



GOBIERNO *de*
GUATEMALA

MINISTERIO
DE ENERGÍA
Y MINAS

PLAN DE EXPANSIÓN INDICATIVO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN 2024 - 2054



**PLAN DE EXPANSIÓN
INDICATIVO
DEL SISTEMA DE GENERACIÓN
2024 - 2054**

PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
Alejandro Eduardo Giammattei Falla

VICEPRESIDENTE DE LA REPÚBLICA
Cesar Guillermo Castillo Reyes

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
MINISTRO
Manuel Eduardo Arita Sagastume

VICEMINISTRO DEL ÁREA ENERGÉTICA
Edward Enrique Fuentes López

**UNIDAD DE PLANEACIÓN ENERGÉTICO
MINERO**

Jefe Unidad de Planeación Energético Minero
Gabriel Armando Velásquez Velásquez

Equipo técnico
Victoria Alejandra Chinchilla Reyes
María del Rosario Gomez

A menos que se indique lo contrario, el material que contiene esta publicación puede ser utilizado, compartido, copiado, reproducido, impreso o almacenado libremente, siempre que se reconozca debidamente al MEM como fuente y titular de los derechos de autor. El material de la presente publicación que se atribuye a terceros puede estar sujeto a otras condiciones de uso y limitaciones, y es posible que sea necesario obtener la correspondiente autorización de dichos terceros antes de hacer cualquier uso de ese material.

CITA

MEM (2024), Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2024 - 2054, Ministerio de Energía y Minas, Guatemala.



CONTENIDO

PRESENTACIÓN.....	13
RESUMEN EJECUTIVO	14
1.INDICADORES ECONÓMICOS Y SOCIALES	15
1.1.CONTEXTO MACROECONOMICO	15
1.1.1.PRODUCTO INTERNO BRUTO -PIB-	16
1.1.2.ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR -IPC-.....	20
1.1.3.TIPO DE CAMBIO	25
1.1.4.INFLACIÓN	26
1.2.CONTEXTO SOCIOECONÓMICO	27
1.2.1.CARACTERÍSTICAS DE LA VIVIENDA Y EL HOGAR.....	27
1.2.2.ÍNDICE DE DESARROLLO HUMANO -IDH-.....	29
1.2.3.ÍNDICE DE POBREZA MULTIDIMENSIONAL -IPM-	31
1.2.4.ACCESO A ELECTRICIDAD	32
1.2.5.CRECIMIENTO POBLACIONAL	35
2.MARCO INSTITUCIONAL Y LEGAL EN GUATEMALA.....	37
2.1.MARCO INSTITUCIONAL DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO	38
2.1.1.MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS -MEM-	39
2.1.2.COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA -CNEE-.....	39
2.1.3.ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA -AMM-	40
2.2. FUNDAMENTO LEGAL	40
2.3.MARCO LEGAL.....	41
2.3.1.LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD Y SUS REGLAMENTOS	43
2.3.2.LEY DE INCENTIVOS PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE Y SU REGLAMENTO.....	43
2.4.MARCO ESTRATÉGICO PARA LA FORMULACIÓN DE LOS LINEAMIENTOS GENERALES.....	44
2.4.1.POLÍTICAS DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO.....	44
2.4.2.PLANES DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO	46
2.5.COLECCIÓN DE DOCUMENTACIÓN DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO.....	48
2.6.METAS DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO.....	49
3. PANORAMA DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL.....	51
3.1.CAPACIDAD EFECTIVA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO	52
3.1.1.EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD EFECTIVA.....	53



3.2.MATRIZ DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	55
3.2.1.COMPOSICIÓN MATRIZ DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	56
3.2.2.COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE PLANTAS.....	59
3.3.DEMANDA HISTÓRICA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	61
3.3.1.COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA.....	61
3.3.2.HISTÓRICO DE PROYECCIONES DE LA DEMANDA.....	64
3.4.EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO.....	66
3.5.POTENCIAL ENERGÉTICO.....	68
3.5.1.POTENCIAL HÍDRICO.....	68
3.5.2.POTENCIAL SOLAR.....	70
3.5.3.POTENCIAL EÓLICA.....	72
3.5.4.POTENCIAL GEOTÉRMICA.....	74
4. PREMISAS DE PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN.....	76
4.1.OBJETIVOS.....	77
4.2.METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN.....	77
4.3.PREMISAS DEL PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN.....	79
4.3.1.PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA ELÉCTRICA.....	79
4.3.2.CONSIDERACIONES DE COMBUSTIBLES.....	84
4.3.3.ASPECTOS HIDROLÓGICOS Y CLIMÁTICOS.....	87
4.3.4.COSTO DEL DÉFICIT.....	87
4.3.5.PLANTAS CANDIDATAS.....	88
4.4.ESCENARIOS DE EXPANSIÓN.....	90
4.4.1.GRUPOS DE ANÁLISIS.....	91
5.RESULTADOS DEL PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN.....	96
5.1.RESULTADOS POR GRUPOS.....	98
5.1.1.GRUPO 1 - ESCENARIO ENERGÉTICO BASE -EEB-.....	98
5.1.2.GRUPO 2 - ESCENARIO ENERGÉTICO PLANIFICADO -EEP-.....	103
5.1.3.GRUPO 3 - ESCENARIO DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA -ETE-.....	108
5.1.4.GRUPO 4 -ESCENARIOS DE DESCARBONIZACIÓN Y CONTINGENCIA -EDC-.....	113
5.2.RESULTADOS POR ESCENARIOS.....	121
5.2.1.GRUPO 1 - ESCENARIO ENERGÉTICO BASE -EEB-.....	122
5.2.2.GRUPO 2 - ESCENARIO ENERGÉTICO PLANIFICADO -EEP-.....	128
5.2.3.GRUPO 3 - ESCENARIO DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA -ETE-.....	134
6.CONCLUSIONES.....	140
7.RECOMENDACIONES.....	144
8.FUENTES DE INFORMACIÓN.....	146



ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1. PIB a precios de cada año con proyecciones.....	17
Gráfica 2. PIB con año de referencia 2013 con proyecciones.....	17
Gráfica 3. PIB a precios de cada año, del sector de suministro de electricidad y agua.....	18
Gráfica 4. PIB a precios de 2013, del sector de suministro de electricidad y agua.....	19
Gráfica 5. Productividad por generación de energía eléctrica.....	19
Gráfica 6. IPC por gasto básico 2021-2023*.....	24
Gráfica 7. Tipo de Cambio del Quetzal ante el dólar 2015-2022.....	25
Gráfica 8. Inflación interanual 2015 - 2022.....	26
Gráfica 9. Proporción de la población que vive con acceso a servicios básicos.....	28
Gráfica 10. Porcentaje nacional de servicios básicos según su acceso.....	28
Gráfica 11. IDH de Guatemala 2015 - 2019.....	29
Gráfica 12. IDH departamental en Guatemala.....	30
Gráfica 13. Índice de Pobreza Multidimensional -IPM-Gt- nacional y regiones.....	31
Gráfica 14. Tasas de privación censuradas por indicador del IPM-Gt.....	31
Gráfica 15. Índice de cobertura eléctrica departamental 2022.....	33
Gráfica 16. Hogares sin cobertura eléctrica vs índice de cobertura eléctrica.....	33
Gráfica 17. Crecimiento histórico de la población guatemalteca.....	35
Gráfica 18. Registro y proyección de la población total.....	36
Gráfica 19. Histórico del consumo de energía eléctrica por persona.....	36
Gráfica 20. Cantidad de plantas instaladas según tipo de recurso 2023*.....	53
Gráfica 21. Evolución de la capacidad efectiva vs la demanda.....	54
Gráfica 22. Evolución de la capacidad efectiva respecto a los años operando.....	55
Gráfica 23. Participación histórica de recursos renovables vs no renovables.....	56
Gráfica 24. Histórico de la generación por tipo de recurso renovable.....	57
Gráfica 25. Histórico de la generación por tipo de recurso no renovable.....	58
Gráfica 26. Factores de producción histórica para hidroeléctricas.....	59
Gráfica 27. Perfil histórico de la generación solar horaria.....	60
Gráfica 28. Perfil histórico de la generación eólica horaria.....	60
Gráfica 29. Demanda de energía anual histórica.....	62
Gráfica 30. Variación de la tasa de crecimiento de la energía consumida anualmente.....	62
Gráfica 31. Demanda de potencia eléctrica histórica comparada con la proyección de demanda de los planes anteriores.....	64
Gráfica 32. Histórico de potencia máxima demandada al mes.....	65
Gráfica 33. Histórico anual de emisiones de GEI por tipo de combustible.....	66
Gráfica 34. Composición de emisiones de GEI en 2022.....	67



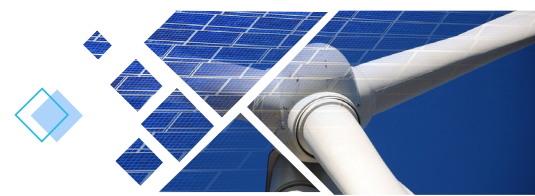
Gráfica 35. Demanda de energía eléctrica histórica comparada con proyecciones de demanda de planes anteriores con escenario bajo.....	80
Gráfica 36. Demanda de energía eléctrica histórica comparada con proyecciones de demanda de planes anteriores con escenario medio.....	81
Gráfica 37. Demanda de energía eléctrica histórica comparada con proyecciones de demanda de planes anteriores con escenario alto.....	82
Gráfica 38. Demanda de potencia eléctrica histórica comparada con las proyecciones.....	83
Gráfica 39. Demanda de energía eléctrica histórica comparada con las proyecciones.....	83
Gráfica 40. Proyección de los precios de Carbón Térmico para generación eléctrica.....	85
Gráfica 41. Proyección de los precios de Diesel para generación eléctrica a valores nominales.	85
Gráfica 42. Proyección de los precios de Búnker para generación eléctrica a valores nominales..	86
Gráfica 43. Proyección de los precios de Gas Natural para generación eléctrica.....	86
Gráfica 44. Potencial modelado de plantas candidatas según recurso	89
Gráfica 45. Potencia de plantas candidatas para escenarios más probables.....	90
Gráfica 46. Matrices de generación energética EEB.....	99
Gráfica 47. Precio promedio spot EEB.....	100
Gráfica 48. Participación de energía renovable y meta al 2027 EEB.....	100
Gráfica 49. Emisiones de GEI acumuladas y proyección 2050 EEB	101
Gráfica 50. Evolución de la diversificación de la matriz eléctrica EEB6*	102
Gráfica 51. Matrices de generación energética EEP	104
Gráfica 52. Precio promedio spot EEP.....	105
Gráfica 53. Participación de energía renovable y meta al 2027 EEP	105
Gráfica 54. Emisiones de GEI acumuladas y proyección 2050 EEP	106
Gráfica 55. Evolución de la diversificación de la matriz eléctrica EEP6*	107
Gráfica 56. Matrices de generación energética ETE.....	109
Gráfica 57. Precio promedio spot ETE	110
Gráfica 58. Participación de energía renovable y meta al 2027 ETE.....	110
Gráfica 59. Emisiones de GEI acumuladas y proyección 2050 ETE.....	111
Gráfica 60. Evolución de la diversificación de la matriz eléctrica ETE6*	112
Gráfica 61. Matrices de generación energética EDC 11	114
Gráfica 62. Matrices de generación energética EDC 12.....	114
Gráfica 63. Matrices de generación energética EDC 23.....	115
Gráfica 64. Matrices de generación energética EDC 24.....	115
Gráfica 65. Déficit de energía eléctrica subgrupo EDC.....	116
Gráfica 66. Matrices de generación energética EDC 35.....	118
Gráfica 67. Matrices de generación energética EDC 36.....	118
Gráfica 68. Matrices de generación energética EDC 47.....	119
Gráfica 69. Matrices de generación energética EDC 48.....	119
Gráfica 70. Déficit de energía eléctrica subgrupo EDC.....	120



Gráfica 71. Despacho de Energía del escenario EEB1	122
Gráfica 72. Despacho de Energía del escenario EEB2.....	123
Gráfica 73. Despacho de Energía del escenario EEB3.....	124
Gráfica 74. Despacho de Energía del escenario EEB4.....	125
Gráfica 75. Despacho de Energía del escenario EEB5.....	126
Gráfica 76. Despacho de Energía del escenario EEB6.....	127
Gráfica 77. Despacho de Energía del escenario EEP1	128
Gráfica 78. Despacho de Energía del escenario EEP2	129
Gráfica 79. Despacho de Energía del escenario EEP3	130
Gráfica 80. Despacho de Energía del escenario EEP4.....	131
Gráfica 81. Despacho de Energía del escenario EEP5.....	132
Gráfica 82. Despacho de Energía del escenario EEP6.....	133
Gráfica 83. Despacho de Energía del escenario ETE1.....	134
Gráfica 84. Despacho de Energía del escenario ETE2.....	135
Gráfica 85. Despacho de Energía del escenario ETE3.....	136
Gráfica 86. Despacho de Energía del escenario ETE4.....	137
Gráfica 87. Despacho de Energía del escenario ETE5.....	138
Gráfica 88. Despacho de Energía del escenario ETE6.....	139

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Agentes participantes en el subsector eléctrico.....	38
Ilustración 2. Marco legal y estructural del Subsector Eléctrico.....	42
Ilustración 3. Políticas vigentes del Subsector Eléctrico.....	45
Ilustración 4. Planes y agendas relacionadas al Subsector Eléctrico.....	47
Ilustración 5. Resumen de Características por grupo	94



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Variación interanual del IPC por división de gasto entre 2022 al 2023*	25
Tabla 2. Variaciones interanuales del IPC desagregado por región entre 2022 al 2023*	26
Tabla 3. Metas del subsector eléctrico vigentes de los planes y políticas	52
Tabla 4. Capacidad Efectiva registrada en 2023*	55
Tabla 5. Desglosado de emisiones de GEI en 2022	70
Tabla 6. Porcentaje de crecimiento de demanda	85
Tabla 7. Escalones de Reducción de Demanda	91
Tabla 8. Resumen de escenarios	98
Tabla 9. Probabilidad de ocurrencia de cada variable	99
Tabla 10. Probabilidad de ocurrencia por escenario	100
Tabla 11. Cronograma Ingresos EEB	101
Tabla 12. Cronograma Ingresos EEP	106
Tabla 13. Cronograma Ingresos ETE	111
Tabla 14. Cronograma Ingresos EEB1	125
Tabla 15. Cronograma Ingresos EEB2	126
Tabla 16. Cronograma Ingresos EEB3	127
Tabla 17. Cronograma Ingresos EEB4	128
Tabla 18. Cronograma Ingresos EEB5	129
Tabla 19. Cronograma Ingresos EEB6	130
Tabla 20. Cronograma Ingresos EEP1	131
Tabla 21. Cronograma Ingresos EEP2	132
Tabla 22. Cronograma Ingresos EEP3	133
Tabla 23. Cronograma Ingresos EEP4	134
Tabla 24. Cronograma Ingresos EEP5	135
Tabla 25. Cronograma Ingresos EEP6	136
Tabla 26. Cronograma Ingresos ETE1	137
Tabla 27. Cronograma Ingresos ETE2	138
Tabla 28. Cronograma Ingresos ETE3	139
Tabla 29. Cronograma Ingresos ETE4	140
Tabla 30. Cronograma Ingresos ETE5	141
Tabla 31. Cronograma Ingresos ETE6	142



ÍNDICE DE MAPAS

Mapa 1. Distribución de las Regiones de Guatemala	21
Mapa 2. Índice de cobertura eléctrica de Guatemala 2022.....	34
Mapa 3. Zonas de autorización para distribución eléctrica.....	63
Mapa 4. Mapa de cuencas hidrográficas en Guatemala	69
Mapa 5. Mapa de potencial fotovoltaico en Guatemala.	71
Mapa 6. Mapa de potencial eólico en Guatemala	73
Mapa 7. Mapa de favorabilidad geotérmica en Guatemala.....	75



LISTA DE SÍMBOLOS

UNIDADES DE MEDIDA		MAGNITUD
BTU	British Thermal Unit	Energía
CO2	Dióxido de Carbono	Masa
GWh	Gigavatio hora	Energía
MW	Megavatio	Potencia Eléctrica
TJ	Terajoule	Energía
Q	Quetzales	Moneda

GLOSARIO

ACRÓNIMOS	DETALLE
MEM	Ministerio de Energía y Minas
UPEM	Unidad de Planeación Energético Minero
CNEE	Comisión Nacional de Energía Eléctrica
AMM	Administrador del Mercado Mayorista
INDE	Instituto Nacional de Electrificación
INE	Instituto Nacional de Estadística
BANGUAT	Banco de Guatemala



PRESENTACIÓN

El Ministerio de Energía y Minas de Guatemala, con la finalidad de dar cumplimiento a los objetivos y metas de desarrollo previstas en la Política Energética vigente y en cumplimiento de la Ley General de Electricidad y los Objetivos de Desarrollo Sostenible 7, se desarrolla el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2024-2054, por medio del órgano técnico especializado del Ministerio.

Con los objetivos de dar seguridad al abastecimiento de electricidad a precios competitivos con una matriz de generación eléctrica diversificada priorizando las energías renovables y limpias, reduciendo los gases de efecto invernadero; se evalúa un horizonte de 30 años por medio de escenarios de despacho hidrotérmico eficiente bajo las condiciones futuras inciertas debido al cambio climático, el cumplimiento de políticas nacionales y acuerdos internacionales.

En esta edición del plan se analizaron dieciocho escenarios con las premisas del crecimiento de la demanda, precios de combustibles e hidrología, así mismo se analizaron ocho escenarios de contingencia, los cuales buscaron el abastecimiento de la demanda de manera óptima ante situaciones de contingencias climáticas y/o efectos del cambio climático. Para los diversos grupos se realiza un análisis comparativo de capacidad instalada, costos de inversión, costos marginales, participación de energía renovable, emisiones de gases de efecto invernadero para veintiséis escenarios en total.

Siendo el subsector eléctrico estratégico para la productividad y desarrollo del país, el Ministerio presenta este Plan como una herramienta para análisis de mercado de inversionistas en centrales de generación, tanto del sector privado como público; como una ruta de las estrategias necesarias en el subsector eléctrico; y para el desarrollo de alianzas estratégicas ante la transición energética, logrando así un desarrollo integral de Guatemala.

Ing. Manuel Eduardo Arita Sagastume

Ministro de Energía y Minas



RESUMEN EJECUTIVO

El presente Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación tiene su fundamento en el artículo 15 BIS del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista su elaboración tiene el objetivo principal de garantizar la seguridad energética nacional del subsector eléctrico.

El Ministerio de Energía y Minas realiza el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación con un horizonte de estudio entre 2024 al 2054 el cual se analizan veintiséis escenarios que toman en cuenta diversas premisas, entre ellas la Política Energética 2013-2027 y Política Energética 2019-2050, la cual busca dar cumplimiento al 80% de generación renovable para el 2027.

Este documento consta de cinco capítulos elaborada con base a información proporcionada por los distintos agentes y participantes del subsector eléctrico, así como entes gubernamentales y privados.

Los primeros dos capítulos contienen el contexto socioeconómico del país y legal del subsector eléctrico como un referente de la dinámica del mercado económico, tendencias sociales y el marco legal constituido para el desarrollo de competencias del subsector.

El tercer y cuarto capítulo contienen el contexto técnico mostrando el panorama del Sistema Nacional Interconectado, el potencial energético nacional, y las premisas utilizadas en el diseño, análisis y evaluación de los escenarios.



1. INDICADORES ECONÓMICOS Y SOCIALES



La República de Guatemala, ubicada en el extremo noroccidental de América Central, es un país soberano con una población de 17 millones representando una de las economías más grandes de Centroamérica con un alto PIB per-capital, con una deuda externa historia baja y estable. El desarrollo del Subsector Eléctrico en Guatemala tiene un impacto significativo en varios indicadores económicos y sociales clave. En primer lugar, el acceso a la electricidad se relaciona directamente con el crecimiento económico con una infraestructura eléctrica sólida, las empresas pueden operar de manera más eficiente, aumentar la producción y generar empleo, lo que impulsa la actividad económica y contribuye al desarrollo sostenible. La electricidad también es crucial en el ámbito de la educación, permitiendo el uso de tecnologías y recursos electrónicos en las escuelas, brindando oportunidades de aprendizaje más amplias para los estudiantes.

En términos de indicadores sociales, la electrificación contribuye a la reducción de la pobreza y la desigualdad al facilitar la creación de empleo y mejorar las condiciones de vida brindando a las comunidades la oportunidad de superar la pobreza y tener acceso a mejores oportunidades económicas. Es importante destacar que la electrificación también tiene un impacto ambiental positivo al proporcionar una fuente de energía más limpia, como la generada por fuentes renovables, se contribuye a la mitigación del cambio climático y la reducción de emisiones contaminantes, promoviendo la sostenibilidad ambiental.

1.1. CONTEXTO MACROECONOMICO

Guatemala cuenta con un marco económico dinámico y diversificado. El Producto Interno Bruto -PIB- es una medida clave que refleja el valor total de todos los bienes y servicios producidos en el país. A lo largo de los últimos años, Guatemala ha experimentado un crecimiento constante de su PIB, impulsado por sectores como la agricultura, la manufactura y los servicios.



El Índice de Precios al Consumidor -IPC- es otro indicador sobresaliente en el marco económico guatemalteco, ya que mide los cambios en los precios de los bienes y servicios en relación con un período base. El control de la inflación es un objetivo importante para el país, ya que un aumento sostenido de los precios puede impactar negativamente en el poder adquisitivo de la población.

El tipo de cambio entre el quetzal guatemalteco y el dólar estadounidense también es un factor significativo en la economía del país. Guatemala tiene una economía abierta y depende en gran medida del comercio exterior, lo que hace que el tipo de cambio sea un indicador importante para las transacciones comerciales y la estabilidad financiera.

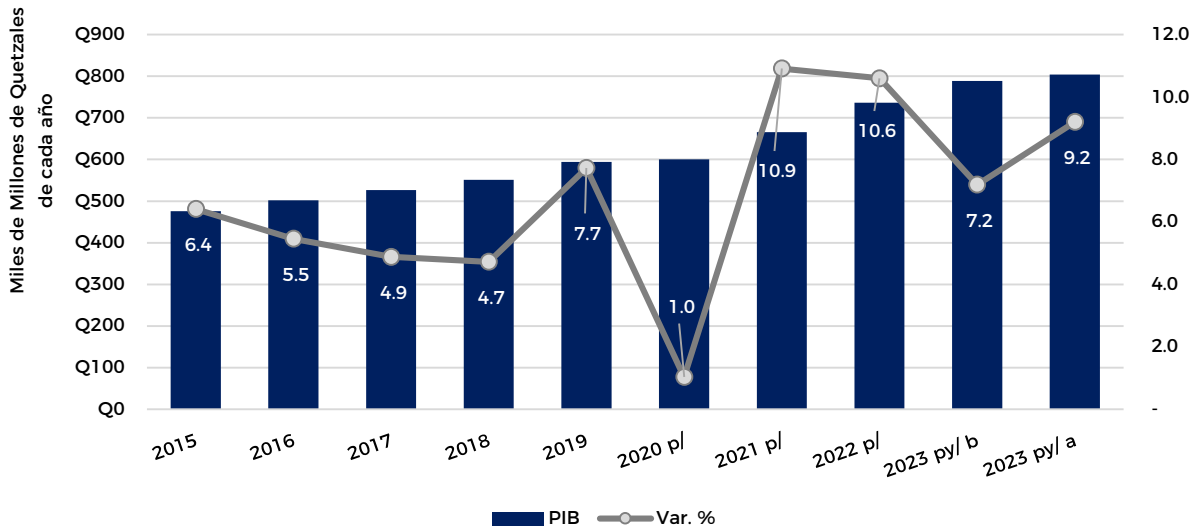
1.1.1. PRODUCTO INTERNO BRUTO -PIB-

El Banco de Guatemala -BANGUAT- reporta para el año 2022 un PIB preliminar de Q736,108.98 millones a precios de ese año, teniendo una variación del 10.6% comparado con 2021.

Se tuvo un PIB de Q 416,383.22 millones en 2013, siendo este el año de referencia para el crecimiento económico actual de Guatemala. La tendencia de crecimiento del PIB es indicativa de la evolución del país pese a las crisis económicas y salubres que se han presentado en el mundo en los últimos años. Tomando de referencia el precio del quetzal en 2013, se tuvo un PIB de Q 583.354.56 millones con una tasa de variación del 4.1% en 2022.



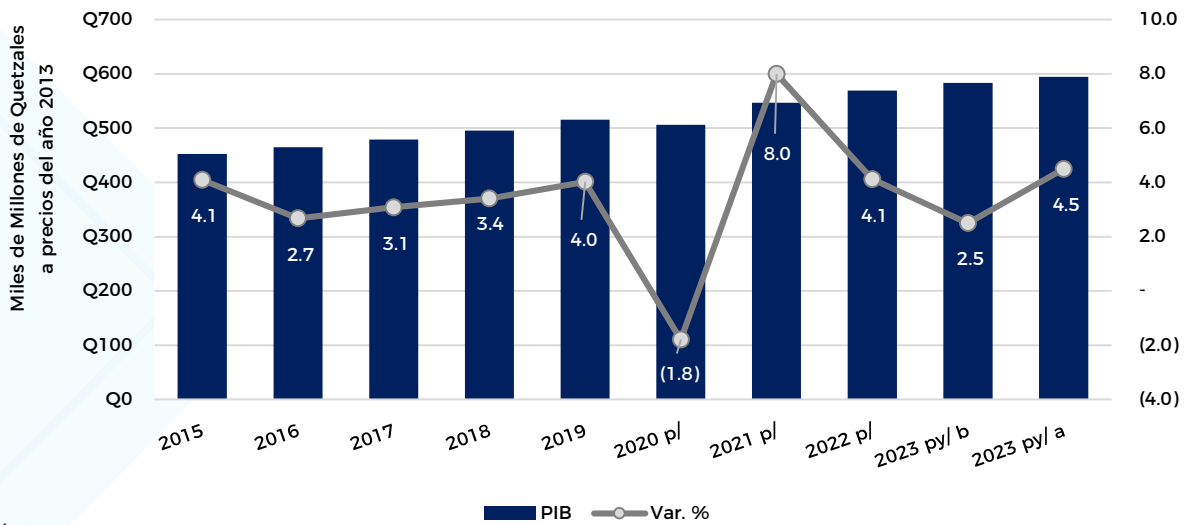
Gráfica 1. PIB a precios de cada año con proyecciones



p/ Cifras preliminares
 py/b Cifras proyectadas - bajo
 py/a Cifras proyectadas - alto

Fuente: Elaboración propia con información del BANGUAT

Gráfica 2. PIB con año de referencia 2013 con proyecciones



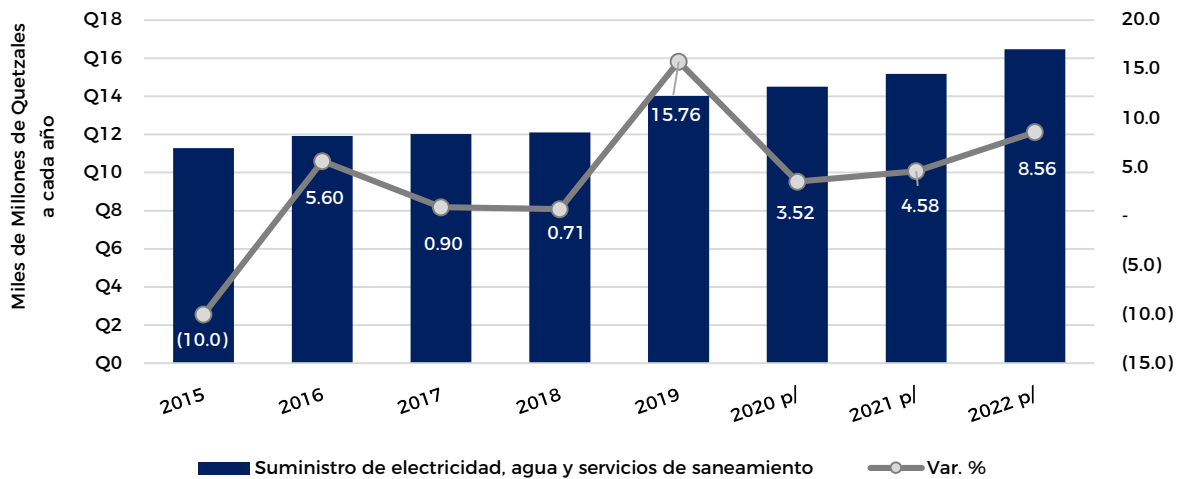
p/ Cifras preliminares
 py/b Cifras proyectadas - bajo
 py/a Cifras proyectadas - alto

Fuente: Elaboración propia con información del BANGUAT



Al analizar el PIB por actividad de producción, el crecimiento del sector de suministro de electricidad, agua y saneamiento, para el 2022 tuvo un valor preliminar de Q16,471.7 millones a precios de ese año, teniendo una tasa de variación del 8.56% en 2022.

Gráfica 3. PIB a precios de cada año, del sector de suministro de electricidad y agua



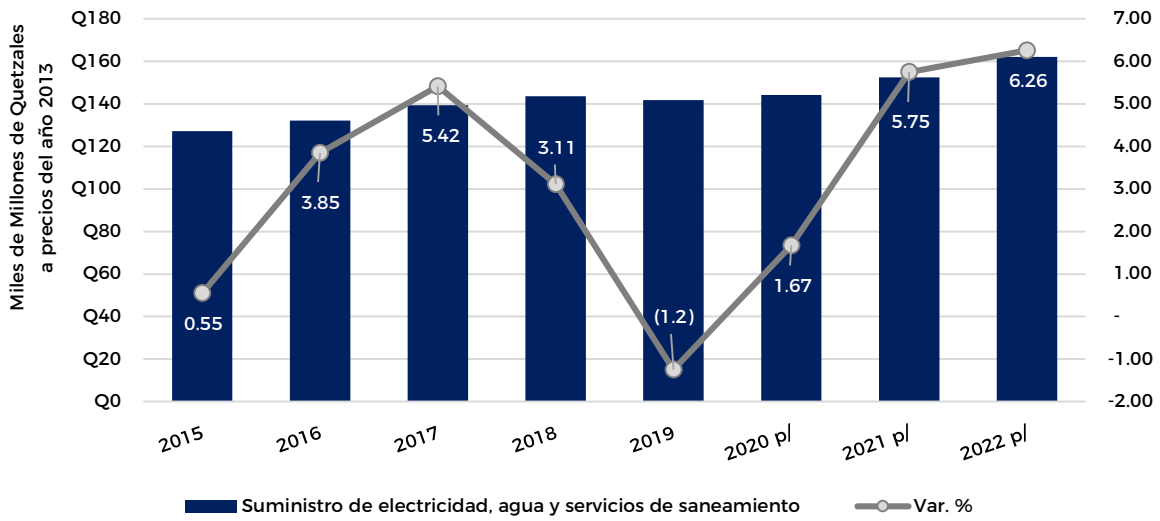
p/ Cifras preliminares

Fuente: Elaboración propia con información del BANGUAT

Tomando de referencia el precio del quetzal en 2013, se tuvo un PIB por actividad de producción, el crecimiento del sector de suministro de electricidad, agua y saneamiento de Q 16,208.53 millones, con una tasa de variación del 6.26% en 2022.

La productividad por generación eléctrica estima la participación en el PIB con moneda constante y cada kWh generado en el país, siendo para 2022 un estimado de Q 61.73 por kWh. El incremento del 7.13% con respecto al año 2021 indica un aumento significativo en el impacto económico (positivo) por cada kWh generado, demostrando que la producción de energía eléctrica ha tenido un mayor efecto beneficioso en la economía en comparación con el año anterior.

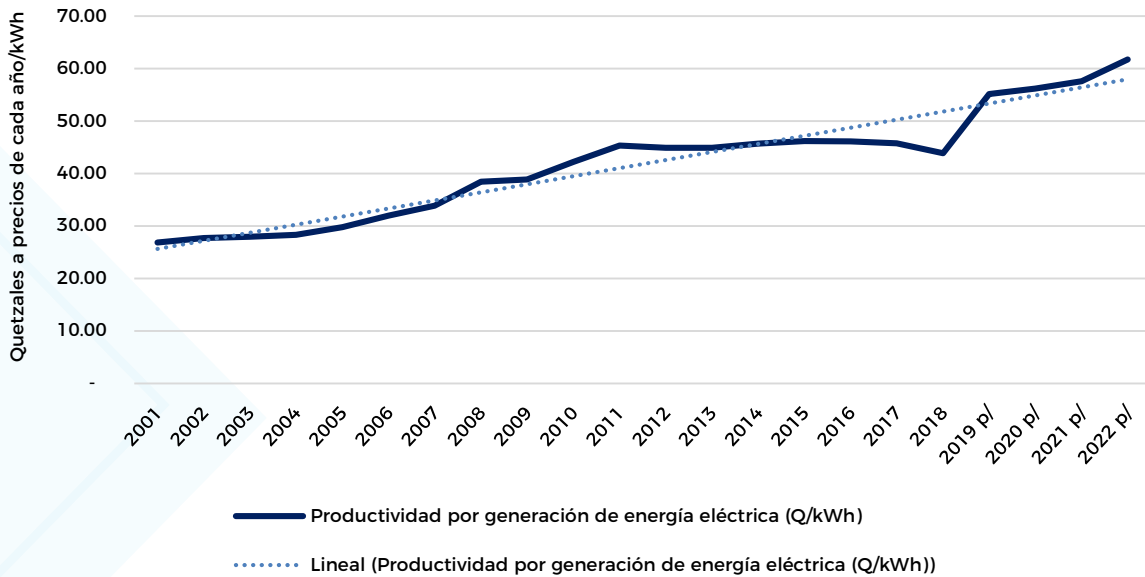
Gráfica 4. PIB a precios de 2013, del sector de suministro de electricidad y agua



p/ Cifras preliminares

Fuente: Elaboración propia con información del BANGUAT

Gráfica 5. Productividad por generación de energía eléctrica



p/ Cifras preliminares

Fuente: Elaboración propia con información del AMM y BANGUAT



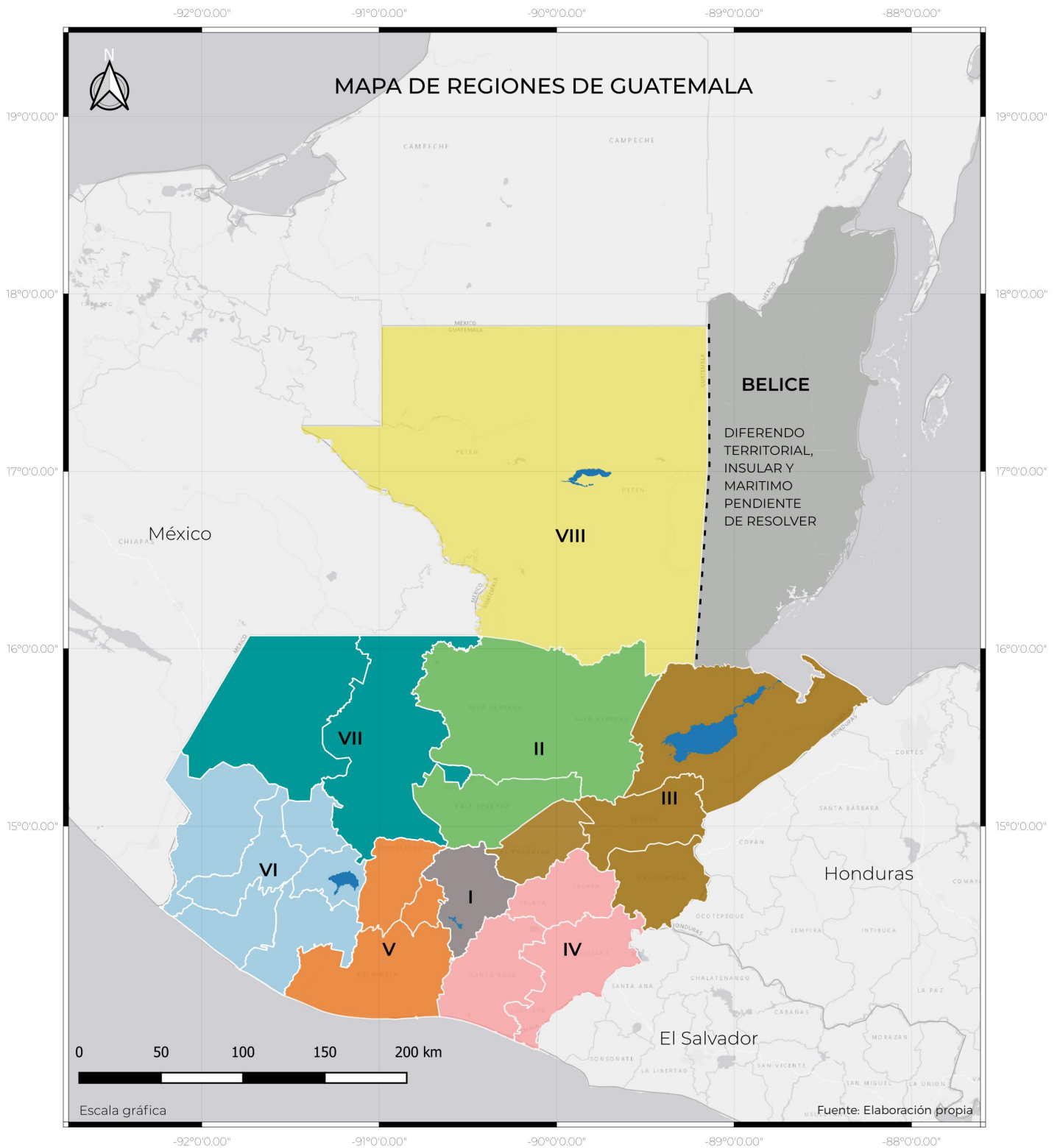
1.1.2. ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR -IPC-

El Índice de precios al consumidor -IPC- es un indicador que permite analizar las variaciones en los precios de un conjunto de bienes y servicios de una canasta representativa del consumo de los hogares de una determinada zona geográfica con un determinado periodo de tiempo. Un aspecto importante es la delimitación geográfica, actualmente Guatemala se divide en 8 regiones, como se puede observar en el siguiente mapa.

Este indicador contempla el análisis de aproximadamente 3,490 productos los cuales están clasificados en 12 grupos, esto son:

- » Alimentos y bebidas no alcohólicas.
- » Bebidas alcohólicas y tabaco.
- » Prendas de vestir y calzado.
- » Vivienda, agua, electricidad, gas y otros combustibles.
- » Muebles, artículos para el hogar y para la conservación del hogar.
- » Salud.
- » Transporte.
- » Comunicaciones.
- » Recreación y cultura.
- » Educación.
- » Restaurantes y hoteles.
- » Bienes y servicios diversos.





MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

SIMBOLOGÍA

- REGIÓN I/Metropolitana
- REGIÓN II/Norte
- REGIÓN III/Nororiental
- REGIÓN V/Central
- REGIÓN VI/Suroccidental
- REGIÓN VII/Noroccidental
- REGIÓN VIII/Petén
- REGIÓN IV/Suroccidental

Tabla 1. Variación interanual del IPC por división de gasto entre 2022 al 2023*

Actividad	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre
Alimentos y bebidas no alcohólicas	13.3	15.4	15.4	13.3	11.2	8.0	6.5	6.5	7.4	9.2	8.5
Bebidas alcohólicas y tabaco	7.7	7.9	7.9	6.9	6.1	5.3	4.7	4.1	3.6	3.3	2.4
Prendas de vestir y calzado	3.8	3.5	3.6	3.6	3.0	2.8	2.7	2.7	2.5	2.4	2.0
Vivienda, agua, electricidad, gas	4.9	5.1	2.7	3.2	2.0	2.7	3.4	2.3	1.8	3.1	3.0
Muebles, artículos para el hogar	8.6	7.8	6.8	5.8	5.3	4.6	4.0	3.3	2.6	2.0	1.5
Salud	3.5	3.6	3.5	3.7	3.5	3.3	3.2	3.2	3.3	2.8	2.7
Transporte	14.3	7.8	2.3	2.8	-2.6	-4.7	-2.2	-1.1	-1.8	-7.3	-11.3
Comunicaciones	-0.4	0.4	0.6	0.5	0.4	-0.4	-0.3	-0.4	-0.2	-0.2	-0.1
Recreación y cultura	6.4	4.6	3.9	6.0	3.2	3.9	4.2	2.4	2.3	2.5	4.5
Educación	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
Restaurantes y hoteles	10.5	10.6	9.9	10.1	9.2	8.3	7.7	8.5	8.3	8.2	8.7
Bienes y servicios diversos	5.8	5.9	5.5	5.4	5.5	5.2	5.2	5.0	4.8	4.3	4.1

*Datos hasta noviembre 2023. Fuente: Elaboración propia con información del INE

Durante el año 2022, Guatemala experimentó un notable incremento en el costo del combustible, esta alza generó desafíos adicionales para diversos sectores, incluyendo el transporte y la industria, aumentando los costos operativos y ejerciendo presión sobre la economía guatemalteca. Las empresas y el gobierno tuvieron que implementar medidas para mitigar el impacto de este aumento en el combustible y adaptarse a la nueva realidad energética. Este cambio justifica que la actividad que representa mayor incremento interanual sea la actividad económica Transporte. Estas variaciones se ven en la tabla anterior, como estos valores se fueron normalizando en 2023.

En términos generales también es importante analizar el comportamiento del IPC en las distintas regiones del país, en la siguiente tabla, podemos observar los cambios registrados entre enero a noviembre 2023.



