



ETESA

Unimos Panamá con energía

PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL 2023 – 2037

TOMO II PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN

Gerencia de Planeamiento

NOVIEMBRE 2023

PANAMÁ



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco



ETESA

Unimos Panamá con energía

PESIN 2023

TOMO II

PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN

GERENTE GENERAL

Ing. Carlos Mosquera Castillo

SUB-GERENTE GENERAL

Ing. Oscar Rendoll

DIRECTOR DE INGENIERÍA

Ing. Lucas Halphen

GERENTE DE PLANEAMIENTO

Ing. Mario Saavedra

EQUIPO DE TRABAJO

Sra. Miriam E. Rivera

Ing. Raquel Bishop

Ing. Ernesto Rosales

Ing. Jean Carlos Trejos

Ing. Rogelio Robles

Ing. Manuel Vásquez

CONTENIDO

TOMO II.....	12
CAPÍTULO 1.....	16
INTRODUCCIÓN.....	16
CAPÍTULO 2.....	20
INFORMACIÓN BÁSICA, CRITERIOS Y PARÁMETROS	20
PRONÓSTICO DE DEMANDA.....	20
PRONÓSTICOS DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES	24
CRITERIOS Y PARÁMETROS	28
Criterio de Mínimo Costo	29
Criterio de Confiabilidad.....	29
Costo de Racionamiento de Energía	29
Parámetros Técnicos y Económicos.....	30
CAPÍTULO 3.....	34
SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE.....	34
GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA	39
GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA	42
GENERACIÓN RENOVABLE	45
AUTORIDAD DEL CANAL DE PANAMÁ.....	47
CAPÍTULO 4.....	51
POTENCIAL ENERGÉTICO Y GENERACIÓN FUTURA.....	51
POTENCIAL ENERGÉTICO.....	51
Potencial Eólico	51
Potencial Solar	53
Potencial Hidroeléctrico	55
Potencial Termoeléctrico.....	56
Combustibles Fósiles	56
SISTEMA DE GENERACIÓN FUTURA	57
Proyectos Eólicos.....	57
Proyectos Fotovoltaicos.....	58
Otros Proyectos de Generación	62

Proyectos Hidroeléctricos	62
Proyectos Termoeléctricos.....	64
Proyectos de Almacenamiento.....	66
CAPÍTULO 5.....	71
PLANES DE EXPANSIÓN DE AMÉRICA CENTRAL	71
COSTA RICA	71
NICARAGUA	73
HONDURAS	75
EL SALVADOR.....	77
GUATEMALA.....	79
CAPÍTULO 6.....	84
METODOLOGÍA DEL ESTUDIO	84
HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN	85
BLOQUES DE DEMANDA	87
SIMULACIONES.....	88
CAPÍTULO 7.....	94
ESCENARIOS DE EXPANSIÓN	94
ESCENARIO TENDENCIAL.....	96
Sensibilidades del Escenario Tendencial	108
Sensibilidad 1	108
Sensibilidad 2.....	110
Sensibilidad 3.....	112
Sensibilidad 4.....	113
Sensibilidad 5.....	116
ESCENARIO ALTERNATIVO A1	118
ESCENARIO ALTERNATIVO A2.....	133
ESCENARIO ALTERNATIVO A3.....	147
ESCENARIO ALTERNATIVO B	160
Resumen	173
CAPÍTULO 8.....	178
INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA	178
PANAMÁ - COLOMBIA (ICP).....	178

Objetivo	178
Promotores del Proyecto.....	178
Descripción del Proyecto	179
Beneficios del Proyecto	180
Ventajas Técnicas del Proyecto	181
Ventajas Económicas del Proyecto	182
Avances en la Ejecución del Proyecto	182
Simulación	183
Escenario con Colombia	183
CAPÍTULO 9.....	191
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	191
REFERENCIAS.....	193

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 2. 1: Proyección de precios del combustible en balboas por millón de BTU - Escenario de Precios Base	27
Gráfico 2. 2: Proyección de precios del combustible en balboas por millón de BTU - Escenario de Precios Altos.....	27
Gráfico 2. 3: Proyección de precios del combustible en balboas por millón de BTU - Escenario de Precios Bajos	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 junio de 2023	38
Gráfico 3. 4: Comportamiento de la generación eléctrica 2022	40
Gráfico 6. 1: Metodología de estudio	84
Gráfico 6. 2: Softwares de simulación.	85
Gráfico 6. 3: Metodología general de realización del Plan Indicativo de Generación	86
Gráfico 6. 4: Aspectos considerados en la configuración de los escenarios....	87
Gráfico 6. 5: Escenarios PESIN 2023	88
Gráfico 7. 1: Costo Marginal de Demanda de Panamá del Escenario Tendencial	103
Gráfico 7. 2: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Tendencial	104
Gráfico 7. 3: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario Tendencial	105
Gráfico 7. 4: Generación vs Demanda del Escenario Tendencial	106
Gráfico 7. 5: Intercambios de energía con Centroamérica de Sensibilidad 1	109
Gráfico 7. 6: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 1	109
Gráfico 7. 7: Intercambios de energía con Centroamérica de Sensibilidad 2	111
Gráfico 7. 8: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 2.....	111
Gráfico 7. 9: Intercambios de energía con Centroamérica de Sensibilidad 3	113
Gráfico 7. 10: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 3.....	113
Gráfico 7. 11: Intercambios de energía con Centroamérica de Sensibilidad 4	115
Gráfico 7. 12: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 4.....	115
Gráfico 7. 13: Intercambios de energía con Centroamérica de Sensibilidad 5	117
Gráfico 7. 14: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 5.....	117
Gráfico 7. 15: Potencia instalada - Prosumidores	118
Gráfico 7. 16: Crecimiento de instalación anual de prosumidores.....	119
Gráfico 7. 17: Crecimiento de instalación anual de almacenamiento distribuido	120

Gráfico 7. 18: Potencia instalada - Almacenamiento distribuido (Prosumidores)	120
Gráfico 7. 19: Costo Marginal de Demanda de Panamá del Escenario Alternativo A1	128
Gráfico 7. 20: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo A1	129
Gráfico 7. 21: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario Alternativo A1	130
Gráfico 7. 22: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo A1	131
Gráfico 7. 23: Crecimiento de movilidad eléctrica	133
Gráfico 7. 24: Costo Marginal de Demanda de Panamá del Escenario Alternativo A2	142
Gráfico 7. 25: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo A2	143
Gráfico 7. 26: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario Alternativo A2	144
Gráfico 7. 27: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo A2	145
Gráfico 7. 28: Costo Marginal de Demanda de Panamá del Escenario Alternativo A3	155
Gráfico 7. 29: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo A3	156
Gráfico 7. 30: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario Alternativo A3	157
Gráfico 7. 31: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo A3	158
Gráfico 7. 32: Costo Marginal de Demanda de Panamá del Escenario Alternativo B	168
Gráfico 7. 33: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo B	169
Gráfico 7. 34: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario Alternativo B	170
Gráfico 7. 35: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo B	171
Gráfico 7. 36: Comparación de costos marginales por escenarios	175

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2. 1: Proyección de la Demanda	21
Tabla 2. 2: Demanda Minera Panamá - Potencia.....	22
Tabla 2. 3: Demanda de Minera Panamá - Energía.....	23
Tabla 2. 4: Proyección de los precios del combustible - Escenario de Precios Base	25
Tabla 2. 5: Proyección de los precios del combustible - Escenario de Precios Altos	25
Tabla 2. 6: Proyección de los precios del combustible - Escenario de Precios Bajos	26
Tabla 2. 7: Poder calorífico de los combustibles	26
Tabla 3. 1: Matriz Energética a junio 2023.....	34
Tabla 3. 2: Capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional a junio de 2023	36
Tabla 3. 3: Sistema de generación Hidroeléctrico existente	41
Tabla 3. 4: Sistema de generación Termoeléctrico existente	43
Tabla 3. 5: Programa del retiro de unidades Termoeléctricas	44
Tabla 3. 6: Sistema de generación Eólica existente	46
Tabla 3. 7: Sistema de Generación solar Fotovoltaica existente	46
Tabla 3. 8: Plantas de la Autoridad del Canal de Panamá.....	47
Tabla 4. 1: Licencias Definitivas para generación Eólica	52
Tabla 4. 2: Licencias Provisionales para generación Eólica	52
Tabla 4. 3: Licencias Definitivas Fotovoltaicas	53
Tabla 4. 4: Licencias Provisionales Fotovoltaicas.....	54
Tabla 4. 5: Concesiones Otorgadas de centrales Hidroeléctricas en Diseño y/o Construcción.....	55
Tabla 4. 6: Concesiones para Generación Hidroeléctrica en Trámite	56
Tabla 4. 7: Licencias Definitivas para Generación Termoeléctrica	57
Tabla 4. 8: Licencias Provisionales para Generación Termoeléctrica	57
Tabla 4. 9: Proyectos Eólicos considerados	58
Tabla 4. 10: Proyectos Solares considerados.....	59
Tabla 4. 11: Proyectos Hidroeléctricos considerados.....	63
Tabla 4. 12 : Proyectos Termoeléctricos candidatos identificados	65
Tabla 4. 13: Proyectos de sistemas de almacenamiento por baterías candidatos	67
Tabla 5. 1: Proyección de Demanda Costa Rica - Escenario Base de Generación.	71
Tabla 5. 2: Plan de Expansión de Generación - Costa Rica.....	72
Tabla 5. 3: Proyección de Demanda Nicaragua - Escenario Medio.	73
Tabla 5. 4: Plan de Expansión de Generación - Nicaragua.	74
Tabla 5. 5: Proyección de Demanda Honduras.	75

Tabla 5. 6: Plan de Expansión de Generación - Honduras.....	76
Tabla 5. 7: Proyección de Demanda El Salvador - Escenario Base.....	77
Tabla 5. 8: Plan de Expansión de Generación - Nicaragua.....	78
Tabla 5. 9: Proyección de Demanda de Guatemala - Escenario medio.....	79
Tabla 5. 10: Plan de Expansión de Generación - Guatemala.....	81
Tabla 6. 1: Parámetros de las Corridas SDDP.....	90
Tabla 7. 1: Costos del escenario Tendencial.....	98
Tabla 7. 2: Cronograma de Expansión del Escenario Tendencial.....	99
Tabla 7. 3: Porcentajes de penetración de energía en la demanda del escenario Tendencial.....	107
Tabla 7. 4: Costos de Sensibilidad 1.....	108
Tabla 7. 5: Costos de Sensibilidad 2.....	110
Tabla 7. 6: Costos de Sensibilidad 3.....	112
Tabla 7. 7: Costos de Sensibilidad 4.....	114
Tabla 7. 8: Costos de Sensibilidad 5.....	116
Tabla 7. 9: Costo del escenario Alternativo A1.....	123
Tabla 7. 10: Cronograma de Expansión del Escenario Alternativo A1.....	124
Tabla 7. 11: Porcentajes de penetración de energía en la demanda del escenario Alternativo A1.....	132
Tabla 7. 12: Costo del escenario Alternativo A2.....	137
Tabla 7. 13: Cronograma de Expansión del Escenario Alternativo A2.....	138
Tabla 7. 14: Porcentajes de penetración de energía en la demanda del escenario Alternativo A2.....	146
Tabla 7. 15: Costo del escenario Alternativo A3.....	150
Tabla 7. 16: Cronograma de Expansión del Escenario Alternativo A3.....	151
Tabla 7. 17: Porcentajes de penetración de energía en la demanda del escenario Alternativo A3.....	159
Tabla 7. 18: Costo del escenario Alternativo B.....	163
Tabla 7. 19: Cronograma de Expansión del Escenario Alternativo B.....	164
Tabla 7. 20: Porcentajes de penetración de energía en la demanda del escenario Alternativo B.....	172
Tabla 7. 21: Comparación de Costos por escenario.....	174



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

TOMO II

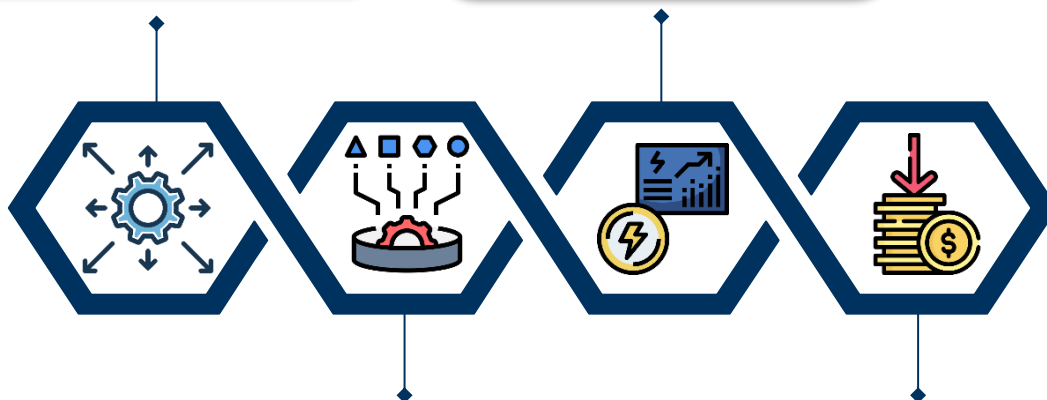
PLAN INDICATIVO DE GENERACIÓN

DETERMINAR PLANES DE EXPANSIÓN DE GENERACIÓN

Información sobre la evolución del sector generación, la situación actual y proyecciones de desarrollo

VERIFICAR NECESIDADES DE SUMINISTRO DEL PAÍS

Plantear alternativas potenciales para abastecer la demanda de energía eléctrica



Consumo de energía, demanda de potencia, disponibilidad y costos de los combustibles, recursos energéticos.

CONSIDERAR VARIABLES IMPORTANTES

Cumpliendo con los criterios de calidad, operativos y ambientales establecidos en la normativa vigente.

PROCURAR UN MÍNIMO COSTO DE EXPANSIÓN



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

01

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

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, el cual tiene como propósito principal, plantear una estrategia de desarrollo del sistema de generación del país en el largo y mediano plazo que sirva de Referencia para los diferentes actores que participan en el desarrollo eléctrico del país. Además, este busca dar luces y orientar a los estamentos destinados a dirigir la política energética del país sobre las diferentes situaciones a la que estaría sometido el sistema bajo los escenarios presentados.

Esta versión se desarrolló durante los primeros meses del año, en el cual podremos encontrar los resultados correspondientes a la revisión y actualización del plan indicativo de generación para el período 2023 - 2037, con énfasis en las Políticas y Criterios para la expansión del Sistema Interconectado Nacional 2023, emitidos por la Secretaría Nacional de Energía. Además, se tomaron en consideración los siguientes aspectos:

La información solicitada a los agentes en mayo del año 2023, para la elaboración del Plan de Expansión de Generación.

Incluye una revisión de la capacidad instalada del país, y de la situación actual del parque de generación eléctrica a junio de 2023. Se consideró el proyecto de interconexión SIEPAC. La demanda de energía eléctrica, resultante de los análisis y resultados del Tomo I Estudios Básicos 2023 - 2037.

Con respecto a la generación, se utilizaron los datos de proyectos de generación con algún tipo de avance, además, se evaluaron las diferentes tecnologías de generación que se presentan a nivel mundial, considerando el costo de estas.

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



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

02

CAPÍTULO II

INFORMACIÓN BÁSICA,
CRITERIOS Y PARÁMETROS



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 2

INFORMACIÓN BÁSICA, CRITERIOS Y PARÁMETROS

PRONÓSTICO DE DEMANDA

El Plan Indicativo de Generación 2023 - 2037, utilizó la proyección de la demanda proyectada en el Tomo I: Estudios Básicos 2023.

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 y la tarifa media real de las distribuidoras. Al nivel de las distribuidoras se consideran los siguientes sectores de consumo: residencial, comercial, industrial, gobierno y alumbrado. 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 2.56% a 3.94% promedio anual, para los quince años de proyección, mientras que la potencia máxima

exigida al sistema podría crecer entre 3.27% a 4.74%, 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.

Tabla 2. 1: Proyección de la Demanda
PRONOSTICOS DE LA GENERACIÓN Y POTENCIA
PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA INTECONECTADO NACIONAL
2023 - 2037

AÑO	Pesimista - Bajo				Moderado - Medio				Optimista - Alto			
	GENERACIÓN		POTENCIA		GENERACIÓN		POTENCIA		GENERACIÓN		POTENCIA	
	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW	GWh	Δ%GWh	MW	Δ%MW
2023	10 174.09		1 698.53		11 253.99		1 829.78		12 069.35		1 961.04	
2024	10 689.34	5.06%	1 749.49	3.00%	11 823.92	5.06%	1 941.43	6.10%	12 733.16	5.50%	2 088.51	6.50%
2025	11 213.12	4.90%	1 828.21	4.50%	12 366.71	4.59%	2 051.59	5.67%	13 357.09	4.90%	2 213.82	6.00%
2026	11 650.43	3.90%	1 901.34	4.00%	12 779.49	3.34%	2 150.06	4.80%	13 904.73	4.10%	2 353.29	6.30%
2027	11 968.47	2.73%	1 981.20	4.20%	13 387.11	4.75%	2 278.59	5.98%	14 391.40	3.50%	2 508.60	6.60%
2028	12 289.78	2.68%	2 058.47	3.90%	13 828.55	3.30%	2 399.35	5.30%	14 909.49	3.60%	2 656.61	5.90%
2029	12 656.06	2.98%	2 142.86	4.10%	14 321.69	3.57%	2 509.72	4.60%	15 392.34	3.24%	2 808.04	5.70%
2030	12 989.97	2.64%	2 241.43	4.60%	14 795.00	3.30%	2 630.19	4.80%	16 134.81	4.82%	2 965.29	5.60%
2031	13 344.98	2.73%	2 328.85	3.90%	15 295.12	3.38%	2 732.77	3.90%	16 911.48	4.81%	3 110.59	4.90%
2032	13 690.56	2.59%	2 415.02	3.70%	15 806.89	3.35%	2 818.80	3.15%	17 708.58	4.71%	3 253.67	4.60%
2033	14 183.40	3.60%	2 498.00	3.44%	16 464.18	4.16%	2 915.67	3.44%	18 669.68	5.43%	3 390.33	4.20%
2034	14 529.74	2.44%	2 575.44	3.10%	17 009.59	3.31%	3 006.05	3.10%	19 519.21	4.55%	3 546.28	4.60%
2035	14 737.28	1.43%	2 677.01	3.94%	17 432.10	2.48%	3 124.61	3.94%	20 257.37	3.78%	3 720.05	4.90%
2036	15 087.18	2.37%	2 766.26	3.33%	18 021.86	3.38%	3 228.78	3.33%	21 169.30	4.50%	3 876.81	4.21%
2037	15 456.95	2.45%	2 839.69	2.65%	18 645.99	3.46%	3 314.49	2.65%	22 126.56	4.52%	4 060.17	4.73%

Referencia: (ETESA, 2023)

En la demanda mostrada en la Tabla 2. 1, no se toma en cuenta la demanda del Proyecto Minera Panamá, el cual cumple el rol de autogenerador.

Debido a que el Modelo de Demanda THUAR, utilizado por ETESA, proyecta la demanda de potencia y energía de consumo, se hace necesario añadir a la proyección

2023-2037, la demanda de Minera Panamá. Esto se realiza de esta forma, ya que, típicamente la demanda de un proceso minero acarrea un factor de carga del 90% o mayor, ya que son cargas relativamente constantes. A continuación, las podremos apreciar en la Tabla 2. 2 y Tabla 2. 3.

Tabla 2. 2: Demanda Minera Panamá - Potencia.

Minera													
AÑO	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	Total MW
2023	315.16	315.16	315.30	315.07	321.67	322.13	322.89	319.57	322.15	322.13	322.89	321.89	322.89
2024	324.96	324.96	323.58	322.05	324.96	329.35	332.96	331.05	331.96	332.96	332.96	331.58	332.96
2025	330.44	332.96	332.96	332.96	331.05	331.96	332.96	332.96	332.96	330.44	332.96	332.96	332.96
2026	330.44	332.96	332.96	332.96	331.05	331.96	332.96	332.96	332.96	330.44	332.96	332.96	332.96
2027	330.44	332.96	332.96	332.96	331.05	331.96	332.96	332.96	332.96	330.44	332.96	332.96	332.96
2028	330.44	332.96	332.96	332.96	331.05	331.96	332.96	332.96	332.96	330.44	332.96	332.96	332.96
2029	330.44	332.96	332.96	332.96	331.05	331.96	332.96	332.96	332.96	330.44	332.96	332.96	332.96
2030	330.44	332.96	332.96	332.96	331.05	331.96	332.96	332.96	332.96	330.44	332.96	332.96	332.96
2031	330.44	332.96	332.96	332.96	331.05	331.96	332.96	332.96	332.96	330.44	332.96	332.96	332.96
2032	330.44	332.96	332.96	332.96	331.05	331.96	332.96	332.96	332.96	330.44	332.96	332.96	332.96
2033	330.44	332.96	332.96	332.96	331.05	331.96	332.96	332.96	332.96	330.44	332.96	332.96	332.96
2034	330.44	332.96	332.96	332.96	331.05	331.96	332.96	332.96	332.96	330.44	332.96	332.96	332.96
2035	330.44	332.96	332.96	332.96	331.05	331.96	332.96	332.96	332.96	330.44	332.96	332.96	332.96
2036	330.44	332.96	332.96	332.96	331.05	331.96	332.96	332.96	332.96	330.44	332.96	332.96	332.96
2037	330.44	332.96	332.96	332.96	331.05	331.96	332.96	332.96	332.96	330.44	332.96	332.96	332.96

Referencia: (ETESA, 2023)

Tabla 2. 3: Demanda de Minera Panamá - Energía.

AÑO	Minera												Total MWh	Total GWh
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
2023	198,526.20	201,764.40	249,930.40	241,406.29	195,389.87	213,576.50	255,527.08	189,941.50	254,076.97	205,184.72	205,483.80	254,967.25	2,665,774.97	2,665.77
2024	214,434.90	214,281.30	256,664.30	206,377.10	200,958.70	269,681.40	218,737.20	254,226.40	207,632.20	216,143.50	275,273.40	207,726.80	2,742,137.20	2,742.14
2025	212,394.50	210,949.60	272,216.10	218,914.20	263,733.50	208,517.00	195,283.50	275,273.40	211,506.00	212,664.80	262,452.90	219,642.90	2,763,548.40	2,763.55
2026	212,394.50	210,949.60	272,216.10	218,914.20	263,733.50	208,517.00	195,283.50	275,273.40	211,506.00	212,664.80	262,452.90	219,642.90	2,763,548.40	2,763.55
2027	212,394.50	210,949.60	272,216.10	218,914.20	263,733.50	208,517.00	195,283.50	275,273.40	211,506.00	212,664.80	262,452.90	219,642.90	2,763,548.40	2,763.55
2028	212,394.50	210,949.60	272,216.10	218,914.20	263,733.50	208,517.00	195,283.50	275,273.40	211,506.00	212,664.80	262,452.90	219,642.90	2,763,548.40	2,763.55
2029	212,394.50	210,949.60	272,216.10	218,914.20	263,733.50	208,517.00	195,283.50	275,273.40	211,506.00	212,664.80	262,452.90	219,642.90	2,763,548.40	2,763.55
2030	212,394.50	210,949.60	272,216.10	218,914.20	263,733.50	208,517.00	195,283.50	275,273.40	211,506.00	212,664.80	262,452.90	219,642.90	2,763,548.40	2,763.55
2031	212,394.50	210,949.60	272,216.10	218,914.20	263,733.50	208,517.00	195,283.50	275,273.40	211,506.00	212,664.80	262,452.90	219,642.90	2,763,548.40	2,763.55
2032	212,394.50	210,949.60	272,216.10	218,914.20	263,733.50	208,517.00	195,283.50	275,273.40	211,506.00	212,664.80	262,452.90	219,642.90	2,763,548.40	2,763.55
2033	212,394.50	210,949.60	272,216.10	218,914.20	263,733.50	208,517.00	195,283.50	275,273.40	211,506.00	212,664.80	262,452.90	219,642.90	2,763,548.40	2,763.55
2034	212,394.50	210,949.60	272,216.10	218,914.20	263,733.50	208,517.00	195,283.50	275,273.40	211,506.00	212,664.80	262,452.90	219,642.90	2,763,548.40	2,763.55
2035	212,394.50	210,949.60	272,216.10	218,914.20	263,733.50	208,517.00	195,283.50	275,273.40	211,506.00	212,664.80	262,452.90	219,642.90	2,763,548.40	2,763.55
2036	212,394.50	210,949.60	272,216.10	218,914.20	263,733.50	208,517.00	195,283.50	275,273.40	211,506.00	212,664.80	262,452.90	219,642.90	2,763,548.40	2,763.55
2037	212,394.50	210,949.60	272,216.10	218,914.20	263,733.50	208,517.00	195,283.50	275,273.40	211,506.00	212,664.80	262,452.90	219,642.90	2,763,548.40	2,763.55

Referencia: (ETESA, 2023)

PRONÓSTICOS DE PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES

La Secretaría Nacional de Energía indica, en la Definición de Políticas y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2023, que para la proyección de los precios de los combustibles utilizados en la generación termoeléctrica existente y futura, se considera un escenario base de precios medios, altos y bajos, aplicándole respectivamente las tendencias de Referencia, ("Reference"), Alta ("High Price") y Baja ("Low Price") de la proyección de combustible estimada por la última versión del "Annual Energy Outlook" de la EIA (Energy Information Administration)/DOE (Department of Energy).

Los precios del petróleo crudo Brent promediaron \$ 113.34 por barril (b) en mayo de 2022, \$ 8.76 / b desde el promedio de abril de 2022 y \$ 44.81 / b desde mayo de 2021. El aumento de los precios del Brent en mayo continuó reflejando las expectativas de aumento de la demanda de petróleo producto de los conflictos en Europa Oriental.

Las tasas y la actividad económica mundial han aumentado lentamente, junto con las continuas limitaciones del suministro de petróleo por parte de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP) y los países socios (OPEP +). Además, las interrupciones en el suministro

de petróleo por el clima invernal extremo en los Estados Unidos (especialmente en Texas) presionaron al alza los precios del petróleo crudo durante los primeros meses de 2022.

Estas proyecciones reflejan los eventos globales del mercado del petróleo hasta finales de 2021 y principios del 2022, tomando en consideración nuevas tecnologías de exploración, el crecimiento en la producción de crudo no tradicionales, y las intempestivas bajas y subidas de los precios mundiales del petróleo crudo.

Para proyectar los precios de los combustibles utilizados en el plan de expansión se tomarán como punto de partida los promedios de los precios reales reportados, semana 24 de 2023, del Centro Nacional de Despacho en el periodo inmediatamente anterior, y se aplicaron las tendencias del Short-Term Energy Outlook (STEO) de abril de 2023 para los primeros dos años y para el resto del periodo se aplicaron las tendencias del escenario de Referencia ("Reference"), alta ("High Price") y baja ("Low Price"), respectivamente, de las proyecciones estimadas por la última versión del "Annual Energy Outlook 2023" de la EIA/DOE. A continuación, se presentan estas proyecciones.

Tabla 2. 4: Proyección de los precios del combustible - Escenario de Precios Base

PROYECCIÓN DE COMBUSTIBLES - ESCENARIO MEDIO \$/MMBTU				
AÑO	Heavy Fuel Oil (HFO) BÚNKER C	Destillate Fuel Oil DIÉSEL	CH4 GAS NATURAL	CARBÓN (Bituminoso)
2023	10.40	24.37	8.84	4.92
2024	9.90	23.25	10.15	4.82
2025	9.63	22.95	8.89	4.74
2026	9.64	21.58	6.91	4.68
2027	9.65	20.42	6.53	4.63
2028	9.66	20.05	6.49	4.58
2029	9.70	19.88	6.62	4.57
2030	9.74	19.82	6.86	4.57
2031	9.77	19.86	7.20	4.53
2032	9.82	19.91	7.63	4.48
2033	9.86	19.96	8.05	4.46
2034	9.91	20.06	8.36	4.45
2035	9.96	20.13	8.51	4.43
2036	9.99	20.18	8.58	4.42
2037	10.03	20.22	8.77	4.45

Referencia: (Centro Nacional de Despacho / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2023)

Tabla 2. 5: Proyección de los precios del combustible - Escenario de Precios Altos

PROYECCIÓN DE COMBUSTIBLES - ESCENARIO ALTO \$/MMBTU				
AÑO	Heavy Fuel Oil (HFO) BÚNKER C	Destillate Fuel Oil DIÉSEL	CH4 GAS NATURAL	CARBÓN (Bituminoso)
2023	13.93	28.93	9.36	5.01
2024	15.08	30.04	11.09	4.95
2025	14.80	30.40	9.97	4.83
2026	14.94	29.78	7.99	4.72
2027	15.01	29.39	7.61	4.66
2028	14.97	29.30	7.57	4.64
2029	15.08	29.27	7.70	4.65
2030	15.21	29.24	7.94	4.65
2031	15.27	29.19	8.28	4.62
2032	15.31	29.26	8.71	4.58
2033	15.45	29.57	9.23	4.56
2034	15.57	29.79	9.81	4.56
2035	15.57	29.76	10.05	4.57
2036	15.63	29.87	10.10	4.56
2037	15.67	29.93	10.39	4.59

Referencia: (Centro Nacional de Despacho / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2023)

Tabla 2. 6: Proyección de los precios del combustible - Escenario de Precios Bajos

PROYECCIÓN DE COMBUSTIBLES - ESCENARIO BAJO \$/MMBTU				
AÑO	Heavy Fuel Oil (HFO) BÚNKER C	Destillate Fuel Oil DIÉSEL	CH4 GAS NATURAL	CARBÓN (Bituminoso)
2023	9.72	17.94	8.32	4.79
2024	8.90	13.67	9.21	4.63
2025	8.83	13.59	8.22	4.58
2026	8.84	12.84	6.51	4.55
2027	8.89	12.15	6.22	4.51
2028	8.94	11.85	6.20	4.48
2029	8.93	11.92	6.33	4.47
2030	8.98	11.95	6.52	4.45
2031	9.03	11.94	6.67	4.41
2032	9.09	12.01	6.79	4.36
2033	9.12	12.04	6.87	4.33
2034	9.14	12.04	6.91	4.31
2035	9.23	12.11	6.98	4.30
2036	9.25	12.14	7.05	4.29
2037	9.26	12.13	7.14	4.31

Referencia: (Centro Nacional de Despacho / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2023)

Tabla 2. 7: Poder calorífico de los combustibles

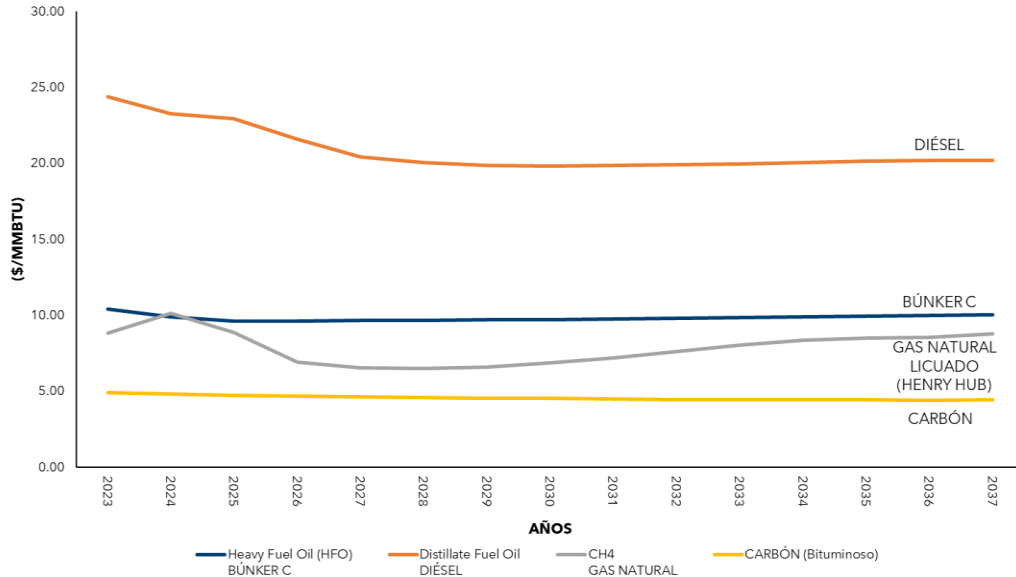
COMBUSTIBLE	UNIDAD	MJ	kWh	BTU	kcal
Heavy Fuel Oil (HFO)	Barril	6,779.43	1,883.46	6,426,000.00	1,619,352.00
Fuel Oil #6	gal	161.42	44.84	153,000.00	38,556.00
Búnker C	ltr	42.59	11.83	40,369.39	10,173.09
Distillate Fuel Oil	Barril	6,136.94	1,704.96	5,817,000.00	1,465,884.00
Fuel Oil #2	gal	146.12	40.59	138,500.00	34,902.00
Diésel Bajo en Azufre	ltr	41.87	11.63	39,684.81	10,000.57
Coal (bituminous)	Ton	25,320.00	7,034.40	24,000,000.00	6,048,000.00
Carbón (bituminoso)	lb	12.63	3.51	11,970.07	3,016.46
Gas Natural	m ³	38,665.75	10,742.12	36,650,000.00	9,235,800.00
CH ₄	ft ³	1,095.50	304.35	1,038,390.71	261,674.46

Referencia: (U.S. Department of Energy - U.S. Energy Information Administration)

En el Gráfico 2. 1, Gráfico 2. 2 y Gráfico 2. 3 se muestra la comparación de los combustibles utilizados en este estudio.

Gráfico 2. 1: Proyección de precios del combustible en balboas por millón de BTU - Escenario de Precios Base

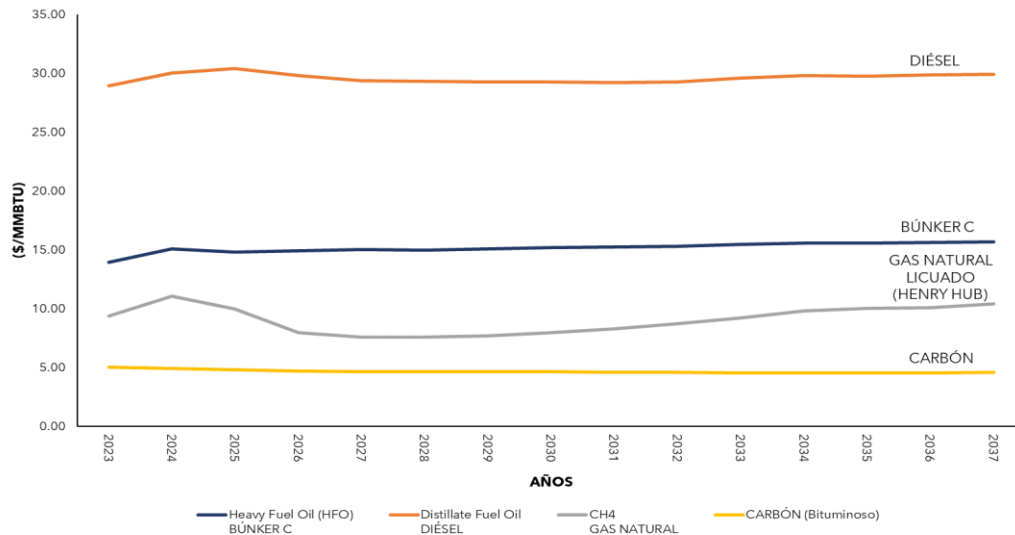
PROYECCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES 2023-2037
Escenario de Referencia



Referencia: (Centro Nacional de Despacho / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2023)

Gráfico 2. 2: Proyección de precios del combustible en balboas por millón de BTU - Escenario de Precios Altos

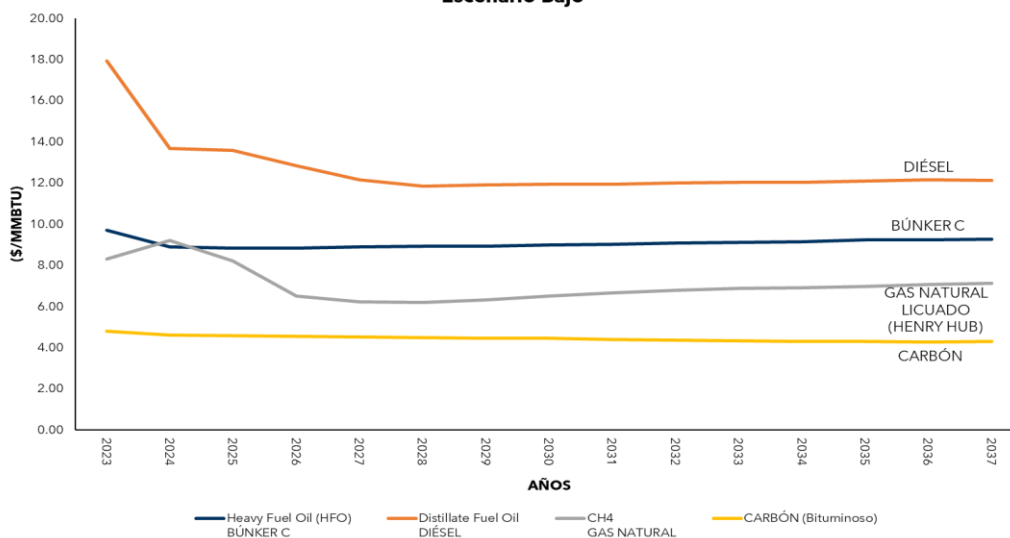
PROYECCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES 2023-2037
Escenario Alto



Referencia: (Centro Nacional de Despacho / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2023)

Gráfico 2. 3: Proyección de precios del combustible en balboas por millón de BTU - Escenario de Precios Bajos

PROYECCIÓN DE PRECIOS DE COMBUSTIBLES 2023-2037
 Escenario Bajo



Referencia: (Centro Nacional de Despacho / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration, 2023)

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 2023-2037.

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 ^[1], 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.

Criterio de Confiabilidad

Energía:

- Para ningún año del período 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, y
- No se permiten déficit de cualquier cantidad que aparezcan para el mismo mes de cualquier año del período 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 2023-2037 se utilizará un valor porcentual de reserva por confiabilidad de 6.45%.^[2]

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 ^[3], que corresponde al CENS (Costo de Energía No Suministrada), publicado por la Autoridad de los Servicios Públicos.

¹ De acuerdo con el Artículo 81 del Texto Único de la Ley 6 de 3 de febrero de 1997

² Costo de La Energía No Suministrada para la Aplicación en la planificación de la Transmisión aprobado mediante Resolución AN No. 15703-Elec del 3 de octubre de 2019 y mantenido mediante Resolución AN No. 17218-Elec del 27 de octubre de 2021.

³ Valor calculado por CND en cumplimiento a la Resolución AN No. 7796-ELEC del 04 de septiembre de 2014.

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%.



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

03

CAPÍTULO III

SISTEMA DE GENERACIÓN
EXISTENTE



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 3

SISTEMA DE GENERACIÓN EXISTENTE

La capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional a finales de junio de 2023 es de 4054.45 MW, de los cuales, 1848.59 MW que corresponden a centrales hidroeléctricas, 1382.09 MW a centrales termoeléctricas, 336.00 MW a parques eólicos y 487.78 MW a solares fotovoltaicas, ver Tabla 3. 1.

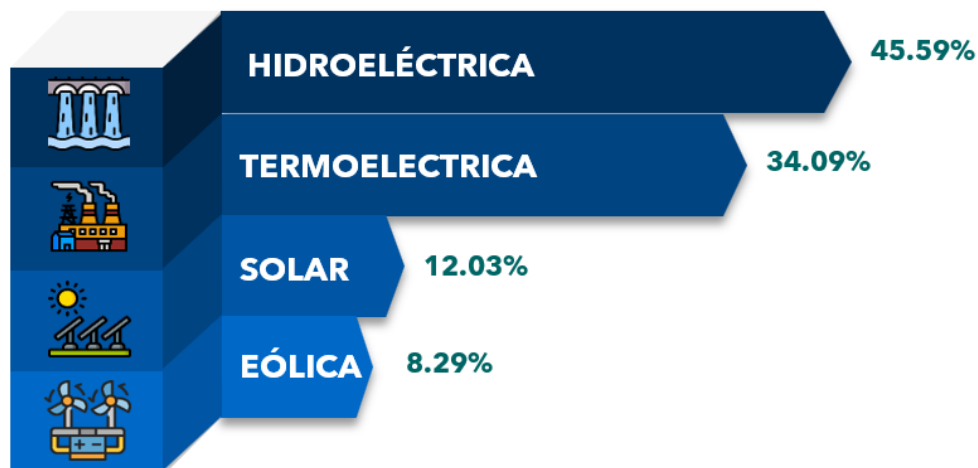
Tabla 3. 1: Matriz Energética a junio 2023

Recurso	Tecnología	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Firme (MW)
Hidroeléctricas	Hidroeléctrica de Pasada	1288.59	660.36
	Hidroeléctrica de Embalse	560.00	450.29
Termoeléctricas	Ciclo Combinado	531.00	492.79
	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	487.78	0.00
Total		4054.45	2045.38

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2023).

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.

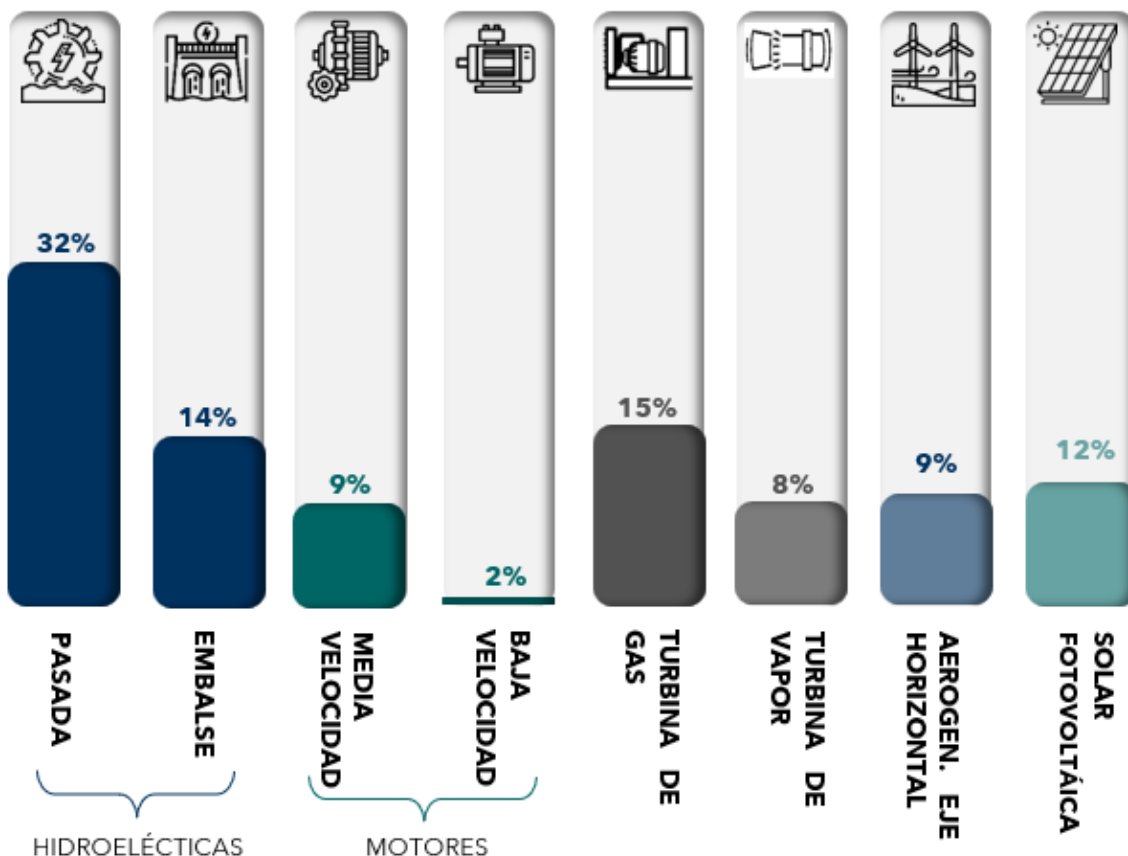
Gráfico 3. 1: Composición porcentual del sistema de generación



Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2023).

En el Gráfico 3. 2, se puede observar composición porcentual por tecnología, en donde el 9% representa motores de media velocidad, el 2% motor de baja velocidad, el 15% Turbinas de gas, 14% hidroeléctricas de embalse, 32% hidroeléctricas de pasada y 28% otros, los cuales los componen turbinas de vapor, aerogeneradores y solares.

Gráfico 3. 2: Composición porcentual por tecnología del sistema de generación



Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2023).

