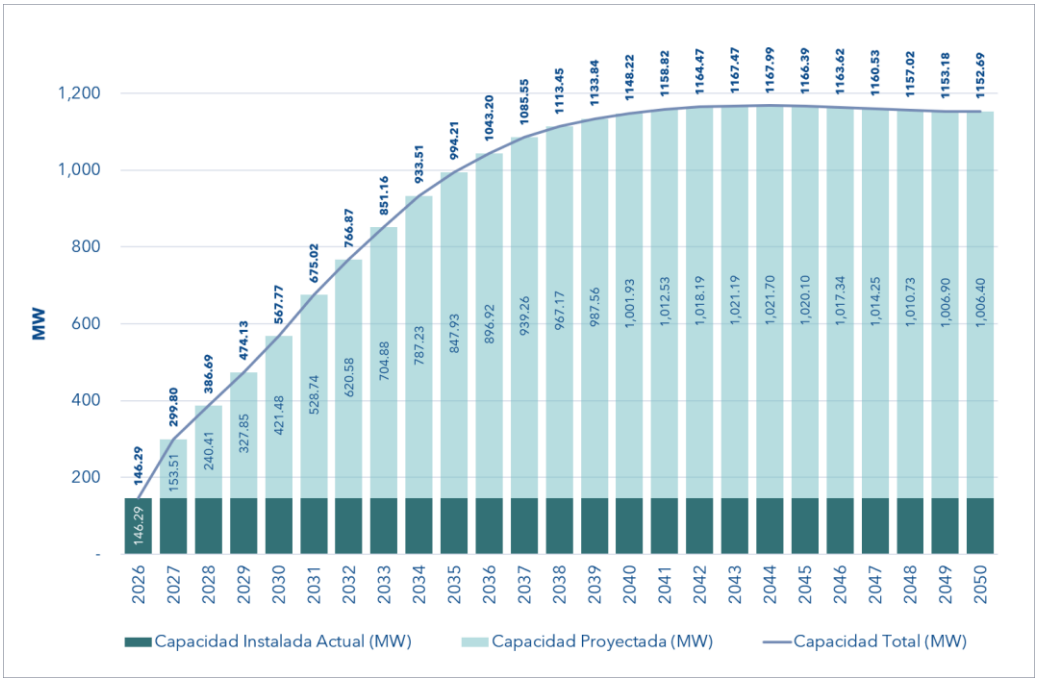
La energía generada mediante estos sistemas no deberá exceder el 5 % de la energía vendida por cada empresa distribuidora.

No obstante, conforme a los criterios establecidos por la Secretaría Nacional de Energía (SNE), para efectos del presente análisis se utilizará la información suministrada en el Anexo B, donde se presenta la capacidad instalada proyectada para la futura generación distribuida, considerando el límite inferior del rango de crecimiento estimado.

Considerando que el horizonte de planificación del PESIN inicia en 2026, se adoptó como supuesto que la capacidad instalada de generación distribuida en dicho año corresponde a la capacidad real registrada en 2024, por tratarse de la información observada más reciente disponible y encontrarse ya incorporada en la configuración actual del sistema. A partir de 2027, se incorporó el crecimiento proyectado de generación distribuida de acuerdo con la información suministrada por la Secretaría Nacional de Energía (SNE).

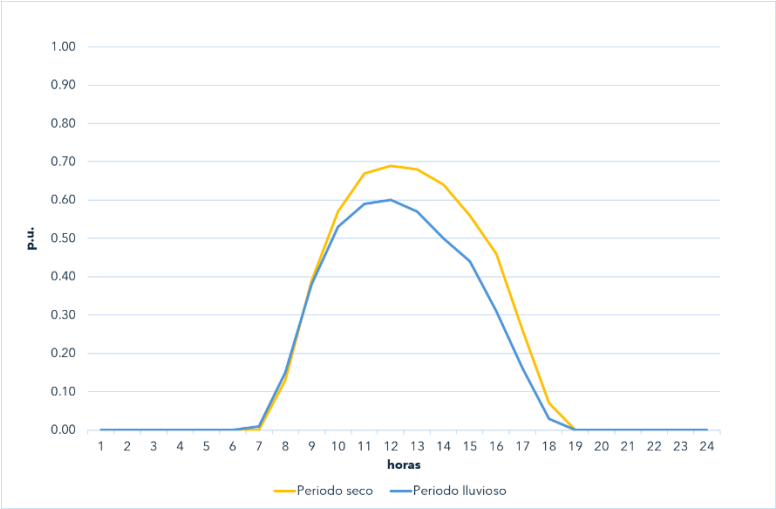
En el Gráfico 7. 17 se presenta la evolución histórica y la proyección de capacidad instalada de generación distribuida suministrada por la SNE, utilizada como referencia para la definición de este escenario.

Gráfico 7. 17 Capacidad Instalada de Generación Distribuida



Para representar la generación distribuida en el modelo de expansión, se incorporó una central fotovoltaica equivalente que simula el comportamiento agregado de los sistemas de autoconsumo a nivel nacional. Dado que el modelo considera una única demanda representativa para todo el país y no una desagregación por provincias, se optó por modelar la generación distribuida mediante un único generador equivalente. Su perfil de producción se definió utilizando curvas horarias representativas de generación solar para los periodos seco y lluvioso, elaboradas a partir del promedio de las curvas de generación fotovoltaica de las distintas provincias del país, como se muestra en el Gráfico 7. 18. Para cada periodo de simulación, se utilizó el perfil de producción correspondiente a la condición estacional, seca o lluviosa.

Gráfico 7. 18 Perfil de producción para la Generación distribuida periodo seco y lluvioso



La capacidad instalada del generador equivalente se incrementó anualmente conforme a la curva de crecimiento suministrada por la SNE, permitiendo reflejar de forma simplificada la evolución esperada de la capacidad de autoconsumo durante el horizonte de planificación.

Resultados

En la Tabla 7. 21 se presentan los costos correspondientes al Escenario C. Al incorporar una mayor penetración de generación distribuida, conforme a los criterios establecidos por la SNE, el costo total del sistema se reduce a 5,217.79 millones de USD, frente a 5,557.00 millones de USD en el Escenario B. Esta disminución se explica principalmente por el comportamiento de los costos de operación, que pasan de 3,253.35 a 2,926.67 millones de USD, lo que representa una reducción de 326.68 millones de USD (10.0 %).

La reducción de los costos de operación se relaciona con la mayor participación de generación distribuida, que permite atender una proporción adicional de la demanda y disminuir el requerimiento de generación centralizada. Esto reduce el despacho de unidades convencionales de mayores costos variables y, en consecuencia, los requerimientos asociados al consumo de combustibles. Este efecto resulta particularmente relevante a medida que aumenta la demanda durante el horizonte de planificación, ya que la generación distribuida permite atender parte de dicho crecimiento sin incrementar en la misma proporción la necesidad de generación centralizada.

Asimismo, esta menor utilización de generación convencional se refleja en los costos ambientales, que disminuyen de 224.51 a 211.74 millones de USD. Por otra parte, el costo de inversión se mantiene en 2,079.05 millones de USD, debido a que el cronograma de incorporación de los proyectos de generación centralizada no presenta cambios respecto al Escenario B, como se puede observar en la Tabla 7. 23 . Por tanto, la reducción del costo total entre ambos escenarios se concentra principalmente en los costos de operación y, en menor medida, en los costos ambientales.

Tabla 7. 21: Costos del Escenario C

Costo	Escenario C
Inversión	2,079.05
Déficit	0.32
Operación	2,926.67
Ambiental	211.74
Total	**5,217.79**

Nota: Los valores están dados en millones de dólares

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

Tabla 7. 22 Desagregación anual de los costos del escenario, 2026-2040

Costos del Escenario C 2026-2040 (mill B/.)				
Año	Inversión	Déficit	Operación	Ambiental
2026	3.23	0.09	249.67	20.07
2027	40.49	0.00	266.41	22.41
2028	167.99	0.00	252.48	22.50
2029	347.25	0.00	249.90	22.13
2030	364.65	0.00	278.13	23.60
2031	376.69	0.42	329.54	26.00
2032	389.16	0.00	212.88	17.92
2033	389.16	0.00	237.96	18.98
2034	389.16	0.00	521.78	33.18
2035	389.16	0.00	635.70	37.63
2036	407.50	0.00	684.35	41.98
2037	407.50	0.00	751.40	45.35
2038	425.85	0.00	792.53	49.86
2039	425.85	0.00	863.59	53.23
2040	425.85	0.00	992.50	58.85
VP (12%) a Ene 2026	**2,079.05**	**0.32**	**2,926.67**	**211.74**

Tabla 7. 23: Cronograma de Expansión del Escenario C

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Búnker	Diésel	Carbón	GNL	Biomasa	Generación distribuida
6	2026	SOLAR POWER ASSETS, INC	Mata de Nance Solar	9.60		9.60							
6	2026	Agrosilos, S.A.	Cogeneración Eléctrica a Biomasa	3.00								3.00	
10	2026	PANASOLAR CLEAN POWER, S.A.	PV Panasolar IV	10.00		10.00							
10	2026	PANASOLAR CLEAN POWER, S.A.	PV Panasolar V	10.00		10.00							
10	2026	CARMALENGO INVESTMENT CORP.	Forsun Solar	9.90		9.90							
11	2026	VEGA SOLAR S.A.	Vega Solar	9.90		9.90							
12	2026	HELIUM SOLAR, S.A.	Bique Solar 1	9.90		9.90							
12	2026	NEÓN SOLAR, S.A.	Bique Solar 2	9.90		9.90							
12	2026	OXÍGENO SOLAR, S.A.	San Vicente Solar	9.90		9.90							
1	2027	SB-1 PROJECT S.A.	San Bartolo 1	10.00		10.00							
1	2027	GAN EDEN ENERGY CORP.	Gan Eden Energy	5.00		5.00							
1	2027	IMPACTO SOLAR, S.A.	Proyecto Marea Solar	5.00		5.00							
1	2027	ARGENTUM SOLAR, S.A.	Silicio Solar	9.90		9.90							
1	2027	Autoridad del Canal de Panamá	Cocolí	14.00		14.00							
1	2027	Generación Distribuida	Generación Distribuida	153.00									153.00
3	2027	Dasa Solar S.A.	Dasa Solar 1	9.99		9.99							
7	2027	SOLAR DESIGN	PV La Hueca	70.00		70.00							
7	2027	SB-2 PROJECT S.A.	San Bartolo 2	10.00		10.00							
7	2027	SB-3 PROJECT INC	San Bartolo 3	10.00		10.00							
7	2027	SB-4 PROJECT INC	San Bartolo 4	10.00		10.00							
8	2027	PS Nuevo Emperador S. A.	PS Nuevo Emperador	9.90		9.90							
8	2027	TM Solar Group, INC	Tia María Solar	5.00		5.00							
10	2027	AES PANAMÁ S.R.L	Flamboyán	19.90		19.90							
10	2027	AES PANAMÁ S.R.L	Veranera	19.90		19.90							
12	2027	ECOENER RENOVABLE PANAMA, S.A	PV Santiago (Ecoener)	9.90		9.90							
12	2027	ECOENER SOLAR PANAMA, S.A	PV San Bartolo (Ecoener)	9.99		9.99							
12	2027	ECOENER GENERADORA PANAMA, S.A.	PV Agua Viva	9.90		9.90							
12	2027	ECOENER PRODUCTORA PANAMA, S.A.	PV La Mesa (Ecoener)	9.99		9.99							
12	2027	PAN ENERGY II	Boquerón Solar 1	10.00		10.00							
12	2027	SB-5 Project Inc.	Martincito Solar	19.80		19.80							

Cronograma de Expansión del Escenario E (Continuación: 2/3)

1	2028	MEGA SOLAR POWER GENERATION, S.A.	PV Megasolar	10.00		10.00							
1	2028	SOLAR DESIGN	PV La Hueca	70.00		70.00							
1	2028	LAS LOMAS SOLAR ELECTRIC, S.A.	Las Lomas	105.00		105.00							
1	2028	ENERGIA SOLAR VERDE, INC	Santa Clara Solar	7.00		7.00							
1	2028	Generación Distribuida	Generación Distribuida	87.00									87.00
2	2028	PARQUE EÓLICO TOABRÉ, S.A.	Toabré Etapa 3	22.00			22.00						
2	2028	PARQUE EÓLICO TOABRÉ, S.A.	Toabré Etapa 2	22.00			22.00						
5	2028	BLACK ORCHID SOLAR PANAMÁ	Pétalo La Huaca	9.90		9.90							
6	2028	NATURGY	Ingenio Solar	70.00		70.00							
6	2028	GENERADORA SOLAR SANTA CRUZ, S.A.	PV Santa Cruz Solar	200.00		200.00							
7	2028	AVANZALIA PANAMA, S.A	PV Penonomé 2	120.00		120.00							
7	2028	ECOENER NANCE, S.A.	Alba	9.90		9.90							
7	2028	UKA PARQUE EÓLICO LA COLORADA S.A.	La Colorada	138.00			138.00						
7	2028	ECOENER FOTOVOLTAICA PANAMA, S.A.	Virgen del Pilar	9.90		9.90							
7	2028	Ecoener Solar 2, S.A.	Parque Fotovoltaico El Triunfo	9.90		9.90							
8	2028	PANAMA SOLAR INTEGRAL	PV Cotaba Solar	120.00		120.00							
10	2028	JAGÜITO GREEN ENERGY I, S.A.	Jaguito Green Energy I	9.90		9.90							
10	2028	JAGÜITO GREEN ENERGY II, S.A.	Jaguito Green Energy II	9.90		9.90							
10	2028	JAGÜITO GREEN ENERGY III, S.A.	Jaguito Green Energy III	9.90		9.90							
10	2028	Gena Solar Dos S.A.	Los Olivos Solar II	9.90		9.90							
10	2028	Gena Solar Dos S.A.	Los Olivos Solar	9.90		9.90							
11	2028	GENERADORA SOLAR OCCIDENTE, S.A.	Cerro Viejo Solar	20.00		20.00							
1	2029	UEP PENONOMÉ III, S. A.	Nuevo Chagres Fase 2 (Etapa 2)	51.75			51.75						
1	2029	SANTA CRUZ WIND, S.A.	Santa Cruz	68.40			68.40						
1	2029	UEP PENONOMÉ III, S. A.	Portobelo Etapa 2 C	17.25			17.25						
1	2029	Desarrollo Fotovoltaico Chepo S. A.	Tanara Solar	128.70		128.70							
1	2029	Generación Distribuida	Generación Distribuida	87.00									87.00
1	2029	LOS NARANJOS OVERSEAS, S.A.	El Sindigo	10.00	10.00								
1	2029	CORPORACIÓN DE ENERGÍA DEL ISTMO LTD.	San Bartolo	19.44	19.44								
1	2029	CORPORACIÓN DE ENERGÍA DEL ISTMO LTD.	San Bartolo Minicentral	1.00	1.00								
3	2029	SB-7 PROJECT INC.	Guichichi 2	9.90		9.90							
3	2029	SB-7 PROJECT INC.	Guichichi 3	9.90		9.90							
3	2029	SB-7 PROJECT INC.	Guichichi 4	9.90		9.90							
3	2029	SB-7 PROJECT INC.	Guichichi 5	9.90		9.90							
6	2029	ENREN, S. A.	Cadasa 1	9.90		9.90							
6	2029	ENREN, S. A.	Cadasa 2	9.90		9.90							
6	2029	ENREN, S. A.	Cadasa 3	9.90		9.90							
6	2029	ENREN, S. A.	Cadasa 4	9.90		9.90							
6	2029	ENREN, S. A.	Cadasa 5	9.90		9.90							
6	2029	ENREN, S. A.	Cadasa 6	9.90		9.90							
6	2029	ENREN, S. A.	Cadasa 7	9.90		9.90							
6	2029	ENREN, S. A.	Cadasa 8	9.90		9.90							
6	2029	ENREN, S. A.	Cadasa 9	9.90		9.90							
6	2029	SB-7 PROJECT INC.	Guichichi 1	9.90		9.90							
6	2029	CENTRAL AZUCARERO DE ALANJE, S.A.	CADASA Diésel	40.00					40.00				
7	2029	DESARRROLLO Y ENERGIA RENOVABLE S.A	PV Pacora Solar	44.00		44.00							
12	2029	GENERADORA SOLAR SANTA CRUZ, S.A.	PV Santa Cruz Solar	200.00		200.00							

.