Tabla 2. Variaciones interanuales del IPC desagregado por región entre 2022 al 2023*

Mes	Rep.	Reg. I	Reg. II	Reg. III	Reg. IV	Reg. V	Reg. VI	Reg. VII	Reg. VIII
Enero	9.7	8.5	12.2	9.9	10.2	9.4	10.0	10.5	9.0
Febrero	9.9	7.5	14.1	9.3	10.2	9.8	10.7	12.7	9.6
Marzo	8.7	5.9	13.9	7.7	9.5	8.1	9.6	11.8	8.7
Abril	8.3	5.9	12.4	7.3	9.0	7.8	9.0	11.7	7.5
Mayo	6.5	3.8	10.6	5.8	8.7	5.5	6.7	10.5	6.5
Junio	4.9	3.2	7.9	4.5	5.8	4.3	5.2	7.0	5.5
Julio	4.5	3.2	7.7	4.3	6.4	3.4	4.4	5.6	4.6
Agosto	4.5	2.9	6.9	4.3	6.6	3.6	4.3	6.2	4.3
Septiembre	4.7	2.4	6.4	4.4	6.1	4.1	6.0	6.9	5.2
Octubre	5.0	1.9	5.9	4.4	5.5	4.4	7.1	9.1	6.3
Noviembre	4.3	1.6	6.3	3.0	5.1	3.6	5.6	8.2	5.1
Promedio	6.5	4.2	9.5	5.9	7.6	5.8	7.1	9.1	6.6
Máximo	9.9	8.5	14.1	9.9	10.2	9.8	10.7	12.7	9.6
Mínimo	4.3	1.6	5.9	3.0	5.1	3.4	4.3	5.6	4.3

*Datos hasta noviembre 2023. Fuente: Elaboración propia con información del INE

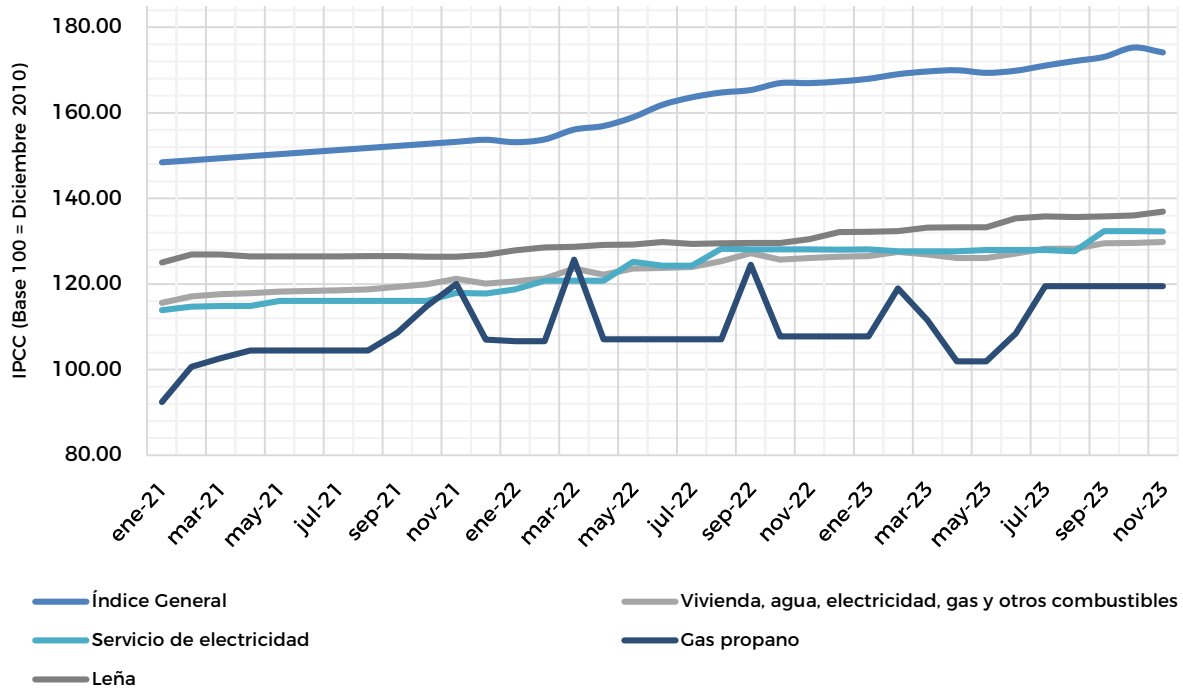
La región II conformada por Alta Verapaz y Baja Verapaz, en promedio alcanzo el 9.5% de variación interanual por región del IPC, siendo la región más afectada. Con un IPC promedio anual de 4.2% la región I es la menos afectada, conformada únicamente por el departamento de Guatemala. Estas variaciones tienen implicaciones importantes para la economía y los consumidores. Cabe resaltar que uno de los departamentos con menor índice de cobertura eléctrica pertenece a la región II, más adelante se abordará este tema.

En Guatemala, el IPC desglosado por gasto básico permite evidenciar la relación entre la electricidad, el gas propano y la leña, tres elementos fundamentales para la vida cotidiana de la población. La variación en los precios de la energía eléctrica puede tener un impacto significativo en los hogares guatemaltecos, afectando directamente su calidad de vida y sus gastos mensuales. Por otro lado, los cambios en el precio del gas propano pueden afectar el costo de la cocción de alimentos y la calefacción de los hogares, lo que impacta directamente en la economía doméstica. Además, la leña sigue siendo una opción importante para muchas familias, especialmente en áreas



rurales donde el acceso a otras fuentes de energía es limitado. Los cambios en el costo de la leña también pueden afectar a aquellos que dependen de esta fuente de calor y energía para sus necesidades diarias. En la siguiente grafica muestra estabilidad en los precios entre enero 2021 a noviembre 2023.

Gráfica 6. IPC por gasto básico 2021-2023*



*Datos hasta noviembre 2023. Fuente: Elaboración propia con información del INE

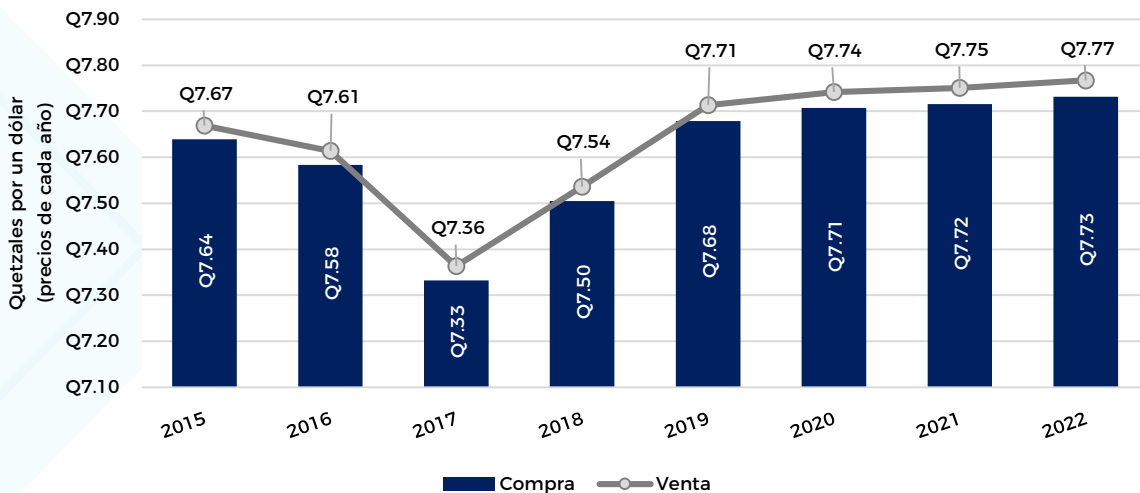


1.1.3. TIPO DE CAMBIO

El comportamiento que ha tenido el tipo de cambio del quetzal ante el dólar se ha mantenido estable, a excepción del período 2016 al 2018. La devaluación del dólar del año 2017 involucró la política monetaria y fiscal adoptada por los Estados Unidos; sin embargo, al considerar los intereses del sector exportador guatemalteco, el Banco de Guatemala adoptó políticas monetarias y cambiarias que permitieron estabilizar el tipo de cambio alrededor de 7.5 a 8 quetzales por cada dólar comprado en 2018 (cambiario en moneda corriente), para el año 2022 el precio de venta del dólar fue en promedio de Q 7.77 y el precio de compra promedio fue de Q 7.73.

La consistencia en el tipo de cambio ha brindado certidumbre y confianza tanto a los inversionistas locales como a los extranjeros que operan en el país. Esta estabilidad ha generado un ambiente propicio para la inversión y el crecimiento económico, impulsando el desarrollo de diversos sectores productivos. Asimismo, la estabilidad del tipo de cambio es un factor clave para mantener la inflación bajo control. Un tipo de cambio volátil puede generar presiones inflacionarias al afectar los precios de bienes importados y, por lo tanto, el costo de vida de los ciudadanos. Al mantener una tasa de cambio estable, el BANGUAT y las autoridades económicas pueden implementar políticas monetarias y fiscales más efectivas para controlar la inflación y mantener la estabilidad macroeconómica.

Gráfica 7. Tipo de Cambio del Quetzal ante el dólar 2015-2022



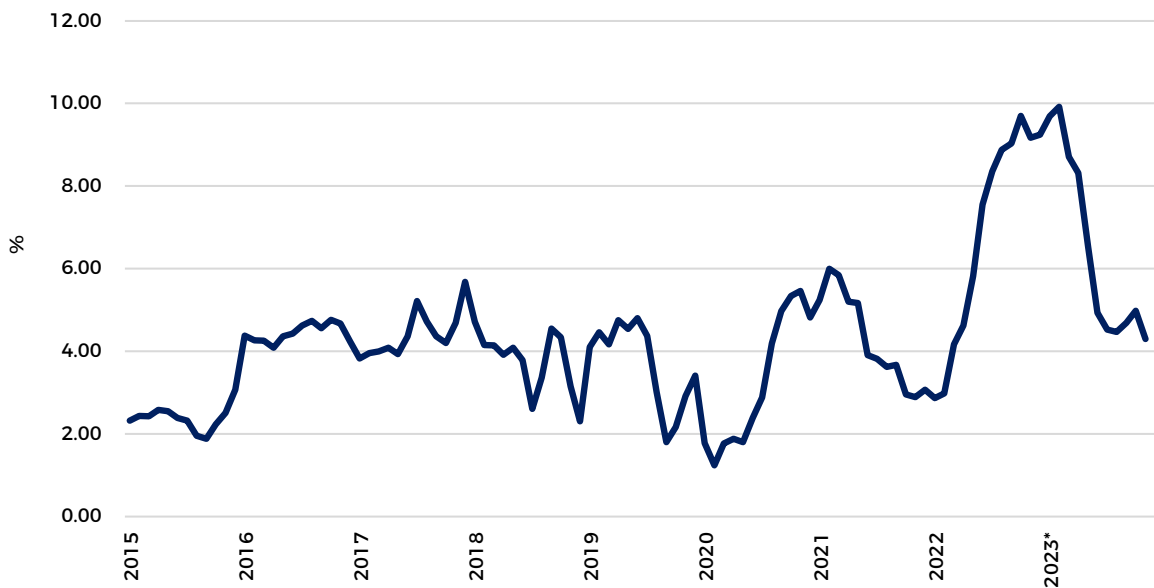
Fuente: Elaboración propia con información del BANGUAT



1.1.4. INFLACIÓN

El BANGUAT publica la variación interanual del IPC en base a los datos del INE, tomando como base diciembre del año 2010=100. Esto indica un nivel de inflación que puede deberse a diversos factores, como el aumento de la demanda, costos de producción altos, presiones inflacionarias externas, entre otros. El análisis de la variación interanual del IPC proporciona una valiosa perspectiva sobre las condiciones económicas, permitiendo tomar decisiones informadas para mantener la estabilidad y el crecimiento sostenible ante inversiones nacionales.

Gráfica 8. Inflación interanual 2015 - 2022



*Datos hasta noviembre 2023. Fuente: Elaboración propia con información del BANGUAT e INE.



1.2. CONTEXTO SOCIOECONÓMICO

El marco socioeconómico de Guatemala abarca una serie de indicadores clave que brindan una visión integral del desarrollo del país. El Índice de Desarrollo Humano -IDH- es uno de ellos, ya que mide el progreso en áreas como la educación, la salud y el nivel de vida de la población. Guatemala ha experimentado avances significativos en su IDH en los últimos años, reflejando mejoras en el acceso a servicios básicos y oportunidades para su población.

Otro indicador importante es el Índice de Pobreza Multidimensional -IPM-, que va más allá de medir la pobreza únicamente en términos de ingresos considerando dimensiones como la educación, la salud, la vivienda y el acceso a servicios básicos. Aunque Guatemala ha logrado reducir los niveles de pobreza en los últimos años, el IPM revela la persistencia de la pobreza en múltiples dimensiones y la necesidad de continuar implementando políticas y programas enfocados en su erradicación.

En cuanto al acceso a la electricidad, en los últimos años Guatemala ha realizado avances significativos a sabiendas que es fundamental para el desarrollo socioeconómico, ya que brinda oportunidades para el crecimiento económico, el acceso a servicios básicos y la mejora de la calidad de vida de las comunidades. El crecimiento poblacional también es un factor relevante en el marco socioeconómico de Guatemala, lo que implica desafíos y oportunidades en términos de planificación urbana, provisión de servicios básicos, empleo y desarrollo económico. Gestionar adecuadamente este crecimiento es fundamental para garantizar un desarrollo sostenible y equitativo.

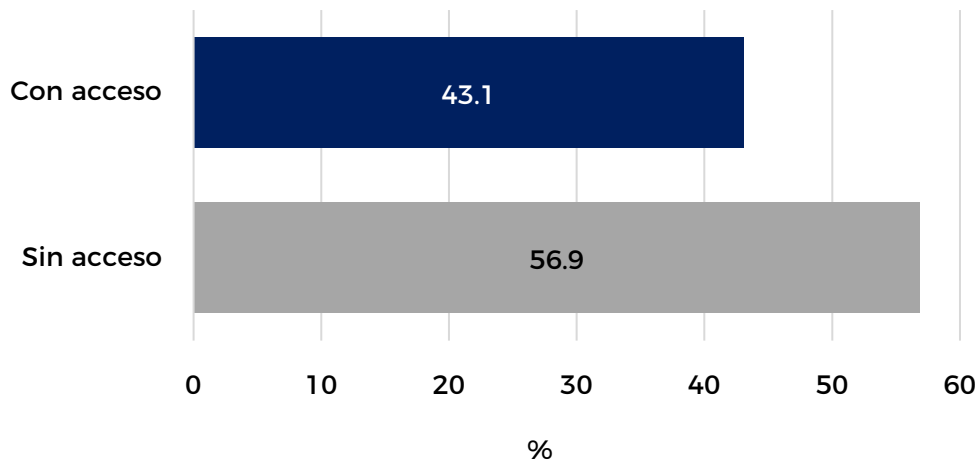
1.2.1. CARACTERÍSTICAS DE LA VIVIENDA Y EL HOGAR

El Instituto Nacional de Estadística -INE- con el contexto de los Objetivos de Desarrollo Sostenible -ODS-, la meta 1.4 se centra en la equidad y bienestar social, proponiendo la garantía de acceso universal a servicios básicos para todas las personas. Se presentarán los datos obtenidos en la Encuesta Nacional de Empleo e Ingresos -ENEI-2022, explorando el acceso a servicios esenciales. Específicamente, consideraremos la premisa de que una vivienda se encuentra privada de acceso a servicios básicos cuando carece, al menos, de uno de los elementos fundamentales: agua potable, saneamiento, electricidad y servicio de extracción de basura.



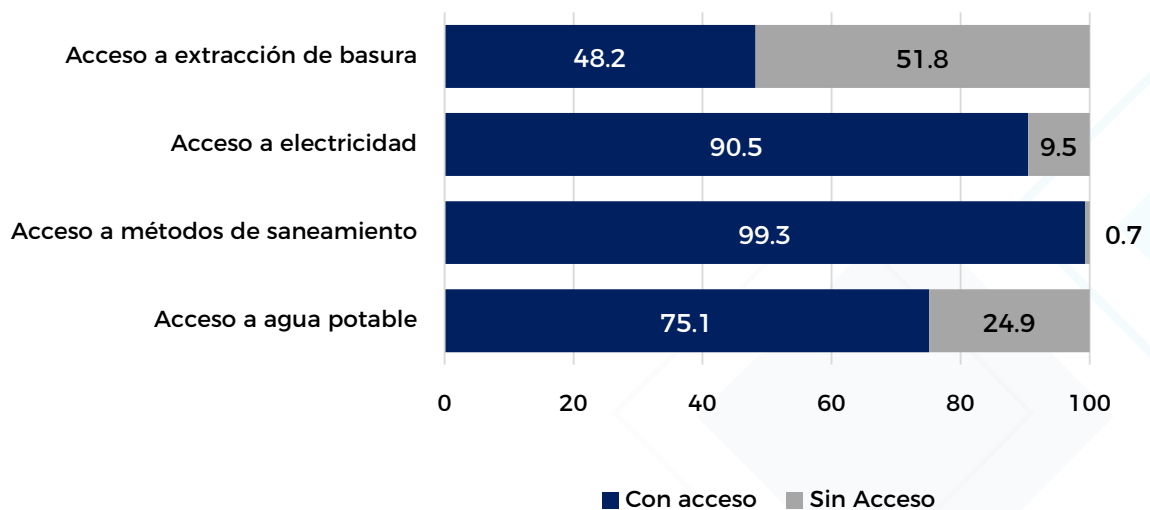
Cada región presenta diversos desafíos económicos y sociales, a sabiendas que cada servicio brinda calidad de vida, la electrificación es un elemento esencial para construir un futuro más equitativo y sostenible en Guatemala.

Gráfica 9. Proporción de la población que vive con acceso a servicios básicos



Fuente: Elaboración propia con información de ENEI 2022, INE

Gráfica 10. Porcentaje nacional de servicios básicos según su acceso



Fuente: Elaboración propia con información de ENEI 2022, INE



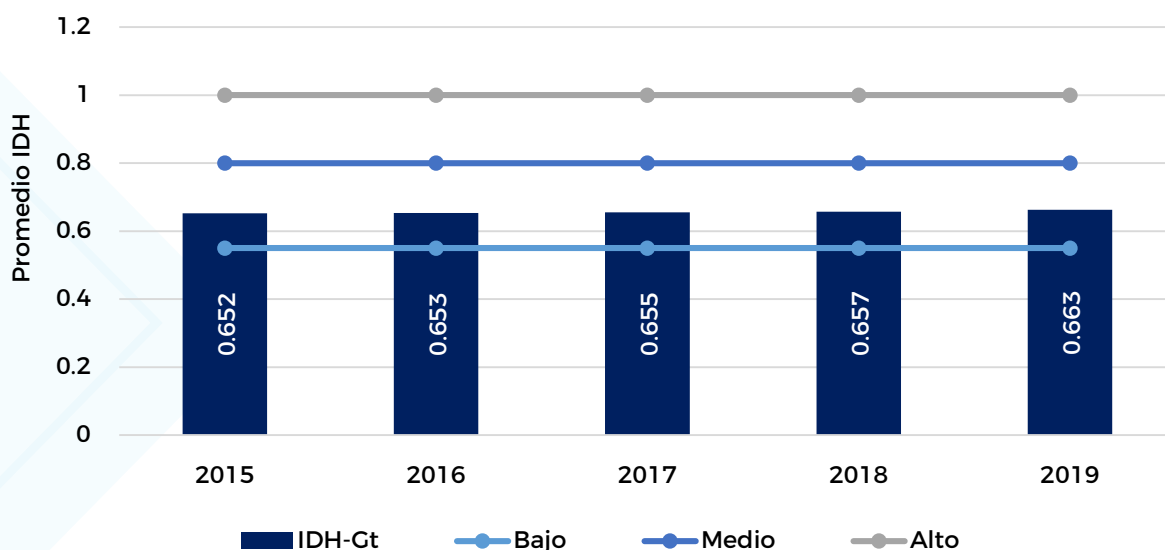
1.2.2. ÍNDICE DE DESARROLLO HUMANO -IDH-

El índice de desarrollo humano -IDH- es utilizado para medir y evaluar capacidades del país o territorio de referencia, este es un índice compuesto por indicadores de salud, ingresos y educación que, mientras más se acerca a 1, mayor es el desarrollo humano. Luego del decremento en 2016, se ha mantenido un incremento anual hasta 2019. Dentro de las áreas de desarrollo que han dado cabida a este aumento se tiene:

- » Mejoras en el acceso a la educación.
- » Avances en el sector salud.
- » Mayor acceso a servicios básicos.
- » Crecimiento económico.

Según la tendencia mundial, Guatemala se encuentra en la categoría de “IDH medio” según la caracterización usada por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo -PNUD- en el Informe Nacional de Desarrollo Humano 2019. A pesar de estos logros notables, aún persisten desafíos por superar, y es crucial que los esfuerzos se mantengan para garantizar un desarrollo humano continuo y sostenible en el país.

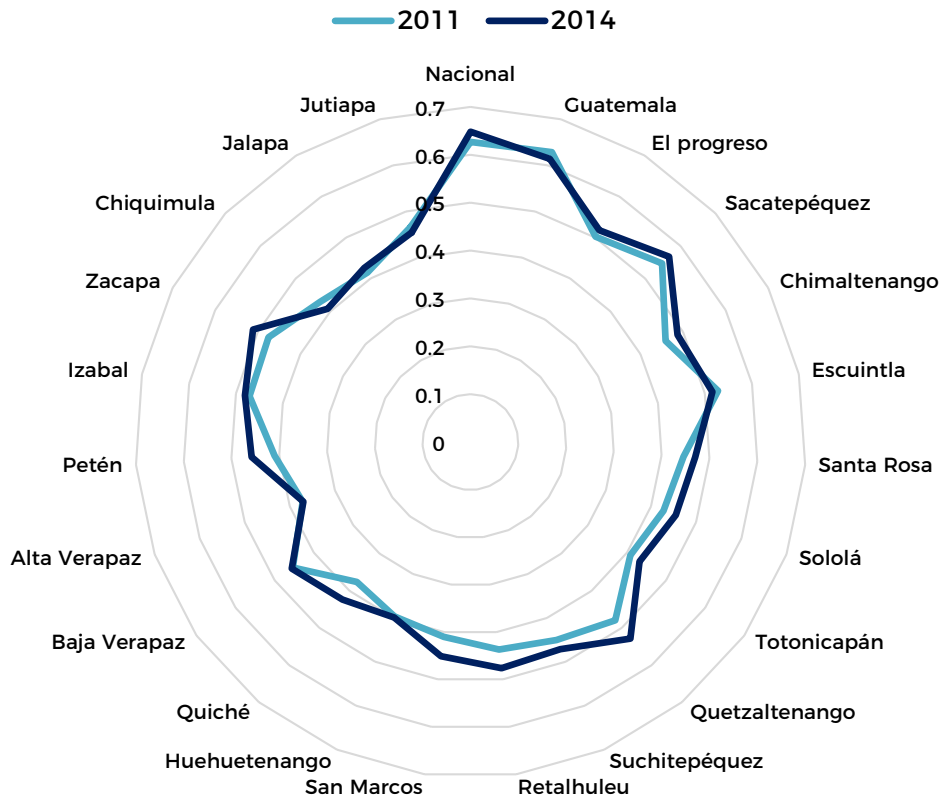
Gráfica 11. IDH de Guatemala 2015 - 2019



Fuente: Elaboración propia con información del Informe sobre Desarrollo Humano 2020, PNUD



Gráfica 12. IDH departamental en Guatemala



Fuente: Elaboración propia con información del Informe sobre Desarrollo Humano 2020, PNUD.

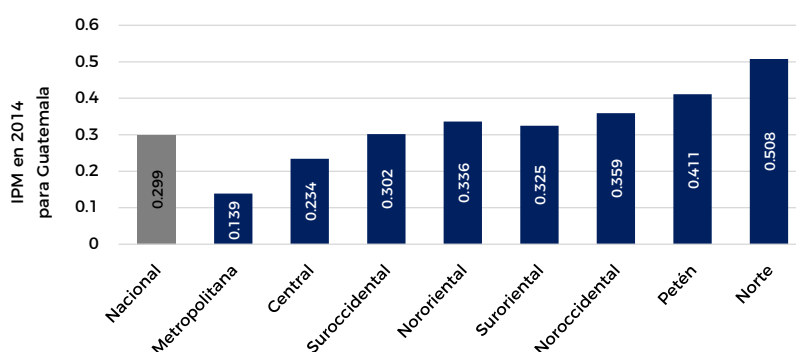
Se presentan los IDH desglosados por departamento para el año 2011 y 2014. Puede apreciarse la evolución del IDH de cada departamento, se observa que Guatemala es el departamento que posee el mayor IDH en ambos años, al contrario de Alta Verapaz que tiene en menor índice igualmente en ambos años. El acceso a la energía eléctrica confiable y sostenible puede tener un impacto significativo en el IDH Nacional, ya que contribuye al acceso a servicios básicos, impulsa el desarrollo económico, mejora la calidad de vida de la población y promueve un enfoque sostenible en el uso de los recursos.



1.2.3. ÍNDICE DE POBREZA MULTIDIMENSIONAL -IPM-

Cada región de Guatemala enfrenta diversos desafíos económicos y sociales, y al analizar las tasas de privación censurada por indicador, como el acceso al agua, energía eléctrica, saneamiento y recolección de basura, se obtiene una perspectiva más detallada de las necesidades existentes. Estas tasas censuradas reflejan el porcentaje de personas en situación de pobreza que experimentan privación en uno o más de estos servicios esenciales. El PNUD estima en 2014 un Índice de Pobreza Multidimensional IPM-Gt nacional de 0.299.

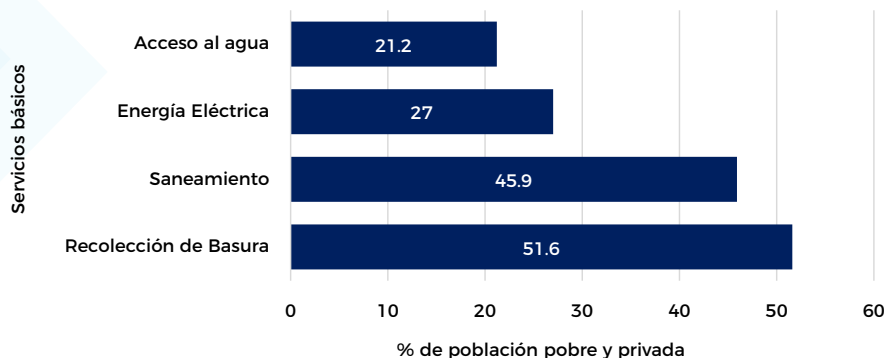
Gráfica 13. Índice de Pobreza Multidimensional -IPM-Gt- nacional y regiones



Fuente: Elaboración propia con información del -ENCOVI- 2014, INE

La siguiente gráfica presentada desglosa los IPM en Guatemala según los servicios básicos proporcionando una visión integral de la pobreza, ya que permite identificar carencias específicas de manera detallada. Esta herramienta de análisis resalta las dimensiones específicas en las que las personas enfrentan privaciones, además, se convierte en un instrumento para la formulación de políticas más efectivas.

Gráfica 14. Tasas de privación censuradas por indicador del IPM-Gt.



Fuente: Elaboración propia con información del Reporte del Índice de Pobreza Multidimensional 2018, MIDES



1.2.4. ACCESO A ELECTRICIDAD

El acceso a la energía eléctrica tiene una influencia transversal sobre las dimensiones básicas de desarrollo y calidad de vida. El acceso al suministro eléctrico permite contar con instalaciones hospitalarias cercanas, acceso a servicios de saneamiento y agua; acceso tecnológico en aplicaciones de educación y el desarrollo económico facilitando una mejora en la productividad y por tanto una mejora en los ingresos y oportunidades laborales. Lo expuesto denota la importancia del acceso al servicio de energía eléctrica en la calidad de vida de los habitantes del país y la necesidad por brindar el acceso a la energía eléctrica a los habitantes de la nación. El índice de cobertura eléctrica para el año 2022 se ha calculado en 89.94%.

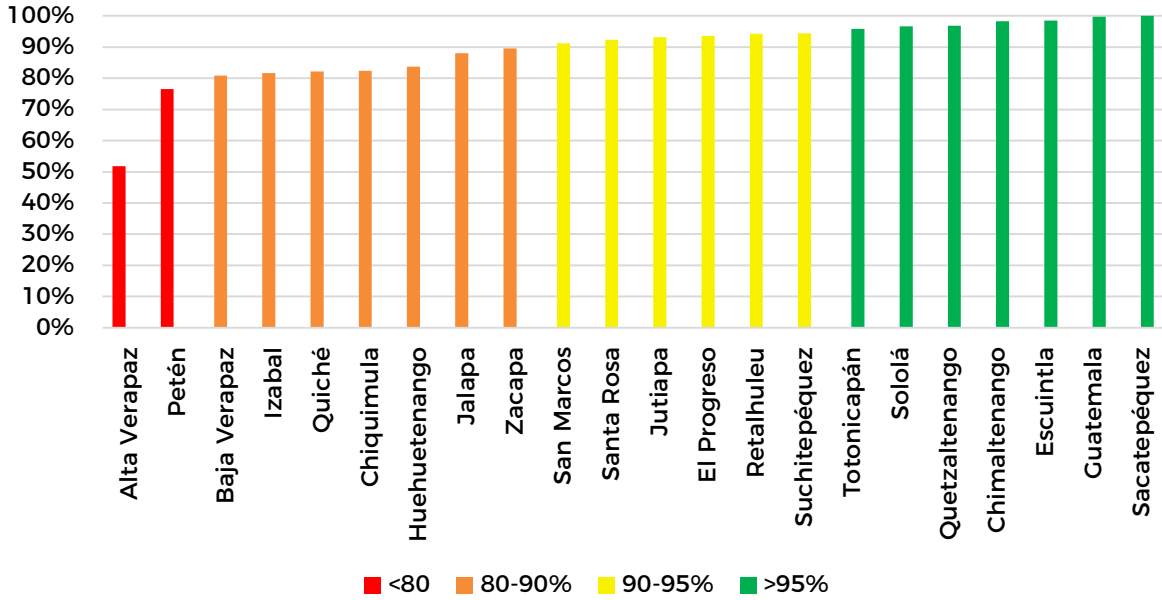
Se tienen 2 datos relevantes de los avances de la electrificación entre 2021 y 2022. Para el año 2021 el departamento de Baja Verapaz contaba con un Índice de Cobertura Eléctrica (ICE) del 78.34% y para el 2022 se reporta un ICE del 89.94%. Además, el departamento de Sacatepéquez tiene un crecimiento de 0.37% siendo el departamento con el ICE más alto de 99.99% en 2022.

Estos avances positivos son indicativos de los esfuerzos realizados para mejorar el acceso a la energía eléctrica, pero también señalan la necesidad de continuar expandiendo la cobertura para garantizar que todos los ciudadanos disfruten de los beneficios asociados con este servicio esencial. El desarrollo sostenible de Guatemala está intrínsecamente vinculado al acceso equitativo a la energía eléctrica, y los pasos adicionales para mejorar la electrificación serán fundamentales para construir un futuro más próspero y equitativo en el país.

Para 2023, se ha calculado un índice de electrificación del 90.55%, se determina que el 9.45% de los hogares en el país aún no cuentan con el acceso a la red de electricidad. Los departamentos con menor índice de cobertura eléctrica son Alta Verapaz (52.25%), Petén (78.48%), Baja Verapaz (81.33%), Izabal (82.01%), Quiché (82.64%), Chiquimula (82.62%) y Huehuetenango (84.06%); departamentos para los cuales se ha analizado la inversión de infraestructura nueva en el Plan de Expansión del Sistema de Transporte 2024 - 2054.

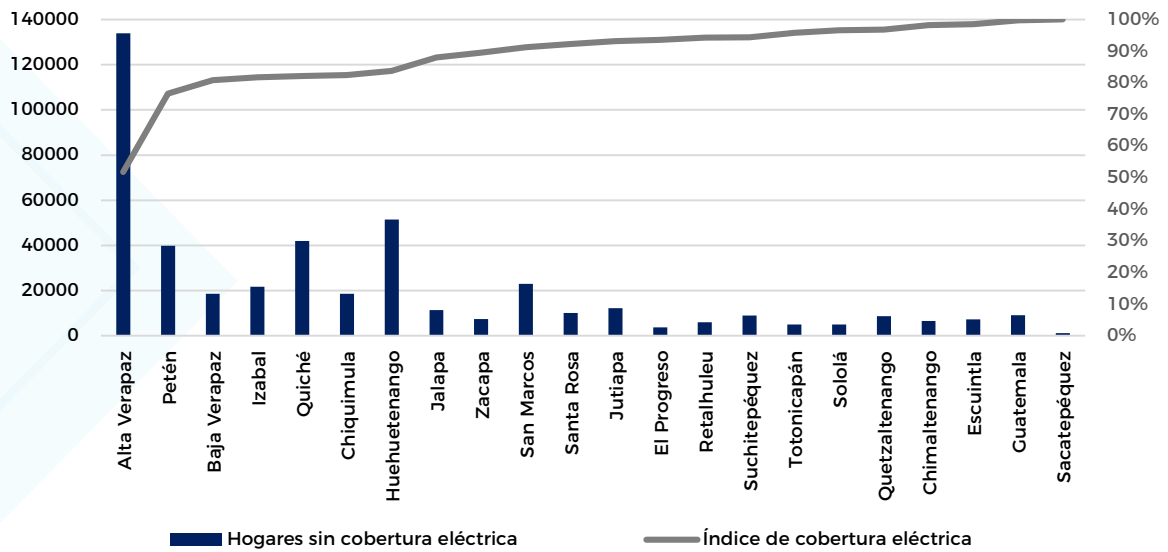


Gráfica 15. Índice de cobertura eléctrica departamental 2022



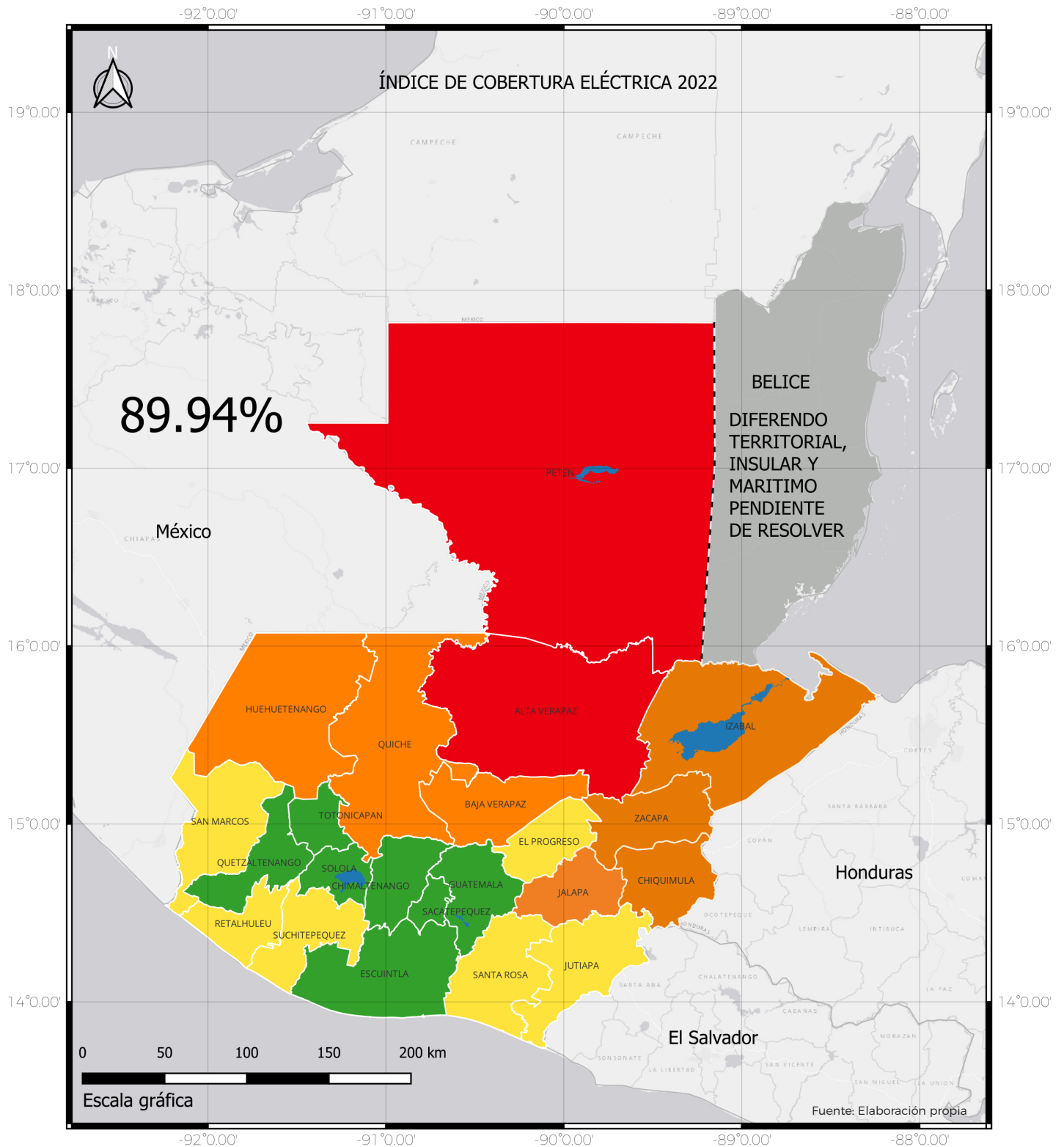
Fuente: Elaboración propia con información del MEM

Gráfica 16. Hogares sin cobertura eléctrica vs índice de cobertura eléctrica



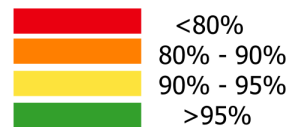
Fuente: Elaboración propia con información del MEM





**GOBIERNO de
GUATEMALA**

MINISTERIO
DE ENERGÍA
Y MINAS



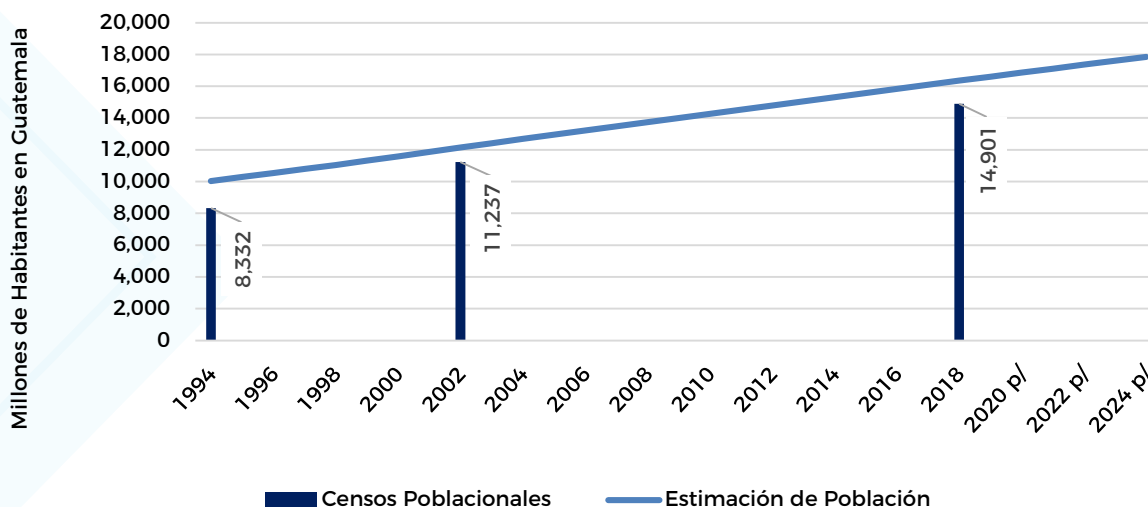
1.2.5. CRECIMIENTO POBLACIONAL

El crecimiento poblacional en Guatemala, según los Censos Nacionales oficiales realizados desde 1994 hasta 2018, ha sido un factor determinante en el desarrollo del país proporcionando información valiosa sobre la evolución de la población guatemalteca, permitiendo comprender su tamaño, distribución y características socioeconómicas.

Durante este período, se ha observado un aumento significativo en la población de Guatemala lo que implica desafíos y oportunidades para el país en términos de infraestructura, servicios públicos y desarrollo económico. El crecimiento poblacional también está estrechamente relacionado con la electrificación nacional, a medida que la población aumenta, la demanda de energía eléctrica se incrementa.

El gobierno de Guatemala ha trabajado en la ampliación de la cobertura eléctrica en todo el país, con el objetivo de garantizar el acceso a la electricidad a un mayor número de personas. Se han implementado programas de electrificación rural y se han realizado inversiones en infraestructuras energéticas para satisfacer la creciente demanda. Sin embargo, a pesar de los esfuerzos realizados, aún existen desafíos pendientes en términos de electrificación. Algunas zonas rurales y comunidades marginadas enfrentan dificultades para acceder a la electricidad, lo que limita su desarrollo y su capacidad para mejorar su calidad de vida.