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

Tabla 3. 2: Capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional a junio de 2023

Agente	Capacidad Instalada por Agente	Capacidad Instalada del SIN
AES Panamá S.R.L	576.83	576.83
Gas Natural Atlantico S de R.L.	381.00	957.83
ENEL Fortuna, S.A.	300.00	1257.83
Minera Panamá, S.A.	300.00	1557.83
AES Changuinola, S.R.L.	222.98	1780.81
UEP Penonomé II, S. A.	215.00	1995.81
Autoridad del Canal de Panamá	159.61	2155.42
Celsia Centroamérica, S.A.	155.00	2310.42
Generadora del Atlántico S.A.	150.00	2460.42
Pan Am Generating Limited, S.A.	149.70	2610.11
Ideal Panamá, S.A	145.00	2755.11
Avanzalia Panamá S.A.	120.00	2875.11
Alternegy, S.A.	93.69	2968.80
Electron Investment	84.25	3053.05
Enel Solar, S.R.L.	76.36	3129.41
Hydro Caisán, S.A.	72.20	3201.61
Parque Eólico Toabré, S.A.	66.00	3267.61
Fountain Intertrade Corp.	57.90	3325.51
Pedregal Power Company	53.53	3379.04
Sparkle Power, S.A.	50.10	3429.14
Hidroecológica del Teribe, S.A	31.80	3460.94
Central Azucarero de Alanje, S.A.	30.00	3490.94
Generadora del Istmo S.A.	28.84	3519.78
Generadora Solar Austral, S.A.	25.90	3545.68
Bontex, S.A.	25.30	3570.98
Energía y Servicios de Panamá, S.A. (ESEPSA)	22.35	3593.33
Hidro Piedra, S.A.	21.62	3614.95
Generadora Pedregalito, S.A.	19.90	3634.85
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	19.80	3654.65
Caldera Energy Corp.	19.75	3674.40
Panamasolar2, S.A.	16.00	3690.40
Generadora Alto Valle, S.A.	15.50	3705.90
Salto de Francoli S.A.	13.64	3719.54
Empresa Nacional de Energía, S.A	13.54	3733.08
Generadora Río Chico S.A.	12.52	3745.60
Desarrollos Hidroeléctricos Corp.	10.00	3755.60
Istmus Hydropower Corp	10.00	3765.60
Las Perlas Norte, S.A	10.00	3775.60
Las Perlas Sur, S.A	10.00	3785.60
Photovoltaics Developments	10.00	3795.60
Photovoltaics Investments Corp.	10.00	3805.60
Tecnisol I, S.A.	10.00	3815.60
Tecnisol II, S.A.	10.00	3825.60
Tecnisol III, S.A.	10.00	3835.60
Tecnisol IV, S.A.	10.00	3845.60
Divisa Solar 10 MW, S.A.	9.99	3855.59

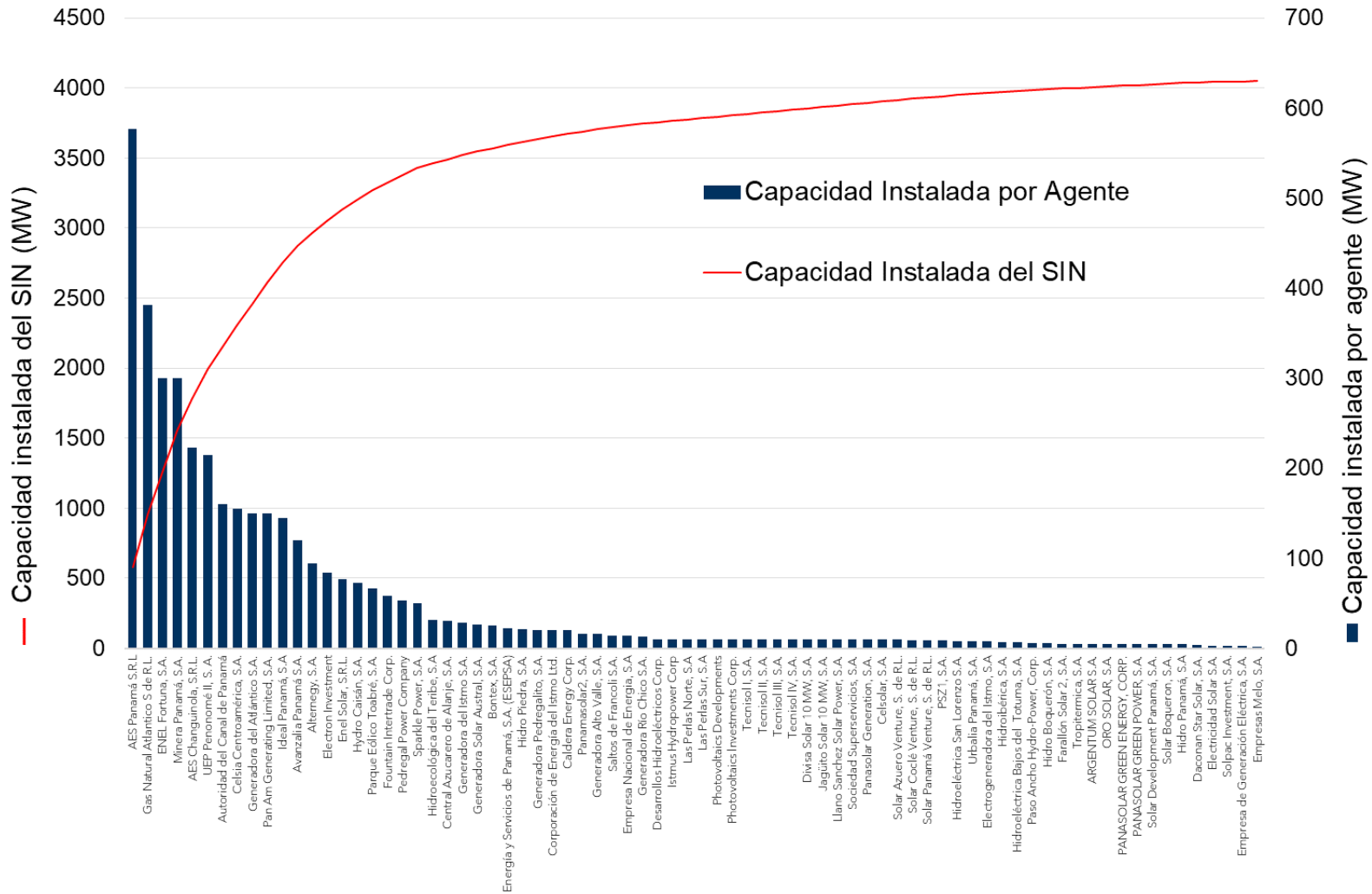
Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2023).

Capacidad instalada del Sistema Interconectado Nacional a junio de 2023 (Continuación 2/2)

Jagüito Solar 10 MW, S.A.	9.99	3865.58
Llano Sanchez Solar Power, S.A.	9.99	3875.57
Sociedad Superservicios, S.A.	9.99	3885.56
Panasolar Generation, S.A.	9.90	3895.46
Celsolar, S.A.	9.69	3905.15
Solar Azuero Venture, S. de R.L.	9.52	3914.67
Solar Coclé Venture, S. de R.L.	8.99	3923.66
Solar Panamá Venture, S. de R.L.	8.99	3932.65
PSZ1, S.A.	8.50	3941.15
Hidroeléctrica San Lorenzo S.A.	8.12	3949.27
Urbalia Panamá, S.A.	8.10	3957.37
Electrogeneradora del Istmo, S.A	8.00	3965.37
Hidroibérica, S.A.	7.14	3972.51
Hidroeléctrica Bajos del Totuma, S.A.	6.30	3978.81
Paso Ancho Hydro-Power, Corp.	6.00	3984.81
Hidro Boquerón, S.A.	5.80	3990.61
Farallón Solar 2, S.A.	5.16	3995.77
Tropitermica, S.A.	5.05	4000.82
ARGENTUM SOLAR S.A.	5.00	4005.82
ORO SOLAR, S.A.	5.00	4010.82
PANASOLAR GREEN ENERGY, CORP.	5.00	4015.82
PANASOLAR GREEN POWER, S.A.	5.00	4020.82
Solar Development Panamá, S.A.	5.00	4025.82
Solar Boqueron, S.A.	4.75	4030.57
Hidro Panamá, S.A	4.70	4035.27
Daconan Star Solar, S.A.	3.24	4038.51
Electricidad Solar S.A.	3.00	4041.51
Solpac Investment, S.A.	3.00	4044.51
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	2.40	4046.91
Empresas Melo, S.A.	2.07	4048.98
Andreas Power Energy, S.A	0.99	4049.97
Azucarera Nacional	0.96	4050.93
Concepto Solar, S.A.	0.96	4051.89
Eco Groove Investment, INC.	0.75	4052.64
Arkopal, S.A.	0.68	4053.32
Café de Eleta, S.A.	0.53	4053.85
MASPV PANAMA INC.	0.50	4054.35
Generación Solar, S.A.	0.10	4054.45
Total		4054.45

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2023).

Gráfico 3. 3: Capacidad instalada por Agente a junio de 2023



Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2023).

GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA

En la actualidad el sistema cuenta con la instalación de 61 centrales hidroeléctricas repartidas en 36 agentes del mercado. La empresa cuya mayor instalación tiene es AES Panamá que cuenta con 576.83 MW equivalentes al 14.23% de la instalación total del país. Además de esto, cuentan con los derechos de comercialización de la Central Changuinola 1 (222.98 MW).

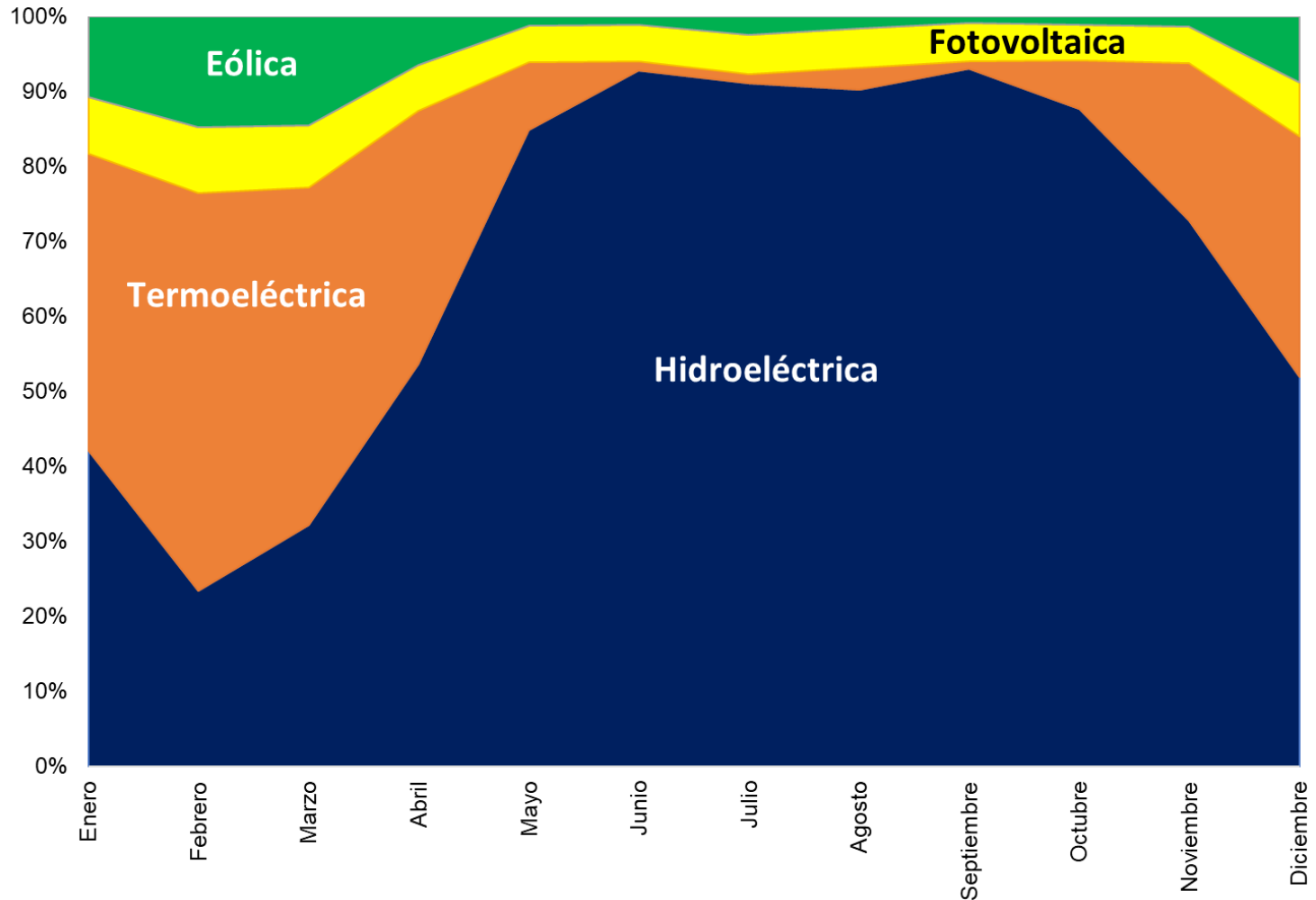
Cabe destacar que, en su mayoría, las centrales hidroeléctricas se encuentran en la región occidental de la República. En total la provincia de Chiriquí cuenta en la actualidad con 1234.58 MW, instalados, seguido por las provincias de Panamá con 297 MW, Bocas del Toro con 254.78 MW, Veraguas con 26.80 MW y Coclé con 11.36 MW.

La central hidroeléctrica cuya área de embalse es la más grande del país, Fortuna, se encuentra hacia el lado este de la provincia de Panamá, con un total de 350 kilómetros cuadrados.

La Central Hidroeléctrica Bayano, la cual está ubicada aproximadamente a 80 kilómetros al este de la ciudad de Panamá y aprovecha las aguas fluyentes del Río Bayano, con una instalación de 260 MW genera en promedio 577 GWh anuales. Para el año 2022, la generación alcanzó los 618.8 GWh.

Según cifras del Centro Nacional de Despacho (CND), la energía proveniente de centrales hidroeléctricas para el año 2022 en promedio, cubrió el 66% de la demanda. El aporte total fue de 7838.6 GWh.

Gráfico 3. 4: Comportamiento de la generación eléctrica 2022



Referencia: (Centro Nacional de Despacho, 2022).

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	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Potencia 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	1600.00	
AES Panamá S.R.L	Bayano	Hidroeléctrica de Embalse	260.00	260.00	160.12	577.00	
AES Panamá S.R.L	Estí	Hidroeléctrica de Pasada	120.00	120.00	112.67	620.00	
AES Panamá S.R.L	Embalse Ficticio La Esperanza	Hidroeléctrica de Pasada	0.00	0.00	0.00	0.00	
Isthmus 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	
Salto 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 Energía, S.A	Bugaba 1	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	
Salto 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 Energía, 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	
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	Autogenerador
Café de Eleta, S.A.	Candela G1	Hidroeléctrica de Pasada	0.53	0.53	0.13	nd	
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	Autogenerador
Empresas Melo, S.A.	El Salto	Hidroeléctrica de Pasada	0.73	0.73	0.00	nd	Autogenerador
Empresas Melo, S.A.	Río 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
			1848.59	1845.92	1110.65	8060.32	

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2022).

GENERACIÓN TERMOELÉCTRICA

La matriz energética hasta junio del 2023 es complementada con plantas termoeléctricas que brindan energía estable y seguridad al suministro eléctrico del país, con un aporte de 19% de la generación de energía eléctrica en el año 2022.

El 75% de la capacidad instalada de generación termoeléctrica está ubicada en la provincia de Colón y el 25% faltante se ubica en las provincias de Panamá y Panamá Oeste.

En abril de 2018 se incorporó al Sistema de Generación Panameño el Proyecto Costa Norte, con una capacidad instalada de 381MW, añadiendo la participación del componente de generación con gas natural en lugar de otros combustibles fósiles. Además, en el año 2019 se incorporaron al sistema interconectado las plantas térmicas Urbalia Panamá, S.A. y Tropitérmica.

En la Tabla 3. 4 se muestran las principales características de las plantas termoeléctricas existentes, incluyendo las pequeñas centrales termoeléctricas.

De acuerdo con la empresa Bahía Las Minas Corp. contempla para el 1 de junio de 2024 el retiro de las unidades BLM G8, J. Brown G6, turbinas de gas que operaban con Diésel.

En la Tabla 3. 5 se observa el programa del retiro del sistema plantas termoeléctricas de manera más detallada.

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	-	
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	-	Autogenerador
Minera Panamá, S.A.	Cobre Panamá - PACO Power Plant Und2	Turbina de Vapor (Carbón)	150.00	150.00	150.00	-	Autogenerador
Tropitermica, S.A.	Tropitermica	Motor de Media Velocidad (Diesel)	5.05	5.00	4.66	3.58	
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	
Central Azucarero de Alanje, S.A.	CADASA	Turbina de Vapor (Bagazo)	30.00	30.00	30.00	-	Autogenerador
			1382.09	1361.36	1252.60	934.73	

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2023)

Tabla 3. 5: Programa del retiro de unidades Termoeléctricas

No.	Agente Generador	Nombre	Tipo	Unidades	Combustible	Capacidad Instalada (MW)	Fecha de Retiro
1	Celsia Centroamérica, S.A.	9 de enero TG8	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	34.00	01-ene-25
2	Celsia Centroamérica, S.A.	9 de enero JB TG6	Turbina de Gas	1	Diesel (No. 2 fuel oil)	33.00	01-ene-25
3	Celsia Centroamérica, S.A.	Cativa	Motor de Media Velocidad (Bunker)	10	Bunker C (No. 6 fuel oil)	87.00	01-ene-25
Total						154.00	

Nota: Según nota CECA-CME-043-2023.

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2023)

GENERACIÓN RENOVABLE

De manera tradicional, en Panamá la mayor parte de la de energía eléctrica se genera a partir de las centrales hidroeléctricas y de las centrales termoeléctricas. Esto debido a la necesidad de mantener un sistema estable y brindar confiabilidad en el suministro eléctrico.

En los últimos años, la matriz energética de Panamá se ha diversificado con la implementación de tecnologías renovables no convencionales como lo es la energía solar y la energía eólica gracias a la disminución notable de los precios de estas tecnologías.

Esto es parte de las políticas asumidas como país en respuesta del crecimiento de la demanda, la descarbonización y el cambio climático que puede observarse en los aumentos de temperatura y en sequías más extensas.

Como primer paso, a finales del año 2013 la empresa UEP Penonomé I, S.A., instala la primera planta de generación eólica en Panamá,

específicamente en la provincia de Coclé, con un total de 55 MW.

UEP Penonomé II, S.A., compañía subsidiaria de Interenergy Holding, con una inversión de 430 millones de dólares, inauguró en abril de 2016 en la provincia de Penonomé el Parque Eólico Penonomé (Laudato Si), nombre inspirado en la encíclica del papa Francisco) de 215 MW, el más grande de Centroamérica y el Caribe, con 86 aerogeneradores. En la Tabla 3. 6 se muestran los parques eólicos existentes.

De igual forma, el desarrollo de la generación proveniente de energía solar ha recibido un auge considerable durante los últimos años en el sector eléctrico de Panamá, con Plantas Fotovoltaicas como Pocrí de 16MW, y las plantas propiedad de Enel Green Power Panamá, S.A. (Estrella Solar, Milton Solar, Sol de David). En la Tabla 3. 7 se muestran las plantas solares existentes en el plantel de generación.

Tabla 3. 6: Sistema de generación Eólica existente

Agente	Nombre	Tipo	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)
AES Panamá S.R.L	Nuevo Chagres	Aerogeneradores de Eje Horizontal	55.00	55.00	135.00
Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 1	Aerogeneradores de Eje Horizontal	66.00	66.00	277.00
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
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
			336.00	336.00	998.50

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2023)

Tabla 3. 7: Sistema de Generación solar Fotovoltaica existente

Agente	Nombre	Tipo	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Energía Promedio Anual (GWh)	Observación
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Sarigua	Solar Fotovoltaica	2.40	2.40	4.35	
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	
Hidroibérica, S.A.	El Fraile Solar	Solar Fotovoltaica	0.48	0.48	0.83	
Azucarera Nacional	Cocle Solar	Solar Fotovoltaica	0.96	0.96	1.63	Autogenerador
Farallón Solar 2, S.A.	Farallón Solar 2	Solar Fotovoltaica	5.16	4.80	1.63	
Empresa Nacional de Energía, S.A	Central Fotovoltaica Bugaba	Solar Fotovoltaica	2.56	2.40	3.41	
Solar Cocle Venture, S. de R.L.	Miraflores Cocle	Solar Fotovoltaica	8.99	8.99	20.15	
Solar Azuero Venture, S. de R.L.	Miraflores Los Ángeles	Solar Fotovoltaica	9.52	9.52	17.82	
Solar Panamá Venture, S. de R.L.	Miraflores París	Solar Fotovoltaica	8.99	8.99	18.67	
Enel Solar, S.R.L.	Generadora Solar Caldera	Solar Fotovoltaica	5.45	4.91	7.81	
Enel Solar, S.R.L.	Sol de David	Solar Fotovoltaica	7.90	7.63	12.20	
Enel Solar, S.R.L.	Vista Alegre	Solar Fotovoltaica	8.22	8.22	13.29	
Enel Solar, S.R.L.	Milton Solar	Solar Fotovoltaica	10.00	10.26	16.62	
Enel Solar, S.R.L.	Sol Real	Solar Fotovoltaica	10.00	10.78	17.43	
PSZ1, S.A.	El Espinal	Solar Fotovoltaica	8.50	9.00	15.02	
Panamasolar2, S.A.	Pocrí	Solar Fotovoltaica	16.00	16.00	32.96	
Enel Solar, S.R.L.	Estrella Solar	Solar Fotovoltaica	4.93	4.93	7.74	
Jagüito Solar 10 MW, S.A.	Jagüito Solar	Solar Fotovoltaica	9.99	10.00	16.30	
Generación Solar, S.A.	Proyecto Fotovoltaico Zona Franca Albrook	Solar Fotovoltaica	0.10	0.10	0.17	
MASPV PANAMA INC.	PV SUNRISE MASPV 1	Solar Fotovoltaica	0.50	0.50	0.65	
Panasolar Generation, S.A.	Panasolar Generation	Solar Fotovoltaica	9.90	9.90	19.33	
Sociedad Superservicios, S.A.	Solar 01 Correg. de Antón	Solar Fotovoltaica	9.99	10.00	17.20	
Photovoltaics Investments Corp.	Ecosolar	Solar Fotovoltaica	10.00	10.00	16.54	
Solpac Investment, S.A.	Pacora II Etapa 1	Solar Fotovoltaica	3.00	3.00	5.63	
Solar Development Panamá, S.A.	Santiago Gen 1	Solar Fotovoltaica	5.00	6.00	9.66	
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	
Avanzalia Panamá S.A.	Penonomé	Solar Fotovoltaica	120.00	120.00	120.00	
Enel Solar, S.R.L.	La Esperanza Solar	Solar Fotovoltaica	19.99	20.00	32.10	
Celsolar, S.A.	Celsia Solar Prudencia	Solar Fotovoltaica	9.69	10.00	17.09	
Concepto Solar, S.A.	Bejuco Solar	Solar Fotovoltaica	0.96	0.96	1.66	
Generadora Solar Austral, S.A.	Madre Vieja Solar	Solar Fotovoltaica	25.90	26.00	41.80	
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	
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	
Andreas Power Energy, S.A	PV Andreas Power Energy SECA Energy	Solar Fotovoltaica	0.99	0.99	1.70	
ORO SOLAR, S.A.	PV Oro Solar	Solar Fotovoltaica	5.00	5.00	19.04	
ARGENTUM SOLAR S.A.	PV Rio de Jesus	Solar Fotovoltaica	5.00	5.00	19.08	
Empresas Melo, S.A.	La Mesa Fase 1	Solar Fotovoltaica	1.00	1.00	nd	Autogenerador
			487.78	486.62	764.52	

Referencia: (Información de Agentes Panamá, 2023)

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 169.61 MW, de estos 60MW corresponden a centrales hidroeléctricas con un 35.37% de aporte y 99.61 MW a centrales termoeléctricas con un 64.63% 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. 8.

Tabla 3. 8: 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		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, 2023)



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

04

CAPÍTULO IV

POTENCIAL ENERGÉTICO
Y GENERACIÓN
FUTURA



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 4

POTENCIAL ENERGÉTICO Y GENERACIÓN FUTURA

El potencial de las energías renovables en Panamá es abundante y diverso, e incluye recursos tales como energía hidroeléctrica, eólica, solar, geotérmica, marina y biomasa.

Las políticas energéticas implementadas durante los últimos años tienen como objetivo principal diversificar en el corto y mediano plazo la matriz energética vigente, de modo que el país esté debidamente preparado ante cambios en el ámbito nacional (sequías muy prolongadas) o cambios que puedan ocurrir en el

plano internacional (alza en los precios de los combustibles fósiles).

Al diversificar la matriz energética se busca lograr garantizar el suministro de electricidad en el país, sin tener que forzar a tomar medidas de ahorro para evitar apagones, como sucedió en años anteriores.

Frente a estos aspectos, se ha planteado desde algunos sectores que las fuentes renovables pueden considerarse como la solución al abastecimiento energético. Pero es necesario medir el impacto de estas nuevas fuentes renovables y valorar los costos que implica la utilización de cada una de estas 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 desarrollo, los cuales totalizan más 1102.4 MW, siendo la provincia de Coclé dominante en este aspecto con el 61% del potencial eólico identificado; en segundo lugar, está la provincia de Veraguas con el 24%; el restante 15% corresponde al potencial ubicado en la provincia de

Chiriquí. En la actualidad se cuenta con 11 proyectos de los cuales se han otorgado 6 licencias para la

construcción y explotación de este recurso. (Ver Tabla 4. 1).

Tabla 4. 1: Licencias Definitivas para generación Eólica

No.	Proyecto	Empresa	Provincia	MW	Estatus	Tipo de Licencia	Observación
1	Toabre*	Parque Eólico Toabré, S.A.	Coclé	44.00	Construcción Fase 2 & 3	Definitiva	Se modela con 42.90 MW & 138.60 MW
2	Antón	Parque Eólico Toabré, S.A.	Coclé	105.00	Diseño Final - Solicitaron Prórroga	Definitiva	
3	Viento Sur**	Helium Energy Panamá, S.A.	Veraguas	150.00	Diseño Final	Definitiva	Se modela con 115.2 MW
4	Escudero**	Helium Energy Panamá, S.A.	Veraguas	116.00	Diseño Final	Definitiva	Se modela con 111.60 MW
5	Portobelo Etapa 2	UEP Penonomé III, S.A.	Coclé	17.25	Diseño Final	Definitiva	
6	Nuevo Chagres Fase 2 (Etapa 2)	UEP Penonomé III, S.A.	Coclé	51.75	Diseño Final	Definitiva	
Total				484.00			
* El desarrollador presento a ETESA las siguientes capacidades para las fases 2 y 3 del PE Toabré, 42.90 MW y 138.60 MW.							
** El desarrollador presento a ETESA las siguientes capacidades para los proyectos Viento Sur y Escudero, 115.20 MW y 111.60 MW.							

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2023).

Se tiene un total de 5 empresas dispuestas a invertir en dicho sector de generación. (Ver Tabla 4. 2).

Tabla 4. 2: Licencias Provisionales para generación Eólica

No.	Proyecto	Empresa	Provincia	MW	Estatus	Tipo de Licencia	Observación
1	Caimitillo	Hidroibérica S.A.	Coclé	1.87		Provisional	
2	Tramontana	Inversiones M & J , S.A.	Chiriquí	160.00		Provisional	
3	La Patrona *	Eolónica, S.A.	Coclé	80.00		Provisional	Se modela con 120 MW
4	Cocle Win Power Plant	H & H Green Energy Corp.	Coclé	190.40		Provisional	
5	Santa Cruz	Santa Cruz Wind, S.A.	Coclé	68.40		Provisional	
6	La Colorada**	UKA Parque Eólico La Colorada S.A.	Coclé	119.60		Provisional	Se modela con 138 MW
Total				620.27			
* El desarrollador presento a ETESA la capacidad de 120.00 MW para el proyecto La Patrona							
** El desarrollador presento a ETESA la capacidad de 138.00 MW para el proyecto La Colorada							

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2023).

A finales del año 2022, los aportes de energía eólica proporcionados por el Parque Nuevo Chagres I, propiedad de la empresa AES Panamá S.R.L., que cuenta con 55 MW fueron de 80.96 GWh.

De igual forma, la empresa UEP Penonomé II, S.A. con su parque de generación Penonomé (Laudato Si) genero un aporte total a diciembre de 2022 de 381.65 GWh.

No obstante que el potencial utilizable es muy atractivo, la

discontinuidad característica del viento imposibilita extender su contribución al sistema sin adicionar respaldos significativos en el sistema.

Países con mayor experiencia en estas fuentes recomiendan desarrollar en forma escalonada la penetración eólica, para controlar y compensar los efectos secundarios que provoca en el sistema.

Potencial Solar

Ambas tecnologías, la fotovoltaica y la de concentración solar, han evolucionado rápidamente en los últimos años. Sin embargo, la tecnología fotovoltaica, única desarrollada hasta el momento en Panamá, ha experimentado un gran desarrollo y ha bajado significativamente su costo de fabricación.

Esta situación, aunada con el aumento general del costo de las otras tecnologías y sus crecientes complicaciones socio ambientales, hacen que la generación fotovoltaica sea competitiva con las tecnologías convencionales.

De igual forma que las fuentes eólicas en Panamá, ha incentivado la explotación de parques solares mediante la aprobación de leyes y normas que rigen este tipo de tecnología. Según datos de la ASEP, el país cuenta con un potencial fotovoltaico en desarrollo de 1797.58 MW, de igual forma la provincia de Coclé lidera en el potencial fotovoltaico identificado, 44% con respecto al potencial nacional en desarrollo.

En la actualidad se cuenta con 86 proyectos identificados, de los cuales se han otorgado 28 licencias para la construcción y explotación de este recurso. (Ver Tabla 4. 3)

Tabla 4. 3: Licencias Definitivas Fotovoltáicas

No.	Proyecto	Empresa	Provincia	MW	Estatus	Tipo de Licencia	Observación
1	La Mata	Green Electric S.A.	Veraguas	10.00	Diseño	Definitiva	No se Considera
2	Farrallón Solar 2	Farrallón Solar 2, S.A.	Coclé	5.16	Construcción	Definitiva	5.1 MW última etapa
3	Bajo Frio	Bajo Frio PV, S.A.	Panamá	5.07	Solicitud de Prórroga	Definitiva	No se Considera
4	La Victoria	Generadora de Energía Renovable, S.A.	Herrera	9.97	Solicitud de Prórroga	Definitiva	
5	Los Santos Solar	AES Panamá S.R.L.	Los Santos	7.56	Solicitud de Prórroga	Definitiva	
6	Panasolar II	Panasolar Green Energy Corp.	Coclé	5.00	Construcción	Definitiva	
7	Panasolar III	Panasolar Green Power S.A.	Coclé	5.00	Construcción	Definitiva	
8	Andreas Power	Andreas Power Energy, Corp.	Chiriquí	0.99	Construida	Definitiva	
9	Baco Solar	Generadora Solar El Puerto, S.A.	Chiriquí	25.90	Construcción	Definitiva	
10	La Villa Solar	Sunergy, I S.A.	Los Santos	9.99	Solicitud de Prórroga	Definitiva	
11	Salamanca	GED Gersol Dos, S.A.	Herrera	7.74	Diseño Final	Definitiva	
12	Llano Sánchez	GED Gersol Uno, S.A.	Coclé	9.99	Diseño Final	Definitiva	
13	Chame Solar	Tinto Solar, S.A.	Panamá Oeste	20.00	Diseño Final	Definitiva	
14	Sunrise Maspv 2	MASPV Panama Inc .	Panamá Oeste	3.30	Construcción	Definitiva	
15	San Bartolo 4	SB-4 Project Inc	Veraguas	9.90	Diseño Final	Definitiva	
16	San Bartolo 1	SB-1 Project S.A.	Veraguas	9.90	Diseño Final	Definitiva	
17	San Bartolo 3	SB-3 Project Inc	Veraguas	9.90	Diseño Final	Definitiva	
18	San Bartolo 2	SB-2 Project S.A.	Veraguas	9.90	Diseño Final	Definitiva	
19	La Inmaculada	La Inmaculada Solar S de R.L.	Chiriquí	5.00	Diseño Final	Definitiva	
20	Ecosolar 3	Photovoltaics Business Corp.	Chiriquí	10.00	Construcción	Definitiva	
21	Ecosolar 4	Photovoltaics Operations Corp.	Chiriquí	10.00	Construcción	Definitiva	
22	Ecosolar 5	Photovoltaics Venture Corp.	Chiriquí	10.00	Construcción	Definitiva	
23	San Carlos Solar	Mercurio Solar, S.A.	San Carlos	9.99	Diseño Final	Definitiva	
24	Rodeo Solar	Solar Energy Park Enterprises, Inc.	Panamá	9.90	Construcción	Definitiva	
25	UP1	UP1, S.A.	Chiriquí	8.58	Construcción	Definitiva	
26	UP2	UP2, S.A.	Chiriquí	8.58	Construcción	Definitiva	
27	UP3	UP3, S.A.	Chiriquí	8.58	Construcción	Definitiva	
28	UP4	UP4, S.A.	Chiriquí	8.58	Construcción	Definitiva	

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2023).

De igual manera se tienen 58 Licencias Provisionales para la explotación de la energía fotovoltaica. (Ver Tabla 4. 4).

Tabla 4. 4: Licencias Provisionales Fotovoltaicas

No.	Proyecto	Empresa	Provincia	MW	Estatus	Tipo de Licencia	Observación
1	Camarones	Fotovoltaica Sajalices S.A.	Panamá Oeste	100.00		Provisional	
2	Agua Fría	Luz Energy International Corp.	Coclé	10.00		Provisional	
3	Las Lajas	Energy Green Corporation, S.A	Coclé	30.00		Provisional	
4	Estí Solar 1	AES Panamá S.R.L	Chiriquí	9.90		Provisional	
5	El Coco	Solar Green, S.A.	Coclé	10.00		Provisional	
6	Cerro Viejo Solar	Generadora Solar de Occidente, S.A.	Panamá Oeste	20.10		Provisional	
7	Chumical 1	Keira Development, Inc.	Veraguas	40.00		Provisional	
8	Los Santos II	AES Panamá S.R.L	Los Santos	9.96		Provisional	
9	Los Santos III	AES Panamá S.R.L	Los Santos	9.96		Provisional	
10	Estí solar 2	AES Panamá S.R.L	Chiriquí	6.64		Provisional	
11	Soná Solar	Argentum Solar, S.A.	Veraguas	9.99		Provisional	
12	La Albina	Panaergy I.S.A.	Los Santos	9.99		Provisional	
13	Hidropiedra Solar	HP Solar, S.A.	Chiriquí	20.00		Provisional	
14	Parque Fotovoltaico Ecoener San Juan	Ecoener Fotovoltaica Panama, S.A.	Chiriquí	5.00		Provisional	
15	Pedasi Solar	AES Panamá S.R.L	Los Santos	9.96		Provisional	
16	Corotú	AES Panamá S.R.L	Chiriquí	9.96		Provisional	
17	Chupampa Solar	Argentum Solar, S.A.	Herrera	9.90		Provisional	
18	Parque Solar Alanje 1	Granja Solar Alanje Uno, S.A.	Chiriquí	9.99		Provisional	
19	Parque Solar Alanje 3	Granja Solar Alanje tres, S.A.	Chiriquí	9.99		Provisional	
20	Parque Solar Alanje 2	Granja Solar Alanje dos, S.A.	Chiriquí	9.99		Provisional	
21	La Cantera	Argentum Solar, S.A.	Panamá Oeste	4.95		Provisional	
22	Mendre Solar	Caldera Energy Corp.	Chiriquí	5.50		Provisional	
23	Panamá Cotoba Solar 250 MW	Panamá Solar Integral S.A.	Coclé	250.00		Provisional	
24	Prudencia etapa 2	Celsolar S.A.	Chiriquí	3.54		Provisional	
25	Capira Solar	Argentum Solar, S.A.	Veraguas	9.99		Provisional	
26	SolarPro	Progreso Energy S.A.	Chiriquí	10.00		Provisional	
27	Mega Solar Power Generation	Mega Solar Power Generation S.A.	Coclé	10.00		Provisional	
28	Helios Apolo Solar	Helios Apolo Solar, S.A.	Chiriquí	60.00		Provisional	
29	Río Parita	Inversiones Solares, S.A.	Herrera	9.96		Provisional	No se Considera
30	La Hueca Solar	Solar Design, S.A.	Veraguas	70.00		Provisional	
31	Santa Cruz Solar	Generadora Solar Santa Cruz S.A.	Cocle	200.00		Provisional	
32	Anton Solar 1	Sociedad Super Servicios, S.A.	Coclé	9.99		Provisional	No se Considera
33	Anton Solar 2	Electro Outsourcing Services, S.A.	Coclé	8.00		Provisional	No se Considera
34	Planta Solar Fotovoltaica Penonomé 2	Avanzalia Panamá, S.A.	Coclé	145.96		Provisional	
35	La Torre solar	Solar Loadge, S.A.	Chiriquí	5.00		Provisional	
36	La Union Solar	Grupo Doe, S.A.	Chiriquí	90.00		Provisional	
37	Las Lomas Solar	Las Lomas Solar Electric, S.A.	Veraguas	105.00		Provisional	
38	Parque Fotovoltaico San Bartolo	Ecoener Solar Panama, S.A.	San Bartolo	9.99		Provisional	
39	Agua Viva	Ecoener Generadora Panama, S.A.	San Bartolo	9.99		Provisional	
40	Parque Fotovoltaico La Mesa	Ecoener Productora Panama, S.A.	Veraguas	9.99		Provisional	
41	Parque Fotovoltaico Santiago	Ecoener Renovables Panama, S.A.	Veraguas	9.99		Provisional	
42	Aloha Solar	Aloha Solar S.A.	Coclé	5.00		Provisional	
43	Pedregalito Solar Power	Pedregalito Solar Power S.A.	Chiriquí	10.00		Provisional	
44	Santa Clara Solar	Energía Solar Verde, Inc	Coclé	7.00		Provisional	No se Considera
45	Campo Solar Santiago 1	Santiago Solar Pty Corp.	Veraguas	9.99		Provisional	
46	Campo Solar Santiago 3	Santiago Solar Pty Corp.	Veraguas	9.99		Provisional	
47	Campo Solar Santiago 2	Santiago Solar Pty Corp.	Veraguas	9.99		Provisional	
48	Campo Solar Santiago 5	Santiago Solar Pty Corp.	Veraguas	9.99		Provisional	
49	Campo Solar Santiago 6	Santiago Solar Pty Corp.	Veraguas	9.99		Provisional	
50	Campo Solar Santiago 7	Santiago Solar Pty Corp.	Veraguas	9.99		Provisional	
51	Campo Solar Santiago 4	Santiago Solar Pty Corp.	Veraguas	9.99		Provisional	
52	Almacenadora Solar	Almacenadora Solar Panama oeste, S.A.	Panamá Oeste	8.00		Provisional	
53	Parita Sun Park	Energías Renovables, S.A.	Herrera	4.20		Provisional	
54	Chupampa	Arrendadora Istmo Energy, S.A.	Herrera	9.99		Provisional	
55	San Lorenzo Solar	San Lorenzo Solar, S.A.	Chiriquí	5.00		Provisional	
56	Chumical	SB-6 Project, INC	Veraguas	19.80		Provisional	
57	Solarpro	AguaFuerte S.A.	Chiriquí	10.00		Provisional	
58	SolarPro 2	Aquavoltaics, S.A.	Chiriquí	5.00		Provisional	
Total				1543.10			

* El desarrollador presenta a ETESA la capacidad de 5.00 MW para el proyecto La Inmaculada Solar

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2023).

La totalidad de los proyectos con licencias provisionales suman 1,543.10 MW, siendo la provincia de Coclé la que cuenta con el mayor

potencial de energía solar, con 11 proyectos identificados sumando 685.95 MW.

Potencial Hidroeléctrico

Siendo una tecnología con tantos años de desarrollo, no se vislumbran en el futuro grandes cambios tecnológicos que permitan explotar de manera sostenible proyectos que no se pueden desarrollar hoy en día.

Si a esto se le suma la creciente oposición de parte de grupos comunitarios, pueblos originarios y campesinos, hace que las complicaciones socio ambientales a nuevos desarrollos hidroeléctricos

limite significativamente las opciones realizables.

Sin duda el potencial hidroeléctrico es el mayor recurso con que cuenta el país. Según datos de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), el país cuenta con 12 concesiones otorgadas (Ver Tabla 4. 5) y 14 en trámite (Ver Tabla 4. 6), de los cuales suman 374.77 MW y 102.99 MW, respectivamente. Además, se tienen 1848.59 MW instalados.

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.	Changuinola II	Changuinola	Bocas del Toro	223.88	Diseño Final
2	Hidro Burica, S.A.	Burica	Chiriquí Viejo	Chiriquí	63.00	En Construcción
3	Natural Power and Resources, S.A.	Cañazas	Cañazas, Afluente del Río San Pablo	Veraquas	5.94	Diseño Final
4	Navitas International, S.A.	Chuspa	Piedra, Chuspa y Qda Sin Nombre	Chiriquí	10.00	En Construcción
6	Los Naranjos Overseas, S.A.	El Síndigo	Los Valles	Chiriquí	10.00	Construcción Suspendida
7	Darrin Business, S.A.	India vieja	Los Valles	Chiriquí	2.00	Construcción Suspendida
8	Hidronorth Corp.	La Huaca	Chico y Qda La Soñadora	Veraquas	4.97	Construcción Suspendida
9	Aht, S.A.	Los Trancos	Qda Los Trancos, Afluente del Río Santa María	Veraquas	0.80	Diseño Final
10	Hidroeléctrica Río Piedra, S.A.	Río Piedra	Río Piedras	Colón	9.00	Diseño
11	Corporación de Energía del Istmo Ltda.S.A.	San Bartolo	San Pablo	Veraquas	15.08	Construcción Suspendida
12	Panama Hydroelectrical Development Co. S.A.	Santa María 82	Santa María	Veraquas	25.60	Diseño Final
13	Hidroeléctrica Tizingal, S.A.	Terra 4- Tizingal	Chiriquí Viejo	Chiriquí	4.50	Diseño Final
Total					374.77	

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2023).

Tabla 4. 6: Concesiones para Generación Hidroeléctrica en Trámite

No.	Empresa	Proyecto	Recurso Aprovechable	Provincia	MW
1	Aguas Puras de Mantial S.A.	Agua Clara	Río San Juan	Veraguas	2.44
2	Argenta Resources, S.A.	Caña Blanca	Gualaca y Qda Los Ángeles	Chiriquí	7.85
3	Mifita 52, Inc.	Cerro Gordo	Santa María	Veraguas	39.10
4	Genesis Hydro Power, S.A.	Cerro Grande	Caldera	Chiriquí	4.00
5	Porto Power Inc., S.A.	Chiriquí	Chiriquí	Chiriquí	7.92
6	Hidroibérica, S.A.	El Fraile II	Río Grande.	Coclé	2.95
7	Empresa Nacional de Energía, S.A.	El Recodo	Fonseca	Chiriquí	9.94
8	Hidro Garché, S.A.	Gariché	Gariché	Chiriquí	6.47
9	Hidroeléctrica Santo Domingo, S.A.	Gariché 2 - 3	Gariché	Chiriquí	9.60
10	AHB, S.A.	Guayabito	Guayabito	Veraguas	0.90
11	Empresa Nacional de Energía, S.A.	La Herradura	Escarrea	Chiriquí	2.50
12	Fuerza Hidráulica del Caribe S.A.	Potrerrillos	Segundo Brazo y Tercer Brazo del Río Cochea	Chiriquí	4.17
13	Hidroeléctrica Macano II, S.A.	RP-550	Río Piedra	Chiriquí	4.15
14	Hidrogenaciones Terra, S.A.	Terra 5	Chiriquí Viejo	Chiriquí	1.00
Total					102.99

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2023).

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

aprovechamientos en las cuencas de los Ríos Changuinola, Teribe, Santa María y San Pablo.

En cuanto a la inclusión de los esquemas de proyectos micro, mini y medianos, podemos indicar que el listado o catálogo de estudios hidroeléctricos cuenta con un potencial hídrico disponible inventariado aproximadamente de 2000 MW. En el Anexo 7 se puede ver la topología de estos proyectos.

Potencial Termoeléctrico

Combustibles Fósiles

Panamá carece de producción interna de combustibles fósiles. Debido a esto, se tiene una alta dependencia de la volatilidad y variaciones drásticas de los precios de los combustibles a nivel internacional.

Esta situación ha impulsado a los estamentos del sector energético a

promover políticas para incentivar la explotación del potencial renovable con que cuenta el país, sin embargo, por cuestiones de seguridad del sistema siempre es necesario mantener plantas termoeléctricas que brindan el respaldo a este tipo de fuentes.

Según datos de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), se tienen 3 licencias definitivas para Generación

Termoeléctrica y 1 licencia provisionales para Generación Termoeléctrica.

Tabla 4. 7: Licencias Definitivas para Generación Termoeléctrica

No.	Proyecto	Empresa	Provincia	MW	Combustible	Estatus	Tipo de Licencia	Observación
1	Gas to Power Panamá (GTPP)	Sinolam Smarter Energy LNG Power Co.	Colón	140.00	Gas Natural, Diesel	Vigente	Definitiva	
2	Proyecto Gatún	Generadora de Gatun, S.A.	Colón	670.00	Gas Natural	vigente	Definitiva	
3	Progreso Energy	Progreso Energy, S.A.	Chiriquí	1.00	Diesel		Solicitan Prórroga	
				Total	811.00			

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2023).

Tabla 4. 8: Licencias Provisionales para Generación Termoeléctrica

No.	Proyecto	Empresa	Provincia	MW	Combustible	Estatus	Tipo de Licencia	Observación
1	Costa Norte II	AES Colón Development, S.de R.L.	Colón	381.00	Gas Natural y Diésel		Provisional	
				Total	381.00			

Referencia: (Autoridad Nacional de los Servicios Públicos, 2023).

SISTEMA DE GENERACIÓN FUTURA

Proyectos Eólicos

Aunque Panamá apenas ha empezado a incursionar en el área de las energías renovables, avanza apresuradamente, lo que se evidencia en el interés mostrado por parte de inversionistas, que ha venido en aumento en cuanto al desarrollo de la energía eólica. En el Plan Indicativo de Generación se han considerado la inclusión de proyectos con Aerogeneradores de

eje Central, alcanzando una capacidad adicional de generación de 2402.67 MW, proyectos que se optimizarán de acuerdo con la metodología para la obtención de un Plan de Expansión considerando un mínimo costo. A continuación, en la Tabla 4. 9 se muestran las principales características de estos proyectos.