Cronograma de Expansión del Escenario E (Continuación: 3/3)

1	2030	Generación Distribuida	Generación Distribuida	94.00									94.00
4	2030	PANAMA SOLAR CITY, S.A.	Solar City I	9.90		9.90							
4	2030	POWER ECO SUN, S.A.	Solar City II	9.90		9.90							
4	2030	ECOSUN SISTEM, S.A.	Solar City III	9.90		9.90							
12	2030	PROGRESO SOLAR, S.A.	Sawel Solar	9.90		9.90							
1	2031	Generación Distribuida	Generación Distribuida	107.00									107.00
3	2031	PÉTALO DE VIOLETA, S.A.	Pétalo de Chepo 2	9.90		9.90							
3	2031	PÉTALO DE LIRIO, S.A.	Pétalo de Chepo	9.90		9.90							
3	2031	PÉTALO DE VIOLETA, S.A.	Pétalo de Chepo 3	9.90		9.90							
10	2031	GRUPO DOE, S.A.	La Union Solar	90.00		90.00							
1	2032	Generación Distribuida	Generación Distribuida	92.00									92.00
1	2033	Generación Distribuida	Generación Distribuida	84.00									84.00
1	2034	Generación Distribuida	Generación Distribuida	82.00									82.00
1	2035	Generación Distribuida	Generación Distribuida	61.00									61.00
1	2036	Generación Distribuida	Generación Distribuida	49.00									49.00
1	2036	GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A	250.00							250.00		
1	2037	Generación Distribuida	Generación Distribuida	43.00									43.00
1	2038	Generación Distribuida	Generación Distribuida	28.00									28.00
1	2038	GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250B	250.00							250.00		
1	2039	Generación Distribuida	Generación Distribuida	20.00									20.00
1	2040	Generación Distribuida	Generación Distribuida	14.00									14.00

Periodo	2026-2040		2026-2029		2030-2034		2035-2040	
Tecnología	**Inst.**	**Retiro**	**Inst.**	**Retiro**	**Inst.**	**Retiro**	**Inst.**	**Retiro**
Hidro	30.44		30.44					
Solar	1,838.97		1,679.67		159.30			
Eólico	319.40		319.40					
Búnker								
Diésel	40.00		40.00					
Carbón								
GNL	500.00						500.00	
Biomasa	3.00		3.00					
Generación Distribuida	1,001.00		327.00		459.00		215.00	
Total	**3,732.81**	**0.00**	**2,399.51**	**0.00**	**618.30**	**0.00**	**715.00**	**0.00**

**Nota: La incorporación de esta capacidad termoeléctrica basada en GNL se justifica en función del criterio de confiabilidad del sistema eléctrico.*

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

El Gráfico 7. 20 presenta la evolución del costo marginal del sistema (CMS) del Escenario C. La incorporación de generación distribuida reduce la demanda atendida por el Sistema Interconectado Nacional y favorece una mayor participación de generación renovable, disminuyendo el despacho de unidades térmicas de mayor costo. Como resultado, el CMS es inferior al observado en el Escenario B durante prácticamente todo el horizonte de planificación. No obstante, a partir de 2034 se registra un incremento importante del costo marginal, comportamiento que también se observa en el Escenario B, asociado al crecimiento de la demanda y a la necesidad de incorporar nuevas unidades de generación para abastecer el sistema. A pesar de este aumento, el Escenario C mantiene costos marginales inferiores, con un promedio anual de 98.53 USD/MWh en 2034, frente a 107.73 USD/MWh en el Escenario B, alcanzando 120.16 USD/MWh en 2040, mientras que el Escenario B registra 129.60 USD/MWh.

En promedio, el costo marginal del sistema durante el horizonte de estudio se estima en 80.43 USD/MWh.

Gráfico 7. 19 Costo Marginal Anual del Sistema de Panamá – Escenario C

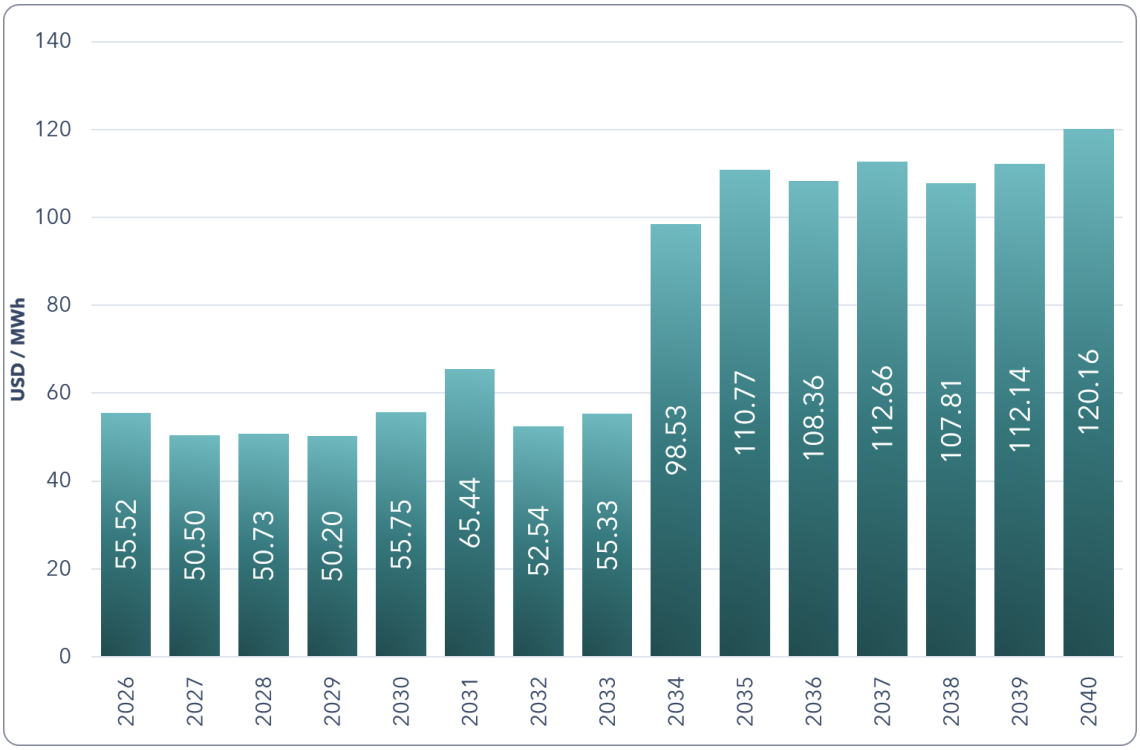
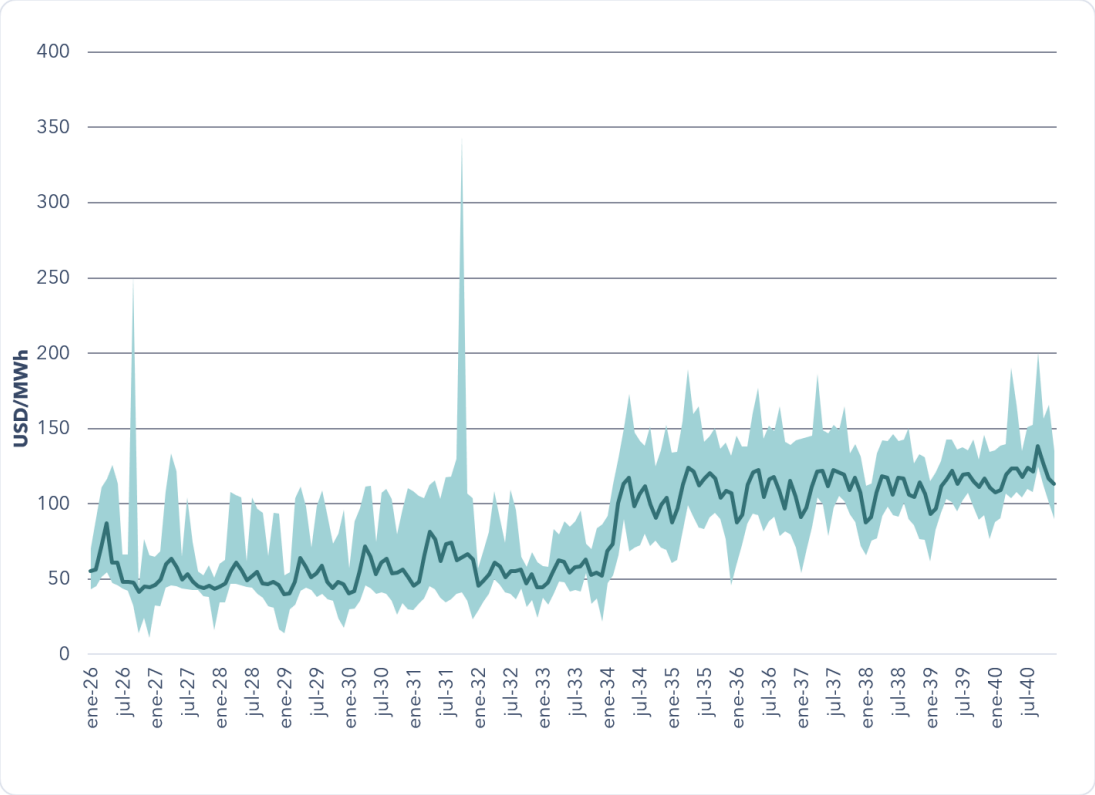


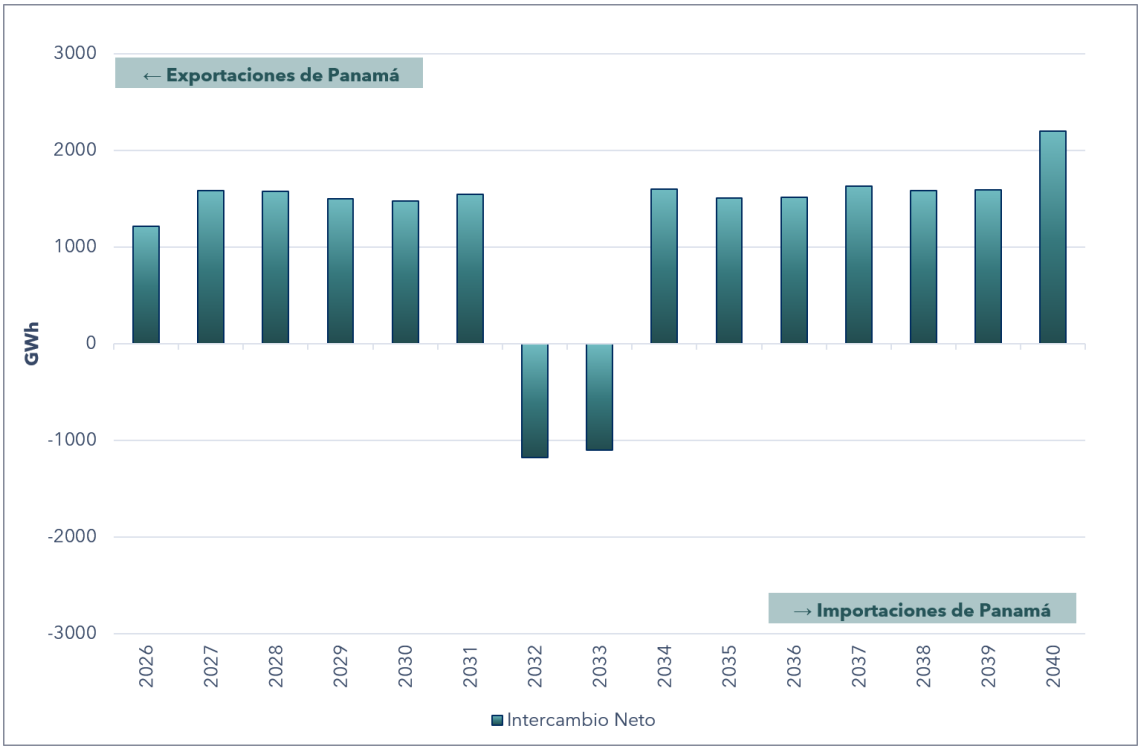
Gráfico 7. 20: Costo Marginal del Sistema de Panamá del Escenario C



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

En el Gráfico 7. 21 se presenta el intercambio neto anual del Escenario C para el período 2026-2040. Se observa que Panamá mantiene una condición predominantemente exportadora durante la mayor parte del horizonte de estudio. No obstante, en 2032 y 2033 se registran importaciones netas de 1,177.96 GWh y 1,102.47 GWh, respectivamente. Este comportamiento se debe a que el escenario conserva el supuesto de retraso en la entrada en operación de las interconexiones internacionales establecido en el Escenario B. Aunque la incorporación de generación distribuida incrementa la producción renovable, especialmente de origen solar, esta no es suficiente para abastecer completamente la demanda en todas las horas del año, por lo que el modelo determina que la importación de energía constituye la alternativa de menor costo. A partir de 2034, con la entrada en operación de SIEPAC II (300 MW) y el incremento de la oferta nacional de generación, el sistema vuelve a presentar un comportamiento exportador hasta el final del horizonte de planificación.