Gráfica 17. Crecimiento histórico de la población guatemalteca

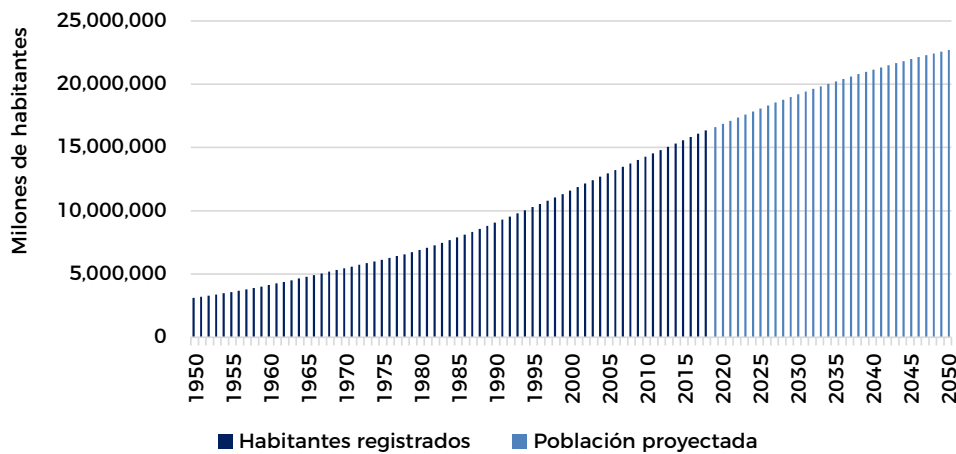


Fuente: Elaboración propia con información del Censo poblacional INE



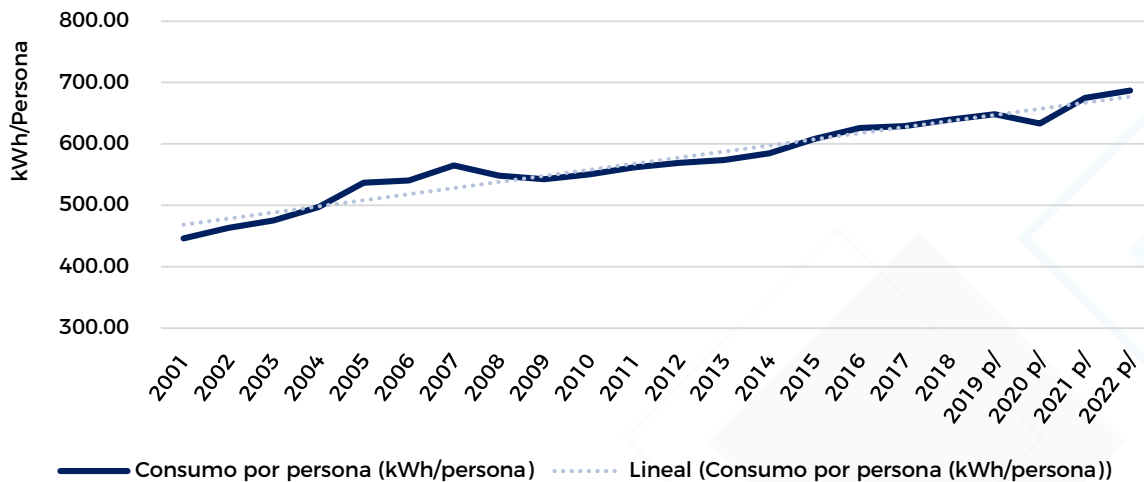
De acuerdo con el Censo Poblacional publicado por el INE, para el año 2024 se proyecta una población de 17 millones 843 mil 132 habitantes, lo cual representa una tasa de crecimiento de 1.37% respecto al año anterior a este. Se proyecta para el 2050 una población total de 22 millones 703 mil 298 habitantes. El crecimiento del consumo de energía eléctrica por persona en Guatemala refleja el progreso económico y social de Guatemala, además, también plantea desafíos en términos de sostenibilidad y eficiencia energética, Indicadores para plantear estrategias.

Gráfica 18. Registro y proyección de la población total



Fuente: Elaboración propia con información del INE

Gráfica 19. Histórico del consumo de energía eléctrica por persona



p/ Cifras proyectadas

Fuente: Elaboración propia con información del AMM e INE

2. MARCO INSTITUCIONAL Y LEGAL EN GUATEMALA



El compromiso del Estado guatemalteco en la búsqueda de un desarrollo integral para sus ciudadanos ha llevado a la declaración de la electrificación como una urgencia nacional. Este empeño se sustenta en planes estratégicos trazados tanto por el Estado como por las distintas municipalidades, e involucra activamente la participación del sector privado. Dicha participación se distribuye en función de las responsabilidades y contribuciones de los actores, ya sea en la esfera pública o privada.

La transformación del sector eléctrico en Guatemala se dio inicio en el año 1996 con la promulgación de un marco legal sólido, establecido en la Ley General de Electricidad. A esto le siguieron la creación del Reglamento de la Ley General de Electricidad y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. Esta base legal, robusta y en constante evolución, se ha complementado con la emisión de Normas Técnicas de Transmisión y Distribución, Normas de Coordinación Comercial y Operativa, así como procedimientos técnicos que amplían y detallan el entorno regulatorio vigente.

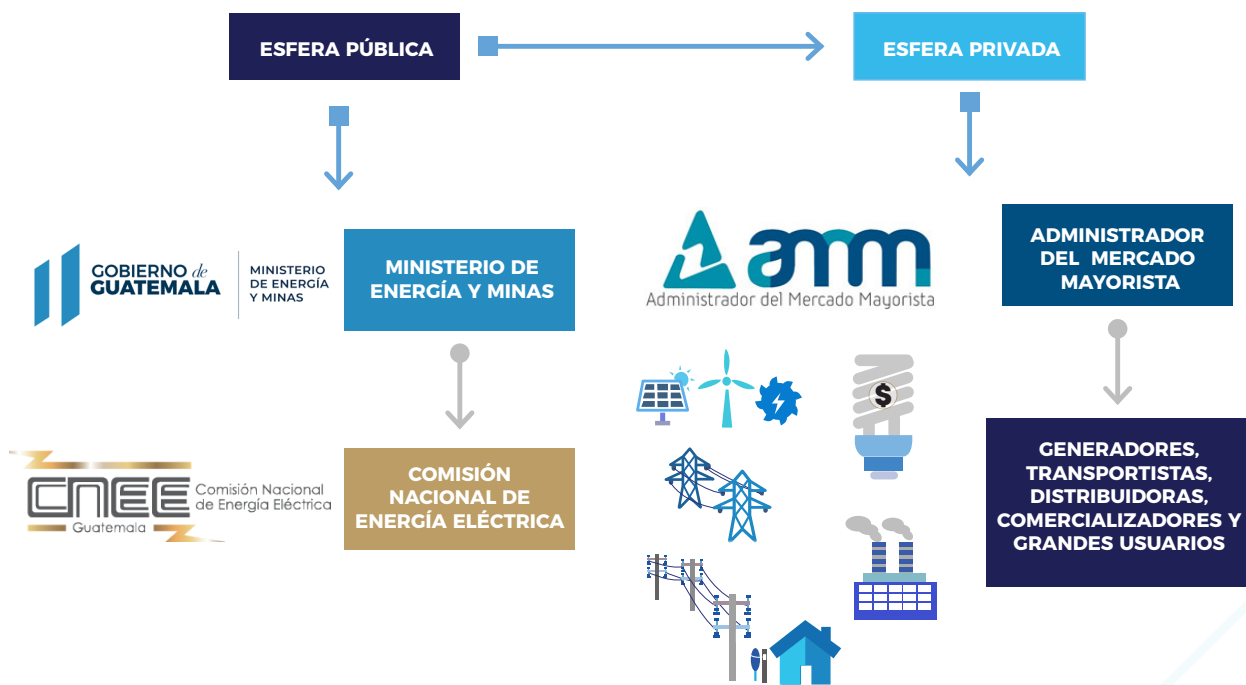
Se presentan las bases legales que gobiernan el subsector eléctrico en Guatemala, identificando a los actores clave, las leyes, las políticas y los planes que han sido fundamentales para la configuración de un sistema eléctrico moderno y eficiente. Además, ofreceremos un resumen conciso de las metas nacionales en esta área, destacando el papel esencial que desempeña el marco institucional y legal en la consecución de los objetivos de desarrollo del país.



2.1. MARCO INSTITUCIONAL DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO

La Ilustración 1 expone a los agentes participantes dentro del subsector eléctrico nacional, en la esfera pública se presenta al Ministerio de Energía y Minas como ente rector y la Comisión Nacional de Energía Eléctrica como ente regulador. En la esfera privada está el Administrador del Mercado Mayorista como ente operador, y como agentes se tienen: Generadores, Transportistas, Distribuidores, Comercializadores y Grandes Usuarios.

Ilustración 1. Agentes participantes en el subsector eléctrico



Fuente: Elaboración propia

2.1.1. MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS -MEM-

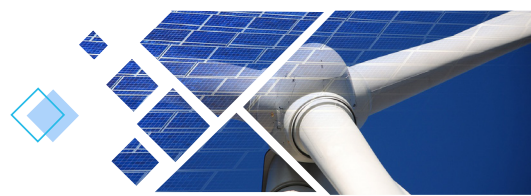
Es el órgano del Estado responsable de aplicar la Ley General de Electricidad y su Reglamento para dar cumplimiento a sus obligaciones. De igual forma, es el encargado de exponer y organizar las políticas, planes de estado y programas indicativos relativos al subsector eléctrico y al subsector de hidrocarburos, así como la explotación de los recursos Mineros. El Ministerio como ente Rector, en el subsector eléctrico, dentro de sus funciones está:

- » Otorgar autorizaciones para uso de bienes de dominio público para la instalación de centrales generadoras y para prestar los servicios de transporte y distribución final de electricidad.
- » Elaboración de informes de evaluación socioeconómica, que es un requisito indispensable para que se pueda gestionar el financiamiento parcial o total de proyectos de electrificación rural, de las instituciones que ejecutan los proyectos anteriormente citados.
- » Inscripción y actualización de Grandes Usuarios y Agentes del Mercado Mayorista.
- » La promoción del desarrollo de proyectos de energía renovable y calificar proyectos de fuentes renovables de energía, al amparo de la ley de incentivos.

2.1.2. COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA -CNEE-

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica es el ente regulador creado por la Ley General de Electricidad, contenida en el Decreto No. 9396 del Congreso de la República de Guatemala, publicada en el Diario Oficial el 21 de noviembre de 1996, como órgano técnico del Ministerio de Energía y Minas, con independencia funcional para el ejercicio de sus atribuciones y de las siguientes funciones:

- » Cumplir y hacer cumplir la Ley y sus reglamentos, en materia de su competencia e imponer las sanciones a los infractores, velar por el cumplimiento de las obligaciones de los adjudicatarios y concesionarios, proteger los derechos de los usuarios y prevenir conductas atentatorias contra la libre empresa, así como prácticas abusivas o discriminatorias.
- » Definir las tarifas de transmisión y distribución, de acuerdo con la Ley



General de Electricidad, así como la metodología para el cálculo de estas.

- » Arbitrar las controversias entre los agentes del subsector eléctrico actuando como mediador entre las partes cuando éstas no hayan llegado a un acuerdo.
- » Emitir las normas técnicas relativas al subsector eléctrico y fiscalizar su cumplimiento en congruencia con prácticas internacionales aceptadas, así como también emitir las disposiciones y normativas para garantizar el libre acceso y uso de las líneas de transmisión y redes de distribución, de acuerdo con lo establecido en la ley y su reglamento.

2.1.3. ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA -AMM-

Como Ente operador se tiene al Administrador del Mercado Mayorista, siendo una entidad privada sin fines de lucro, que coordina las transacciones entre los participantes del Mercado Mayorista, cuyas funciones principales son:

- » La coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte, al mínimo costo para el conjunto de operaciones del mercado mayorista, en un marco de libre contratación entre generadores, comercializadores, incluidos importadores y exportadores, grandes usuarios y distribuidores.
- » Establecer precios de mercado de corto plazo para las transferencias de potencia y energía entre sus agentes, cuando estas no corresponden a contratos de largo plazo libremente pactados.
- » Garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica en el país, así como la de crear las disposiciones generales para la operación de los agentes del mercado mayorista.

2.2. FUNDAMENTO LEGAL

El Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, en su artículo 15 bis hace énfasis de la elaboración del Plan de Expansión de Generación, indicando:



Artículo 15 Bis. Plan de Expansión de Generación. (Adicionado por el artículo 6, Acuerdo Gubernativo No. 69-2007). El Ministerio, a través de un Órgano Técnico especializado, con participación de las instituciones que intervienen en el mercado eléctrico nacional, incluyendo a la Comisión, elaborará el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación, utilizando criterios de eficiencia económica y de garantía de suministro. El Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación deberá elaborarse cada dos años y cubrir un horizonte de estudio mínimo de diez (10) años.

El Ministerio de Energía y Minas por medio del Acuerdo Gubernativo 631-2007, de fecha 27 de diciembre de 2007 en su artículo 9 crea a la Unidad de Planeación Energético Minero, como órgano técnico especializado, y dentro de sus funciones se puede citar lo que está indicado en el inciso “c” y “n” lo siguiente:

c) Elaborar el Plan Nacional de Desarrollo Minero, Plan Nacional de Hidrocarburos y los Planes de Expansión del Sistema Eléctrico considerando los planes de desarrollo social y económico del país y en consulta con entidades del marco institucional y los agentes del mercado de acuerdo con lo señalado en las leyes y reglamentos.

n) Trabajar juntamente con la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, el Administrador del Mercado Mayorista y los agentes de dicho mercado, en la elaboración de los planes de expansión de la generación y transmisión del subsector eléctrico nacional, de acuerdo a lo señalado en los reglamentos de la Ley General de Electricidad.

2.3. MARCO LEGAL

El funcionamiento eficiente del subsector eléctrico en Guatemala se sustenta en un sólido marco político y jurídico compuesto por diversidad de leyes, reglamentos, normas y políticas. Este normativo no solo establece las bases para la operación de este sector fundamental, sino que también marca el rumbo hacia el desarrollo sostenible de la industria eléctrica en el país. A continuación, presentamos un esquema que ofrece una visión panorámica de este entorno legal, resaltando su importancia en la configuración y supervisión del sector eléctrico guatemalteco.

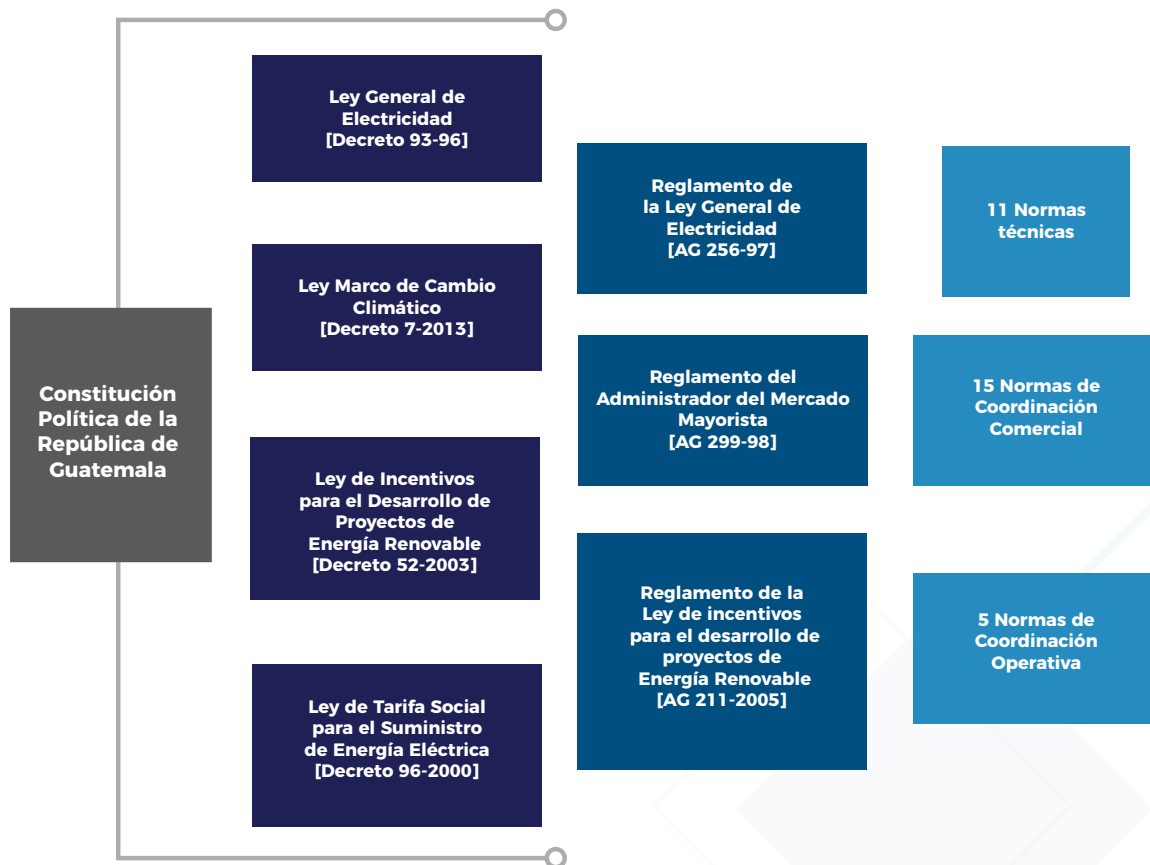
La Ley General de Electricidad, la cual guía todos los ámbitos entorno a electricidad en Guatemala establece los principios siguientes:

- a) La generación de electricidad es libre y no requiere, para tal efecto, autorización o condición por parte del Estado, requiriendo únicamente las reconocidas por la Constitución Política de la República de Guatemala y las leyes del país. Sin embargo, para poder utilizar con este objeto cualquiera de los bienes del Estado, se necesitará de la respectiva



- autorización del Ministerio, esto en todos aquellos casos en los cuales la potencia de la central sea superior a 5MW (artículos 1 y 8, LGE)
- b) El transporte de electricidad es libre, siempre y cuando para tal efecto, no sea necesario utilizar bienes de dominio público. (artículo 1, LGE).
 - c) El transporte de electricidad que requiera la utilización de bienes de dominio público y el servicio de distribución final de electricidad, dependerán de la previa autorización respectiva. (artículo 1, LGE)
 - d) Los precios por la prestación del servicio de electricidad son libres, exceptuando los servicios de distribución y transporte, dependientes de autorización previa. Las transferencias de energía entre generadores, importadores, exportadores y comercializadores que sean producto de la operación del Mercado Mayorista, tendrán una regulación sujeta a los términos que la ley establece (artículo 1, LGE).

Ilustración 2. Marco legal y estructural del Subsector Eléctrico



Fuente: Elaboración propia



2.3.1. LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD Y SUS REGLAMENTOS

En 1996 la Ley General de Electricidad fue aprobada por medio del Decreto No. 93-96 del Congreso de la República de Guatemala y fue implementada para el desarrollo y aseguramiento del sistema eléctrico nacional. Esta ley establece los mecanismos que rigen y monitorean las actividades del mercado eléctrico, que está conformado por las actividades de generación, comercialización, transporte, distribución y consumo de electricidad.

Mediante el Acuerdo Gubernativo No. 25697, se oficializa el Reglamento de la Ley General de Electricidad (RLGE), atendiendo así al artículo 4 de las disposiciones transitorias de la Ley General de Electricidad. La finalidad del RLGE consiste en reglamentar las normas necesarias para la adecuada aplicación de la Ley General de Electricidad. En el artículo 54 del presente Reglamento se establece el procedimiento para la elaboración del Plan de Expansión del Sistema de Transporte, actores involucrados y fechas de presentación.

Posteriormente, se firma el Acuerdo Gubernativo No. 299-98, el cual permite la entrada en vigor del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista -RAMM-, atendiendo al artículo 38 del RLGE, donde se instruye al Ministerio de Energía y Minas elaborar el reglamento específico que regule el funcionamiento del Administrador del Mercado Mayorista. El artículo 15 Bis del RAMM, instruye el procedimiento respectivo para la elaboración del Plan de Expansión de Generación, debiendo ser elaborado a cada 2 años, con un horizonte de estudio mínimo de 10 años.

2.3.2. LEY DE INCENTIVOS PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE Y SU REGLAMENTO

La Ley de incentivos (Decreto No. 52-2003) tiene por objeto promover el desarrollo de proyectos de energía renovable y establecer los incentivos fiscales, económicos y administrativos para el efecto. En la cual se definen a los recursos energéticos renovables, como aquellos recursos que tienen como característica común que no se terminan o que se renuevan por naturaleza. Incluyen: La energía solar, la energía eólica, la hidroenergía, la energía geotérmica, la biomasa, la energía de las mareas y otra que sean calificados por el Ministerio de Energía y Minas. Determina que Las Municipalidades, el Instituto Nacional de Electrificación (INDE), Empresas Mixtas, y las personas individuales y jurídicas que realicen proyectos de energía con recursos energéticos



renovables gozarán de los incentivos establecidos en dicha Ley. Así mismo se emite el Reglamento de la Ley de incentivos (Acuerdo Gubernativo No. 211-2005), para permitir la calificación y aplicación concreta de los incentivos correspondientes.

2.4. MARCO ESTRATÉGICO PARA LA FORMULACIÓN DE LOS LINEAMIENTOS GENERALES

El presente plan considera los objetivos estratégicos de acuerdo con el marco político de largo plazo.

- » Incrementar la inversión nacional y la inversión extranjera directa.
- » Generación de empleo en las áreas de influencia.
- » Mejorar la calidad del servicio de energía eléctrica a los usuarios finales.
- » Mejorar los índices de calidad de vida.
- » Apoyo en el muro económico en la frontera con México, promoviendo inversiones de empresas en dicha zona, y el comercio bilateral.
- » Promover inversiones de empresas en la frontera con El Salvador y Honduras, y el comercio bilateral.
- » Promover las exportaciones e importaciones de energía eléctrica regional a Centroamérica, México y en el futuro Belice.

2.4.1. POLÍTICAS DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO

En cumpliendo con lo estipulado en la Ley del Organismo Ejecutivo en cuanto a lo que corresponde al MEM, se elaboran políticas referentes al Subsector Eléctrico conteniendo: objetivos, ejes políticos, estrategias, agenda energética, entre otros. En base al diagnóstico de evolución del Subsector Energético entre 2003 al 2007 se da como objetivo principal garantizar la seguridad energética nacional con el fin de contribuir a la calidad de vida de los habitantes.



Ilustración 3. Políticas vigentes del Subsector Eléctrico



Fuente: Elaboración propia.

En resumen, los objetivos específicos y propuestas contenidas en las políticas vigentes son:

- » Promover el desarrollo sostenible partiendo de la búsqueda del mínimo costo y velando por la seguridad de abastecimiento.
- » Mantener un servicio de energía eléctrica confiable en su operación a precios competitivos.
- » Diversificar la matriz energética del país, priorizando las energías renovables.
- » Promoción de la competencia e inversiones.
- » Garantizar la calidad y eficiencia de los sistemas energéticos.
- » Impulsar los espacios de diálogo interinstitucional que permitan diligenciar en el marco democrático las iniciativas de desarrollo social y económico.
- » Planteamiento de ejes de acción según los sectores de consumo para asignación de actores para el cumplimiento de objetivos.
- » Enfoque de soluciones a la problemática de la gestión sostenible del ambiente, recursos naturales, ordenamiento territorial y cambio climático.

Para efectos del presente plan, contenido en la Política Energética 2013 - 2027, se toman en consideración los objetivos, acciones y metas formulados dentro del primer eje “Seguridad y Abastecimiento de electricidad a precios competitivos”, y del cuarto eje “Ahorro y uso eficiente de la energía”.



2.4.2. PLANES DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO

Con el fin de un desarrollo íntegro, se adoptan y plantean estrategias internacionales y nacionales. En Guatemala se tiene falta de acceso al suministro de energía en algunas regiones siendo un obstáculo para el desarrollo humano y económico; razón por la cual, estas alianzas fortalecen los objetivos nacionales y dan cabida a un seguimiento y monitoreo de avances.

Guatemala como uno de los 51 Estados que fundaron la ONU, se suma al cumplimiento de La Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible aprobada en septiembre de 2015 por la Asamblea General de las Naciones Unidas. Concretamente en el ODS 7 “Energía asequible y no contaminante” determina que la energía sostenible es una oportunidad, que transforma vidas, economías y el planeta.

La Secretaría de Planificación Y Programación de la Presidencia -SEGEPLAN- en el 2014 elabora el Plan Nacional de Desarrollo K’atun, Nuestra Guatemala 2032 proponiendo una visión común de país, con confianza en un futuro diferente y mejor, en la cual considera mejorar la calidad de vida de los habitantes prestando de manera eficiente los servicios básicos, dentro de los cuales se toma en cuenta la energía, y que dicho servicio tengan buena calidad, y que ayude a contribuir con el desarrollo en el país.

También SEGEPLAN durante el año 2016, junto con el Consejo Nacional de Cambio Climático -CNCC- dan cumplimiento al artículo 11 de la Ley Marco para Regular la Reducción de la Vulnerabilidad, la Adaptación Obligatoria Ante los Efectos del Cambio Climático y la Mitigación de Gases de Efecto Invernadero, la cual es avalada mediante el Decreto 7-2013 del Congreso de la República; en dicho artículo se instruye a las instituciones citadas a elaborar un Plan de Acción Nacional de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático.

La Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional -USAID-, formuló un proyecto conocido como Estrategia Nacional de Desarrollo con Bajas Emisiones de GEI, el cual se ha elaborado con la coordinación de múltiples organizaciones gubernamentales, con el objetivo principal de crear múltiples opciones de políticas públicas que contribuyan con la mitigación de GEI.



Ilustración 4. Planes y agendas relacionadas al Subsector Eléctrico



Fuente: Elaboración propia

En resumen, los objetivos específicos y propuestas contenidas en estas estrategias vigentes son:

- » Asegurar la sostenibilidad de sus medios de vida.
- » Aprovechamiento sostenible de los recursos naturales.
- » Eficiencia y ahorro energético.
- » Reducción de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero.
- » Acceso a energía de calidad y con cobertura nacional.
- » Aumentar el porcentaje de energía renovable de la matriz de generación de energía eléctrica.

Para efectos del presente plan, contenido en la Agenda 2030 y Objetivos de Desarrollo Sostenible -ODS-, se toman en consideración los objetivos, acciones y metas formulados dentro del I ODS 7 “Energía asequible y no contaminante”.



2.5. COLECCIÓN DE DOCUMENTACIÓN DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO

Garantizando la transparencia y el acceso a información relevante sobre el funcionamiento y desarrollo legal, se pone a disposición los documentos del subsector eléctrico mencionados en este capítulo. Estos documentos les permitirá realizar una evaluación más precisa y detallada del panorama eléctrico en el país.



2.6. METAS DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO

Existen metas para el sector energético, las cuales se han generado a partir de políticas y planes de energía, atendiendo los ejes estratégicos planteados en cada uno de estos. A continuación, se listan las metas relacionadas al sector energético:

Tabla 3. Metas del subsector eléctrico vigentes de los planes y políticas

FUENTE	META	EJE DE DESARROLLO
Plan Nacional de Energía 2017 - 2032	Ampliar la participación de la energía geotérmica en 3.34 GWh para el año 2032.	Eje 1 "Aprovechamiento Sostenible de los Recursos Naturales".
	Incorporación de 128.38 MW provenientes de centrales GDR y Plantas No Convencionales a la matriz energética, para el año 2032.	
	Incorporación de 12.52 MW de potencia para la autogeneración con excedentes de energía para el año 2032.	
	Reducción de emisiones de 15,766,996 Toneladas de GEI por la utilización de leña como energético.	
Plan Nacional de Energía 2017 - 2032	Participación de 4,447 unidades de vehículos eléctricos en el parque vehicular del país.	Eje 2 "Eficiencia y Ahorro Energético".
	Reducción del consumo eléctrico del sector residencial en 18% equivalente a 684.16 GWh para el año 2032.	
Política de Electrificación Rural 2019 - 2032	Alcanzar el 99% de cobertura eléctrica nacional antes del año 2032.	Electrificación Rural.
Política Energética 2013 - 2027	Alcanzar un 80% de la generación de energía eléctrica por medio de fuentes renovables.	Primer Eje "Seguridad del abastecimiento de electricidad a precios competitivos".
	Promover la inversión en generación de 500 MW de energía renovable.	
	Incrementar la red en 1,500 km de líneas de transmisión de diferentes niveles de voltaje que faciliten el abastecimiento de la demanda y permitan aprovechar los recursos renovables.	
	Alcanzar un 95% de Índice de Cobertura eléctrica.	
	En el marco del MER, convertir a Guatemala en la planta regional que llegue a exportar por lo menos 300 MW a la región.	
	Aprovechar la interconexión con México para la importación de energía a precios competitivos por lo menos 200 MW y la exportación de excedentes de capacidad por lo menos 150 MW.	



FUENTE	META	EJE DE DESARROLLO
Política Energética 2013 - 2027	Hacer un inventario de reservas probables o potenciales de gas natural del país.	Segundo Eje "Seguridad del abastecimiento de combustibles a precios competitivos".
	Contar con al menos una terminal de almacenamiento de gas natural.	
Política Energética 2013 - 2027	Promover el aprovechamiento de las reservas de gas natural en un 25%.	Tercer Eje "Exploración y explotación de reservas petroleras con miras al Autoabastecimiento nacional."
Política Energética 2013 - 2027	Fomentar en el sector industria y comercio el ahorro de consumo y de energía a un 25%.	Cuarto Eje "Ahorro y uso eficiente de la energía."
Política Energética 2013 - 2027	Incrementar en un 10% los bosques energéticos del país.	Quinto Eje "Reducción del uso de leña en el país."
Plan Nacional de Eficiencia Energética 2019 - 2032	Reducción por eficiencia del 30% en Servicios Públicos {Electricidad, Diesel, GLP, Gasolina}.	Dicho plan surge en cumplimiento de a lo descrito en la política energética 2013 - 2027, indicado en una de las acciones del cuarto eje "Ahorro y uso eficiente de la energía".
	Reducción por eficiencia del 25% en Industria {Electricidad, Diesel, GLP, Gasolina}.	
	Reducción por eficiencia del 30% en Comercio y Servicios {Electricidad, Diesel, GLP, Gasolina}.	
	Reducción por eficiencia del 2% en Transporte {Electricidad, Diesel, GLP, Leña}.	
	Reducción por eficiencia del 18% en Residencial {Electricidad, GLP, Leña}.	

Fuente: Políticas y Planes MEM.



3. PANORAMA DEL MERCADO ELÉCTRICO NACIONAL



La información sobre los eventos históricos de la producción y demanda de energía eléctrica relacionadas al SNI aportan información para obtener un amplio panorama sobre las perspectivas que se han de esperar en los próximos años para el Subsector Eléctrico Guatemalteco. El SNI ha evolucionado significativamente en los últimos años, adoptando tecnologías más limpias y renovables, lo que ha permitido una mayor capacidad efectiva de producción eléctrica. La matriz de generación actual incluye diversas fuentes y una combinación de combustibles.

Históricamente, la demanda de energía eléctrica en Guatemala ha ido en constante aumento debido al crecimiento económico y el incremento de la población. Para satisfacer esta creciente demanda, el país ha trabajado en fortalecer su infraestructura eléctrica y fomentar la diversificación de su matriz energética.

Una de las principales preocupaciones globales es la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, contribuyendo así a la lucha contra el cambio climático. En este sentido, Guatemala ha buscado disminuir su huella de carbono mediante la adopción de tecnologías más limpias y la promoción de energías renovables. El país se encuentra en una posición geográfica privilegiada para aprovechar la energía solar mediante la instalación de paneles fotovoltaicos, la presencia de corrientes de aire favorables hace que la energía eólica sea una opción atractiva y viable. Además, Guatemala cuenta con importantes recursos geotérmicos debido a su ubicación en el Cinturón de Fuego del Pacífico, lo que le brinda la posibilidad de generar energía a partir del calor del subsuelo.



3.1. CAPACIDAD EFECTIVA DEL SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

La capacidad efectiva se refiere a la cantidad máxima de energía eléctrica que el sistema puede generar y suministrar de manera confiable a los usuarios. Esta ha experimentado un crecimiento notable en los últimos años facilitando la integración de fuentes de energía renovable en el sistema eléctrico guatemalteco. La adición de plantas de energía eólica, solar y biogás ha contribuido a diversificar la matriz energética, reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y fomentar la sostenibilidad ambiental.

Tabla 4. Capacidad Efectiva registrada en 2023*

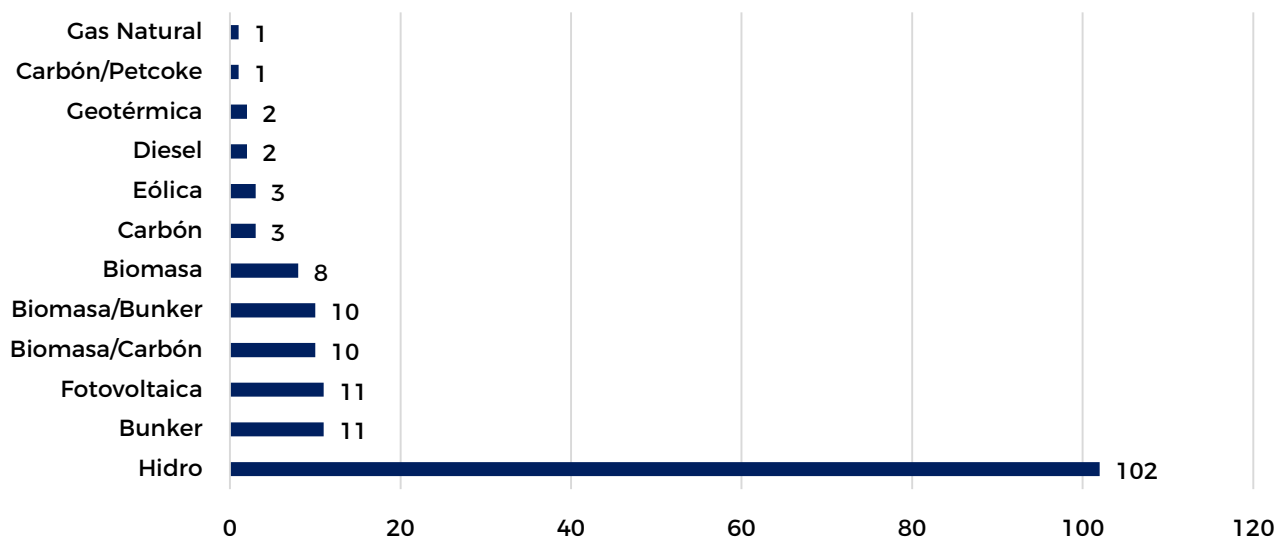
	TECNOLOGÍA	POTENCIA EFECTIVA (MW)	PORCENTAJE DE PARTICIPACIÓN
1	HIDROELÉCTRICAS	1,514	44.1%
2	TURBINAS DE VAPOR	538	15.7%
3	TURBINAS DE GAS	104	3.0%
4	TURBINAS DE GAS NATURAL	3	0.1%
5	MOTORES DE COMBUSTIÓN INTERNA	459	13.4%
6	INGENIOS AZUCAREROS	572	16.7%
7	GEOTÉRMICAS	38	1.1%
8	SOLAR FOTOVOLTAICA	100	2.9%
9	EÓLICAS	107	3.1%
	TOTAL	3,435	100%

*Datos hasta octubre 2023. Fuente: Elaboración propia, con información del AMM

Como se observa en la Tabla anterior, Guatemala cuenta con una diversa matriz eléctrica conformada por 9 tipos de tecnologías constituidas por generadores altamente susceptibles a la estacionalidad y al cambio climático. A pesar de los avances, aún existen desafíos en relación con la capacidad efectiva del SNI en Guatemala. Es necesario continuar invirtiendo en infraestructuras eléctricas para seguir fortaleciendo el sistema y asegurar un suministro eléctrico confiable y accesible para todos los usuarios. Actualmente las 5 tecnologías con mayor cantidad de plantas instaladas son: Hidroeléctricas, Bunker, Fotovoltaicas, Biomasa/Carbón y Biomasa/Bunker. La combinación de recursos tiene la finalidad de reducir el impacto ambiental y contar con precios competitivos en los contratos y el despacho de energía al SNI.



Gráfica 20. Cantidad de plantas instaladas según tipo de recurso 2023*



*Datos hasta octubre 2023. Fuente: Elaboración propia, con información del AMM

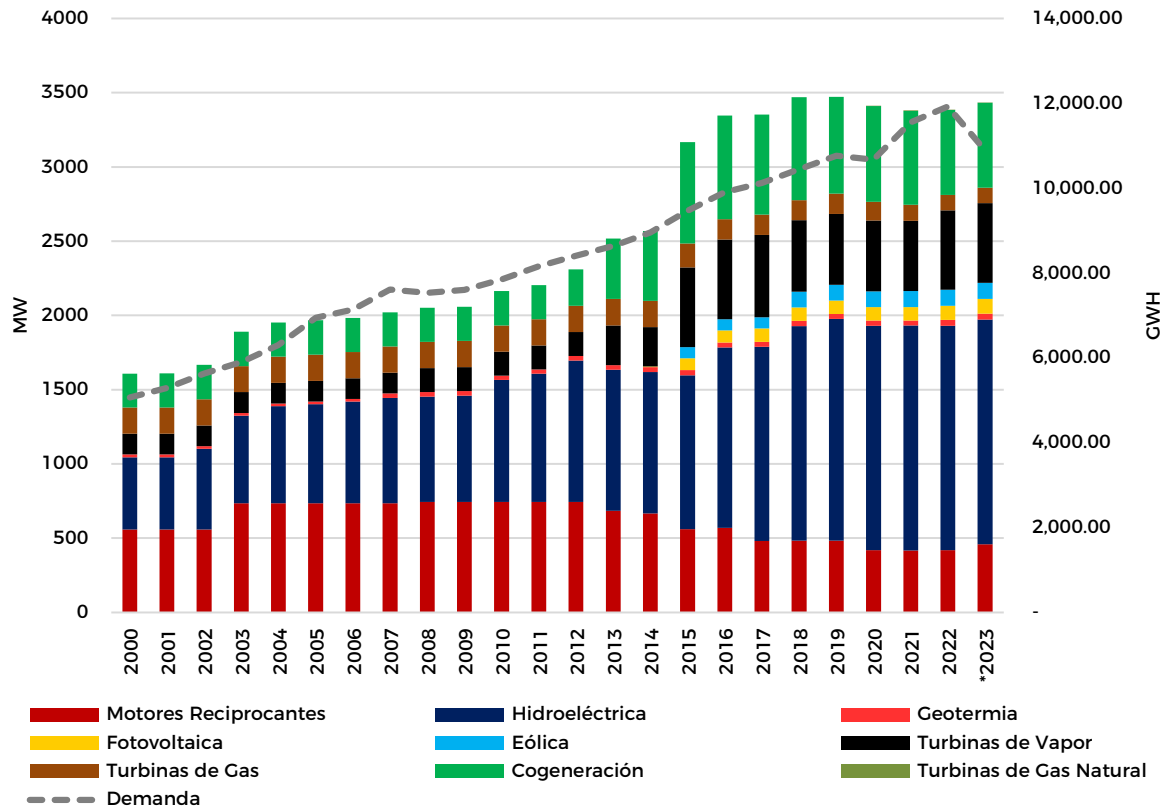
3.1.1. EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD EFECTIVA

En los últimos 10 años se han sumado al S.N.I. nuevas tecnologías como lo son la solar, eólica, gas natural, biogás y gas natural. Este aumento en la capacidad efectiva del SNI ha permitido mejorar la confiabilidad del suministro eléctrico en Guatemala, se han reducido los cortes de energía y ha proporcionado una mayor estabilidad en la red, lo que beneficia a los usuarios y favorece el desarrollo económico y social del país. Como se observa en la siguiente gráfica conforme a los años se ha tenido una diversificación de tecnologías, además de una creciente demanda de energía.

Estos resultados han sido producto de la implementación de políticas energéticas que buscan diversificar la matriz eléctrica, promover la eficiencia y la sostenibilidad, y garantizar un suministro eléctrico confiable. El aumento de la capacidad efectiva de generación en el SNI refleja el compromiso del país en alcanzar estos objetivos, teniendo como resultado la construcción de nuevas centrales de generación y la modernización de las existentes.



Gráfica 21. Evolución de la capacidad efectiva vs la demanda

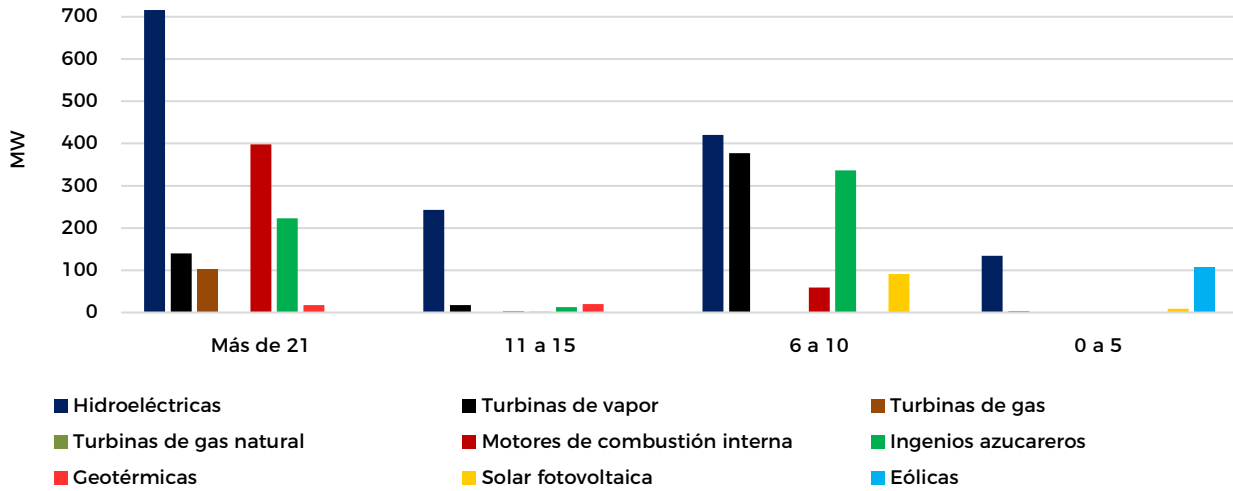


*Capacidad instalada a octubre 2023. Fuente: Elaboración propia, con información del AMM

Sin embargo, es importante destacar que el cumplimiento de las políticas energéticas nacionales no se limita únicamente al crecimiento de la capacidad efectiva. También implica el fomento de la eficiencia energética, la promoción de la investigación y el desarrollo de tecnologías limpias, la garantía de acceso nacional a la electricidad y la participación de todos los actores relevantes en la planificación y toma de decisiones energéticas.