Tabla 4. 9: Proyectos Eólicos considerados

Agente Generador	Nombre	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 Útil (Años)
Eolónica, S.A.	La Patrona	120.00	120.00	nd	16.88	1,247.35	25.00
H & H Green Energy Corp.	Cocle Win Power Plant	190.40	190.40	nd	81.81	1,260.00	25.00
Helium Energy Panamá	Escudero.	111.60	111.60	368.63	92.93	850.00	25.00
Helium Energy Panamá	Viento Sur	115.20	115.20	235.20	92.09	850.00	25.00
Hidroibérica S.A.	Cairmitillo	1.87	1.87	nd	1670.33	1,800.00	25.00
InnoVent Central America, S.A.	Santa Cruz	74.00	74.00	207.44	106.59	1,004.00	25.00
Inversiones M & J, S.A.	Tramontana	160.00	160.00	nd	84.80	1,400.00	25.00
Ocean Blue Energy, S.A.	Ocean Blue	200.00	200.00	nd	160.00	1,200.00	25.00
Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 2	22.00	22.00	76.74	135.98	1,575.00	25.00
Parque Eólico Toabré, S.A.	Antón	105.00	105.00	294.34	94.62	1,071.00	25.00
Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 3	22.00	22.00	76.74	87.70	1,071.00	25.00
Santa Cruz Wind, S.A.	Santa Cruz	68.40	68.40	238.00	116.05	1,575.00	25.00
UEP Penonomé III, S. A.	Nuevo Chagres Fase 2 (Etapa 2)	51.75	51.75	203.30	130.43	1,594.20	25.00
UEP Penonomé III, S. A.	Portobelo Etapa 2 C	17.25	17.25	203.30	130.43	1,594.20	25.00
UKA Parque Eólico La Colorada S.A.	La Colorada	138.00	138.00	nd	87.79	1,260.00	25.00
	Eólico Correg. de Pacora	32.00	32.00	89.70	159.80	1,004.00	25.00
	Eólico Correg. de Libano	136.00	136.00	381.24	88.11	650.00	25.00
	Eólico Correg. de El Cuay	104.40	104.40	257.19	94.79	650.00	25.00
	Eólico Correg. de Hornito	19.80	19.80	63.77	217.57	800.00	25.00
	Eólico Correg. de El Salado	80.00	80.00	309.00	103.55	700.00	25.00
	Eólico Correg. de Paja de Sombrero	25.00	25.00	48.73	186.05	800.00	25.00
	Eólico Correg. de Santa Fe	108.00	108.00	387.89	93.83	650.00	25.00
	Eólico Offshore-1	100.00	100.00	nd	120.29	1,400.00	25.00
	Eólico Offshore-2	100.00	100.00	nd	120.29	1,400.00	25.00
	Eólico Offshore-3	100.00	100.00	nd	120.29	1,400.00	25.00
	Eólico Offshore-4	100.00	100.00	nd	120.29	1,100.00	25.00
	Eólico Offshore-5	100.00	100.00	nd	120.29	100.00	25.00
Totales		2402.67	2402.67				

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

Referencia: (ETESA, 2023).

Proyectos Fotovoltaicos

Los inversionistas han mostrado su interés creciente en este tipo de tecnología debido a los cambios realizados a las reglas del mercado eléctrico, y al hecho que el costo de fabricación ha bajado significativamente en los últimos años, hecho que se observa 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 han considerado la inclusión de proyectos fotovoltaicos, con una posible expansión de 2,640.62 MW adicionales de energía proveniente de fuente solar. En la Tabla 4. 10 se presenta un listado de estos proyectos considerados.

Tabla 4. 10: Proyectos Solares considerados

Agente Generador	Nombre	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 Útil (Años)
AGUA FUERTE, S.A.	PV SOLARPRO	10.00	10.00	17.66	84.50	799.20	25.00
ARGENTUM SOLAR, S.A.	PV La Cantera	4.95	4.95	8.24	111.11	777.79	25.00
AVANZALIA PANAMA, S.A	PV Penonome 2	120.00	120.00	240.00	15.34	700.00	25.00
ECOENER GENERADORA PANAMA, S.A.	PV Agua Viva	9.90	9.90	21.15	85.35	845.66	25.00
ECOENER RENOVABLE PANAMA, S.A	PV Santiago (Ecoener)	9.90	9.90	21.15	85.35	845.66	25.00
Granja Solar Alanje Tres, S.A	PV Solar Alanje 3	9.99	9.99	19.28	84.58	800.00	25.00
MASPV PANAMA INC.	PV SUNRISE MASPV 1	0.50	0.50	0.65	1100.00	900.00	25.00
MERCURIO SOLAR, S.A.	PV San Carlos	9.90	9.90	16.73	85.35	818.73	25.00
PANAMA SOLAR INTEGRAL	PV Cotaba Solar	125.00	125.00	104.03	14.08	1,247.35	25.00
PANAMA SOLAR INTEGRAL	PV Cotaba Solar	125.00	125.00	104.03	14.08	1,247.35	25.00
PHOTOVOLTAICS VENTURE CORP.	PV Ecosolar 5	10.00	10.00	17.66	84.50	799.20	25.00
AES Panamá S.R.L	Coclé Solar 1	150.00	150.00	0.00	0.00	0.00	25.00
AES Panamá S.R.L	Coclé Solar 2	150.00	150.00	0.00	0.00	0.00	25.00
AES Panamá S.R.L	Corotú Solar	9.98	9.98	16.12	84.67	777.79	25.00
AES Panamá S.R.L	Flamboyan	19.90	19.90	0.00	0.00	0.00	25.00
AES Panamá S.R.L	Guayacán	10.00	10.00	0.00	0.00	0.00	25.00
AES Panamá S.R.L	Los Santos Solar	7.56	7.56	16.12	111.77	818.73	25.00
AES Panamá S.R.L	Los Santos Solar II	9.98	9.98	16.12	84.67	777.79	25.00
AES Panamá S.R.L	Los Santos Solar III	9.98	9.98	16.12	84.67	777.79	25.00
AES Panamá S.R.L	Pedasi Solar	9.98	9.98	16.12	85.35	818.73	25.00
AES Panamá S.R.L	Veranera	19.90	19.90	0.00	0.00	0.00	25.00
AES PANAMA, S.R.L.	PV Esti Solar 2	17.00	17.00	28.29	83.08	777.79	25.00
Almacenadora Solar Panama oeste, S.A.	Almacenadora Solar	8.00	8.00	0.00	0.00	0.00	25.00
AQUAVOLTAICS, S.A.	Solar Pro II	10.00	10.00	0.00	0.00	0.00	25.00
ARGENTUM SOLAR, S.A.	PV Capira Solar	9.90	9.90	16.48	85.35	777.79	25.00
ARGENTUM SOLAR, S.A.	PV Chupampa	9.90	9.90	16.48	85.35	777.79	25.00
ARGENTUM SOLAR, S.A.	PV SONA SOLAR	9.99	9.99	16.63	84.58	777.79	25.00
CALDERA ENERGY CORP.	Mendre Solar	5.50	5.50	9.15	100.00	777.79	25.00
Celsolar, S.A.	PV Prudencia Solar Etapa II	3.54	3.54	5.89	155.37	777.79	25.00
DESARROLLO Y ENERGIA RENOVABLE S.A	PV Pacora Solar	55.00	55.00	79.50	26.09	936.39	25.00
ECOENER FOTVOLTAICA PANAMA	PV San Juan	5.00	5.00	12.78	110.00	900.00	25.00
ECOENER PRODUCTORA PANAMA, S.A.	PV La Mesa (Ecoener)	9.99	9.99	21.15	85.35	845.66	25.00
ECOENER SOLAR PANAMA, S.A	PV San Bartolo (Ecoener)	9.99	9.90	21.15	85.35	845.66	25.00
Electricidad Sostenible, S.A.	San Jose Solar 30MW	30.00	30.00	49.93	38.00	936.39	25.00
Energías Renovables, S.A.	Parita Sun Park	4.20	4.20	0.00	0.00	0.00	25.00
Energy Green Corporation, S.A.	Las Lajas	30.00	30.00	66.63	38.00	936.39	25.00
Eolónica, S.A.	Rio Hato	100.00	100.00	166.44	17.30	1,247.35	25.00
Fotovoltaica Sajalices S.A.	Camarones	100.00	100.00	35.00	17.30	1,247.35	25.00
GED Gersol Dos, S.A.	La Salamanca	14.00	8.00	22.70	105.63	818.73	25.00
GED Gersol Uno, S.A.	Llano Sánchez	9.99	9.99	16.21	84.58	817.65	25.00
Generadora Brillo Solar, S.A.	Brillo Solar	9.90	9.90	17.66	0.00	0.00	25.00
Generadora de Energía Renovable, S.A	Campo Solar La Victoria	10.00	10.00	16.95	84.50	777.79	25.00
Generadora Solar de Energía, S.A.	RPM Solar Caizán 02	10.00	10.00	16.64	84.50	818.73	25.00
Generadora Solar el Puerto, S.A.	Baco Solar	25.90	25.90	41.80	44.02	985.67	25.00
Generadora Solar Occidente, S.A.	Cerro Viejo Solar	20.00	20.00	31.30	57.00	936.39	25.00
Generadora Solar Santa Cruz, S.A.	PV Santa Cruz Solar	200.00	200.00	332.88	15.10	1,247.35	25.00
Generadora Solar Santa Cruz, S.A.	PV Santa Cruz Solar	200.00	200.00	332.88	15.10	1,247.35	25.00
Generadora Solar Santa Cruz, S.A.	PV Santa Cruz Solar	200.00	200.00	332.88	15.10	1,247.35	25.00
Granja Solar Alanje Dos, S.A	PV Solar Alanje 2	9.99	9.99	19.28	84.58	800.00	25.00
Granja Solar Alanje Uno, S.A.	PV Solar Alanje 1	9.99	9.99	19.28	84.58	800.00	25.00
Grupo Doe, S.A.	La Union Solar	90.00	90.00	0.00	0.00	0.00	25.00
Helios Apolo Solar, S.A.	PV Gualaca Solar (Helios)	60.00	60.00	133.85	23.92	981.00	25.00
HP Solar, S.A.	HPSolar	20.00	20.00	33.29	57.00	985.67	25.00
JAGUITO GREEN ENERGY I, S.A.	Jaguito Green Energy I	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	25.00
JAGUITO GREEN ENERGY II, S.A.	Jaguito Green Energy II	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	25.00
JAGUITO GREEN ENERGY III, S.A.	Jaguito Green Energy III	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	25.00
Kaizan Solar Energy Corporation	RPM Solar Caizán 04	10.00	10.00	16.64	84.50	818.73	25.00
LA INMACULADA SOLAR S. DE R.L .	PV La Inmaculada Solar	5.00	5.00	8.00	110.00	777.79	25.00
Las Lomas Solar Electric, S.A.	Las Lomas	100.00	100.00	166.44	17.30	1,247.35	25.00
Las Praderas Solar Power Corporation	RPM Solar Caizán 03	10.00	10.00	16.64	84.50	818.73	25.00
Luz Energy International Corp., S.A.	Agua Fría	10.00	10.00	20.21	84.50	777.79	25.00
MEGA SOLAR POWER GENERATION, S.A.	PV Megasolar	10.00	10.00	16.64	84.50	818.73	25.00
NRG PLUS, S.A	FV 2 Las Cabras 2	10.00	10.00	16.64	84.50	738.90	25.00
NRG PLUS, S.A	FV Las Cabras 1	10.00	10.00	16.64	84.50	738.90	25.00
NRG PLUS, S.A	PV Boqueron NRG PLUS	10.00	10.00	16.64	84.50	738.90	25.00
NRG PLUS, S.A	PV Pedasi NRG PLUS	20.00	20.00	33.29	57.00	936.39	25.00
ORO SOLAR, S.A.	PV Oro Solar	5.00	5.00	19.04	85.35	818.73	25.00
Onyx Power Panamá S.A.	Progreso	85.00	85.00	0.00	0.00	0.00	25.00

Proyectos Solares considerados (Continuación 2/2)

Pan Energy II	Boquerón Solar	10.00	10.00	0.00	0.00	0.00	25.00
Panasolar Clean Power, S.A.	Panasolar VI	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	25.00
Panasolar Clean Power, S.A.	PV Panasolar IV	10.00	9.90	18.50	84.50	936.39	25.00
Panasolar Clean Power, S.A.	PV Panasolar V	10.00	9.90	18.50	84.50	936.39	25.00
Panasolar Generadora de Potencia Verde, S.A.	Panasolar VII	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	25.00
Panasolar Generadora de Potencia Verde, S.A.	Panasolar VIII	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	25.00
Panasolar Generadora de Potencia Verde, S.A.	Panasolar IX	9.90	9.90	0.00	0.00	0.00	25.00
Pedregalito Solar Power S.A.	Pedregalito Solar Power	10.00	10.00	17.09	84.50	2,134.91	25.00
PHOTOVOLTAICS BUSINESS CORP.	PV Ecosolar 3	10.00	10.00	17.66	84.50	799.20	25.00
PHOTOVOLTAICS OPERATION CORP.	PV Ecosolar 4	10.00	10.00	17.66	84.50	799.20	25.00
Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	9.95	9.95	15.50	84.92	1,000.20	25.00
Ra Solar, S.A.	Ra Solar	20.00	20.00	44.62	57.00	981.00	25.00
San Lorenzo Solar, S.A.	San Lorenzo Solar	5.00	5.00	0.00	0.00	0.00	25.00
Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 1	9.99	9.99	16.63	84.50	936.39	25.00
Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 2	9.99	9.99	16.63	84.50	738.90	25.00
Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 3	9.99	9.99	16.63	84.50	738.90	25.00
Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 4	9.99	9.99	16.63	84.50	738.90	25.00
Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 5	9.99	9.99	16.63	84.50	738.90	25.00
Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 6	9.99	9.99	16.63	84.50	738.90	25.00
Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 7	9.99	9.99	16.63	84.50	738.90	25.00
SB-1 Project S.A.	Proyecto San Bartolo 1	9.90	10.00	16.64	84.50	936.39	25.00
SB-2 Project S.A.	Proyecto San Bartolo 2	9.90	10.00	16.64	84.50	936.39	25.00
SB-3 Project Inc	San Bartolo 3	9.90	10.00	16.64	84.50	936.39	25.00
SB-4 Project Inc	San Bartolo 4	9.90	10.00	16.64	84.50	936.39	25.00
Solar 01 Correg. de Juan Díaz (Antón)	Solar 01 Correg. de Juan Díaz (Antón)	5.00	5.00	8.19	110.00	738.90	25.00
Solar 02 Correg. de Nata	Solar 02 Correg. de Nata	9.95	9.95	21.90	84.97	701.96	25.00
Solar 03 Correg. de Nata	Solar 03 Correg. de Nata	9.96	9.96	15.17	84.84	666.86	25.00
Solar 04 Correg. de Nata	Solar 04 Correg. de Nata	9.95	9.95	21.90	84.97	633.52	25.00
Solar 05 Correg. de Nata	Solar 05 Correg. de Nata	9.95	9.95	21.90	84.97	633.52	25.00
SOLAR DESIGN	PV La Hueca	70.00	70.00	153.30	20.50	1,682.86	25.00
SOLAR DESIGN	PV La Hueca	70.00	70.00	153.30	20.50	1,682.86	25.00
Solar Development Panamá, S.A.	El Chumical I	40.00	40.00	67.02	35.88	889.57	25.00
SOLAR ENERGY PARK ENTERPRISES, INC.	PV Rodeo Solar	9.90	9.90	16.73	85.35	818.73	25.00
Solar Green, S.A.	El Coco	10.00	10.00	20.21	84.50	818.73	25.00
Solar Loadge, S.A.	La Torre solar	5.00	5.00	0.00	0.00	0.00	25.00
Solar Power Industry Corporation	RPM Solar Caizán 01	10.00	10.00	16.64	84.50	818.73	25.00
SOL-KOM GRUPO DE ENERGIA, CORP	PV San Lorenzo	80.00	80.00	133.15	17.94	936.39	25.00
SUNERGY, I S.A.	PV La Villa Solar	9.99	9.99	25.68	84.58	665.00	25.00
SUNTECH ENGINEERING CORP.	PV Alanje 20 MW	23.45	23.45	39.03	48.61	936.39	25.00
Tecnología Eólica, S.A.	Solar Charco Azul	52.00	52.00	0.00	0.00	0.00	26.00
TINTO SOLAR S.A.	PV Chame Solar	10.00	10.00	17.09	57.00	985.67	25.00
TINTO SOLAR S.A.	PV Chame Solar	10.00	10.00	17.09	57.00	985.67	25.00
UP1, S.A.	UP1	9.75	9.75	16.23	86.67	777.79	25.00
UP2, S.A.	UP2	9.75	9.75	16.23	86.67	777.79	25.00
UP3, S.A.	UP3	9.75	9.75	16.23	86.67	777.79	25.00
UP4, S.A.	UP4	9.75	9.75	16.23	86.67	777.79	25.00
	Solar 01 Correg. de Aguadulce	9.90	9.90	18.51	85.35	738.90	25.00
	Solar 01 Correg. de Boquerón	19.80	19.80	40.91	57.58	889.57	25.00
	Solar 01 Correg. de El Roble	10.00	10.00	22.95	84.50	738.90	25.00
	Solar 01 Correg. de Gualaca	19.89	19.89	41.86	57.32	889.57	25.00
	Solar 01 Correg. de Las Lomas	19.80	19.80	37.02	85.35	818.73	25.00
	Solar 01 Correg. de Nata	9.95	9.95	21.90	84.97	738.90	25.00
	Solar 01 Correg. de Pacora	10.00	10.00	16.60	84.50	818.73	25.00
	Solar 01 Correg. de Progreso	30.00	30.00	52.36	38.00	889.57	25.00
	Solar 02 Correg. de El Roble	10.00	10.00	22.95	84.50	701.96	25.00
	Solar 02 Correg. de Gualaca	19.89	19.89	41.86	57.32	701.96	25.00
	Solar 02 Correg. de Progreso	10.00	10.00	17.67	84.50	818.73	25.00
	Solar 03 Correg. de El Roble	20.00	20.00	45.90	57.00	845.09	25.00
	Solar 03 Correg. de Gualaca	19.89	19.89	41.86	57.32	666.86	25.00
	Solar 03 Correg. de Progreso	10.00	10.00	17.00	84.50	818.73	25.00
	Solar 04 Correg. de Gualaca	19.89	19.89	38.86	57.32	601.84	25.00
	Solar 04 Correg. de Progreso	71.00	71.00	114.95	20.21	802.83	25.00
	Solar 05 Correg. de Gualaca	17.30	17.30	30.30	65.90	802.83	25.00
	Solar 05 Correg. de Progreso	49.70	49.70	110.97	28.87	802.83	25.00
	Totales		3560.12	3554.23			

Referencia: (ETESA, 2023).

Otros Proyectos de Generación

Proyectos de generación comercial y tecnológicamente maduros como la nuclear, solar por concentración solar y geotérmica han sido implementados en diferentes partes del mundo; sin embargo, debido al alto costo de inversión asociado a la tecnología, riesgos al ambiente y/o bajo potencial de explotación del recurso, dichas tecnologías no son muy llamativas para ser introducidas en el país.

Otros proyectos de generación eléctrica tales como la solar espacial, eólica en altamar, con ejes verticales, con turbinas de viento flotantes, y marina se encuentran en fase experimental y, si bien han pasado las pruebas con resultados muy prometedores, no son viables a nivel comercial. Por consiguiente, transcurrirán varios años antes de que tales tecnologías lleguen a incursionar el mercado eléctrico panameño.

Proyectos Hidroeléctricos

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 la ANAM, o porque los promotores no entregaron la información completa que permitiera caracterizar y modelar el proyecto.

La Tabla 4. 11 muestra las características generales de los proyectos hidroeléctricos candidatos, considerados en la actualización en el Plan Indicativo de Generación 2023.

Tabla 4. 11: 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 Útil (Años)
Hidroeléctrica Macano II, S.A.	RP-550	Hidroeléctrica de Pasada	4.15	4.15	1.25	nd	289.16	3,514.62	50.00
Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Changuinola II (Bocas del Toro)	Hidroeléctrica de Pasada	214.76	210.94	170.43	1008.00	16.59	5,937.16	50.00
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	50.00
Hidro Burica, S.A.	Burica	Hidroeléctrica de Pasada	65.30	63.00	22.31	280.96	44.44	4,204.05	50.00
Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	Hidroeléctrica de Pasada	1.17	1.10	nd	9.70	909.09	3,478.89	50.00
Navitas Internacional, S.A.	Chuspa	Hidroeléctrica de Pasada	8.80	8.80	2.30	46.23	170.45	3,569.09	50.00
Hidroeléctrica Tizingal S.A.	Terra 4- Tizingal	Hidroeléctrica de Pasada	4.64	4.64	2.55	33.30	258.45	3,520.39	50.00
Argenta Resources Corp.	Caña Blanca	Hidroeléctrica de Pasada	7.78	7.78	0.78	26.80	0.00	0.00	0.00
Panama Hydroelectrical Development Co. S.A.	Santa María 82	Hidroeléctrica de Pasada	28.36	28.35	8.51	91.97	70.55	3,798.12	50.00
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo	Hidroeléctrica de Pasada	19.44	19.44	6.32	68.00	87.45	3,693.74	50.00
Corporación de Energía del Istmo Ltd.	San Bartolo Minicentral	Hidroeléctrica de Pasada	1.00	1.00	0.32	8.00	1000.00	3,477.72	50.00
Hidroibérica, S.A.	El Fraile II	Hidroeléctrica de Pasada	8.04	8.04	1.50	nd	225.23	3,544.02	50.00
Electron Investment	Pando Minicentral	Hidroeléctrica de Pasada	0.51	0.51	0.36	2.40	1960.78	3,471.97	50.00
Generadora Pedregalito, S.A.	Pedregalito I Unidad 4	Hidroeléctrica de Pasada	0.91	0.91	0.63	nd	1103.75	3,476.61	50.00
Generadora Río Chico S.A.	Pedregalito II Unidad 3	Hidroeléctrica de Pasada	0.66	0.66	0.46	nd	1508.30	3,473.77	50.00
Totales			379.22	372.27					

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, 2023)

Proyectos Termoeléctricos

El catálogo de plantas generadoras termoeléctricas, consideradas para su inclusión en el Plan de Expansión, contempla las centrales más eficientes y atractivas económicamente en el mercado actual, además a los proyectos termoeléctricos en desarrollo con licencia vigente de explotación otorgada por la ASEP, o con contratos de suministro recientemente acordados con las distribuidoras. La Tabla 4. 12 presenta las características generales de los proyectos termoeléctricos candidatos contemplados en este estudio.

Tabla 4. 12 : Proyectos Termoeléctricos candidatos identificados

Agente	Nombre	Tipo	Capacidad Instalada (MW)	Potencia Efectiva (MW)	Consumo Específico de Combustible		Costo Fijo O&M (B./kW-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (B./kW)	Vida Útil (Años)
Generadora de Gatun, S.A.	C.T. Gatún (antes Telfers)	Ciclo Combinado (Gas Natural)	660.00	640.00	6.61	MMBTU/MWh	62.90	1,325.37	30.00
Progreso Energy,S.A.	Progreso Energy	Motor de Media Velocidad (Diesel)	1.05	1.00	75.63	gal/MWh	8.00	1,810.00	10.00
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A	Turbina de Gas Aeroderivada (Gas Natural)	250.00	250.00	11.23	MMBTU/MWh	6.77	567.63	30.00
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250B	Turbina de Gas Aeroderivada (Gas Natural)	250.00	250.00	11.23	MMBTU/MWh	6.77	567.63	30.00
	CC CNL A	Ciclo Combinado (Gas Natural)	400.00	400.00	7.08	MMBTU/MWh	17.05	1,254.10	30.00
	Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250C	Turbina de Gas Aeroderivada (Gas Natural)	250.00	250.00	11.23	MMBTU/MWh	6.77	567.63	30.00
Totales			1811.05	1791.00					

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, 2023)

Proyectos de Almacenamiento

Los proyectos de almacenamiento de energía eléctrica se perfilan como opciones prometedoras en el contexto del sistema eléctrico de Panamá, dada su versatilidad, las baterías en sistemas eléctricos de potencia ofrecen ventajas significativas. Su capacidad de almacenamiento permite mitigar picos de demanda, estabilizar la red eléctrica y facilitar la integración de energías renovables al gestionar la intermitencia. Además, agilizan la respuesta a fluctuaciones y garantizan un suministro más confiable, reduciendo la dependencia de fuentes convencionales y contribuyendo a una red más eficiente y sostenible. A pesar de que su desarrollo en la región se encuentra en una fase inicial, hoy día son consideradas en la planificación de la expansión eléctrica en varios países.

La implementación de esta nueva tecnología se fundamenta en su versatilidad para atender situaciones de contingencias en el sistema interconectado de transmisión, lo que demanda una detallada evaluación técnica y viabilidad económica.

Este plan de expansión contempla la evaluación de la implementación de tecnologías de almacenamiento mediante sistemas de baterías, sujeta a un análisis detallado de diversos escenarios simulados, considerando su capacidad técnica y costes asociados, según los requerimientos de la demanda.

La complementariedad entre tecnologías es esencial, ya que se integran para optimizar, en términos de costo y confiabilidad en el suministro, la entrega de energía demandada por los consumidores en momentos específicos. A continuación, se presenta un compendio de los proyectos de referencia. En la Tabla 4. 13 se muestran los proyectos considerados como candidatos para los escenarios de simulación.

Tabla 4. 13: Proyectos de sistemas de almacenamiento por baterías candidatos

Tipo	Potencia máxima (MW)	Duración (horas)	Costo Fijo O&M (B./kW-Año)	Valor de Inversión (P.Bruta) (B./kW)	Vida Util (Años)
BESS01	100	8	74.82	874.00	25.00
BESS02	100	8	74.82	874.00	25.00
BESS03	100	8	74.82	874.00	25.00
BESS04	100	8	74.82	874.00	25.00
BESS05	100	4	74.82	874.00	25.00
BESS06	75	4	74.82	1,048.80	25.00
BESS07	75	4	74.82	1,048.80	25.00
BESS08	75	4	74.82	1,048.80	25.00
BESS09	50	4	74.82	1,136.20	25.00
BESS10	50	4	74.82	1,136.20	25.00
Totales	825.00				

(ETESA, 2023)

Estas referencias son consideradas tomando como referencia países que han adoptado esta tecnología a su matriz eléctrica, aunado al cumplimiento de requerimientos técnicos de desarrollo y respaldados por la normativa técnica y legal para la atracción de inversionistas para el mercado eléctrico del país. No obstante, Panamá ya se encuentra en análisis de la incorporación de este tipo de tecnologías para su integración al sistema interconectado nacional.



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

05

CAPÍTULO V

PLANES DE EXPANSIÓN
DE AMÉRICA CENTRAL



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 5

PLANES DE EXPANSIÓN DE AMÉRICA CENTRAL

En este capítulo se presentan las proyecciones de demanda y los planes de expansión de generación de los países que conforman América Central. Esta información tiene el objetivo de dotar de mayor robustez los resultados obtenidos para la expansión de la generación en Panamá.

COSTA RICA

El Plan de Expansión de la Generación 2020 -2035 (PEG2020) de Costa Rica fue elaborado por el Proceso de Expansión del Sistema de la Dirección de Planificación y Desarrollo Eléctrico, Dirección Corporativa de Electricidad, Instituto Costarricense de Electricidad (ICE).

Para el presente estudio (PESIN2022), se utiliza la proyección de la demanda PEG2020, ver Tabla 5. 1 en donde se aprecia la demanda del Plan Recomendado, el cual es formulado a partir del escenario base de demanda.

Tabla 5. 1: Proyección de Demanda Costa Rica - Escenario Base de Generación.

PROYECCIÓN DE DEMANDA COSTA RICA		
AÑO	Energía (GWH)	Potencia
2020	10,920	1,640
2021	11,249	1,686
2022	11,578	1,727
2023	11,907	1,767
2024	12,051	1,775
2025	12,197	1,792
2026	12,337	1,807
2027	12,472	1,822
2028	12,601	1,830
2029	12,730	1,848
2030	12,859	1,861
2031	12,994	1,877
2032	13,126	1,887
2033	13,258	1,906
2034	13,395	1,923
2035	13,513	1,936

Referencia: (ICE, abril 2021)

El Plan de Expansión de la Generación utilizado, también hace Referencia al Plan Recomendado, el cual muestra que el país tiene garantizada la atención a la

demanda para los próximos años, a partir de una matriz de generación renovables y sumamente confiables, (ver Tabla 5. 2).

Tabla 5. 2: Plan de Expansión de Generación - Costa Rica.

AÑO	MES	PROYECTO	FUENTE	POTENCIA
2020	3	Valle Escondido	Solar	5
	9	Poas 1 y 2	Hidro	-1.94
	11	Volcan-H	Hidro	-17
	11	Dpedro-H	Hidro	-14
2021	1	Retiro	Eólico	-20
	1	Huacas	Solar	5
	5	R-SegII	Hidro	-1.03
2022	11	El Angel	Hidro	-3.85
	1	Tejona	Eólico	-7
2023	11	Embalse	Hidro	-1.89
	7	Matamor	Hidro	-22.31
2024	1	Tejona	Eólico	-10
	4	R-Lajas	Hidro	-10
2025	1	Ventanas-Garita	Hidro	-100
	12	CGran 3	Hidro	-3.28
	3	MOVASA	Eólico	-20
2026	1	ProyS11	Solar	25
	1	BioPR2	Biomasa	20
	1	ProyE2	Eólico	40
	1	Ventanas Garita -Modern	Hidro	100
	2	AeroEn	Eólico	-6.4
	12	Cgrand	Hidro	-2.57
2027	1	El Viejo	Biomasa	-17.5
	9	Taboga	Biomasa	-19.8
	1	Borinquen 1	Geotérmico	55
2028	1	ProyE3	Eólico	40
	4	Tilawnd	Eólico	-20
	1	Miravalles1	Geotérmico	-42.38
	1	Miravalles5	Geotérmico	-6
2029	1	Miravalles1-Modern	Geotérmico	35
	1	ProyS3	Solar	50
2030	1	Miravalles2	Geotérmico	-42.32
	1	ProyE4	Eólico	20
	1	ProyS5	Solar	50
2031	1	Miravalles2-Modern	Geotérmico	35
	1	Veste	Eólico	-9
	7	Surekat	Hidro	-2.7
2032	1	ProyS2	Solar	70
	1	Retiro eólico	Eólico	-20
2033	1	Retiro hidro	Hidro	-2.4998
				0
2034	1	ProyE5 y ProyE6	Eólico	40
	1	ProyS6	Solar	20
	1	Retiro eólico	Eólico	-80
2035	1	ProyS1	Solar	20
	1	Retiro hidro	Hidro	-4.98

Referencia: (ICE, abril 2021)

NICARAGUA

El Ministerio de Energía y Minas es el organismo responsable de la Planificación Indicativa del Sector Eléctrico (MEM) de Nicaragua, que tiene como objetivo conducir al óptimo aprovechamiento y desarrollo de los recursos energéticos, tomando en cuenta el medio ambiente, cumpliendo con los lineamientos, acciones y estrategias establecidas por el Gobierno de Reconciliación y Unidad Nacional (GRUN) en el Plan Nacional de Desarrollo Humano.

La proyección de la demanda de Nicaragua se realiza en base a un modelo econométrico, el cual utiliza variables macroeconómicas e indicadores principales del sector eléctrico. Para el PESIN 2022, utilizamos las proyecciones de demanda presentes en el Plan Indicativo de la Expansión de la Generación Eléctrica 2021 - 2035, realizado por el MEM, está la podremos observar a continuación, en la Tabla 5. 3.

Tabla 5. 3: Proyección de Demanda Nicaragua - Escenario Medio.

PROYECCIÓN DE DEMANDA NICARAGUA		
AÑO	Energía	Potencia
2020	4,347	689
2021	4,459	727
2022	4,524	735
2023	4,604	742
2024	4,713	758
2025	4,850	779
2026	5,009	803
2027	5,187	831
2028	5,378	860
2029	5,583	892
2030	5,802	925
2031	6,036	961
2032	6,286	999
2033	6,551	1,040
2034	6,835	1,083
2035	7,136	1,130

Referencia: (MEM, febrero 2022)

El Plan de Expansión de Generación utilizado, es el del escenario de Referencia, en donde, se obtuvo la adición de 661.8 MW en el periodo de estudio. De esta potencia

adicional, 100 MW corresponden a Solar Fotovoltaicos, 207 MW a Eólicos, 25 MW Geotérmicos, y 329.8 MW a proyectos hidroeléctricos. (ver Tabla 5. 4).

Tabla 5. 4: Plan de Expansión de Generación - Nicaragua.

AÑO	PROYECTO	FUENTE	POTENCIA (MW)
2023	Solar 1	Solar	25
2024	Solar 2	Solar	25
2025	Solar 3	Solar	25
2026	Solar 4	Solar	25
2027	Hidro 1	Hidro	103.8
2028			
2029	Hidro 2	Hidro	91
2030	Geo	Geotérmica	25
2031			
2032	Eólico 1	Eólico	64
	Hidro 3	Hidro	94
2033	Eólico 2	Eólico	63
	Hidro 4	Hidro	26
2034	Hidro 5	Hidro	15
2035	Eólico 3	Eólico	40
	Eólico 4	Eólico	40

Referencia: (MEM, febrero 2022)

HONDURAS

En Honduras, el encargado de la elaboración del Plan Indicativo de Expansión de Generación es la organización, Operador del Sistema (ODS). Estos realizan el Plan Indicativo según lo estipulado en el artículo 13 de la Ley General de la Industria Eléctrica de Honduras, con el objetivo de proponer adiciones de generación para abastecer la demanda al mínimo costo.

La proyección de la demanda de Honduras es calculada por la Empresa Nacional de Energía Eléctrica de Honduras (ENEE), la cual es calculada considerando el consumo de electricidad por sectores de todo el país. Estos utilizaron técnicas de tendencia, análisis econométrico y juicio de expertos para el cálculo de la demanda que se puede apreciar en la Tabla 5. 5.

Tabla 5. 5: Proyección de Demanda Honduras.

PROYECCIÓN DE DEMANDA HONDURAS		
AÑO	Energía (GWH)	Potencia
2019	10,664	1,639
2021	11,150	1,758
2022	11,486	1,811
2023	11,876	1,873
2024	12,287	1,938
2025	12,729	2,008
2026	13,180	2,079
2027	13,671	2,157
2028	14,198	2,240
2029	14,734	2,325
2030	15,312	2,416
2031	15,928	2,514

Referencia: (ODS, febrero 2022)

El Plan de Expansión de Generación seleccionado, es el escenario 5, que indica la adición de centrales de generación basadas en recurso renovable variable, motores

combustión interna y centrales de ciclo combinado. A continuación, se muestra el cronograma del plan de expansión. (ver Tabla 5. 6).

Tabla 5. 6: Plan de Expansión de Generación - Honduras.

AÑO	PROYECTO	FUENTE	POTENCIA (MW)
2024	Tornillito	Hidro	198.68
	Arenales	Hidro	60
	PgenE1	Eólico	40
	BUNKER1-MT	Térmica	480
	PROY1-TG	Térmica	74
	Solar FV+SAEB	Solar	40
2025	Cololac	Eólico	80
	Río Molo	Hidro	4
2026	Solar FV+SAEB	Solar	40
	Cololac Amp	Eólico	40
	Ciclo Combinado	Térmica	381
2027	GEOPOW	Geotérmica	15
2028	Solar FV+SAEB	Solar	40
	Ciclo Combinado	Térmica	381
2029	Solar FV+SAEB	Solar	80
	BUNKER2-MT	Térmica	40
2030	Solar FV+SAEB	Solar	40
2031	BUNKER3-MT	Térmica	160

Referencia: (ODS, febrero 2022)

EL SALVADOR

El Consejo Nacional de Energía (CNE) es la autoridad superior, rectora y normativa en manera de política energética en El Salvador. En base a lo antes mencionado, el CNE presenta las actualizaciones al Plan Indicativo de Expansión de la Generación, en donde su última versión es la 2021-2031. Este plan, en cumplimiento de las Políticas Energéticas del país, busca diversificar la matriz energética y el

fomento de nuevas fuentes renovables

La proyección de la demanda de El Salvador considera el crecimiento del producto interno bruto y variables como la temperatura que está asociada al cambio climático. A continuación, podremos observar, en la Tabla 5. 7, la proyección de demanda del escenario base.

Tabla 5. 7: Proyección de Demanda El Salvador - Escenario Base.

PROYECCION DE LA DEMANDA EL SALVADOR		
AÑO	ENERGÍA (GWh)	POTENCIA (MW)
2020	6,025	1,010
2021	6,688	1,087
2022	6,793	1,104
2023	6,900	1,121
2024	7,009	1,139
2025	7,119	1,157
2026	7,231	1,175
2027	7,345	1,193
2028	7,461	1,212
2029	7,579	1,231
2030	7,698	1,251
2031	7,819	1,270

Referencia: (CNE, 2021)

El Plan de Expansión de Generación de El Salvador, elaborado por el CNE, cuenta con un mayor número de proyectos de generación en base a fuentes renovables, estas

adiciones permiten disminuir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero. El plan seleccionado es en Referencia al escenario base. (ver Tabla 5. 8).

Tabla 5. 8: Plan de Expansión de Generación - Nicaragua.

AÑO	MES	PROYECTO	FUENTE	POTENCIA (MW)
2024	6	Chinameca	Geotérmico	25
	6	San Vicente	Geotérmico	10
	1	ProSFV4	Solar	50
	1	ProSFV5	Solar	50
2026	6	Ampliación Chinameca	Geotérmico	25
	6	Ampliación San Vicente	Geotérmico	20
2029	1	ProySFV1	Solar	50
	1	ProySFV2	Solar	50
	1	ProySFV3	Solar	100

Referencia: (CNE, 2021)

GUATEMALA

El Ministerio de Energía y Minas de Guatemala, es el encargado de elaborar el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación por medio de la Unidad de Planeación Energético Minero (UPEM). Estos tienen el objetivo de priorizar las energías renovables, diversificar su matriz de generación eléctrica, reducir los gases de efecto invernadero y dar seguridad al abastecimiento de electricidad a precios competitivos.

Para la elaboración de la proyección de la demanda, la UPEM, realizó un desglose mensual donde se relacionan variables econométricas para la proyección de tres escenarios de crecimiento (Bajo, Medio, Alto) de la demanda y la potencia eléctrica.

A continuación, podremos observar, en la Tabla 5. 9, la proyección de demanda del escenario medio.

Tabla 5. 9: Proyección de Demanda de Guatemala - Escenario medio.

PROYECCION DE LA DEMANDA GUATEMALA		
AÑO	ENERGÍA (GWh)	POTENCIA (MW)
2020	10,774	1,874
2021	11,752	1,830
2022	12,087	1,923
2023	12,431	1,968
2024	12,786	2,014
2025	13,150	2,061
2026	13,525	2,109
2027	13,910	2,159
2028	14,307	2,209
2029	14,715	2,261
2030	15,134	2,314
2031	15,565	2,368
2032	16,009	2,423
2033	16,465	2,480
2034	16,934	2,538
2035	17,417	2,598
2036	17,913	2,658

Referencia: (UPEM, 2022)

El Plan de Expansión de Generación de Guatemala tiene el objetivo de garantizar el abastecimiento de la demanda de energía y potencia de forma eficiente. Estos elaboraron 54 escenarios de expansión, los cuales se dividen en dos grupos dependiendo de su base.

Para la elaboración del presente estudio, se utilizó un escenario del grupo base de Políticas Públicas, el cual utiliza la demanda y combustibles medios, denominado EMMS2. A continuación podremos observar el cronograma de expansión, ver Tabla 5. 10.

Tabla 5. 10: Plan de Expansión de Generación - Guatemala.

AÑO	PROYECTO	FUENTE	POTENCIA (MW)
2022	Huehuetenango H1	Hidro	30
	Huehuetenango H2	Hidro	50
	Geo TEC	Geotérmica	40
	Geo MOY	Geotérmica	20
	Geo Cerro Blanco	Geotérmica	7.5
	Geo Atitlán	Geotérmica	20
	Geo Palencia	Geotérmica	20
	Geo Ayarza	Geotérmica	20
	Geo Los Achiotes	Geotérmica	15
	Geo Retana	Geotérmica	15
	Geo SMR	Geotérmica	24
	Geo TOT	Geotérmica	25
	Geo AMA	Geotérmica	50
	Geo El Ceibillo	Geotérmica	20
2026	Pojóm	Hidro	20
	San Andrés	Hidro	10.8
2035	GN Petén	Gas Natural	50
2036	Santa Rosa S2	Solar	50
	Escuintla S1	Solar	100
	Eólica JUT 3	Eólica	50
2037	Santa Rosa S1	Solar	20
	Escuintla S2	Solar	30
	Eólica JUT 1	Eólica	50
	Eólica JUT 2	Eólica	25
	Eólica JUT 4	Eólica	60
	Eólica JUT 5	Eólica	60
	Eólica GUA	Eólica	25
Eólica ESC	Eólica	20	
2038	Jutiapa S1	Solar	30
	Jutiapa S2	Solar	20
	Jutiapa S3	Solar	30
	Sol Zacapa	Solar	20
	El Progreso Solar	Solar	10
2039	Eólica HUE	Eólica	40
2046	GNL Pto. Barrios	Gas Natural	200
	CPO-GNL	Gas Natural	200
	Alta Verapaz H1	Hidro	30
	Alta Verapaz H3	Hidro	80
	PSJ-GNL	Gas Natural	200
2047	Alta Verapaz H2	Hidro	45
	Huehuetenango H3	Hidro	100

Referencia: (UPEM, 2022)

06

CAPÍTULO VI

METODOLOGÍA DEL ESTUDIO



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

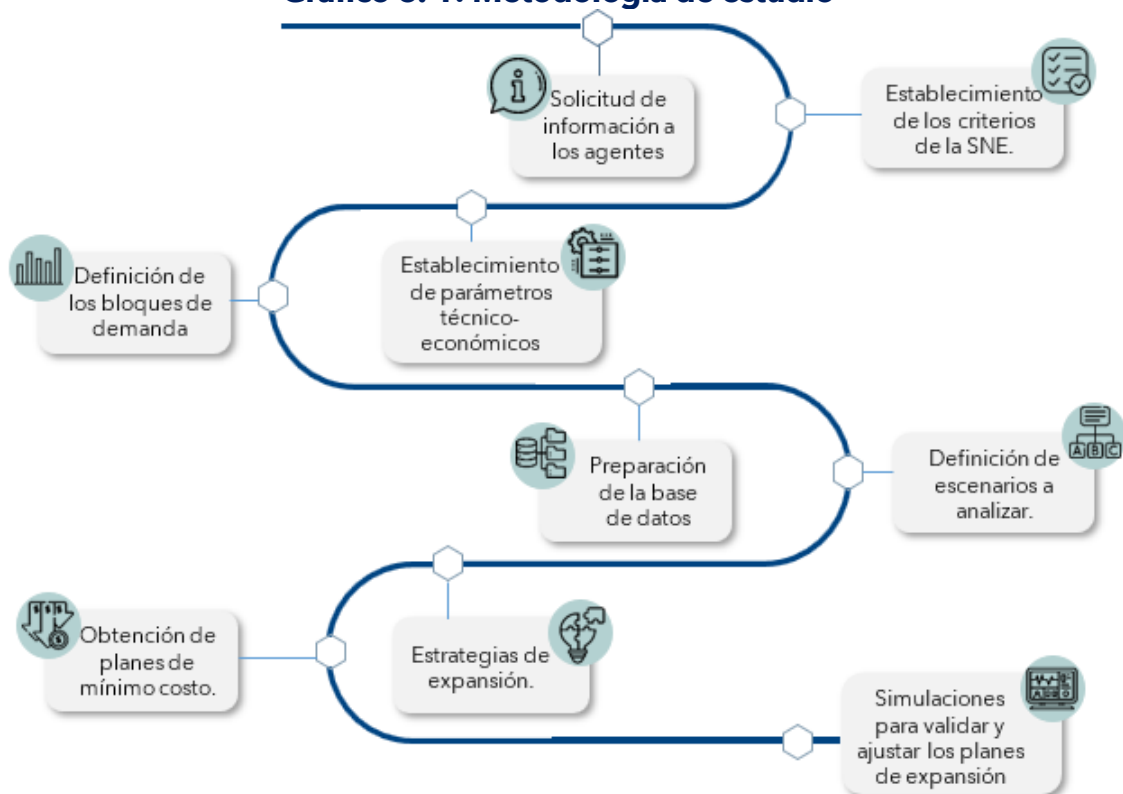
CAPÍTULO 6

METODOLOGÍA DEL ESTUDIO

El Plan Indicativo de Generación tiene como punto de partida la información técnica y económica del parque de generación existente y de los proyectos con mayor potencial para realizarse. Cabe señalar que la decisión de ampliar el parque de generación en Panamá es decisión de la inversión privada. El Estado, a través de la ASEP, otorga las licencias y concesiones a los proyectos de generación. El Gráfico 6. 1 presenta de manera resumida la metodología general de realización del Plan Indicativo de Generación.