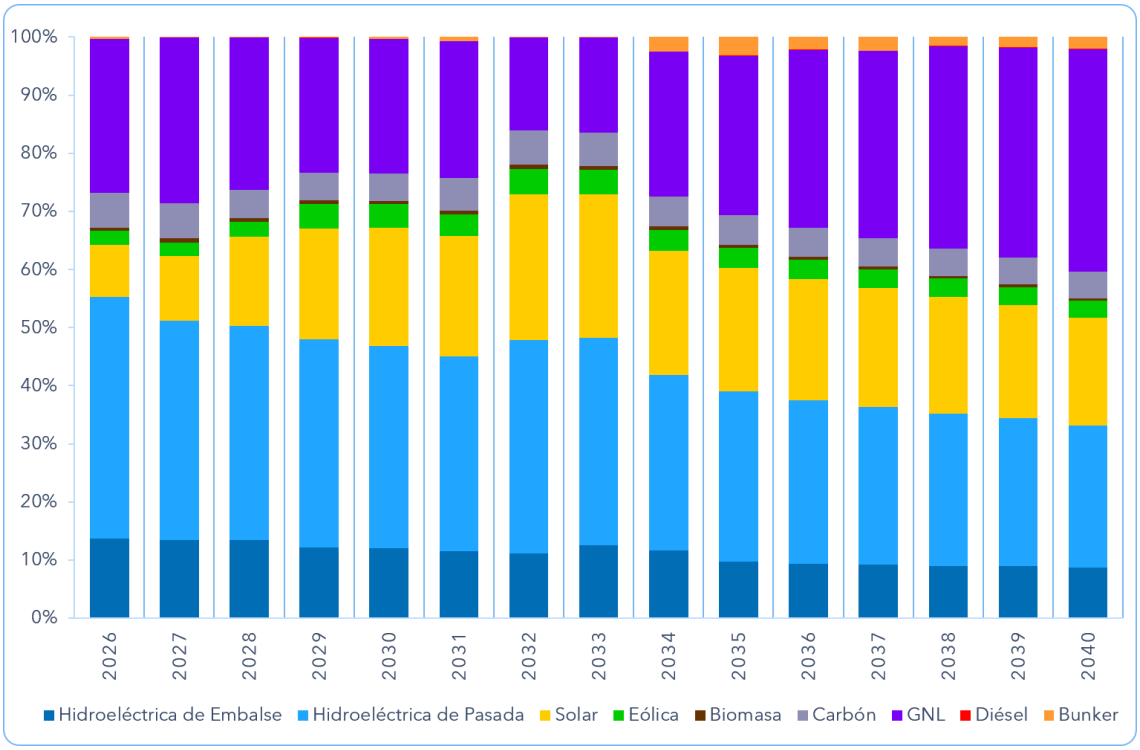
Gráfico 7. 21: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario C



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

En el Gráfico 7. 22 se presenta la participación porcentual de las tecnologías de generación del Escenario C. La incorporación progresiva de la generación distribuida, principalmente de origen solar fotovoltaico, incrementa la participación de esta tecnología dentro de la matriz de generación, reduciendo parcialmente el requerimiento de generación térmica durante los primeros años del horizonte de estudio. No obstante, a partir de 2034 se observa nuevamente un aumento en la participación del GNL, asociado al crecimiento sostenido de la demanda y a la necesidad de complementar la generación renovable con tecnologías de respaldo para mantener la confiabilidad del sistema. La generación hidroeléctrica continúa siendo uno de los principales aportes a la matriz, mientras que la energía eólica, el carbón y la biomasa mantienen una participación relativamente estable durante el período analizado.

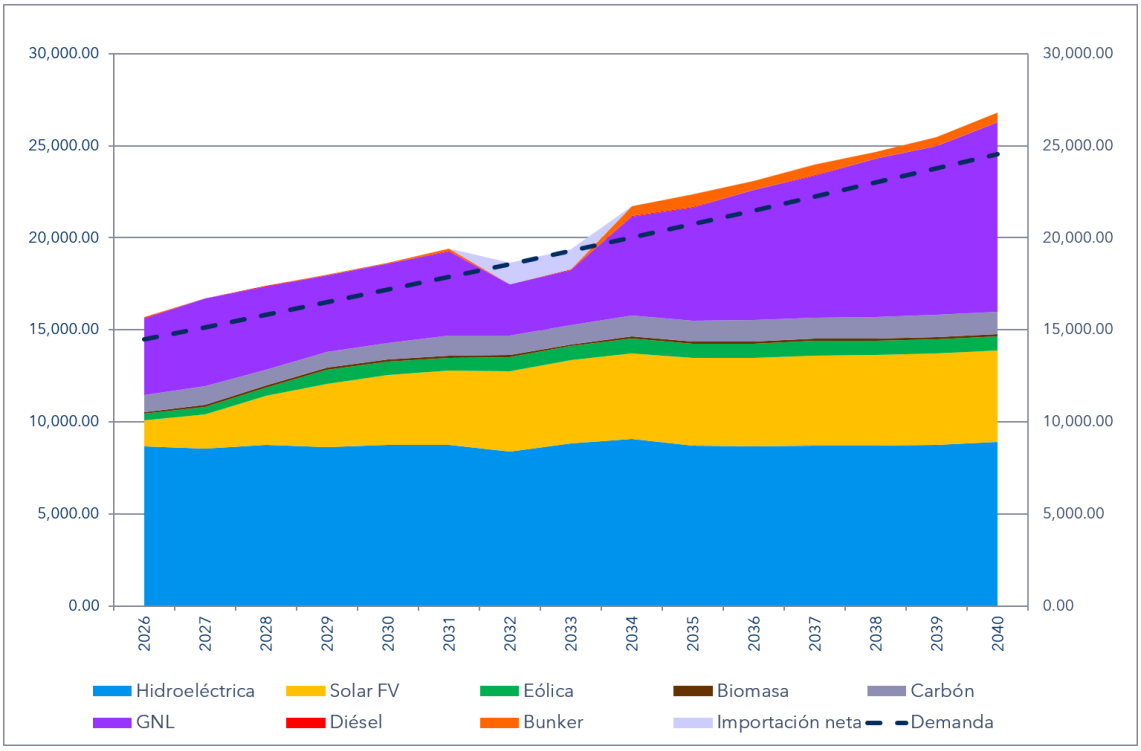
Gráfico 7. 22: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario C



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

En el Gráfico 7. 23 se presenta la participación porcentual de la generación por tecnología para el Escenario C. La incorporación progresiva de la generación distribuida, junto con la mayor capacidad de generación solar prevista en este escenario, incrementa la participación de las fuentes renovables dentro de la matriz de generación. Como resultado, se reduce la utilización de tecnologías térmicas durante los primeros años del horizonte de planificación, contribuyendo a menores costos de operación y ambientales. Durante los años 2032 y 2033, el sistema recurre a importaciones de energía como parte del abastecimiento, debido al retraso en la entrada en operación de las interconexiones internacionales contemplado en este escenario. A partir de 2034, con la incorporación de la nueva infraestructura de interconexión y el continuo crecimiento de la demanda, aumenta la participación de la generación a gas natural licuado (GNL), manteniendo una matriz de generación diversificada y confiable.

Gráfico 7. 23: Generación vs Demanda del Escenario C



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

Tabla 7. 24: Porcentajes de penetración de energía en la demanda del Escenario C

	Generación (GWh)					Porcentaje de Penetración		
Año	**Hidroeléctrica**	**Renovables**	**Termoeléctrica**	**Total**	**Demanda**	**Hidroeléctrica**	**Renovables**	**Termoeléctrica**
2026	8,671.57	1,854.40	5,154.41	15,680.38	14,468.64	55.30%	11.83%	32.87%
2027	8,561.61	2,368.53	5,786.70	16,716.84	15,133.52	51.22%	14.17%	34.62%
2028	8,744.06	3,224.37	5,415.03	17,383.47	15,805.99	50.30%	18.55%	31.15%
2029	8,627.15	4,306.92	5,051.07	17,985.15	16,486.33	47.97%	23.95%	28.08%
2030	8,745.56	4,650.63	5,256.22	18,652.40	17,174.70	46.89%	24.93%	28.18%
2031	8,750.00	4,851.02	5,813.79	19,414.81	17,870.69	45.07%	24.99%	29.95%
2032	8,376.16	5,261.77	3,846.11	17,484.04	18,576.06	47.91%	30.09%	22.00%
2033	8,822.00	5,397.60	4,054.23	18,273.82	19,289.35	48.28%	29.54%	22.19%
2034	9,078.31	5,554.46	7,078.39	21,711.16	20,011.26	41.81%	25.58%	32.60%
2035	8,718.18	5,632.87	7,999.45	22,350.50	20,741.94	39.01%	25.20%	35.79%
2036	8,658.08	5,716.06	8,726.49	23,100.63	21,481.56	37.48%	24.74%	37.78%
2037	8,712.21	5,797.24	9,451.24	23,960.69	22,230.26	36.36%	24.19%	39.44%
2038	8,697.65	5,837.20	10,142.05	24,676.90	22,988.23	35.25%	23.65%	41.10%
2039	8,748.66	5,873.53	10,832.32	25,454.51	23,755.63	34.37%	23.07%	42.56%
2040	8,892.63	5,878.12	12,052.96	26,823.70	24,532.64	33.15%	21.91%	44.93%

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

ESCENARIO D – MOVILIDAD ELÉCTRICA

El escenario D (Movilidad Eléctrica) evalúa el impacto de la movilidad eléctrica en el sector eléctrico de Panamá, incorporando todos los elementos del escenario C. A continuación, se presenta un resumen de este escenario en la Tabla 7. 25.

Tabla 7. 25 Resumen del Escenario D

ESCENARIO	DESCRIPCIÓN
Movilidad Eléctrica (D)	Conserva los supuestos del Escenario C, incorporando una proyección de demanda ajustada por el aumento en el consumo asociado a la movilidad eléctrica. Movilidad eléctrica: - Siguiendo la curva estimada por la SNE.

A continuación, se desarrollan en mayor detalle los aspectos previamente mencionados:

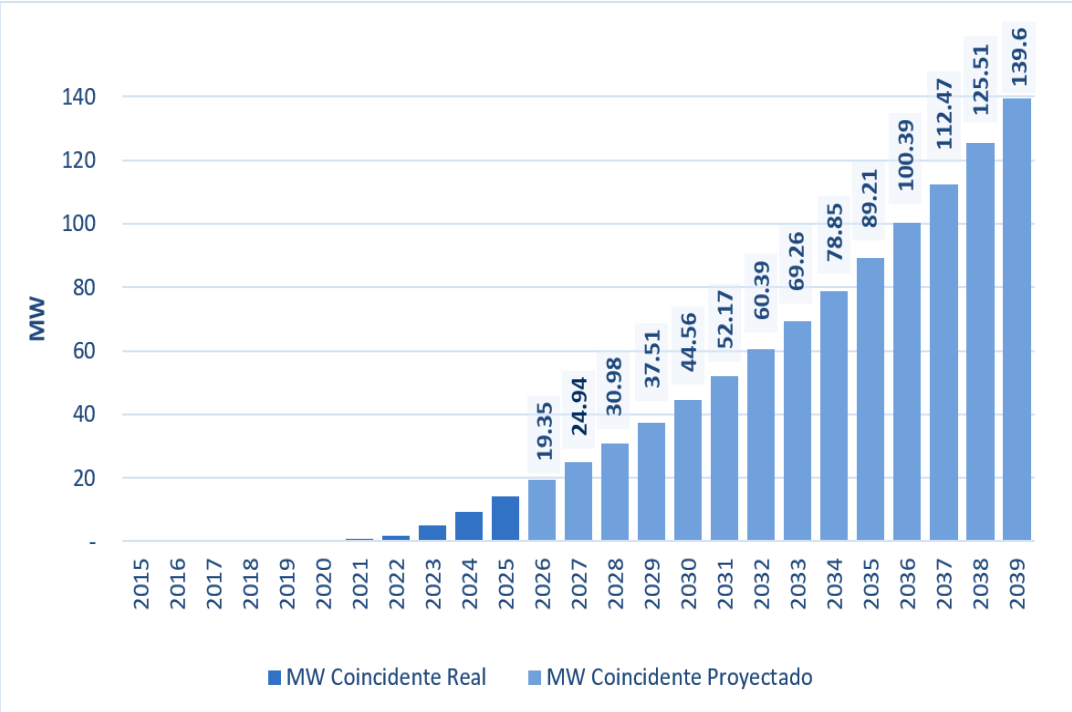
Demanda: Para incorporar el efecto de la movilidad eléctrica en la demanda del Sistema Interconectado Nacional (SIN), se utilizó como referencia el comportamiento de la demanda eléctrica registrado durante el año 2025, con información suministrada por el Centro Nacional de Despacho (CND).

A partir de la información horaria de 2025, se calculó para cada mes el comportamiento promedio de la demanda durante las 24 horas del día y se identificó la demanda máxima registrada en cada mes. Con esta información se determinó cómo se distribuye la demanda a lo largo de las horas del día y cómo varía el nivel máximo de demanda entre los diferentes meses.

Posteriormente, estos patrones de comportamiento se aplicaron a la proyección anual de demanda para el período 2026–2040. De esta manera, se obtuvo para cada año una estimación de la demanda correspondiente a cada mes y a cada hora del día, manteniendo un comportamiento horario similar al observado en 2025.

Una vez obtenida esta proyección, se incorporó la demanda adicional asociada a la movilidad eléctrica. Para ello, se utilizó el pronóstico de demanda máxima coincidente por movilidad eléctrica suministrado por la Secretaría Nacional de Energía (SNE) para cada año del período 2026–2040. La evolución de esta demanda adicional se presenta en el Gráfico 7. 24, donde se muestra la Potencia Coincidente de la Movilidad Eléctrica para el horizonte de planificación.

Gráfico 7. 24 Potencia Coincidente de la Movilidad Eléctrica

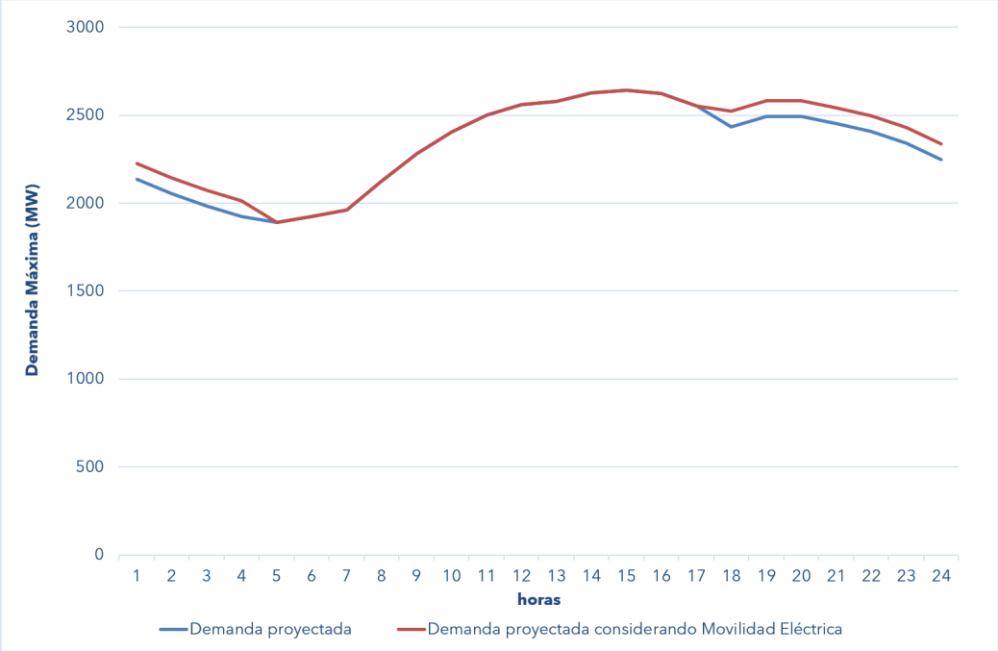


De acuerdo con la información suministrada por la SNE, se consideró que la mayor parte de las recargas se realizará entre las 18:00 y las 04:00 del día siguiente, principalmente después de la jornada laboral. Ante la ausencia de una curva horaria específica de recarga, para efectos de la modelación se asumió, de manera conservadora, que la potencia coincidente de movilidad eléctrica estimada para cada año se mantiene constante durante este período.