Gráfica 22. Evolución de la capacidad efectiva respecto a los años operando



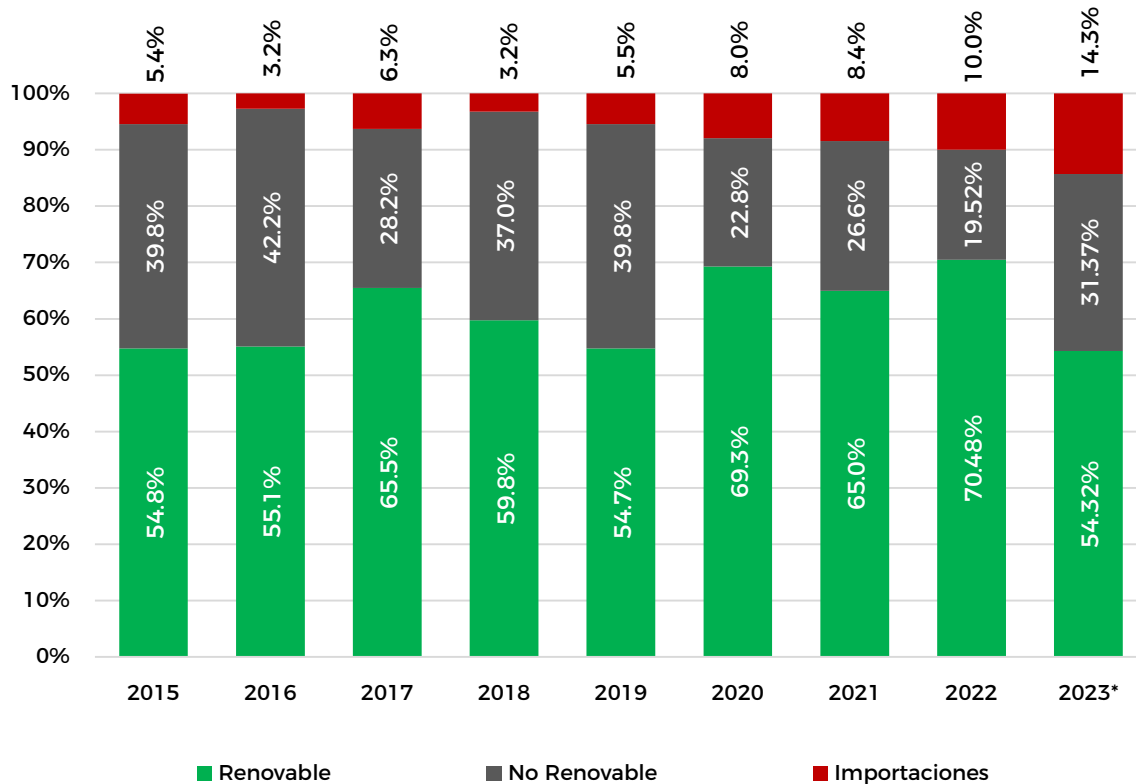
*Capacidad instalada a octubre 2023. Fuente: Elaboración propia, con información del AMM

3.2. MATRIZ DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

La demanda de energía eléctrica en Guatemala se satisface a través de una combinación de energías renovables, siendo hidroeléctrica la de mayor capacidad, energía no renovable, como la generación térmica, y las importaciones de energía de México y el Mercado Eléctrico Regional -MER-. Esta diversificación de fuentes contribuye a garantizar un suministro confiable y sostenible de electricidad en el país. Sin embargo, es importante seguir promoviendo el desarrollo de energías renovables y la eficiencia energética para reducir la dependencia de combustibles fósiles y minimizar el impacto ambiental.



Gráfica 23. Participación histórica de recursos renovables vs no renovables



*Generación reportada a octubre 2023

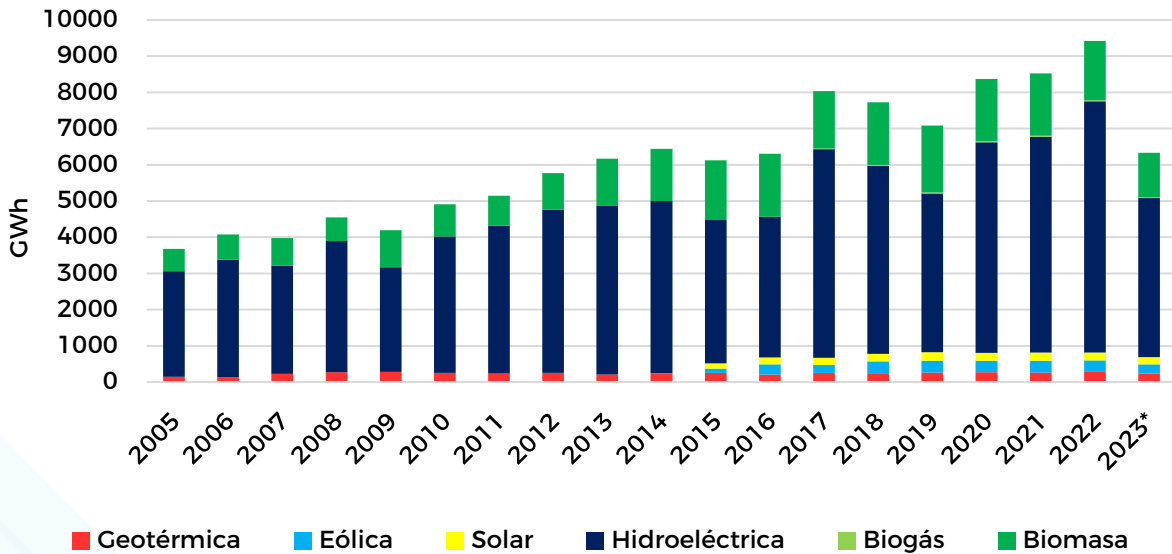
Fuente: Elaboración propia, con información del AMM

3.2.1. COMPOSICIÓN MATRIZ DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Desde el año 2005, la generación de electricidad en el Sistema Nacional Interconectado de Guatemala ha experimentado un aumento consistente gracias al uso de recursos renovables. Este crecimiento ha sido impulsado por el aprovechamiento de fuentes como la energía hidroeléctrica, eólica y solar, entre otras. La energía hidroeléctrica ha sido históricamente la principal fuente renovable en Guatemala aprovechando los abundantes recursos hídricos del país, se han construido numerosas plantas hidroeléctricas que generan electricidad de manera limpia y sostenible. Además, en los últimos años se ha observado un crecimiento significativo en la generación de energía eólica, solar y biomasa. Se han instalado parques eólicos en zonas propicias, donde los vientos son constantes y favorables para la producción de electricidad. Asimismo, se han implementado proyectos de energía solar, aprovechando la radiación solar abundante en el territorio guatemalteco. Estas tecnologías renovables han contribuido a diversificar aún más la matriz eléctrica y a reducir la dependencia de fuentes no renovables.

El aumento constante en la generación de electricidad a partir de recursos renovables refleja el compromiso de Guatemala con la transición hacia una matriz eléctrica más sostenible y respetuosa con el medio ambiente. Esta tendencia ha sido respaldada por políticas y regulaciones favorables, así como por inversiones en infraestructura y tecnología renovable. Es importante destacar que el crecimiento continuo de la generación renovable en Guatemala no solo tiene beneficios ambientales, sino también económicos y sociales. La generación de empleo, el fortalecimiento de la seguridad energética y la reducción de la dependencia de combustibles fósiles son algunos de los impactos positivos que se han observado. Estos cambios deben ir acompañados de estrategias de reservas y sistemas de respaldo.

Gráfica 24. Histórico de la generación por tipo de recurso renovable

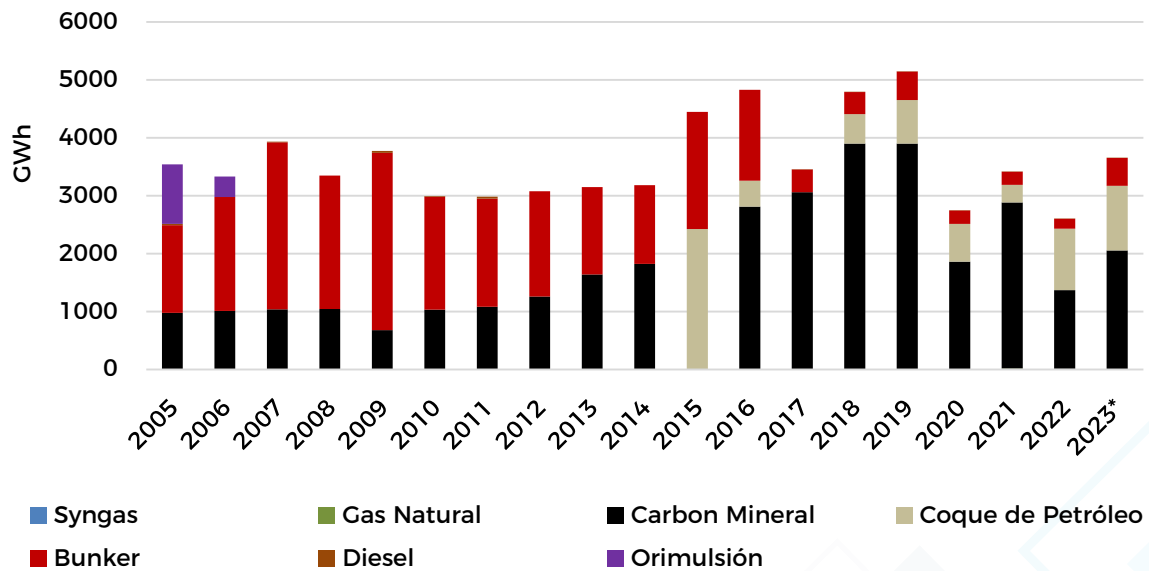


*Generación reportada a octubre 2023. Fuente: Elaboración propia, con información del AMM



El Plan Nacional de Energía 2017 - 2032 tiene como meta impulsar la diversificación de la matriz eléctrica y fomentar la incorporación de tecnologías renovables. Además, en las metas de la Política Energética 2013 - 2027 está alcanzar un 80% de la generación de energía eléctrica por medio de fuentes renovables. En primer lugar, se han establecido incentivos y regulaciones para fomentar el desarrollo de proyectos de energías renovables como la implementación de tarifas preferenciales para la energía renovable y la creación de fondos de financiamiento específicos. También, se han promovido programas de eficiencia energética para reducir la demanda de electricidad y optimizar su uso en diversos sectores, como la industria, el comercio y los hogares. Otra medida importante ha sido el impulso de la interconexión con países vecinos y aprovechar los excedentes de generación renovable de otros países y reducir la dependencia de fuentes no renovables a nivel nacional. La integración regional también promueve la estabilidad del suministro eléctrico y contribuye a la diversificación de la matriz eléctrica.

Gráfica 25. Histórico de la generación por tipo de recurso no renovable



*Generación reportada a octubre 2023. Fuente: Elaboración propia, con información del AMM

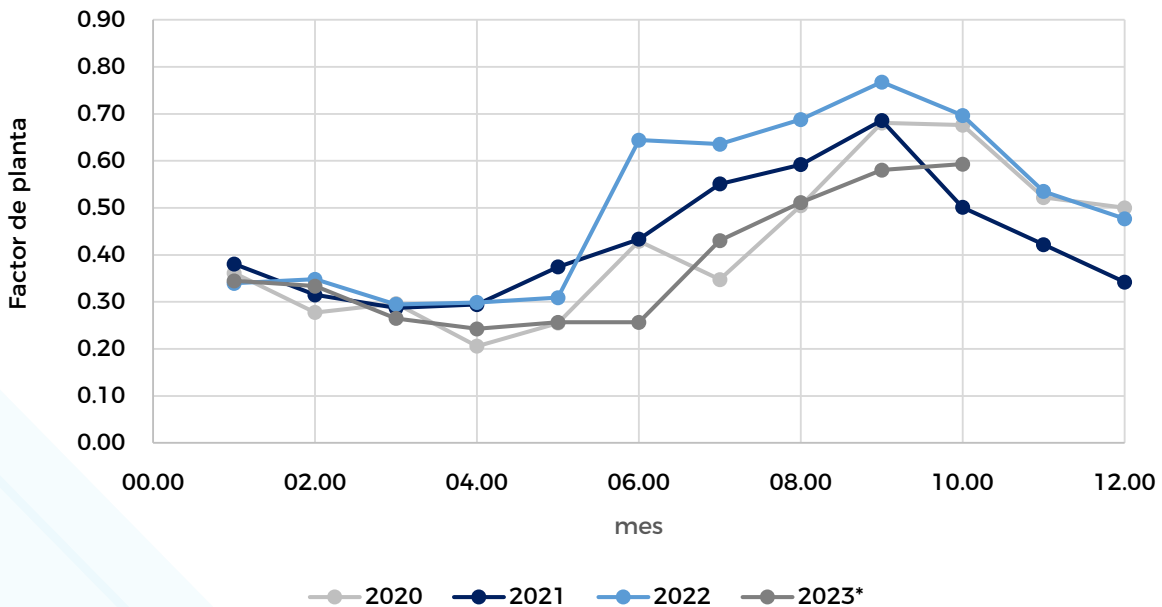


3.2.2. COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DE PLANTAS

A lo largo de la historia de las hidroeléctricas en Guatemala, el factor de planta ha sido una cifra fluctuante debido a diversas variables, como el nivel de agua en los embalses, las condiciones climáticas, la disponibilidad de agua y el mantenimiento de las plantas. En algunos meses, el factor de planta puede ser alto, lo que indica una alta eficiencia en la generación de energía hidroeléctrica, mientras que en otros meses puede ser más bajo debido a condiciones diversas.

El factor de planta histórico de las hidroeléctricas refleja la eficiencia real de generación de energía hidroeléctrica en comparación con su capacidad máxima teórica, y su seguimiento continuo es esencial para garantizar un suministro de energía confiable y sostenible en el país.

Gráfica 26. Factores de producción histórica para hidroeléctricas



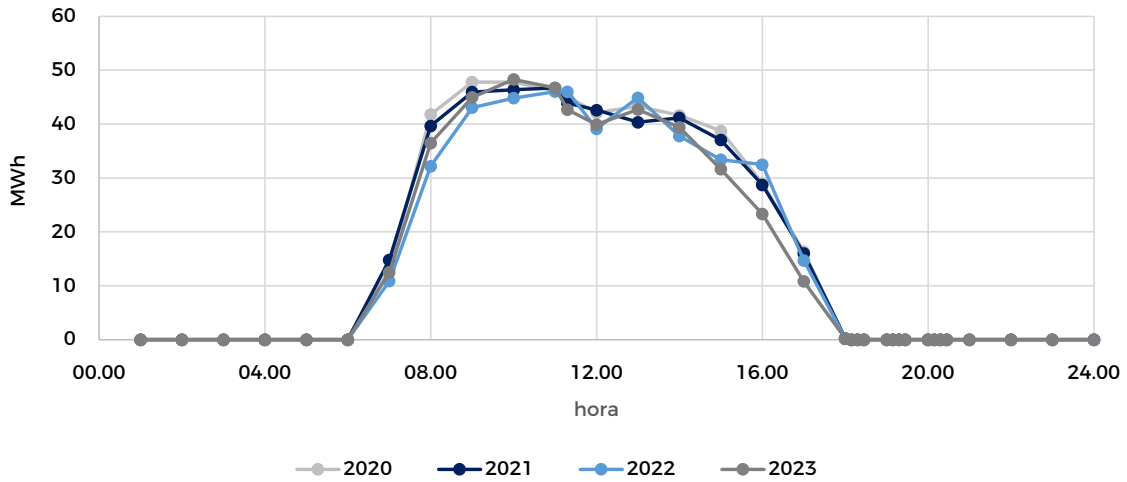
*Datos reportados a octubre 2023. Fuente: Elaboración propia, con información del AMM

La energía solar ha adquirido una relevancia creciente en la matriz eléctrica de Guatemala en los últimos años impulsada por la caída de los costos de las tecnologías y el potencial solares abundante en el país. La siguiente gráfica revela patrones característicos en la generación de energía solar a lo largo de las horas del día mostrando el potencial máximo de generación de energía solar destacando su capacidad para cubrir la demanda durante las horas pico de consumo e incluso considerar almacenamiento según el diseño de las plantas.



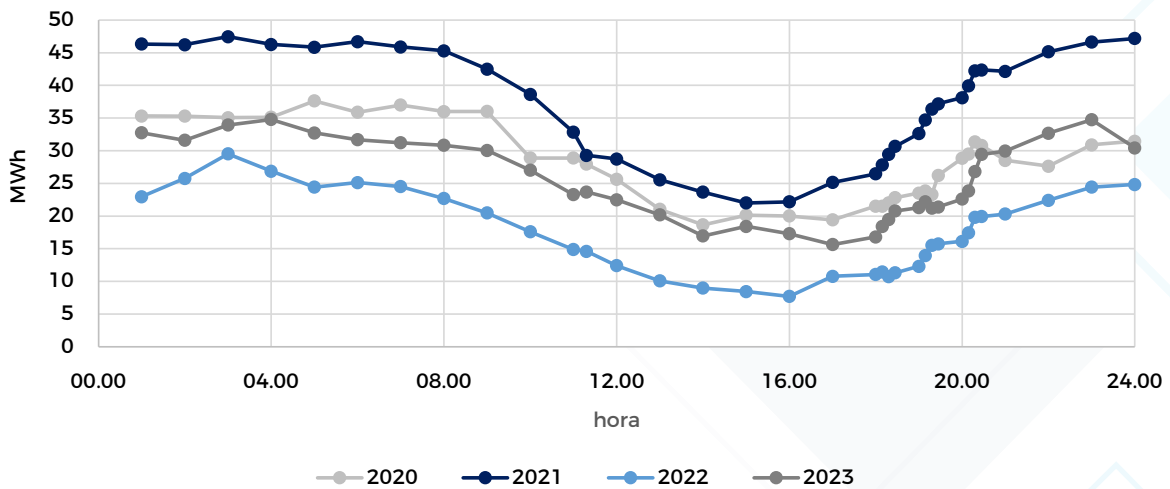
Guatemala cuenta con zonas ventosas propicias para la generación de energía a partir del viento. La relevancia de esta gráfica radica en su capacidad para informar y respaldar la planificación estratégica de la matriz eléctrica guatemalteca. Al analizar el comportamiento de la generación promedio horaria de energía eólica, los operadores del sistema eléctrico y los responsables de la toma de decisiones pueden diseñar estrategias para aprovechar al máximo el potencial eólico del país. Esto implica identificar las ubicaciones óptimas para la instalación de parques eólicos y gestionar adecuadamente la intermitencia de la generación eólica mediante el uso de tecnologías de almacenamiento y la integración con otras fuentes de energía.

Gráfica 27. Perfil histórico de la generación solar horaria



Fuente: Elaboración propia, con información del AMM

Gráfica 28. Perfil histórico de la generación eólica horaria



Fuente: Elaboración propia, con información del AMM



3.3. DEMANDA HISTÓRICA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Durante estos años, se observa una tendencia general al alza en la demanda de energía eléctrica, con fluctuaciones anuales debido a diversos factores como el crecimiento económico, las condiciones climáticas y los cambios en los patrones de consumo. A medida que la industrialización y el desarrollo de infraestructuras han avanzado, la demanda de energía eléctrica ha sido impulsada tanto por los sectores industriales y comerciales como por el crecimiento de los hogares. El incremento en la demanda de energía eléctrica ha planteado desafíos para el sector energético de Guatemala, incluyendo la necesidad de ampliar y mejorar la capacidad de generación y distribución eléctrica.

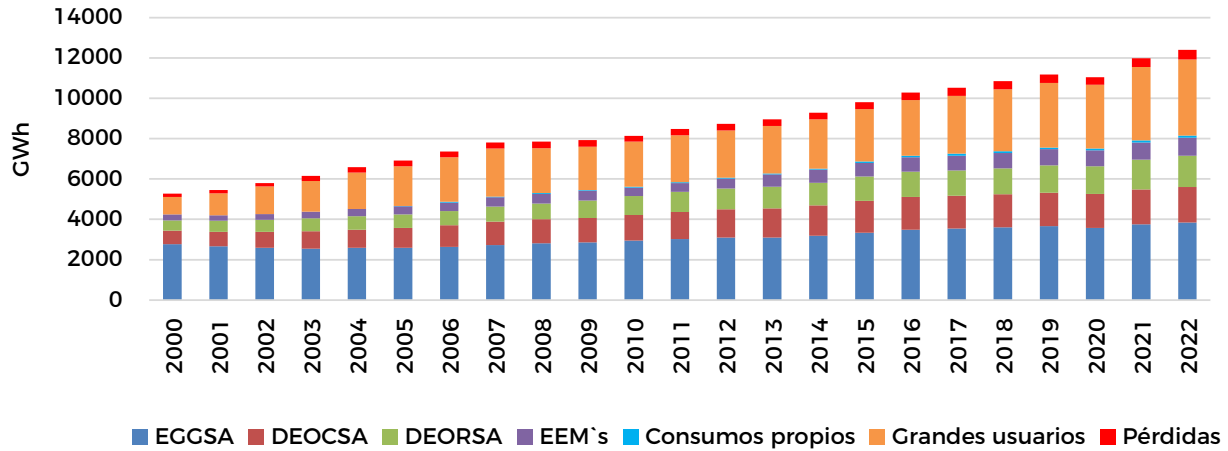
3.3.1. COMPORTAMIENTO DE LA DEMANDA DE ENERGÍA

La demanda de energía eléctrica en Guatemala en el período de 2000 a 2022 refleja el crecimiento y la evolución del país en términos de desarrollo socioeconómico. El suministro confiable y sostenible de energía eléctrica sigue siendo un desafío importante para garantizar el bienestar de la población y el impulso de la economía en el futuro. La demanda de energía eléctrica involucra a varios participantes que desempeñan un papel clave en el consumo y la distribución de electricidad en el país. Estos agentes incluyen a EEGSA (Empresa Eléctrica de Guatemala, S.A.), DEORSA (Distribuidora de Electricidad de Oriente, S.A.), DEOCSA (Distribuidora de Electricidad de Occidente, S.A.), las Empresas Eléctricas Municipales y los Grandes Usuarios.

EEGSA es una de las principales empresas distribuidoras de energía eléctrica en Guatemala, cubriendo gran parte del territorio nacional. Es responsable de suministrar electricidad a una amplia base de clientes, incluyendo hogares, empresas, industrias y otros usuarios. DEORSA y DEOCSA son empresas encargadas de la distribución de electricidad en las regiones oriente y occidente del país, respectivamente, operando redes de distribución y brindando servicios a los consumidores en sus áreas de concesión.



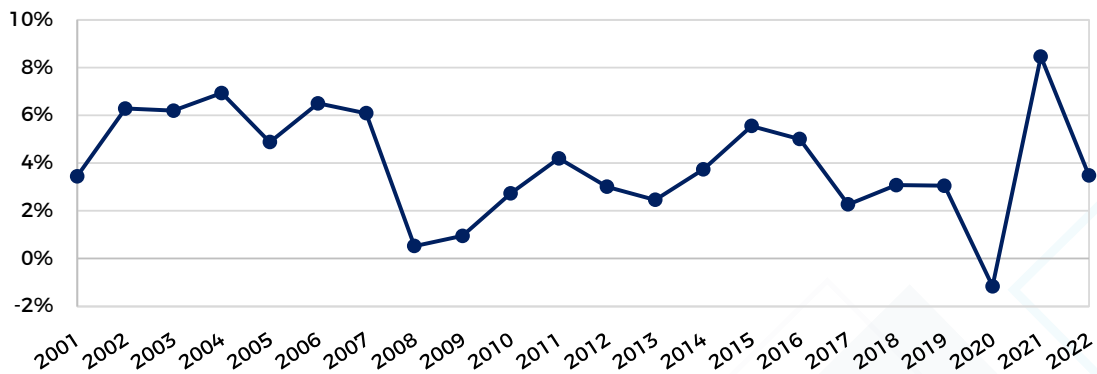
Gráfica 29. Demanda de energía anual histórica



Fuente: Elaboración propia, con información del AMM.

Las Empresas Eléctricas Municipales (EEM's) son entidades creadas por los gobiernos locales para proporcionar energía eléctrica a las comunidades a nivel municipal. Estas empresas tienen la responsabilidad de administrar y distribuir la electricidad a los residentes y empresas dentro de su jurisdicción. Además de los agentes mencionados, los Grandes Usuarios también desempeñan un papel importante en la demanda de energía eléctrica en Guatemala incluyendo industrias, grandes empresas y comercios que requieren una cantidad significativa de electricidad para sus operaciones diarias.

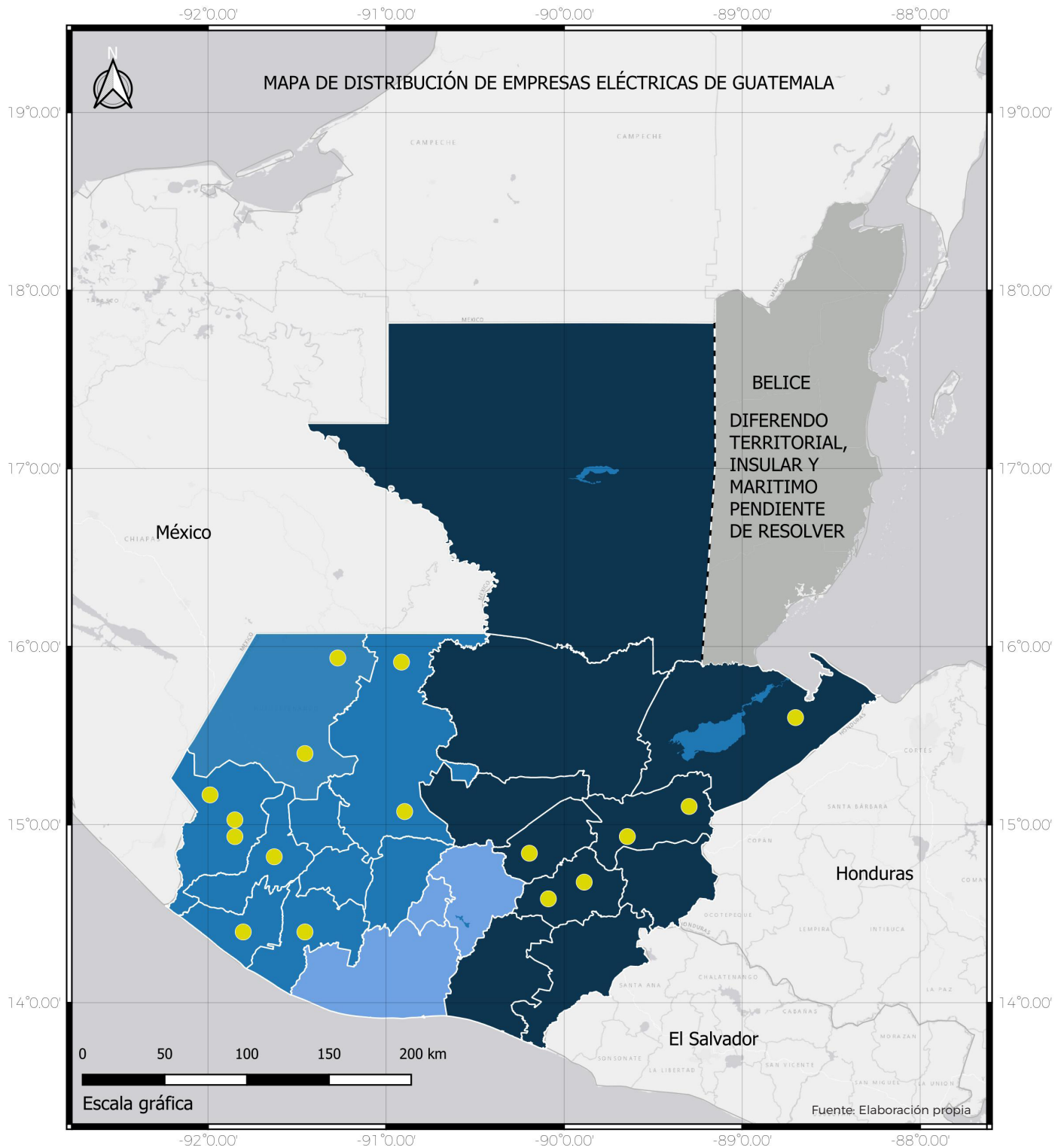
Gráfica 30. Variación de la tasa de crecimiento de la energía consumida anualmente



Fuente: Elaboración propia, con información del AMM

Por último, existen los Consumos Propios, que se refieren a aquellos usuarios que generan su propia electricidad para satisfacer sus necesidades que producen parte o la totalidad de la energía que consumen. En conjunto, estos agentes o participantes en la demanda de energía eléctrica en Guatemala conforman un sistema diverso y complejo que busca satisfacer las necesidades energéticas de la población y el desarrollo del país.





SIMBOLOGÍA

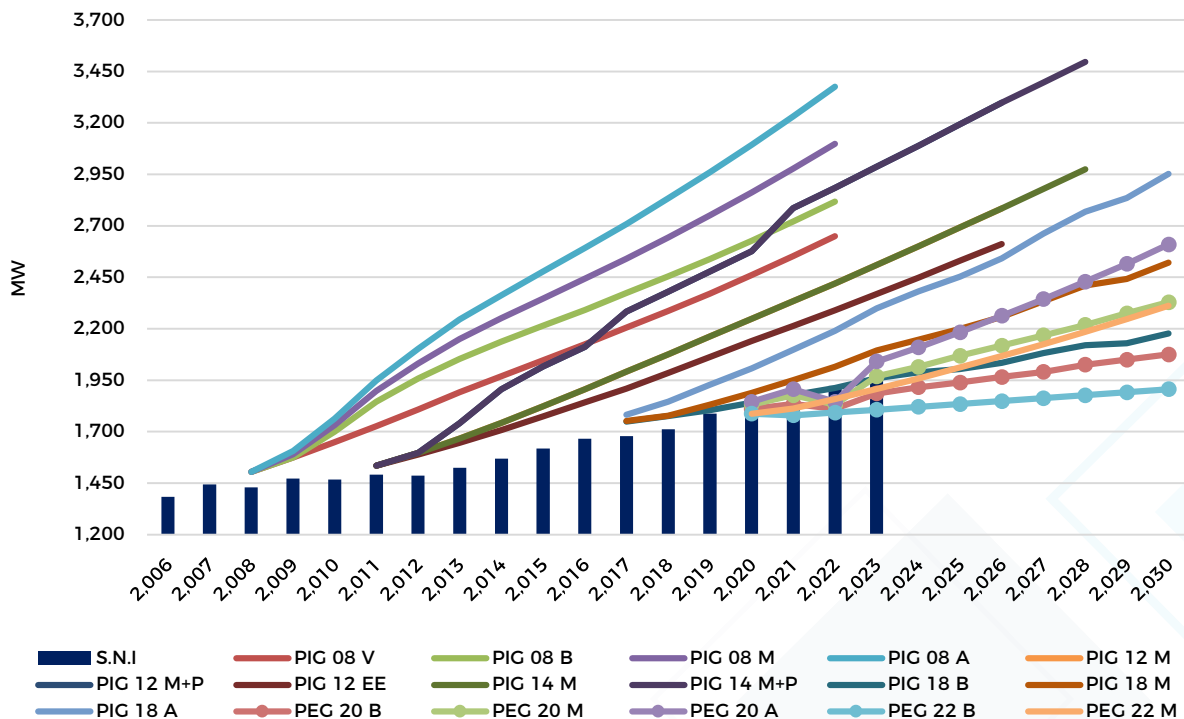
- Distribuidora de Electricidad de Oriente S.A.-DEORSA-
- Distribuidora de Electricidad de Occidente S.A.-DEOCSA-
- Empresa Eléctrica de Guatemala -EEGSA-
- Empresas Eléctricas Municipales

3.3.2. HISTÓRICO DE PROYECCIONES DE LA DEMANDA

La demanda histórica de electricidad en Guatemala ha experimentado un crecimiento significativo siendo un factor crucial para el desarrollo y el bienestar del país. A lo largo de los años, se ha observado un incremento constante en el consumo de electricidad, impulsado por el crecimiento industrial, comercial y residencial.

Durante este período histórico, se han implementado diversas políticas y proyectos para fortalecer la infraestructura eléctrica y garantizar un suministro confiable y sostenible de energía. A través de la recopilación y el análisis de datos históricos, se pueden identificar patrones de consumo, estacionalidades y tendencias a largo plazo, lo que brinda información valiosa para la planificación y la toma de decisiones en el sector energético.

Gráfica 31. Demanda de potencia eléctrica histórica comparada con la proyección de demanda de los planes anteriores

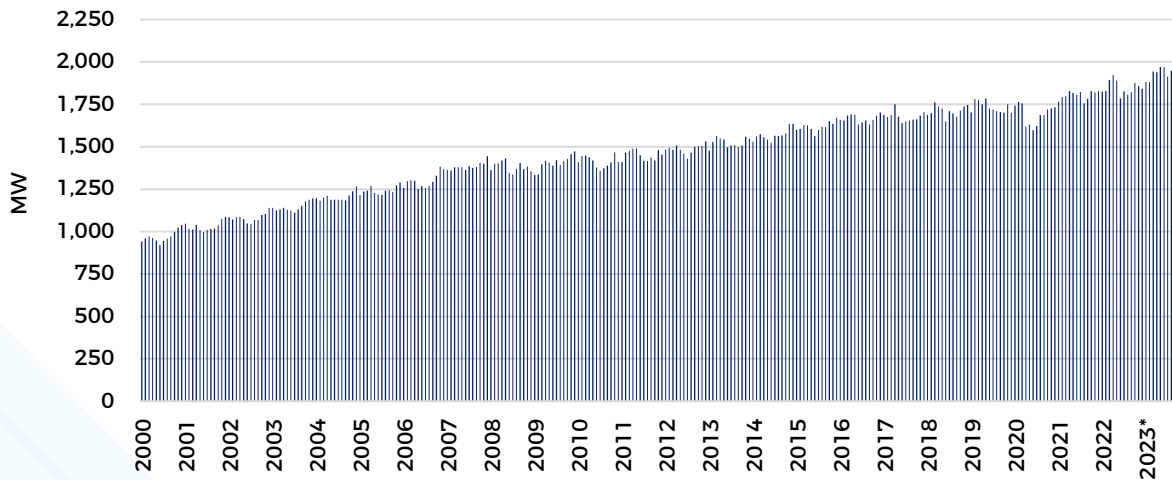


Fuente: Elaboración propia, con información del AMM

El marco institucional y legal del sistema de generación en Guatemala ha establecido los Planes de Expansión Indicativos. Estos planes han incluido proyecciones de la demanda máxima esperada desde su primera edición en 2008 por la CNEE, hasta la última edición realizada por la Unidad de Planeación Energético Minero del MEM. Gracias a estas proyecciones, se ha facilitado la expansión del sistema de generación y del sistema de transporte eléctrico. Esto ha sido fundamental para asegurar un abastecimiento adecuado de energía tanto para el sector residencial como para el industrial y comercial.

La siguiente gráfica muestra la evolución de la máxima demanda de potencia eléctrica mensual desde el año 2000 hasta octubre 2023. Durante este período, se ha observado un crecimiento sostenido en la demanda. Además, el análisis de la gráfica también podría revelar patrones estacionales, picos de consumo y otros factores que influyen en la demanda eléctrica.

Gráfica 32. Histórico de potencia máxima demandada al mes



*Demanda reportada a octubre 2023. Fuente: Elaboración propia, con información del AMM

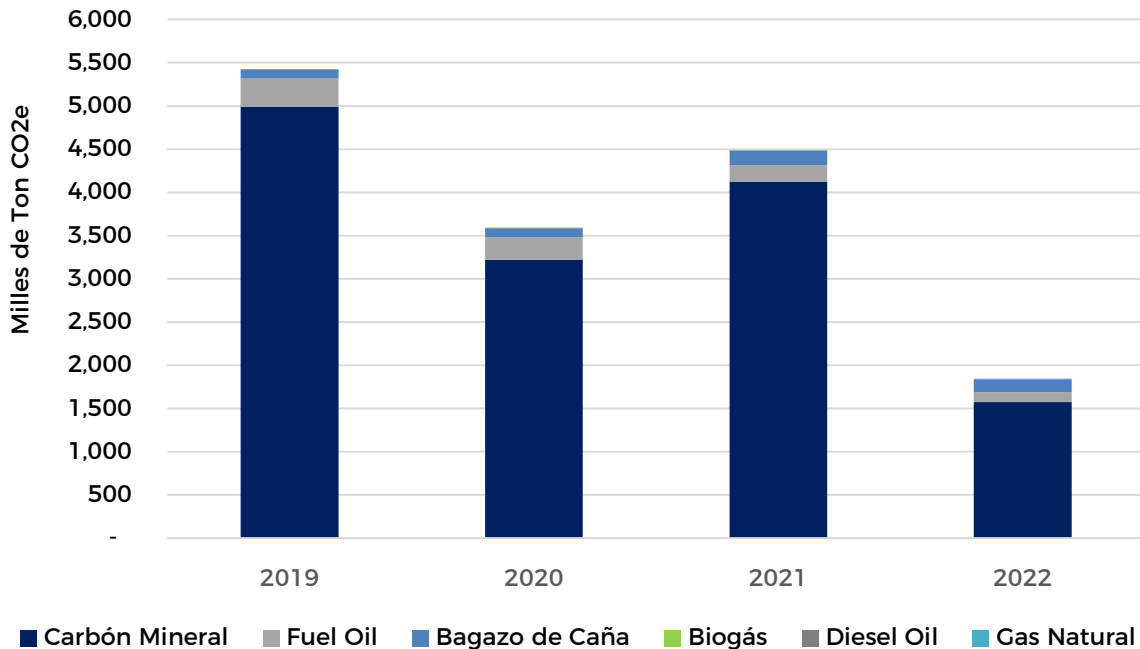
La máxima demanda de potencia del 2023 fue 1,970 MW en el mes de mayo.



3.4. EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

El cálculo de emisiones de gases de efecto invernadero para el sector energético del país es elaborado anualmente por el MEM bajo la metodología IPCC 2006, de estos cálculos se obtienen las emisiones totales del subsector eléctrico y sus sistemas de generación.

Gráfica 33. Histórico anual de emisiones de GEI por tipo de combustible



*bajo la metodología IPCC 2006. Fuente: Elaboración propia con información del MEM

En la gráfica anterior se muestra la evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero -GEI- en los últimos cuatro años. Destaca que el carbón es la fuente energética responsable de la mayor parte de estas emisiones dentro de este subsector. Es relevante mencionar que las plantas hidroeléctricas, fotovoltaicas y eólicas no se incluyen en este conteo, ya que no generan emisiones directas, y sus emisiones indirectas se contabilizan dentro de la categoría de otros energéticos.

El sector eléctrico guatemalteco enfrenta el desafío de equilibrar la demanda creciente de electricidad con la necesidad de reducir su impacto ambiental. Por esta razón, se busca promover un mayor uso de fuentes de energía renovable y sostenible para asegurar un futuro más limpio y sustentable en la generación de electricidad en el país.



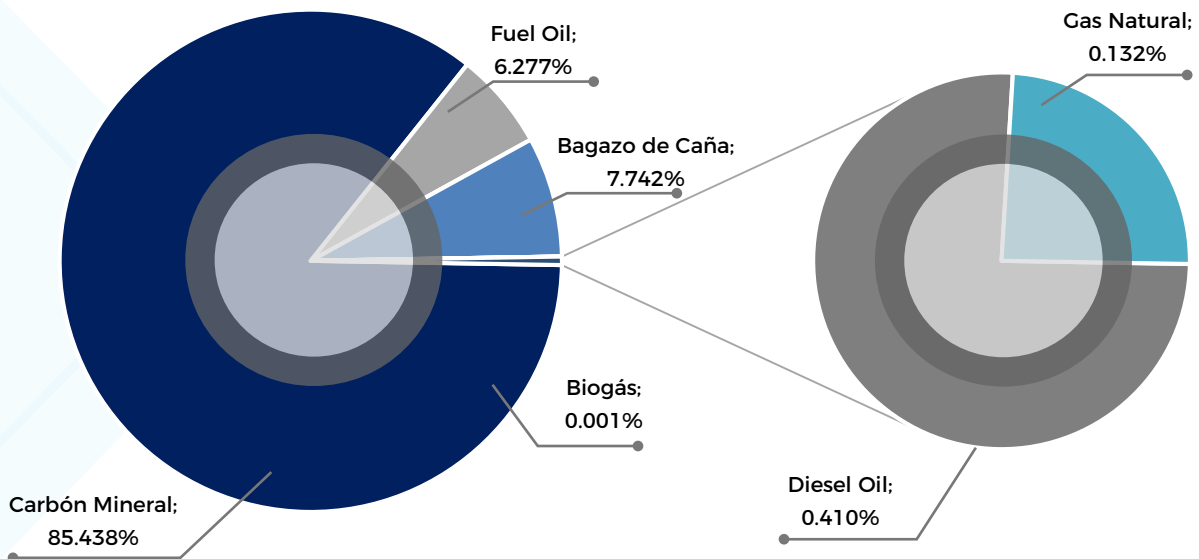
Actualmente se emplean diversas fuentes de energía para la generación de electricidad, para el 2022 se tiene un total de 1,843,204.02 Toneladas de CO₂e generadas por 6 tipos de combustibles relacionados con el subsector eléctrico. Los objetivos y esfuerzos de Guatemala contemplan reducir el impacto ambiental, con este análisis de evidencia que plantas y procesos son los que deben tomar acciones concretas. Los esfuerzos muestran resultados evidentes entre 2021 y 2022, teniendo una baja en el consumo de carbón gracias al porcentaje de energía renovable que participa en el mercado eléctrico.