La realización del Plan Indicativo de Generación del Sistema Interconectado Nacional se ejecuta de la siguiente forma:

Gráfico 6. 1: Metodología de estudio



HERRAMIENTAS DE SIMULACIÓN

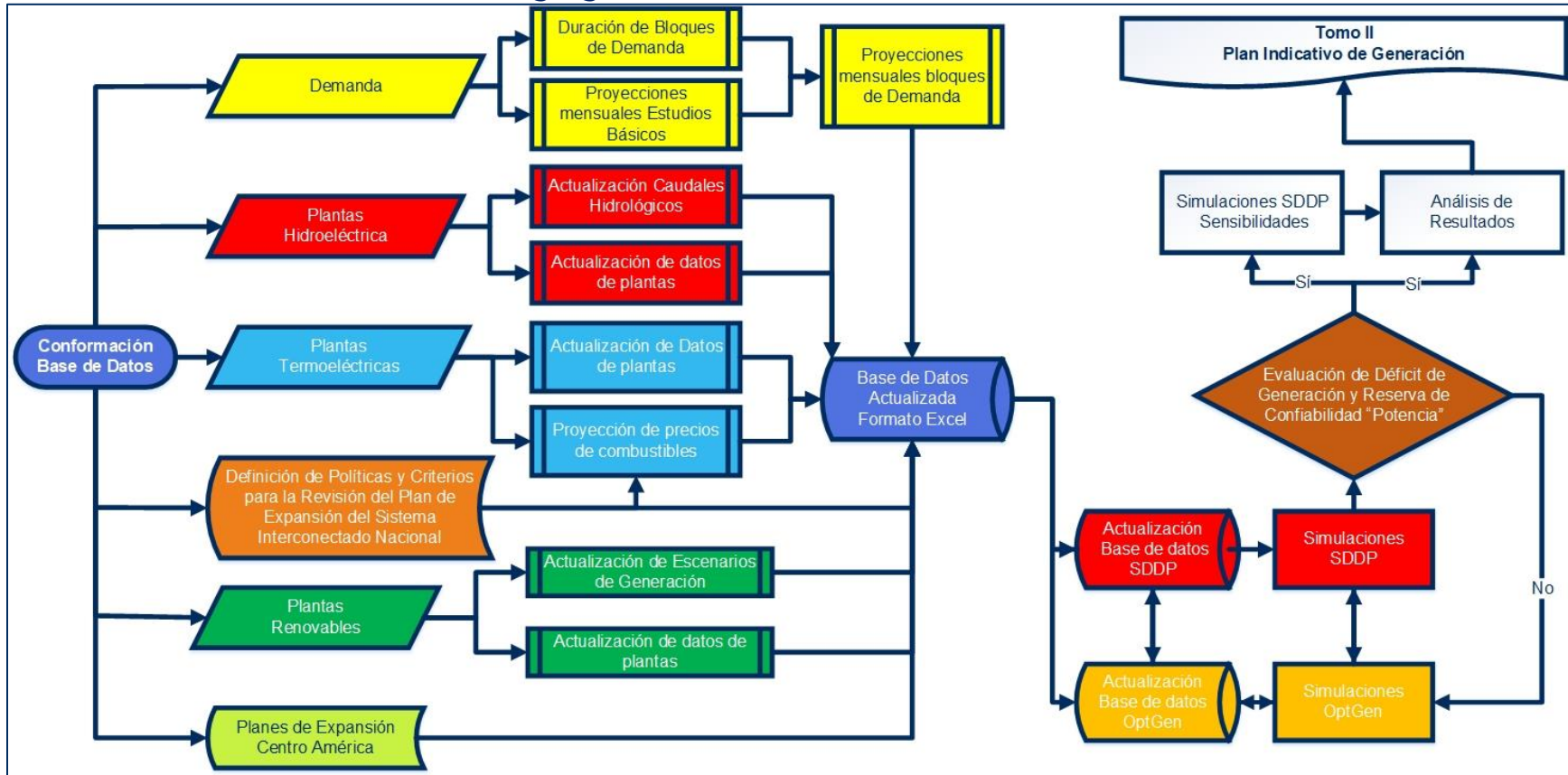
Las herramientas utilizadas para las simulaciones realizadas en el Plan Indicativo de Generación son el OPTGEN-SDDP versión 8.0.20 y el SDDP (Stochastic Dual Dynamic Programming), versión 16.0.5, ambas son herramientas computacionales de la empresa brasileña PSR. A continuación, el

Gráfico 6. 2 presenta la función de cada programa, en el Gráfico 6. 3 la metodología utilizada para la realización del Plan Indicativo de Generación, y en el Gráfico 6. 4 están los aspectos considerados en las configuraciones de los escenarios.

Gráfico 6. 2: Softwares de simulación.



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



Referencia: (ETESA, 2023)

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



BLOQUES DE DEMANDA

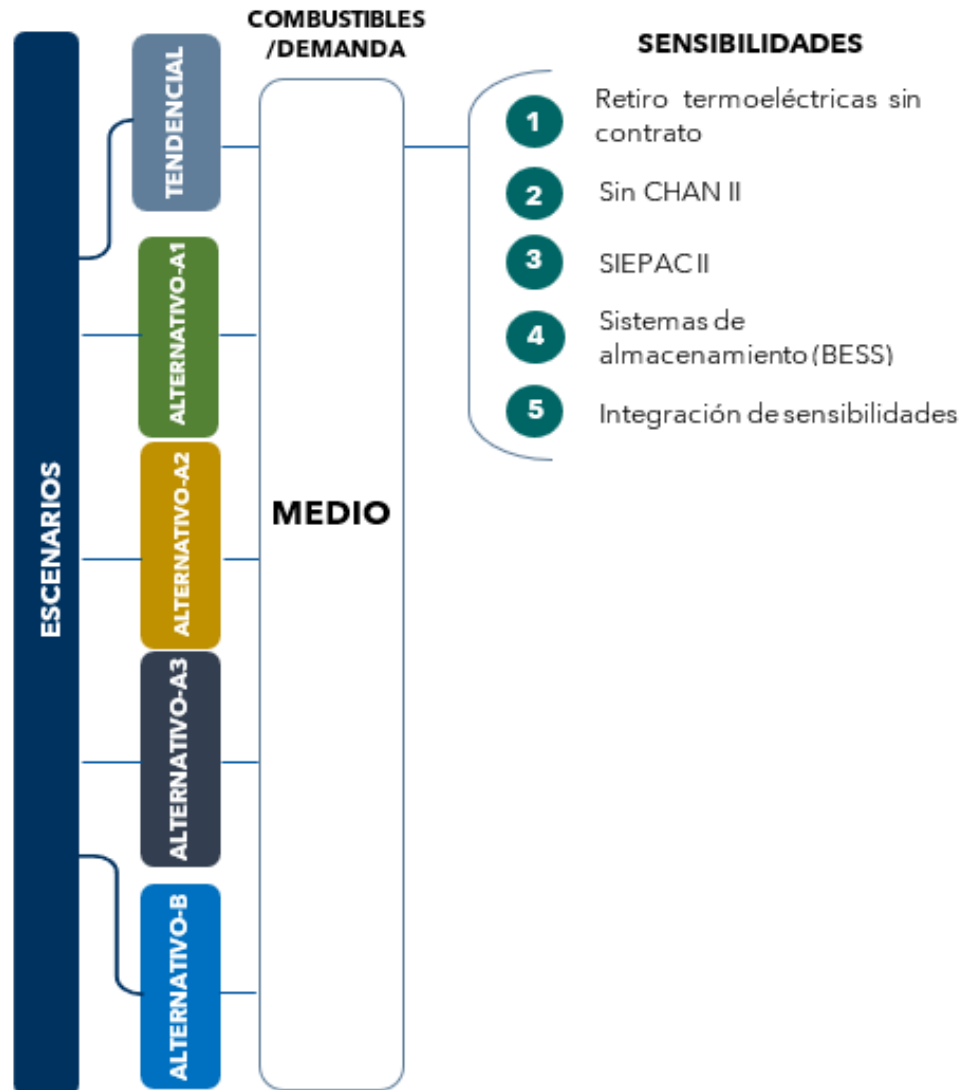
Los bloques de demanda fueron determinados a partir de la curva de carga del año 2019, los cuales se presentan en un ordenamiento descendiente de los valores registrados de demanda horaria y su aporte porcentual a la carga total del sistema. Se usaron cinco bloques de demanda. La duración de los bloques se muestra a continuación:

- Demanda Pico: 3.71%
- Demanda Alta: 17.57%
- Demanda Media: 32.13%
- Demanda Baja: 31.44%
- Demanda Mínima: 15.15%.

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 y sensibilidades utilizados en el PESIN2023.

Gráfico 6. 5: Escenarios PESIN 2023



Referencia: (ETESA, 2023)

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. Se debe hacer la aclaración que las capacidades de intercambio modeladas en las bases de datos se dan de forma escalonada de modo que es considerado en el primer año de estudio las máximas capacidades de transferencia de potencia entre países, de acuerdo con lo indicado por el Ente Operador Regional. Después de se proyectan estas capacidades hasta que se alcance 100% de la capacidad de transferencia, que para este estudio esta capacidad de 300 MW se alcanza hasta el segundo semestre de 2026.

Para el caso del SIEPAC II (300 MW) si es considerado que desde un principio alcanza su 100 % de capacidad, tomando que para el inicio del proyecto los países han logrado concluir todos los refuerzos necesarios para el desarrollo completo del Mercado Eléctrico Regional.

Tabla 6. 1: Parámetros de las Corridas SDDP

Descripción	Valor
	Panamá
	Costa Rica
Sistemas	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
Representación de la Red Eléctrica	Sin Red Sólo Intercambios
Fecha Inicial	Enero 2023
Horizonte del Estudio (meses)	180
Número de Series para Simulación	100
Número de Discretaciones	100
Numero de Bloques de Demanda	5
Numero de Años Adicionales	1
Tasa de Descuento (% a.a.)	12
Costo de Deficit (US \$ / MWh)	4130

Referencia: (ETESA, 2023)



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

07

CAPÍTULO VII

ESCENARIOS DE EXPANSIÓN



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 7

ESCENARIOS DE EXPANSIÓN

El presente estudio tiene como objetivo evaluar el comportamiento del sistema eléctrico de Panamá bajo diferentes escenarios y sensibilidades de generación, demanda y nuevos de combustibles. Para ello, se utiliza como base el escenario tendencial definido por el PESIN, que considera un crecimiento moderado de la demanda, una diversificación de la matriz de generación con fuentes renovables y convencionales, y una proyección de crecimiento medio de los precios de los combustibles según la EIA.

Además, se plantean cinco sensibilidades de generación que modifican algunas variables del escenario tendencial, tales como:

- *El retiro de las plantas térmicas sin contratos a partir de mediados del 2024 y de las que tienen contratos vigentes un año después de la finalización de los mismos.*
- *La exclusión del proyecto hidroeléctrico Bocas del Toro (Changuinola II), considerado como un megaproyecto de generación.*
- *La inclusión del segundo circuito del proyecto SIEPAC, que aumenta la capacidad de intercambio con el mercado regional de 300 MW a 600 MW a partir de enero 2027.*
- *La inclusión de sistemas de almacenamiento interconectados a la red de transmisión, con una potencia instalada no inferior a 100 MW, a partir de enero 2025.*
- *La integración de las sensibilidades anteriores, que representa el escenario más probable de acuerdo con las tendencias actuales.*

Asimismo, se proponen tres escenarios alternativos A que utilizan la sensibilidad No.5 e incorporan el efecto de tres factores que podrían modificar el consumo eléctrico en el futuro, como son:

- *El incremento en el autoconsumo de los prosumidores, que son los usuarios que generan y consumen su propia energía, principalmente a través de sistemas fotovoltaicos y de almacenamiento distribuido, siguiendo una curva de crecimiento anexada al PESIN.*
- *El aumento de consumo para los bloques de generación nocturnos, debido a la introducción de la movilidad eléctrica, que implica el uso de vehículos eléctricos que se recargan durante la noche, siguiendo también una curva de crecimiento anexada al PESIN.*
- *La disminución del consumo para todos los bloques de consumo, debido a la implementación de medidas de eficiencia energética, que implican el uso racional y óptimo de la energía, reduciendo el consumo desde el 1% hasta el 15% al final del estudio.*

Finalmente, se plantea un escenario alternativo B que considera una sustitución gradual de todas las fuentes de generación a base de combustible fósil y gas natural a hidrógeno verde, que es un combustible limpio y renovable, hasta llegar a un 100% de sustitución al año 2050. Este escenario supone que el hidrógeno verde será importado o producido en sistemas aislados, y que no afectará o aumentará el consumo de energía, y busca medir el impacto que conlleva dicha sustitución de energético en el sistema interconectado nacional.

ESCENARIO TENDENCIAL

El escenario tendencial representa una visión conservadora de la evolución del sector eléctrico, que no incorpora cambios significativos en las políticas, las regulaciones, las tecnologías o las preferencias de los consumidores. Este escenario sirve como referencia para comparar otros escenarios alternativos que planteen diferentes opciones de desarrollo del sector eléctrico. El escenario tendencial es un escenario que refleja las tendencias actuales y proyectadas de la demanda y la generación de energía eléctrica en Panamá. Este escenario considera los siguientes aspectos:

- **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 3,695 MW para el año 2037.
- **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 candidatos y se clasifican según su fuente de generación: hidroeléctrica, térmica o renovable. Los proyectos candidatos son aquellos que:
 - Tienen trámite de solicitud de concesión o licencia ante la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), considerando que para poder ser incluidos se requiere la información necesaria para la caracterización de los mismos.
 - tienen, como mínimo, emitida y vigente la respectiva resolución de la ASEP en la que se certifica la obtención de la concesión definitiva para la construcción y operación de una central hidroeléctrica.
 - tienen, por lo menos, la autorización de conducencia del Ministerio de Ambiente.
 - O, en el caso de centrales térmicas, que tengan vigente la licencia provisional otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.
 - O, en el caso de centrales renovables, que dispongan de licencia provisional o concesión vigentes, otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.

- que, los promotores hayan presentado ofertas durante los actos realizados por la ASEP para la autorización de los trámites de aprobación del estudio de impacto ambiental de los respectivos proyectos hidroeléctricos ante el Ministerio de Ambiente, y se haya formalizado mediante el pago por este derecho.
- que, los promotores hayan realizado los trámites de viabilidad de conexión ante la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) y entregado la información solicitada en el Reglamento de Operación.
- Estos proyectos candidatos se consideran en el escenario tendencial 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: suman una capacidad instalada de 2,155 MW, de los cuales 1,848 MW ya están en operación.
- Proyectos eólicos y solares: suman una capacidad instalada de 3,575 MW, de los cuales 850 MW.
- Proyectos térmicos: suman una capacidad instalada de 3,038 MW, de los cuales 1,382 MW ya están en operación. Estos proyectos utilizan los siguientes combustibles convencionales: búnker C o "heavy fuel oil" (HFO), diésel, gas natural (incluyendo las facilidades de regasificación).
- Plantas adicionales de fuentes eólicas, gas natural y solares: se consideran plantas adicionales de estas fuentes a partir del año 2024, para cubrir el déficit de generación que se presenta en el escenario tendencial. Estas plantas suman una capacidad instalada de 4,688 MW, de los cuales 307 MW son hidroeléctricas, 641 MW son eólicos, 1656 MW son de gas natural y 2084 MW son solares. Estas plantas incluyen las facilidades de regasificación, importación, control de emisiones, según aplique.

El escenario tendencial representa una visión conservadora de la evolución del sector eléctrico, que no incorpora cambios significativos en las políticas, las

regulaciones, las tecnologías o las preferencias de los consumidores. Este escenario sirve como referencia para comparar otros escenarios alternativos que planteen diferentes opciones de desarrollo del sector eléctrico.

El costo de este escenario tendencial es de 5340.33 millones de balboas como podemos observar en la Tabla 7. 1 y el cronograma de Expansión se presenta en la Tabla 7. 2.

En este escenario se instalan 4,869.29 MW adicionales a la capacidad actual instalada, de los cuales el 6.30% corresponden a plantas hidroeléctricas (306.86 MW), el 37.19% a plantas termoeléctricas (1811.05 MW) y 56.50% lo componen plantas renovables no convencionales con 2751.31 MW, plantas eólicas (641.27 MW), plantas solares (2110.11 MW). Se debe resaltar que se tiene un retiro de 155.00 MW en plantas térmicas.

Tabla 7. 1: Costos del escenario Tendencial

Costo	Escenario Tendencial
Inversión	3,849.32
Déficit	3.24
Operación	1,353.71
Ambiental	134.06
Total	5340.33

Nota: Los valores están dados en millones de balboas

Referencia: (ETESA, 2023)

Tabla 7. 2: Cronograma de Expansión del Escenario Tendencial

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Búnker	Diésel	Carbón	GNL	Biomasa
10	2023	Generadora Solar el Puerto, S.A.	Baco Solar	25.90		25.90						
1	2024	Progreso Energy,S.A.	Progreso Energy	1.05					1.05			
1	2024	Pedregalito Solar Power S.A.	Pedregalito Solar Power	10.00		10.00						
1	2024	ECOENER FOTOVOLTAICA PANAMA	PV San Juan	5.00		5.00						
1	2024	ORO SOLAR, S.A.	PV Oro Solar	5.00		5.00						
1	2024	PHOTOVOLTAICS VENTURE CORP.	PV Ecosolar 5	10.00		10.00						
1	2024	PHOTOVOLTAICS OPERATION CORP.	PV Ecosolar 4	10.00		10.00						
1	2024	PHOTOVOLTAICS BUSINESS CORP.	PV Ecosolar 3	10.00		10.00						
3	2024	MERCURIO SOLAR, S.A.	PV San Carlos	9.90		9.90						
3	2024	TINTO SOLAR S.A.	PV Chame Solar	10.00		10.00						
4	2024	CALDERA ENERGY CORP.	Mendre Solar	5.50		5.50						
6	2024	AES Panamá S.R.L	Corotú Solar	9.98		9.98						
6	2024	AGUA FUERTE, S.A.	PV SOLARPRO	10.00		10.00						
6	2024	Hidroibérica S.A.	Caimitillo	1.87			1.87					
6	2024	AQUAVOLTAICS, S.A.	Solar Pro II	10.00		10.00						
7	2024	MASPV PANAMA INC.	PV SUNRISE MASPV 1	3.30		3.30						
8	2024	AES Panamá S.R.L	Los Santos Solar	7.56		7.56						
8	2024	JAGÜITO GREEN ENERGY I, S.A.	Jaguito Green Energy I	9.90		9.90						
8	2024	JAGÜITO GREEN ENERGY II, S.A.	Jaguito Green Energy II	9.90		9.90						
8	2024	JAGÜITO GREEN ENERGY III, S.A.	Jaguito Green Energy III	9.90		9.90						
9	2024	Generadora de Gatun, S.A.	C.T. Gatún (antes Telfers)	660.00							660.00	
9	2024	SOLAR DESIGN	PV La Hueca	40.00		40.00						
9	2024	Electricidad Sostenible, S.A.	San Jose Solar 30MW	30.00		30.00						
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 1	9.99		9.99						
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 2	9.99		9.99						
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 3	9.99		9.99						
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 4	9.99		9.99						
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 5	9.99		9.99						
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 6	9.99		9.99						

Referencia: (ETESA, 2023)

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

10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 7	9.99	9.99						
10	2024	UP1, S.A.	UP1	9.75	9.75						
10	2024	UP2, S.A.	UP2	9.75	9.75						
10	2024	UP3, S.A.	UP3	9.75	9.75						
10	2024	UP4, S.A.	UP4	9.75	9.75						
12	2024	SB-1 Project S.A.	Proyecto San Bartolo 1	9.90	9.90						
12	2024	SB-2 Project S.A.	Proyecto San Bartolo 2	9.90	9.90						
12	2024	SB-3 Project Inc	San Bartolo 3	9.90	9.90						
12	2024	SB-4 Project Inc	San Bartolo 4	9.90	9.90						
12	2024	ARGENTUM SOLAR, S.A.	PV Capira Solar	9.90	9.90						
12	2024	AES Panamá S.R.L	Flamboyán	19.90	19.90						
12	2024	AES Panamá S.R.L	Veranera	19.90	19.90						
1	2025	Celsia Centroamérica, S.A.	9 de enero J. Brown G6	(34.00)					(34.00)		
1	2025	Celsia Centroamérica, S.A.	9 de enero Unidad 8	(34.00)					(34.00)		
1	2025	Celsia Centroamérica, S.A.	Cativa	(87.00)				(87.00)			
1	2025	GED Gersol Uno, S.A.	Llano Sánchez	9.99	9.99						
1	2025	Generadora de Energía Renovable, S.A	Campo Solar La Victoria	10.00	10.00						
1	2025	Generadora Solar Occidente, S.A.	Cerro Viejo Solar	20.00	20.00						
1	2025	HP Solar, S.A.	HPSolar	20.00	20.00						
1	2025	SOLAR ENERGY PARK ENTERPRISES, INC.	PV Rodeo Solar	9.90	9.90						
1	2025	Granja Solar Alanje Tres, S.A	PV Solar Alanje 3	9.99	9.99						
1	2025	Granja Solar Alanje Dos, S.A	PV Solar Alanje 2	9.99	9.99						
1	2025	Granja Solar Alanje Uno, S.A.	PV Solar Alanje 1	9.99	9.99						
1	2025	TINTO SOLAR S.A.	PV Chame Solar	10.00	10.00						
1	2025	Helios Apolo Solar, S.A.	PV Gualaca Solar (Helios)	60.00	60.00						
1	2025	SOLAR DESIGN	PV La Hueca	30.00	30.00						
1	2025	AES PANAMA, S.R.L.	PV Estí Solar 2	17.00	17.00						
1	2025	San Lorenzo Solar, S.A.	San Lorenzo Solar	5.00	5.00						
1	2025	Solar Loadge, S.A.	La Torre solar	5.00	5.00						
1	2025	Panasolar Clean Power, S.A.	Panasolar VI	9.90	9.90						
1	2025	Panasolar Generadora de Potencia Verde, S.A.	Panasolar VII	9.90	9.90						
1	2025	Panasolar Generadora de Potencia Verde, S.A.	Panasolar VIII	9.90	9.90						
1	2025	Panasolar Generadora de Potencia Verde, S.A.	Panasolar IX	9.90	9.90						
1	2025	Generadora Brillo Solar, S.A.	Brillo Solar	9.90	9.90						
3	2025	SUNERGY, I S.A.	PV La Villa Solar	9.99	9.99						

Cronograma de Expansión del Escenario Tendencial (Continuación: 3/4)

3	2025	MEGA SOLAR POWER GENERATION, S.A.	PV Megasolar	10.00		10.00								
3	2025	Panasolar Clean Power, S.A.	PV Panasolar IV	10.00		10.00								
3	2025	Panasolar Clean Power, S.A.	PV Panasolar V	10.00		10.00								
6	2025	ECOENER SOLAR PANAMA, S.A	PV San Bartolo (Ecoener)	9.99		9.99								
6	2025	ECOENER GENERADORA PANAMA, S.A.	PV Agua Viva	9.90		9.90								
8	2025	AVANZALIA PANAMA, S.A	PV Penonome 2	120.00		120.00								
8	2025	LA INMACULADA SOLAR S. DE R.L .	PV La Inmaculada Solar	5.00		5.00								
9	2025	DESARROLLO Y ENERGIA RENOVABLE S.A	PV Pacora Solar	55.00		55.00								
12	2025	ECOENER RENOVABLE PANAMA, S.A	PV Santiago (Ecoener)	9.90		9.90								
12	2025	ECOENER PRODUCTORA PANAMA, S.A.	PV La Mesa (Ecoener)	9.99		9.99								
1	2026	Ra Solar, S.A.	Ra Solar	20.00		20.00								
1	2026	Las Lomas Solar Electric, S.A.	Las Lomas	100.00		100.00								
1	2026	AES Panamá S.R.L	Coclé Solar 1	150.00		150.00								
4	2026	Pan Energy II	Boquerón Solar	10.00		10.00								
7	2026	Generadora Solar Santa Cruz, S.A.	PV Santa Cruz Solar	80.00		80.00								
1	2027	Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	1.17	1.17									
1	2027	Hidroeléctrica Macano II, S.A.	RP-550	4.15	4.15									
1	2027	Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	9.95		9.95								
1	2027	Generadora Solar Santa Cruz, S.A.	PV Santa Cruz Solar	20.00		20.00								
1	2027	PANAMA SOLAR INTEGRAL	PV Cotaba Solar	125.00		125.00								
1	2027	Grupo Doe, S.A.	La Union Solar	90.00		90.00								
1	2027	Almacenadora Solar Panama oeste, S.A.	Almacenadora Solar	8.00		8.00								
1	2027	AES Panamá S.R.L	Guayacán	10.00		10.00								
1	2027	Tecnología Eólica, S.A.	Solar Charco Azul	52.00		52.00								
2	2027	Solar Green, S.A.	El Coco	10.00		10.00								
2	2027	Luz Energy International Corp., S.A.	Agua Fría	10.00		10.00								
2	2027	Energy Green Corporation, S.A.	Las Lajas	30.00		30.00								
4	2027	Santa Cruz Wind, S.A.	Santa Cruz	68.40				68.40						
1	2028	Argenta Resources Corp.	Caña Blanca	7.78	7.78									
1	2028		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A	250.00									250.00	
1	2028	GED Gersol Dos, S.A.	La Salamanca	14.00		14.00								
1	2028	PANAMA SOLAR INTEGRAL	PV Cotaba Solar	125.00		125.00								
1	2028	UEP Penonomé III, S. A.	Nuevo Chagres Fase 2 (Etapa 2)	51.75				51.75						
1	2028	UEP Penonomé III, S. A.	Portobelo Etapa 2 C	17.25				17.25						
2	2028	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 2	22.00				22.00						

Cronograma de Expansión del Escenario Tendencial (Final: 4/4)

2	2028	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 3	22.00			22.00					
3	2028	UKA Parque Eólico La Colorada S.A.	La Colorada	138.00			138.00					
1	2029	AES Panamá S.R.L	Los Santos Solar II	9.98		9.98						
1	2029	AES Panamá S.R.L	Los Santos Solar III	9.98		9.98						
1	2030	Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Changuinola II (Bocas del Toro)	214.76	214.76							
1	2030	Empresa de Generación Eléctrica, S.A.	Changuinola II Unidad 3 (Bocas del Toro Minicentral)	13.70	13.70							
1	2030	Generadora Solar Santa Cruz, S.A.	PV Santa Cruz Solar	100.00		100.00						
1	2031		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250B	250.00								250.00
1	2031		Eólico Offshore-1	100.00			100.00					
1	2031		Eólico Offshore-2	100.00			100.00					
1	2033		CC CNL A	400.00								400.00
1	2033	AES Panamá S.R.L	Coclé Solar 2	150.00		150.00						
1	2034	Eolónica, S.A.	La Patrona	120.00			120.00					
1	2036		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250C	250.00								250.00
1	2037	Hidro Burica, S.A.	Burica	65.30	65.30							
				2023-2037		2023-2026		2027-2031		2032-2037		
				Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	Inst.	Retiro	
Hidro				306.86				241.56				65.30
Solar				2110.11		1336.20		623.91				150.00
Eólico				641.27		1.87		519.40				120.00
Bunker					-87.00		-87.00					
Diesel				1.05	-68.00	1.05	-68.00					
Carbón												
GNL				1810.00		660.00		500.00				650.00
Biomasa												
Total				4869.29	-155.00	1999.12	-155.00	1884.87				985.30

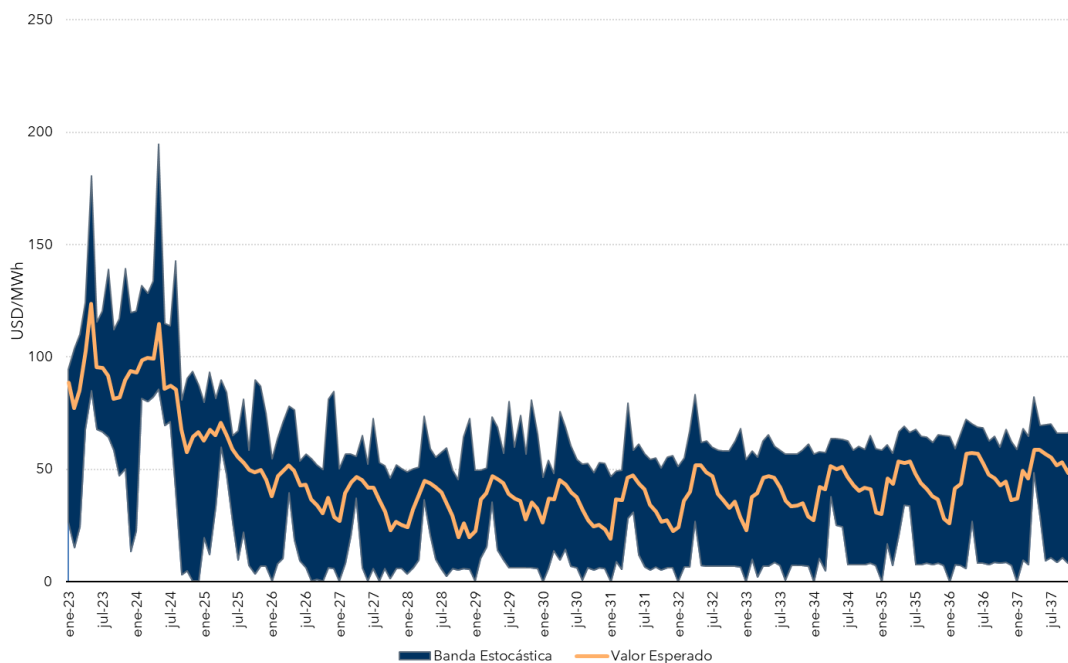
Referencia: (ETESA, 2023)

El Gráfico 7. 1 presenta el comportamiento del CMS de darse las condiciones establecidas en el caso Tendencial. Se observa que a mediados del 2023 e inicios del 2024 los valores para el CMS son más elevados. Esto antes mencionado guarda relación con lo enunciado por entidades como la National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), que indican que el fenómeno del niño podrá pasar de estado moderado a fuerte entre los meses de septiembre a noviembre hasta el próximo año.

Con el fenómeno del niño tendremos mayores temperaturas y menos recurso hídrico para generar. Por ello, se puede apreciar que durante estos meses puntuales se presenta un valor de déficit. Sin embargo, en septiembre del 2024 con la entrada de la central termoeléctrica Gatún de gas natural, con un coste promedio más bajo, tiende a disminuir en el horizonte de estudio el CMS. El costo marginal del sistema promedio del horizonte de estudio es de 47.25 USD/MWh.

Gráfico 7. 1: Costo Marginal de Demanda de Panamá del Escenario Tendencial

Costo Marginal de Demanda
 Escenario Tendencial PESIN2023
 Demanda Media - Combustibles Medios

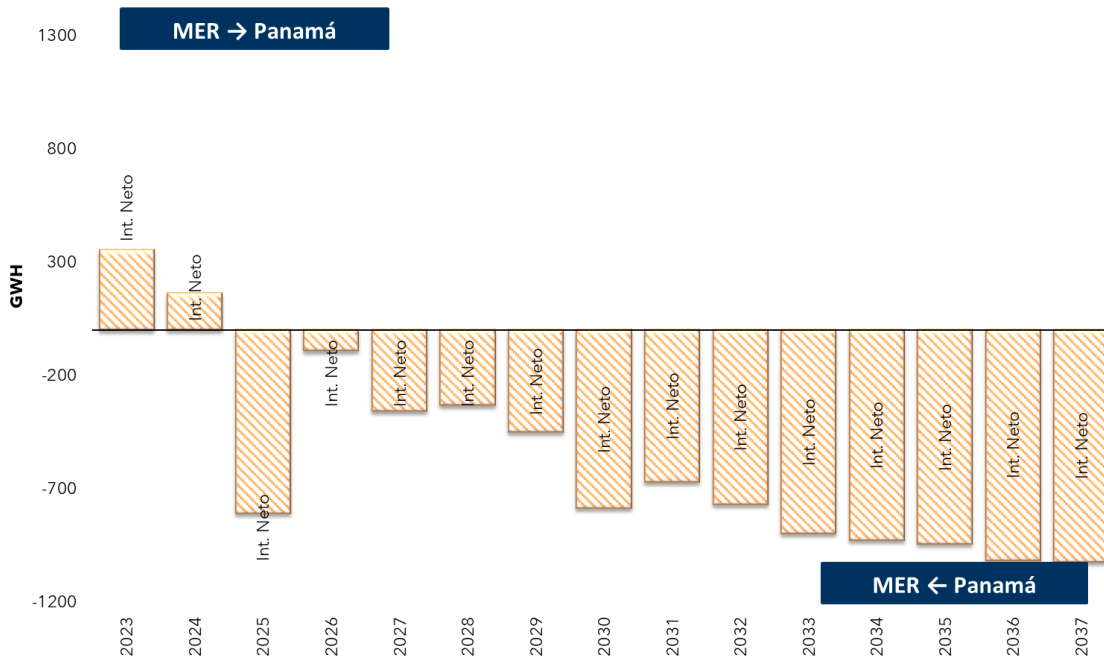


Referencia: (ETESA, 2023)

La entrada de los proyectos de GNL cuyo costo operativo disminuye sustancialmente el costo marginal hace que Panamá presente una oferta de energía a precios económicamente competitivos incentivando así los intercambios de energía con Centroamérica, aprovechando de esta manera el proyecto de interconexión SIEPAC cuya capacidad de intercambio es de 300 MW, una vez se completen

los refuerzos necesarios. Para el periodo de estudio se presentan intercambios promedios norte-sur de 168.79 GWh y de sur-norte de 739.98 GWh, promediando unos 571.19 GWh como intercambio neto en dirección sur-norte. El valor máximo de intercambio neto en un año es de 1021.50 GWh-año en dirección sur-norte, como se observa en el Gráfico 7. 2.

Gráfico 7. 2: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Tendencial



Referencia: (ETESA, 2023)

En el Gráfico 7. 3 se puede apreciar la composición de la generación del sistema, quedando en evidencia los grandes aportes y dependencia que se tendría del plantel hidroeléctrico en los primeros años de análisis.

Además, se muestra que para el año 2025 la generación termoeléctrica vuelve a ser representativa, aumentando sustancialmente los aportes de energía, luego de la entrada en operación de las plantas

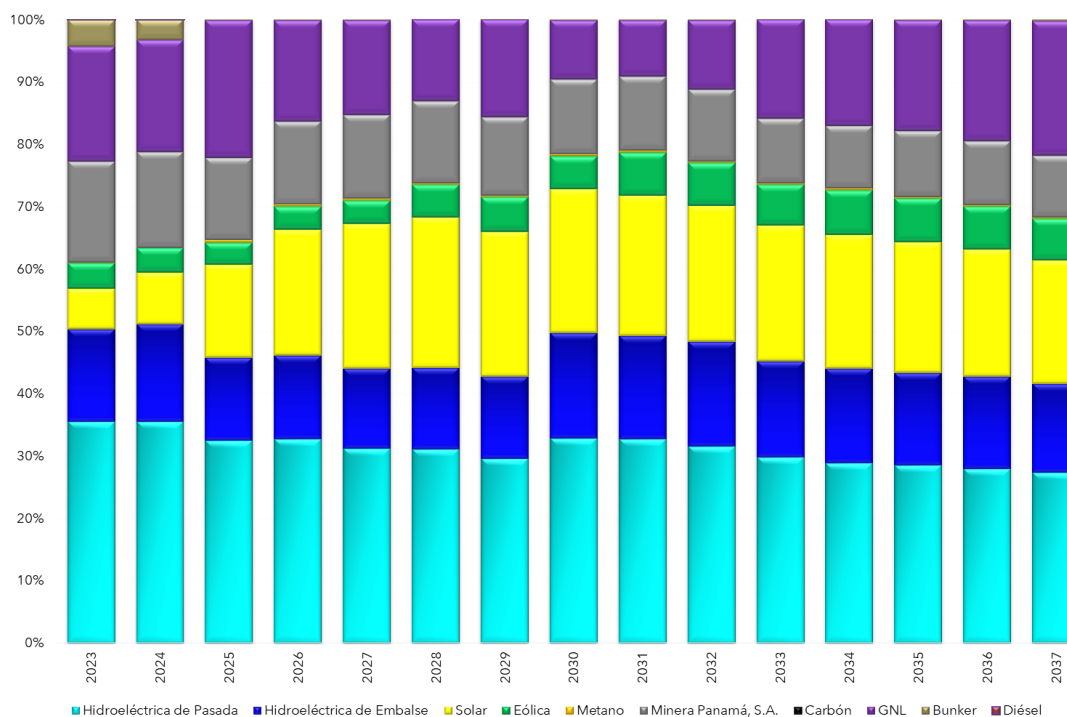
termoeléctricas del 2024 al 2025 principalmente.

A diferencia del año anterior la generación por partes de plantas que utilizan el Búnker C, prácticamente desaparecen desde el año 2025. Debemos recordar que debido al Fenómeno del niño para los años 2023 y 2024, estas se

continúan despachando. Por otro lado, las plantas de generación Diésel no se observan generando en los años de estudio.

Cabe resaltar que la producción de Minera Panamá, S.A. incluye su consumo interno, el cual se estima según datos del agente en 1857 GWh anuales.

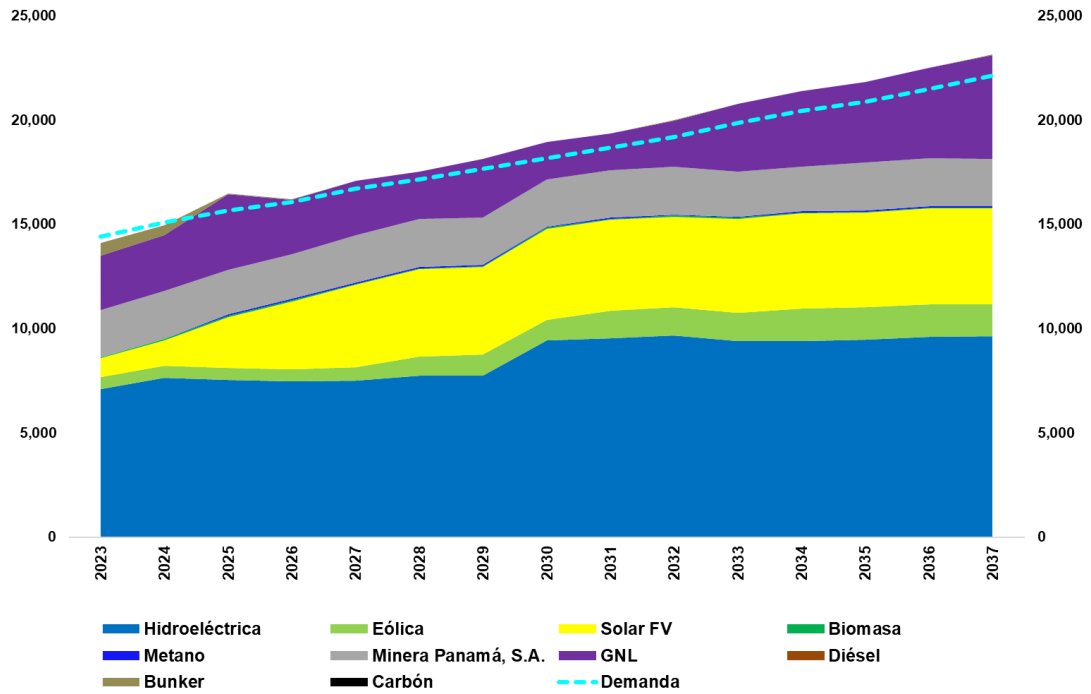
Gráfico 7. 3: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario Tendencial



Referencia: (ETESA, 2023)

En el Gráfico 7. 4 se detalla la generación eléctrica por fuente en el sistema interconectado nacional, junto con la demanda eléctrica, abastecida por los proyectos expuestos en el cronograma de expansión. Se destaca un notorio aumento en la generación solar entre 2023 y 2031, la inclusión de la hidroeléctrica Changuinola II en 2030 y un crecimiento moderado en la generación basada en gas natural a lo largo del horizonte temporal. Además, se evidencia un notable aumento en la capacidad adicional instalada de energía eólica entre 2023 y 2031, lo cual se refleja en el gráfico.

Gráfico 7. 4: Generación vs Demanda del Escenario Tendencial



Referencia: (ETESA, 2023)

Tabla 7. 3: Porcentajes de penetración de energía en la demanda del escenario Tendencial

	Generación GWh				Demanda	Porcentaje de Penetración		
	Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica	Total		Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica
2023	7,084.34	1,537.19	5,466.32	14,087.85	14,422.19	50.29%	10.91%	38.80%
2024	7,631.95	1,867.17	5,447.88	14,947.00	15,092.77	51.06%	12.49%	36.45%
2025	7,527.88	3,140.49	5,793.98	16,462.35	15,652.21	45.73%	19.08%	35.20%
2026	7,459.35	3,958.47	4,782.00	16,199.83	16,076.88	46.05%	24.44%	29.52%
2027	7,509.22	4,687.58	4,888.48	17,085.28	16,702.30	43.95%	27.44%	28.61%
2028	7,726.34	5,224.87	4,563.91	17,515.12	17,156.96	44.11%	29.83%	26.06%
2029	7,753.45	5,303.23	5,083.92	18,140.60	17,664.78	42.74%	29.23%	28.03%
2030	9,433.77	5,451.81	4,073.07	18,958.65	18,152.22	49.76%	28.76%	21.48%
2031	9,538.72	5,780.12	4,042.25	19,361.09	18,667.29	49.27%	29.85%	20.88%
2032	9,652.94	5,815.05	4,517.09	19,985.08	19,194.28	48.30%	29.10%	22.60%
2033	9,401.13	5,968.71	5,417.66	20,787.50	19,871.59	45.22%	28.71%	26.06%
2034	9,412.82	6,206.71	5,760.13	21,379.65	20,433.25	44.03%	29.03%	26.94%
2035	9,478.30	6,185.18	6,166.74	21,830.21	20,868.02	43.42%	28.33%	28.25%
2036	9,617.19	6,240.54	6,650.27	22,508.00	21,475.43	42.73%	27.73%	29.55%
2037	9,636.80	6,220.77	7,298.29	23,155.85	22,118.17	41.62%	26.86%	31.52%

Referencia: (ETESA, 2023)

Sensibilidades del Escenario Tendencial

Con la finalidad de evaluar el comportamiento del Escenario Tendencial, se elaboraron distintas sensibilidades, mediante las cuales se evaluará la robustez de la propuesta de expansión. Análisis que pueden dar señales para la

toma de decisiones y políticas de Estado, de forma tal que garanticen el suministro de energía y potencia, cumpliendo con los criterios de Calidad, Seguridad y Confiabilidad establecidos.

Sensibilidad 1

Esta sensibilidad analiza un escenario que considera el retiro de las plantas térmicas sin contratos a partir de mediados del 2024 y de las que tienen contratos vigentes un año después de la finalización de los mismos.

Esta sensibilidad en comparación al escenario Tendencial presenta una variación en el costo total, debido al retiro de plantas termoeléctricas, por lo que el costo de operación, ambiental, y por ende total se ve reducido. Se observa en la Tabla 7. 4 que el costo total varía un 0.05%.

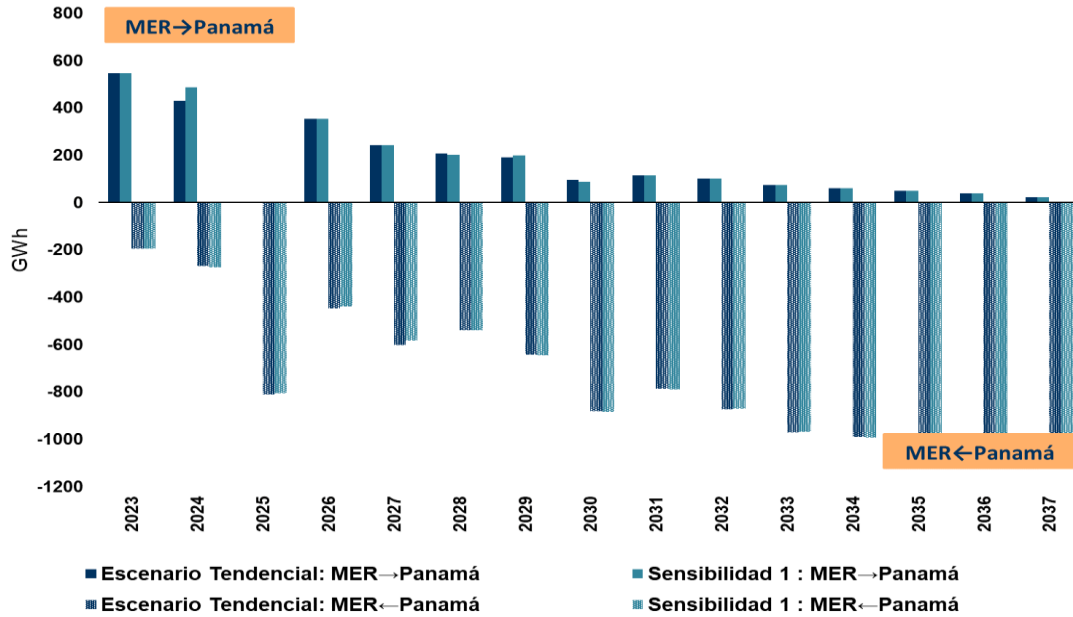
Tabla 7. 4: Costos de Sensibilidad 1

Costo	Escenario Tendencial	Sensibilidad 1
Inversión	3,849.32	3,849.32
Déficit	3.24	3.37
Operación	1,353.71	1,351.12
Ambiental	134.06	133.85
Total	5340.33	5337.66
	Diferencia	-0.05%

Referencia: (ETESA, 2023)

En cuanto a los intercambios entre Panamá y el resto de Centroamérica, como indica el Gráfico 7. 5 se presentan más importaciones de energía en los primeros años y menos exportaciones de energía hacia Centroamérica que en el escenario Tendencial.

Gráfico 7. 5: Intercambios de energía con Centroamérica de Sensibilidad 1

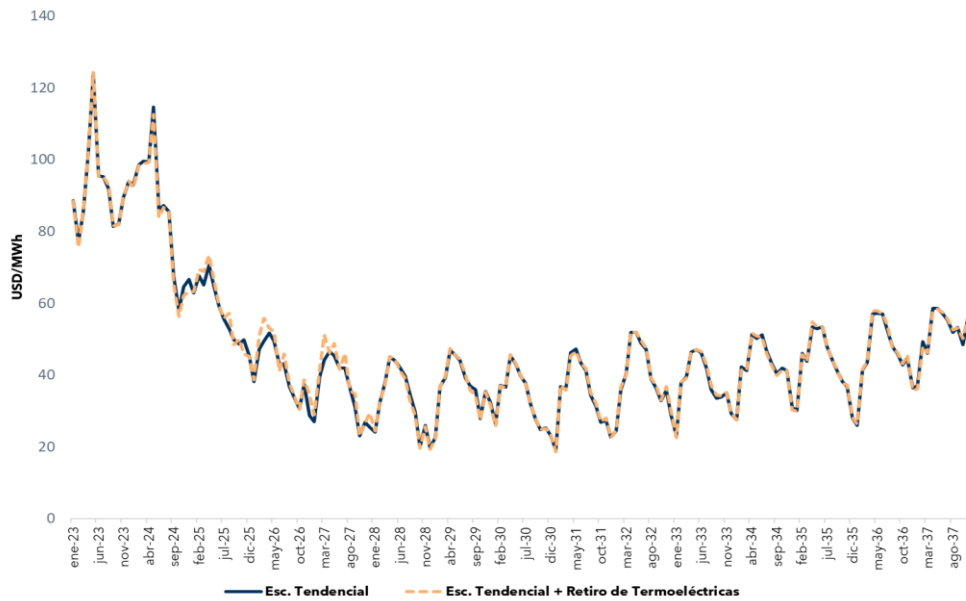


Referencia: (ETESA, 2023)

Como se puede apreciar en el Gráfico 7. 6 los costos marginales resultan ser levemente superiores a los del escenario tendencial en

los años donde se retiran las termoeléctricas, sin embargo, llegan a ser bastante similares a lo largo del periodo de estudio.