Finalmente, la demanda adicional por movilidad eléctrica se sumó a la demanda proyectada para cada hora, obteniéndose así la demanda total del sistema considerando el efecto de la movilidad eléctrica para cada año del horizonte 2026–2040. Este procedimiento permite evaluar no solo el incremento de la demanda asociado a la incorporación de vehículos eléctricos, sino también su efecto sobre el perfil horario de la demanda y sobre la demanda máxima del sistema. A medida que aumenta la penetración de la movilidad eléctrica, la incorporación de esta carga durante las horas nocturnas puede reducir la diferencia entre la demanda nocturna y la máxima demanda diurna, pudiendo modificar eventualmente el período en que se presenta la máxima demanda del SIN.

Como ejemplo de la aplicación de esta metodología, el Gráfico 7. 25 presenta el perfil horario de la demanda proyectada para enero de 2035, con y sin la incorporación de la demanda asociada a la movilidad eléctrica.

Gráfico 7. 25 Perfil horario de la demanda proyectada con y sin Movilidad Eléctrica, enero de 2035



Como se observa en el perfil presentado, la incorporación de la movilidad eléctrica incrementa la demanda durante las horas comprendidas entre las 18:00 y las 04:00. Para enero de 2035, este incremento corresponde a 89.21 MW, modificando el perfil horario de la demanda y reduciendo la disminución de la demanda durante las horas nocturnas. Sin embargo, para este caso, la máxima demanda continúa presentándose durante el período diurno.

Hacia 2040, el incremento asociado a la movilidad eléctrica alcanza 139.60 MW, por lo que su efecto sobre las horas nocturnas adquiere mayor relevancia. No obstante, bajo las condiciones consideradas, la máxima demanda del sistema continúa presentándose durante el período diurno. Este comportamiento deberá ser considerado en la planificación de la expansión del sistema, debido a que un crecimiento adicional de la movilidad eléctrica podría reducir aún más la diferencia entre las demandas diurna y nocturna y, eventualmente, desplazar la máxima demanda hacia las horas de recarga.

Resultados

El costo de este escenario D es de 5,411.73 millones de dólares como podemos observar en la Tabla 7. 26 y el cronograma de Expansión se presenta en la Tabla 7. 28. Este escenario contempla un aumento en la demanda eléctrica por la incorporación gradual de vehículos eléctricos, según proyecciones de la SNE.

El Escenario D incorpora los supuestos del Escenario C, adicionando el incremento de demanda asociado a la penetración de la movilidad eléctrica, de acuerdo con la curva de crecimiento establecida por la Secretaría Nacional de Energía (SNE).

El costo total del escenario asciende a 5,411.73 millones USD, representando un incremento aproximado de 3.72 % respecto al Escenario C como se presenta en la Tabla 7. 26. Este aumento se debe principalmente al incremento en los costos de operación, asociado a la mayor energía requerida para atender la demanda adicional producto de la electrificación del transporte.

El costo de inversión se mantiene sin variación respecto al Escenario C, debido a que no se incorporan nuevos proyectos de generación adicionales como se observa en la Tabla 7. 28, sino que se evalúa la capacidad del sistema existente y planificado para cubrir la nueva demanda.

En términos generales, los resultados indican que la incorporación de movilidad eléctrica representa un incremento manejable para el sistema, siendo atendida mediante la expansión de generación considerada en el escenario de base.

Tabla 7. 26: Costos del Escenario D

Costo	Escenario D
Inversión	2,079.05
Déficit	0.88
Operación	3,112.08
Ambiental	219.72
Total	**5,411.73**

Nota: Los valores están dados en millones de dólares

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

Tabla 7. 27 Desagregación anual de los costos del escenario, 2026-2040

Costos del Escenario D 2026-2040 (mill B/.)				
Año	Inversión	Déficit	Operación	Ambiental
2026	3.23	0.27	254.04	20.33
2027	40.49	0.00	271.91	22.75
2028	167.99	0.00	260.83	23.10
2029	347.25	0.00	260.03	22.79
2030	364.65	0.39	292.96	24.49
2031	376.69	0.44	349.59	27.05
2032	389.16	0.00	229.72	18.97
2033	389.16	0.21	260.46	20.28
2034	389.16	0.00	560.74	34.68
2035	389.16	0.00	683.06	39.16
2036	407.50	0.00	740.08	43.93
2037	407.50	0.01	818.41	47.55
2038	425.85	0.00	860.48	52.34
2039	425.85	0.00	943.66	55.84
2040	425.85	0.08	1,075.24	61.43
VP (12%) a Ene 2026	**2,079.05**	**0.88**	**3,112.08**	**219.72**

Tabla 7. 28: Cronograma de Expansión del Escenario D

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Búnker	Diésel	Carbón	GNL	Biomasa	Generación distribuida
6	2026	SOLAR POWER ASSETS, INC	Mata de Nance Solar	9.60		9.60							
6	2026	Agrosilos, S.A.	Cogeneración Eléctrica a Biomasa	3.00								3.00	
10	2026	PANASOLAR CLEAN POWER, S.A.	PV Panasolar IV	10.00		10.00							
10	2026	PANASOLAR CLEAN POWER, S.A.	PV Panasolar V	10.00		10.00							
10	2026	CARMALENGO INVESTMENT CORP.	Forsun Solar	9.90		9.90							
11	2026	VEGA SOLAR S.A.	Vega Solar	9.90		9.90							
12	2026	HELIUM SOLAR, S.A.	Bique Solar 1	9.90		9.90							
12	2026	NEÓN SOLAR, S.A.	Bique Solar 2	9.90		9.90							
12	2026	OXÍGENO SOLAR, S.A.	San Vicente Solar	9.90		9.90							
1	2027	SB-1 PROJECT S.A.	San Bartolo 1	10.00		10.00							
1	2027	GAN EDEN ENERGY CORP.	Gan Eden Energy	5.00		5.00							
1	2027	IMPACTO SOLAR, S.A.	Proyecto Marea Solar	5.00		5.00							
1	2027	ARGENTUM SOLAR, S.A.	Silicio Solar	9.90		9.90							
1	2027	Autoridad del Canal de Panamá	Cocolí	14.00		14.00							
1	2027	Generación Distribuida	Generación Distribuida	153.00									153.00
3	2027	Dasa Solar S.A.	Dasa Solar 1	9.99		9.99							
7	2027	SOLAR DESIGN	PV La Hueca	70.00		70.00							
7	2027	SB-2 PROJECT S.A.	San Bartolo 2	10.00		10.00							
7	2027	SB-3 PROJECT INC	San Bartolo 3	10.00		10.00							
7	2027	SB-4 PROJECT INC	San Bartolo 4	10.00		10.00							
8	2027	PS Nuevo Emperador S. A.	PS Nuevo Emperador	9.90		9.90							
8	2027	TM Solar Group, INC	Tia María Solar	5.00		5.00							
10	2027	AES PANAMÁ S.R.L	Flamboyán	19.90		19.90							
10	2027	AES PANAMÁ S.R.L	Veranera	19.90		19.90							
12	2027	ECOENER RENOVABLE PANAMA, S.A	PV Santiago (Ecoener)	9.90		9.90							
12	2027	ECOENER SOLAR PANAMA, S.A	PV San Bartolo (Ecoener)	9.99		9.99							
12	2027	ECOENER GENERADORA PANAMA, S.A.	PV Agua Viva	9.90		9.90							
12	2027	ECOENER PRODUCTORA PANAMA, S.A.	PV La Mesa (Ecoener)	9.99		9.99							
12	2027	PAN ENERGY II	Boquerón Solar 1	10.00		10.00							
12	2027	SB-5 Project Inc.	Martincito Solar	19.80		19.80							

Cronograma de Expansión del Escenario D (Continuación: 2/3)

1	2028	MEGA SOLAR POWER GENERATION, S.A.	PV Megasolar	10.00		10.00							
1	2028	SOLAR DESIGN	PV La Hueca	70.00		70.00							
1	2028	LAS LOMAS SOLAR ELECTRIC, S.A.	Las Lomas	105.00		105.00							
1	2028	ENERGIA SOLAR VERDE, INC	Santa Clara Solar	7.00		7.00							
1	2028	Generación Distribuida	Generación Distribuida	87.00									87.00
2	2028	PARQUE EÓLICO TOABRÉ, S.A.	Toabré Etapa 3	22.00			22.00						
2	2028	PARQUE EÓLICO TOABRÉ, S.A.	Toabré Etapa 2	22.00			22.00						
5	2028	BLACK ORCHID SOLAR PANAMÁ	Pétalo La Huaca	9.90		9.90							
6	2028	NATURGY	Ingenio Solar	70.00		70.00							
6	2028	GENERADORA SOLAR SANTA CRUZ, S.A.	PV Santa Cruz Solar	200.00		200.00							
7	2028	AVANZALIA PANAMA, S.A	PV Penonomé 2	120.00		120.00							
7	2028	ECOENER NANCE, S.A.	Alba	9.90		9.90							
7	2028	UKA PARQUE EÓLICO LA COLORADA S.A.	La Colorada	138.00			138.00						
7	2028	ECOENER FOTOVOLTAICA PANAMA, S.A.	Virgen del Pilar	9.90		9.90							
7	2028	Ecoener Solar 2, S.A.	Parque Fotovoltaico El Triunfo	9.90		9.90							
8	2028	PANAMA SOLAR INTEGRAL	PV Cotaba Solar	120.00		120.00							
10	2028	JAGÜITO GREEN ENERGY I, S.A.	Jaguito Green Energy I	9.90		9.90							
10	2028	JAGÜITO GREEN ENERGY II, S.A.	Jaguito Green Energy II	9.90		9.90							
10	2028	JAGÜITO GREEN ENERGY III, S.A.	Jaguito Green Energy III	9.90		9.90							
10	2028	Gena Solar Dos S.A.	Los Olivos Solar II	9.90		9.90							
10	2028	Gena Solar Dos S.A.	Los Olivos Solar	9.90		9.90							
11	2028	GENERADORA SOLAR OCCIDENTE, S.A.	Cerro Viejo Solar	20.00		20.00							
1	2029	UEP PENONOMÉ III, S. A.	Nuevo Chagres Fase 2 (Etapa 2)	51.75			51.75						
1	2029	SANTA CRUZ WIND, S.A.	Santa Cruz	68.40			68.40						
1	2029	UEP PENONOMÉ III, S. A.	Portobelo Etapa 2 C	17.25			17.25						
1	2029	Desarrollo Fotovoltaico Chepo S. A.	Tanara Solar	128.70		128.70							
1	2029	Generación Distribuida	Generación Distribuida	87.00									87.00
1	2029	LOS NARANJOS OVERSEAS, S.A.	El Sindigo	10.00	10.00								
1	2029	CORPORACIÓN DE ENERGÍA DEL ISTMO LTD.	San Bartolo	19.44	19.44								
1	2029	CORPORACIÓN DE ENERGÍA DEL ISTMO LTD.	San Bartolo Minicentral	1.00	1.00								
3	2029	SB-7 PROJECT INC.	Guichichi 2	9.90		9.90							
3	2029	SB-7 PROJECT INC.	Guichichi 3	9.90		9.90							
3	2029	SB-7 PROJECT INC.	Guichichi 4	9.90		9.90							
3	2029	SB-7 PROJECT INC.	Guichichi 5	9.90		9.90							
6	2029	ENREN, S. A.	Cadasa 1	9.90		9.90							
6	2029	ENREN, S. A.	Cadasa 2	9.90		9.90							
6	2029	ENREN, S. A.	Cadasa 3	9.90		9.90							
6	2029	ENREN, S. A.	Cadasa 4	9.90		9.90							
6	2029	ENREN, S. A.	Cadasa 5	9.90		9.90							
6	2029	ENREN, S. A.	Cadasa 6	9.90		9.90							
6	2029	ENREN, S. A.	Cadasa 7	9.90		9.90							
6	2029	ENREN, S. A.	Cadasa 8	9.90		9.90							
6	2029	ENREN, S. A.	Cadasa 9	9.90		9.90							
6	2029	SB-7 PROJECT INC.	Guichichi 1	9.90		9.90							
6	2029	CENTRAL AZUCARERO DE ALANJE, S.A.	CADASA Diésel	40.00					40.00				
7	2029	DESARRROLLO Y ENERGIA RENOVABLE S.A	PV Pacora Solar	44.00		44.00							
12	2029	GENERADORA SOLAR SANTA CRUZ, S.A.	PV Santa Cruz Solar	200.00		200.00							

Cronograma de Expansión del Escenario D (Continuación: 3/3)

1	2030	Generación Distribuida	Generación Distribuida	94.00									94.00
4	2030	PANAMA SOLAR CITY, S.A.	Solar City I	9.90		9.90							
4	2030	POWER ECO SUN, S.A.	Solar City II	9.90		9.90							
4	2030	ECOSUN SISTEM, S.A.	Solar City III	9.90		9.90							
12	2030	PROGRESO SOLAR, S.A.	Sawel Solar	9.90		9.90							
1	2031	Generación Distribuida	Generación Distribuida	107.00									107.00
3	2031	PÉTALO DE VIOLETA, S.A.	Pétalo de Chepo 2	9.90		9.90							
3	2031	PÉTALO DE LIRIO, S.A.	Pétalo de Chepo	9.90		9.90							
3	2031	PÉTALO DE VIOLETA, S.A.	Pétalo de Chepo 3	9.90		9.90							
10	2031	GRUPO DOE, S.A.	La Union Solar	90.00		90.00							
1	2032	Generación Distribuida	Generación Distribuida	92.00									92.00
1	2033	Generación Distribuida	Generación Distribuida	84.00									84.00
1	2034	Generación Distribuida	Generación Distribuida	82.00									82.00
1	2035	Generación Distribuida	Generación Distribuida	61.00									61.00
1	2036	Generación Distribuida	Generación Distribuida	49.00									49.00
1	2036	GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A	250.00							250.00		
1	2037	Generación Distribuida	Generación Distribuida	43.00									43.00
1	2038	Generación Distribuida	Generación Distribuida	28.00									28.00
1	2038	GENÉRICA	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250B	250.00							250.00		
1	2039	Generación Distribuida	Generación Distribuida	20.00									20.00
1	2040	Generación Distribuida	Generación Distribuida	14.00									14.00

Periodo	2026-2040		2026-2029		2030-2034		2035-2040	
Tecnología	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro
Hidro	30.44		30.44					
Solar	1,838.97		1,679.67		159.30			
Eólico	319.40		319.40					
Búnker								
Diésel	40.00		40.00					
Carbón								
GNL	500.00						500.00	
Biomasa	3.00		3.00					
Generación Distribuida	1,001.00		327.00		459.00		215.00	
Total	**3,732.81**	**0.00**	**2,399.51**	**0.00**	**618.30**	**0.00**	**715.00**	**0.00**

**Nota: La incorporación de esta capacidad termoeléctrica basada en GNL se justifica en función del criterio de confiabilidad del sistema eléctrico.*

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

En el Gráfico 7. 26 se presenta la evolución del Costo Marginal del Sistema para el Escenario D durante el horizonte de planificación. El comportamiento mantiene una tendencia creciente, similar a la observada en el Escenario C, aunque con valores superiores debido al incremento de la demanda asociado a la movilidad eléctrica.