Tabla 5. Desglosado de emisiones de GEI en 2022

GENERACIÓN POR TIPO DE COMBUSTIBLE 2022	TON CO ₂ e	% PARTICIPACIÓN
Carbón Mineral	1,574,805	85.4384%
Fuel Oil	115,694	6.2768%
Bagazo de Caña	142,695	7.7417%
Biogás	22	0.0012%
Diesel Oil	7,559	0.4101%
Gas Natural	2,428	0.1317%
TOTAL	1,843,204	100%

Fuente: Elaboración propia con información del MEM.

Gráfica 34. Composición de emisiones de GEI en 2022



Fuente: Elaboración propia con información del MEM



3.5. POTENCIAL ENERGÉTICO

En Guatemala, existe un amplio potencial de recursos energéticos renovables que se pueden aprovechar. Según las estadísticas y estimaciones del MEM, que se publicaron en el Plan Nacional de Energía 2017-2032, se destacan los siguientes puntos:

- » El recurso hídrico es el de mayor potencial aprovechable en el país, y se estima que aún quedan 4,690 MW por aprovechar.
- » Aunque se ha aprovechado poco, aún hay disponibilidad de 966 MW en recursos geotérmicos.
- » Se estima que el potencial eólico de Guatemala es de 7,800 MW en todo el territorio nacional.
- » Guatemala cuenta con una abundante radiación solar valorizada en 5.3kWh/ m2/día.

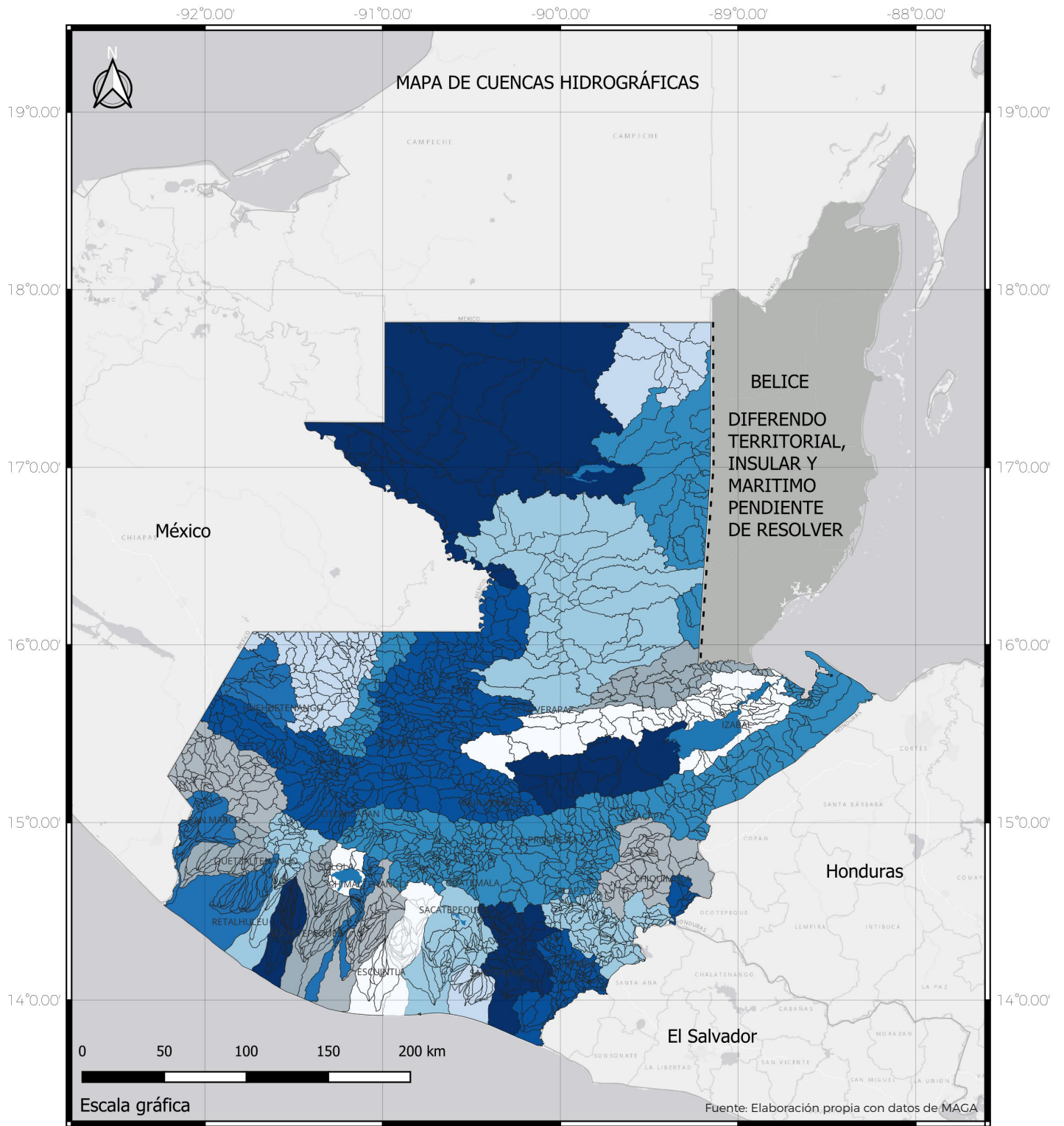
3.5.1. POTENCIAL HÍDRICO

Guatemala, con su variado relieve montañoso y su abundante precipitación pluvial, alberga un potencial hidroeléctrico significativo que aún se encuentra en gran medida inexplorado. A lo largo de las décadas, se han realizado esfuerzos notables para aprovechar esta riqueza natural y desarrollar proyectos hidroeléctricos, pero persisten desafíos técnicos, ambientales y económicos que requieren un enfoque estratégico y sostenible.

Guatemala cuenta con un mosaico de microclimas y cuencas hidrográficas que ofrecen un potencial hídrico variado y abundante en todo el país con una precipitación anual que oscila entre 1,000 y 4,000 mm en diferentes regiones, el ciclo hidrológico es un recurso renovable vital para la generación de energía hidroeléctrica.

El desarrollo hidroeléctrico en Guatemala enfrenta desafíos que incluyen cuestiones ambientales, sociales y económicas. La consulta y participación de las comunidades locales, la gestión sostenible de los recursos hídricos y la mitigación de impactos ambientales son áreas críticas que requieren atención. Sin embargo, estos desafíos también presentan oportunidades para el desarrollo de proyectos con enfoque en la responsabilidad social corporativa y la sostenibilidad ambiental. El futuro del desarrollo hidroeléctrico en Guatemala se perfila prometedor, con el país buscando diversificar su matriz eléctrica y reducir su dependencia de los combustibles fósiles. La colaboración entre el gobierno, el sector privado y las comunidades locales será esencial para aprovechar el potencial hídrico de Guatemala de manera sostenible y beneficiosa para todos.





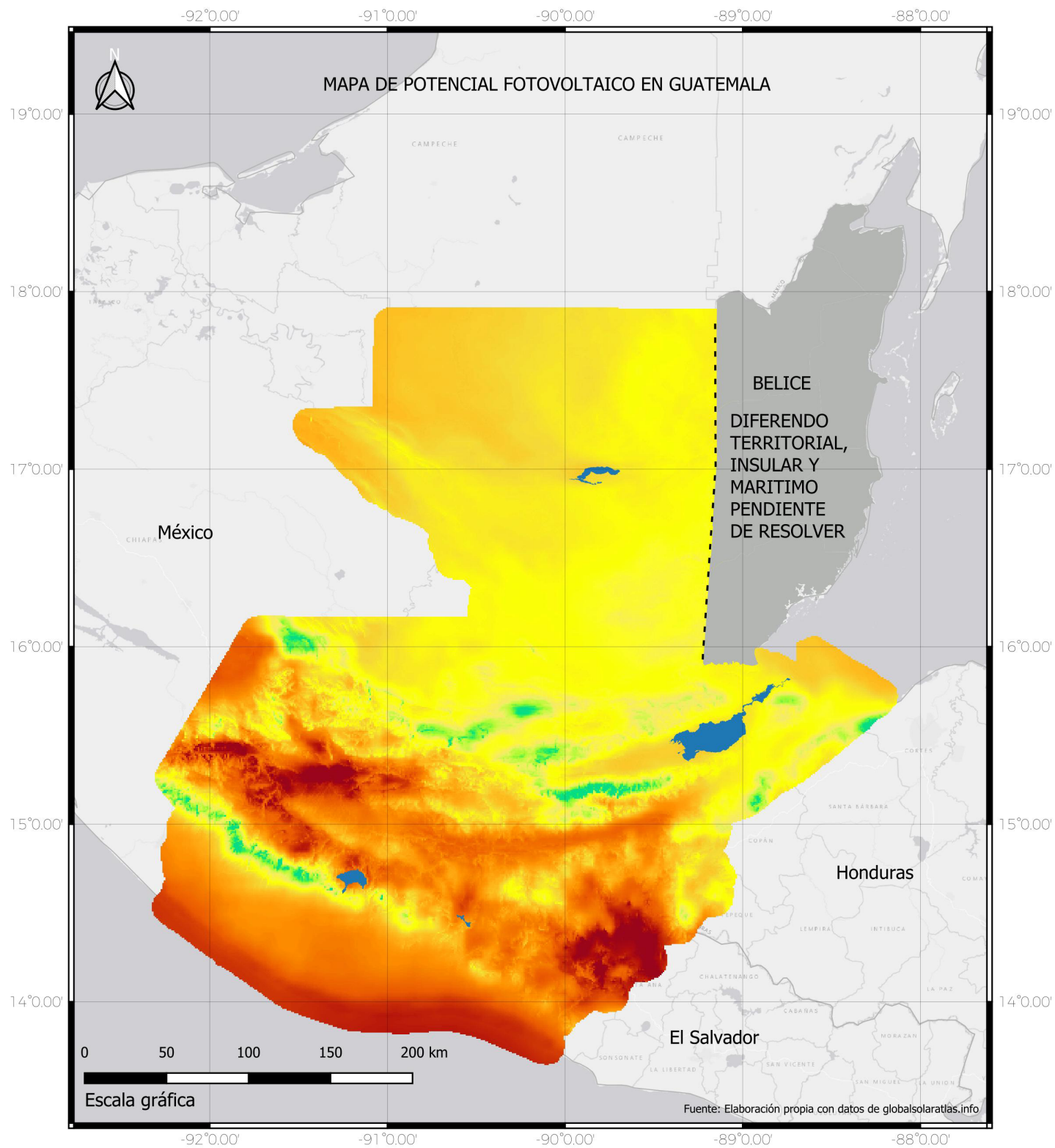
Cuencas_50000 [2391]	Río Cuiclo [56]	Río Ostúa Gúija [149]	Río Xacbal [49]	Río Naranjo [32]	Río Olopa [14]	Río Usumacinta [15]
Río Achiguate [35]	Río Grande de Zacapa [70]	Río La Pasión [46]	Río Mopán Belice [30]	Río Nentón [21]	Río Paz [116]	Río Polochic [16]
Río Acomé [8]	Río Pojóm [16]	Río Samalá [66]	Río Motagua [493]	Río Madre Vieja [52]	Río Selegua [53]	Río Los Esclavos [62]
Río Cahabón [12]	Río Hondo [14]	Río María Linda [61]	Río Nahualate [60]	Río Suchiate [48]	Río Salinas [428]	Río San Pedro [16]
Río Coatán [23]	Río Paso Hondo [22]	Río Mocho [4]	Río Sarstún [42]	Río Ocosito [30]	Río Sis-Icán [45]	
Río Coyolate [51]	Río Ixcán [69]					

3.5.2. POTENCIAL SOLAR

Según los datos publicados en el Plan Nacional de Energía 2018-2032 de Guatemala revela un prometedor potencial del recurso solar como fuente de energía para los planes de expansión de generación eléctrica del país, se estima que Guatemala cuenta con una abundante radiación solar valorizada en $5.3\text{kWh}/\text{m}^2/\text{día}$, lo que proporciona una base sólida para el desarrollo de proyectos de energía solar a gran escala. Esta fuente renovable ofrece numerosos beneficios, como la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles, la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero y la diversificación de la matriz eléctrica. Con un potencial solar significativo y un enfoque estratégico en su aprovechamiento, Guatemala puede impulsar la generación de electricidad de manera sostenible y contribuir a la transición hacia un sistema energético más limpio y eficiente.

Como recurso de referencia para futuros estudios e instalación de nuevas plantas se cuenta con un Mapa de Radiación Solar que proporciona información detallada sobre los rangos de potencial solar por área. Este mapa es una herramienta para identificar las zonas con mayor irradiación solar y aprovechar al máximo el recurso renovable disponible. Además, el mapa también muestra las ubicaciones de las centrales solares en operación, brindando una visión clara de cómo se ha integrado la energía solar en la matriz eléctrica del país.





**GOBIERNO de
GUATEMALA**

MINISTERIO
DE ENERGÍA
Y MINAS

Potencial Fotovoltaico de Guatemala



Suma anual
kWh/kWp

3.5.3. POTENCIAL EÓLICA

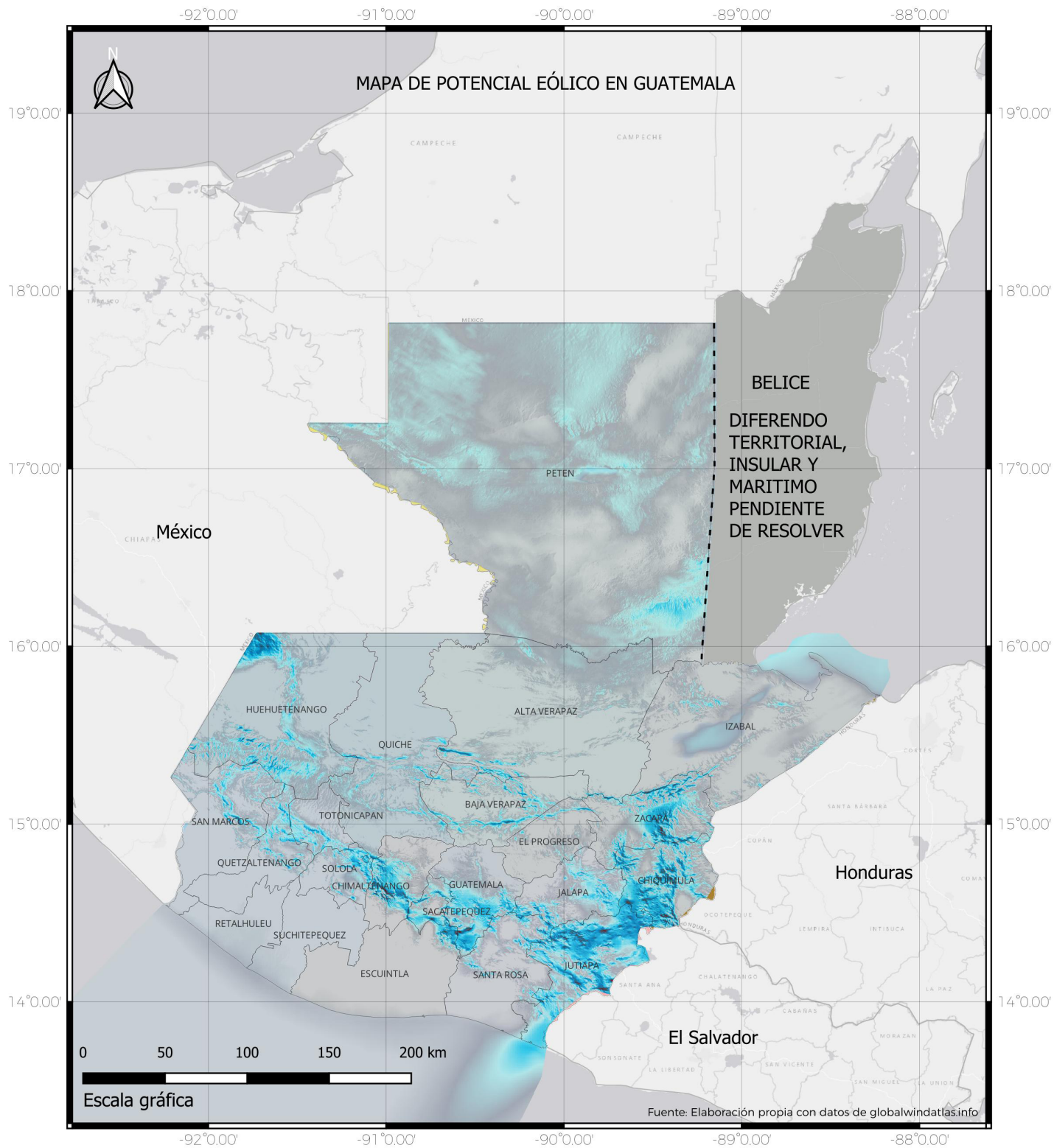
El Plan Nacional de Energía 2018-2032 de Guatemala destaca el potencial eólico como una fuente prometedora de energía para los planes de expansión de generación eléctrica del país. Según los datos publicados, se ha identificado un significativo potencial eólico en varias regiones de Guatemala. Este recurso renovable ofrece una oportunidad única para diversificar la matriz eléctrica y reducir la dependencia de los combustibles fósiles. El plan establece que se ha estimado un potencial eólico de 204.12 MW en Guatemala. Este dato demuestra la capacidad del país para aprovechar la energía del viento y utilizarla como una fuente sostenible de generación eléctrica. La energía eólica ofrece numerosos beneficios, como la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y la mitigación del cambio climático.

Mediante la instalación estratégica de parques eólicos en áreas propicias, Guatemala puede aprovechar su potencial eólico y contribuir a la diversificación de su matriz eléctrica. Además, la energía eólica puede impulsar el desarrollo económico y crear empleos en el sector de energías renovables. El Plan Nacional de Energía proporciona una guía integral para aprovechar el potencial eólico de Guatemala y establecer metas claras para la expansión de la generación eléctrica a partir de esta fuente renovable. Con un enfoque estratégico y una inversión adecuada, Guatemala puede aprovechar plenamente su potencial eólico y avanzar hacia un futuro energético más limpio y sostenible.

En la región oriente de Guatemala se encuentran las mayores capacidades de potencial eólico. Los departamentos más destacados en esta región son Chiquimula, Jutiapa y Zacapa. Además, en la región central del país, el departamento de Guatemala también presenta un potencial eólico significativo.

En Mapa de Densidad de Viento se pueden identificar los puntos con mayor capacidad de generación de energía eléctrica a partir de este recurso, siendo una herramienta para identificar las zonas con mayor potencial eólico y aprovechar al máximo esta fuente de energía renovable. La disponibilidad de este mapa permite a las autoridades y los inversores tomar decisiones informadas sobre la expansión de proyectos eólicos en áreas estratégicas permitiendo maximizar el potencial de generación de electricidad limpia y renovable en Guatemala.





3.5.4. POTENCIAL GEOTÉRMICA

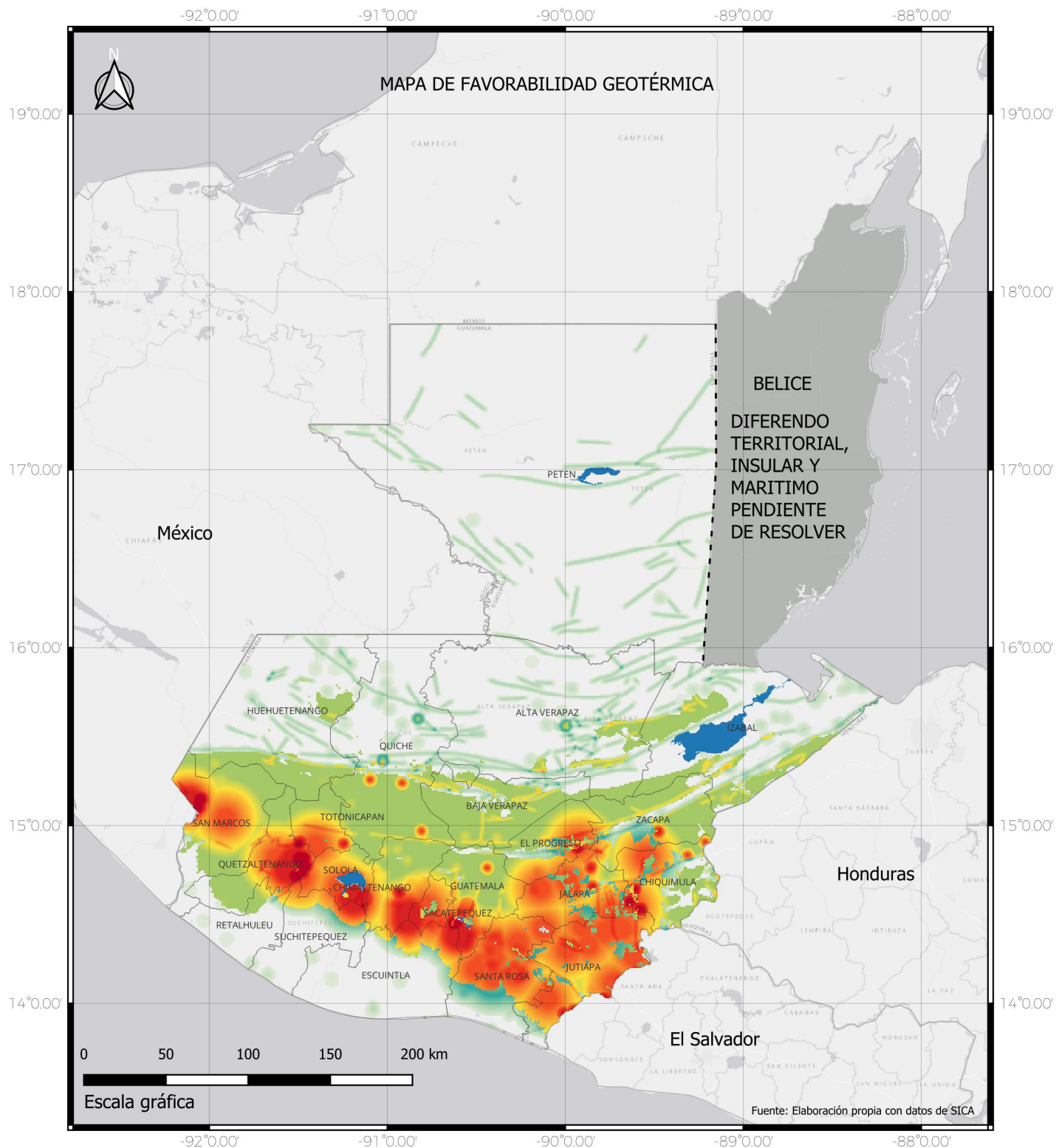
Este recurso renovable ofrece una oportunidad única para diversificar la matriz eléctrica y reducir la dependencia de los combustibles fósiles. El Plan Nacional de Energía 2018-2032 establece que se estima un potencial geotérmico aprovechable de 966 MW en Guatemala. La energía geotérmica utiliza el calor natural proveniente del interior de la Tierra para generar electricidad de manera eficiente y sostenible. Guatemala cuenta con una geología propicia para el desarrollo de proyectos geotérmicos, lo que le brinda una ventaja significativa en la generación de energía limpia y renovable.

La implementación de proyectos geotérmicos en el marco de los planes de expansión de generación eléctrica de Guatemala contribuirá a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y al fortalecimiento de la seguridad energética del país. Con un enfoque estratégico y la inversión adecuada, Guatemala puede aprovechar plenamente su potencial geotérmico y convertirse en un referente en la generación de energía geotérmica en la región. Esto no solo promoverá la sustentabilidad ambiental, sino también el desarrollo económico y la creación de empleos en el sector de energías renovables.

La actividad tectónica y volcánica en la región ha creado condiciones favorables para el desarrollo de proyectos de energía geotérmica, entre las áreas con mayor potencial se encuentran los departamentos de Quetzaltenango, Guatemala, San Marcos, Jutiapa y Santa Rosa. Estas zonas se caracterizan por la presencia de fuentes termales, manantiales calientes y volcanes activos que indican la existencia de recursos geotérmicos aprovechables.

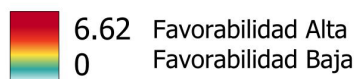
A pesar de este potencial, el desarrollo de proyectos geotérmicos en Guatemala ha sido limitado hasta la fecha, es importante destacar que el gobierno guatemalteco y otras instituciones están mostrando un interés creciente en el desarrollo de la geotermia como parte de su estrategia energética para diversificar su matriz y reducir la dependencia de combustibles fósiles.





MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

GT_Favorabilidad



4. PREMISAS DE PLANIFICACIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN



En cumplimiento con el marco institucional y legal de Guatemala, la Unidad de Planeación Energético-Minero ha llevado a cabo un análisis para la elaboración del Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación para el período 2024-2054. Este plan se ha concebido con el propósito de cumplir con una serie de objetivos y premisas que respalden el suministro sostenible y eficiente de energía, especialmente aquel que concierne a las necesidades eléctricas del país.

La metodología empleada en este plan se basa en la evaluación de diversos escenarios, cada uno de los cuales considera el impacto de múltiples variables que actúan como premisas fundamentales. Estos escenarios están diseñados para alinear y dar cumplimiento a la Política Energética para el período 2013-2027.

El sistema de generación de Guatemala a finales del 2022 contaba con una capacidad efectiva de 3,385 MW, según datos proporcionados por el AMM. De esta capacidad, se tiene una participación de energía renovable del 78.31%. Por lo tanto, resulta pertinente incorporar variables relacionadas con la meteorología y los fenómenos climáticos ampliamente respaldados por la ciencia, como el cambio climático, El Niño y La Niña, con el fin de evaluar aspectos vinculados a los caudales, las estaciones de lluvia, la variabilidad del viento y la disponibilidad de horas de sol.

Además, teniendo en cuenta el 21.69% de la energía anual actual proviene de fuentes no renovables, se considera esencial incorporar la variable del costo de combustible en los escenarios evaluados. Por último, se realiza una evaluación de la capacidad para atender la demanda de energía y potencia eléctrica, contemplando diferentes ritmos de crecimiento de la demanda. Se han identificado especialmente dos escenarios, de crecimiento medio y de crecimiento alto, dado que presentan una mayor probabilidad de ocurrencia en el entorno actual.



4.1. OBJETIVOS

El objetivo principal en el que se enfoca el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación es garantizar la seguridad energética nacional del subsector eléctrico.

Los objetivos específicos son los siguientes:

- » Garantizar la fiabilidad del suministro eléctrico mediante la diversificación de fuentes de generación de energía.
- » Analizar diferentes escenarios para el desarrollo del sistema de generación nacional, teniendo en cuenta factores como el clima, los costos de combustibles y el aumento de la demanda energética.
- » Fomentar la inversión en nuevas plantas de generación, especialmente aquellas que utilizan recursos renovables y limpios, para satisfacer eficientemente la demanda energética en los próximos treinta años.
- » Asegurar un suministro eléctrico seguro y competitivo, buscando optimizar los costos mediante la incorporación de centrales generadoras más eficientes y tecnológicamente avanzadas en comparación con las existentes en el parque de generación actual.
- » Evaluar el costo asociado a la implementación de políticas públicas destinadas a cumplir con los compromisos nacionales e internacionales de mitigación de gases de efecto invernadero.
- » Evaluar posibles escenarios de contingencia relacionados con emergencias climáticas y la retirada de operación de plantas de generación clave en el sistema.

4.2. METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN

Para desarrollar los escenarios, se emplearon algunas directrices de la metodología sugerida por OLADE, esto implica la necesidad de analizar los planes y proyectos estableciendo suposiciones relacionadas con las variables para tener en cuenta decisiones futuras garantizando la seguridad energética y la optimización de los recursos disponibles en el país. Las herramientas utilizadas fueron:



» Stochastic Dual Dynamic Program -SDDP-

En Guatemala, el sistema de generación se planifica anualmente bajo la responsabilidad del AMM teniendo como objetivo principal operar el sistema con el menor costo posible, respetando premisas de calidad en su funcionamiento. Para la planificación a largo plazo, la UPEM utiliza el software SDDP simulando la operación del sistema durante un período de treinta años continuos, abarcando desde 2024 hasta 2054.

El software SDDP utiliza información histórica de variables, como los caudales reportados por los agentes generadores. Con base en esta información, el modelo genera series sintéticas de caudales para el futuro donde cada serie sintética representa, para todo el horizonte de planeación, un escenario hidrológico diferente.

Luego, el modelo utiliza información sobre los costos de operación y mantenimiento, costos de combustibles, parámetros de la red de transmisión, demanda de energía y potencia, así como las características de las plantas de generación hídricas, térmicas y renovables no convencionales. Con todos estos datos, se minimiza el costo operativo del sistema teniendo en cuenta la función de costo futuro. La función objetivo del uso del software es lograr la operación del sistema al mínimo costo posible.

» Optimal Generation Environment and Network -OPTGEN-

El propósito principal del proceso de planificación de la expansión es lograr un equilibrio adecuado entre el suministro de electricidad y la demanda, es decir, identificar la combinación óptima de plantas de generación y rutas de transmisión que deben construirse para satisfacer los requisitos de la demanda en un horizonte de tiempo dado. Este enfoque tiene como objetivo minimizar una función de costos que considera los siguientes aspectos:

- » Costos de inversión en infraestructura.
- » Penalización por la energía no suministrada (fallas en el suministro eléctrico).

En general, este proceso de toma de decisiones implica asegurar criterios económicos, de confiabilidad y ambientales que se alineen con las políticas nacionales de energía. En resumen, el objetivo del proceso de optimización de la generación es establecer un cronograma de inversiones que minimice los costos para la construcción de nuevas capacidades de generación, interconexiones regionales y otros proyectos relacionados.



4.3. PREMISAS DEL PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Las bases del plan se apoyan en la proyección de la demanda de energía y potencia eléctrica, las evaluaciones sobre los costos de los combustibles, los aspectos hidrológicos, la emisión de GEI y el precio SPOT. Estas variables son fundamentales para realizar una planificación energética integral y robusta, permitiendo que el sistema eléctrico esté preparado para satisfacer las necesidades energéticas futuras de manera eficiente, sostenible y a costos razonables.

A continuación, se expondrán los supuestos utilizados en los escenarios del subsector eléctrico durante el período de estudio comprendido entre 2024 a 2054.

4.3.1. PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA ELÉCTRICA

A lo largo de las últimas décadas, se ha llevado a cabo proyecciones históricas de la demanda eléctrica para evaluar y planificar el suministro eléctrico del país. Estas proyecciones se han realizado en diferentes escenarios, considerando demandas baja, media y alta. Se presenta del año 2006 hasta el año 2030, una comparativa de la demanda real del SNI contra la demanda proyectada en cada escenario. El Error de Porcentaje Medio Absoluto -MAPE- es una métrica útil para evaluar la precisión de las proyecciones de la demanda eléctrica en Guatemala. El MAPE permite medir el error promedio porcentual entre las proyecciones de demanda eléctrica y los valores reales, lo que proporciona una medida relativa de la calidad de las proyecciones realizadas.

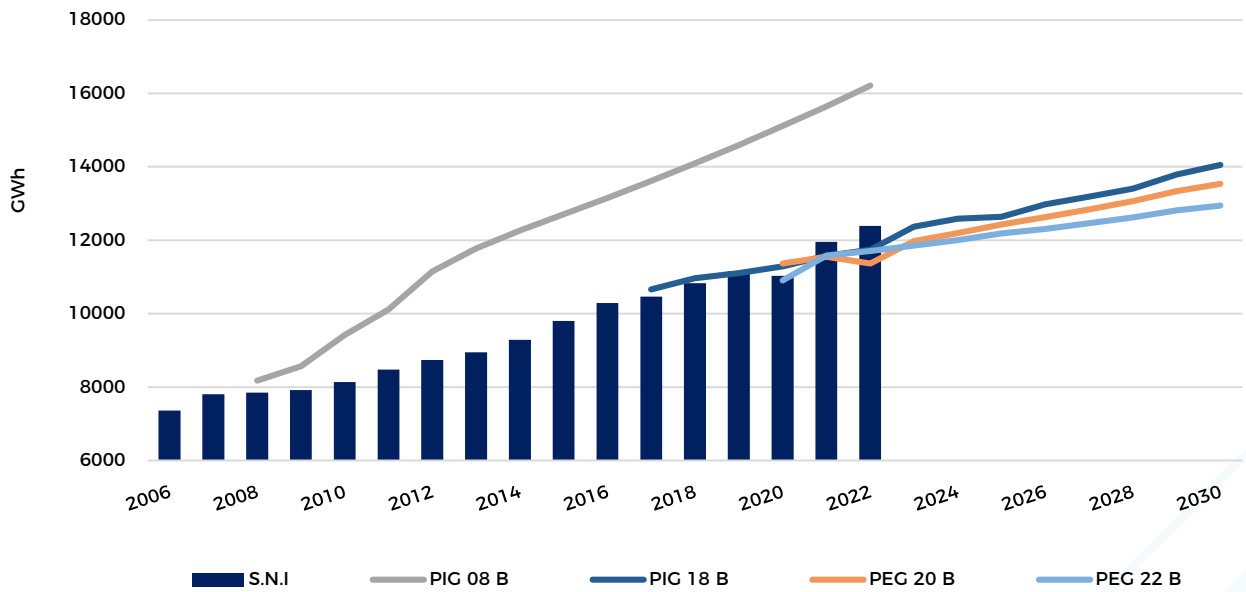
Al aplicar el MAPE a las proyecciones de la demanda eléctrica en Guatemala, se puede determinar cuán cercanas están las proyecciones a los valores reales. Un MAPE bajo indica una alta precisión, lo que significa que las proyecciones se ajustan de manera muy cercana a los datos reales de la demanda eléctrica. Por otro lado, un MAPE alto indica una menor precisión en las proyecciones, lo que sugiere una discrepancia significativa entre las proyecciones y los valores reales de la demanda eléctrica. Esto puede tener implicaciones importantes en términos de la capacidad de generación y el equilibrio de la red eléctrica, ya que las proyecciones inexactas pueden llevar a un suministro insuficiente o excesivo de energía, lo que a su vez puede afectar la confiabilidad y la eficiencia del sistema energético.



A continuación, se presentan gráficas relacionadas con el MAPE y las proyecciones de la demanda eléctrica de Guatemala. Analizando estas gráficas, podremos obtener una visión más clara y detallada de la tendencia siendo un dato de relevancia para las premisas del presente documento.

En el escenario de demanda baja, las proyecciones indicaban un crecimiento moderado en el consumo de energía eléctrica. Sin embargo, la demanda real superó las expectativas en varios años. Por ejemplo, en 2008 la demanda proyectada tiene un MAPE del 24.2 % en el escenario de demanda baja. Y desde el 2021 se ha superado las proyecciones de los años 2020 y 2022, atribuyéndose a factores como el crecimiento económico más acelerado de lo previsto o cambios en los patrones de consumo.

Gráfica 35. Demanda de energía eléctrica histórica comparada con proyecciones de demanda de planes anteriores con escenario bajo



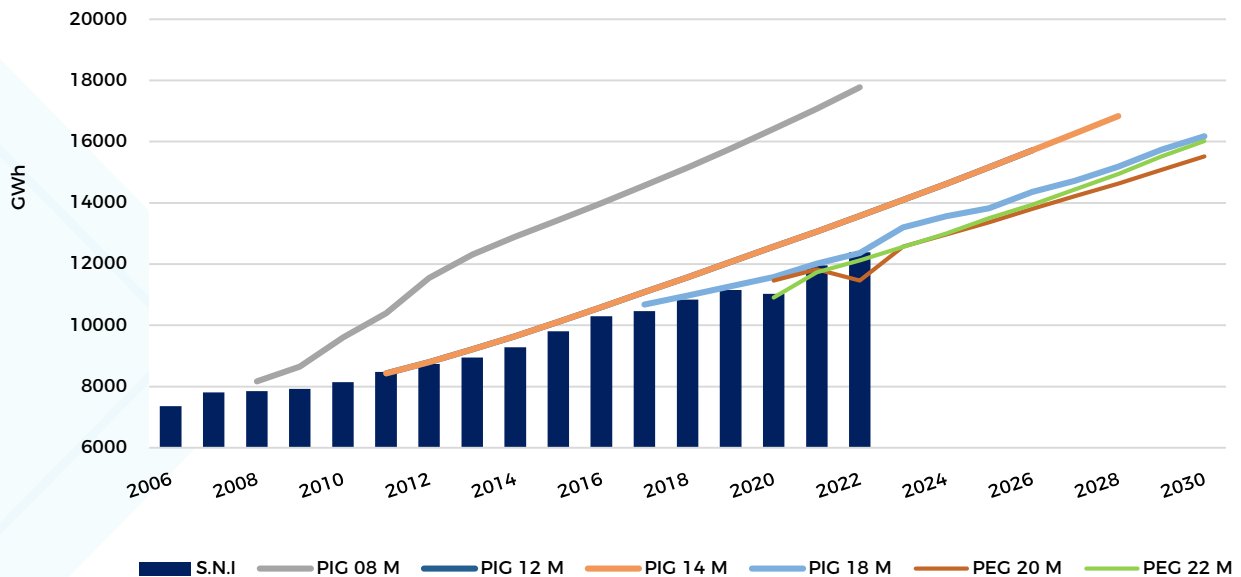
Fuente: Elaboración propia, con información del MEM, CNEE y AMM

En el escenario de demanda media, se esperaba un aumento constante en la demanda eléctrica a medida que el país experimentara un crecimiento económico sostenido. Aunque en general las proyecciones se acercaron a la demanda real, hubo años en los que se produjeron variaciones significativas. Por ejemplo, en 2014, la demanda proyectada tiene un MAPE del 4.2 % en el escenario de demanda media, posiblemente debido a factores como cambios en las políticas energéticas o mejoras en la eficiencia energética.

En el escenario de demanda alta, se consideraron proyecciones optimistas en términos de crecimiento económico y consumo energético. Aunque en algunos años la demanda real se acercó a las proyecciones, hubo períodos en los que se registraron diferencias. Por ejemplo, en 2018, la demanda proyectada tiene un MAPE del 4.7 % en el escenario de demanda media.

Estas comparaciones entre las proyecciones de demanda y la demanda real a lo largo de los años permiten una evaluación más precisa de las necesidades energéticas de Guatemala y pueden servir como base para ajustar futuras proyecciones y planificar el suministro eléctrico de manera más eficiente.

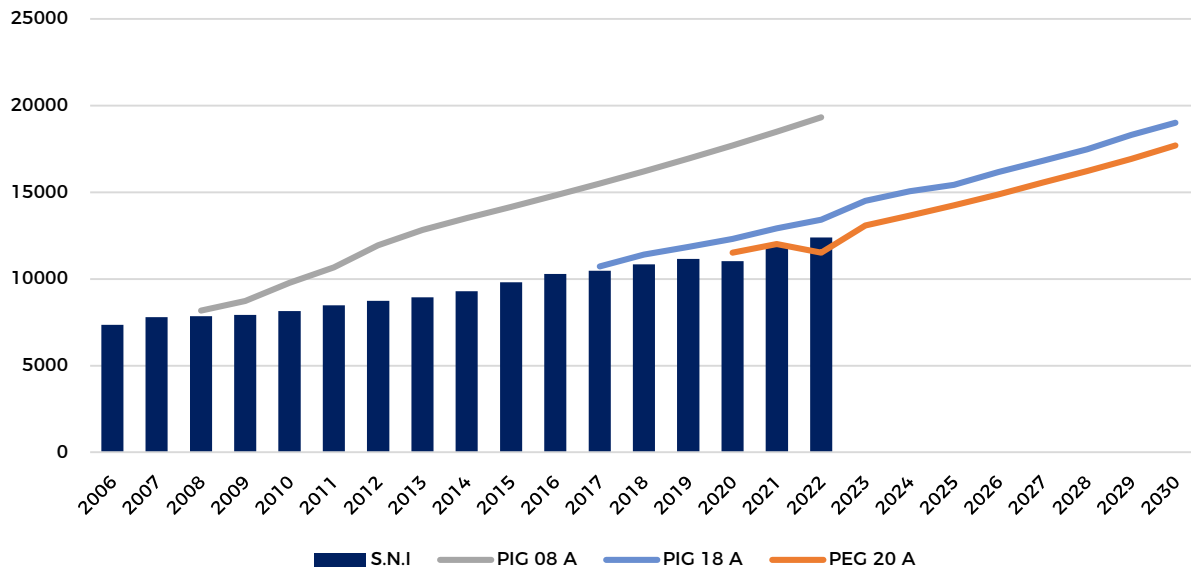
Gráfica 36. Demanda de energía eléctrica histórica comparada con proyecciones de demanda de planes anteriores con escenario medio



Fuente: Elaboración propia, con información del MEM, CNEE y AMM



Gráfica 37. Demanda de energía eléctrica histórica comparada con proyecciones de demanda de planes anteriores con escenario alto



Fuente: Elaboración propia, con información del MEM, CNEE y AMM.

De acuerdo con lo mencionado en la sección de premisas de planificación del sistema de generación, únicamente se tomaron en cuenta los escenarios de crecimiento de demanda media y alta con los siguientes porcentajes de crecimiento, descartando así el escenario bajo, debido que históricamente se ha demostrado que dicho escenario tiene muy baja probabilidad de ocurrencia. No obstante, también se toma en cuenta la inserción de nuevas tecnologías, objetivos nacionales y acuerdos internacionales, teniendo así escenarios con premisas analizadas.