Gráfico 7. 6: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 1



Referencia: (ETESA, 2023)

Sensibilidad 2

Esta sensibilidad analiza un escenario con combustibles medios y con demanda media.

Esta sensibilidad contempla la exclusión del proyecto hidroeléctrico Bocas del Toro (Changuinola II), considerado como un megaproyecto de generación.

Esta sensibilidad en comparación al escenario Tendencial presenta una variación en el costo total, debido que no entró en operación la planta Chan II. Esta variación en el escenario de expansión contribuye a que el costo total aumente en un 2.79%, como se observa en la Tabla 7. 5.

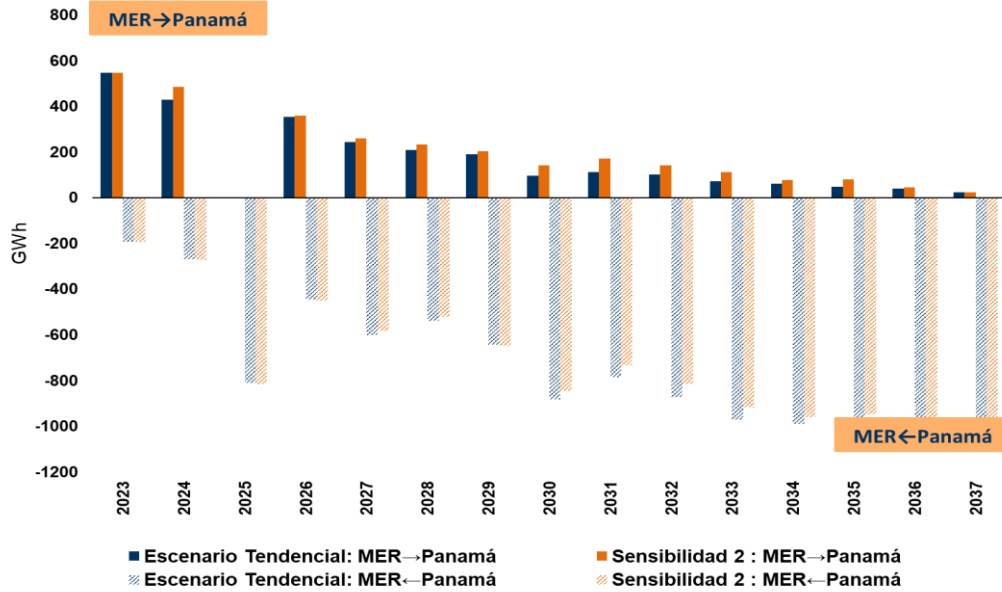
Tabla 7. 5: Costos de Sensibilidad 2

Costo	Escenario Tendencial	Sensibilidad 2
Inversión	3,849.32	3,849.32
Déficit	3.24	3.21
Operación	1,353.71	1,493.17
Ambiental	134.06	143.66
Total	5340.33	5489.36
	Diferencia	2.79%

Referencia: (ETESA, 2023)

En cuanto a los intercambios entre Panamá y el resto de Centroamérica, como indica el Gráfico 7. 7 se incrementan las importaciones de energía a lo largo del periodo de estudio, y las exportaciones hacia Centroamérica también se ven disminuidas con respecto al escenario Tendencial.

Gráfico 7. 7: Intercambios de energía con Centroamérica de Sensibilidad 2

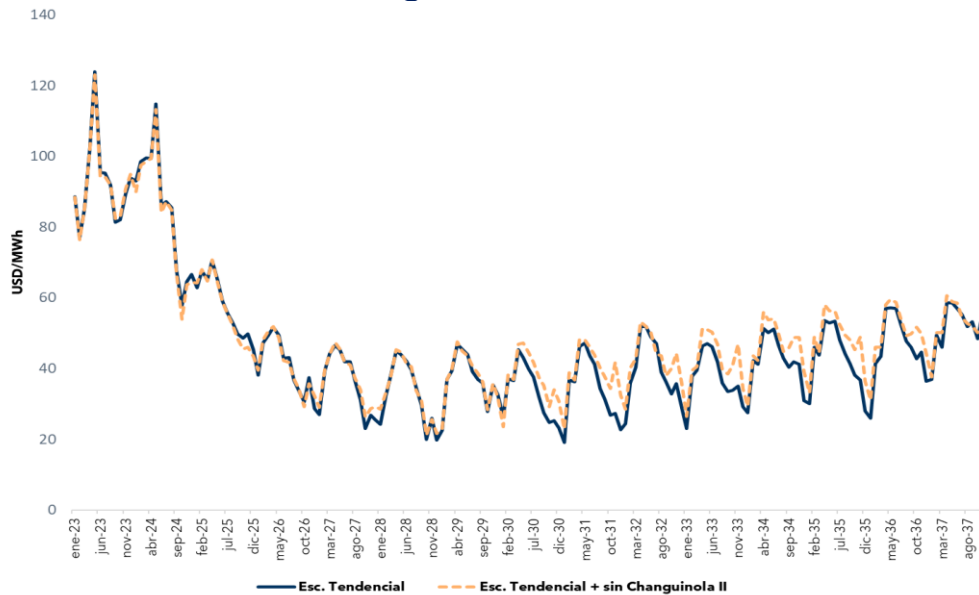


Referencia: (ETESA, 2023)

Como se puede apreciar en el Gráfico 7. 8, los costos marginales resultan ser levemente superiores desde el año de salida de la hidroeléctrica Chan II, por lo que

esta falta de generación debe ser suplida por generación termoeléctrica aumentando el CMS en este escenario de expansión.

Gráfico 7. 8: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 2



Referencia: (ETESA, 2023)

Sensibilidad 3

Esta sensibilidad analiza un escenario que considera la inclusión del segundo circuito del proyecto SIEPAC, que aumenta la capacidad de intercambio con el mercado regional de 300 MW a 600 MW a partir de enero 2027.

Esta sensibilidad presenta una variación en el costo total,

respecto al escenario Tendencial, debido al aumento de las exportaciones a partir de la entrada del segundo circuito. Este aumento en las exportaciones provoca que el costo total varíe en un 6.39%, como se observa en la Tabla 7. 6.

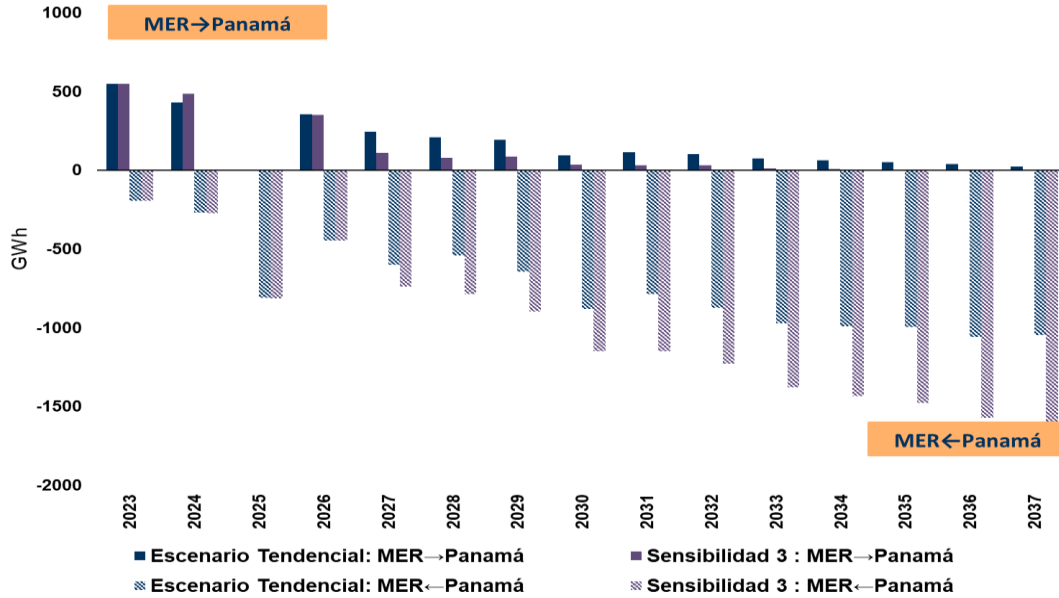
Tabla 7. 6: Costos de Sensibilidad 3

Costo	Escenario Tendencial	Sensibilidad 3
Inversión	3,849.32	3,849.32
Déficit	3.24	3.23
Operación	1,353.71	1,670.51
Ambiental	134.06	158.36
Total	5340.33	5681.42
	Diferencia	6.39%

Referencia: (ETESA, 2023)

En cuanto a los intercambios entre Panamá y el resto de Centroamérica, como indica el Gráfico 7. 9 se presenta muchas más exportaciones que el escenario Tendencial, debido al aumento de capacidad del circuito de SIEPAC.

Gráfico 7. 9: Intercambios de energía con Centroamérica de Sensibilidad 3

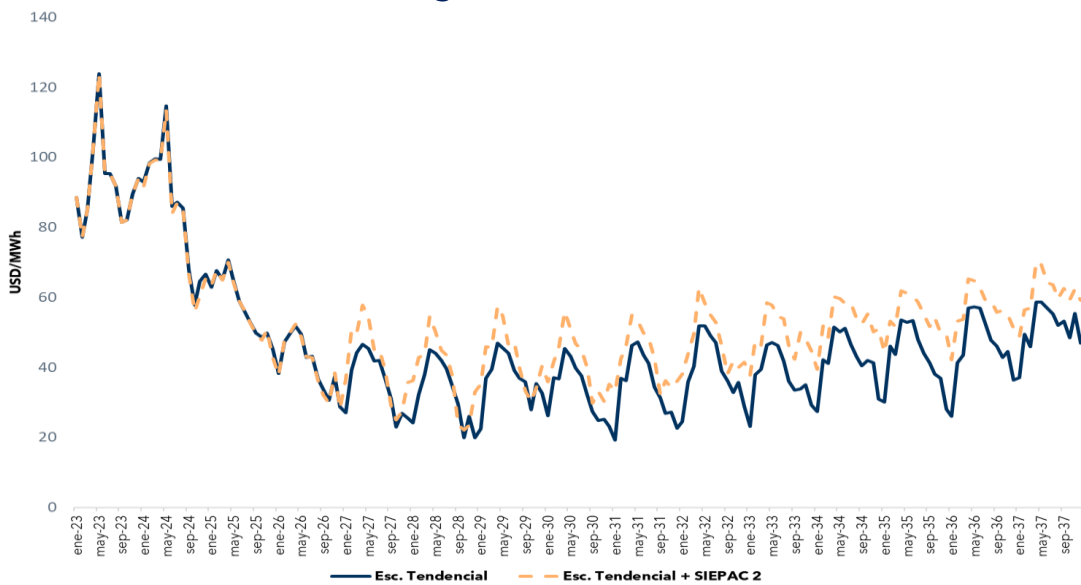


Referencia: (ETESA, 2023)

Como se puede apreciar en los costos marginales incrementan desde el 2027, año en el que se aumenta la capacidad de SIEPAC con el segundo circuito lo que

abre la posibilidad de realizar más intercambios de energía eléctrica, en donde se aprovecha la capacidad del plantel para exportar.

Gráfico 7. 10: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 3



Referencia: (ETESA, 2023)

Sensibilidad 4

Esta sensibilidad analiza un escenario que considera la inclusión de sistemas de almacenamiento interconectados a la red de transmisión, con una potencia instalada no inferior a 100 MW, a partir de enero 2025.

Esta sensibilidad presenta una variación en el costo total, respecto al escenario Tendencial,

debido al aumento en las inversiones que se realizan por los sistemas de almacenamiento por baterías, por otra parte, se aprecia también una disminución en el costo de operación y ambiental de este escenario, para obtener un aumento total del 2.18% respecto al escenario Tendencial, como se observa en la Tabla 7. 7.

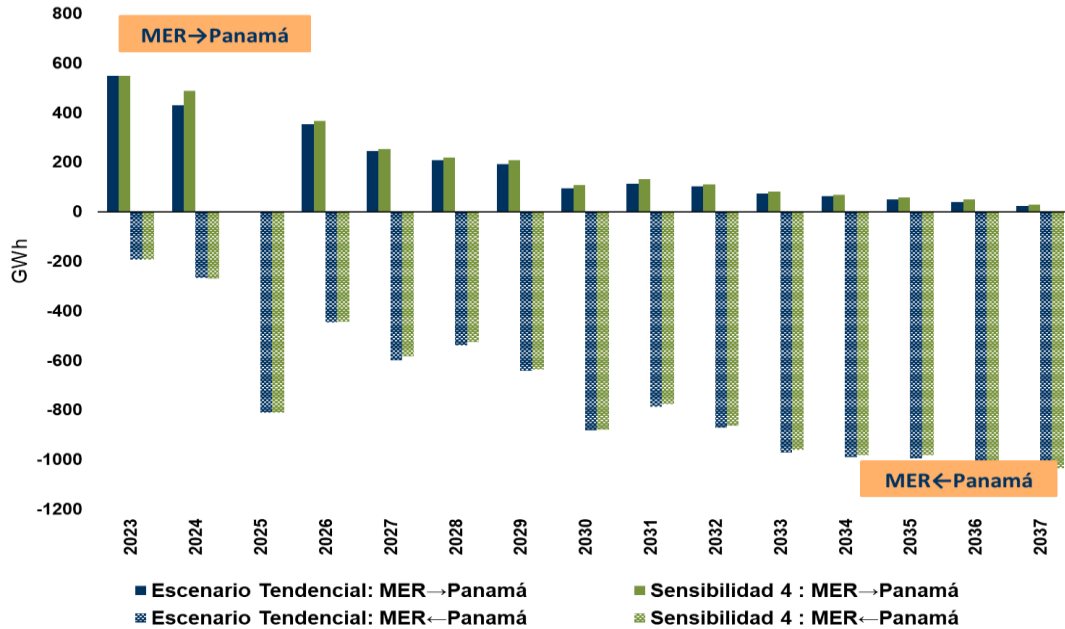
Tabla 7. 7: Costos de Sensibilidad 4

Costo	Escenario Tendencial	Sensibilidad 4
Inversión	3,849.32	4,005.20
Déficit	3.24	3.23
Operación	1,353.71	1,316.73
Ambiental	134.06	131.82
Total	5340.33	5456.99
	Diferencia	2.18%

Referencia: (ETESA, 2023)

En cuanto a los intercambios entre Panamá y el resto de Centroamérica, como indica el Gráfico 7. 11 se incrementan levemente las importaciones de energía eléctrica a lo largo del periodo de estudio, y las exportaciones hacia Centroamérica se ven disminuidas con respecto al escenario Tendencial.

Gráfico 7. 11: Intercambios de energía con Centroamérica de Sensibilidad 4

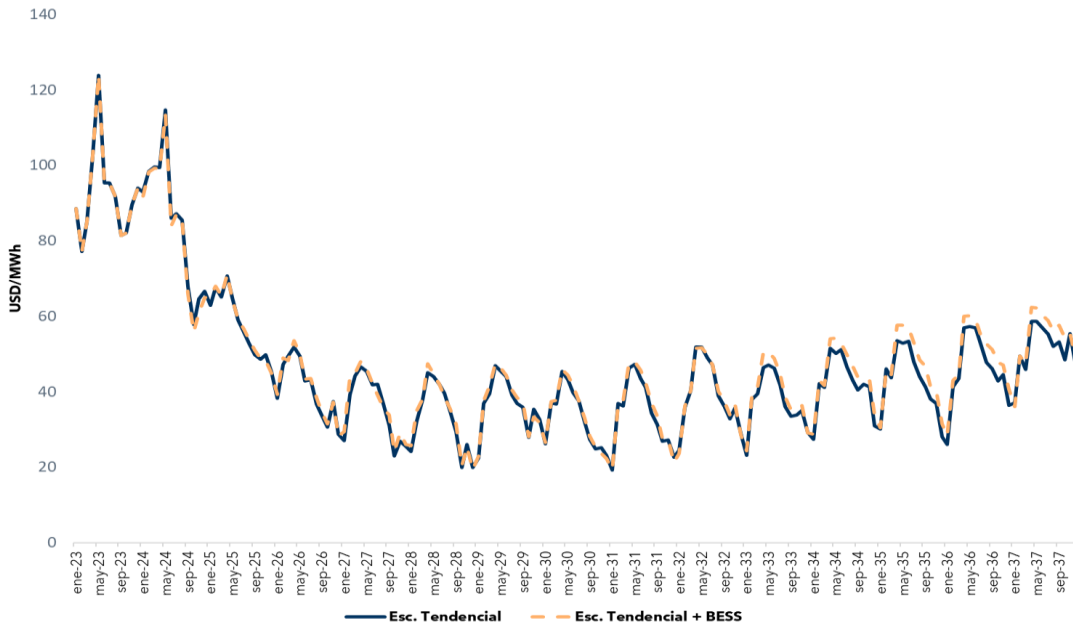


Referencia: (ETESA, 2023)

Como se puede apreciar en los costos marginales son muy similares al escenario Tendencial,

pero luego después del 2033 incrementan un poco en época lluviosa.

Gráfico 7. 12: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 4



Referencia: (ETESA, 2023)

Sensibilidad 5

Esta sensibilidad incluye la integración de las sensibilidades anteriores, que representa el escenario más probable de acuerdo con las tendencias actuales.

Esta sensibilidad presenta una variación en el costo total, respecto al escenario Tendencial, del 11.47%, como se observa en la Tabla 7. 8.

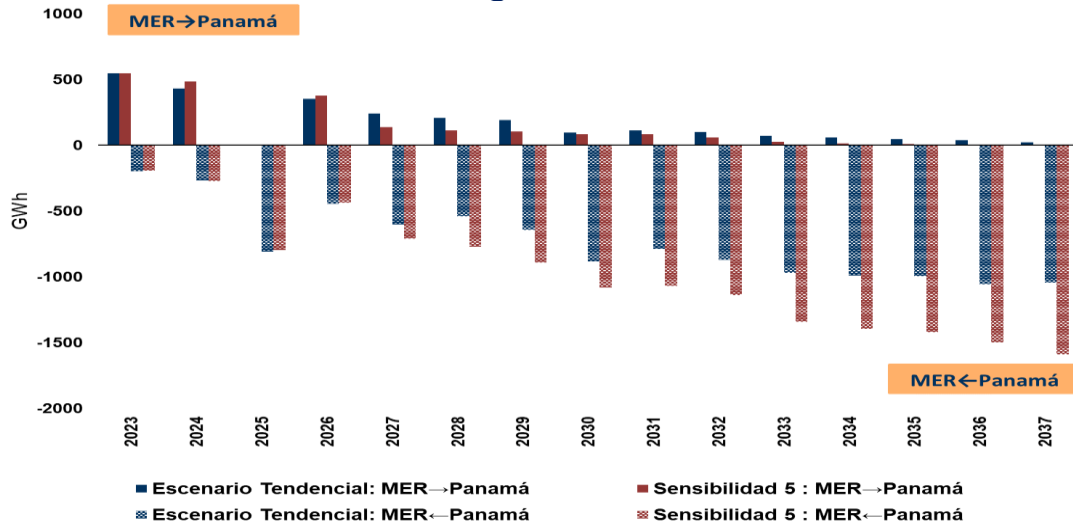
Tabla 7. 8: Costos de Sensibilidad 5

Costo	Escenario Tendencial	Sensibilidad 5
Inversión	3,849.32	4,005.20
Déficit	3.24	3.31
Operación	1,353.71	1,778.78
Ambiental	134.06	165.81
Total	5340.33	5953.11
	Diferencia	11.47%

Referencia: (ETESA, 2023)

En relación con las transacciones comerciales entre Panamá y el resto de Centroamérica, conforme se evidencia en el Gráfico 7. 13, se observa un aumento en las importaciones durante los primeros años, con la excepción del año 2025, cuando se registra un valor neto exportador. No obstante, a partir del año 2027, las importaciones hacia el país muestran una disminución en comparación con el escenario tendencial, y un aumento de las exportaciones respecto al escenario tendencial.

Gráfico 7. 13: Intercambios de energía con Centroamérica de Sensibilidad 5

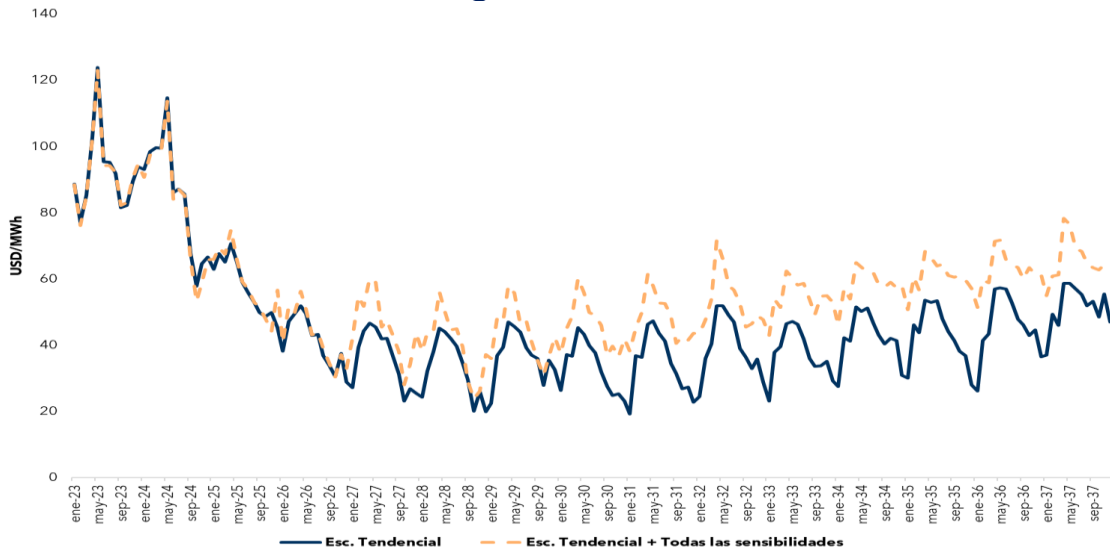


Referencia: (ETESA, 2023)

Como se puede apreciar en el Gráfico 7. 14, los costos marginales incrementan desde el 2025, donde ocurren distintos cambios considerados en esta sensibilidad, partiendo por el hecho que el retiro de termoeléctricas de combustibles

fósiles, el retiro de Changuinola II, estos supuestos, requiere el abastecimiento de la demanda que han sido por tanto por energías renovables como por turbinas de gas natural lo que termina incrementando el costo marginal del sistema.

Gráfico 7. 14: Costo Marginal de Panamá de la Sensibilidad 5



Referencia: (ETESA, 2023)

ESCENARIO ALTERNATIVO A1

El escenario alternativo A1 (Prosumidores) es un escenario que explora el impacto de la generación y el almacenamiento distribuidos en el sector eléctrico de Panamá. Este escenario considera los siguientes aspectos:

Consumo: se considera un incremento en el autoconsumo de los prosumidores, que son los consumidores que también generan su propia energía eléctrica, principalmente a partir de fuentes

renovables. Se asume que el autoconsumo de los prosumidores comienza en el año 2023 con 89 MW y un factor de planta inicial del 14.5%, y que sigue la curva de crecimiento del Gráfico 7. 16, para incluir el efecto de la generación distribuida. La generación distribuida se refiere a la generación que se conecta a la red de distribución o que se consume en el mismo lugar donde se produce, sin pasar por la red de transmisión.

Gráfico 7. 15: Potencia instalada - Prosumidores

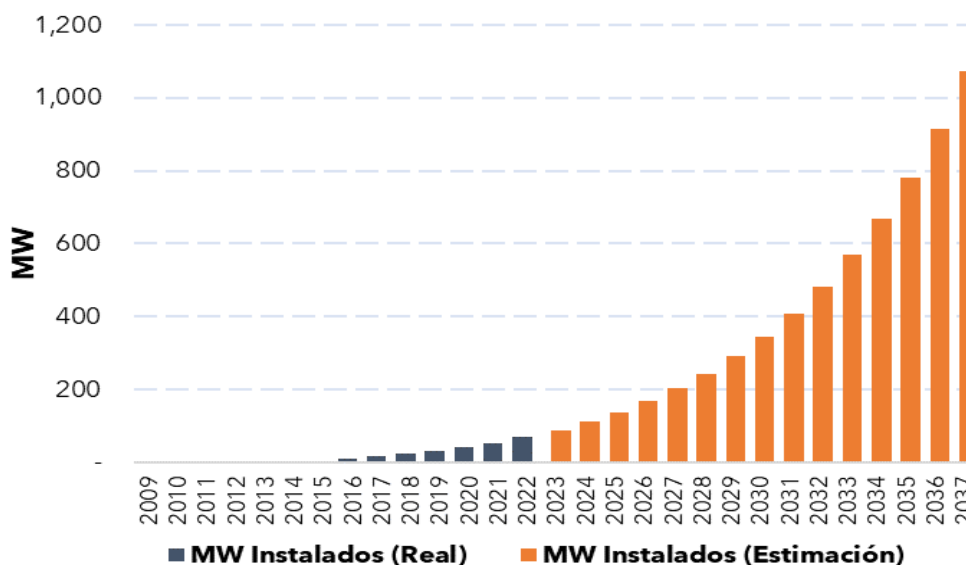
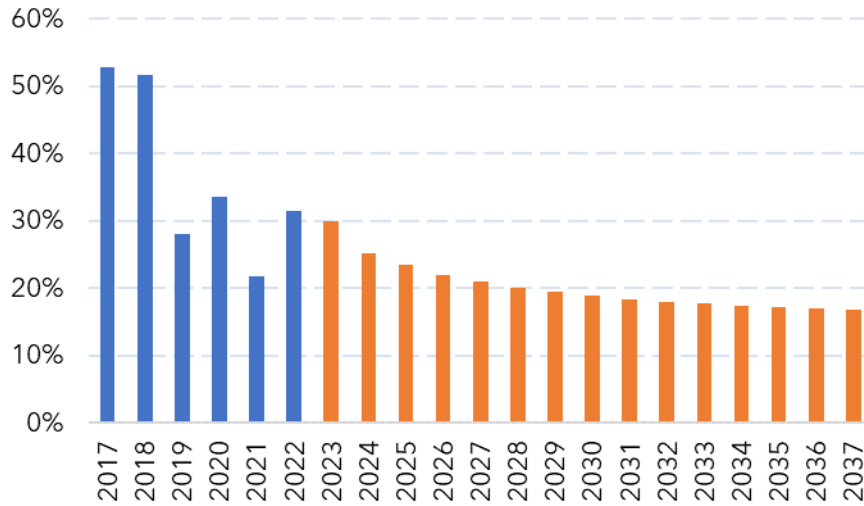


Gráfico 7. 16: Crecimiento de instalación anual de prosumidores



Almacenamiento distribuido: se modela a partir del 2028 la introducción de sistemas de almacenamiento en conjunto con generación de autoconsumo fotovoltaica en un mismo sistema para los prosumidores a razón de 5 MW tanto del sistema de almacenamiento como del sistema fotovoltaico y se utiliza la curva de crecimiento del Gráfico 7. 18. El almacenamiento distribuido se refiere al almacenamiento que se conecta a la red de distribución o que se utiliza en el mismo lugar donde se genera la energía, sin pasar por la red de transmisión. El almacenamiento distribuido permite a los prosumidores gestionar mejor su consumo y su generación, así como aportar servicios al sistema eléctrico.

Gráfico 7. 17: Crecimiento de instalación anual de almacenamiento distribuido

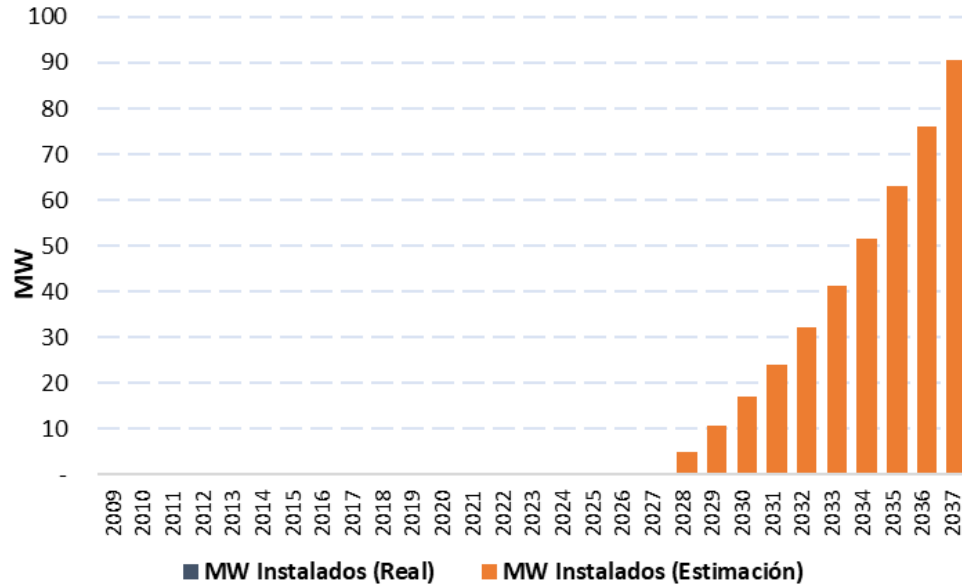
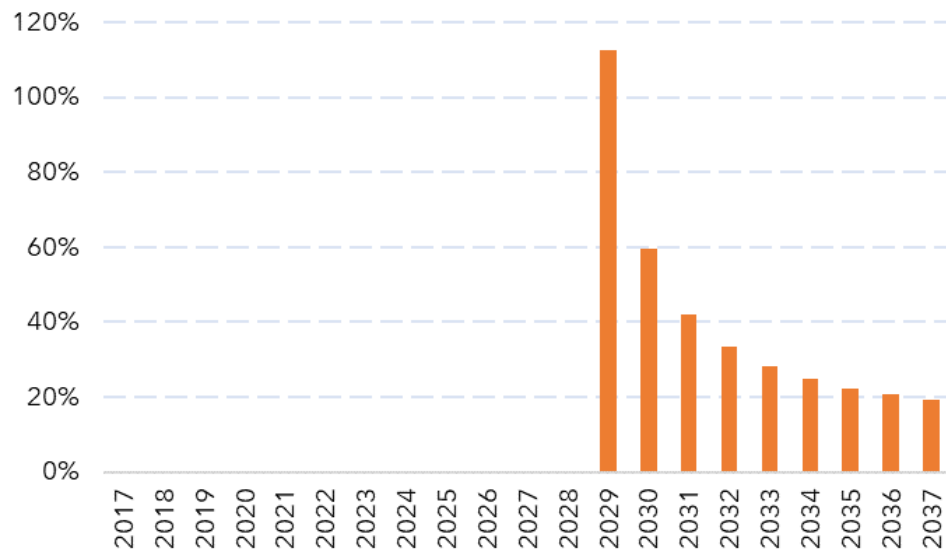


Gráfico 7. 18: Potencia instalada - Almacenamiento distribuido (Prosumidores)



Este escenario considera además los siguientes aspectos:

- **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 3,695 MW para el año 2037. Esta demanda se reduce por el efecto del autoconsumo de los prosumidores, que disminuye la demanda neta que se atiende desde el sistema eléctrico nacional.

- **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 candidatos y se clasifican según su fuente de generación: hidroeléctrica, térmica o renovable. Los proyectos candidatos son aquellos que:

- Tienen trámite de solicitud de concesión o licencia ante la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), considerando que para poder ser incluidos se requiere la información necesaria para la caracterización de los mismos.
- tienen, como mínimo, emitida y vigente la respectiva resolución de la ASEP en la que se certifica la obtención de la concesión definitiva para la construcción y operación de una central hidroeléctrica.
- tienen, por lo menos, la autorización de conducencia del Ministerio de Ambiente.
- O, en el caso de centrales térmicas, que tengan vigente la licencia provisional otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.

- O, en el caso de centrales renovables, que dispongan de licencia provisional o concesión vigentes, otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.
- que, los promotores hayan presentado ofertas durante los actos realizados por la ASEP para la autorización de los trámites de aprobación del estudio de impacto ambiental de los respectivos proyectos hidroeléctricos ante el Ministerio de Ambiente, y se haya formalizado mediante el pago por este derecho.
- que, los promotores hayan realizado los trámites de viabilidad de conexión ante la Empresa de Transmisión

Eléctrica, S.A. (ETESA) y entregado la información solicitada en el Reglamento de Operación.

- Estos proyectos candidatos se consideran en el Escenario Alternativo A1 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: suman una capacidad instalada de 1,927 MW, de los cuales 1,848 MW ya están en operación. Se excluye el proyecto hidroeléctrico Bocas del Toro (Changuinola II), que tiene una capacidad de 223 MW.
 - Proyectos eólicos y solares: suman una capacidad instalada de 3,575 MW, de los cuales 850 MW.
 - Proyectos térmicos: suman una capacidad instalada de 3,280 MW, de los cuales 1,382 MW ya están en operación. Estos proyectos utilizan los siguientes combustibles convencionales: búnker C o "heavy fuel oil" (HFO), diésel, gas natural (incluyendo las facilidades de regasificación). Se retiran las plantas térmicas sin contratos actualmente a partir de finales del 2024, el resto de las térmicas que actualmente tienen contrato de potencia, se retiran 1 año posterior a la finalización de la vigencia de los mismos.
 - Plantas adicionales de fuentes eólicas, gas natural y solares: se consideran plantas adicionales de estas fuentes a partir del año 2024, para cubrir el déficit de generación que se presenta en el Escenario Alternativo A1. Estas plantas suman una capacidad instalada de 4,702 MW, de los cuales 78 MW son hidroeléctricas, 641 MW son eólicos, 1898 MW son de gas natural y 2084 MW son solares. Estas plantas incluyen las facilidades de regasificación, importación, control de emisiones, según aplique.
 - Sistemas de almacenamiento interconectados a la red de transmisión: se consideran sistemas de almacenamiento interconectados a la red de transmisión, en las que su potencia instalada no sea inferior a 100 MW en su totalidad. Se consideran 300 MW en Sistemas de Almacenamiento con Baterías, entrando

en 2025, 2030 y 2035 en etapas de 100 MW y regulación de 8 horas.

- Precios de combustibles: se usan las proyecciones de crecimiento medio de la Administración de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA), que estiman los precios futuros de los combustibles convencionales utilizados por las plantas térmicas.
- Interconexiones: se consideran las siguientes interconexiones eléctricas con otros países:
 - Segundo circuito del proyecto SIEPAC, de 300 MW adicionales, para un total de capacidad de intercambio de 600 MW a partir de enero 2027. 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.

El escenario alternativo A1 (Prosumidores) representa una visión innovadora de la evolución del sector eléctrico, que incorpora cambios significativos en el rol de los consumidores, las tecnologías de generación y almacenamiento distribuidos, y las interconexiones regionales. Este escenario sirve como una opción de desarrollo del sector eléctrico que busca aumentar la participación de las fuentes renovables, la eficiencia energética, la seguridad del suministro y la integración regional.

El costo de este escenario alternativo A1 es de 6667.95 millones de balboas como podemos observar en la Tabla 7. 9 y el cronograma de Expansión se presenta en la Tabla 7. 10.

Tabla 7. 9: Costo del escenario Alternativo A1

Costo	Escenario Alternativo A1
Inversión	4,729.68
Déficit	3.21
Operación	1,769.83
Ambiental	165.23
Total	6667.95

Nota: Los valores están dados en millones de balboas

Referencia: (ETESA, 2023)

Tabla 7. 10: Cronograma de Expansión del Escenario Alternativo A1

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Búnker	Diésel	Carbón	GNL	Biomasa	Baterías	Prosumidor
1	2023		Prosumidores	88.63										88.63
10	2023	Generadora Solar el Puerto, S.A.	Baco Solar	25.90		25.90								
1	2024	Progreso Energy, S.A.	Progreso Energy	1.05					1.05					
1	2024	Pedregalito Solar Power S.A.	Pedregalito Solar Power	10.00		10.00								
1	2024	ECOENER FOTOVOLTAICA PANAMA	PV San Juan	5.00		5.00								
1	2024	ORO SOLAR, S.A.	PV Oro Solar	5.00		5.00								
1	2024	PHOTOVOLTAICS VENTURE CORP.	PV Ecosolar 5	10.00		10.00								
1	2024	PHOTOVOLTAICS OPERATION CORP.	PV Ecosolar 4	10.00		10.00								
1	2024	PHOTOVOLTAICS BUSINESS CORP.	PV Ecosolar 3	10.00		10.00								
1	2024		Prosumidores	112.01										112.01
3	2024	MERCURIO SOLAR, S.A.	PV San Carlos	9.90		9.90								
3	2024	TINTO SOLAR S.A.	PV Chame Solar	10.00		10.00								
4	2024	CALDERA ENERGY CORP.	Mendre Solar	5.50		5.50								
6	2024	AES Panamá S.R.L	Corotú Solar	9.98		9.98								
6	2024	AGUA FUERTE, S.A.	PV SOLARPRO	10.00		10.00								
6	2024	Hidroibérica S.A.	Caimitillo	1.87			1.87							
6	2024	AQUAVOLTAICS, S.A.	Solar Pro II	10.00		10.00								
7	2024	MASPV PANAMÁ INC.	PV SUNRISE MASPV 1	3.30		3.30								
8	2024	AES Panamá S.R.L	Los Santos Solar	7.56		7.56								
8	2024	JAGÜITO GREEN ENERGY I, S.A.	Jaguito Green Energy I	9.90		9.90								
8	2024	JAGÜITO GREEN ENERGY II, S.A.	Jaguito Green Energy II	9.90		9.90								
8	2024	JAGÜITO GREEN ENERGY III, S.A.	Jaguito Green Energy III	9.90		9.90								
9	2024	Generadora de Gatun, S.A.	C.T. Gatún (antes Telfers)	660.00							660.00			
9	2024	SOLAR DESIGN	PV La Hueca	40.00		40.00								
9	2024	Electricidad Sostenible, S.A.	San Jose Solar 30MW	30.00		30.00								
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 1	9.99		9.99								
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 2	9.99		9.99								
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 3	9.99		9.99								
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 4	9.99		9.99								
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 5	9.99		9.99								
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 6	9.99		9.99								
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 7	9.99		9.99								
10	2024	UP1, S.A.	UP1	9.75		9.75								
10	2024	UP2, S.A.	UP2	9.75		9.75								
10	2024	UP3, S.A.	UP3	9.75		9.75								
10	2024	UP4, S.A.	UP4	9.75		9.75								
12	2024	SB-1 Project S.A.	Proyecto San Bartolo 1	9.90		9.90								
12	2024	SB-2 Project S.A.	Proyecto San Bartolo 2	9.90		9.90								
12	2024	SB-3 Project Inc	San Bartolo 3	9.90		9.90								
12	2024	SB-4 Project Inc	San Bartolo 4	9.90		9.90								

Referencia: (ETESA, 2023)

Cronograma de Expansión del Escenario Alternativo A1 (Continuación: 3/4)

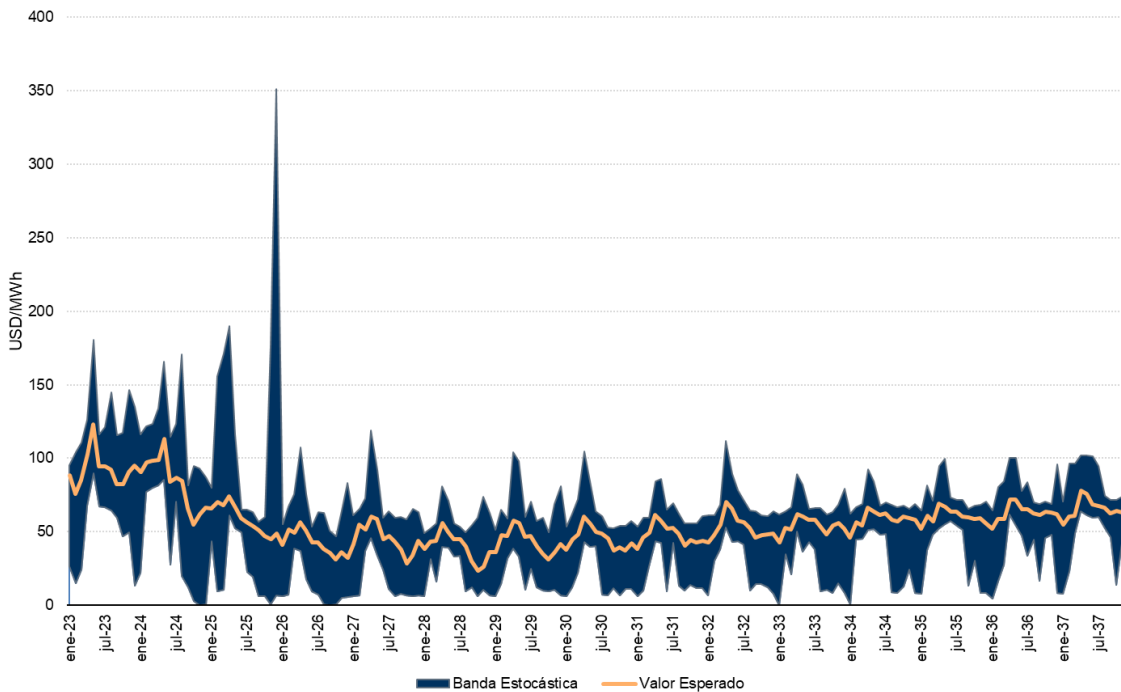
3	2025	Panasolar Clean Power, S.A.	PV Panasolar IV	10.00		10.00													
3	2025	Panasolar Clean Power, S.A.	PV Panasolar V	10.00		10.00													
6	2025	ECOENER SOLAR PANAMA, S.A	PV San Bartolo (Ecoener)	9.99		9.99													
6	2025	ECOENER GENERADORA PANAMA, S.A.	PV Agua Viva	9.90		9.90													
8	2025	AVANZALIA PANAMA, S.A	PV Penonome 2	120.00		120.00													
8	2025	LA INMACULADA SOLAR S. DE R.L.	PV La Inmaculada Solar	5.00		5.00													
9	2025	DESARRROLLO Y ENERGIA RENOVABLE S.A	PV Pacora Solar	55.00		55.00													
12	2025	ECOENER RENOVABLE PANAMA, S.A	PV Santiago (Ecoener)	9.90		9.90													
12	2025	ECOENER PRODUCTORA PANAMA, S.A.	PV La Mesa (Ecoener)	9.99		9.99													
1	2026	Ra Solar, S.A.	Ra Solar	20.00		20.00													
1	2026	Las Lomas Solar Electric, S.A.	Las Lomas	100.00		100.00													
1	2026	AES Panamá S.R.L	Coclé Solar 1	150.00		150.00													
1	2026		Prosumidores	170.59															170.59
1	2026		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250E	250.00								250.00							
4	2026	Pan Energy II	Boquerón Solar	10.00		10.00													
7	2026	Generadora Solar Santa Cruz, S.A.	PV Santa Cruz Solar	80.00		80.00													
1	2027	Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	1.17	1.17														
1	2027	Hidroeléctrica Macano II, S.A.	RP-550	4.15	4.15														
1	2027	Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	9.95		9.95													
1	2027	Generadora Solar Santa Cruz, S.A.	PV Santa Cruz Solar	20.00		20.00													
1	2027	PANAMA SOLAR INTEGRAL	PV Cotaba Solar	125.00		125.00													
1	2027	Grupo Doe, S.A.	La Union Solar	90.00		90.00													
1	2027	Almacenadora Solar Panama oeste, S.A.	Almacenadora Solar	8.00		8.00													
1	2027	AES Panamá S.R.L	Guayacán	10.00		10.00													
1	2027	Tecnología Eólica, S.A.	Solar Charco Azul	52.00		52.00													
1	2027		Prosumidores	207.11															207.11
2	2027	Solar Green, S.A.	El Coco	10.00		10.00													
2	2027	Luz Energy International Corp., S.A.	Agua Fría	10.00		10.00													
2	2027	Energy Green Corporation, S.A.	Las Lajas	30.00		30.00													
4	2027	Santa Cruz Wind, S.A.	Santa Cruz	68.40			68.40												
1	2028	Argenta Resources Corp.	Caña Blanca	7.78	7.78														
1	2028		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A	250.00								250.00							
1	2028	GED Gersol Dos, S.A.	La Salamanca	14.00		14.00													
1	2028	PANAMA SOLAR INTEGRAL	PV Cotaba Solar	125.00		125.00													
1	2028		Prosumidores	249.48															249.48
1	2028	UEP Penonomé III, S. A.	Nuevo Chagres Fase 2 (Etapa 2)	51.75			51.75												
1	2028	UEP Penonomé III, S. A.	Portobelo Etapa 2 C	17.25			17.25												
1	2028		Batería Prosumidor	5.00															5.00
2	2028	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 2	22.00			22.00												
2	2028	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 3	22.00			22.00												
3	2028	UKA Parque Eólico La Colorada S.A.	La Colorada	138.00			138.00												
1	2029		Batería Prosumidor	10.63															10.63

Referencia: (ETESA, 2023)

El Gráfico 7. 19 presenta el comportamiento del CMS de darse las condiciones establecidas en el caso Alternativo A1. Se observa que a mediados del 2023 e inicios del 2024 los valores para el CMS son más elevados. Esto antes mencionado guarda relación con lo enunciado por entidades como la National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), que indican que el fenómeno del niño podrá pasar de estado moderado a fuerte entre los meses de septiembre a noviembre hasta el próximo año. Con el fenómeno del niño tendremos mayores temperaturas y menos recurso hídrico para generar. Por ello, se puede apreciar que durante estos meses puntuales se presenta un valor de déficit. Sin embargo, en septiembre del 2024 con la entrada de la central termoeléctrica Gatún de gas natural, con un coste promedio más bajo, tiende a disminuir en el horizonte de estudio el CMS. El costo marginal del sistema promedio del horizonte de estudio es de 57.02 USD/MWh.