Durante los primeros años del horizonte, el CMS promedio presenta valores moderados, pasando de 55.84 USD/MWh en 2026 a 68.80 USD/MWh en 2031. Posteriormente, se observa un incremento significativo a partir de 2034, alcanzando 101.79 USD/MWh, asociado a una mayor participación de generación térmica para cubrir los requerimientos del sistema.

Al final del horizonte, el CMS alcanza un promedio de 127.35 USD/MWh en 2040, reflejando el efecto acumulativo del crecimiento de la demanda y la necesidad de utilizar recursos de generación de mayor costo operativo.

En promedio, el costo marginal del sistema durante el horizonte de estudio se estima en 83.47 USD/MWh.

Gráfico 7. 26 Costo Marginal Anual del Sistema de Panamá – Escenario D

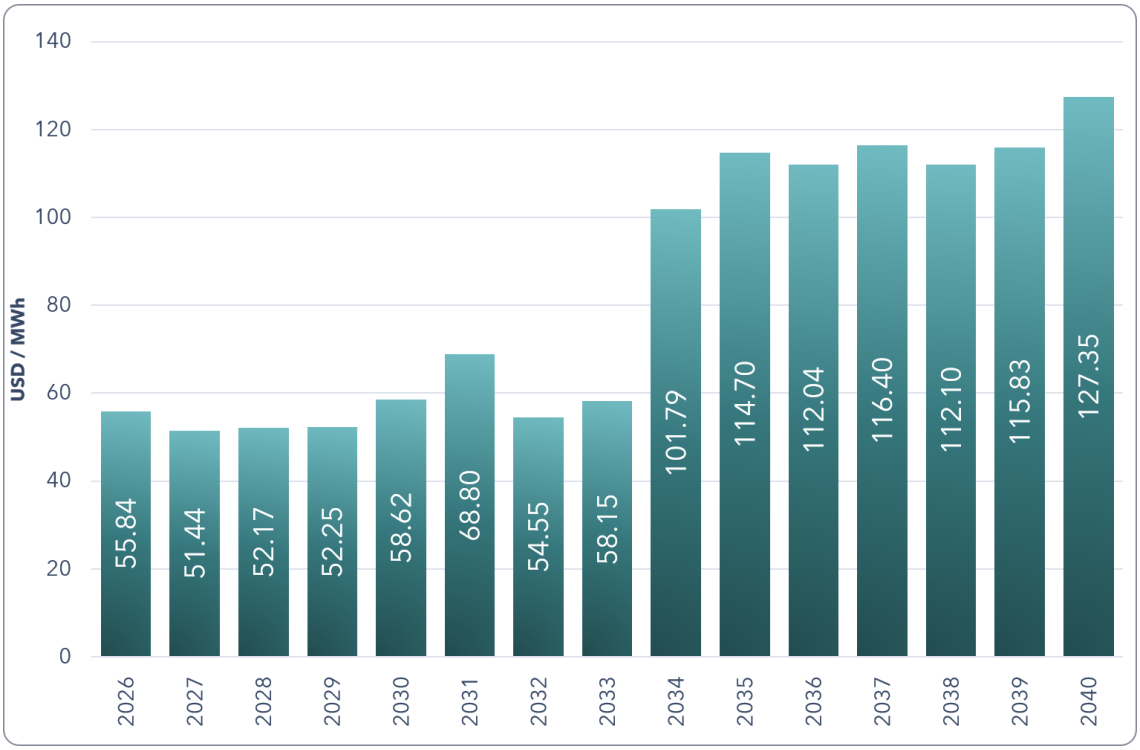
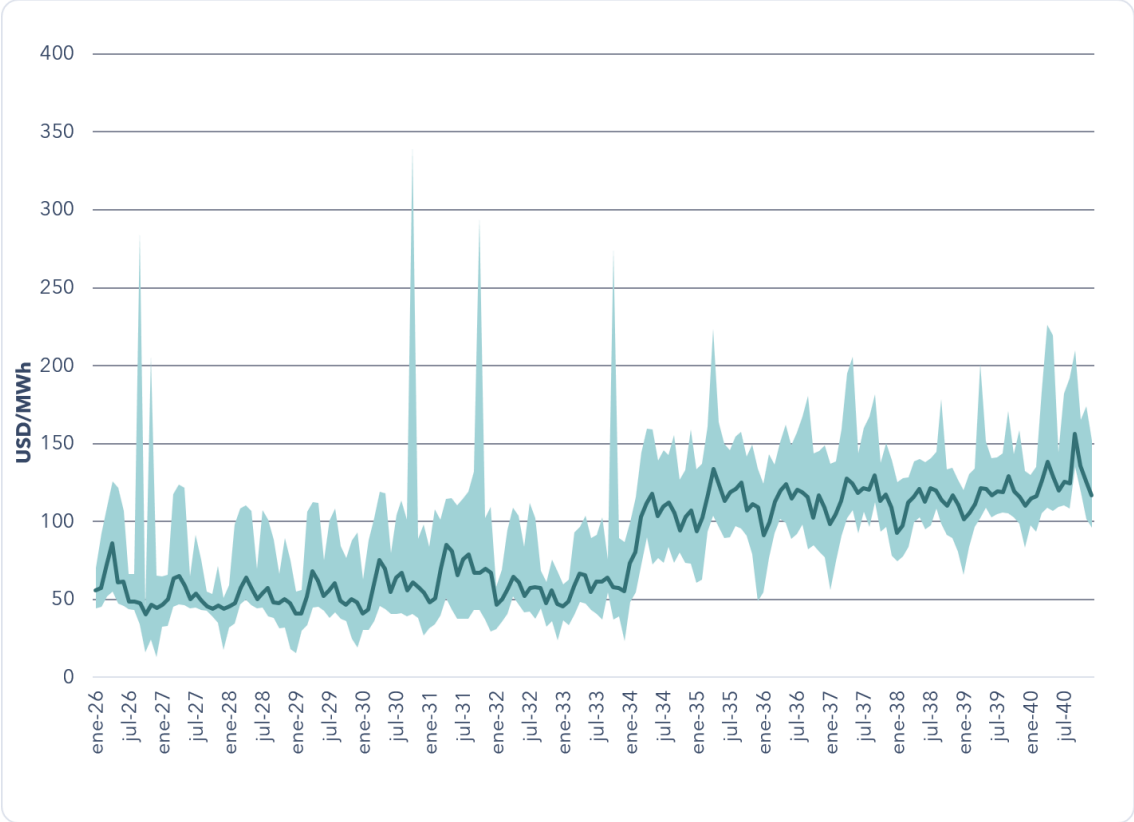


Gráfico 7. 27: Costo Marginal del Sistema de Panamá del Escenario D



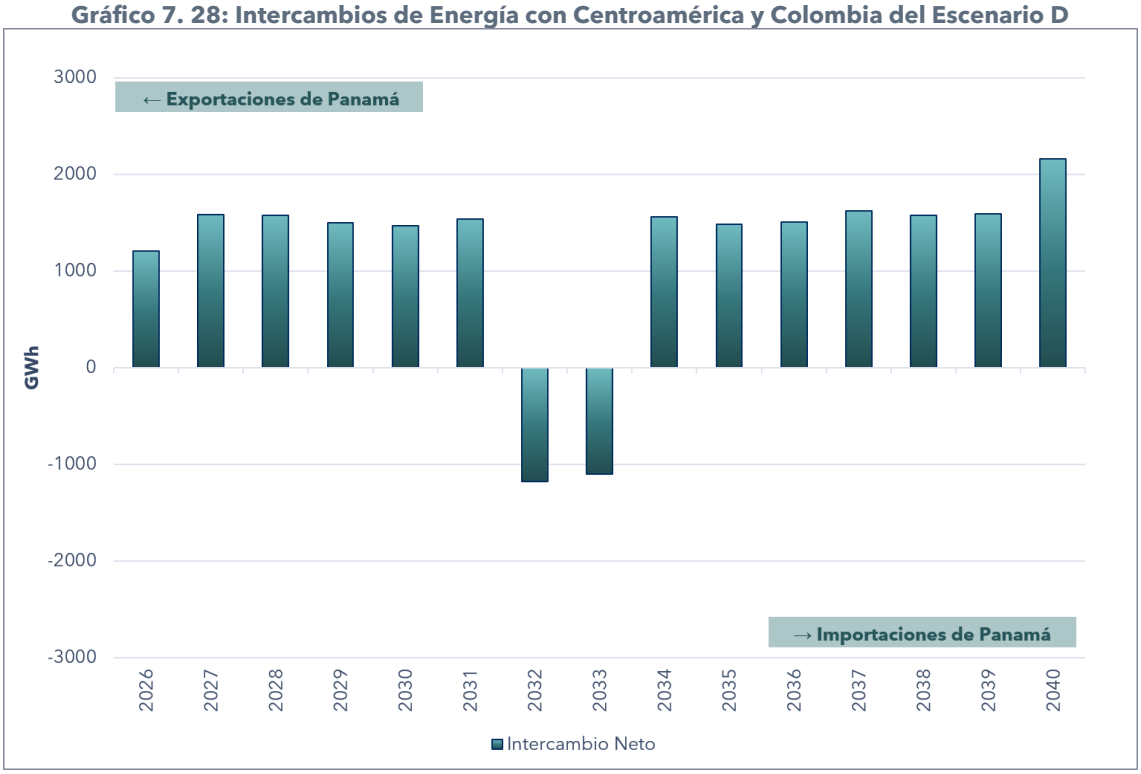
Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

En el Gráfico 7. 28 se presenta el comportamiento del intercambio neto de energía del Escenario D durante el periodo 2026-2040. El sistema mantiene una condición predominantemente exportadora durante la mayor parte del horizonte, con periodos puntuales de importación asociados a condiciones específicas de operación.

Durante los años 2032 y 2033 se observa una importación neta de energía de aproximadamente 1,176 GWh y 1,097 GWh, respectivamente. Este comportamiento está relacionado con una menor disponibilidad relativa de generación interna frente al crecimiento de la demanda proyectada.

Posteriormente, el sistema recupera una condición exportadora, alcanzando una exportación neta cercana a 2,164 GWh en 2040, producto de la incorporación progresiva de nueva capacidad de generación y la disponibilidad de recursos renovables y térmicos.

Gráfico 7. 28: Intercambios de Energía con Centroamérica y Colombia del Escenario D



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

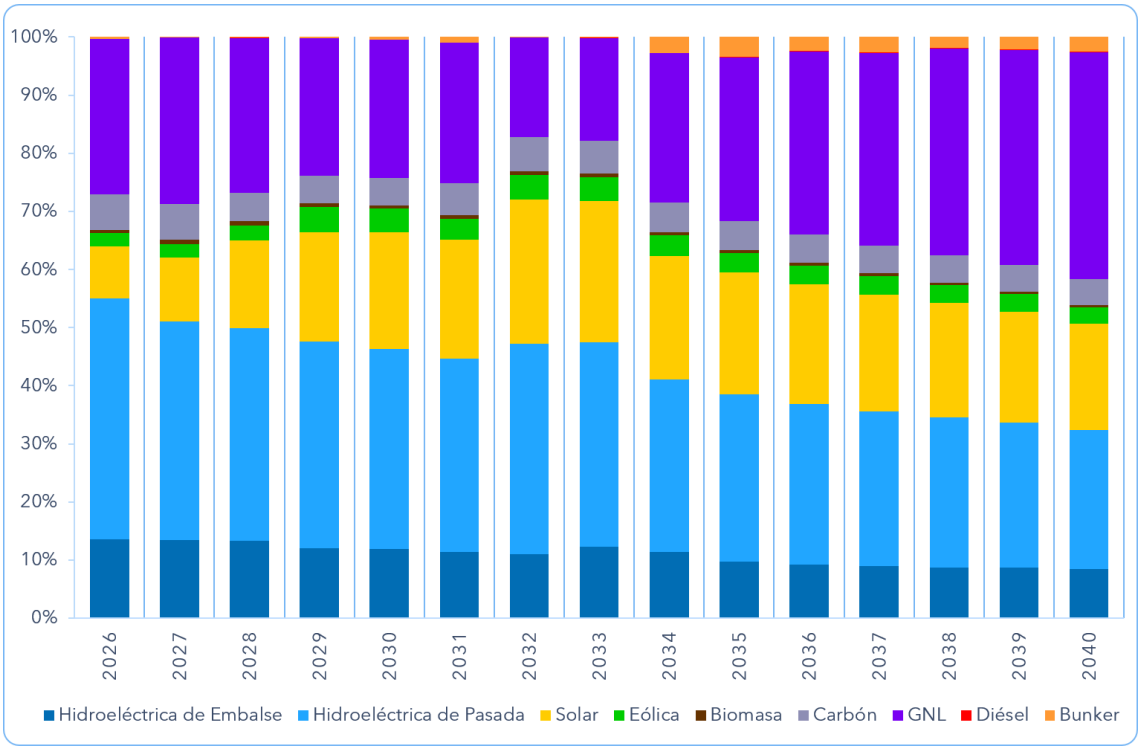
En el Gráfico 7. 29 se presenta la participación porcentual de las diferentes tecnologías de generación consideradas en el Escenario D durante el horizonte de planificación.

La composición de la matriz eléctrica mantiene una participación importante de la generación hidroeléctrica, complementada principalmente por la generación solar fotovoltaica y la generación térmica a base de GNL. La incorporación de nuevos proyectos renovables permite un incremento progresivo de la participación solar dentro de la matriz, mientras que la generación eólica mantiene una contribución relativamente estable durante el periodo analizado.

Hacia los últimos años del horizonte de planificación se observa un aumento en la participación de la generación térmica, principalmente asociada al GNL, debido a la necesidad de contar con recursos firmes que permitan atender el crecimiento de la demanda eléctrica incorporando el efecto de la movilidad eléctrica.

En términos generales, el Escenario D mantiene una composición de generación similar al Escenario C, dado que conserva los mismos supuestos de expansión del parque generador. La principal diferencia corresponde al incremento de la demanda asociado a la movilidad eléctrica, lo cual genera mayores requerimientos de energía sin modificar significativamente la estructura de participación de las tecnologías.

Gráfico 7. 29: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario D



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

En el Gráfico 7. 30 se presenta la evolución de la generación disponible y la demanda proyectada para el Escenario D, considerando el incremento en el consumo eléctrico asociado a la movilidad eléctrica.