Tabla 6. Porcentaje de crecimiento de demanda

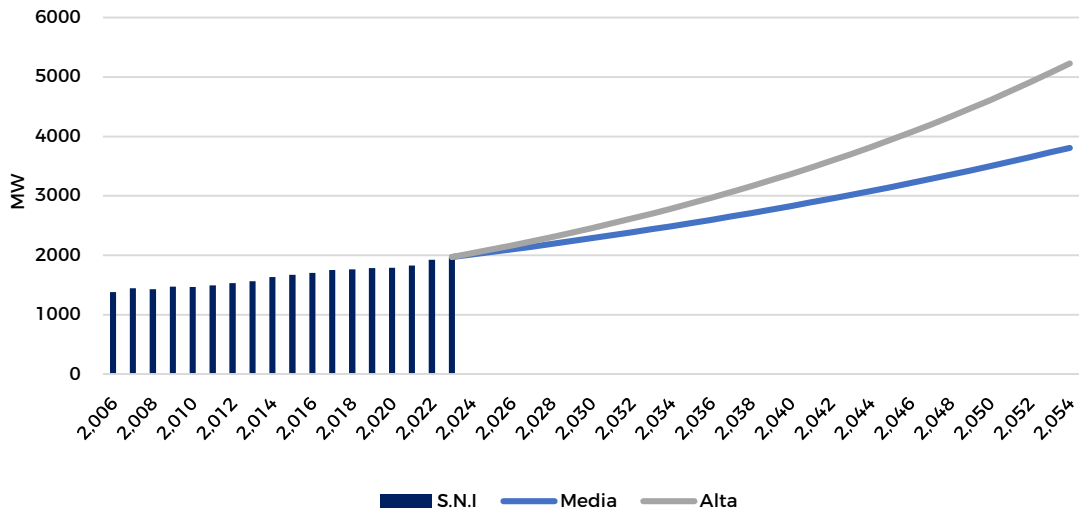
	% CRECIMIENTO PROMEDIO	% CRECIMIENTO PROMEDIO
	DE POTENCIA MW	DE ENERGÍA GWh
Demanda Histórica	1.92%	3.47%
Proyección Demanda Media	2.53%	3.02%
Proyección Demanda Alta	3.79%	4.38%

*Histórico desde 2018

Fuente: Elaboración propia con información del MEM y AMM

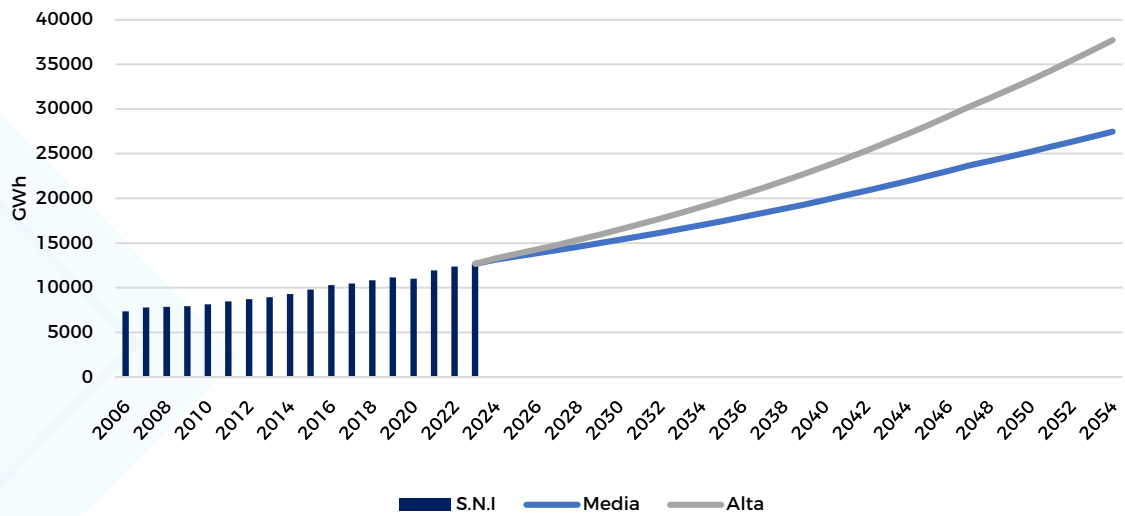


Gráfica 38. Demanda de potencia eléctrica histórica comparada con las proyecciones



Fuente: Elaboración propia con información del MEM y AMM

Gráfica 39. Demanda de energía eléctrica histórica comparada con las proyecciones



Fuente: Elaboración propia con información del MEM y AMM



4.3.2. CONSIDERACIONES DE COMBUSTIBLES

En Guatemala, se importan tres variados tipos de combustibles destinados a la generación de energía: carbón, diésel y bunker. Además de estos, en el país se producen otros dos tipos de combustibles con la misma finalidad: la leña proveniente de bosques energéticos y el biogás. Es esencial destacar que todos los combustibles mencionados en esta sección pertenecen al grupo de fuentes energéticas no renovables en el contexto de la matriz de generación eléctrica.

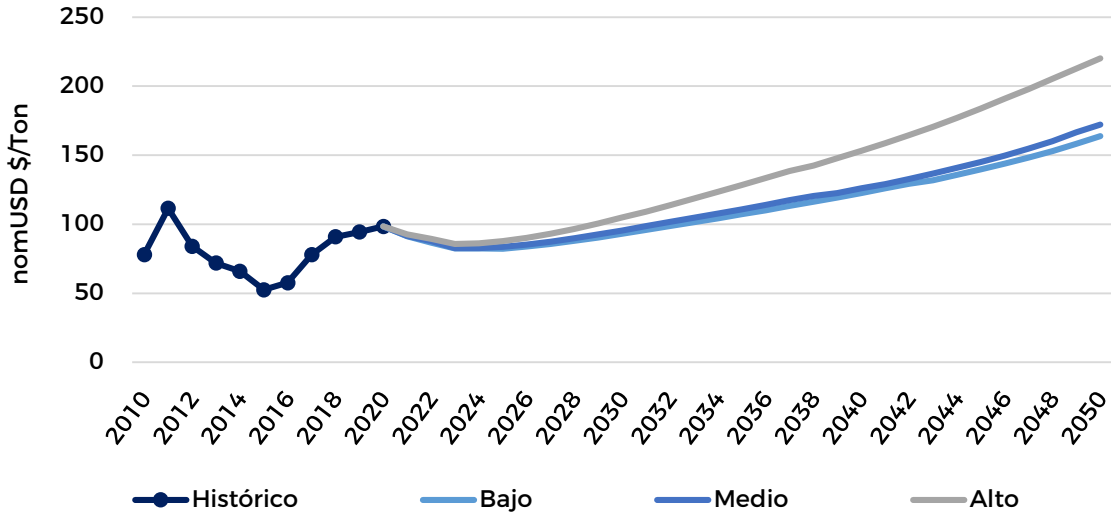
Los precios a largo plazo de los combustibles empleados en la producción de electricidad en Guatemala se obtienen de fuentes fidedignas que consideran las perspectivas de los mercados internacionales de energéticos. Es importante tener en cuenta que los precios futuros son sujetos a incertidumbre y pueden experimentar variaciones inesperadas. Sin embargo, existen variables explicativas y eventos que permiten prever su evolución o establecer un punto de referencia para el precio esperado mediante una trayectoria probable construida sobre premisas coherentes.

En el caso de Guatemala, estos precios están considerablemente influenciados por acontecimientos externos. Por ejemplo, la explotación de crudo no convencional, situaciones climáticas extremas, cuestiones geopolíticas y la especulación en los mercados internacionales también ejercen un impacto en el costo de los combustibles requeridos para alimentar las plantas térmicas nacionales.

Las proyecciones de los precios de los combustibles constituyen un elemento fundamental en la planificación energética de Guatemala, y estas se basan en la información proporcionada por la Administración de Información Energética (EIA) de Estados Unidos. Esta entidad es reconocida por su meticulosa recopilación y análisis de datos energéticos a nivel global, lo que confiere una alta confiabilidad a sus estimaciones. Los datos proporcionados por esta administración son empleados como una piedra angular en la construcción y modelado de diversos escenarios energéticos. Esta integración de datos confiables no solo fortalece la precisión de las proyecciones, sino que también respalda el desarrollo de estrategias sólidas y políticas efectivas en el ámbito de la generación eléctrica en Guatemala.

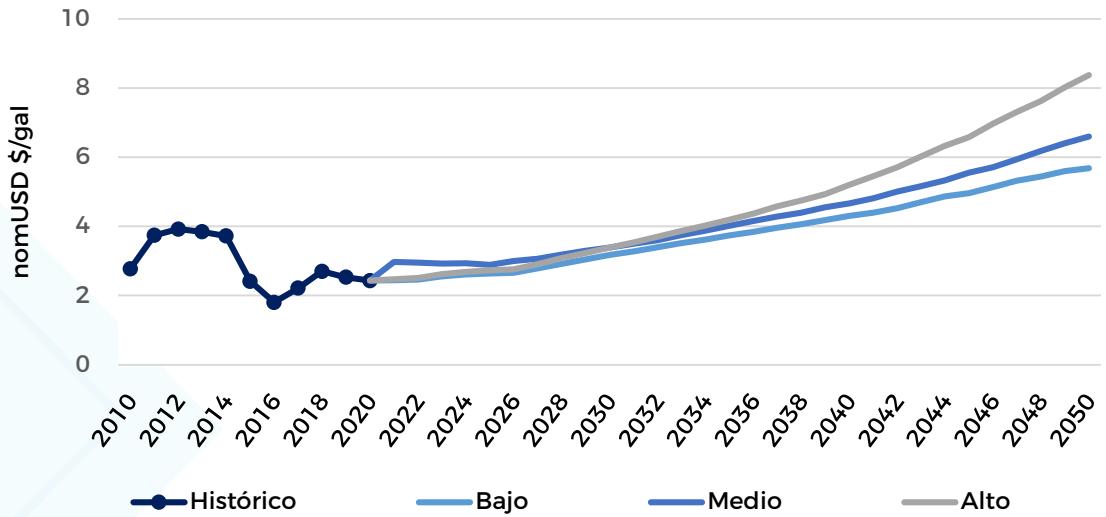


Gráfica 40. Proyección de los precios de Carbón Térmico para generación eléctrica



Fuente: Elaboración propia con información del EIA Annual Energy Outlook 2023

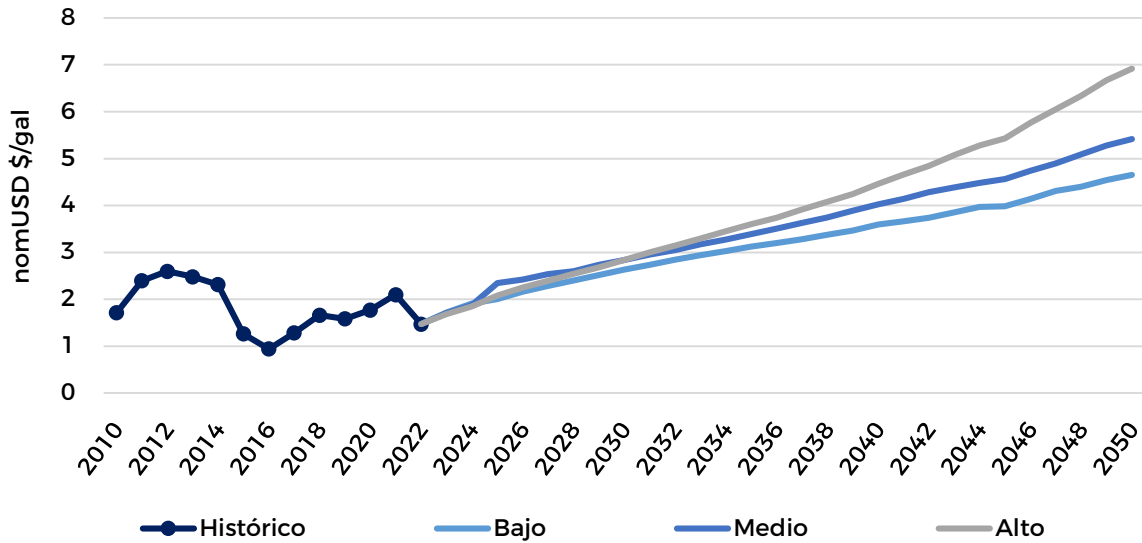
Gráfica 41. Proyección de los precios de Diesel para generación eléctrica a valores nominales



Fuente: Elaboración propia con información del EIA Annual Energy Outlook 2023

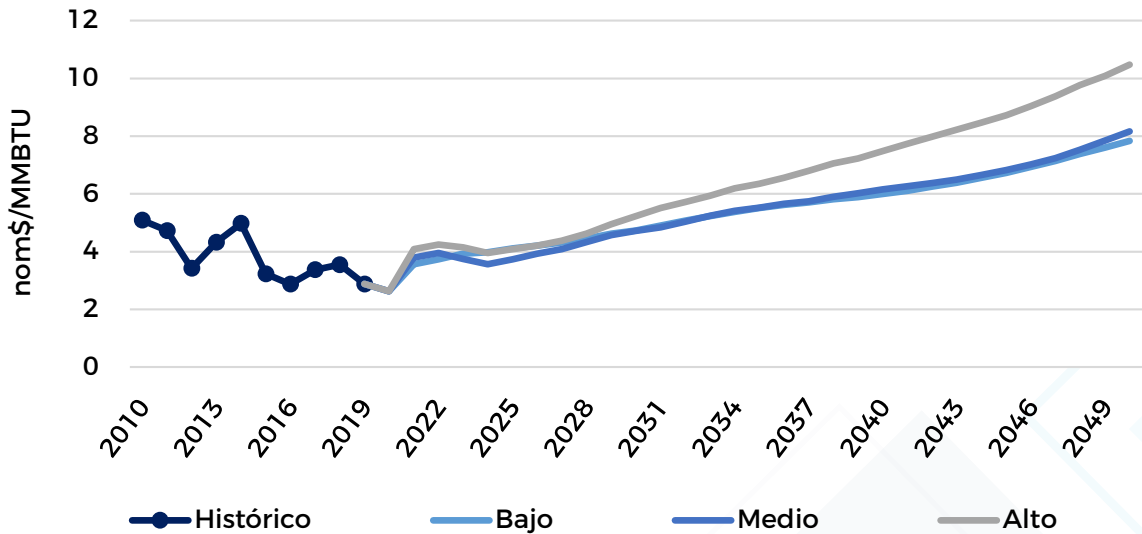


Gráfica 42. Proyección de los precios de Búnker para generación eléctrica a valores nominales



Fuente: Elaboración propia con información del EIA Annual Energy Outlook 2023.

Gráfica 43. Proyección de los precios de Gas Natural para generación eléctrica



Fuente: Elaboración propia con información del EIA Annual Energy Outlook 2023

4.3.3. ASPECTOS HIDROLÓGICOS Y CLIMÁTICOS

Dentro de los aspectos hidrológicos se tiene la creación de los caudales sintéticos generados por el software SDDP donde se empleó el histórico de caudales proporcionado por el AMM. Al simular las nuevas plantas, se tuvo en consideración tanto las instalaciones más próximas a la planta propuesta como la cuenca en la que se enmarca.

Para el análisis de los escenarios propuestos, se tomará en cuenta tres escenarios hidrológicos: seco, medio y húmedo. Estos escenarios contemplarán una amplia gama de condiciones climáticas, abarcando desde períodos de sequía hasta situaciones intermedias y épocas de abundantes lluvias y posibles tormentas, tan características de la variabilidad climática en Guatemala.

Los aspectos vinculados a la cantidad de horas de sol disponibles y los patrones de viento adquieren una relevancia aún mayor cuando se considera la matriz eléctrica de fuentes renovables en Guatemala. Esta transición hacia fuentes de energía limpias y sostenibles ha demostrado ser una estrategia eficaz para reducir el impacto ambiental negativo asociado con la generación de electricidad y a reducir la dependencia de los combustibles fósiles, que son una fuente significativa de emisiones perjudiciales para el clima y la calidad del aire.

4.3.4. COSTO DEL DÉFICIT

A continuación, se presentan los costos relacionados con la energía no suministrada por parte del AMM, con un enfoque principal en asegurar el suministro de la demanda proyectada a largo plazo, minimizando la probabilidad de déficit. Se estableció un precio por cada nivel de reducción de demanda, tal como se especifica en la NCC-4, y estos valores se detallan en la tabla siguiente. Se consideró el costo de falla teniendo en cuenta el impacto que la falta de energía puede tener en el desarrollo social y económico.

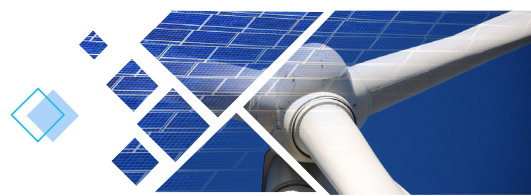


Tabla 7. Escalones de Reducción de Demanda

ESCALONES DE REDUCCIÓN DE DEMANDA (RD)	ESCALONES DE COSTO DE FALLA (% DEL CENS)	*ESCALONES DE COSTO DE FALLA (US\$/MWH)
0% < RD ≤ 2%	16% x CENS	299.68
2% < RD ≤ 5%	20% x CENS	374.59
5% < RD ≤ 10%	24% x CENS	449.51
RD > 10%	100% x CENS	1,872.97

*Costo Operativo del CENS trimestre de agosto 2023 a octubre 2023

Fuente: Elaboración propia con información del AMM

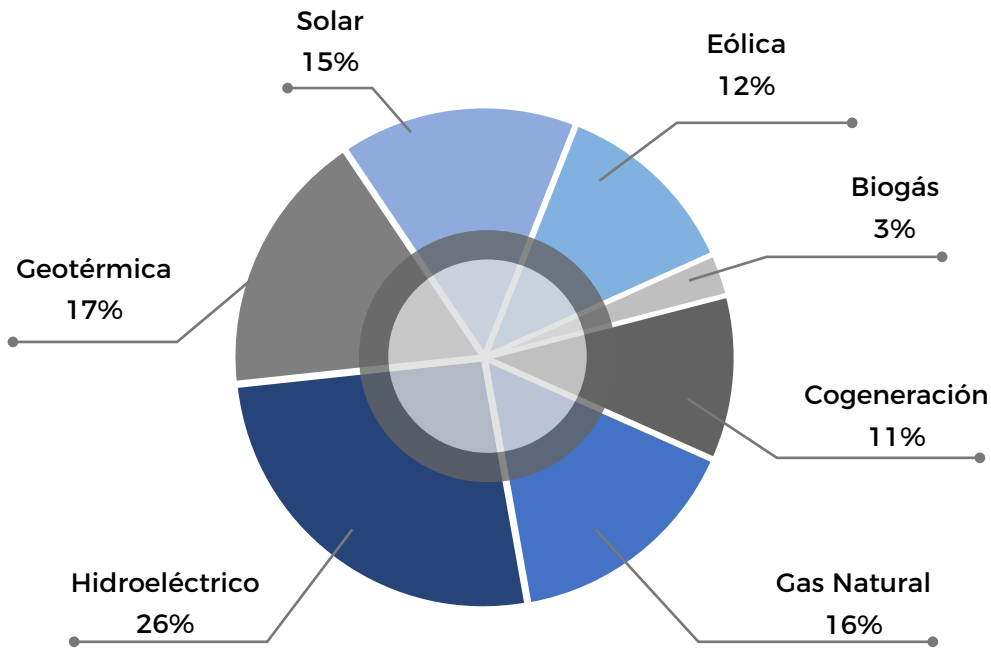
4.3.5. PLANTAS CANDIDATAS

En el marco de este plan, se han incluido diversos proyectos incluyendo licitaciones, proyectos en proceso de permisos, proyectos con probabilidad de inversión nueva o de expansión y plantas con potencial existente. La selección de las plantas candidatas se llevó a cabo con criterios realistas, tomando en cuenta la posibilidad de que entren en operación por iniciativa propia de los agentes involucrados. A partir de la recopilación de información estratégica se determinó la proporción final de proyectos según su tecnología para su evaluación.

Estos factores y criterios han sido definidos por la Unidad de Planeación Energético Minero, en línea con las directrices de los Planes Indicativos anteriores y sus logros palpables, como la Licitación Abierta PEG-1-2010, destinada a lograr precios competitivos en la adquisición de potencia y energía para las Distribuidoras. También se considera la Licitación Abierta PEG-2-2012, que se orientó a transformar y diversificar la matriz de generación eléctrica con el objetivo de estabilizar los precios en las tarifas de electricidad para los usuarios finales, la Licitación Abierta PEG-3-2013, diseñada para comprar potencia y energía eléctrica de hasta 250 MW para satisfacer la demanda de los usuarios finales de las distribuidoras; y finalmente el más reciente evento de la Licitación Abierta PEG-4-2022 con el propósito de contratar más de 200 megavatios (MW) de potencia para los próximos 15 años, que garantice la prestación del servicio de distribución eléctrica a los usuarios. En algunos escenarios, se tomará en cuenta un supuesto del PEG-5 para la incorporación de 1,200 MW.



Gráfica 44. Potencial modelado de plantas candidatas según recurso



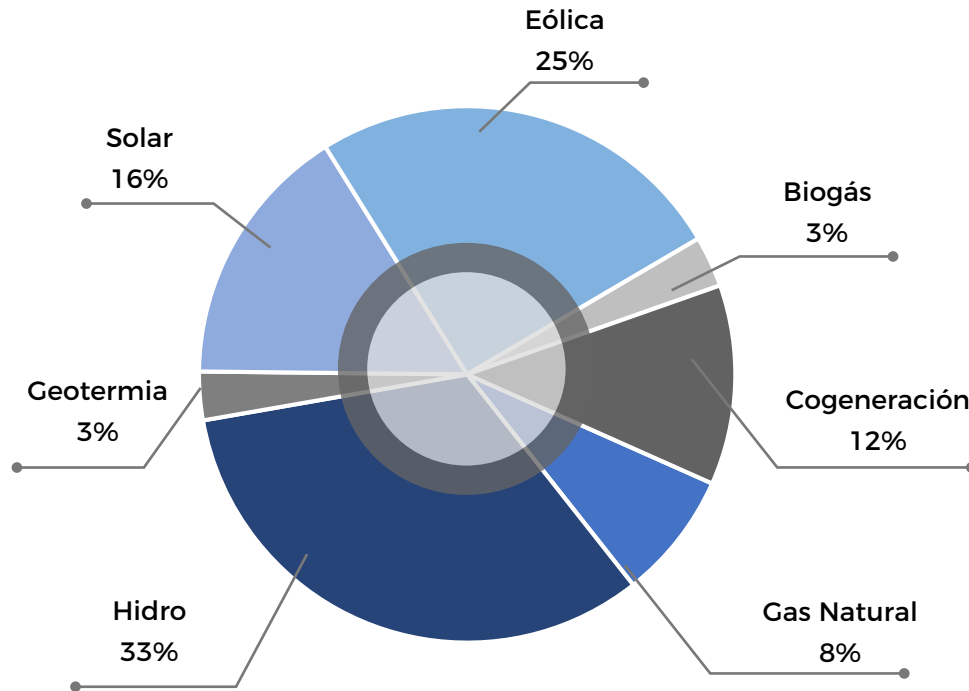
Fuente: Elaboración propia

En el contexto de este enfoque estratégico, estas plantas son impulsadas por fuentes renovables, reflejando así un firme compromiso con la consecución de los objetivos nacionales y el alineamiento con los acuerdos internacionales en materia ambiental y energética. Este enfoque nos acerca hacia un sistema energético más sostenible y respetuoso con el medio ambiente, contribuyendo así al cumplimiento de metas de mitigación del cambio climático y al avance hacia una matriz de generación más limpia y responsable. Cabe resaltar que la penetración de las energías renovables no convencionales deberá estar acompañadas de almacenamiento y/o sistemas de respaldo para un óptimo funcionamiento general de mercado

Con los distintos escenarios propuestos, se tiene una participación de plantas candidatas según su alta probabilidad de instalación e ingreso en la matriz eléctrica nacional en los próximos 15 años, en el siguiente gráfico se evidencian las tecnologías de mayor probabilidad de inversión y su proporción según la tendencia histórica.



Gráfica 45. Potencia de plantas candidatas para escenarios más probables



Fuente: Elaboración propia

4.4. ESCENARIOS DE EXPANSIÓN

El objetivo principal del análisis y planificación a largo plazo es asegurar el suministro eficiente de la demanda energética y de potencia. Para este análisis se toman en cuenta las siguientes variables:

- » Políticas públicas como parte de la transición energética.
- » Crecimiento de la demanda eléctrica.
- » Fluctuación en los precios de los combustibles.
- » Consecuencias del cambio climático, como fenómenos naturales relacionados con el agua.

Utilizando el software SDDP y OPTGEN, se generan programas de expansión del sistema que permiten un suministro futuro de la demanda de manera óptima. El presente plan asume 4 premisas, en el caso de la variable relacionada con las acciones gubernamentales, estas funcionan como restricciones que deben ser incluidas en el modelo.

4.4.1. GRUPOS DE ANÁLISIS

Se presentarán en 26 escenarios divididos en 4 grupos. Dentro de cada grupo se evaluará el comportamiento del mercado eléctrico según las premisas antes mencionadas. Para un análisis ordenado y objetivo, se presentan 3 grupos enfocados en la evolución de la matriz eléctrica, cubrimiento de la demanda y cumplimiento de metas energético-ambientales nacionales, estos grupos serán conformados por 6 escenarios cada uno, donde se tienen:

» **Potencial Nacional Más Probable / Escenario Energético Base -EEB-**

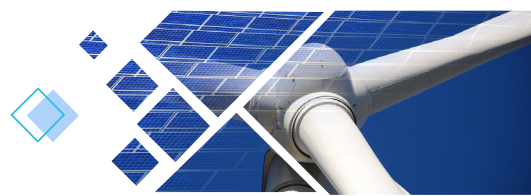
En este grupo se tendrá un panorama del ingreso de plantas con mayor probabilidad de inversión, además de contener las mismas tecnologías actuales de la matriz eléctrica. Se limita la participación de tecnologías poco aprovechadas a la fecha. Se pretende evidenciar la importancia de tener un mercado competitivo con una matriz eléctrica diversa y una infraestructura robusta. Por lo tanto, este enfoque no es favorable y se presenta como una advertencia.

» **Potencial Nacional Bajo Condiciones Ideales / Escenario Energético Planificado -EEP-**

En este grupo se tendrá un panorama del ingreso de plantas con mayor probabilidad de inversión, considerando tecnologías poco aprovechadas y aquellas con un potencial ya identificado, respaldado por estudios y mapas de potencial energético, siendo la geotermia y el gas natural. Además, se tendrá limitaciones en la generación de las plantas con carbón como un supuesto para la transición energética. Se pretende evidenciar los recursos y beneficios que se lograrían al desarrollar y explorar nuevas plantas de generación obteniendo estabilidad y competencia en el mercado. Se debe considerar el almacenamiento y/o sistemas de respaldo dado el porcentaje de participación de las fuentes de energía renovable no convencionales.

» **Políticas Públicas 80% / Escenario de Transición Energética -ETE-**

En este grupo se tendrá un panorama del ingreso de plantas con mayor potencial existente respaldado por estudios y mapas de potencial energético. Además, se ten-



drá limitaciones en la generación de las plantas con carbón como un supuesto para la transición energética y el cumplimiento de los objetivos nacionales. Se pretende evidenciar los recursos y beneficios que se lograrían al desarrollar y explorar nuevas plantas de generación obteniendo estabilidad y competencia en el mercado. Se debe considerar el almacenamiento y/o sistemas de respaldo dado el porcentaje de participación de las fuentes de energía renovable no convencionales.

Para los escenarios restantes, se ha tomado en cuenta un conjunto de adversidades, como posibles contingencias donde se evaluarán 4 situaciones:

» **Casos De Contingencia / Escenarios de Descarbonización y Contingencia -EDC-**

En este grupo se tendrán subgrupos que se evaluarán los vencimientos de contratos, salidas de plantas, tormentas tropicales e incidentes que pudieran llegar a afectar el desempeño del subsector eléctrico, con el fin de poner sobre la mesa los riesgos que se podrían presentar y evidenciar la necesidad de desarrollar estrategias. Las únicas plantas candidatas que se tengan serán las adjudicadas en el PEG-4 y un supuesto de 1,200MW que se atribuyen al PEG-5. Estos subgrupos son:

» EDC 11 y EDC 12

A raíz del vencimiento del contrato de la planta de base de carbón, se evalúa el cese definitivo de las operaciones de una planta térmica que utiliza carbón como combustible. Esta situación resultará en una reducción de capacidad de 282 MW a partir del primer semestre del año 2030 en el sistema eléctrico.

» EDC 23 y EDC 24

Se evalúa el cese definitivo de ciertas centrales eléctricas de carbón a partir del año 2030, se retira de operación una capacidad total de 422 MW considerado como un déficit significativo en la capacidad de generación base en el sistema.

» EDC 35 y EDC 36

En estos escenarios, se contempla que 600 MW de capacidad hidroeléctrica se desconectan de la red eléctrica en el transcurso del año 2027 debido a una situación de emergencia climática, similar a los eventos ocurridos en noviembre de 2020 con las tormentas Eta e Iota.



» EDC 47 y EDC 48

Se presenta una contingencia por la pérdida de alguna instalación de transmisión (línea, subestación o ambas) lo que provoca pérdidas de la generación y desconexión de la demanda. Se contempla la pérdida de 700 MW de potencia instalada e interconexiones.

En la sección 4.3 de este capítulo, se abordó cada premisa y su importancia para el análisis comparativo para cada escenario. A continuación, mencionaremos los diferentes rangos utilizados y su justificación.

- » **Demanda:** La tasa de aumento anual en la demanda de energía y potencia es un factor de vital importancia en la planificación del sistema de generación. Se optó por considerar el escenario de crecimiento de la demanda más probable, que es el crecimiento medio y alto.
- » **Combustible:** El aumento en los precios de los combustibles también influye en el costo marginal de la energía. Dado que el país no dispone de estos recursos en forma de yacimientos o minas y sus precios están vinculados a los valores internacionales de referencia, se establecieron valores de precios que pueden ser altos, medios o bajos.
- » **Fenómenos climáticos:** La generación de energía a partir de fuentes renovables suele estar sujeta a los efectos de los fenómenos climáticos, a excepción de la geotermia y el biogás, que dependen de otros factores. Para los escenarios climáticos, se consideraron tres condiciones principales. El primero involucra un escenario abundante de caudales (hidrología alta), el segundo involucra un escenario intermedio de caudales (hidrología media) y el tercero escenario representa años de sequías (caudales hidrológicos bajos). Cada grupo con el promedio correspondiente de potencial solar y eólico.



Potencial Nacional Más Probable Escenario Energético Base -EEB-



Participación limitada de carbón a partir del 2030



Limitación en la instalación de centrales de generación de gas natural y geotermia.



Las plantas candidatas se limitaron a las tecnologías existentes en el parque de generación. Plantas de gas natural y geotermia limitadas debido a la falta de exploración y aprovechamiento del potencial hasta el momento.



Evidenciar la necesidad de incorporar más y nuevas tecnologías renovables.

Potencial Nacional Bajo Condiciones Ideales Escenario Energético Planificado -EEP-



Participación limitada de carbón a partir del 2030.



Participación de geotermia aumenta según inversiones con mayor probabilidad.



Las plantas candidatas limitadas según inversiones con mayor probabilidad para compensar la reducción de las plantas que dependen de combustibles fósiles.



Evidenciar el comportamiento del sistema con la reducción del carbón. Dar a conocer una ruta de transición energética tomando de base las tecnologías de energía renovable.

Políticas Públicas 80% Escenario de Transición Energética -ETE-



Participación limitada de carbón a partir del 2030.



Participación de geotermia aumenta según potencial existente registrado en mapas.



Las plantas candidatas tienen mayor participación de tecnologías limpias y renovables.



Evidenciar el comportamiento del sistema orientado al cumplimiento de los objetivos nacionales. Manteniendo y superando el 80% de energía renovable. Evidenciar de la necesidad de sistemas de respaldo y plantas de reserva acorde a la demanda.

Casos De Contingencia Escenarios de Descarbonización y Contingencia -EDC-

DESCARBONIZACIÓN



Participación limitada de carbón a partir del 2030. Las plantas candidatas se limitaron a las adjudicadas en el PEG-4 y un supuesto de 1,200MW que se atribuyen al PEG-5.

Evidenciar la necesidad de contar con planes estratégicos para la transición energética, robustecer listado de plantas de reserva y contar con sistemas de respaldo. Además, de contar con un equilibrio entre fuentes de Energía Firme y Energía No Firme garantizando la seguridad energética

CONTINGENCIAS



Participación limitada de carbón a partir del 2030. Las plantas candidatas se limitaron a las adjudicadas en el PEG-4 y un supuesto de 1,200MW que se atribuyen al PEG-5.

Evidenciar el comportamiento del sistema ante un evento climático que afecte a centrales hidroeléctricas y/o que afecte infraestructura limitando la generación y/o transmisión de la energía. Mostrando la necesidad de sistemas de respaldo, inserción de tecnologías de almacenamiento y analizar lo vulnerable que estaría el sistema ante alguna contingencia.

Tabla 8. Resumen de escenarios

GRUPO DE ANÁLISIS	No.	SIGLA	PREMISAS		
			DEMANDA	COMBUSTIBLES	HIDROLOGÍA
POTENCIAL NACIONAL MÁS PROBABLE Escenario Energético Base -EEB-	1	EEB 1	ALTA	MEDIO	ALTA
	2	EEB 2	ALTA	ALTO	ALTA
	3	EEB 3	ALTA	ALTO	BAJA
	4	EEB 4	ALTA	MEDIO	MEDIA
	5	EEB 5	MEDIA	MEDIO	MEDIA
	6	EEB 6	MEDIA	MEDIO	BAJA
POTENCIAL NACIONAL BAJO CONDICIONES IDEALES Escenario Energético Planificado -EEP-	7	EEP 1	ALTA	MEDIO	ALTA
	8	EEP 2	ALTA	ALTO	ALTA
	9	EEP 3	ALTA	ALTO	BAJA
	10	EEP 4	ALTA	MEDIO	MEDIA
	11	EEP 5	MEDIA	MEDIO	MEDIA
	12	EEP 6	MEDIA	MEDIO	BAJA
POLÍTICAS PÚBLICAS 80% 2027 Escenario de Transición Energética -ETE-	13	ETE 1	ALTA	MEDIOS	ALTA
	14	ETE 2	ALTA	ALTA	ALTA
	15	ETE 3	ALTA	ALTA	BAJA
	16	ETE 4	ALTA	MEDIO	MEDIA
	17	ETE 5	MEDIA	MEDIA	MEDIA
	18	ETE 6	MEDIA	MEDIA	BAJA
CASOS DE CONTINGENCIA Escenario de Descarbonización y Contingencia -EDC-	1	EDC 11	ALTA	MEDIOS	ALTA
	2	EDC 12	ALTA	ALTA	BAJA
	3	EDC 23	ALTA	MEDIOS	ALTA
	4	EDC 24	ALTA	ALTA	BAJA
	5	EDC 35	ALTA	MEDIOS	ALTA
	6	EDC 36	ALTA	ALTA	ALTA
	7	EDC 47	ALTA	MEDIOS	ALTA
	8	EDC 48	ALTA	ALTA	BAJA

Fuente: Elaboración propia



5. RESULTADOS DEL PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN



Tal como se explicó en el capítulo anterior, en la formulación de este plan se llevaron a cabo análisis de diversos grupos y subgrupos donde cada uno incorpora las tres variables mencionadas previamente: la demanda de energía, los precios internacionales de los combustibles y la hidrología.

Tabla 9. Probabilidad de ocurrencia de cada variable

VARIABLE	ESCENARIO	PROBABILIDAD
DEMANDA ¹	ALTO	35%
	MEDIO	40%
	BAJO	25%
COMBUSTIBLES ²	ALTO	35%
	MEDIO	35%
	BAJO	30%
HIDROLOGIA ³	ALTO	15%
	MEDIO	40%
	BAJO	45%

Fuente: Elaboración propia.

Luego de la evaluación de cada uno de los escenarios considerados en este estudio, se ha desarrollado una lista que compendia las diferentes combinaciones de escenarios y sus correspondientes probabilidades de ocurrencia. Este importante resultado es fundamental para comprender la dinámica de los posibles futuros del sistema eléctrico y para tomar decisiones estratégicas informadas que puedan guiar la planificación y la toma de medidas en el sector energético guatemalteco.

¹ La distribución de probabilidades se determinó en función de los datos históricos sobre el incremento de la demanda de energía eléctrica, considerando las cifras reales de crecimiento.

² La distribución de probabilidades se pondero en función de las perspectivas realizadas por distintos organismos internacionales, considerando la fuerte inversión en energía renovable que realizan los países desarrollados, por lo que no se espera que exista un incremento considerable de estos energéticos en el largo plazo.

³ La distribución de probabilidad utilizada para la hidrología se analiza desde un análisis puramente subjetivo, es prácticamente imposible determinar las condiciones hidrológicas futuras, pero la perspectiva que se obtienen desde distintos organismos internacionales es que Guatemala afrontará sequías severas, por lo que en la selección de escenarios probables se brinda un mayor peso.



La tabla que se presenta a continuación desglosa las distintas combinaciones de escenarios y sus porcentajes de probabilidad asociados. Cada una de estas combinaciones representa un conjunto de condiciones y variables que pueden influir significativamente en la operación y el comportamiento del mercado eléctrico en Guatemala. La probabilidad de ocurrencia asignada a cada combinación se ha calculado con base en una evaluación de factores históricos, tendencias actuales y análisis prospectivos que reflejan la realidad compleja y dinámica del sector energético.

Tabla 10. Probabilidad de ocurrencia por escenario

POSICIÓN JERÁRQUICA	PROBABILIDAD DE OCURRENCIA POR ESCENARIO				SIGLAS
	DEMANDA	COMBUSTIBLES	HIDROLOGÍA	PROBABILIDAD %	
1	40%	35%	45%	19%	EEB 6 / EEP 6 / ETE 6
2	35%	35%	45%	18%	EEB 3 / EEP 3 / ETE 3
3	40%	35%	40%	18%	EEB 5 / EEP 5 / ETE 5
4	35%	35%	40%	17%	EEB 4 / EEP 4 / ETE 4
5	35%	35%	15%	13%	EEB 1 / EEP 1 / ETE 1
6	35%	35%	15%	13%	EEB 2 / EEP 2 / ETE 2

Fuente: Elaboración propia

Dado el extenso conjunto de escenarios que se deben abordar, se llevará a cabo un proceso ordenado de análisis y presentación de resultados.

En primer lugar, se realizará un análisis agrupado, donde se categorizarán los escenarios en grupos afines, y se proporcionarán observaciones específicas para cada uno de estos grupos. Esta fase permitirá identificar patrones, tendencias y conclusiones generales que se aplicarán a los escenarios relacionados.

Una vez completada esta etapa de análisis por grupos, se procederá a presentar gráficos para cada escenario de manera individual.



5.1. RESULTADOS POR GRUPOS

A continuación, se presentan cronogramas de ingresos de plantas, con el fin de tener una referencia de la cantidad de potencia y el tipo de tecnología que se puede ir incorporando junto con el costo de inversión. Según estos ingresos se tendrán impactos en el precio spot, la participación de energía renovable, el porcentaje de emisiones de GEI y el dinamismo del mercado.

5.1.1. GRUPO 1 - ESCENARIO ENERGÉTICO BASE -EEB-

A fin de satisfacer la demanda energética, se presenta un cronograma para la incorporación progresiva de la potencia necesaria durante períodos de 10 años. Es importante tener en cuenta que, conforme a las condiciones para este grupo de estudio, la selección de las plantas para el despacho se basará en las tecnologías existentes en el parque de generación nacional como: hidroeléctrica, solar y eólica. Aunque se contempla la participación de plantas de carbón, bunker y cogeneración, se busca resaltar necesidad de diversificar la matriz eléctrica.

Tabla 11. Cronograma Ingresos EEB

	CRONOGRAMA DE INGRESO DE POTENCIA POR PERIODOS			TOTAL ADICIONADO [MW]	CAPACIDAD INSTALADA 2054 [MW]	INVERSION TOTAL [M\$]
	2024 - 2033	2034 -2043	2044 - 2054			
	EEB1-AMA	748	875			
EEB2-AAA	608	1,420	1,785	3,813	7,251	2,678
EEB3-AAB	748	1,155	1,495	3,398	7,227	3,084
EEB4-AMM	668	1,380	1,410	3,458	7,360	2,905
EEB5-MMM	570	603	870	2,043	5,052	2,110
EEB6-MMB	748	474	536	1,758	5,142	2,412

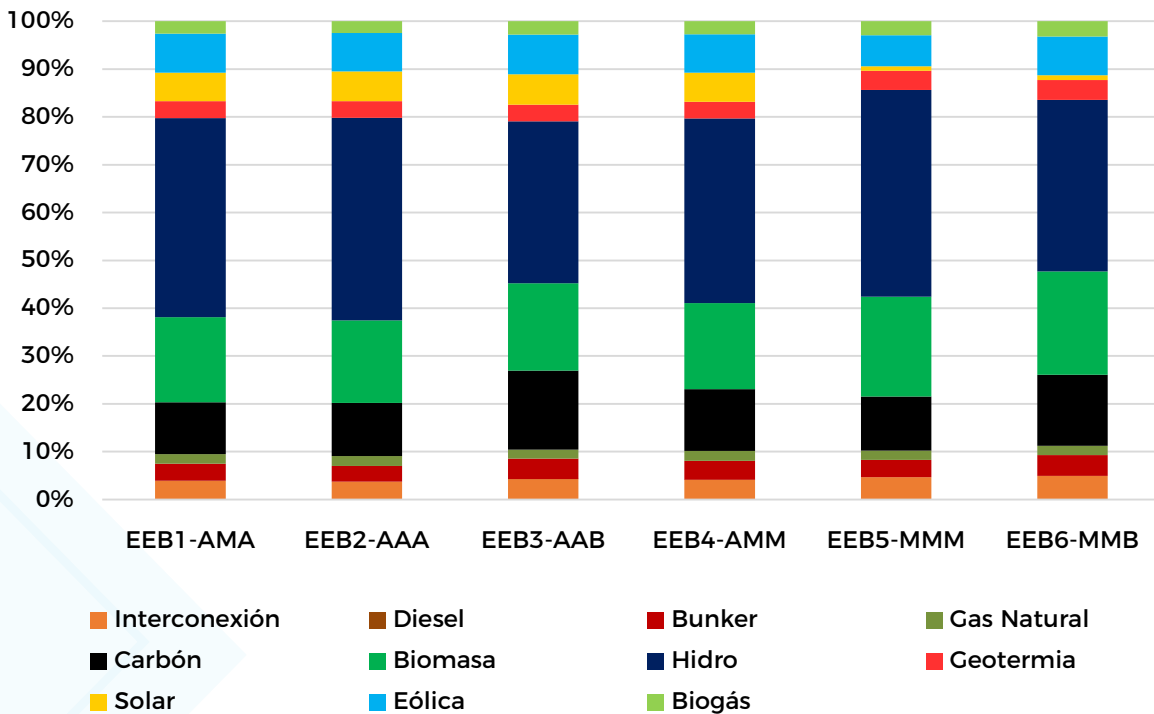
Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN



Sin muchas plantas candidatas se espera una inversión menor, sin embargo, cabe señalar que el equilibrio entre la energía renovable y no renovable no será favorable para alcanzar los objetivos tanto nacionales como internacionales. Por lo tanto, este enfoque no es oportuno y se presenta como una advertencia ante la falta de dinamismo en el mercado nacional.