Gráfico 7. 19: Costo Marginal de Demanda de Panamá del Escenario Alternativo A1

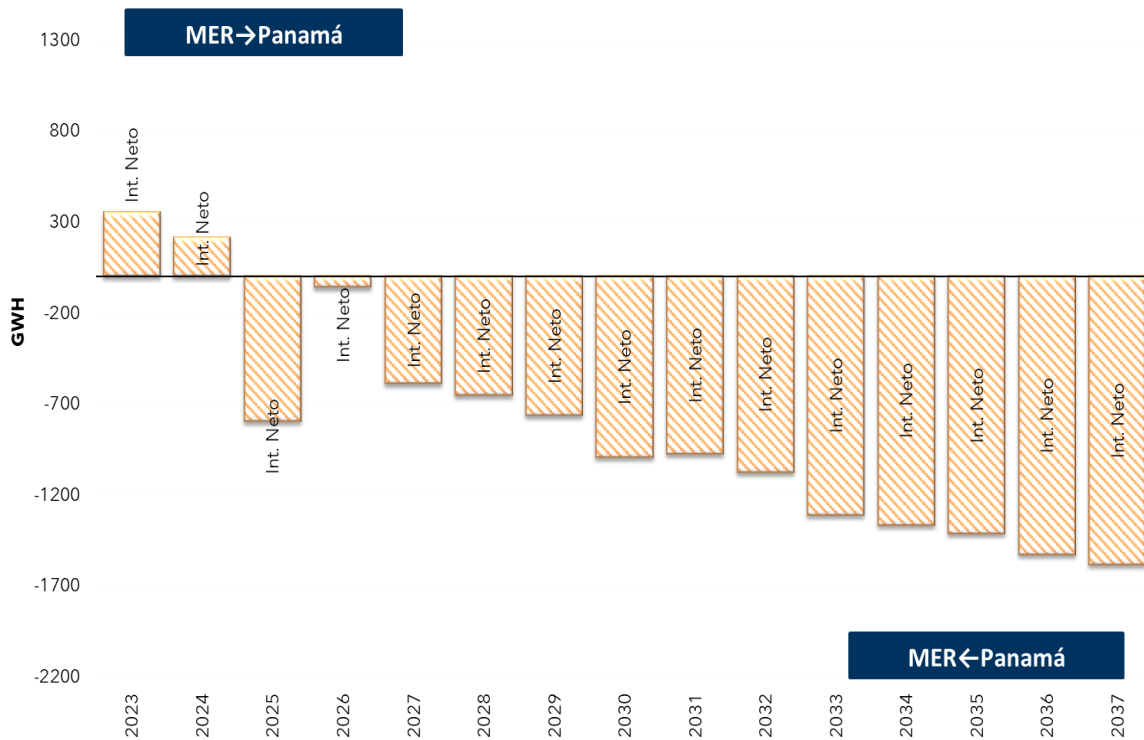
Costo Marginal de Demanda
 Escenario Alternativo A1 PESIN2023
 Demanda Media – Combustibles Medios



Referencia: (ETESA, 2023)

La entrada de los proyectos de GNL cuyo costo operativo disminuye sustancialmente el costo marginal hace que Panamá presente una oferta de energía a precios económicamente competitivos incentivando así los intercambios de energía con Centroamérica, aprovechando de esta manera el proyecto de interconexión SIEPAC cuya capacidad de intercambio es de 300 MW, una vez se completen los refuerzos necesarios. Para el periodo de estudio se presentan intercambios promedios norte-sur de 138.65 GWh y de sur-norte de 974.40 GWh, promediando unos 835.75 GWh como intercambio neto en dirección sur-norte. El valor máximo de intercambio neto en un año es de 1583.03 GWh-año en dirección sur-norte, como se observa en el Gráfico 7. 20.

Gráfico 7. 20: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo A1



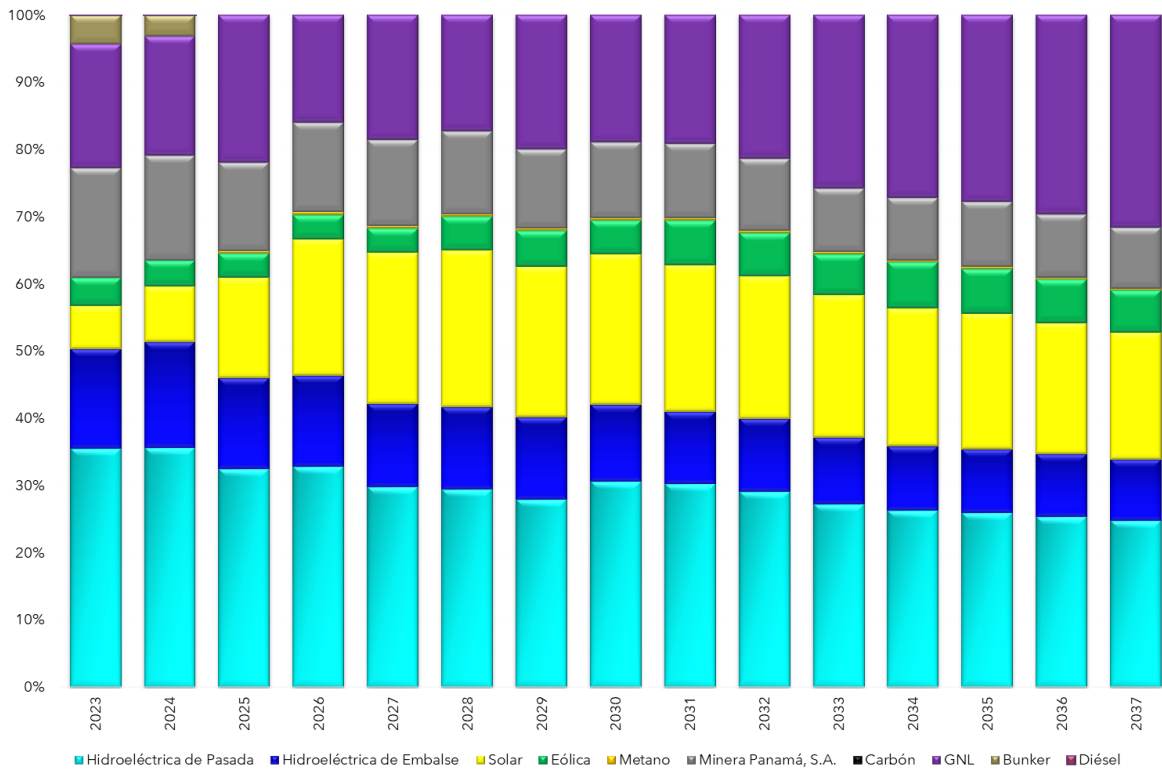
Referencia: (ETESA, 2023)

En el Gráfico 7. 21 se puede apreciar la composición de la generación del sistema, quedando en evidencia los grandes aportes y dependencia que se tendría del plantel hidroeléctrico en los primeros años de análisis.

Por otra parte, se observa que la participación de la generación por energía solar comienza a crecer de manera importante, al igual que para el año 2025 la generación termoeléctrica vuelve a ser representativa, aumentando sustancialmente los aportes de energía, luego de la entrada en operación de las plantas termoeléctricas de gas natural del 2024 al 2025 principalmente. De igual manera cabe resaltar el retiro de plantas termoeléctricas de combustibles líquidos.

Cabe resaltar que la producción de Minera Panamá, S.A. incluye su consumo interno, el cual se estima según datos del agente en 1857 GWh anuales.

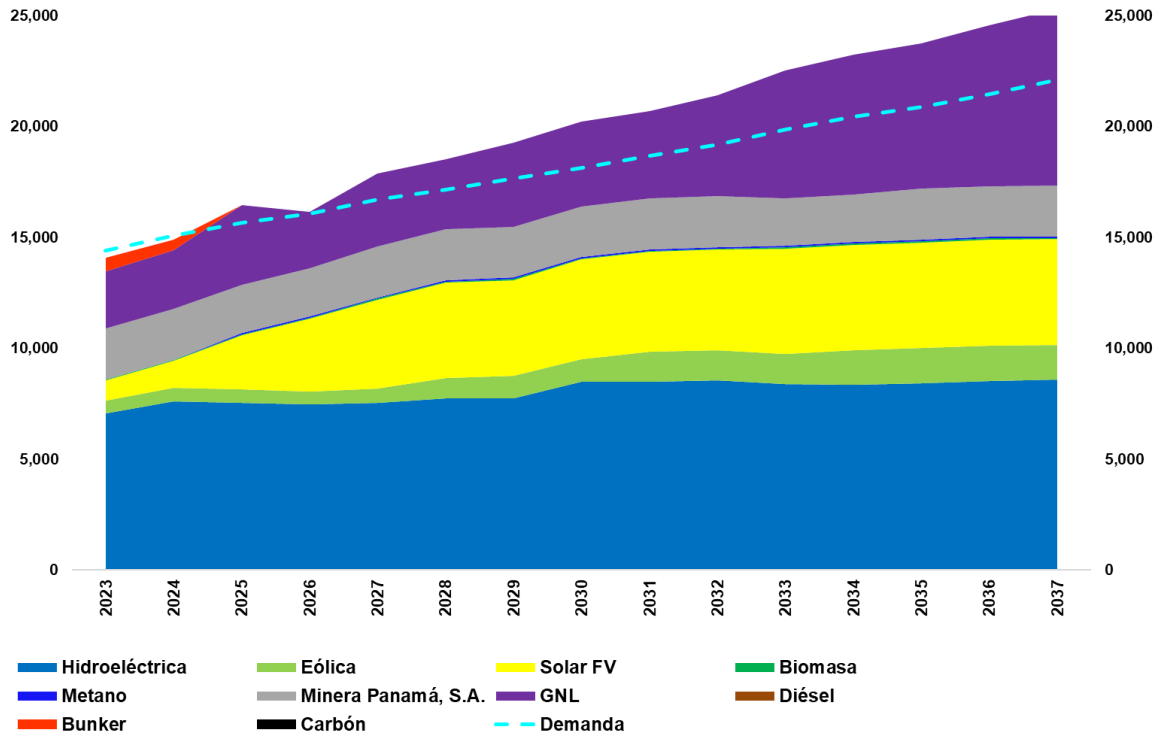
Gráfico 7. 21: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario Alternativo A1



Referencia: (ETESA, 2023)

En el Gráfico 7. 22 se detalla la generación eléctrica por fuente en el sistema interconectado nacional, junto con la demanda eléctrica, abastecida por los proyectos expuestos en el cronograma de expansión del escenario Alternativo A1. Se destaca un notorio aumento en la generación solar desde el 2024 en adelante, un crecimiento importante en termoeléctricas de gas natural. Además, se evidencia un aumento leve en la capacidad adicional instalada de energía eólica.

Gráfico 7. 22: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo A1



Referencia: (ETESA, 2023)

Tabla 7. 11: Porcentajes de penetración de energía en la demanda del escenario Alternativo A1

	Generación GWh				Demanda	Porcentaje de Penetración		
	Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica	Total		Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica
2023	7,074.27	1,537.19	5,473.85	14,085.30	14,422.19	50.22%	10.91%	38.86%
2024	7,625.22	1,867.01	5,400.82	14,893.05	15,092.77	51.20%	12.54%	36.26%
2025	7,560.17	3,143.05	5,743.64	16,446.87	15,652.21	45.97%	19.11%	34.92%
2026	7,478.20	3,972.54	4,717.66	16,168.40	16,076.88	46.25%	24.57%	29.18%
2027	7,538.26	4,762.44	5,595.61	17,896.31	16,702.30	42.12%	26.61%	31.27%
2028	7,733.80	5,334.85	5,459.95	18,528.59	17,156.96	41.74%	28.79%	29.47%
2029	7,755.58	5,439.95	6,086.56	19,282.09	17,664.78	40.22%	28.21%	31.57%
2030	8,499.26	5,633.51	6,074.31	20,207.08	18,152.22	42.06%	27.88%	30.06%
2031	8,480.65	5,982.38	6,222.85	20,685.88	18,667.29	41.00%	28.92%	30.08%
2032	8,555.83	6,008.28	6,830.48	21,394.59	19,194.28	39.99%	28.08%	31.93%
2033	8,381.85	6,231.88	7,902.71	22,516.44	19,871.59	37.23%	27.68%	35.10%
2034	8,347.91	6,451.55	8,431.10	23,230.56	20,433.25	35.94%	27.77%	36.29%
2035	8,430.06	6,467.07	8,859.46	23,756.60	20,868.02	35.49%	27.22%	37.29%
2036	8,529.39	6,495.24	9,536.58	24,561.21	21,475.43	34.73%	26.45%	38.83%
2037	8,584.91	6,467.82	10,257.84	25,310.57	22,118.17	33.92%	25.55%	40.53%

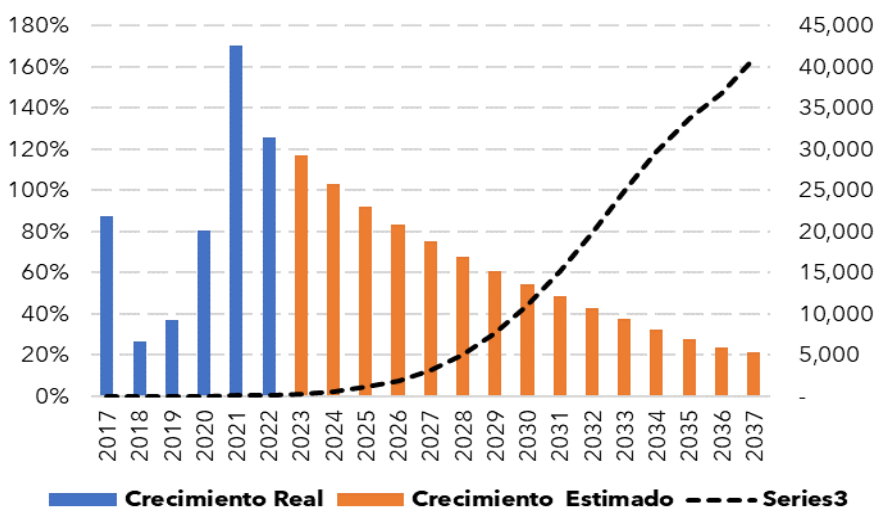
Referencia: (ETESA, 2023)

ESCENARIO ALTERNATIVO A2

El escenario alternativo A2 (Movilidad Eléctrica) es un escenario que explora el impacto de la movilidad eléctrica y la generación y el almacenamiento distribuidos en el sector eléctrico de Panamá. Este escenario considera los siguientes aspectos:

Consumo: se considera el aumento de consumo para los bloques de generación nocturnos, iniciando el periodo del estudio con la potencia, energía y curva de crecimiento mostrada, para incluir el efecto de la movilidad eléctrica. La movilidad eléctrica se refiere al uso de vehículos eléctricos que se recargan mediante la red eléctrica, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero y la dependencia de los combustibles fósiles. Se asume que la movilidad eléctrica comienza en el año 2020 con 1 MW y un factor de carga del 10%, y que sigue la curva de crecimiento del Gráfico 7. 23; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**, para incluir el efecto de la movilidad eléctrica.

Gráfico 7. 23: Crecimiento de movilidad eléctrica



Se considera que la recarga de los vehículos eléctricos se realiza principalmente en horario nocturno, aprovechando la energía excedente de las fuentes renovables. Se considera también un incremento en el autoconsumo de los prosumidores, que son los consumidores que también generan su propia energía eléctrica, principalmente a partir de fuentes renovables. Se asume que el autoconsumo de los prosumidores comienza en el año 2023 con 89 MW y un factor de planta inicial del 14.5%, y que sigue la curva de crecimiento del Gráfico 7. 16 para incluir el efecto de la generación distribuida.

La generación distribuida se refiere a la generación que se conecta a la red de distribución o que se consume en el mismo lugar donde se produce, sin pasar por la red de transmisión.

Almacenamiento distribuido: se modela a partir del 2028 la introducción de sistemas de almacenamiento en conjunto con generación de autoconsumo fotovoltaica en un mismo sistema para los prosumidores a razón de 5 MW tanto del sistema de almacenamiento como del sistema fotovoltaico y se utiliza la curva de crecimiento del Gráfico 7. 18.

El almacenamiento distribuido se refiere al almacenamiento que se conecta a la red de distribución o que se utiliza en el mismo lugar donde se genera la energía, sin pasar por la red de transmisión. El almacenamiento distribuido permite a los prosumidores gestionar mejor su consumo y su generación, así como aportar servicios al sistema eléctrico.

Este escenario considera además los siguientes aspectos:

- **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 3,695 MW para el año 2037. Esta demanda se reduce por el efecto del autoconsumo de los prosumidores, que disminuye la demanda neta que se atiende desde el sistema eléctrico nacional.
- **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 candidatos y se clasifican según su fuente de generación: hidroeléctrica, térmica o renovable. Los proyectos candidatos son aquellos que:

- Tienen trámite de solicitud de concesión o licencia ante la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), considerando que para poder ser incluidos se requiere la información necesaria para la caracterización de los mismos.
- tienen, como mínimo, emitida y vigente la respectiva resolución de la ASEP en la que se certifica la obtención de la concesión definitiva para la construcción y operación de una central hidroeléctrica.
- tienen, por lo menos, la autorización de conducencia del Ministerio de Ambiente.

- O, en el caso de centrales térmicas, que tengan vigente la licencia provisional otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.
 - O, en el caso de centrales renovables, que dispongan de licencia provisional o concesión vigentes, otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.
 - que, los promotores hayan presentado ofertas durante los actos realizados por la ASEP para la autorización de los trámites de aprobación del estudio de impacto ambiental de los respectivos proyectos hidroeléctricos ante el Ministerio de Ambiente, y se haya formalizado mediante el pago por este derecho.
 - que, los promotores hayan realizado los trámites de viabilidad de conexión ante la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) y entregado la información solicitada en el Reglamento de Operación.
 - Estos proyectos candidatos se consideran en el Escenario Alternativo A2 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: suman una capacidad instalada de 1,927 MW, de los cuales 1,848 MW ya están en operación. Se excluye el proyecto hidroeléctrico Bocas del Toro (Changuinola II), que tiene una capacidad de 223 MW.
 - Proyectos eólicos y solares: suman una capacidad instalada de 3,575 MW, de los cuales 850 MW.
 - Proyectos térmicos: suman una capacidad instalada de 3,280 MW, de los cuales 1,382 MW ya están en operación. Estos proyectos utilizan los siguientes combustibles convencionales: búnker C o "heavy fuel oil" (HFO), diésel, gas natural (incluyendo las facilidades de regasificación). Se retiran las plantas térmicas sin contratos actualmente a partir de finales del 2024, el resto de las térmicas que actualmente tienen contrato de potencia, se retiran 1 año posterior a la finalización de la vigencia de los mismos.

- Plantas adicionales de fuentes eólicas, gas natural y solares: se consideran plantas adicionales de estas fuentes a partir del año 2024, para cubrir el déficit de generación que se presenta en el Escenario Alternativo A2. Estas plantas suman una capacidad instalada de 4,702 MW, de los cuales 78 MW son hidroeléctricas, 641 MW son eólicos, 1898 MW son de gas natural y 2084 MW son solares. Estas plantas incluyen las facilidades de regasificación, importación, control de emisiones, según aplique.
- Sistemas de almacenamiento interconectados a la red de transmisión: se consideran sistemas de almacenamiento interconectados a la red de transmisión, en las que su potencia instalada no sea inferior a 100 MW en su totalidad. Se consideran 300 MW en Sistemas de Almacenamiento con Baterías, entrando en 2025, 2030 y 2035 en etapas de 100 MW y regulación de 8 horas.
- Precios de combustibles: se usan las proyecciones de crecimiento medio de la Administración de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA), que estiman los precios futuros de los combustibles convencionales utilizados por las plantas térmicas.
- Interconexiones: se consideran las siguientes interconexiones eléctricas con otros países:
 - Segundo circuito del proyecto SIEPAC, de 300 MW adicionales, para un total de capacidad de intercambio de 600 MW a partir de enero 2027. 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.

El escenario alternativo A2 (Movilidad Eléctrica) representa una visión innovadora de la evolución del sector eléctrico, que incorpora cambios significativos en el rol de los consumidores, las tecnologías de generación y almacenamiento distribuidos, la movilidad eléctrica y las interconexiones regionales. Este escenario sirve como una opción de desarrollo del sector eléctrico que busca aumentar la participación de las fuentes renovables, la eficiencia energética, la seguridad del suministro y la integración regional.

El costo de este escenario alternativo A2 es de 6683.10 millones de balboas como podemos observar en la Tabla 7. 12 y el cronograma de Expansión se presenta en la Tabla 7. 13.

Tabla 7. 12: Costo del escenario Alternativo A2

Costo	Escenario Alternativo A2
Inversión	4,729.68
Déficit	3.23
Operación	1,784.03
Ambiental	166.17
Total	6683.10

Nota: Los valores están dados en millones de balboas

Referencia: (ETESA, 2023)

Tabla 7. 13: Cronograma de Expansión del Escenario Alternativo A2

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Búnker	Diésel	Carbón	GNL	Biomasa	Baterías	Prosumidor
1	2023		Prosumidores	88.63										88.63
10	2023	Generadora Solar el Puerto, S.A.	Baco Solar	25.90		25.90								
1	2024	Progreso Energy,S.A.	Progreso Energy	1.05					1.05					
1	2024	Pedregalito Solar Power S.A.	Pedregalito Solar Power	10.00		10.00								
1	2024	ECOENER FOTOVOLTAICA PANAMA	PV San Juan	5.00		5.00								
1	2024	ORO SOLAR, S.A.	PV Oro Solar	5.00		5.00								
1	2024	PHOTOVOLTAICS VENTURE CORP.	PV Ecosolar 5	10.00		10.00								
1	2024	PHOTOVOLTAICS OPERATION CORP.	PV Ecosolar 4	10.00		10.00								
1	2024	PHOTOVOLTAICS BUSINESS CORP.	PV Ecosolar 3	10.00		10.00								
1	2024		Prosumidores	112.01										112.01
3	2024	MERCURIO SOLAR, S.A.	PV San Carlos	9.90		9.90								
3	2024	TINTO SOLAR S.A.	PV Chame Solar	10.00		10.00								
4	2024	CALDERA ENERGY CORP.	Mendre Solar	5.50		5.50								
6	2024	AES Panamá S.R.L	Corotú Solar	9.98		9.98								
6	2024	AGUA FUERTE, S.A.	PV SOLARPRO	10.00		10.00								
6	2024	Hidroibérica S.A.	Caimitillo	1.87			1.87							
6	2024	AQUAVOLTAICS, S.A.	Solar Pro II	10.00		10.00								
7	2024	MASPV PANAMA INC.	PV SUNRISE MASPV 1	3.30		3.30								
8	2024	AES Panamá S.R.L	Los Santos Solar	7.56		7.56								
8	2024	JAGÚITO GREEN ENERGY I, S.A.	Jaguito Green Energy I	9.90		9.90								
8	2024	JAGÚITO GREEN ENERGY II, S.A.	Jaguito Green Energy II	9.90		9.90								
8	2024	JAGÚITO GREEN ENERGY III, S.A.	Jaguito Green Energy III	9.90		9.90								
9	2024	Generadora de Gatun, S.A.	C.T. Gatún (antes Telfers)	660.00						660.00				
9	2024	SOLAR DESIGN	PV La Hueca	40.00		40.00								
9	2024	Electricidad Sostenible, S.A.	San Jose Solar 30MW	30.00		30.00								
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 1	9.99		9.99								
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 2	9.99		9.99								
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 3	9.99		9.99								
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 4	9.99		9.99								
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 5	9.99		9.99								
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 6	9.99		9.99								
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 7	9.99		9.99								
10	2024	UP1, S.A.	UP1	9.75		9.75								
10	2024	UP2, S.A.	UP2	9.75		9.75								
10	2024	UP3,S.A.	UP3	9.75		9.75								
10	2024	UP4, S.A.	UP4	9.75		9.75								
12	2024	SB-1 Project S.A.	Proyecto San Bartolo 1	9.90		9.90								
12	2024	SB-2 Project S.A.	Proyecto San Bartolo 2	9.90		9.90								
12	2024	SB-3 Project Inc	San Bartolo 3	9.90		9.90								
12	2024	SB-4 Project Inc	San Bartolo 4	9.90		9.90								

Referencia: (ETESA, 2023)

Cronograma de Expansión del Escenario Alternativo A2 (Continuación: 3/4)

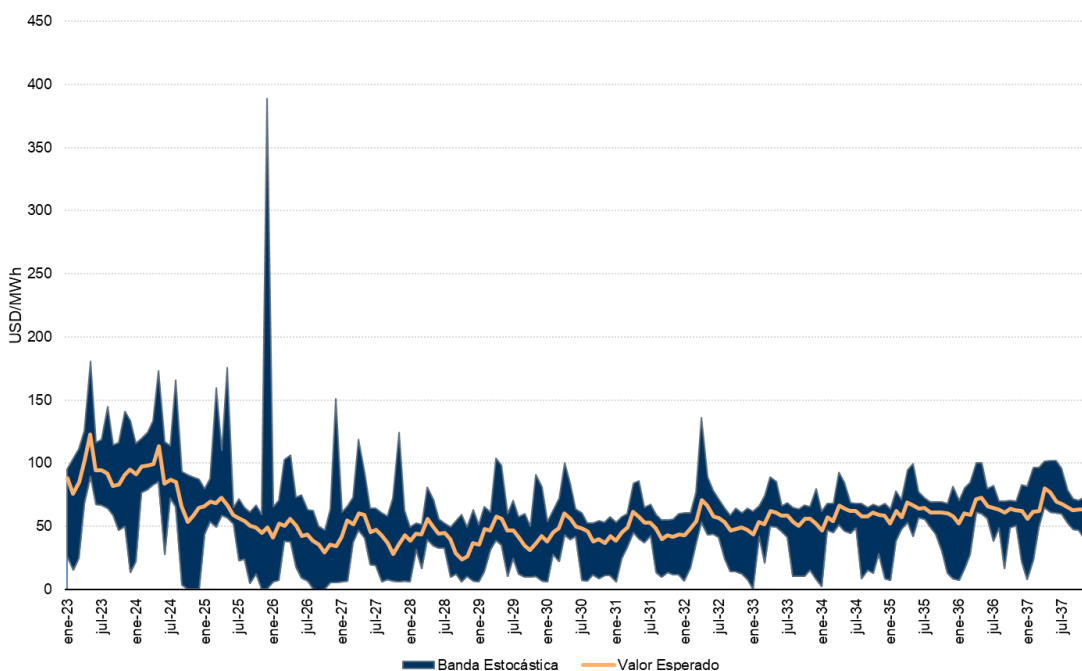
3	2025	Panasolar Clean Power, S.A.	PV Panasolar IV	10.00		10.00													
3	2025	Panasolar Clean Power, S.A.	PV Panasolar V	10.00		10.00													
6	2025	ECOENER SOLAR PANAMA, S.A.	PV San Bartolo (Ecoener)	9.99		9.99													
6	2025	ECOENER GENERADORA PANAMA, S.A.	PV Agua Viva	9.90		9.90													
8	2025	AVANZALIA PANAMA, S.A.	PV Penonome 2	120.00		120.00													
8	2025	LA INMACULADA SOLAR S. DE R.L.	PV La Inmaculada Solar	5.00		5.00													
9	2025	DESARROLLO Y ENERGIA RENOVABLE S.A	PV Pacora Solar	55.00		55.00													
12	2025	ECOENER RENOVABLE PANAMA, S.A	PV Santiago (Ecoener)	9.90		9.90													
12	2025	ECOENER PRODUCTORA PANAMA, S.A.	PV La Mesa (Ecoener)	9.99		9.99													
1	2026	Ra Solar, S.A.	Ra Solar	20.00		20.00													
1	2026	Las Lomas Solar Electric, S.A.	Las Lomas	100.00		100.00													
1	2026	AES Panamá S.R.L	Coclé Solar 1	150.00		150.00													
1	2026		Prosumidores	170.59															170.59
1	2026		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250E	250.00								250.00							
4	2026	Pan Energy II	Boquerón Solar	10.00		10.00													
7	2026	Generadora Solar Santa Cruz, S.A.	PV Santa Cruz Solar	80.00		80.00													
1	2027	Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	1.17		1.17													
1	2027	Hidroeléctrica Macano II, S.A.	RP-550	4.15		4.15													
1	2027	Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	9.95		9.95													
1	2027	Generadora Solar Santa Cruz, S.A.	PV Santa Cruz Solar	20.00		20.00													
1	2027	PANAMA SOLAR INTEGRAL	PV Cotaba Solar	125.00		125.00													
1	2027	Grupo Doe, S.A.	La Union Solar	90.00		90.00													
1	2027	Almacenadora Solar Panama oeste, S.A.	Almacenadora Solar	8.00		8.00													
1	2027	AES Panamá S.R.L	Guayacán	10.00		10.00													
1	2027	Tecnología Eólica, S.A.	Solar Charco Azul	52.00		52.00													
1	2027		Prosumidores	207.11															207.11
2	2027	Solar Green, S.A.	El Coco	10.00		10.00													
2	2027	Luz Energy International Corp., S.A.	Agua Fría	10.00		10.00													
2	2027	Energy Green Corporation, S.A.	Las Lajas	30.00		30.00													
4	2027	Santa Cruz Wind, S.A.	Santa Cruz	68.40						68.40									
1	2028	Argenta Resources Corp.	Caña Blanca	7.78		7.78													
1	2028		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A	250.00								250.00							
1	2028	GED Gersol Dos, S.A.	La Salamanca	14.00		14.00													
1	2028	PANAMA SOLAR INTEGRAL	PV Cotaba Solar	125.00		125.00													
1	2028		Prosumidores	249.48															249.48
1	2028	UEP Penonomé III, S. A.	Nuevo Chagres Fase 2 (Etapa 2)	51.75						51.75									
1	2028	UEP Penonomé III, S. A.	Portobelo Etapa 2 C	17.25						17.25									
1	2028		Batería Prosumidor	5.00															5.00
2	2028	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 2	22.00						22.00									
2	2028	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 3	22.00						22.00									
3	2028	UKA Parque Eólico La Colorada S.A.	La Colorada	138.00						138.00									
1	2029		Batería Prosumidor	10.63															10.63

Referencia: (ETESA, 2023)

El presenta el comportamiento del CMS de darse las condiciones establecidas en el caso Alternativo A2. Se observa que a mediados del 2023 e inicios del 2024 los valores para el CMS son más elevados. Esto antes mencionado guarda relación con lo enunciado por entidades como la National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), que indican que el fenómeno del niño podrá pasar de estado moderado a fuerte entre los meses de septiembre a noviembre hasta el próximo año. Con el fenómeno del niño tendremos mayores temperaturas y menos recurso hídrico para generar. Por ello, se puede apreciar que durante estos meses puntuales se presenta un valor de déficit. Sin embargo, en septiembre del 2024 con la entrada de la central termoeléctrica Gatún de gas natural, con un coste promedio más bajo, tiende a disminuir en el horizonte de estudio el CMS. El costo marginal del sistema promedio del horizonte de estudio es de 57.17 USD/MWh.

Gráfico 7. 24: Costo Marginal de Demanda de Panamá del Escenario Alternativo A2

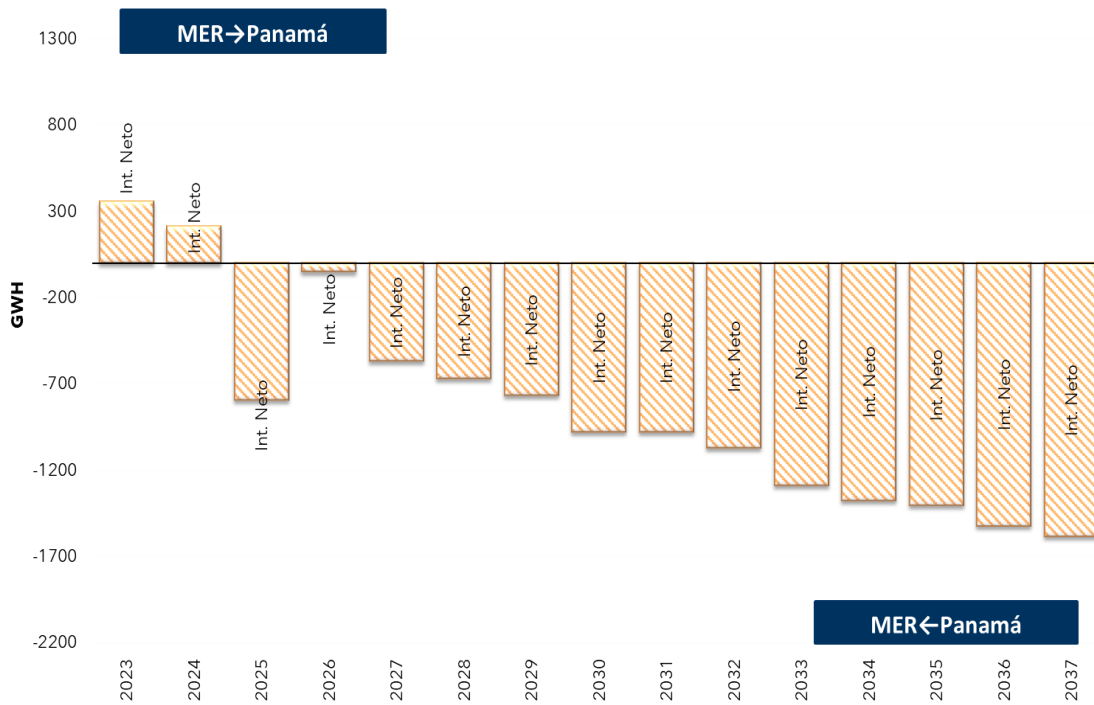
Costo Marginal de Demanda
 Escenario Alternativo A2 PESIN2023
 Demanda Media – Combustibles Medios



Referencia: (ETESA, 2023)

La entrada de los proyectos de GNL cuyo costo operativo disminuye sustancialmente el costo marginal hace que Panamá presente una oferta de energía a precios económicamente competitivos incentivando así los intercambios de energía con Centroamérica, aprovechando de esta manera el proyecto de interconexión SIEPAC cuya capacidad de intercambio es de 300 MW, una vez se completen los refuerzos necesarios. Para el periodo de estudio se presentan intercambios promedios norte-sur de 139.21 GWh y de sur-norte de 971.90 GWh, promediando unos 832.69 GWh como intercambio neto en dirección sur-norte. El valor máximo de intercambio neto en un año es de 1583.22 GWh-año en dirección sur-norte, como se observa en el Gráfico 7. 25.

Gráfico 7. 25: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo A2

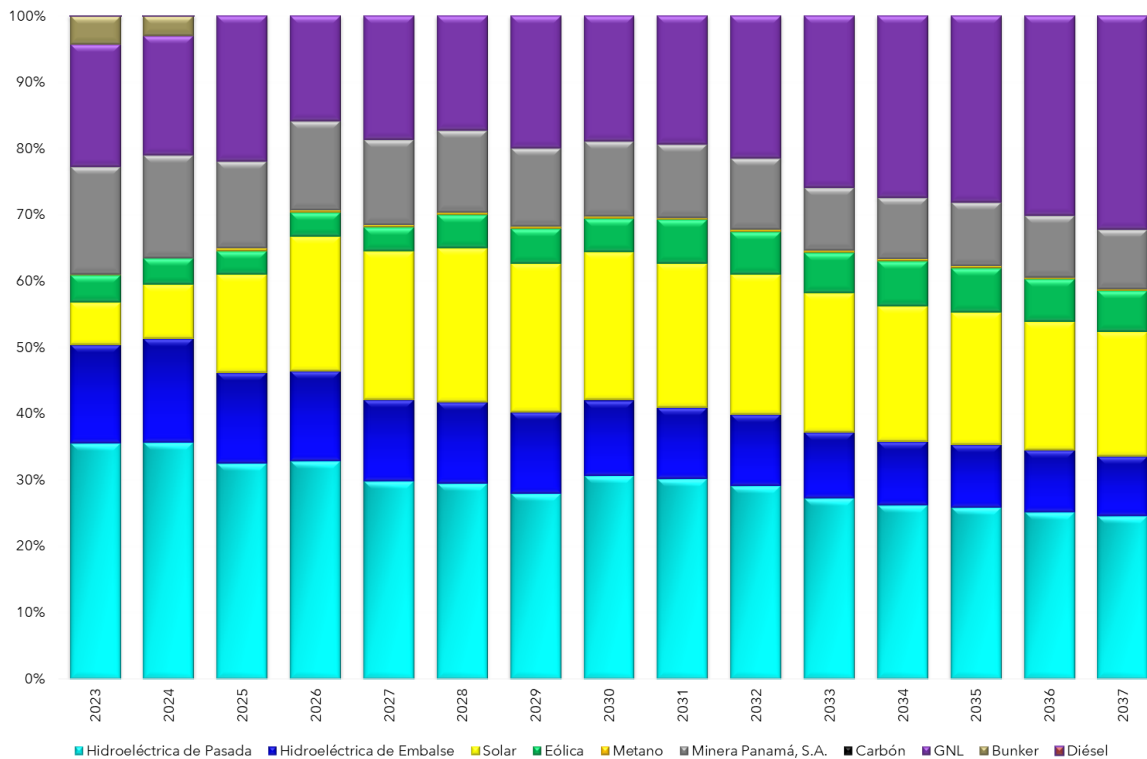


Referencia: (ETESA, 2023)

En el Gráfico 7. 26 se puede apreciar la composición de la generación del sistema, quedando en evidencia los grandes aportes y dependencia que se tendría del plantel hidroeléctrico, rondando el 50% de participación en los primeros años de análisis.

Además, se evidencia un notable aumento en la participación de la generación de energía solar. Se proyecta que para el año 2025 la generación termoeléctrica recupere su representatividad en el plantel de generación, experimentando un incremento significativo en la contribución de energía eléctrica, principalmente impulsada por la entrada en funcionamiento de las plantas termoeléctricas de gas natural entre 2024 y 2025 y los siguientes años del periodo de estudio. Es importante destacar también la retirada de plantas termoeléctricas que utilizan combustibles líquidos. Cabe resaltar que la producción de Minera Panamá, S.A. incluye su consumo interno, el cual se estima según datos del agente en 1857 GWh anuales.

Gráfico 7. 26: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario Alternativo A2

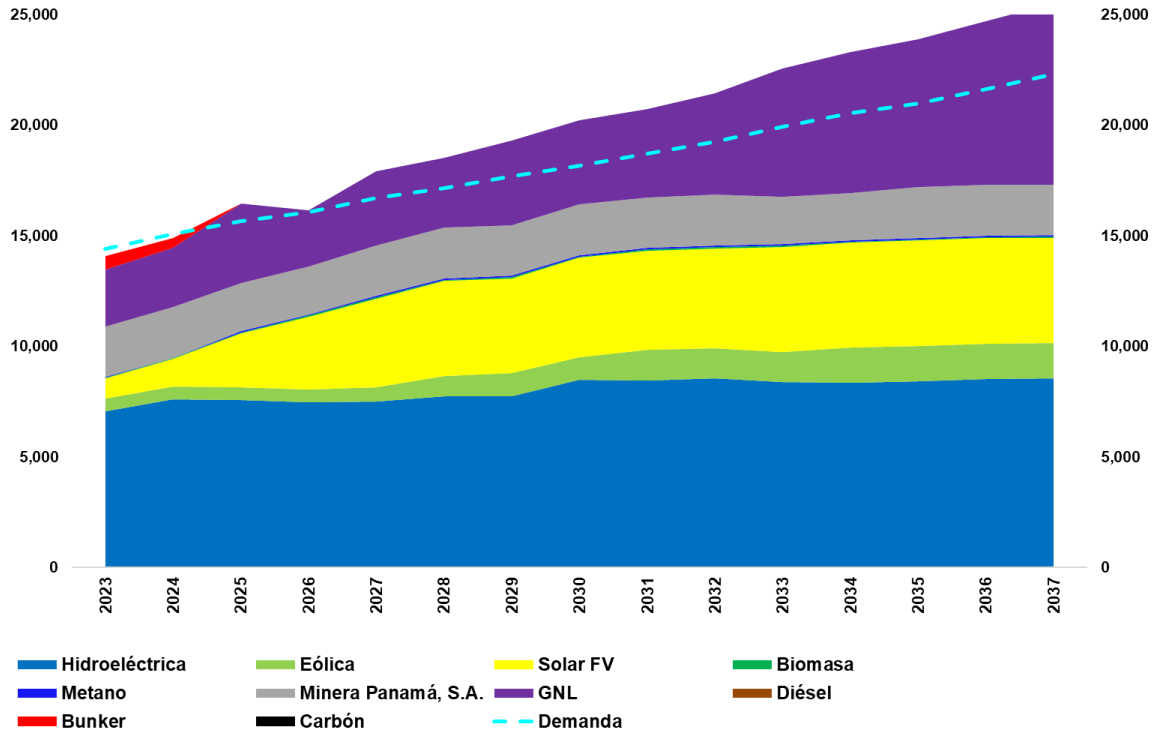


Referencia: (ETESA, 2023)

En el Gráfico 7. 27 se ilustra cómo se genera la electricidad en el sistema interconectado nacional, y muestra cómo la demanda eléctrica es satisfecha por los proyectos presentados en el plan de expansión del escenario Alternativo A2.

Es notable la creciente contribución de la energía solar a partir del año 2024, así como el significativo aumento en la generación de energía eléctrica mediante plantas termoeléctricas de gas natural. Además, se observa un ligero aumento en la capacidad adicional instalada para la generación de energía eólica en este contexto, y la generación hidroeléctrica se mantiene bastante constante en el tiempo analizado. Cabe destacar que el efecto de la demanda por movilidad eléctrica es abastecido sin inconvenientes en este escenario.

Gráfico 7. 27: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo A2



Referencia: (ETESA, 2023)

Tabla 7. 14: Porcentajes de penetración de energía en la demanda del escenario Alternativo A2

	Generación GWh					Porcentaje de Penetración		
	Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica	Total	Demanda	Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica
2023	7,077.52	1,537.19	5,471.04	14,085.74	14,422.67	50.25%	10.91%	38.84%
2024	7,614.67	1,867.18	5,415.20	14,897.06	15,093.76	51.12%	12.53%	36.35%
2025	7,565.03	3,142.96	5,739.95	16,447.94	15,654.13	45.99%	19.11%	34.90%
2026	7,482.82	3,971.86	4,713.86	16,168.54	16,080.43	46.28%	24.57%	29.15%
2027	7,518.78	4,761.40	5,621.17	17,901.35	16,708.54	42.00%	26.60%	31.40%
2028	7,738.31	5,334.65	5,472.36	18,545.32	17,167.46	41.73%	28.77%	29.51%
2029	7,762.16	5,440.48	6,097.56	19,300.21	17,681.70	40.22%	28.19%	31.59%
2030	8,499.40	5,633.93	6,089.15	20,222.49	18,178.40	42.03%	27.86%	30.11%
2031	8,473.68	5,980.41	6,274.05	20,728.14	18,706.20	40.88%	28.85%	30.27%
2032	8,556.12	6,006.87	6,878.94	21,441.92	19,249.88	39.90%	28.01%	32.08%
2033	8,387.84	6,230.97	7,956.66	22,575.46	19,948.07	37.15%	27.60%	35.24%
2034	8,355.51	6,452.19	8,517.99	23,325.69	20,534.68	35.82%	27.66%	36.52%
2035	8,437.57	6,468.31	8,972.21	23,878.08	20,997.86	35.34%	27.09%	37.58%
2036	8,519.36	6,496.52	9,700.16	24,716.04	21,636.17	34.47%	26.28%	39.25%
2037	8,567.45	6,467.24	10,466.32	25,501.02	22,313.32	33.60%	25.36%	41.04%

Referencia: (ETESA, 2023)

ESCENARIO ALTERNATIVO A3

El Escenario Alternativo A3 (Eficiencia Energética) es un escenario que combina los aspectos del Escenario Alternativo A2 (Movilidad Eléctrica) con una reducción del consumo de energía eléctrica por parte de todos los bloques de consumo, debido a la implementación de medidas de eficiencia energética. Este escenario considera los siguientes aspectos:

Consumo: se considera el mismo aumento de consumo para los bloques de generación nocturnos que en el Escenario Alternativo A2, para incluir el efecto de la movilidad eléctrica. Sin embargo, se considera también una disminución del consumo para todos los bloques de consumo, empezando desde el 1% hasta el 15% al final del estudio, para incluir el efecto de la eficiencia energética. La eficiencia energética se refiere al uso óptimo de la energía, mediante la aplicación de tecnologías, prácticas y hábitos que reducen el consumo y las pérdidas de energía, sin afectar la calidad de vida o el desarrollo económico. Se asume que la eficiencia energética se aplica tanto en el sector residencial, comercial, industrial como público, y que se logra una reducción acumulada de la demanda máxima de 554.36 MW para el año 2037.

Almacenamiento distribuido: se modela a partir del 2028 la introducción de sistemas de almacenamiento en conjunto con generación de autoconsumo fotovoltaica en un mismo sistema para los prosumidores a razón de 5 MW tanto del sistema de almacenamiento como del sistema fotovoltaico y se utiliza la curva de la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** El almacenamiento distribuido se refiere al almacenamiento que se conecta a la red de distribución o que se utiliza en el mismo lugar donde se genera la energía, sin pasar por la red de transmisión. El almacenamiento distribuido permite a los prosumidores gestionar mejor su consumo y su generación, así como aportar servicios al sistema eléctrico

Este escenario considera además los siguientes aspectos:

- 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 3,695 MW para el año 2037. Esta demanda se reduce por el efecto del autoconsumo de los prosumidores, que disminuye la demanda neta que se atiende desde el sistema eléctrico nacional y adicionalmente con una reducción del consumo de energía eléctrica por parte de todos los bloques de consumo, debido a la implementación de medidas de eficiencia energética.

- **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 candidatos y se clasifican según su fuente de generación: hidroeléctrica, térmica o renovable. Los proyectos candidatos son aquellos que:

Tienen trámite de solicitud de concesión o licencia ante la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), considerando que para poder ser incluidos se requiere la información necesaria para la caracterización de los mismos.

tienen, como mínimo, emitida y vigente la respectiva resolución de la ASEP en la que se certifica la obtención de la concesión definitiva para la construcción y operación de una central hidroeléctrica.

tienen, por lo menos, la autorización de conducencia del Ministerio de Ambiente.

O, en el caso de centrales térmicas, que tengan vigente la licencia provisional otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.

O, en el caso de centrales renovables, que dispongan de licencia provisional o concesión vigentes, otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.

O que, los promotores hayan presentado ofertas durante los actos realizados por la ASEP para la autorización de los trámites de aprobación del estudio de impacto ambiental de los respectivos proyectos hidroeléctricos ante el Ministerio de Ambiente, y se haya formalizado mediante el pago por este derecho.