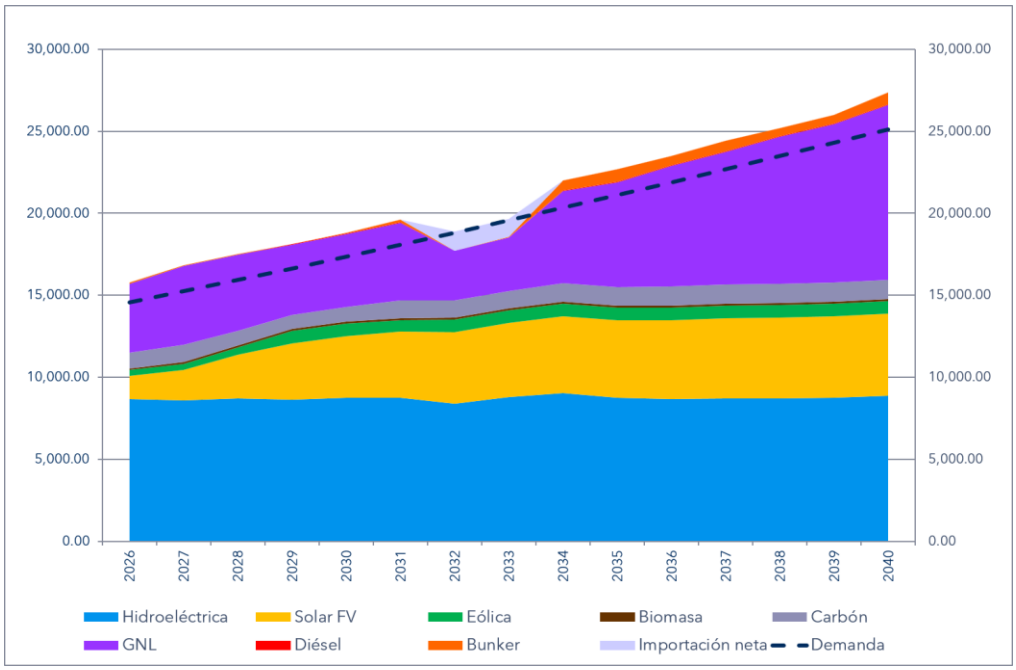
La demanda presenta una tendencia creciente durante todo el horizonte de planificación, impulsada por el crecimiento natural del consumo eléctrico y la incorporación progresiva de vehículos eléctricos cuya recarga se realiza mediante la red eléctrica.

Para atender este crecimiento, el sistema mantiene una expansión basada principalmente en fuentes renovables, destacando la incorporación de generación solar fotovoltaica, generación hidroeléctrica y generación distribuida, complementadas con recursos térmicos que proporcionan respaldo operativo y firmeza al sistema.

Durante los años 2032 y 2033 se observa una condición temporal de importación neta de energía, asociada a restricciones puntuales entre la disponibilidad de generación interna y los requerimientos de demanda del sistema. Posteriormente, con la entrada de nueva capacidad de generación y la disponibilidad de recursos firmes, el sistema recupera una condición de exportación neta durante el resto del horizonte.

En comparación con el Escenario C, la incorporación de movilidad eléctrica incrementa los requerimientos de demanda; sin embargo, la expansión del parque generador considerada permite atender este crecimiento sin requerir nuevas adiciones de capacidad diferentes a las ya contempladas.

Gráfico 7. 30: Generación vs Demanda del Escenario D



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

Tabla 7. 29: Porcentajes de penetración de energía en la demanda del Escenario D

	Generación (GWh)					Porcentaje de Penetración		
Año	**Hidroeléctrica**	**Renovables**	**Termoeléctrica**	**Total**	**Demanda**	**Hidroeléctrica**	**Renovables**	**Termoeléctrica**
2026	8,673.15	1,854.36	5,228.71	15,756.21	14,546.08	55.05%	11.77%	33.19%
2027	8,574.51	2,368.60	5,873.52	16,816.62	15,233.66	50.99%	14.08%	34.93%
2028	8,726.23	3,224.02	5,556.70	17,506.95	15,930.38	49.84%	18.42%	31.74%
2029	8,626.78	4,308.57	5,198.09	18,133.44	16,636.93	47.57%	23.76%	28.67%
2030	8,728.65	4,647.78	5,448.63	18,825.06	17,353.12	46.37%	24.69%	28.94%
2031	8,749.56	4,851.93	6,019.41	19,620.90	18,080.17	44.59%	24.73%	30.68%
2032	8,377.17	5,262.26	4,089.57	17,729.00	18,818.52	47.25%	29.68%	23.07%
2033	8,805.68	5,397.41	4,353.57	18,556.67	19,567.11	47.45%	29.09%	23.46%
2034	9,041.80	5,554.47	7,387.40	21,983.67	20,327.86	41.13%	25.27%	33.60%
2035	8,736.55	5,632.87	8,318.39	22,687.80	21,100.13	38.51%	24.83%	36.66%
2036	8,653.31	5,716.06	9,121.46	23,490.83	21,884.62	36.84%	24.33%	38.83%
2037	8,692.97	5,797.26	9,918.45	24,408.68	22,681.81	35.61%	23.75%	40.63%
2038	8,700.26	5,837.20	10,636.09	25,173.55	23,492.14	34.56%	23.19%	42.25%
2039	8,741.50	5,873.53	11,393.69	26,008.72	24,316.13	33.61%	22.58%	43.81%
2040	8,870.14	5,878.12	12,603.41	27,351.67	25,092.98	32.43%	21.49%	46.08%

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

ANÁLISIS DE COSTOS DE LOS ESCENARIOS

La comparación económica de los escenarios evidencia que el comportamiento del costo total del sistema está influenciado principalmente por las variaciones en la demanda, los precios de los combustibles y las estrategias de expansión consideradas (Véase Tabla 7. 30).

En términos generales, el comportamiento de los costos refleja el efecto de los supuestos incorporados en cada escenario. Mientras los escenarios base (A, B, C y D) mantienen el mismo programa de expansión y, por tanto, un costo de inversión similar, las sensibilidades modifican variables específicas que repercuten directamente sobre los costos de inversión, operación, déficit y ambientales.

El Escenario A, utilizado como referencia, registra un costo total de 5,656.44 millones de USD. A partir de este escenario, el Escenario B, que considera el retraso en la entrada de las interconexiones internacionales, presenta una ligera reducción del costo total (5,557.00 millones de USD), producto principalmente de menores costos de operación y ambientales.

La Sensibilidad A1 evidencia el impacto que tendría un incremento en los precios de los combustibles sobre el sistema eléctrico. Como consecuencia, el costo de operación aumenta significativamente, elevando el costo total hasta 6,137.68 millones de USD, lo que demuestra la alta sensibilidad del sistema frente a la volatilidad de los mercados energéticos.

Por su parte, la Sensibilidad A2, que considera un escenario de demanda alta, registra el mayor costo total (6,867.05 millones de USD). El crecimiento de la demanda requiere mayores inversiones y un incremento en la generación para abastecer el consumo proyectado, lo que se traduce en aumentos tanto en los costos de inversión como en los costos de operación y ambientales.

En el caso del Escenario C, la incorporación de la generación distribuida reduce la energía que debe ser suministrada por el Sistema Interconectado Nacional, disminuyendo la utilización de generación convencional y permitiendo alcanzar el menor costo total de todos los casos analizados (5,217.79 millones de USD). Estos resultados reflejan el beneficio económico asociado a la integración del autoconsumo como complemento de la oferta eléctrica.

El Escenario D incorpora el crecimiento de la demanda derivado de la movilidad eléctrica. Aunque este incremento de demanda ocasiona un aumento en los costos de operación, ambientales y de déficit respecto al Escenario C, el costo total (5,411.73 millones de USD) continúa siendo inferior al de los escenarios A y B, lo que evidencia que la incorporación gradual de la movilidad eléctrica puede ser absorbida por el sistema manteniendo un desempeño económico favorable.

Finalmente, la Sensibilidad B1, que incorpora el proyecto hidroeléctrico Changuinola 2, incrementa el costo de inversión hasta 2,392.69 millones de USD, alcanzando un costo total de 5,792.71 millones de USD. Si bien esta alternativa requiere una mayor inversión inicial, representa una opción para fortalecer la capacidad de generación renovable y la seguridad del abastecimiento en el largo plazo.

En conjunto, los resultados muestran que las variables con mayor impacto económico son el crecimiento de la demanda y el precio de los combustibles, mientras que la generación distribuida constituye la medida con mayor capacidad para reducir el costo total del sistema. Por su parte, la incorporación de nueva infraestructura de generación renovable implica mayores inversiones iniciales, pero contribuye al fortalecimiento y diversificación de la matriz energética.

Tabla 7. 30: Comparación de Costos por Escenario

Costo	Escenario A	Sensibilidad A1	Sensibilidad A2	Escenario B	Sensibilidad B1	Escenario C	Escenario D
Inversión	2,079.05	2,079.05	2,181.59	2,079.05	2,392.69	2,079.05	2,079.05
Déficit	0.09	0.15	0.00	0.09	0.32	0.32	0.88
Operación	3,349.33	3,837.82	4,394.00	3,253.35	3,173.53	2,926.67	3,112.08
Ambiental	227.97	220.67	291.46	224.51	226.16	211.74	219.72
Total	**5,656.44**	**6,137.68**	**6,867.05**	**5,557.00**	**5,792.71**	**5,217.79**	**5,411.73**
	Diferencia	**8.51%**	**21.40%**	**-1.76%**	**2.41%**	**-7.75%**	**-4.33%**

Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

ANÁLISIS DE COSTOS MARGINALES

El análisis de los costos marginales permite evaluar el costo de abastecer una unidad adicional de energía en cada escenario y constituye un indicador clave para identificar la eficiencia operativa del sistema eléctrico. En todos los casos se observa una tendencia creciente de los costos marginales hacia el final del horizonte de planificación, aunque con diferencias importantes entre escenarios (Véase Gráfico 7. 31).

El Escenario A (Referencia) presenta un costo marginal promedio de 90.46 USD/MWh. A lo largo del horizonte de estudio se observa una tendencia creciente, pasando de 55.41 USD/MWh en 2026 a 129.60 USD/MWh en 2040, reflejando el incremento progresivo de los requerimientos de generación para atender la demanda futura.

La Sensibilidad A1 (Combustible Alto) registra el costo marginal promedio más alto de todos los escenarios, con 107.70 USD/MWh, equivalente a un incremento de aproximadamente 19.1% respecto al escenario de referencia. Además, hacia el final del

horizonte los costos marginales superan los 160 USD/MWh, evidenciando la elevada sensibilidad del sistema a los precios de los combustibles utilizados en la generación térmica.

La Sensibilidad A2 (Demanda Alta) presenta un costo marginal promedio de 93.11 USD/MWh, ligeramente superior al escenario de referencia. Aunque este escenario produce el mayor incremento en el costo total del sistema, los resultados muestran que la expansión óptima de generación logra contener parcialmente los efectos sobre los costos marginales.

El Escenario B (Retraso de Interconexiones) registra un costo marginal promedio de 87.17 USD/MWh, inferior al caso de referencia. Sin embargo, durante algunos años intermedios se observan incrementos temporales asociados al retraso en la entrada de las interconexiones regionales previstas.

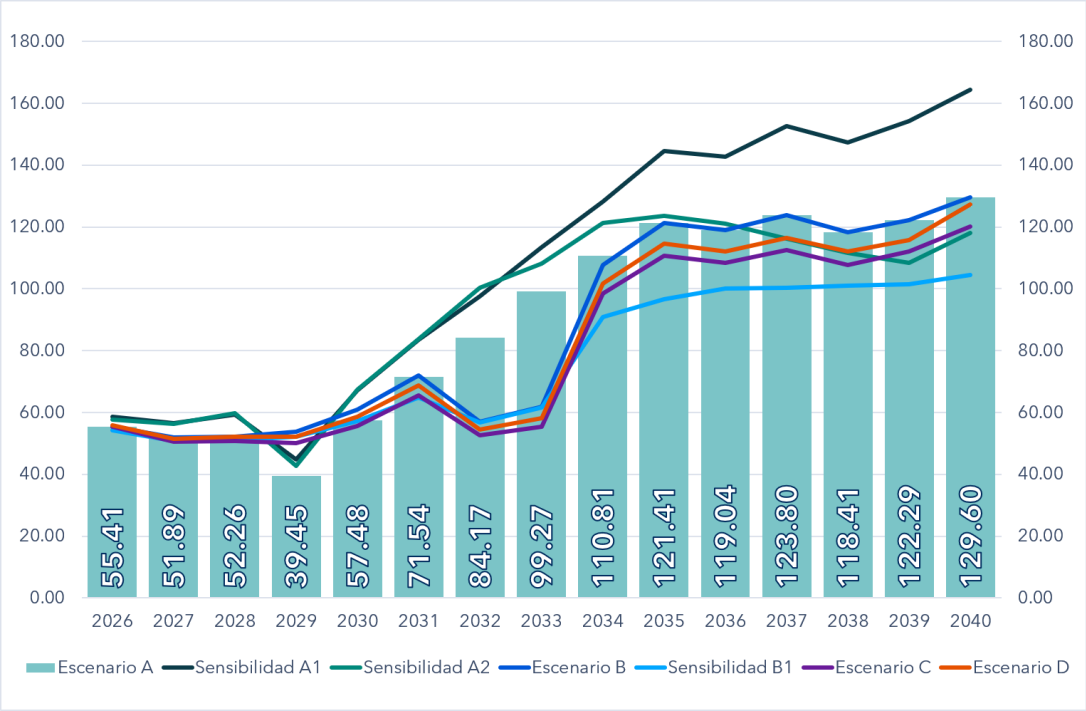
La Sensibilidad B1 (Changuinola 2 fijo en 2036) presenta el costo marginal promedio más bajo de todos los escenarios analizados, con 76.25 USD/MWh, aproximadamente 15.7% menor que el escenario de referencia. Este resultado evidencia los beneficios operativos asociados a la disponibilidad de generación hidroeléctrica dentro de la matriz de suministro.

El Escenario C (Generación Distribuida) registra un costo marginal promedio de 80.43 USD/MWh, equivalente a una reducción de aproximadamente 11.1% respecto al escenario base. La incorporación de recursos distribuidos permite reducir el despacho de tecnologías más costosas y mejorar la eficiencia operativa del sistema.

Por su parte, el Escenario D (Movilidad Eléctrica) alcanza un costo marginal promedio de 83.47 USD/MWh, alrededor de 7.7% inferior al escenario de referencia. Aunque la movilidad eléctrica incrementa la demanda energética, la expansión óptima identificada por el modelo permite satisfacer estos nuevos requerimientos manteniendo costos marginales competitivos.

En conclusión, el análisis de costos marginales demuestra que el incremento de los precios de los combustibles es el factor que ejerce la mayor presión sobre los precios de la energía, mientras que la generación distribuida y la incorporación de Changuinola 2 contribuyen significativamente a reducir los costos operativos del sistema. Asimismo, la movilidad eléctrica muestra un comportamiento favorable al mantenerse por debajo de los costos marginales observados en el escenario de referencia.