Los costos de inversión estarán sujetos a la innovación tecnología, costos de almacenamiento, precios de construcción, condiciones de mercado y costos de financiamiento. La matriz energética presentada es lo despachado para el cubrimiento de la demanda hasta el 2054. Se tiene poca participación de biogás, geotermia y gas natural. Recayendo el despacho de energía en las plantas hidroeléctricas, plantas de carbón y plantas de biomasa.

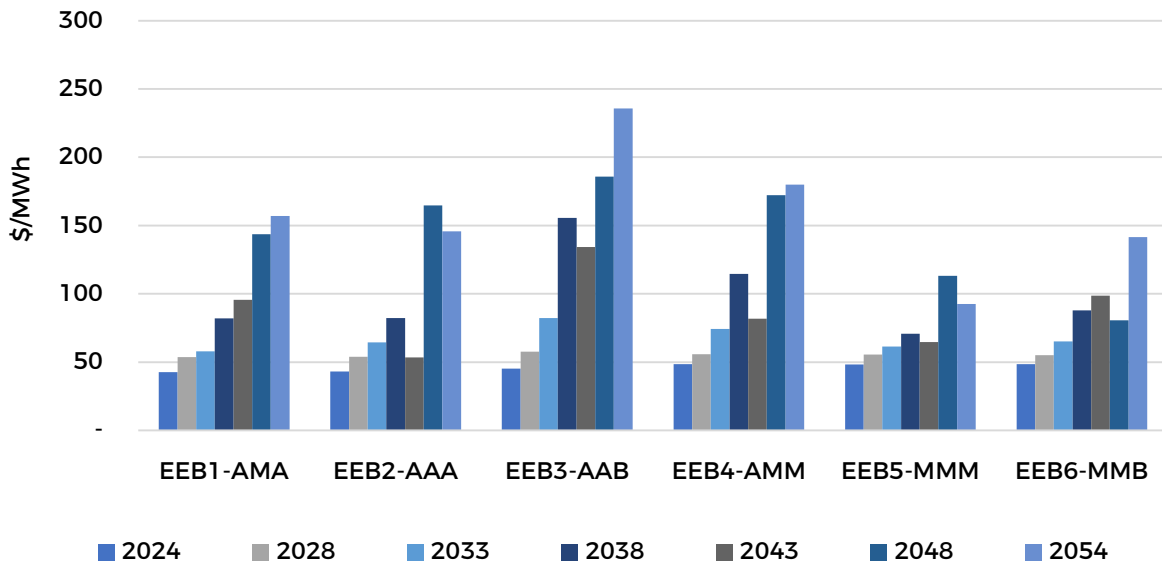
Gráfica 46. Matrices de generación energética EEB



Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN

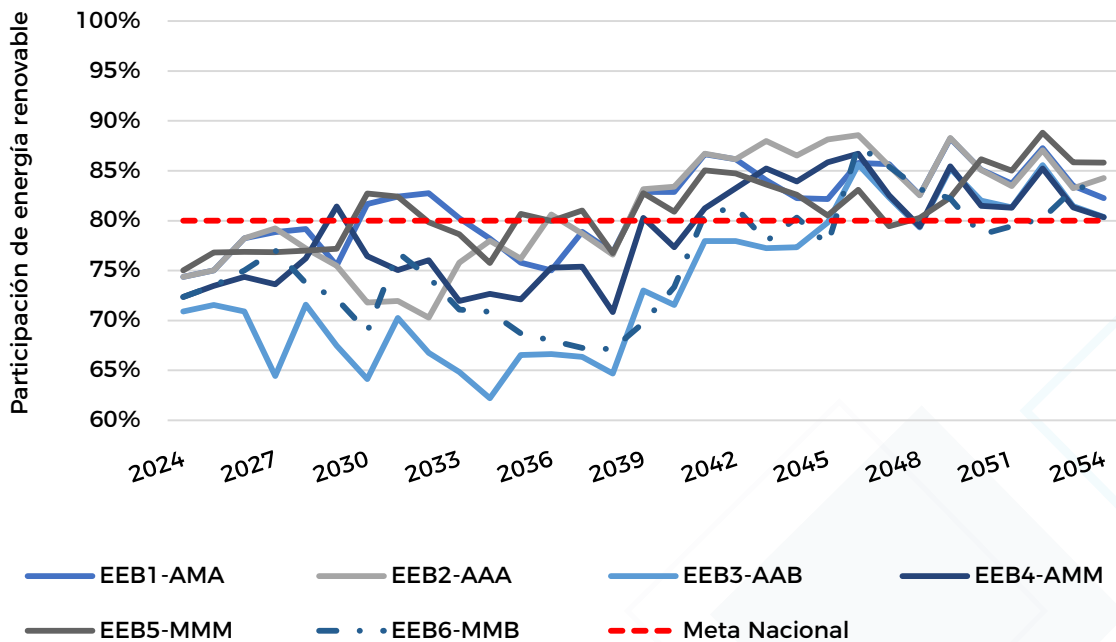


Gráfica 47. Precio promedio spot EEB



Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN

Gráfica 48. Participación de energía renovable y meta al 2027 EEB

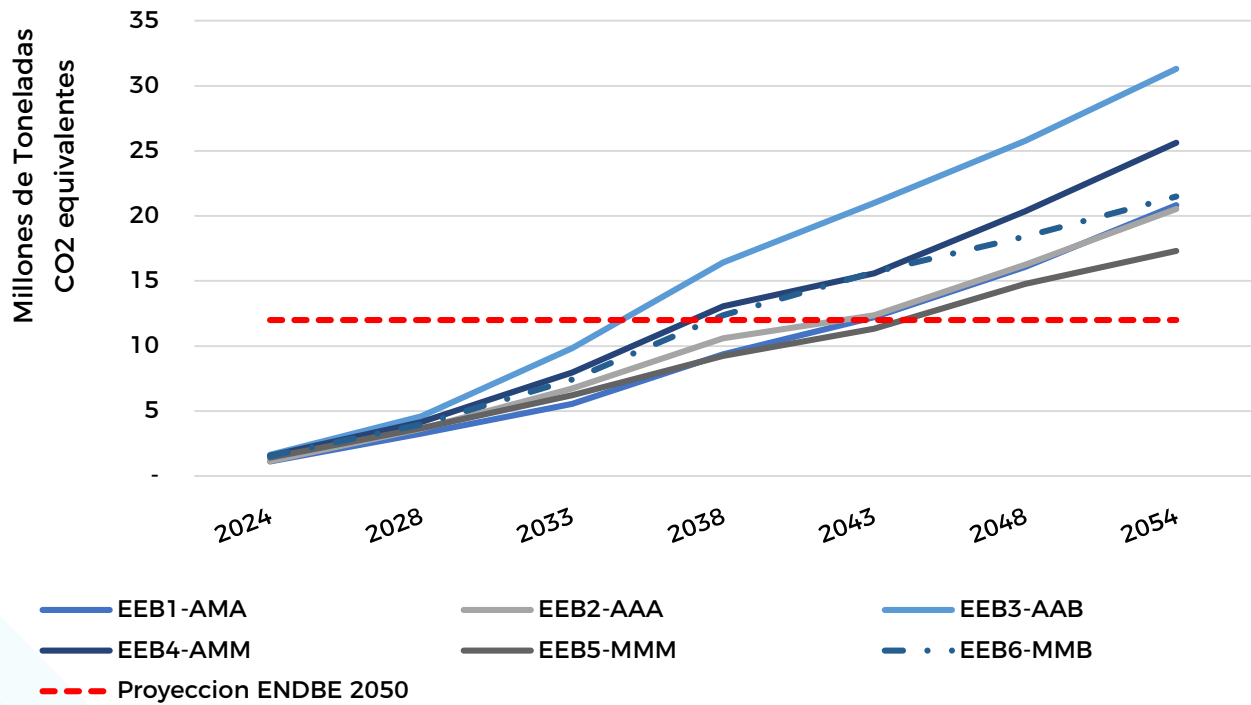


Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN



Según el escenario, considerando los precios de combustible e hidrología, así serán las tecnologías despachadas. Esto tiene un impacto directo en las emisiones de GEI del subsector eléctrico. Siendo este un panorama no favorable por las proporciones de la generación renovable nos pone en alerta sobre las decisiones periódicas y acertadas que se deben realizar para el abastecimiento seguro de la energía eléctrica.

Gráfica 49. Emisiones de GEI acumuladas y proyección 2050 EEB

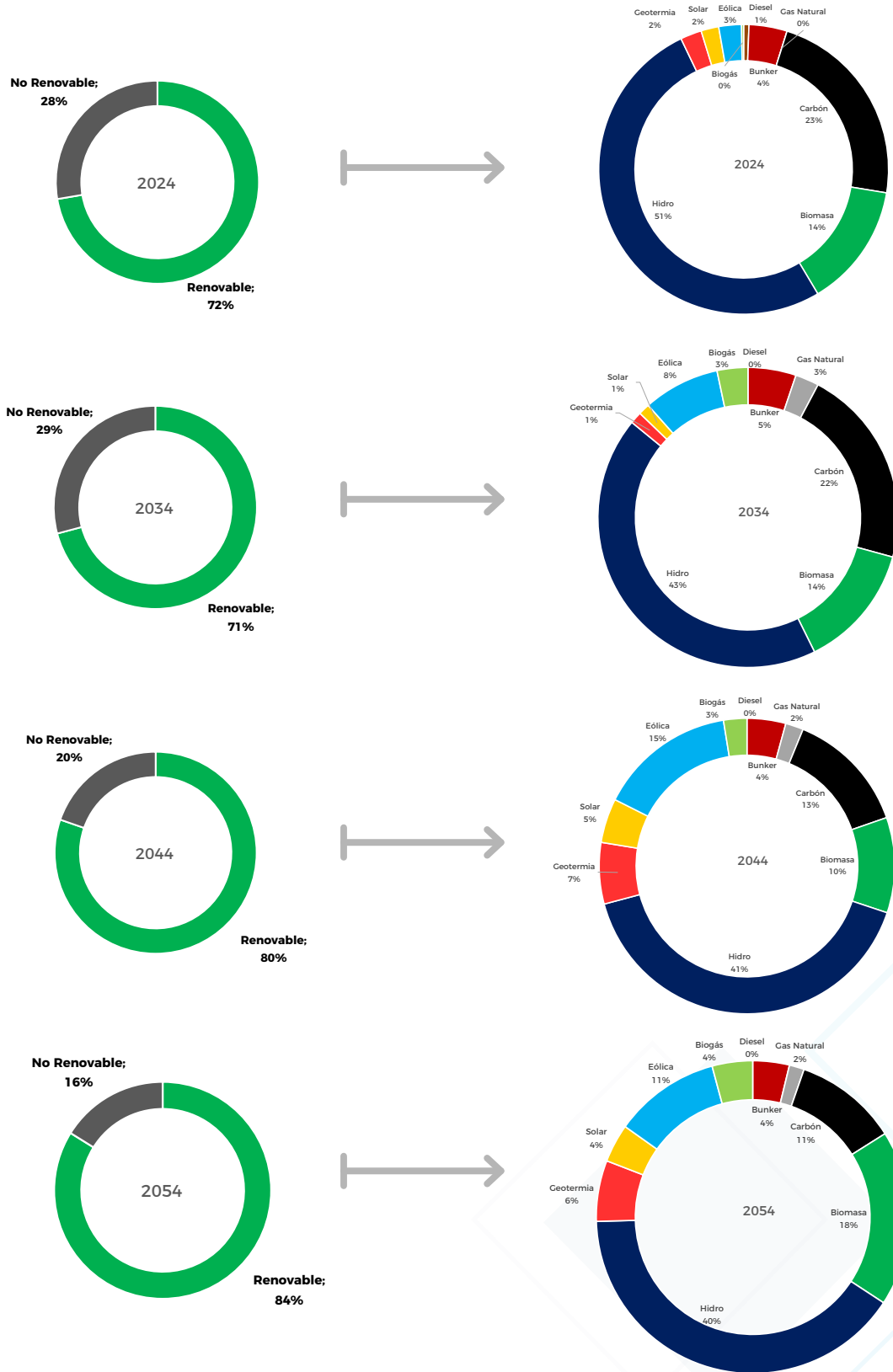


Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN

Según las inversiones se van teniendo aportes en la participación de energía renovable en la matriz eléctrica. Esto brinda competencia, sostenibilidad, innovación y refleja un compromiso creciente con la transición hacia un sistema energético más verde. A continuación, un análisis del escenario EEB6, como el más probable y como sería la evolución de la matriz eléctrica.



Gráfica 50. Evolución de la diversificación de la matriz eléctrica EEBC*



Escenario más probable. Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN

5.1.2. GRUPO 2 - ESCENARIO ENERGÉTICO PLANIFICADO -EEP-

A fin de satisfacer la demanda energética, se presenta un cronograma para la incorporación progresiva de la potencia necesaria durante períodos de 10 años. Es importante tener en cuenta que, conforme a las condiciones para este grupo de estudio, la selección de las plantas para el despacho se basará en las tecnologías con mayor probabilidad de inversión. La participación de gas natural y geotermia serán opción para compensar la reducción de las plantas que dependen de combustibles fósiles, ya que desde el 2030 se limitan las plantas de carbón, como una posible condición ante la transición energética y el cumplimiento de los objetivos nacionales.

Dado que se considera la participación de más tecnologías espera una inversión alta. Sin embargo, cabe señalar que el equilibrio entre la energía renovable y no renovable se obtiene para todos los escenarios de este grupo. Esto evidencia que, con inversión estratégica, se pueden lograr las metas trazadas. Siempre tomar en cuenta el equilibrio entre la potencia instalada, plantas de reserva y sistemas de respaldo, para no comprometer la estabilidad del SNI. Por lo tanto, este enfoque es favorable y se presenta como una posible ruta ante el cumplimiento de metas, cubrimiento de la demanda y competitividad del mercado eléctrico.

Tabla 12. Cronograma Ingresos EEP

	CRONOGRAMA DE INGRESO DE POTENCIA POR PERIODOS			TOTAL ADICIONADO [MW]	CAPACIDAD INSTALADA 2054 [MW]	INVERSION TOTAL [M\$]
	2024 - 2033	2034 - 2043	2044 - 2054			
	EEP1-AMA	1,145	1,260			
EEP2-AAA	1,074	1,251	2,775	5,100	8,235	4,013
EEP3-AAB	1,494	856	2,755	5,105	8,134	4,653
EEP4-AMM	1,316	1,097	2,832	5,245	8,235	4,232
EEP5-MMM	1,053	321	1,450	2,825	5,154	3,027
EEP6-MMB	1,177	736	1,129	3,043	5,267	3,590

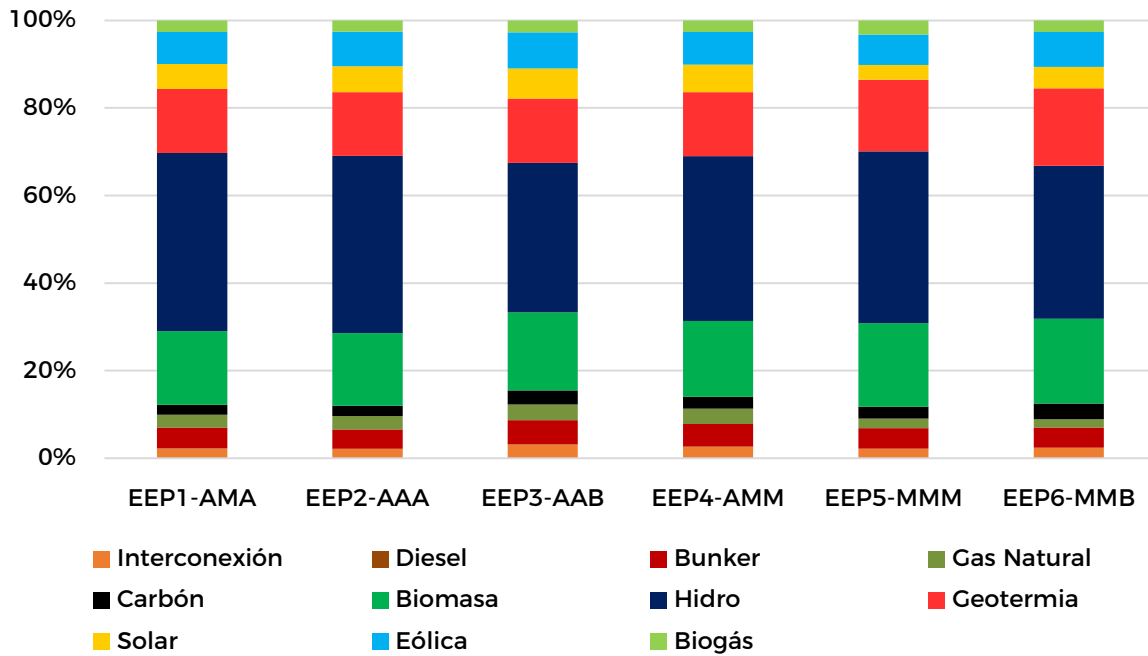
Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN.

Los costos de inversión estarán sujetos a la innovación tecnología, costos de almacenamiento, precios de construcción, condiciones de mercado y costos de financiamiento. La matriz energética presentada es lo despachado para el cubrimiento de la demanda hasta el 2054. Se tiene un mayor despacho de energía con geotermia, hidroeléctrica



y biomasa. Para este grupo se tiene participación más equitativa de diversas tecnologías. Con la limitación del carbón, se tiene un paso hacia la independencia de los combustibles fósiles, sin embargo, aún se tiene la participación de plantas de bunker y diésel. Tomar en cuenta que para las plantas de cogeneración utiliza biomasa y bunker, por ello que el bunker se mantiene en todo el horizonte de estudio.

Gráfica 51. Matrices de generación energética EEP



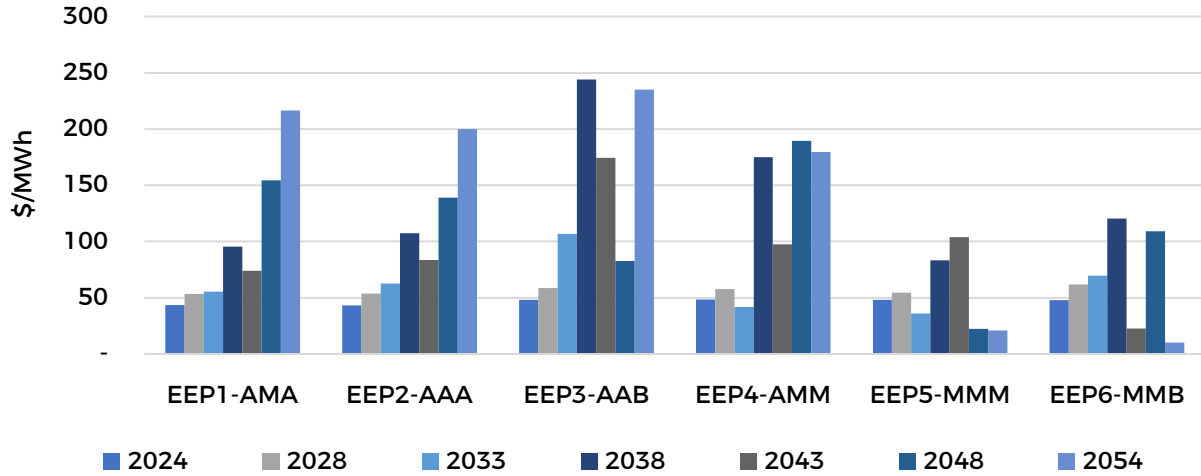
Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN

El precio SPOT a lo largo del horizonte de estudio, tiene varios cambios, debido a la penetración de las nuevas tecnologías. Los escenarios con mayor capacidad instalada son los que alcanzan mayores valores promedio.

Con la matriz eléctrica presentada, se tiene el cumplimiento de las metas para 2027, donde se busca alcanzar un 80% de la generación de energía eléctrica por medio de fuentes renovables. Además, se logra mantener el porcentaje entre 80% y 95%. Estos resultados son obtenidos por una participación variada de tecnologías en la matriz eléctrica, se debe fomentar la eficiencia energética, tener penetración de almacenamiento y tecnologías de respaldo para el suministro seguro de energía eléctrica.

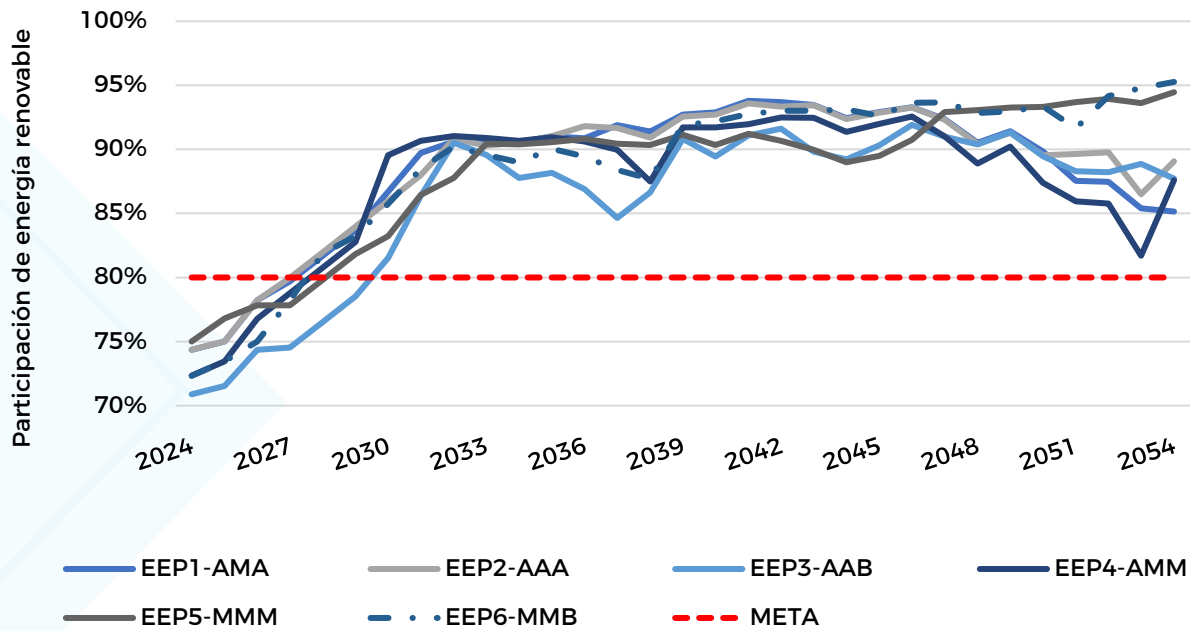


Gráfica 52. Precio promedio spot EEP



Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN

Gráfica 53. Participación de energía renovable y meta al 2027 EEP

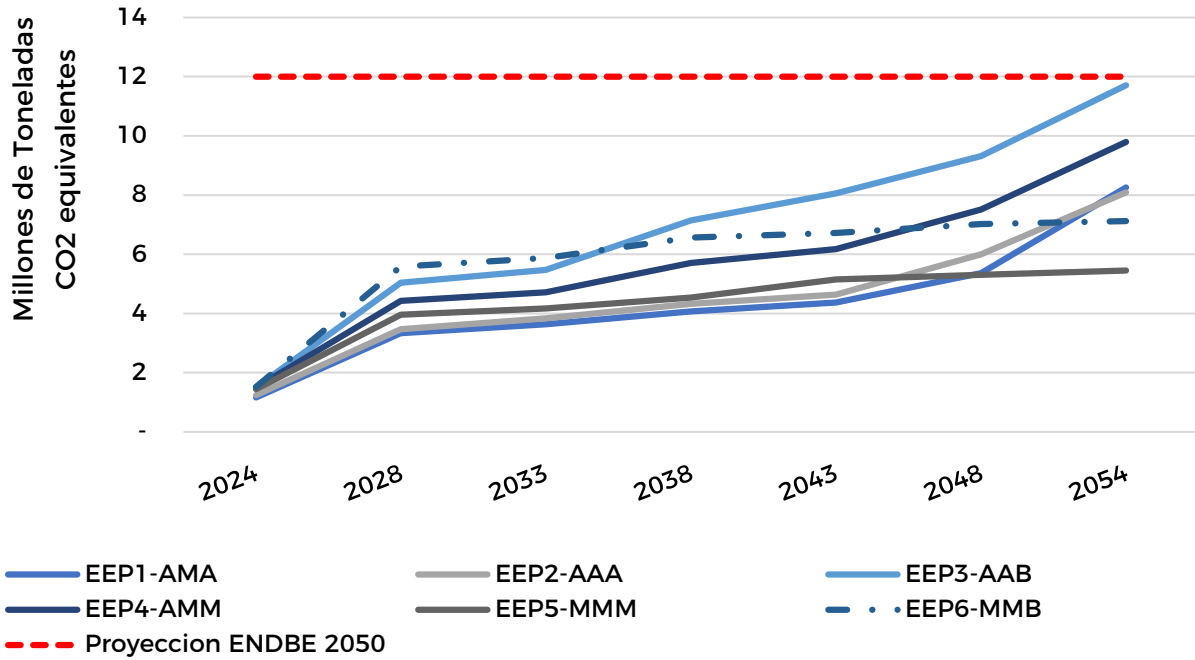


Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN



Los GEI se mantiene por debajo de los 12 millones de Toneladas CO2 aportando positivamente a la mitigación del cambio climático. Esta matriz eléctrica refleja un compromiso tangible con la sostenibilidad y la reducción de la huella de carbono.

Gráfica 54. Emisiones de GEI acumuladas y proyección 2050 EEP



Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN.

Según las inversiones de este grupo, se está manteniendo una generación arriba del 85% de renovables, reflejando un compromiso creciente con la transición hacia un sistema energético más verde. A continuación, un análisis del escenario EEP6, como el más probable y cómo sería la evolución de la matriz eléctrica.



Gráfica 55. Evolución de la diversificación de la matriz eléctrica EEP6*



*Escenario más probable. Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN



5.1.3. GRUPO 3 - ESCENARIO DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA -ETE-

A fin de satisfacer la demanda energética, se presenta un cronograma para la incorporación progresiva de la potencia necesaria durante períodos de 10 años. Es importante tener en cuenta que, conforme a las condiciones para este grupo de estudio, la selección de las plantas para el despacho se basará en tener mayor participación de geotermia a fin de explorar su impacto en la transición energética. Además, desde el 2030 se limitan las plantas de carbón, como una posible condición ante la transición energética y el cumplimiento de los objetivos nacionales. Estos comportamientos son indicadores de lo importante que es contar con estrategias para la transición energética, por lo tanto, este enfoque también es favorable y se presenta como una posible ruta ante el cumplimiento de metas, cubrimiento de la demanda y competitividad del mercado eléctrico.

Tabla 13. Cronograma Ingresos ETE

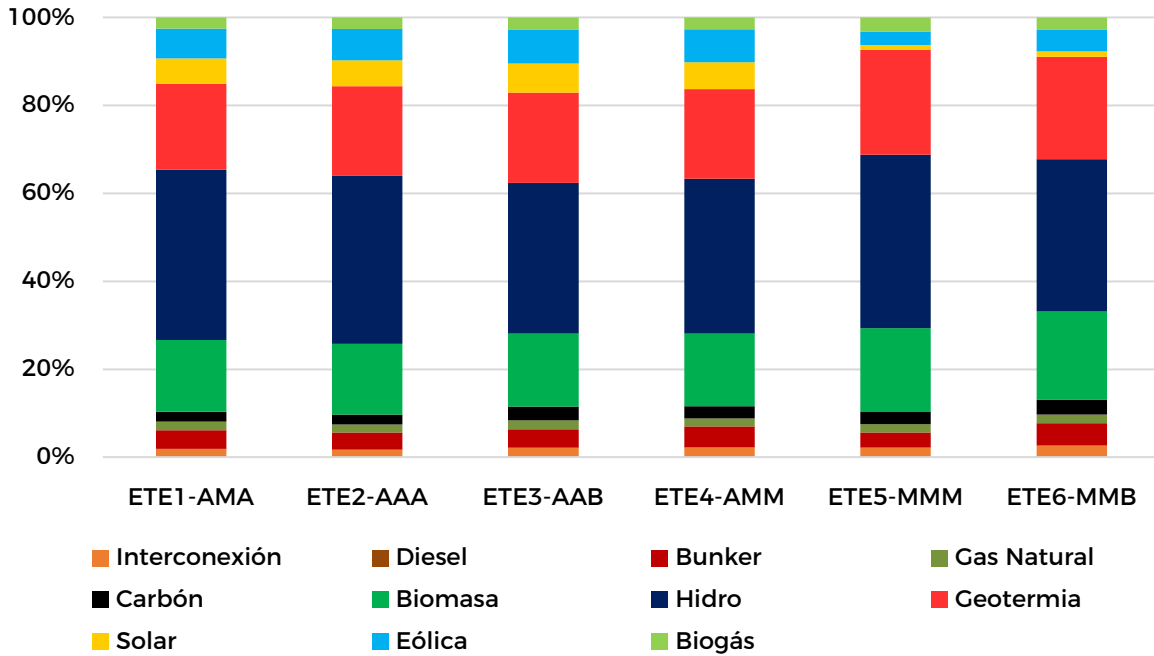
	CRONOGRAMA DE INGRESO DE POTENCIA POR PERIODOS			TOTAL ADICIONADO [MW]	CAPACIDAD INSTALADA 2054 [MW]	INVERSION TOTAL [M\$]
	2024 - 2033	2034 - 2043	2044 - 2054			
	ETE1-AMA	1,074	1,268			
ETE2-AAA	893	1,369	1,656	3,918	6,584	3,894
ETE3-AAB	1,494	1,065	1,491	4,050	6,730	4,818
ETE4-AMM	1,123	1,104	1,544	3,771	6,877	3,964
ETE5-MMM	885	709	1,013	2,607	5,196	3,075
ETE6-MMB	1,078	583	536	2,198	4,762	3,471

Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN

Los costos de inversión estarán sujetos a la innovación tecnología, costos de almacenamiento, precios de construcción, condiciones de mercado y costos de financiamiento. La matriz energética presentada es lo despachado para el cubrimiento de la demanda hasta el 2054. Se tiene un mayor despacho de energía con geotermia e hidroeléctricas, además que la participación de solar y eólica es baja por el impacto positivo que tiene la geotermia en el parque de generación. Con la limitación del carbón, se tiene un paso hacia la independencia de los combustibles fósiles, sin embargo, aún se tiene la participación de plantas de bunker y carbón, sin embargo, es menor que lo despachado en el grupo EEB. Tomar en cuenta que para las plantas de cogeneración utiliza biomasa y bunker, por ello que el bunker se mantiene en todo el horizonte de estudio.



Gráfica 56. Matrices de generación energética ETE

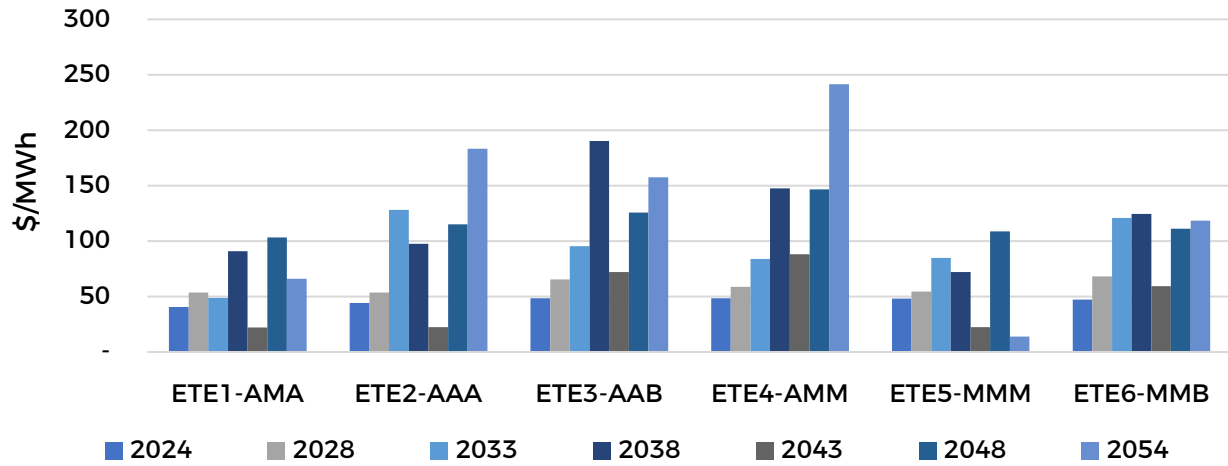


Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN

Con la matriz eléctrica presentada, se tiene el cumplimiento de las metas para 2027, donde se busca alcanzar un 80% de la generación de energía eléctrica por medio de fuentes renovables. Además, se logra mantener el porcentaje entre 90% y 95% entre 2042 al 2054. Estos resultados son obtenidos por una participación variada de tecnologías en la matriz eléctrica, se debe tener penetración de almacenamiento y tecnologías de respaldo para el suministro seguro de energía eléctrica. Además, se debe fortalecer la eficiencia energética.

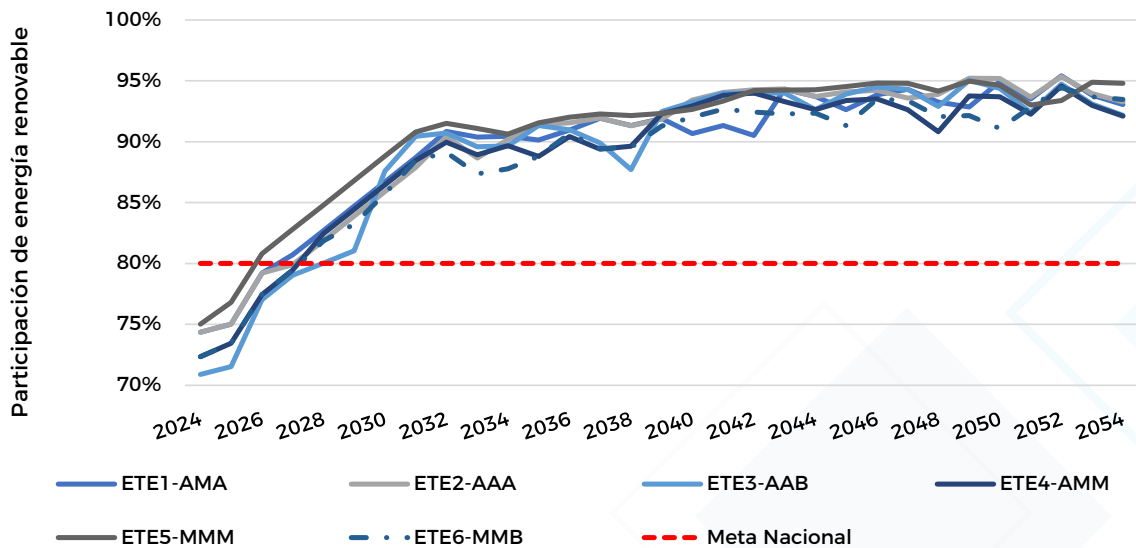


Gráfica 57. Precio promedio spot ETE



Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN

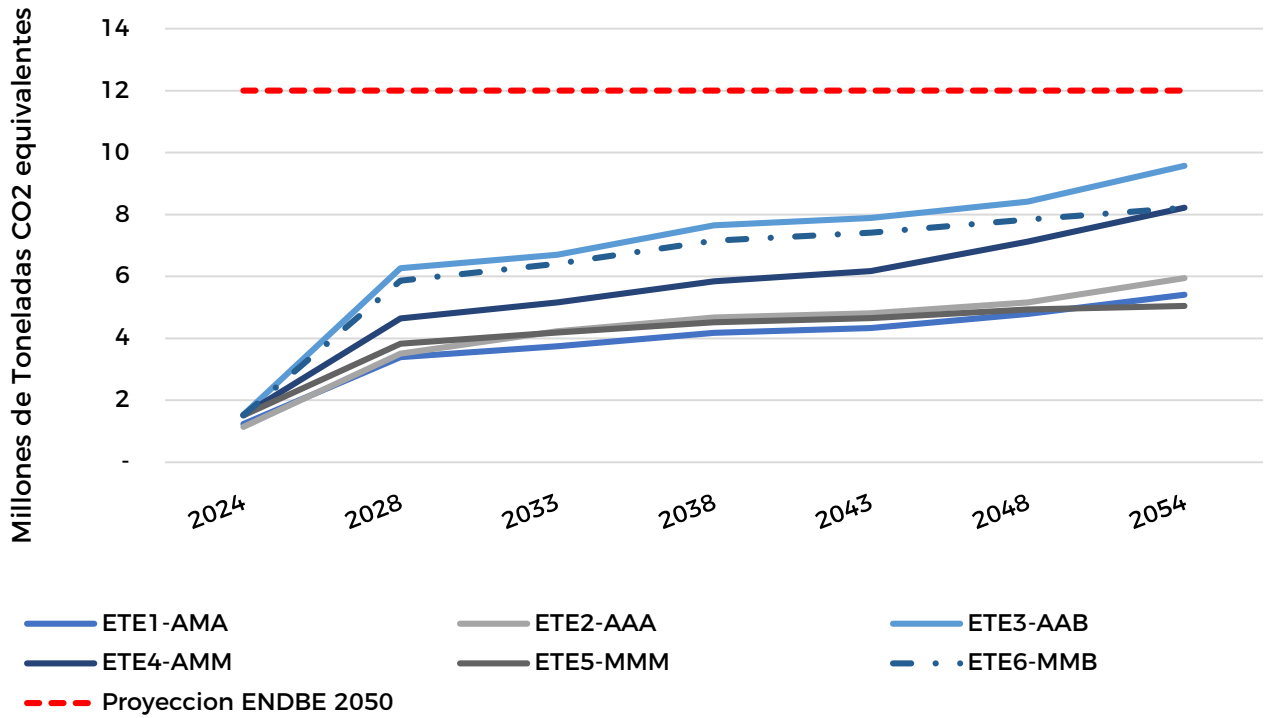
Gráfica 58. Participación de energía renovable y meta al 2027 ETE



Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN



Gráfica 59. Emisiones de GEI acumuladas y proyección 2050 ETE



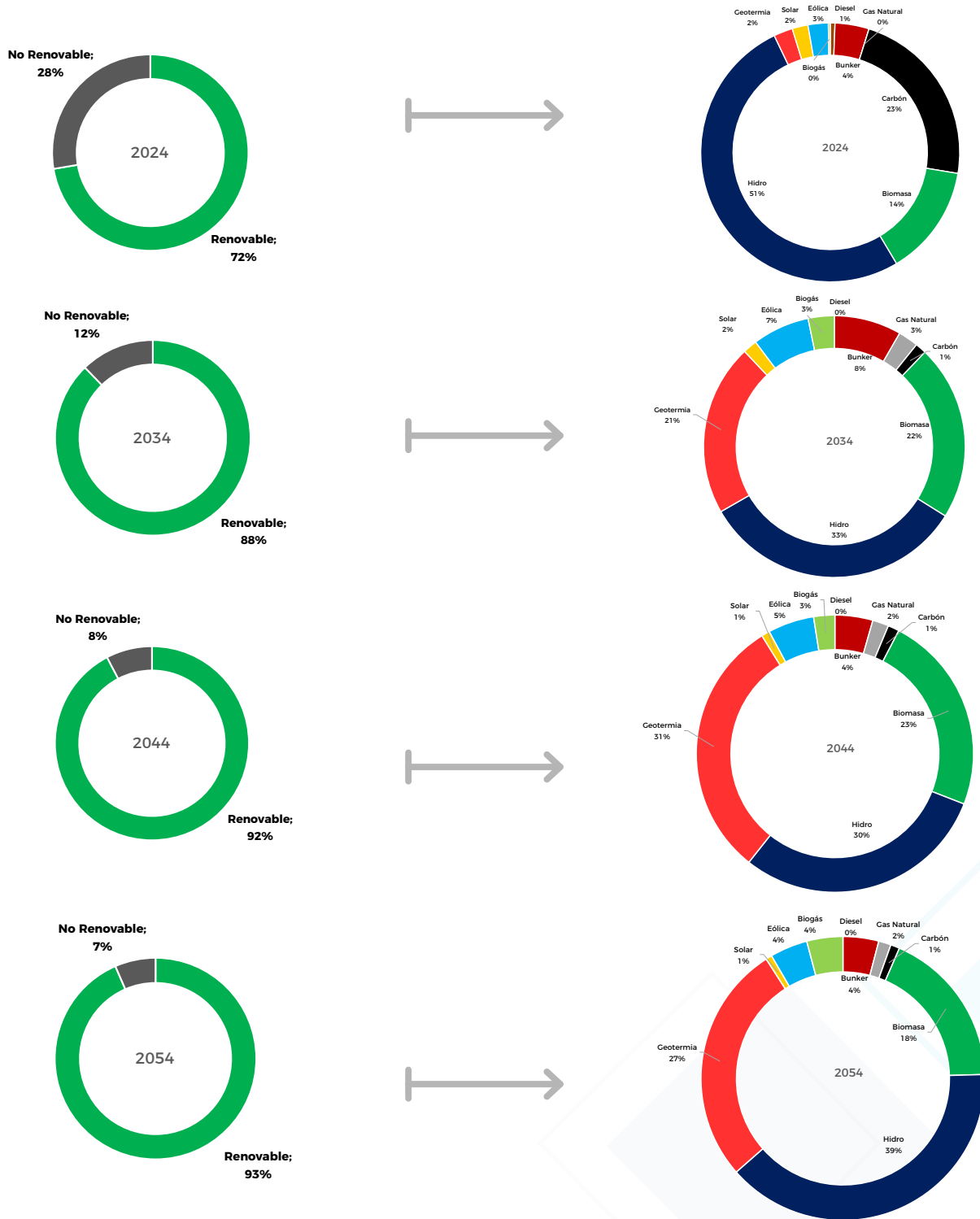
Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN

Los GEI se mantiene por debajo de los 10 millones de Toneladas CO2 aportando positivamente a la mitigación del cambio climático. Esta matriz eléctrica refleja un compromiso tangible con la sostenibilidad y la reducción de la huella de carbono.