O que, los promotores hayan realizado los trámites de viabilidad de conexión ante la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) y entregado la información solicitada en el Reglamento de Operación.

Estos proyectos candidatos se consideran en el Escenario Alternativo A3 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: suman una capacidad instalada de 1,927 MW, de los cuales 1,848 MW ya están en operación. Se excluye el proyecto hidroeléctrico Bocas del Toro (Changuinola II), que tiene una capacidad de 223 MW.
 - Proyectos eólicos y solares: suman una capacidad instalada de 3,575 MW, de los cuales 850 MW.
 - Proyectos térmicos: suman una capacidad instalada de 3,030 MW, de los cuales 1,382 MW ya están en operación. Estos proyectos utilizan los siguientes combustibles convencionales: búnker C o “heavy fuel oil” (HFO), diésel, gas natural (incluyendo las facilidades de regasificación). Se retiran las plantas térmicas sin contratos actualmente a partir de finales del 2024, el resto de las térmicas que actualmente tienen contrato de potencia, se retiran 1 año posterior a la finalización de la vigencia de los mismos.
 - Plantas adicionales de fuentes eólicas, gas natural y solares: se consideran plantas adicionales de estas fuentes a partir del año 2024, para cubrir el déficit de generación que se presenta en el Escenario Alternativo A3. Estas plantas suman una capacidad instalada de 4,452 MW, de los cuales 78 MW son hidroeléctricas, 641 MW son eólicos, 1648 MW son de gas natural y 2084 MW son solares. Estas plantas incluyen las facilidades de regasificación, importación, control de emisiones, según aplique.
 - Sistemas de almacenamiento interconectados a la red de transmisión: se consideran sistemas de almacenamiento interconectados a la red de transmisión, en las que su potencia instalada no sea inferior a 100 MW en su totalidad. Se consideran 300 MW en Sistemas de Almacenamiento con Baterías, entrando en 2025, 2030 y 2035 en etapas de 100 MW y regulación de 8 horas.
 - Precios de combustibles: se usan las proyecciones de crecimiento medio de la Administración de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA), que estiman los precios futuros de los combustibles convencionales utilizados por las plantas térmicas.

- Interconexiones: se consideran las siguientes interconexiones eléctricas con otros países:
 - Segundo circuito del proyecto SIEPAC, de 300 MW adicionales, para un total de capacidad de intercambio de 600 MW a partir de enero 2027. 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.

El Escenario Alternativo A3 (Eficiencia Energética) busca analizar el impacto de la eficiencia energética en el sector eléctrico de Panamá, en términos de la reducción de la demanda, la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero, el aumento de la participación de las fuentes renovables y la mejora de la seguridad energética. Este escenario también explora el potencial de la movilidad eléctrica, la generación y el almacenamiento distribuidos, como elementos de transición hacia un sistema eléctrico más limpio, eficiente y resiliente.

El costo de este escenario alternativo A3 es de 6256.43 millones de balboas como podemos observar en la Tabla 7. 15 y el cronograma de Expansión se presenta en la Tabla 7. 16.

Tabla 7. 15: Costo del escenario Alternativo A3

Costo	Escenario Alternativo A3
Inversión	4,674.21
Déficit	2.46
Operación	1,438.68
Ambiental	141.08
Total	6256.43

Nota: Los valores están dados en millones de balboas

Referencia: (ETESA, 2023)

Tabla 7. 16: Cronograma de Expansión del Escenario Alternativo A3

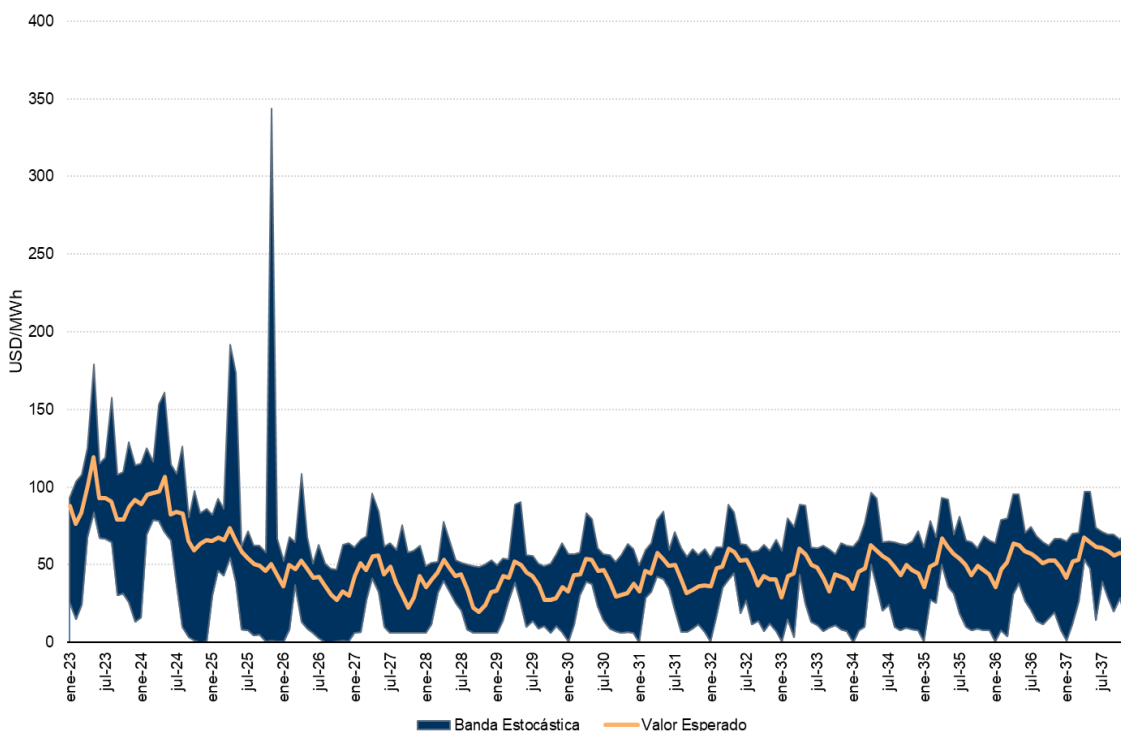
Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Búnker	Diésel	Carbón	GNL	Biomasa	Baterías	Prosumidor
1	2023		Prosumidores	88.63										88.63
10	2023	Generadora Solar el Puerto, S.A.	Baco Solar	25.90		25.90								
1	2024	Progreso Energy,S.A.	Progreso Energy	1.05					1.05					
1	2024	Pedregalito Solar Power S.A.	Pedregalito Solar Power	10.00		10.00								
1	2024	ECOENER FOTOVOLTAICA PANAMA	PV San Juan	5.00		5.00								
1	2024	ORO SOLAR, S.A.	PV Oro Solar	5.00		5.00								
1	2024	PHOTOVOLTAICS VENTURE CORP.	PV Ecosolar 5	10.00		10.00								
1	2024	PHOTOVOLTAICS OPERATION CORP.	PV Ecosolar 4	10.00		10.00								
1	2024	PHOTOVOLTAICS BUSINESS CORP.	PV Ecosolar 3	10.00		10.00								
1	2024		Prosumidores	112.01										112.01
3	2024	MERCURIO SOLAR, S.A.	PV San Carlos	9.90		9.90								
3	2024	TINTO SOLAR S.A.	PV Chame Solar	10.00		10.00								
4	2024	CALDERA ENERGY CORP.	Mendre Solar	5.50		5.50								
6	2024	AES Panamá S.R.L	Corotú Solar	9.98		9.98								
6	2024	AGUA FUERTE, S.A.	PV SOLARPRO	10.00		10.00								
6	2024	Hidroibérica S.A.	Caimitillo	1.87			1.87							
6	2024	AQUAVOLTAICS, S.A.	Solar Pro II	10.00		10.00								
7	2024	MASPV PANAMA INC.	PV SUNRISE MASPV 1	3.30		3.30								
8	2024	AES Panamá S.R.L	Los Santos Solar	7.56		7.56								
8	2024	JAGÜITO GREEN ENERGY I, S.A.	Jaguito Green Energy I	9.90		9.90								
8	2024	JAGÜITO GREEN ENERGY II, S.A.	Jaguito Green Energy II	9.90		9.90								
8	2024	JAGÜITO GREEN ENERGY III, S.A.	Jaguito Green Energy III	9.90		9.90								
9	2024	Generadora de Gatun, S.A.	C.T. Gatún (antes Telfers)	660.00							660.00			
9	2024	SOLAR DESIGN	PV La Hueca	40.00		40.00								
9	2024	Electricidad Sostenible, S.A.	San Jose Solar 30MW	30.00		30.00								
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 1	9.99		9.99								
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 2	9.99		9.99								
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 3	9.99		9.99								
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 4	9.99		9.99								
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 5	9.99		9.99								
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 6	9.99		9.99								
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 7	9.99		9.99								
10	2024	UP1, S.A.	UP1	9.75		9.75								
10	2024	UP2, S.A.	UP2	9.75		9.75								
10	2024	UP3,S.A.	UP3	9.75		9.75								
10	2024	UP4, S.A.	UP4	9.75		9.75								
12	2024	SB-1 Project S.A.	Proyecto San Bartolo 1	9.90		9.90								
12	2024	SB-2 Project S.A.	Proyecto San Bartolo 2	9.90		9.90								
12	2024	SB-3 Project Inc	San Bartolo 3	9.90		9.90								
12	2024	SB-4 Project Inc	San Bartolo 4	9.90		9.90								

Referencia: (ETESA, 2023)

El presenta el comportamiento del CMS de darse las condiciones establecidas en el caso Alternativo A3. Se observa que a mediados del 2023 e inicios del 2024 los valores para el CMS son más elevados. Esto antes mencionado guarda relación con lo enunciado por entidades como la National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), que indican que el fenómeno del niño podrá pasar de estado moderado a fuerte entre los meses de septiembre a noviembre hasta el próximo año. Con el fenómeno del niño tendremos mayores temperaturas y menos recurso hídrico para generar. Por ello, se puede apreciar que durante estos meses puntuales se presenta un valor de déficit. Sin embargo, en septiembre del 2024 con la entrada de la central termoeléctrica Gatún de gas natural, con un coste promedio más bajo, tiende a disminuir en el horizonte de estudio el CMS. El costo marginal del sistema promedio del horizonte de estudio es de 51.50 USD/MWh.

Gráfico 7. 28: Costo Marginal de Demanda de Panamá del Escenario Alternativo A3

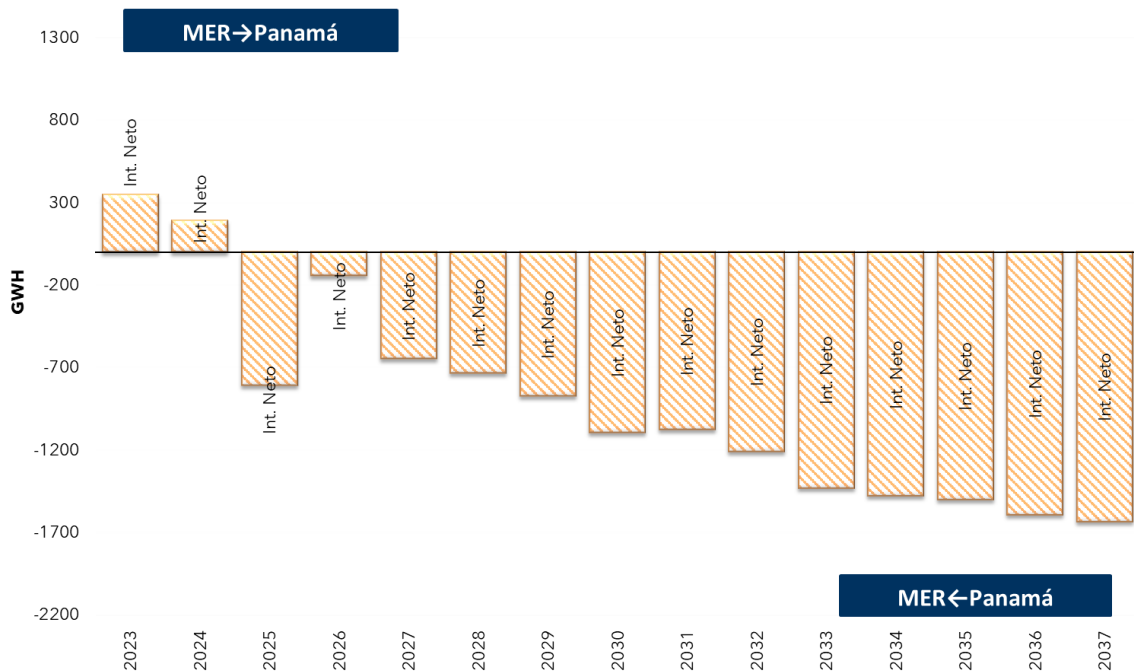
Costo Marginal de Demanda
 Escenario Alternativo A3 PESIN2023
 Demanda Media – Combustibles Medios



Referencia: (ETESA, 2023)

La entrada de los proyectos de GNL cuyo costo operativo disminuye sustancialmente el costo marginal hace que Panamá presente una oferta de energía a precios económicamente competitivos incentivando así los intercambios de energía con Centroamérica, aprovechando de esta manera el proyecto de interconexión SIEPAC cuya capacidad de intercambio es de 300 MW, una vez se completen los refuerzos necesarios. Para el periodo de estudio se presentan intercambios promedios norte-sur de 110.66 GWh y de sur-norte de 1023.59 GWh, promediando unos 913.03 GWh como intercambio neto en dirección sur-norte. El valor máximo de intercambio neto en un año es de 1633.59 GWh-año en dirección sur-norte, como se observa en el Gráfico 7. 29.

Gráfico 7. 29: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo A3



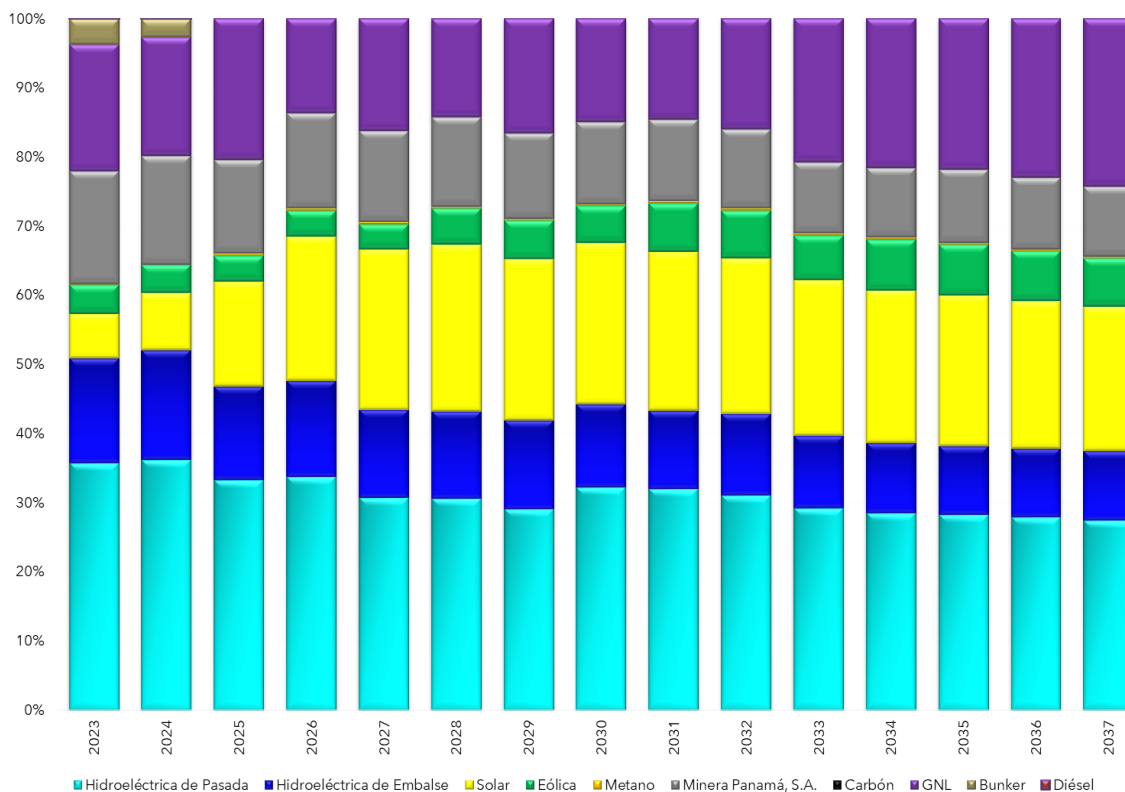
Referencia: (ETESA, 2023)

En el Gráfico 7. 30 se puede apreciar la composición de la generación del sistema, quedando en evidencia los grandes aportes y dependencia que se tendría del plantel hidroeléctrico, rondando el 50% de participación en los primeros años de análisis.

Para este escenario donde la demanda es más baja debido al efecto de la eficiencia energética en la demanda, de igual manera se evidencia un notable

aumento en la participación de la generación de energía solar. Se proyecta que para el año 2025 la generación termoeléctrica recupere su representatividad en el plantel de generación, experimentando un incremento significativo en la contribución de energía eléctrica, principalmente impulsada por la entrada en funcionamiento de las plantas termoeléctricas de gas natural entre 2024 y 2025, aunque el siguiente año la participación de generación solar es grande, como en los siguientes años del periodo de estudio. Es importante destacar también la retirada de plantas termoeléctricas que utilizan combustibles líquidos. Cabe resaltar que la producción de Minera Panamá, S.A. incluye su consumo interno, el cual se estima según datos del agente en 1857 GWh anuales.

Gráfico 7. 30: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario Alternativo A3

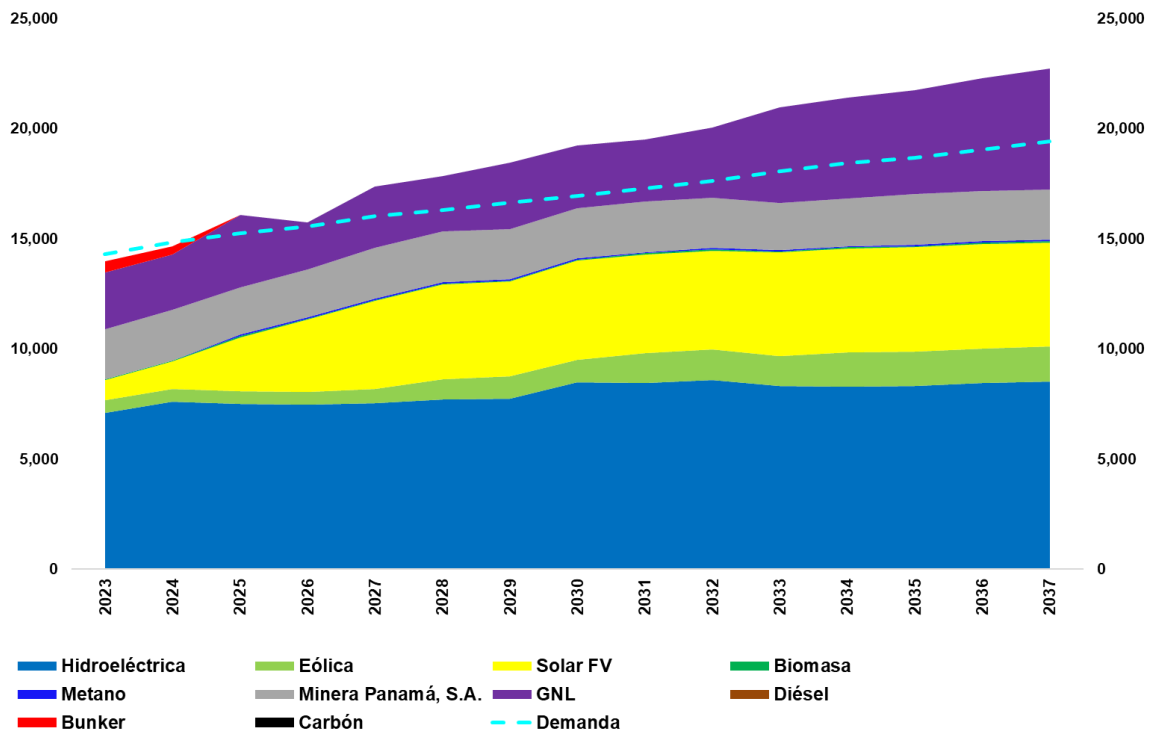


Referencia: (ETESA, 2023)

En el Gráfico 7. 31 se ilustra cómo se genera la electricidad en el sistema interconectado nacional, y muestra cómo la demanda eléctrica es satisfecha por los proyectos presentados en el plan de expansión del escenario Alternativo A3. Es notable que la demanda disminuye al final del periodo debido al efecto de la eficiencia energética, a pesar de también contar con la demanda por parte de movilidad eléctrica. Se mantiene también la creciente contribución de la

energía solar a partir del año 2024, y por otra parte se tiene menos participación de la generación mediante plantas termoeléctricas de gas natural respecto al escenario Alternativo A2.

Gráfico 7. 31: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo A3



Referencia: (ETESA, 2023)

Tabla 7. 17: Porcentajes de penetración de energía en la demanda del escenario Alternativo A3

	Generación GWh				Demanda	Porcentaje de Penetración		
	Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica	Total		Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica
2023	7,097.56	1,537.09	5,342.24	13,976.89	14,306.69	50.78%	11.00%	38.22%
2024	7,611.88	1,866.92	5,197.94	14,676.74	14,850.20	51.86%	12.72%	35.42%
2025	7,511.27	3,142.20	5,428.94	16,082.42	15,272.07	46.70%	19.54%	33.76%
2026	7,473.88	3,963.34	4,293.72	15,730.94	15,553.99	47.51%	25.19%	27.29%
2027	7,537.11	4,754.25	5,084.25	17,375.62	16,019.22	43.38%	27.36%	29.26%
2028	7,714.62	5,321.80	4,816.24	17,852.66	16,313.02	43.21%	29.81%	26.98%
2029	7,748.74	5,422.14	5,304.88	18,475.77	16,649.27	41.94%	29.35%	28.71%
2030	8,500.23	5,612.87	5,119.45	19,232.55	16,959.47	44.20%	29.18%	26.62%
2031	8,452.87	5,951.08	5,122.15	19,526.10	17,288.56	43.29%	30.48%	26.23%
2032	8,607.52	5,976.41	5,473.17	20,057.11	17,622.07	42.92%	29.80%	27.29%
2033	8,321.61	6,171.52	6,474.56	20,967.69	18,082.92	39.69%	29.43%	30.88%
2034	8,286.83	6,390.82	6,736.58	21,414.23	18,432.57	38.70%	29.84%	31.46%
2035	8,316.48	6,421.47	7,010.10	21,748.05	18,664.03	38.24%	29.53%	32.23%
2036	8,441.40	6,446.98	7,393.96	22,282.35	19,037.83	37.88%	28.93%	33.18%
2037	8,536.68	6,423.31	7,781.74	22,741.72	19,432.95	37.54%	28.24%	34.22%

Referencia: (ETESA, 2023)

ESCENARIO ALTERNATIVO B

El escenario Alternativo B (Hidrógeno Verde) es un escenario que combina los aspectos del Escenario Alternativo A3 (Eficiencia Energética) con una sustitución gradual de todas las fuentes de generación a base de combustible fósil a hidrógeno verde hasta llegar a un 100% de sustitución al año 2050. Este escenario considera los siguientes aspectos:

Sustitución de combustibles fósiles: se considera que todas las plantas térmicas que actualmente usan combustibles fósiles como gas natural, diésel, bunker o carbón, serán reemplazadas por plantas que usan hidrógeno verde como combustible. El hidrógeno verde se define como el hidrógeno producido a partir de fuentes renovables, como la energía eólica o solar, mediante un proceso de electrólisis del agua. El hidrógeno verde se considera que será importado o producido en sistemas aislados, y que no afectará o aumentará el consumo de energía del sistema eléctrico nacional.

Este escenario se basa en el Escenario Alternativo A3 (Eficiencia Energética), el cual combina los aspectos del Escenario Alternativo A2 (Movilidad Eléctrica) con una reducción del consumo de energía eléctrica en todos los bloques de consumo, gracias a la implementación de medidas de eficiencia energética.

En cuanto al consumo, se considera el mismo aumento para los bloques de generación nocturnos que en el Escenario Alternativo A2, para tener en cuenta el efecto de la movilidad eléctrica. Sin embargo, también se contempla una disminución del consumo en todos los bloques de consumo, empezando desde el 1% hasta el 15% al final del estudio, debido a las medidas de eficiencia energética implementadas.

En cuanto al almacenamiento distribuido, se modelará a partir del 2028 la introducción de sistemas de almacenamiento en conjunto con generación de autoconsumo fotovoltaica, con una capacidad de 5 MW tanto para el sistema de almacenamiento como para el sistema fotovoltaico.

Este escenario considera además los siguientes aspectos:

- **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 3,695 MW para el año 2037. Esta demanda se reduce por el efecto del autoconsumo de los prosumidores, que disminuye la demanda neta que se atiende desde el sistema eléctrico nacional y adicionalmente con una reducción del consumo de energía eléctrica por parte de todos los bloques de

consumo, debido a la implementación de medidas de eficiencia energética.

- **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 candidatos y se clasifican según su fuente de generación: hidroeléctrica, térmica o renovable. Los proyectos candidatos son aquellos que:

Tienen trámite de solicitud de concesión o licencia ante la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP), considerando que para poder ser incluidos se requiere la información necesaria para la caracterización de los mismos.

tienen, como mínimo, emitida y vigente la respectiva resolución de la ASEP en la que se certifica la obtención de la concesión definitiva para la construcción y operación de una central hidroeléctrica.

tienen, por lo menos, la autorización de conducencia del Ministerio de Ambiente.

O, en el caso de centrales térmicas, que tengan vigente la licencia provisional otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.

O, en el caso de centrales renovables, que dispongan de licencia provisional o concesión vigentes, otorgada por la ASEP o un contrato de suministro de energía.

O que, los promotores hayan presentado ofertas durante los actos realizados por la ASEP para la autorización de los trámites de aprobación del estudio de impacto ambiental de los respectivos proyectos hidroeléctricos ante el Ministerio de Ambiente, y se haya formalizado mediante el pago por este derecho.

O que, los promotores hayan realizado los trámites de viabilidad de conexión ante la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA) y entregado la información solicitada en el Reglamento de Operación.

Estos proyectos candidatos se consideran en el Escenario Alternativo A3 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: suman una capacidad instalada de 1,927 MW, de los cuales 1,848 MW ya están en operación. Se excluye el proyecto hidroeléctrico Bocas del Toro (Changuinola II), que tiene una capacidad de 223 MW.
 - Proyectos eólicos y solares: suman una capacidad instalada de 3,575 MW, de los cuales 850 MW.
 - Proyectos térmicos: suman una capacidad instalada de 3,030 MW, de los cuales 1,382 MW ya están en operación. Estos proyectos utilizan los siguientes combustibles convencionales: búnker C o "heavy fuel oil" (HFO), diésel, gas natural (incluyendo las facilidades de regasificación). Se retiran las plantas térmicas sin contratos actualmente a partir de finales del 2024, el resto de las térmicas que actualmente tienen contrato de potencia, se retiran 1 año posterior a la finalización de la vigencia de los mismos.
 - Plantas adicionales de fuentes eólicas, gas natural y solares: se consideran plantas adicionales de estas fuentes a partir del año 2024, para cubrir el déficit de generación que se presenta en el Escenario Alternativo A3. Estas plantas suman una capacidad instalada de 4,452 MW, de los cuales 78 MW son hidroeléctricas, 641 MW son eólicos, 1648 MW son de gas natural y 2084 MW son solares. Estas plantas incluyen las facilidades de regasificación, importación, control de emisiones, según aplique.
 - Sistemas de almacenamiento interconectados a la red de transmisión: se consideran sistemas de almacenamiento interconectados a la red de transmisión, en las que su potencia instalada no sea inferior a 100 MW en su totalidad. Se consideran 300 MW en Sistemas de Almacenamiento con Baterías, entrando en 2025, 2030 y 2035 en etapas de 100 MW y regulación de 8 horas.
 - Precios de combustibles: se usan las proyecciones de crecimiento medio de la Administración de Información de Energía de los Estados Unidos (EIA), que estiman los precios futuros de los combustibles convencionales utilizados por las plantas térmicas.
 - Interconexiones: se consideran las siguientes interconexiones eléctricas con otros países:

- Segundo circuito del proyecto SIEPAC, de 300 MW adicionales, para un total de capacidad de intercambio de 600 MW a partir de enero 2027. 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.

El escenario Alternativo B (Hidrógeno Verde) evalúa el impacto de una transición energética hacia una matriz de generación eléctrica 100% renovable, basada en el hidrógeno verde como combustible alternativo a los combustibles fósiles. Este escenario busca contribuir a la mitigación del cambio climático, reduciendo las emisiones de GEI, y a la diversificación de las fuentes de energía, mejorando la seguridad energética del país.

El costo de este escenario Alternativo B es de 6563.18 millones de balboas como podemos observar en la Tabla 7. 18 y el cronograma de Expansión se presenta en la Tabla 7. 19.

Tabla 7. 18: Costo del escenario Alternativo B

Costo	Escenario Alternativo B
Inversión	5,057.88
Déficit	2.43
Operación	1,366.74
Ambiental	136.13
Total	6563.18

Nota: Los valores están dados en millones de balboas

Referencia: (ETESA, 2023)

Tabla 7. 19: Cronograma de Expansión del Escenario Alternativo B

Mes	Año	Agente Generador	Nombre	Capacidad Instalada (MW)	Hidro	Solar	Eólico	Búnker	Diésel	Carbón	GNL	Biomasa	Baterías	Prosumidor	Hidrógeno
1	2023		Prosumidores	88.63										88.63	
10	2023	Generadora Solar el Puerto, S.A.	Baco Solar	25.90		25.90									
1	2024	Progreso Energy S.A.	Progreso Energy	1.05					1.05						
1	2024	Pedregalito Solar Power S.A.	Pedregalito Solar Power	10.00		10.00									
1	2024	ECOENER FOTOVOLTAICA PANAMA	PV San Juan	5.00		5.00									
1	2024	ORO SOLAR, S.A.	PV Oro Solar	5.00		5.00									
1	2024	PHOTOVOLTAICS VENTURE CORP.	PV Ecosolar 5	10.00		10.00									
1	2024	PHOTOVOLTAICS OPERATION CORP.	PV Ecosolar 4	10.00		10.00									
1	2024	PHOTOVOLTAICS BUSINESS CORP.	PV Ecosolar 3	10.00		10.00									
1	2024		Prosumidores	112.01										112.01	
3	2024	MERCURIO SOLAR, S.A.	PV San Carlos	9.90		9.90									
3	2024	TINTO SOLAR S.A.	PV Chame Solar	10.00		10.00									
4	2024	CALDERA ENERGY CORP.	Mendre Solar	5.50		5.50									
6	2024	AES Panamá S.R.L	Corotú Solar	9.98		9.98									
6	2024	AGUA FUERTE, S.A.	PV SOLARPRO	10.00		10.00									
6	2024	Hidroibérica S.A.	Caimitillo	1.87			1.87								
6	2024	AQUAVOLTAICS, S.A.	Solar Pro II	10.00		10.00									
7	2024	MASPV PANAMA INC.	PV SUNRISE MASPV 1	3.30		3.30									
8	2024	AES Panamá S.R.L	Los Santos Solar	7.56		7.56									
8	2024	JAGÚITO GREEN ENERGY I, S.A.	Jaguito Green Energy I	9.90		9.90									
8	2024	JAGÚITO GREEN ENERGY II, S.A.	Jaguito Green Energy II	9.90		9.90									
8	2024	JAGÚITO GREEN ENERGY III, S.A.	Jaguito Green Energy III	9.90		9.90									
9	2024	Generadora de Gatun, S.A.	C.T. Gatún (antes Telfers)	660.00							660.00				
9	2024	SOLAR DESIGN	PV La Hueca	40.00		40.00									
9	2024	Electricidad Sostenible, S.A.	San Jose Solar 30MW	30.00		30.00									
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 1	9.99		9.99									
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 2	9.99		9.99									
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 3	9.99		9.99									
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 4	9.99		9.99									
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 5	9.99		9.99									
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 6	9.99		9.99									
10	2024	Santiago Solar PTY, Corp	PV Santiago PTY 7	9.99		9.99									
10	2024	UP1, S.A.	UP1	9.75		9.75									
10	2024	UP2, S.A.	UP2	9.75		9.75									
10	2024	UP3, S.A.	UP3	9.75		9.75									
10	2024	UP4, S.A.	UP4	9.75		9.75									
12	2024	SB-1 Project S.A.	Proyecto San Bartolo 1	9.90		9.90									
12	2024	SB-2 Project S.A.	Proyecto San Bartolo 2	9.90		9.90									
12	2024	SB-3 Project Inc	San Bartolo 3	9.90		9.90									
12	2024	SB-4 Project Inc	San Bartolo 4	9.90		9.90									

Referencia: (ETESA, 2023)

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

12	2024	ARGENTUM SOLAR, S.A.	PV Capira Solar	9.90		9.90													
12	2024	AES Panamá S.R.L.	Flamboyán	19.90		19.90													
12	2024	AES Panamá S.R.L.	Veranera	19.90		19.90													
1	2025	Celsia Centroamérica, S.A.	9 de enero J. Brown G6	(34.00)															(34.00)
1	2025	Celsia Centroamérica, S.A.	9 de enero Unidad 8	(34.00)															(34.00)
1	2025	Pan Am Generating Limited, S.A.	Panam	(99.80)															(99.80)
1	2025	Celsia Centroamérica, S.A.	Cativa	(87.00)															(87.00)
1	2025	Generadora del Atlántico S.A.	Termo Colón Ciclo	(150.00)															(150.00)
1	2025	Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G5	(18.00)															(18.00)
1	2025	Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G9	(40.81)															(40.81)
1	2025	Autoridad del Canal de Panamá	Miraflores G10	(40.81)															(40.81)
1	2025	Pan Am Generating Limited, S.A.	Amp. Panam	(89.90)															(89.90)
1	2025	Tropitermica, S.A.	Tropitermica	(5.05)															(5.05)
1	2025	Eco Groove Investment, INC.	Eco-Tizingal	0.75	0.75														
1	2025	Sparkle Power, S.A.	Sparkle Power Fase I	(15.30)															(15.30)
1	2025	Sparkle Power, S.A.	Sparkle Power Fase II	(34.80)															(34.80)
1	2025	Pedregal Power Company	Pacora	(53.53)															(53.53)
1	2025	GED Gersol Uno, S.A.	Llano Sánchez	9.99		9.99													
1	2025	Generadora de Energía Renovable, S.A	Campo Solar La Victoria	10.00		10.00													
1	2025	Generadora Solar Occidente, S.A.	Cerro Viejo Solar	20.00		20.00													
1	2025	HP Solar, S.A.	HPSolar	20.00		20.00													
1	2025	SOLAR ENERGY PARK ENTERPRISES, INC.	PV Rodeo Solar	9.90		9.90													
1	2025	Granja Solar Alanje Tres, S.A	PV Solar Alanje 3	9.99		9.99													
1	2025	Granja Solar Alanje Dos, S.A	PV Solar Alanje 2	9.99		9.99													
1	2025	Granja Solar Alanje Uno, S.A.	PV Solar Alanje 1	9.99		9.99													
1	2025	TINTO SOLAR S.A.	PV Chame Solar	10.00		10.00													
1	2025	Helios Apolo Solar, S.A.	PV Gualaca Solar (Helios)	60.00		60.00													
1	2025	SOLAR DESIGN	PV La Hueca	30.00		30.00													
1	2025	AES PANAMA, S.R.L.	PV Esti Solar 2	17.00		17.00													
1	2025	San Lorenzo Solar, S.A.	San Lorenzo Solar	5.00		5.00													
1	2025	Solar Loadge, S.A.	La Torre solar	5.00		5.00													
1	2025	Panasolar Clean Power, S.A.	Panasolar VI	9.90		9.90													
1	2025	Panasolar Generadora de Potencia Verde, S.A.	Panasolar VII	9.90		9.90													
1	2025	Panasolar Generadora de Potencia Verde, S.A.	Panasolar VIII	9.90		9.90													
1	2025	Panasolar Generadora de Potencia Verde, S.A.	Panasolar IX	9.90		9.90													
1	2025	Generadora Brillo Solar, S.A.	Brillo Solar	9.90		9.90													
1	2025		Prosumidores	139.13															139.13
1	2025		Batería 100 MW - 01	100.00															100.00
1	2025	Progreso Energy,S.A.	Progreso Energy	(1.05)															(1.05)
1	2025		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250D	250.00															250.00
3	2025	SUNERGY, I S.A.	PV La Villa Solar	9.99		9.99													
3	2025	MEGA SOLAR POWER GENERATION, S.A.	PV Megasolar	10.00		10.00													

Referencia: (ETESA, 2023)

Cronograma de Expansión del Escenario Alternativo B (Continuación: 3/4)

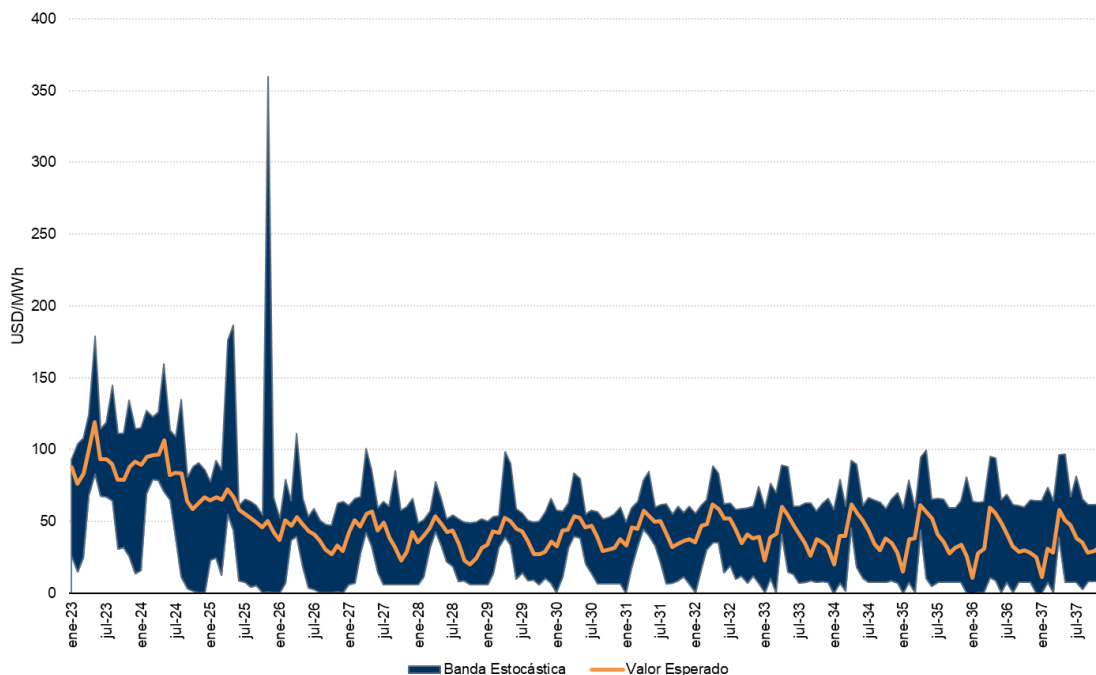
3	2025	Panasolar Clean Power, S.A.	PV Panasolar IV	10.00		10.00													
3	2025	Panasolar Clean Power, S.A.	PV Panasolar V	10.00		10.00													
6	2025	ECOENER SOLAR PANAMA, S.A	PV San Bartolo (Ecoener)	9.99		9.99													
6	2025	ECOENER GENERADORA PANAMA, S.A.	PV Agua Viva	9.90		9.90													
8	2025	AVANZALIA PANAMA, S.A	PV Penonome 2	120.00		120.00													
8	2025	LA INMACULADA SOLAR S. DE R.L .	PV La Inmaculada Solar	5.00		5.00													
9	2025	DESARROLLO Y ENERGIA RENOVABLE S.A	PV Pacora Solar	55.00		55.00													
12	2025	ECOENER RENOVABLE PANAMA, S.A	PV Santiago (Ecoener)	9.90		9.90													
12	2025	ECOENER PRODUCTORA PANAMA, S.A.	PV La Mesa (Ecoener)	9.99		9.99													
1	2026	Ra Solar, S.A.	Ra Solar	20.00		20.00													
1	2026	Las Lomas Solar Electric, S.A.	Las Lomas	100.00		100.00													
1	2026	AES Panamá S.R.L	Coclé Solar 1	150.00		150.00													
1	2026		Prosumidores	170.59															170.59
1	2026		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250E	250.00								250.00							
4	2026	Pan Energy II	Boquerón Solar	10.00		10.00													
7	2026	Generadora Solar Santa Cruz, S.A.	PV Santa Cruz Solar	80.00		80.00													
1	2027	Hydro Caisán, S.A.	El Alto G4	1.17		1.17													
1	2027	Hidroeléctrica Macano II, S.A.	RP-550	4.15		4.15													
1	2027	Providencia Solar 1, S.A.	Providencia Solar 1	9.95		9.95													
1	2027	Generadora Solar Santa Cruz, S.A.	PV Santa Cruz Solar	20.00		20.00													
1	2027	PANAMA SOLAR INTEGRAL	PV Cotaba Solar	125.00		125.00													
1	2027	Grupo Doe, S.A.	La Union Solar	90.00		90.00													
1	2027	Almacenadora Solar Panama oeste, S.A.	Almacenadora Solar	8.00		8.00													
1	2027	AES Panamá S.R.L	Guayacán	10.00		10.00													
1	2027	Tecnología Eólica, S.A.	Solar Charco Azul	52.00		52.00													
1	2027		Prosumidores	207.11															207.11
2	2027	Solar Green, S.A.	El Coco	10.00		10.00													
2	2027	Luz Energy International Corp., S.A.	Agua Fría	10.00		10.00													
2	2027	Energy Green Corporation, S.A.	Las Lajas	30.00		30.00													
4	2027	Santa Cruz Wind, S.A.	Santa Cruz	68.40						68.40									
1	2028	Argenta Resources Corp.	Caña Blanca	7.78		7.78													
1	2028		Turbina de Gas Aeroderivada (GNL) 250A	250.00								250.00							
1	2028	GED Gersol Dos, S.A.	La Salamanca	14.00		14.00													
1	2028	PANAMA SOLAR INTEGRAL	PV Cotaba Solar	125.00		125.00													
1	2028		Prosumidores	249.48															249.48
1	2028	UEP Penonomé III, S. A.	Nuevo Chagres Fase 2 (Etapa 2)	51.75						51.75									
1	2028	UEP Penonomé III, S. A.	Portobelo Etapa 2 C	17.25						17.25									
1	2028		Batería Prosumidor	5.00															5.00
2	2028	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 2	22.00						22.00									
2	2028	Parque Eólico Toabré, S.A.	Toabré Etapa 3	22.00						22.00									
3	2028	UKA Parque Eólico La Colorada S.A.	La Colorada	138.00						138.00									
1	2029		Batería Prosumidor	10.63															10.63

Referencia: (ETESA, 2023)

El presenta el comportamiento del CMS de darse las condiciones establecidas en el caso Alternativo B, en el cual se observa que en general presenta valores más bajos respecto a los escenarios anteriores, y disminuyen más desde el 2032 cuando comienza a utilizarse esa mezcla de combustible de hidrógeno y gas natural en la generación termoeléctrica. También mencionar que durante los primeros años de estudio se observan CMS superiores por lo enunciado por entidades como la National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), que indican que el fenómeno del niño podrá pasar de estado moderado a fuerte entre los meses de septiembre a noviembre hasta el próximo año. Con el fenómeno del niño tendremos mayores temperaturas y menos recurso hídrico para generar. Por ello, se puede apreciar que durante estos meses puntuales se presenta un valor de déficit. El costo marginal del sistema promedio del horizonte de estudio es de 46.92 USD/MWh.

Gráfico 7. 32: Costo Marginal de Demanda de Panamá del Escenario Alternativo B

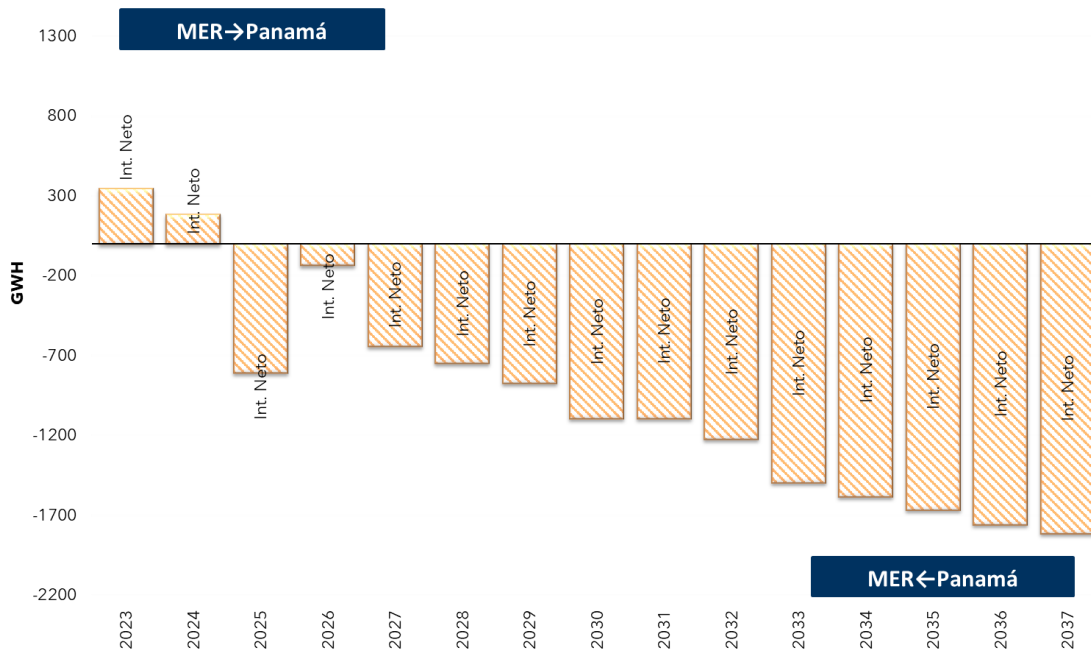
Costo Marginal de Demanda
 Escenario Alternativo B PESIN2023
 Demanda Media – Combustibles Medios



Referencia: (ETESA, 2023)

La entrada de los proyectos de GNL cuyo costo operativo disminuye sustancialmente el costo marginal hace que Panamá presente una oferta de energía a precios económicamente competitivos incentivando así los intercambios de energía con Centroamérica, aprovechando de esta manera el proyecto de interconexión SIEPAC cuya capacidad de intercambio es de 300 MW, una vez se completen los refuerzos necesarios. Para el periodo de estudio se presentan intercambios promedios norte-sur de 110.39 GWh y de sur-norte de 1068.89 GWh, promediando unos 958.51 GWh como intercambio neto en dirección sur-norte. El valor máximo de intercambio neto en un año es de 1809.52 GWh-año en dirección sur-norte, como se observa en el Gráfico 7. 33.