Gráfico 7. 31: Comparación de costos marginales por Escenarios



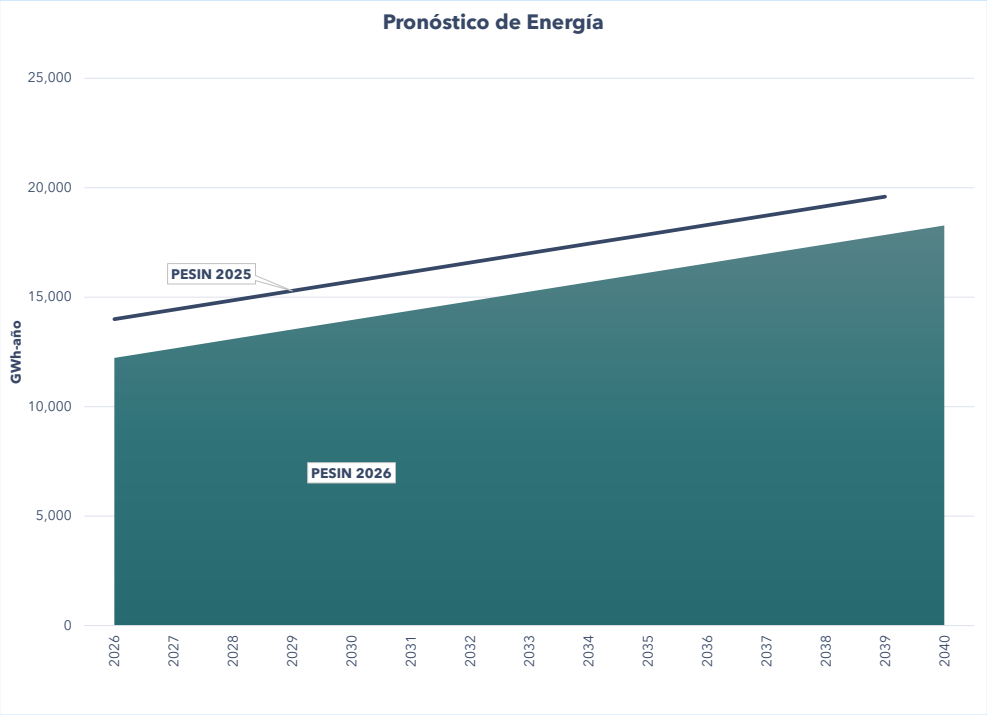
Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

VARIACIONES EN EL PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN

En la presente versión del Plan Indicativo de la Expansión de la Generación se hizo una actualización del cronograma de entrada en operación de los proyectos de Generación en los primeros cuatro años del horizonte del estudio (Corto Plazo). La información base utilizada fue el "Plan indicativo de Generación 2026-2040", los "Estudios Básicos 2026-2040", la "Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2026" de la Secretaría Nacional de Energía, y la información suministrada por los agentes generadores a finales de 2025. Dicha actualización fue realizada según el Procedimiento para la Elaboración del Plan Indicativo de Generación, establecido por la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A.

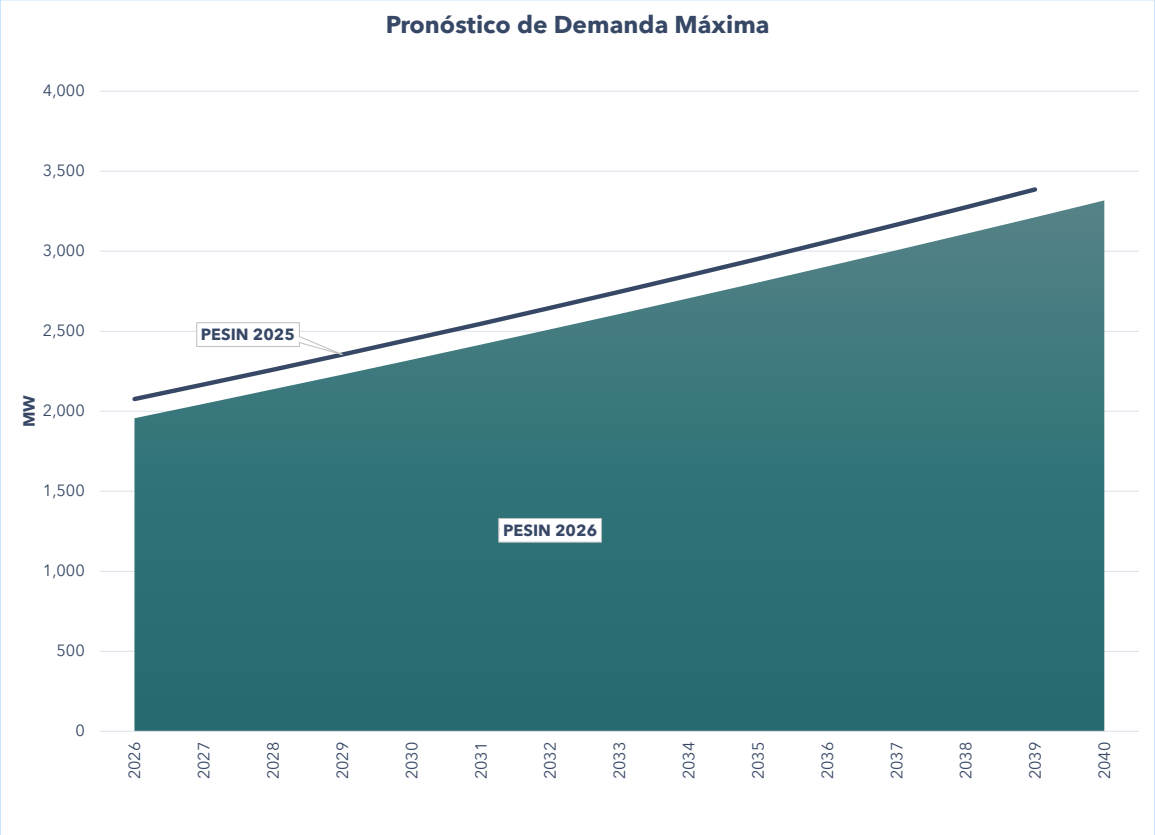
En comparación con el plan anterior, el presente pronóstico muestra una disminución del 5.2% en la proyección de energía y del 10.6% en la de potencia, en promedio anual del periodo analizado. Esto se debe principalmente a la disminución de la demanda de Minera Panamá como se detalla en el Capítulo 2 de este Tomo.

Gráfico 7. 32: Variación en los Pronósticos de Energía



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

Gráfico 7. 33 Variación en los pronósticos de Demanda



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

CAPÍTULO VIII

INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA PANAMÁ – COLOMBIA (ICP)



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

CAPÍTULO 8

INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA PANAMÁ – COLOMBIA (ICP)

OBJETIVO

La visión estratégica para el desarrollo del sector eléctrico en la región se orienta hacia la promoción de una integración energética transfronteriza, con la meta de impulsar la competitividad y la eficiencia de los países involucrados. Este enfoque no solo se anticipa a fortalecer el crecimiento económico sostenible, sino que también busca garantizar la seguridad energética continental. La estrategia se sustenta en la promoción de un abastecimiento energético que se caracteriza por su diversidad, fiabilidad, y respeto por el medio ambiente.

En esta línea, los países de Centroamérica y de la Comunidad Andina están realizando avances significativos hacia la integración energética. Se están promoviendo proyectos y marcos regulatorios que facilitan la comercialización, exportación, importación y transporte de electricidad a través de y dentro de las fronteras nacionales. Un hito de esta dinámica es el fomento del proyecto de interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia, que simboliza un paso hacia la unificación energética de Centroamérica con la Comunidad Andina. La materialización de este proyecto abrirá las puertas a fuentes de generación más económicas, beneficiando directamente a los consumidores. Asimismo, permitirá la utilización óptima de los recursos energéticos y de la generación excedentaria, resultando en ahorros significativos en combustible, una notable reducción de emisiones contaminantes y un incremento en la confiabilidad y seguridad de los sistemas eléctricos regionales.

PROMOTORES DEL PROYECTO

Desde el año 2003, la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) de Panamá e Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P. (ISA) de Colombia han estado trabajando conjuntamente en el proyecto de interconexión eléctrica entre ambos países. Este esfuerzo ha contado con el apoyo no solo del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) sino también de la Corporación Andina de Fomento (CAF), reflejando un compromiso regional por la sostenibilidad energética. Los estudios realizados, destinados a confirmar la viabilidad del proyecto, han incluido una serie de consultorías especializadas

que abarcan desde la ingeniería básica y de detalle hasta el diagnóstico ambiental de alternativas, estudios de impacto ambiental, inspección marina y análisis de viabilidad económica y financiera. Además, se ha trabajado en la formulación de un plan de negocios sólido que guiará la estructuración y ejecución del proyecto.

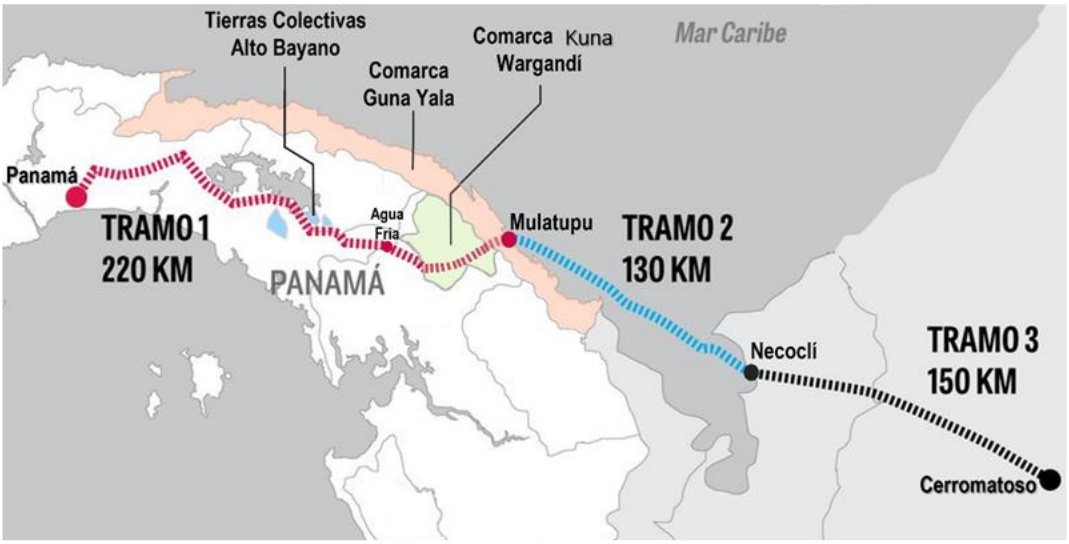
En cuanto a los patrocinadores, ETESA es una empresa estatal panameña, que se encarga del transporte de energía eléctrica en alta tensión, operando el sistema y administrando el mercado mayorista de electricidad en Panamá. Por otro lado, ISA es una empresa de economía mixta con una trayectoria de más de 55 años y cuyos accionistas mayoritarios son entidades estatales y públicas colombianas, aunque también incluye participación privada. ISA tiene una amplia presencia en Latinoamérica, donde desempeña un papel crucial en los sectores de energía eléctrica, infraestructura vial, telecomunicaciones y TIC, contribuyendo significativamente al desarrollo y bienestar regional.

DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

El proyecto consiste en una línea de transmisión eléctrica que conecta la subestación Panamá II, ubicada en la Provincia de Panamá, con la subestación Cerromatoso en el Departamento de Córdoba, Colombia. Esta infraestructura será implementada utilizando la tecnología HVDC (transmisión de energía en corriente directa), destacada por sus considerables beneficios en términos técnicos, económicos y ambientales.

La longitud proyectada de la línea es de aproximadamente 500 kilómetros (km), con una capacidad de transmisión de 400 Megavatios (MW) y un nivel de tensión de 300 kilovoltios (kV). En la Figura 8. 1 se presenta el corredor de ruta propuesto para la interconexión, la cual se compone de tres segmentos diferenciados: dos tramos terrestres, de 150 km en Colombia y 220 km en Panamá, y un tramo marino de 130 km que une ambos corredores. Los puntos de transición entre los segmentos terrestres y marino se localizan en Necoclí, Departamento de Antioquia, Colombia, y en la comunidad de Mulatupu, Comarca Guna Yala, Panamá. En cada extremo de la interconexión se sitúan las estaciones convertidoras, encargadas de transformar la energía de corriente alterna (AC) a corriente directa (DC).

Figura 8. 1 Trazado previsto de la interconexión entre Panamá II y Cerromatoso



Referencia: (ICP, 2026)

BENEFICIOS DEL PROYECTO

La interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia emerge como una iniciativa estratégica que transforma a Panamá en un centro energético, aprovechando las sinergias regionales para importar o exportar energía de acuerdo con las variaciones del mercado, fomentando la eficiencia y el desarrollo sostenible. Este esquema de intercambio no solo proporciona una barrera contra el incremento de tarifas eléctricas, sino que también promueve la estabilidad económica, ofreciendo a hogares y empresas panameños un acceso más asequible y predecible a la energía. La integración de fuentes de energía renovable es un pilar central del proyecto, con la ventaja de disminuir las emisiones de CO2 y potencialmente reducir los costos eléctricos al utilizar recursos energéticos más económicos y sustentables. Además, la interconexión aprovecha las diferencias y complementariedades entre las matrices energéticas de ambos países, como la combinación de energía solar, eólica e hidráulica, asegurando un suministro continuo y diversificado. Esta red interconectada también brinda una capa adicional de seguridad ante posibles fallos o contingencias en el sistema de un país, permitiendo un flujo de energía desde el socio interconectado para mantener la continuidad y la resiliencia del suministro. Más allá de los beneficios económicos y energéticos, el proyecto lleva consigo un fuerte compromiso con la responsabilidad social y ambiental, ofreciendo beneficios directos a las comunidades cercanas al proyecto mediante programas sociales

complementarios, educativos y de desarrollo de habilidades, oportunidades de empleo y acciones de protección ambiental, asegurando que el progreso técnico vaya de la mano con el avance social y la sostenibilidad ambiental.

VENTAJAS TÉCNICAS DEL PROYECTO

La tecnología de Corriente Directa (HVDC) seleccionada para la interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia supera a las soluciones tradicionales en corriente alterna de alta tensión (HVAC) en varios aspectos clave. HVDC permite una transmisión de energía más estable y sin las oscilaciones inter-área asociadas con HVAC, mejorando el amortiguamiento y la estabilidad general de los sistemas eléctricos. Además, ofrece un control refinado y flexible sobre las transferencias de potencia entre naciones con sistemas eléctricos distintos, como es el caso entre Panamá y Colombia, facilitando un intercambio energético más eficiente y fiable.

La implementación de HVDC se destaca igualmente por su viabilidad económica y un impacto ambiental y social reducido, al necesitar menos espacio para las servidumbres de paso. Esta tecnología no solo se adapta mejor a la diversidad ecológica y los retos geográficos, sino que también proporciona ventajas técnicas como control dinámico de voltaje, capacidad de recuperación rápida tras fallos, amortiguación de oscilaciones, filtrado de armónicos, equilibrio de fases y regulación de frecuencia. Estas funciones mejoran notablemente la confiabilidad y resiliencia de la red eléctrica, mejoran la calidad de la energía y facilitan una integración más armónica con otros sistemas energéticos y recursos conectados, alineando el proyecto con las normativas internacionales y las últimas innovaciones del sector energético.

VENTAJAS ECONÓMICAS DEL PROYECTO

La integración regional entre Panamá y Colombia es un catalizador para la optimización de recursos y una asignación de costos más eficiente, lo que repercute favorablemente en el progreso social y económico de ambos países. Esta interconexión no solo facilita una valiosa ruta de exportación de energía, maximizando el potencial de la oferta energética existente, sino que también abre nuevas avenidas comerciales para los participantes de la industria. Con la interconexión, ambas naciones pueden acceder a generación de energía a costos competitivos, situada más allá de sus fronteras, lo que no solo promueve una disminución en los precios de la energía a mediano plazo y genera ahorros significativos en el consumo de combustibles fósiles, sino que también ayuda a minimizar las emisiones de CO_2 y los vertimientos de

energía, alineando las prácticas energéticas con los objetivos de sostenibilidad ambiental. Este proyecto es clave para elevar la calidad del servicio eléctrico, incrementar la confiabilidad de los sistemas de energía y garantizar un apoyo mutuo esencial en situaciones de contingencia.

AVANCES EN LA EJECUCIÓN DEL PROYECTO

El proyecto de Interconexión Eléctrica Colombia–Panamá (ICP) continúa desarrollando las actividades requeridas para su ejecución, registrando avances en los componentes técnico, regulatorio, financiero e institucional. Durante los años 2024 y 2025, Panamá y Colombia fortalecieron los mecanismos de coordinación binacional mediante la definición de una hoja de ruta para impulsar el desarrollo del proyecto, así como el seguimiento de las acciones necesarias para su implementación.

En el ámbito técnico e institucional, ambos países continúan trabajando en la armonización del marco regulatorio aplicable a la interconexión, la estructuración financiera del proyecto y la coordinación entre las entidades responsables de su desarrollo. De forma paralela, se mantienen en ejecución las gestiones relacionadas con los aspectos ambientales y sociales, de conformidad con los procedimientos establecidos en cada país para este tipo de infraestructura.

Actualmente, el proyecto se mantiene en una etapa previa al inicio de su construcción, continuando con el desarrollo de las actividades necesarias para el cumplimiento de los requisitos técnicos, regulatorios, ambientales y sociales que permitan avanzar hacia las siguientes etapas de implementación. Panamá y Colombia han reiterado su interés en continuar impulsando esta iniciativa como un proyecto estratégico para la integración eléctrica regional.

Referencia: (ETESA, 2025)

SIMULACIÓN

Las simulaciones de operación y expansión del sistema se realizaron utilizando el modelo SDDP, empleando la base de datos de Panamá y Centroamérica. Adicionalmente, se desarrolló un modelado específico de la interconexión Panamá-Colombia, incorporando sus características operativas, como la capacidad de intercambio entre ambos países, con el objetivo de evaluar los escenarios que contemplan el Proyecto de Interconexión Colombia - Panamá.

Los resultados de las simulaciones permitieron estimar los intercambios de energía eléctrica y los Costos Marginales del Sistema (CMS).

Para representar adecuadamente los mercados eléctricos de Panamá y Colombia, ETESA y UPME han trabajado de manera coordinada en los

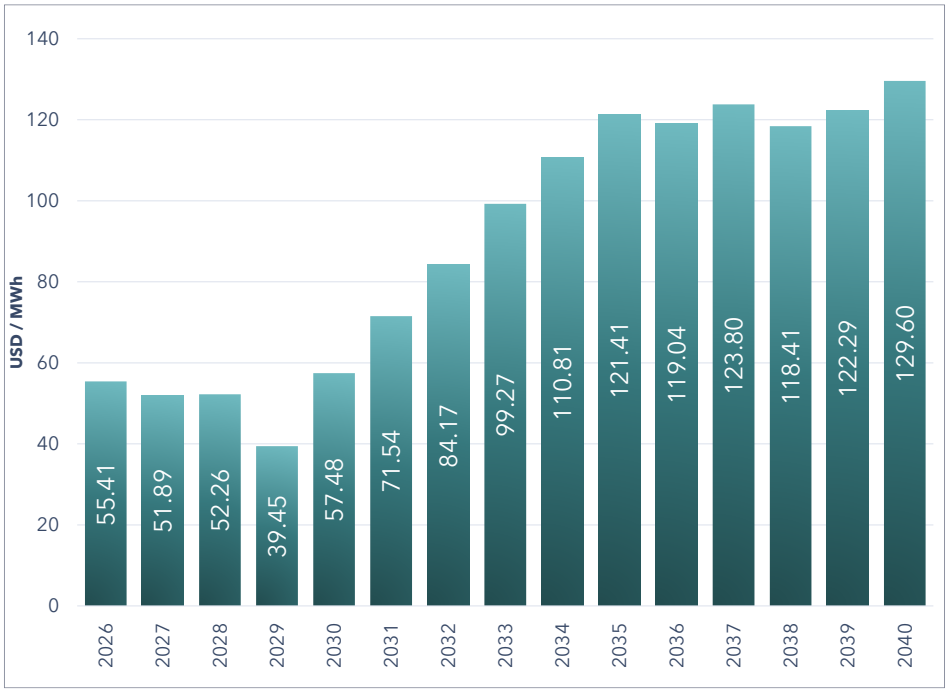
análisis de expansión, simulando el proyecto de interconexión desde la perspectiva de cada país. Esta colaboración tiene como finalidad identificar las obras necesarias en cada sistema y asegurar su inclusión en los respectivos planes de expansión

ESCENARIO CON COLOMBIA

Se realizaron simulaciones de los sistemas eléctricos interconectados de Colombia, Panamá y Centroamérica (Simulación Coordinada) con el objetivo de actualizar los análisis energéticos y evaluar los beneficios del Proyecto de Interconexión Eléctrica Colombia–Panamá. Estas simulaciones consideran una capacidad de transporte de 400 MW entre Panamá y Colombia y contemplan el año 2029 como la fecha estimada de entrada en operación, conforme a los criterios establecidos por el SNE.

El Proyecto de Interconexión Colombia–Panamá, al permitir el intercambio de energía entre ambos sistemas eléctricos, tiene un impacto directo en el Costo Marginal del Sistema (CMS), como se observa en el Gráfico 8. 1.

Gráfico 8. 1 Costo Marginal del Sistema de Panamá del Escenario A



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).

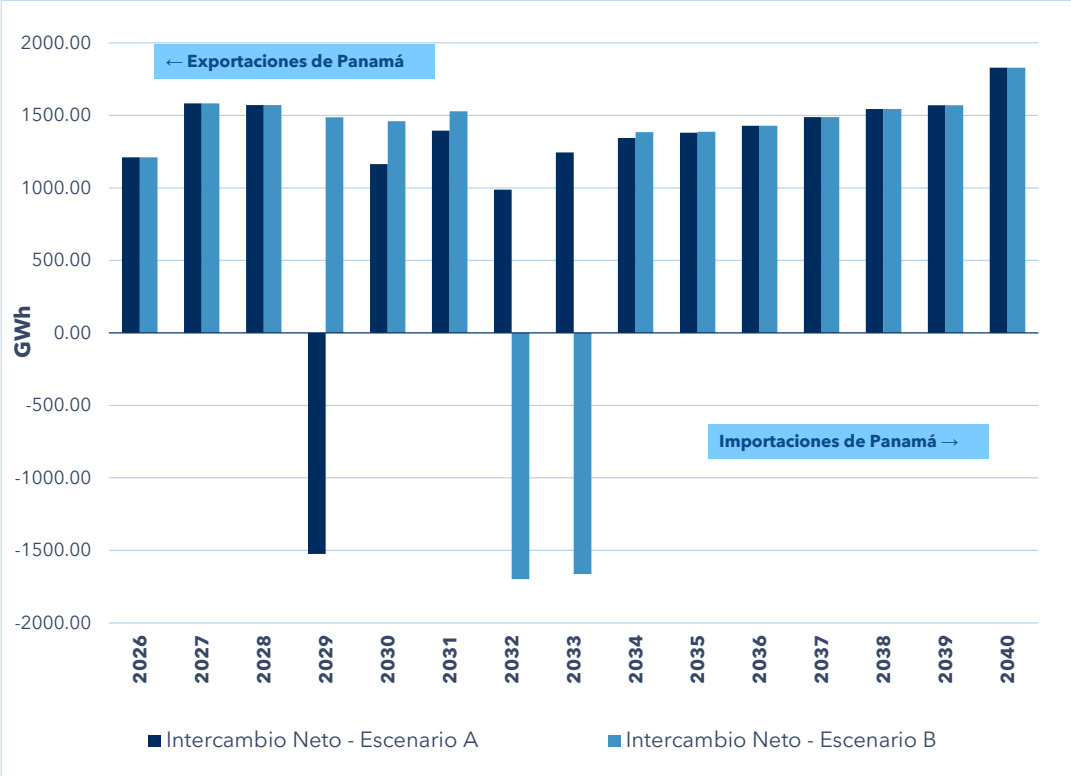
Los análisis del CMS, en los cuales se considera la interconexión Panamá con Colombia, fueron desarrollados en el Capítulo 7 del presente Tomo, abordando de manera detallada cómo se dan los intercambios de energía eléctrica y su impacto en los Costos Marginales derivados de la entrada en operación de la interconexión.

Por su parte, el Gráfico 8. 2 presenta el balance neto de los intercambios internacionales de energía para los Escenarios A y B.

En el Escenario A, el Sistema Interconectado Nacional (SIN) mantiene un balance neto exportador entre 2026 y 2028, alcanzando un máximo de 1,582.77 GWh en 2027. No obstante, la entrada en operación de la interconexión eléctrica Panamá–Colombia en 2029 modifica el comportamiento de los intercambios internacionales, registrándose importaciones netas de 1,525.29 GWh. Posteriormente, en 2030, la incorporación del segundo circuito de la interconexión SIEPAC, con una capacidad adicional de 300 MW, incrementa la capacidad de intercambio con Centroamérica, permitiendo que el balance neto retorne a valores de exportación. Hacia el horizonte de planificación, las exportaciones netas alcanzan 1,829.27 GWh en 2040, reflejando un escenario en el que Panamá fortalece su papel como nodo de interconexión regional y amplía las oportunidades de intercambio energético con los mercados vecinos.

En el Escenario B, el retraso en la entrada en operación de ambas interconexiones modifica la evolución de los intercambios internacionales. En este caso, el SIN conserva un balance neto exportador entre 2026 y 2031, alcanzando valores de hasta 1,582.77 GWh. La incorporación de la interconexión Panamá–Colombia en 2032 marca nuevamente un cambio en el comportamiento del sistema, registrándose importaciones netas de 1,698.65 GWh en 2032 y 1,663.20 GWh en 2033. Finalmente, la entrada en operación del segundo circuito SIEPAC en 2034 incrementa la capacidad de intercambio con Centroamérica, ocasionando que el balance neto del país retorne a un comportamiento exportador a partir de ese año.

Gráfico 8. 2 Intercambios de Energía con Colombia



Referencia: (ETESA / Gerencia de Planeamiento, 2026).



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

CAPÍTULO IX

CONCLUSIONES Y REFERENCIAS



Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco

CAPÍTULO 9

CONCLUSIONES Y REFERENCIAS

CONCLUSIONES

- Se reafirma la importancia de garantizar un suministro eléctrico seguro, confiable y económicamente eficiente, asegurando el cumplimiento de los criterios de confiabilidad establecidos, los límites de déficit permitidos y la disponibilidad de reserva de confiabilidad mínima conforme a los parámetros aprobados por la ASEP.
- El Plan Indicativo de Generación incorpora las decisiones de inversión del sector privado y considera los proyectos reportados hasta junio de 2026, evaluados bajo criterios técnicos, económicos y regulatorios, y alineados con los requerimientos establecidos por la Secretaría Nacional de Energía (SNE) para la planificación del sector eléctrico nacional.
- Los resultados evidencian la necesidad de continuar fortaleciendo la diversificación de la matriz energética, mediante la incorporación de tecnologías renovables técnica y económicamente viables, que permitan reducir la dependencia de combustibles convencionales y contribuyan a la disminución del Costo Marginal del Sistema (CMS).
- La incorporación de generación distribuida y autoconsumo representa una oportunidad para mejorar la flexibilidad y eficiencia del sistema eléctrico, al reducir la energía requerida desde la generación centralizada, disminuir pérdidas asociadas a la transmisión y contribuir a la reducción de costos operativos. No obstante, su crecimiento requiere la actualización de esquemas regulatorios, metodologías tarifarias y criterios de planificación de la red para garantizar una integración adecuada.
- La movilidad eléctrica representa un nuevo componente de crecimiento de la demanda eléctrica nacional. De acuerdo con las proyecciones evaluadas, este incremento puede ser gestionado por el sistema manteniendo condiciones operativas adecuadas; sin embargo, una penetración más acelerada podría modificar los patrones de consumo, incrementar la demanda máxima coincidente y requerir refuerzos adicionales en generación, transmisión y distribución.
- Las interconexiones eléctricas regionales constituyen un elemento estratégico para fortalecer la seguridad energética de Panamá, permitiendo aprovechar oportunidades de intercambio energético y brindar respaldo ante condiciones hidrológicas desfavorables, indisponibilidades de generación o eventos críticos. Para maximizar sus beneficios, resulta fundamental asegurar la coordinación regional y el cumplimiento oportuno de los cronogramas de desarrollo e inversión.
- La evaluación económica de los escenarios analizados muestra que el Escenario C, asociado a la incorporación de generación distribuida, presenta el mejor

desempeño económico global, al alcanzar el menor costo total del sistema entre los casos evaluados.

- La Sensibilidad A2, correspondiente a un escenario de demanda alta, representa la condición con mayor impacto sobre el costo total del sistema. Este comportamiento responde a que el crecimiento sostenido de la demanda durante el horizonte de planificación requiere la incorporación progresiva de nueva capacidad de generación; sin embargo, ante una menor disponibilidad de nuevos proyectos renovables hacia los últimos años del horizonte, el sistema debe recurrir en mayor medida a generación térmica para cubrir los requerimientos de energía. Esta mayor participación de tecnologías convencionales, asociadas a mayores costos variables de operación y emisiones, incrementa los costos totales del sistema, evidenciando la importancia de contar con una planificación flexible y una cartera diversificada de proyectos de generación que permita atender distintos escenarios de crecimiento de la demanda.
- La Sensibilidad B1, que incorpora el proyecto hidroeléctrico Changuinola 2, presenta los valores más bajos de Costo Marginal del Sistema (CMS) entre los escenarios evaluados, reflejando el aporte de una mayor participación de generación renovable firme para reducir la dependencia de generación térmica y fortalecer la confiabilidad del sistema en el largo plazo.

REFERENCIAS

Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. (enero de 2026). *Listado de Licencias*. Obtenido de https://asep.gob.pa/direcciones/services/concesiones-y-licencias/

Centro Nacional de Despacho. (2026). *https://www.cnd.com.pa/*.

Centro Nacional de Despacho. (enero de 2026). *Informe de Generación Mensual - 2025*. Obtenido de https://www.cnd.com.pa/index.php/informes/categoria/informes-de-mercado?tipo=88&anio=2024

ETESA / Gerencia de Planeamiento. (2026).

ETESA. (mayo de 2025). *ETESA*. Obtenido de https://www.etesa.com.pa/es/noticias/avanzan-las-conversaciones-para-el-desarrollo-la-

ICP. (julio de 2026). *Interconexión Eléctrica Colombia-Panamá S.A. (ICP)*. Obtenido de Interconexión Eléctrica Colombia-Panamá S.A. (ICP): https://www.interconexioncp.com/

Información de Agentes Panamá. (junio de 2026).

U.S. Department of Energy - Energy Information Administration. (s.f.). *Annual Energy Outlook 2025*. Obtenido de https://www.eia.gov/outlooks/aeo/data/browser/#/?id=3-AEO2025&region=1-0&cases=ref2025~highprice~lowprice&start=2023&end=2050&f=A&linechart=~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~~ref2025-d032025a.37-3-AEO2025.1-0~highprice-d032525b.37-3-AEO2025.1-0~lowprice-d032125a.37-3-A.