Gráfico 7. 33: Intercambios de Energía con Centroamérica del Escenario Alternativo B



Referencia: (ETESA, 2023)

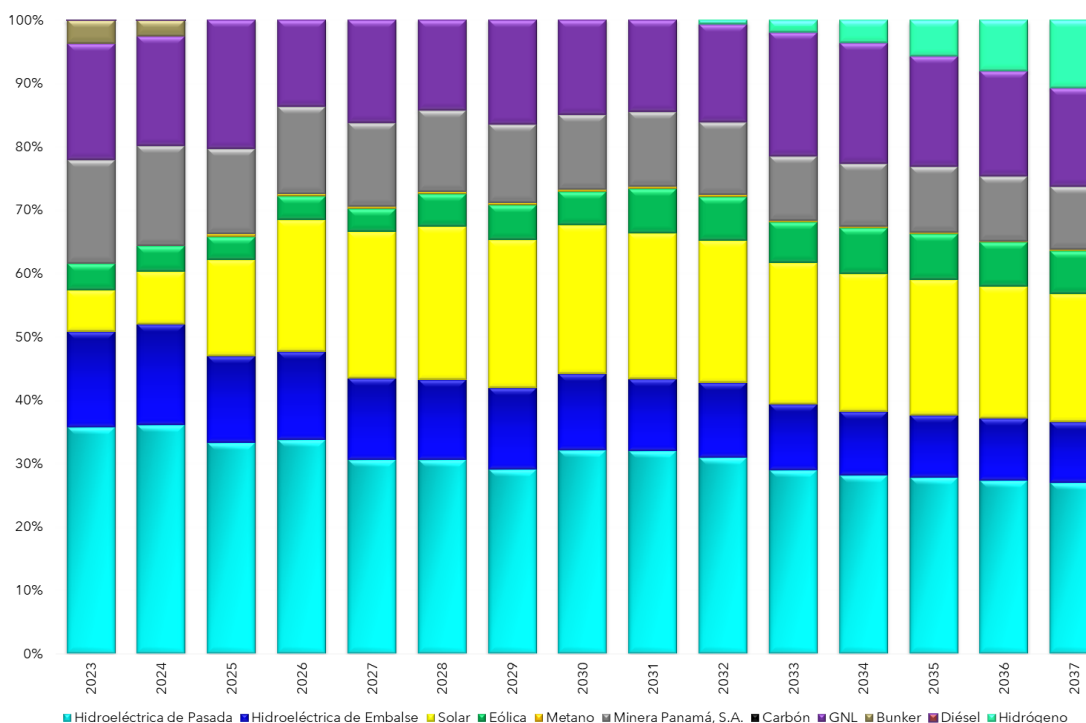
En el Gráfico 7. 34 se puede apreciar la composición de la generación del sistema, quedando en evidencia los grandes aportes y dependencia que se tendría del plantel hidroeléctrico, con alrededor del 50% de participación en los primeros años de análisis.

El uso de hidrógeno como combustible en turbinas de gas, debido a su naturaleza más limpia y su potencial para reducir las emisiones de carbono, se

considera la opción de ser utilizado como mezclas de hidrógeno y gas natural, para hacer frente a las demandas de una transición hacia fuentes de energía más sostenibles, por lo que consideró este cambio a partir de 2032 en adelante.

Para este escenario donde la demanda es más baja debido al efecto de la eficiencia energética, también un aumento en la participación de la generación de energía solar y solar. Es importante destacar también la retirada de plantas termoeléctricas que utilizan combustibles líquidos. Cabe resaltar que la producción de Minera Panamá, S.A. incluye su consumo interno, el cual se estima según datos del agente en 1857 GWh anuales.

Gráfico 7. 34: Porcentaje de Participación de Generación del Escenario Alternativo B

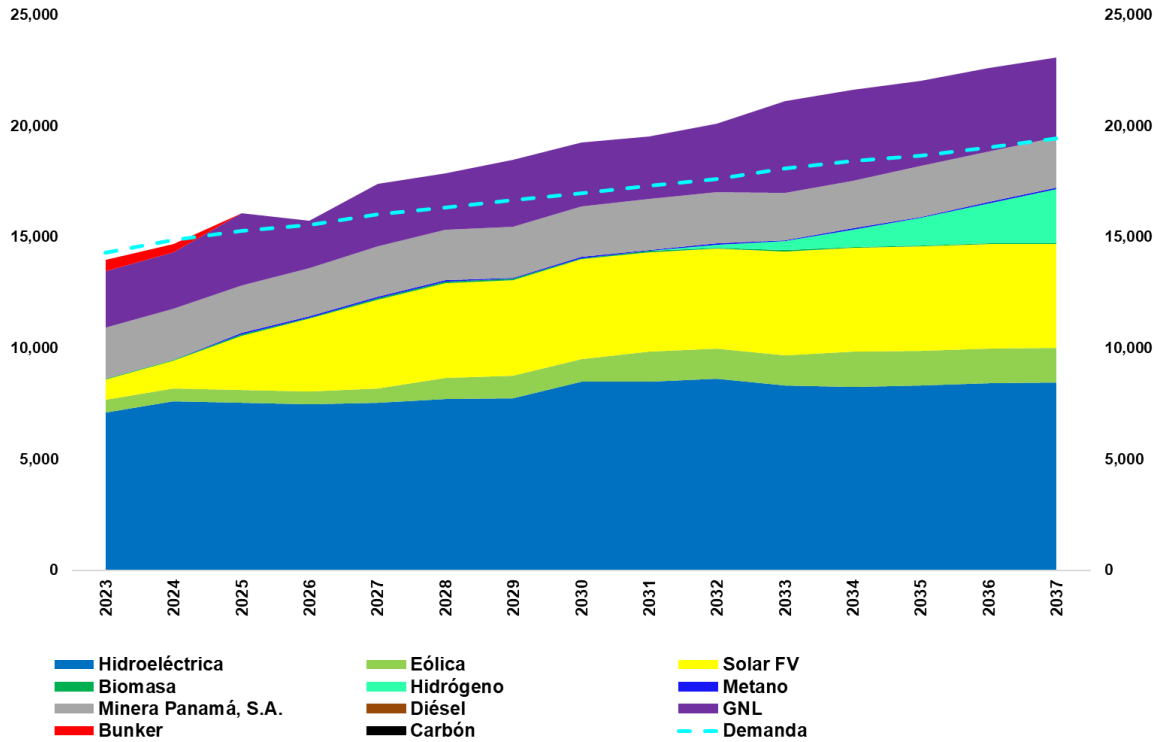


Referencia: (ETESA, 2023)

En el Gráfico 7. 35 se ilustra cómo se genera la electricidad en el sistema interconectado nacional, y muestra cómo la demanda eléctrica es satisfecha por los proyectos presentados en el plan de expansión del escenario Alternativo B. Es notable que la demanda disminuye al final del periodo debido al efecto de la eficiencia energética, a pesar de también contar con la demanda por parte de movilidad eléctrica. Se mantiene también la creciente contribución de la

energía solar, y por otra parte se tiene la componente de turbinas con hidrógeno como combustible a partir del 2032.

Gráfico 7. 35: Generación vs Demanda del Escenario Alternativo B



Referencia: (ETESA, 2023)

Tabla 7. 20: Porcentajes de penetración de energía en la demanda del escenario Alternativo B

	Generación GWh					Demanda	Porcentaje de Penetración			
	Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica	Hidrógeno	Total		Hidroeléctrica	Renovables	Termoeléctrica	Hidrógeno
2023	7,097.08	1,537.09	5,343.86	0.00	13,978.03	14,306.69	50.77%	11.00%	38.23%	0.00%
2024	7,604.25	1,866.87	5,206.92	0.00	14,678.03	14,850.20	51.81%	12.72%	35.47%	0.00%
2025	7,526.53	3,142.06	5,410.84	0.00	16,079.43	15,272.07	46.81%	19.54%	33.65%	0.00%
2026	7,468.85	3,963.62	4,288.69	0.00	15,721.17	15,553.99	47.51%	25.21%	27.28%	0.00%
2027	7,539.40	4,754.78	5,088.19	0.00	17,382.37	16,019.22	43.37%	27.35%	29.27%	0.00%
2028	7,720.24	5,323.47	4,806.75	0.00	17,850.46	16,313.02	43.25%	29.82%	26.93%	0.00%
2029	7,748.49	5,422.14	5,296.35	0.00	18,466.99	16,649.27	41.96%	29.36%	28.68%	0.00%
2030	8,499.18	5,611.50	5,123.00	0.00	19,233.69	16,959.47	44.19%	29.18%	26.64%	0.00%
2031	8,472.60	5,952.30	5,100.75	0.00	19,525.66	17,288.56	43.39%	30.48%	26.12%	0.00%
2032	8,608.97	5,972.45	5,378.55	141.59	20,101.57	17,622.07	42.83%	29.71%	26.76%	0.70%
2033	8,308.42	6,149.40	6,257.48	396.17	21,111.47	18,082.92	39.36%	29.13%	29.64%	1.88%
2034	8,258.67	6,347.93	6,242.69	771.93	21,621.23	18,432.57	38.20%	29.36%	28.87%	3.57%
2035	8,304.82	6,359.61	6,120.37	1,239.22	22,024.02	18,664.03	37.71%	28.88%	27.79%	5.63%
2036	8,402.86	6,356.84	6,043.51	1,803.12	22,606.33	19,037.83	37.17%	28.12%	26.73%	7.98%
2037	8,453.47	6,301.35	5,880.15	2,448.79	23,083.75	19,432.95	36.62%	27.30%	25.47%	10.61%

Referencia: (ETESA, 2023)

Resumen

Una vez que se realizan los análisis de los 4 escenarios propuestos, en la Tabla 7. 21 se muestran los costos de Inversión, Déficit, Operación y Costo Ambiental (por emisiones de CO₂) del presente Plan Indicativo de Generación, además de la diferencia en costo total de cada uno de los planes con respecto al escenario Tendencial.

El escenario Tendencial es el que presenta menor costos en general, ya que en este se contaba con las plantas ya existentes y el crecimiento natural de las tecnologías que se encuentran con licencias definitivas, por lo que la demanda no requirió altos costos de inversión en generación, y a pesar de que presentó déficit, este es abastecido por intercambios regionales, por otro lado mantuvo costos operativos bajos y a su vez costos ambientales bajos, esto último debido a las plantas solares, eólicas e hidroeléctricas de gran capacidad que hacen de este escenario el más económico de todos.

El costo de inversión del escenario de Alternativo A1 aumenta su costo de inversión ya que se han retirado plantas termoeléctricas de combustibles líquidos, la hidroeléctrica Changuinola II, por lo que esta falta ha requerido la inversión de centrales que suplan esa generación faltante, generalmente energía renovable y gas natural, y otra componente que es la inclusión de sistemas de almacenamiento por baterías. De igual manera se cuenta con el aumento de la capacidad de la línea de SIEPAC por lo que también existiría capacidad que pueda ser usada para exportación regional. Cada uno de estos puntos influyen en que el costo de operación.

Con respecto al escenario Alternativo A2, aparte de considerar todos los aspectos de los escenarios anteriores, se añade una demanda debido a la penetración de tecnologías de los vehículos eléctricos, sin embargo, la capacidad que se instalaría es suficiente para abastecer sin realizar inversiones extras, pero desde el punto de vista operativo, sí representa requerimientos que suplir en cuanto la generación eléctrica.

En el escenario Alternativo A3, su particularidad incorporada es la disminución de la demanda eléctrica por efectos de eficiencia energética, causando una disminución al punto de requerir menos inversiones que los escenarios Alternativo A1 y Alternativo A2, por otra parte, podemos reconocer una disminución del déficit y un menor costo de operación y ambiental.

Finalmente, el escenario Alternativo B, el cual cuenta con la característica que las plantas termoeléctricas a gas natural sean reconvertidas para su utilización de hidrógeno verde, con la salvedad que tecnologías de turbinas a gas natural pueden operar con mezclas de hidrógeno y gas natural, motivando una disminución de las emisiones de costos ambientales.

Tabla 7. 21: Comparación de Costos por escenario

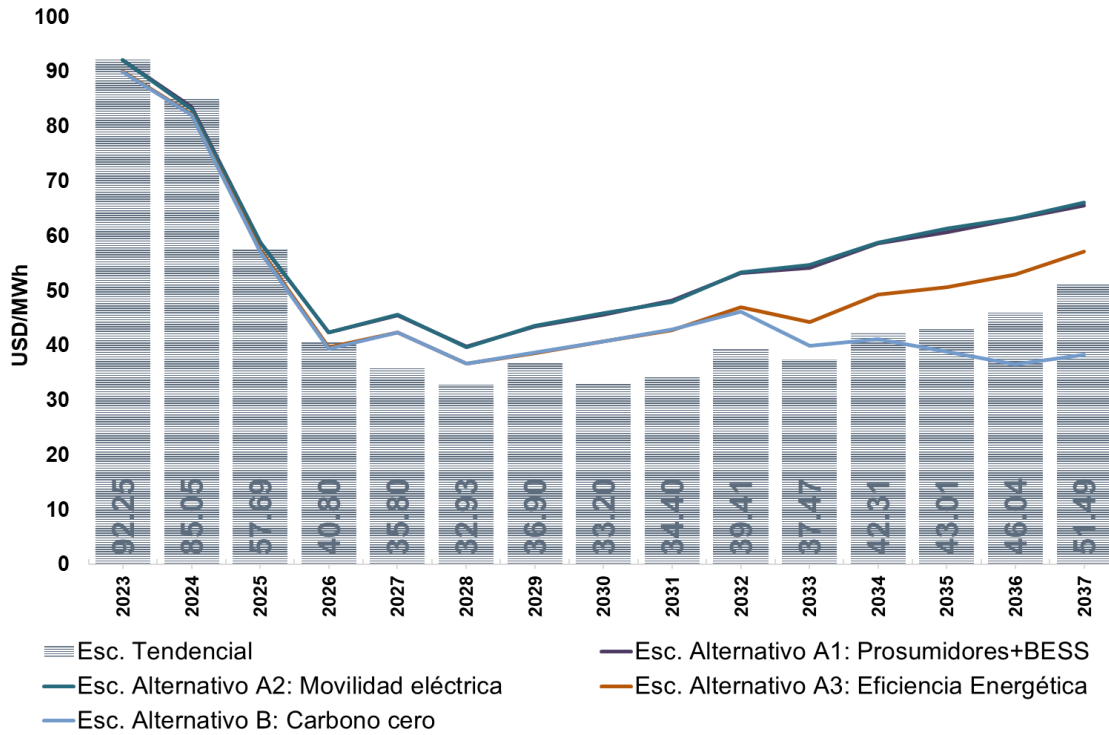
Costo	Escenario Tendencial	Escenario Alternativo A1	Escenario de Alternativo A2	Escenario de Alternativo A3	Escenario de Alternativo B
Inversión	3,849.32	4,729.68	4,729.68	4,674.21	5,057.88
Déficit	3.24	3.21	3.23	2.46	2.43
Operación	1,353.71	1,769.83	1,784.03	1,438.68	1,366.74
Ambiental	134.06	165.23	166.17	141.08	136.13
Total	5340.33	6667.95	6683.10	6256.43	6563.18
	Diferencia	24.9%	25.1%	17.2%	22.9%

Referencia: (ETESA, 2023)

El Gráfico 7. 36 muestra la comparación en los CMS de los cuatro escenarios estudiados, y en él se puede apreciar la variación que denota que los costos marginales de los escenarios Alternativos (A1, A2, A3 y B) son más altos que el escenario Tendencial. El comportamiento del CMS en los escenarios Alternativo A1 y Alternativo A2 son parecidos; ya que los efectos que causan en la demanda la incorporación de los prosumidores y baterías son moderado-bajo, por lo que los costos marginales se mantienen similares.

Por otro lado, se aprecia la diferencia de los CMS con respecto al escenario Alternativo A3, en donde la demanda baja, y se aprecia el impacto de la menor generación requerida para abastecer este escenario. En el escenario Alternativo B vemos como al final del periodo de estudio, del 2032 en adelante, los CMS bajan considerablemente debido a la tecnología para usar hidrógeno verde como combustible en centrales de generación. Cabe resaltar los proyectos de generación renovable que son incluidos en cada uno de estos escenarios y el impacto en la reducción de los costos marginales en el sistema interconectado nacional.

Gráfico 7. 36: Comparación de costos marginales por escenarios



Referencia: (ETESA, 2023)

08

CAPÍTULO VIII

INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA
COLOMBIA-PANAMÁ



Esta página se ha dejado intencionalmente 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 asegurar 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.

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.

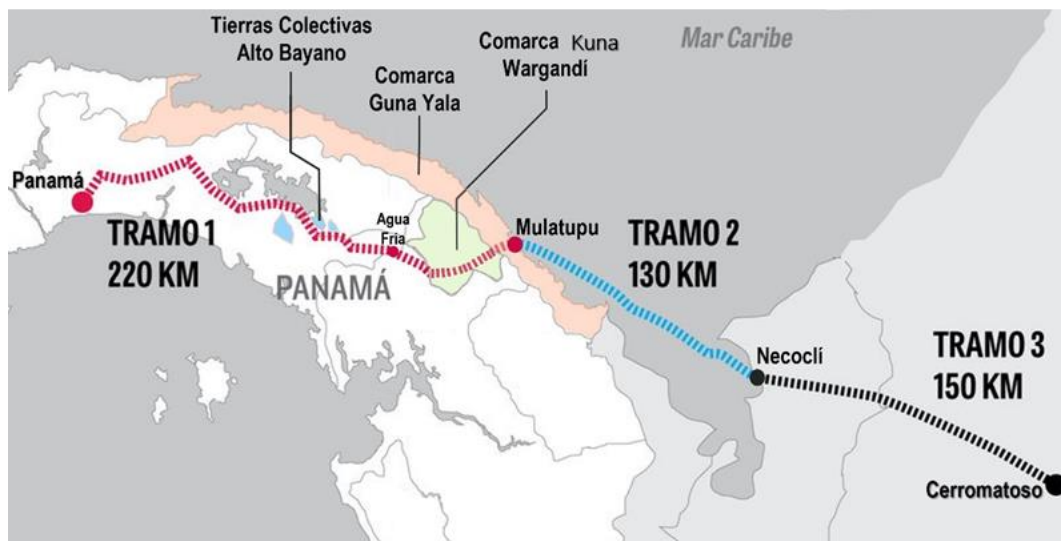
La longitud proyectada de la línea es de aproximadamente 500 kilómetros (km), con una capacidad

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, 2023)

Beneficios del Proyecto

La interconexión eléctrica entre Panamá y Colombia emerge como una iniciativa estratégica que transforma a Panamá en un hub 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 CO₂ 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 entre Panamá y Colombia se aproxima a la conclusión de su fase de viabilización. Los estudios técnicos y ambientales están avanzando hacia su finalización, mientras que los reguladores ASEP de Panamá y CREG de Colombia progresan en la elaboración de un esquema de armonización regulatoria. Dicho esquema se concretará conforme a lo previsto en el Acuerdo Presidencial de 2019 y establecerá un marco regulatorio armonizado para la interconexión. En un esfuerzo paralelo, y con el

apoyo del BID Invest a través de una Cooperación Técnica Reembolsable, ICP está evaluando estrategias financieras con la asesoría de una banca de inversión, con el fin de definir una estructura financiera que permita el cierre financiero y el avance del proyecto. Se anticipa que todos los estudios pertinentes, incluyendo las consultas con las comunidades indígenas y las acciones relacionadas con la viabilidad financiera, se completarán para el primer semestre de 2024.

Simulación

Las simulaciones de la operación y expansión de los sistemas se realizaron con el Modelo SDDP, utilizando la base de datos de Panamá - Centroamérica y de Colombia, las cuales se modificaron e integraron para representar los escenarios de interés y la capacidad definida para el Proyecto de Interconexión Colombia - Panamá.

Los resultados se procesaron para obtener los intercambios de electricidad y los Costos Marginales de Demanda (CMS). Se procesaron resultados medios y probabilísticos obtenidos de las simulaciones realizadas bajo 100 series hidrológicas igualmente probables

a nivel mensual durante el período de estudio.

Para la representación del mercado eléctrico tanto de Panamá como de Colombia, ETESA y UPME han venido trabajando de manera coordinada en los análisis de expansión, simulando el proyecto de interconexión eléctrica desde cada país, bajo criterios homologados. Además de la base de datos unificada, las dos entidades establecieron un criterio común para el cálculo y evaluación del proyecto asociados a la demanda, con el propósito de identificar las obras requeridas en cada país y su inclusión en el plan de expansión.

Escenario con Colombia

Se han llevado a cabo simulaciones avanzadas de los sistemas eléctricos interconectados de Colombia, Panamá y el resto de Centroamérica. El objetivo es actualizar los análisis energéticos y evaluar los beneficios del proyecto de Interconexión Eléctrica Colombia - Panamá. Estas simulaciones asumen una capacidad de transporte de 400 MW, conforme a las especificaciones del proyecto, y contemplan julio de 2026 como la fecha estimada para el inicio de operaciones. Las definiciones y la estandarización de los criterios para posibilitar las simulaciones ha sido

realizado en colaboración estrecha y coordinada con la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) de Colombia.

Según se evidencia en el Gráfico 8.1, la puesta en marcha del Proyecto de Interconexión Colombia-Panamá, con la mencionada capacidad de intercambio, incidiría en una alteración del Costo Marginal del Sistema (CMS). Este cambio es el resultado directo de los intercambios energéticos que se facilitarían con la activación de la interconexión, creando un puente

entre los sistemas eléctricos Andino y Centroamericano. Los resultados muestran una disminución palpable en el costo marginal, reflejando la eficiencia y beneficios económicos que aportaría la interconexión al mercado energético regional.

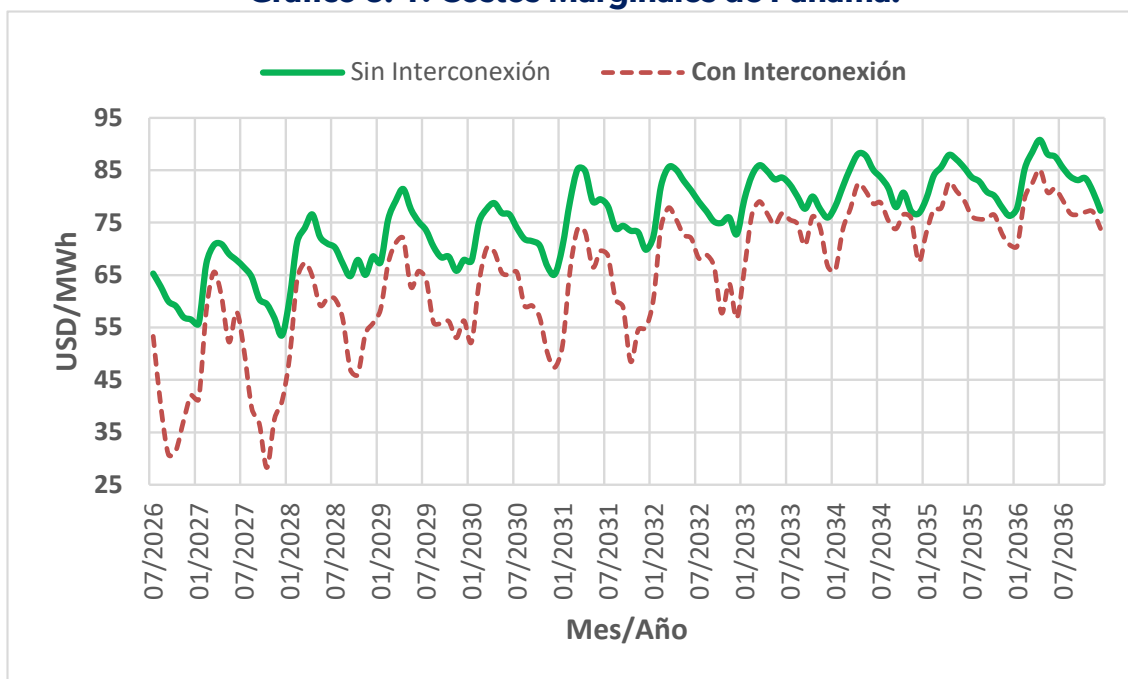
A partir de las simulaciones efectuadas para cada una de las 100 series hidrológicas generadas mensualmente y durante el período de estudio, se pudo determinar la frecuencia en la que ocurre intercambio de energía entre Colombia y Panamá y viceversa.

El Gráfico 8.2 proporciona, de manera visual, los resultados al respecto, en donde se puede evidenciar que en la dirección

Colombia-Panamá hay casi siempre transferencia de energía con relativa independencia de la condición hidrológica de los dos países.

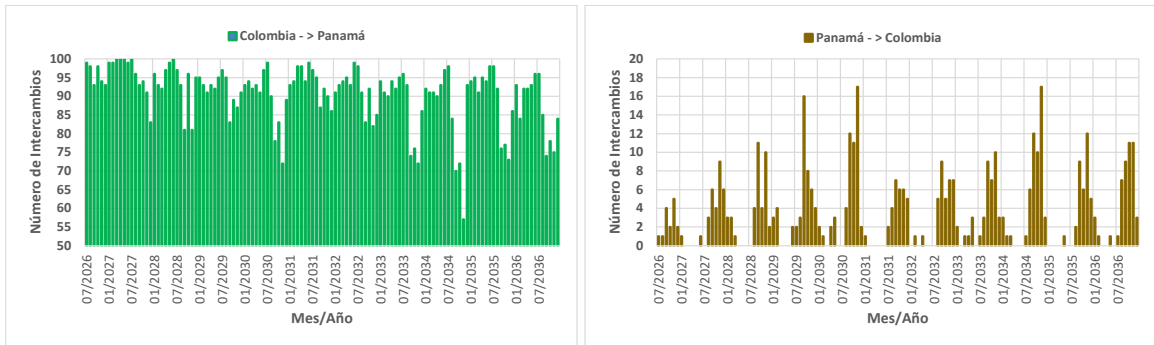
El Gráfico 8.3 destaca la estacionalidad de las transferencias energéticas entre Colombia y Panamá. Aunque predominan los flujos de energía de Colombia hacia Panamá, el análisis del período evaluado revela que también se producen transferencias significativas desde Panamá hacia Colombia.

Gráfico 8. 1: Costos Marginales de Panamá.



Referencia: (ETESA, 2023)

Gráfico 8. 2: Cantidad de Intercambios en el escenario con Interconexión

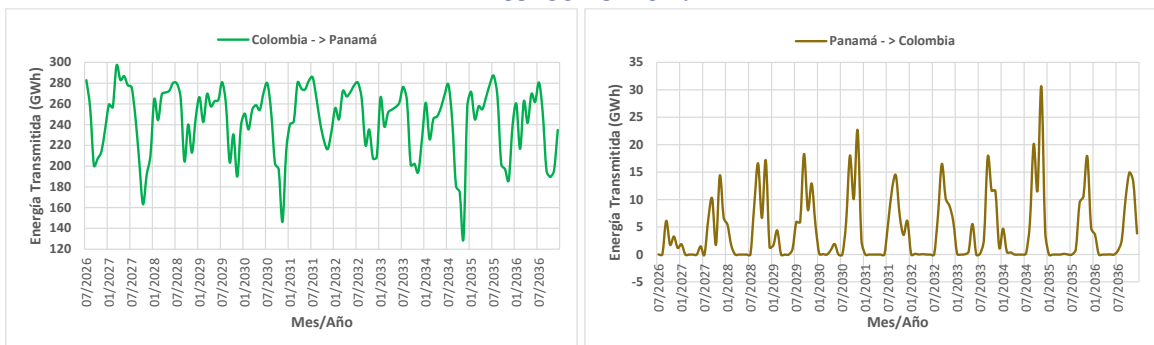


Referencia: (ETESA, 2023)

El Gráfico 8.4 ofrece una representación gráfica del porcentaje de ocupación de la interconexión y su promedio a lo largo del período estudiado. Los elevados índices de ocupación subrayan la utilidad de la

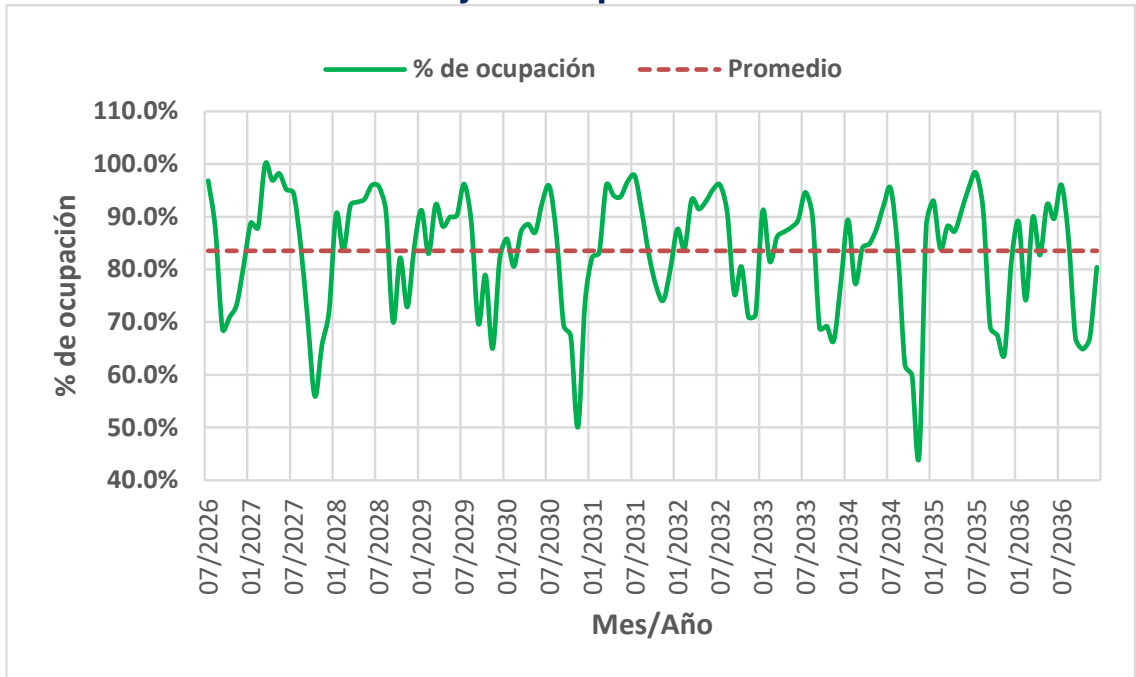
interconexión para ambos mercados, evidenciando su importancia al facilitar las transferencias de energía entre los dos países.

Gráfico 8. 3: Intercambios Mensuales PA-CO en el escenario con Interconexión.



Referencia: (ETESA, 2023)

Gráfico 8. 4: Porcentaje de ocupación de la interconexión.



Referencia: (ETESA, 2023)



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

09

CAPÍTULO IX

CONCLUSIONES Y
RECOMENDACIONES



Esta página se ha dejado intencionalmente en blanco

CAPÍTULO 9

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Las políticas o criterios indicados por la Secretaría Nacional de Energía nos indica que debemos garantizar el suministro energético, cumpliendo con los límites de déficit para la energía y también, manteniendo una reserva rodante mínima, correspondiente al porcentaje de reserva de confiabilidad de largo plazo calculado por el CND. Además, las políticas energéticas a nivel mundial indican que se debe garantizar el suministro de energía, aun, con los recientes e inmediatos cambios climáticos. El Plan Indicativo de Generación muestra el comportamiento de acuerdo, a las decisiones de inversión de los agentes privados. Por esta razón los escenarios de expansión de generación contemplan los proyectos que informaron los agentes generadores en 2023. Es importante garantizar la diversificación de la matriz energética incentivando la instalación de fuentes de generación eficiente y económicamente factible, es decir, nuevas fuentes renovables y no convencionales que contribuyan a la disminución en el CMS. Las sensibilidades planteadas en este informe son aquellas consideradas de mayor importancia ante cambios

imprevistos en el Plan de Expansión. En especial, al posible impacto en los proyectos en el corto Plazo, como el atraso en la incorporación de los proyectos de mayor magnitud y variaciones en los precios de los combustibles. En base al análisis de las proyecciones del modelo, en el periodo de corto plazo la inserción no controlada de tantos proyectos renovables no convencionales en fase de construcción o en etapa avanzada de desarrollo y proyectos termoeléctricos de gas natural, impide la optimización del plantel en expansión en dicho periodo. En un escenario donde hay alta componente renovables se debe contar con plantas termoeléctricas de respuesta inmediata, las cuales suelen ser de bajos costos de inversión, pero con muy elevados costos operativos para abastecer la demanda. Por último, se analizaron todos los escenarios con la interconexión con Centroamérica, considerando la interconexión con una capacidad de 600 MW a partir del año 2027 para el caso del SIEPAC II (300 MW) el cual es considerado desde un principio alcanzando su 100 % de capacidad, tomando que para el inicio del proyecto los países han logrado concluir todos los refuerzos necesarios para el desarrollo

completo del Mercado Eléctrico Regional. Es necesario hacer notar que, aunque existen considerables incertidumbres sobre los planes de expansión de los otros países centroamericanos, es obvio el beneficio para Panamá de la interconexión regional, ya que como se ha observado, le ofrece respaldo en épocas de baja confiabilidad y durante eventos imprevistos de gran magnitud. La diversidad de nuevas tecnologías disponibles en las centrales de generación, bajo una correcta utilización de los recursos naturales para generación eléctrica, añadido a la capacidad de interconexión regional, le brindan al país una soberanía para garantizar cubrir la creciente demanda eléctrica de nuestro país.

REFERENCIAS

- Isothermal Compressed Air Energy Storage. (2012, Octubre). Retrieved from <https://www.energy.gov/sites/prod/files/SustainX.pdf>
- Análisis de la Demanda PESIN . (2018).
- Ars Technica. (2017, Enero 31). *A look at the new battery storage facility in California built with Tesla Powerpacks*. Retrieved from <https://arstechnica.com/information-technology/2017/01/a-look-at-the-new-battery-storage-facility-in-california-built-with-tesla-powerpacks/>
- AUTOMOTIVE BLOG. (2019, Febrero 26). *AUTOMOTIVE BLOG*. Retrieved from <https://www.bosch-automotive.es/baterias-de-litio-para-placas-solares/>
- Autoridad Nacional de los Servicios Públicos. (2023, Junio). *Listado de Licencias*. Retrieved from https://www.asep.gob.pa/?page_id=12866
- Carrera por Energía Solar Espacial. (2017, Febrero 24). Retrieved from Proyectos FSE: <http://www.proyectoofse.mx/2016/10/05/la-carrera-por-la-energia-solar-espacial/>
- Centro Nacional de Despacho / U.S. Department of Energy - Energy Information Administration. (2023). *Definición de Política y Criterios para la Revisión del Plan de Expansión del Sistema Interconectado Nacional 2023*.
- Centro Nacional de Despacho. (2022, Diciembre). *Informe de Generación Mensual - 2022*. Retrieved from <https://www.cnd.com.pa/index.php/informes/categoria/informes-de-mercado?tipo=88&anio=2022>
- Chemical Glossary. (2017, Agosto 29). *Lead-acid battery*. Retrieved from <https://glossary.periodni.com/glossary.php?en=lead-acid+battery>
- CNE, C. N. (2021). *PLAN INDICATIVO DE LA EXPANSIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA DE EL SALVADOR 2021-2031*. El Salvador.
- Deutsche Welle. (2016, Junio 15). *Hydrogen and wind: Allies for sustainable energy*. Retrieved from <http://www.dw.com/en/hydrogen-and-wind-allies-for-sustainable-energy/a-19330382>
- E&I Consulting. (n.d.). Retrieved from <http://energystorage.org/energy-storage/energy-storage-benefits/benefit-categories/grid-operations-benefits>
- Ecovive. (2018, Enero). Retrieved from <https://www.envinergy.com/hidroelectricidad/funcionamiento-s816.html>
- Empresa Nacional de Energía Eléctrica. (2018, Febrero). *Plan de Expansión - Escenario sin Carbón de Noviembre de 2016 (modificado en febrero de 2018)*. Honduras.

- Energy Sources and Energy Use. (2018). Retrieved from <https://www.nationalgeographic.org/activity/energy-sources-and-energy-use/>
- Energy Storage News. (2019, Febrero 8). *Energy Storage News*. Retrieved from <https://www.energy-storage.news/news/uae-integrates-648mwh-of-sodium-sulfur-batteries-in-one-swoop>
- Energy Storage Technologies in the Electricity grid. (2017, Septiembre). Retrieved from <https://repositorio.unican.es/xmlui/bitstream/handle/10902/12027/396460.pdf?sequence=1>
- Energy Storage Toolbox. (2018). *Energy Storage Toolbox*. Retrieved from <https://estoolbox.org/index.php/8-samples/8-tes-introduction>
- ENGIMIA. (2019). *Energías renovables marítimas, el potencial de los mares y océanos*. Retrieved from <https://engimia.com/blog/energias-renovables-maritimas-el-potencial-de-los-mares-y-oceanos>
- ETESA. (2023).
- ETESA. (2023). *Tomo I - Estudios Básicos 2023-2037*.
- ETESA. (2023). *Tomo I - Proyección de la Demanda 2023-2037*.
- ETESA. (n.d.). *Plan de Expansión 2020, Tomo I: Estudios Básicos / Plan de Expansión 2022, Tomo I: Estudios Básicos*. Panamá.
- ETESA. (n.d.). *Plan de Expansión 2020, Tomo II: Plan Indicativo de Generación 2020-2034 / Plan de Expansión 2022, Tomo II: Plan Indicativo de Generación 2022-2036*. Panamá.
- EV Lithium. (n.d.).
- Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems. (n.d.). *Power to Gas*. Retrieved from <https://www.ise.fraunhofer.de/en/business-areas/hydrogen-technologies/hydrogen-production-by-water-electrolysis/power-to-gas.html>
- g. (n.d.).
- Grid Scale Energy Storage Systems. (n.d.). Retrieved from https://www.mpoweruk.com/grid_storage.htm
- Grid Scale Energy Storage Systems. (https://www.mpoweruk.com/grid_storage.htm).
- IBM. (2012, Abril 20). *IBM Battery 500 - IBM creates breathing, high-density, light-weight lithium-air battery*. Retrieved from <http://www.extremetech.com/computing/126745-ibm-creates-breathing-high-density-light-weight-lithium-air-battery>
- ICE, I. C. (abril 2021). *PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION ELECTRICA 2020-2035*. San José, Costa Rica. Retrieved from Grupo ICE: <https://www.grupoice.com/wps/wcm/connect/d91d6f4f-6619-4a2f-834f-6f5890eebb64/PLAN+DE+EXPANSION+DE+LA+GENERACION+2018-2034.pdf?MOD=AJPERES&CVID=mleNZKV>

- Información de Agentes Panamá. (2023, Mayo).
- Información de Agentes Panamá. (2023, Mayo).
- Información de Agentes Panamá, 2023. (n.d.).
- International Electrotechnical Commission. (2011). *Electrical Energy Storage*. Retrieved from <http://www.iec.ch/whitepaper/pdf/iecWP-energystorage-LR-en.pdf>
- International Fleet World. (2018, Septiembre). Retrieved from <https://internationalfleetworld.com/whatever-happened-to-hydrogen/>
- Irena Electricity Storage Cost. (2017). Retrieved from https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf
- IRHE. (1985). Estudios de Turba.
- Kawasaki. (2018). *Battery Energy Storage System - GIGACELL - Frequently Asked Questions*. Retrieved from http://global.kawasaki.com/en/energy/solutions/battery_energy/questions/index.html
- Kim, K. J., Park, M.-S., Kim, Y.-J., Kim, J. H., Dou, S., & Skyllas-Kazacos, M. (2015, Junio 9). *A technology review of electrodes and reaction mechanisms in vanadium redox flow batteries*. Retrieved from <http://pubs.rsc.org/en/content/articlelanding/2015/ta/c5ta02613j/unauth#!divAbstract>
- Laboratory National Renewable Energy. (2019). Retrieved from <https://www.nrel.gov/news/features/2019/beneath-solar-panels-the-seeds-of-opportunity-sprout.html>
- Leadbetter, J., & Swan, L. G. (2012, Octubre 15). *Selection of battery technology to support grid-integrated renewable electricity*. Retrieved from <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0378775312009500>
- MEM, M. d. (febrero 2022). *PLAN DE EXPANSION DE LA GENERACION ELECTRICA DE 2021-2035*. Nicaragua.
- Millennium Energy Systems. (2016). *Colector Solar Fresnel*. Retrieved from <http://www.millenniumenergies.com/wp-content/uploads/2016/02/FICHA-FRESNEL-MES.pdf>
- Murata. (n.d.). *The Structure and Principle of Electrical Double Layer Capacitor*. Retrieved from <https://www.murata.com/en-us/products/capacitor/edlc/techguide/principle>
- National Renewable Energy Laboratory. (2011). *Life Cycle Assessment Harmonization*. Retrieved from <https://www.nrel.gov/analysis/life-cycle-assessment.html>
- National Renewable Energy Laboratory. (2013, Enero). *Life Cycle Greenhouse Gas Emissions from Electricity Generation*. Retrieved from <https://www.nrel.gov/docs/fy13osti/57187.pdf>
- Neoen - Hornsdale Power Reserve. (2018, Enero 24). *Hornsdale Power Reserve*. Retrieved from <https://hornsdalepowerreserve.com.au/>

- New Energy and Fuel. (2010, Junio 15). *Wind to Fertilizer Construction Begins*. Retrieved from <https://newenergyandfuel.com/http://newenergyandfuel.com/2010/06/15/wind-to-fertilizer-construction-begins/>
- Nomura, S. (2015). *Store Electricity! - Opening of Energy Technology by Zero Electrical Resistance*. Retrieved from <http://www.meiji.ac.jp/cip/english/frontline/nomura/index.html>
- Nuclear Power. (2014). *BWR - Boiling Water Reactor*. Retrieved from <https://www.nuclear-power.net/bwr-boiling-water-reactor/>
- Nuclear Power. (2014). *Nuclear Power Plant*. Retrieved from <https://www.nuclear-power.net/nuclear-power-plant/>
- ODS, O. D. (febrero 2022). *Plan Indicativo de Expansión de la Generación del Sistema Interconectado Nacional 2022-2031*. Honduras.
- Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. (2013, Agosto). *Linear Concentrator System Basics for Concentrating Solar Power*. Retrieved from <https://www.energy.gov/eere/solar/articles/linear-concentrator-system-basics-concentrating-solar-power>
- Paludea, Central Hidroeléctrica. (2015, Enero 29). *Zeco*. Retrieved from <https://www.zeco.it/zeco-turbinas/tornillo-de-archimedes?lang=es>
- Plataforma Solar de Almería. (2014, Marzo 7). Retrieved from <https://novapolis.es/la-psa-coordina-la-implantacion-de-la-energia-solar-de-concentracion-en-europa/>
- Powerthru. (2016). *Carbon Fiber Flywheel Technology for Government Applications*. Retrieved from http://www.powerthru.com/carbon_fiber_flywheel_technology.html
- Reactor Heavy Water. (2016). Retrieved from <https://askeyphysics.org/2016/05/14/516-520-wkepowertorque/candu-reactor-schematic/>
- Saur Energy. (2019, Febrero 6). Retrieved from <https://www.saurenergy.com/solar-energy-news/abu-dhabi-commissions-worlds-largest-storage-battery>
- Sistemas de Almacenamiento de Energía. (2016, Julio). *uvadoc*. Retrieved from <https://uvadoc.uva.es/bitstream/10324/18325/1/TFG-P-432.pdf>
- Storage Battery Solutions, LLC. (2018). *Stationary / Standby Power*. Retrieved from <http://www.sbsbattery.com/products-services/by-application/stationary-standby-power.html>
- The Agency for Science, Technology and Research. (2017, Enero 14). *A breath of fresh air: Improving zinc-air batteries*. Retrieved from <https://www.sciencedaily.com/releases/2017/01/170114191153.htm>
- U.S. Department of Energy - Energy Information Administration. (n.d.). Annual Energy Outlook 2023 / Annual Energy Outlook 2023.
- U.S. Department of Energy - U.S. Energy Information Administration. (n.d.).

- Universidad de Valladolid. (2016). *Sistemas de Almacenamiento de Energía*. Retrieved from <https://uvadoc.uva.es/bitstream/10324/18325/1/TFG-P-432.pdf>
- Universidad Distrital Francisco José de Caldas. (2015). *ANÁLISIS TÉCNICO DE LOS DIFERENTES TIPOS DE BATERÍAS*. Retrieved from <http://repository.udistrital.edu.co/bitstream/11349/3663/1/ANA%CC%81LISIS%20TE%CC%81CNICO%20DE%20LOS%20DIFERENTES%20TIPOS%20DE%20BATERI%CC%81AS%20COMERCIALMENTE%20DISPONIBLES%20PARA%20SU%20INTEGRACIO%CC%81N%20EN%20EL%20PROYECTO%20DE%20UNA%20MICRORRED%20AI>
- University of Southern California. (2010, Noviembre 10). *Get That "Just Right" Feel: Incorporating Phase Change Materials Into Textiles*. Retrieved from <http://illuminate.usc.edu/2/get-that-34just-right34-feel-incorporating-phase-change-materials-into-textiles/>
- UPEM, U. d. (2022). *PLAN DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACION 2022-2052*. Guatemala.
- UTNBA. (n.d.). *Aprovechamiento de la Energía Undimotriz*. Retrieved from <https://docplayer.es/9771882-Aprovechamiento-de-la-energia-undimotriz.html>