Según las inversiones de este grupo, se está manteniendo una generación arriba del 90% de renovables desde el 2039, reflejando un compromiso creciente con la transición hacia un sistema energético más verde. A continuación, un análisis del escenario ETE6, como el más probable y como sería la evolución de la matriz eléctrica.



Gráfica 60. Evolución de la diversificación de la matriz eléctrica ETE6*



*Escenario más probable.

Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN



5.1.4. GRUPO 4 -ESCENARIOS DE DESCARBONIZACIÓN Y CONTINGENCIA -EDC-

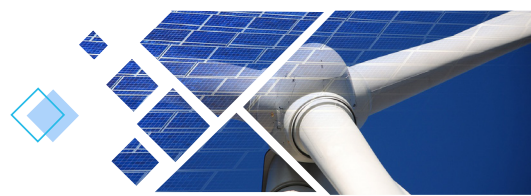
Para el análisis de este grupo, se presentarán los resultados en 2 subgrupos de 4 escenarios cada uno, el primer grupo de descarbonización estará relacionado con las salidas definitivas de plantas bases en 2030; y el segundo grupo de contingencias se enfocará en pérdidas de generación entre los años 2027 y 2029.

❖ SUBGRUPO 4.1 - DESCARBONIZACIÓN

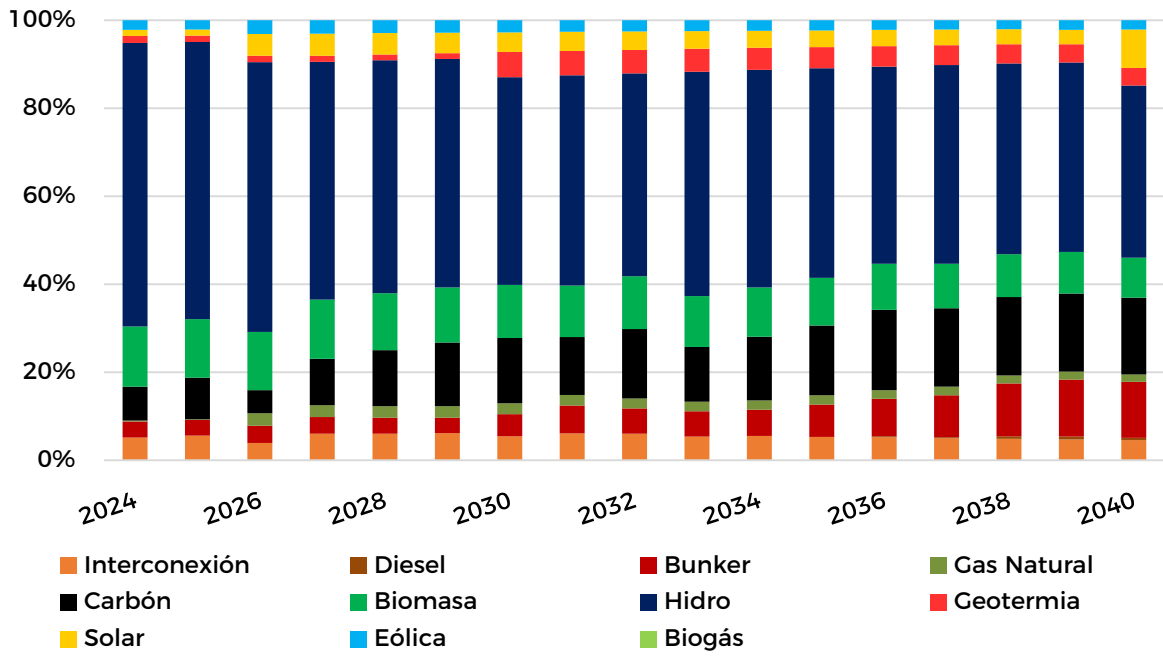
El propósito de este subgrupo es conocer la flexibilidad de la matriz actual, la disponibilidad de reservas y qué decisiones se deben tomar con antelación. Identificar las tecnologías que estarían participando ante esta pérdida de potencia y cuánto tiempo el mercado podría mantenerse. Además, aunque las salidas puedan no ser definitivas, se podría presentar una salida repentina y prolongada por mantenimiento, falla, u otro imprevisto presentando estos escenarios.

Recordemos que para fines de este análisis los escenarios EDC 11 y EDC 12 resultará en una reducción de capacidad de 282 MW y para los escenarios EDC 23 y EDC 24 una capacidad de salida total de 422 MW. Además, este subgrupo tendrá como horizonte hasta el 2040, donde ya se habrá alcanzado el riesgo de déficit para un análisis enfocado en los próximos años.

Los escenarios presentan panoramas en los que las plantas ya no serían convocadas, sin embargo, son meramente ilustrativas de las dificultades que se podría presentar en la transición energética y/o ante algún imprevisto y este panorama evidencia la necesidad de formular estrategias considerando las inversiones, tiempos de diseño, implementación y ejecución.

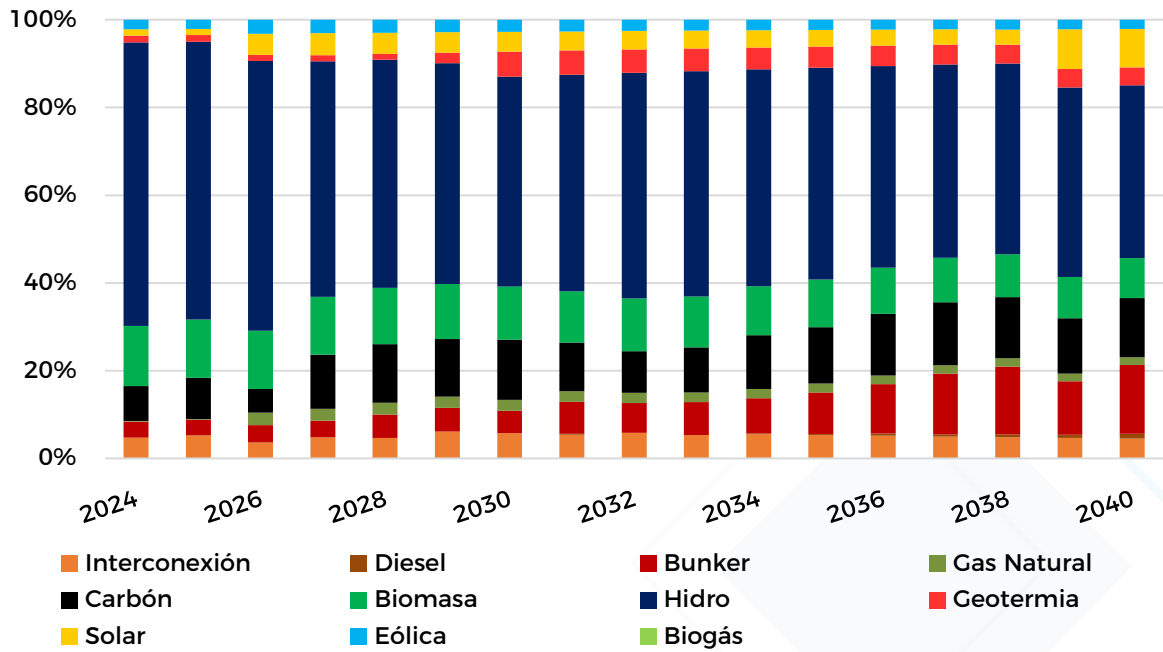


Gráfica 61. Matrices de generación energética EDC 11



Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN

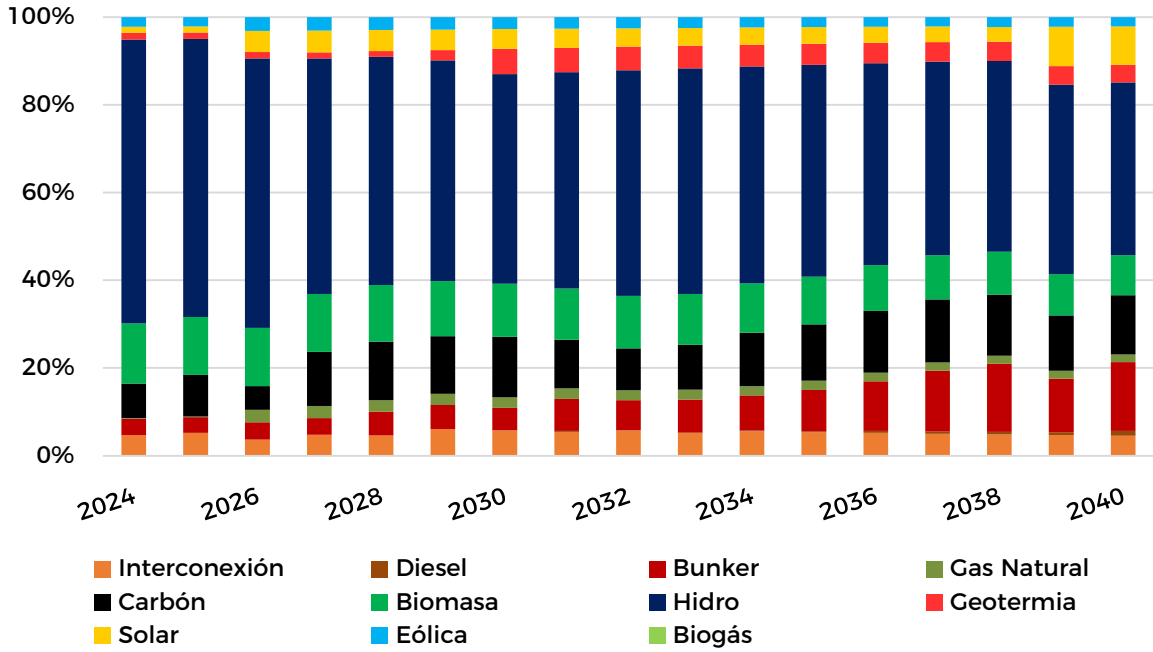
Gráfica 62. Matrices de generación energética EDC 12



Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN

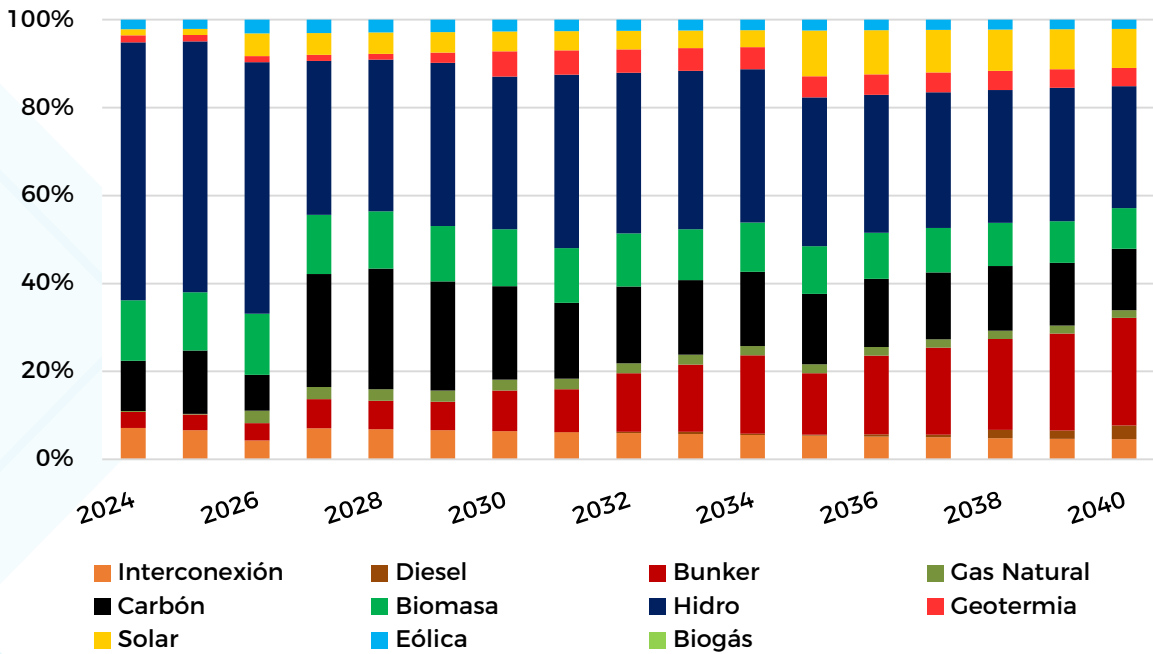


Gráfica 63. Matrices de generación energética EDC 23



Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN

Gráfica 64. Matrices de generación energética EDC 24



Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN



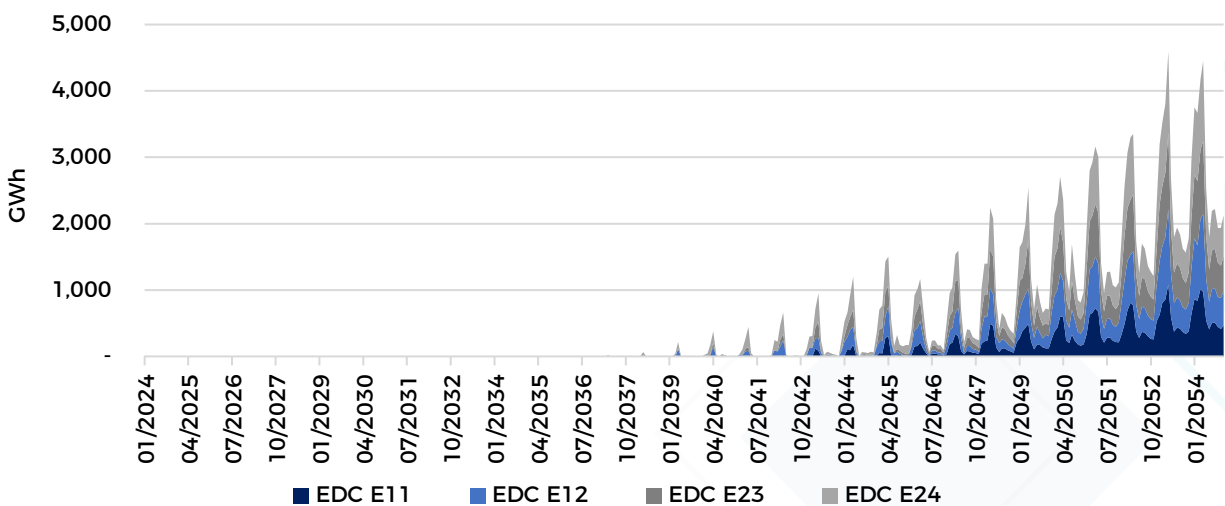
En los 4 escenarios vemos un aumento de la participación desde el 2031 de bunker. Además, se tiene la participación de plantas de carbón, bunker y diésel que actualmente están en el parque de generación, pero no son convocadas regularmente. Evidenciando que se empieza a requerir nuevas plantas para el cubrimiento de la demanda.

Según la premisa de hidrología, vemos la participación de las hidroeléctricas y como pueden representar un aumento del 13% de la generación anual en condiciones hidrológicas optimas. También se observa el aporte que darían las interconexiones ante estos escenarios.

A lo largo del 2023, dentro de la planilla de RRO, se observaba una contribución promedio de bunker que variaba entre el 5% y el 16%, mientras que la contribución de la energía hidroeléctrica se situaba en un rango de entre el 84% y el 95%. Considerando esta premisa, se requiere diversificar las plantas de RRO ante la transición energética y la dependencia de los combustibles fósiles.

Para demanda alta se presenta déficit en 2037 y para demanda media en 2039, lo que evidencia la necesidad de asegurar estabilidad. Estos casos, orientados a la independencia de combustibles fósiles debe ser analizadas con más detalle según la realidad de los contratos de las plantas, los objetivos nacionales e internacionales y las estrategias de respaldo y seguridad energética nacional.

Gráfica 65. Déficit de energía eléctrica subgrupo EDC



Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN



❖ SUBGRUPO 4.2 - CONTINGENCIAS

Para este subgrupo de escenarios se pretende evidenciar la necesidad de robustecer las plantas de respaldo con la salida temporal de ciertas centrales hidroeléctricas, tomando como referencia las plantas que fueron afectadas en la tormenta tropical ETA e IOTA en el año 2020. Además, de estrategias ante algún imprevisto en infraestructura que limite la generación y/o paso de energía al SNI.

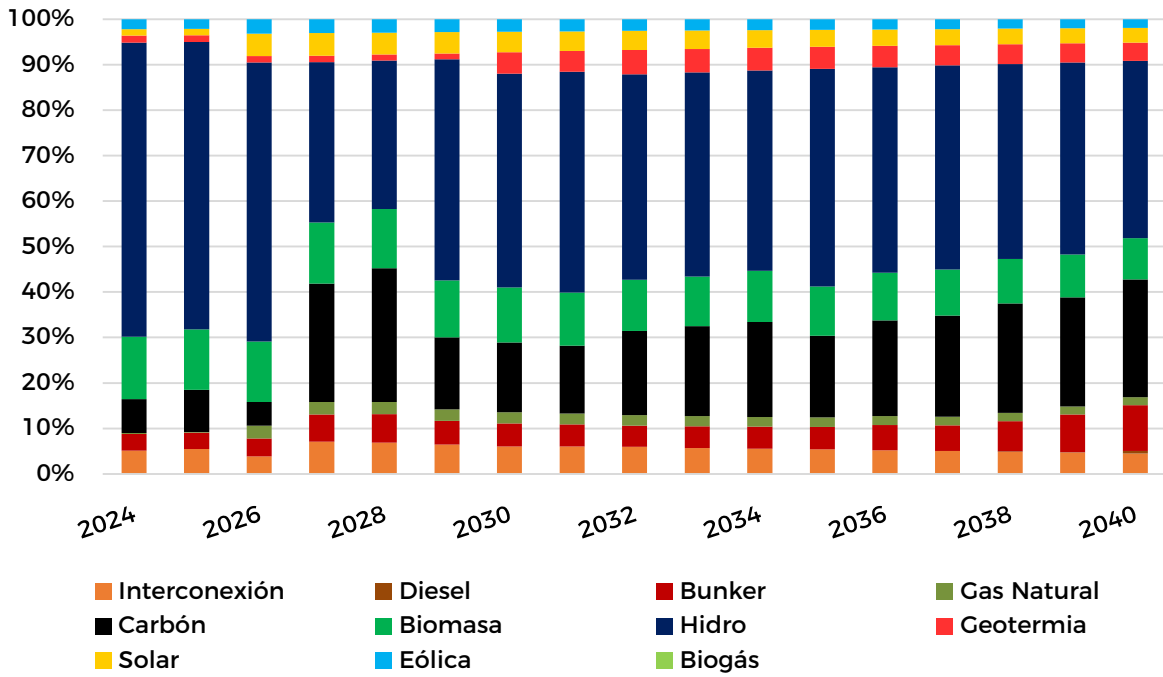
Para fines de este análisis recordemos que para los escenarios EDC 35 y EDC 36 resultará en una reducción de capacidad hidroeléctrica de 600 MW y para los escenarios EDC 47 y EDC 48 se contempla la pérdida de 700 MW; en el periodo de 2027 y 2028.

Los escenarios presentan panoramas en los que las fuentes de generación ya no estarían disponibles por alguna contingencia climática o de infraestructura, sin embargo, son meramente ilustrativas de las dificultades que se podría presentar por el cambio climático y/o ante algún imprevisto y este panorama evidencia la necesidad de formular estrategias considerando las inversiones, tiempos de diseño, implementación y ejecución.

En los escenarios EDC 35 y EDC 36 desde el 2027 se tiene un aumento de generación con plantas de carbón, bunker e interconexiones. En los escenarios EDC 47 y EDC 48 desde el 2027 se tiene un aumento de generación con plantas de carbón y bunker. Resaltando la dependencia de combustibles fósiles para estas contingencias. Según la premisa de hidrología, vemos la participación variable del bunker, representa un aumento del 4% de la generación anual en condiciones hidrológicas bajas. También se observa el aporte que darían las interconexiones ante estos escenarios.

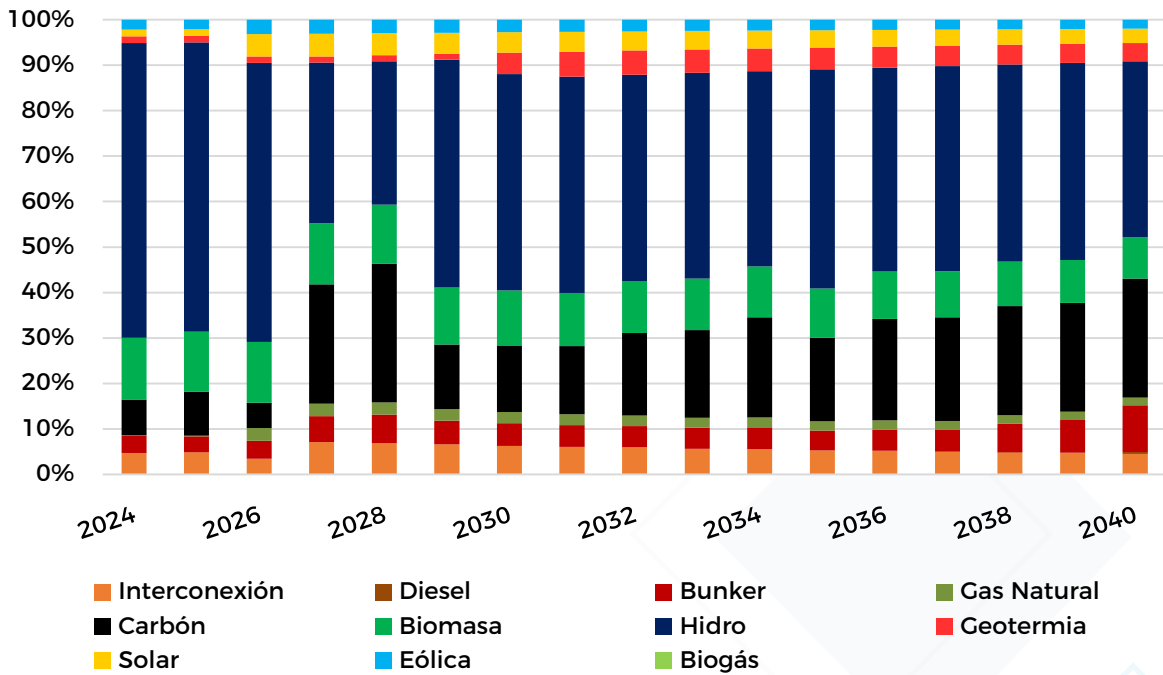


Gráfica 66. Matrices de generación energética EDC 35



Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN

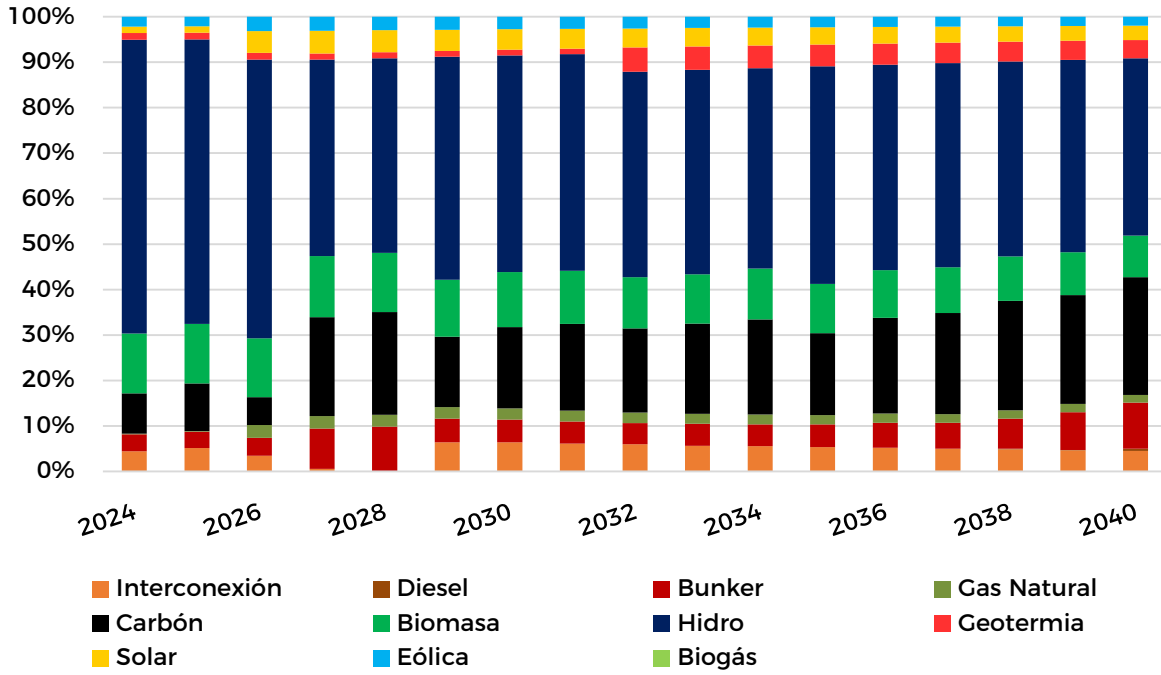
Gráfica 67. Matrices de generación energética EDC 36



Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN

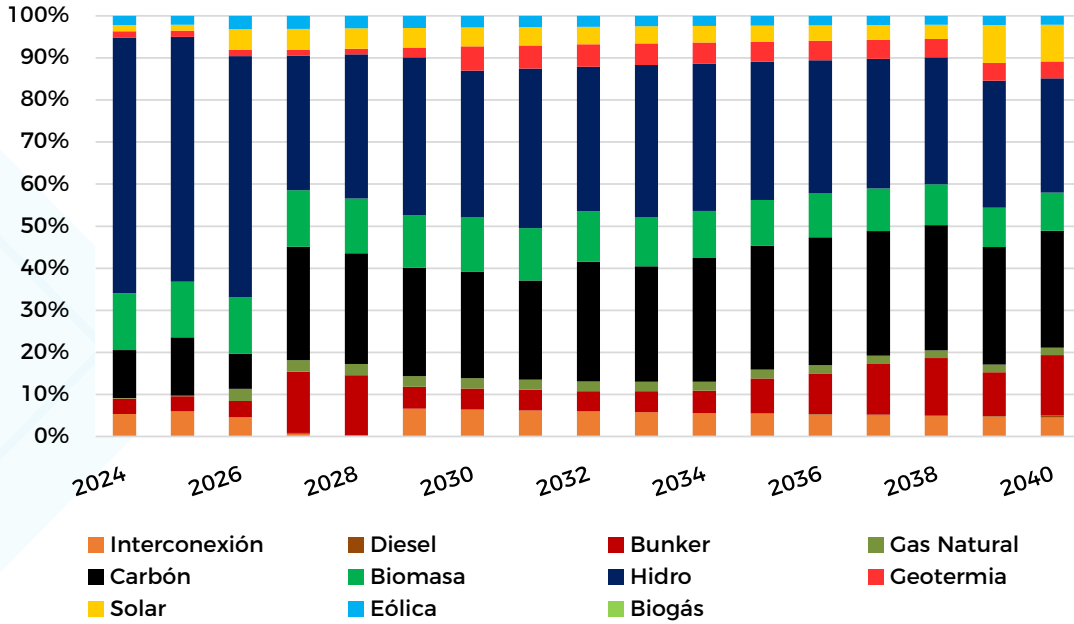


Gráfica 68. Matrices de generación energética EDC 47



Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN

Gráfica 69. Matrices de generación energética EDC 48



Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN

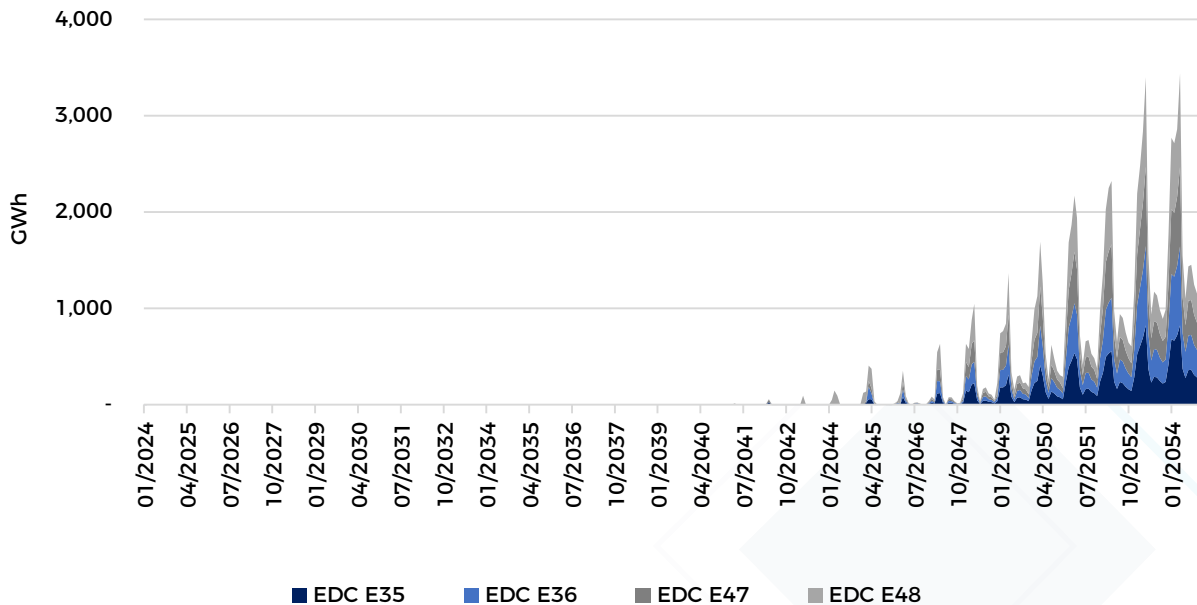


A lo largo del 2023, dentro de la planilla de RRO, se observaba una contribución promedio de bunker que variaba entre el 5% y el 16%, mientras que la contribución de la energía hidroeléctrica se situaba en un rango de entre el 84% y el 95%. Cabe resaltar que varias de las plantas que fueron afectadas en las tormentas Eta e Iota en 2020 actualmente son parte de la planilla de RRO.

Es importante tener en cuenta que, durante el transcurso de 2023, se mantenía un margen de reserva de energía hidroeléctrica que oscilaba entre el 84% y el 95%. Para el 2020, esta reserva luego de la tormenta demoró 19 semanas en normalizarse, tiempo en que el SNI, tuvo limitadas las plantas ante alguna contingencia. Considerando esta premisa, se requiere diversificar las plantas de RRO ante los cambios climáticos y salidas prolongadas de plantas de generación renovable.

Para demanda alta se presenta déficit en 2043 y para demanda media en 2045, se evidencia un déficit que compromete la estabilidad y seguridad. Estos casos, orientados a la identificación de planes estratégicos necesarios, debe ser analizado con más detalle según la realidad del cambio climático, las condiciones operativas de las plantas, los convenios nacionales e internacionales y las estrategias de respaldo y seguridad energética nacional.

Gráfica 70. Déficit de energía eléctrica subgrupo EDC



Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN

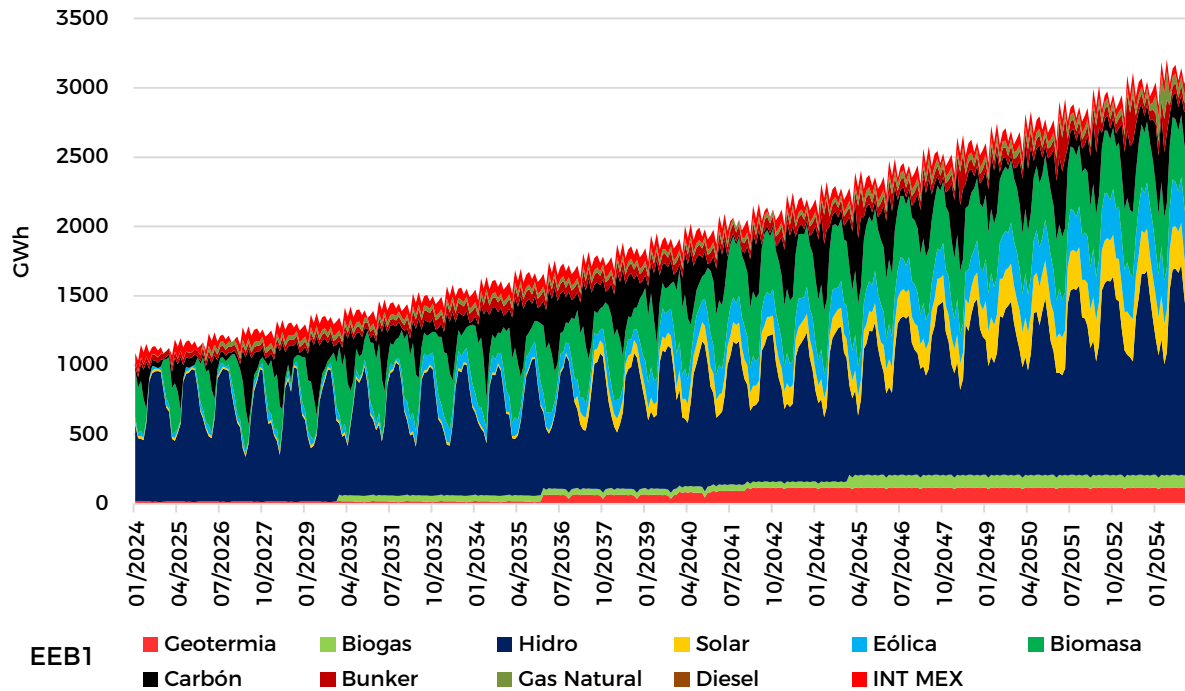
5.2. RESULTADOS POR ESCENARIOS

A continuación, se presenta la matriz de despacho de energía para cada escenario, mostrando su evolución en el periodo de 2024 al 2054. Además del cronograma de ingreso de las plantas candidatas según el tipo de tecnología. Tomar en cuenta que es una referencia según los antecedentes de participación en las licitaciones y la penetración de generadoras en el parque de generación, sin embargo, según la madurez de cada tecnología y su competitividad, así será su participación ya sea por iniciativa propia o por licitaciones estratégicamente realizadas.



5.2.1. GRUPO 1 - ESCENARIO ENERGÉTICO BASE -EEB-

Gráfica 71. Despacho de Energía del escenario EEB1



Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN

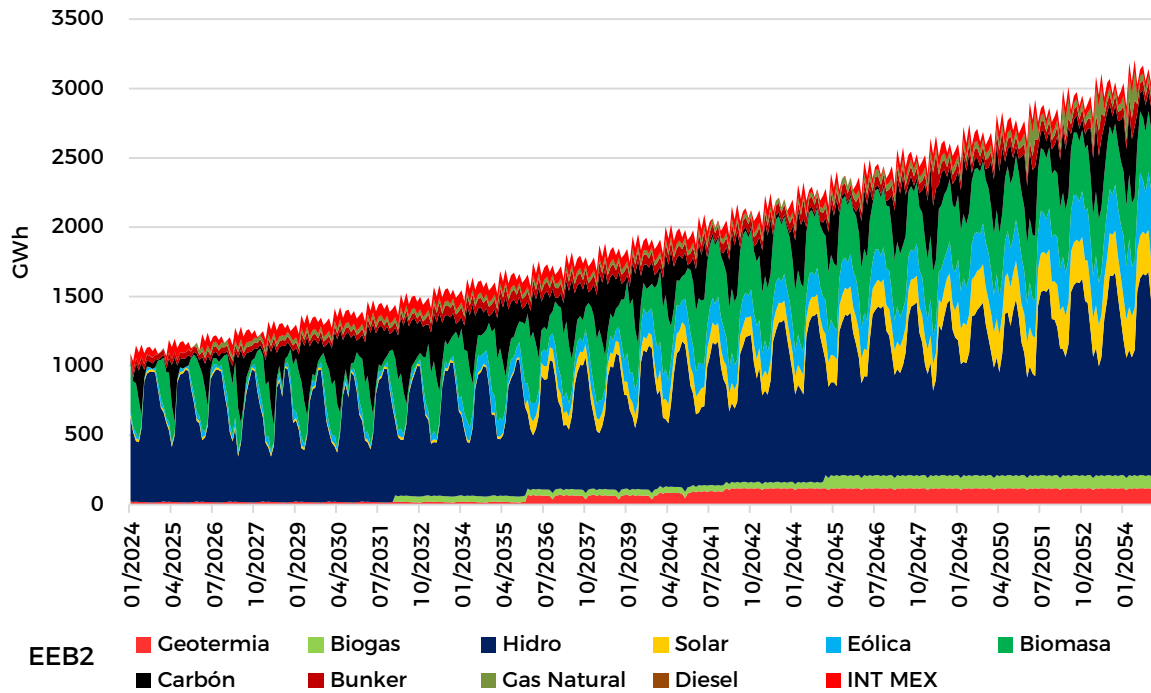
Tabla 14. Cronograma Ingresos EEB1

TECNOLOGÍA	2024 - 2033	2034 - 2043	2044 - 2054
	TURBINAS DE VAPOR	431	50
TURBINAS DE GAS NATURAL	44	0	270
HIDROELÉCTRICAS	69	266	1,005
GEOTÉRMICAS	0	119	0
SOLAR FOTOVOLTAICA	0	280	370
EÓLICAS	205	160	265
TOTAL POR ETAPA [MW]	748	875	1,995
TOTAL ADICIONADO [MW]	3,618		

Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN



Gráfica 72. Despacho de Energía del escenario EEB2



Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN.

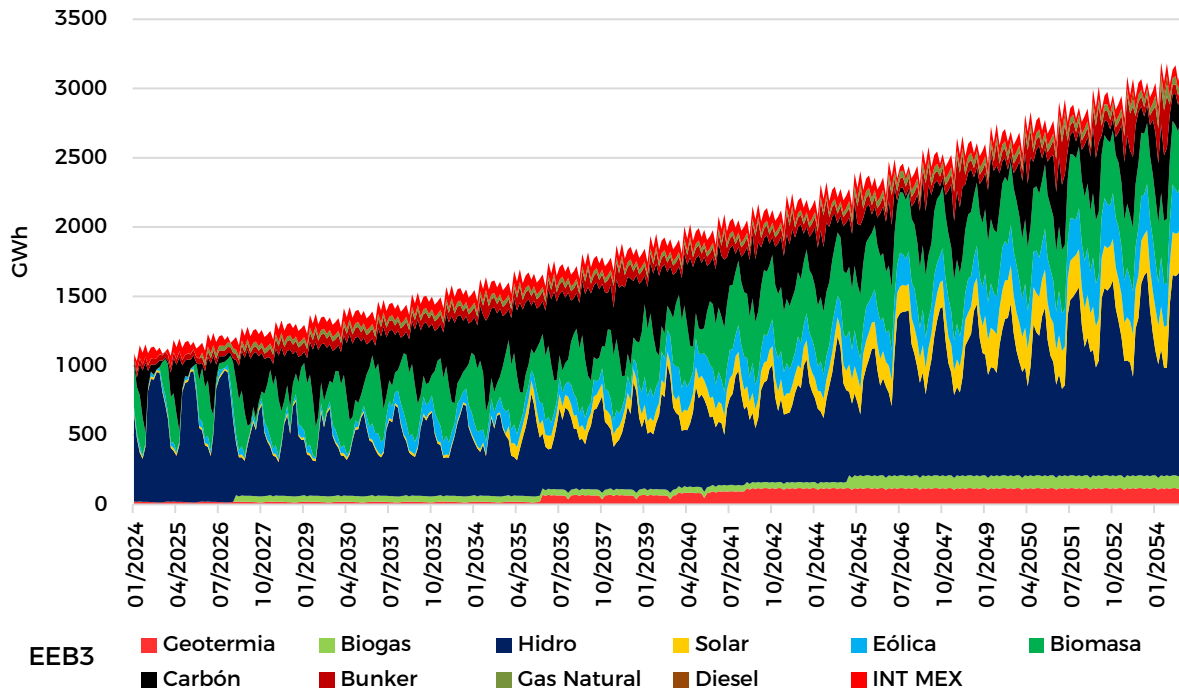
Tabla 15. Cronograma Ingresos EEB2

TECNOLOGÍA	2024 - 2033	2034 - 2043	2044 - 2054
	TURBINAS DE VAPOR	431	50
TURBINAS DE GAS NATURAL	44	0	270
HIDROELÉCTRICAS	69	671	330
GEOTÉRMICAS	0	119	0
SOLAR FOTOVOLTAICA	0	280	370
EÓLICAS	65	300	670
TOTAL POR ETAPA [MW]	608	1,420	1,785
TOTAL ADICIONADO [MW]	3,813		

Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN



Gráfica 73. Despacho de Energía del escenario EEB3



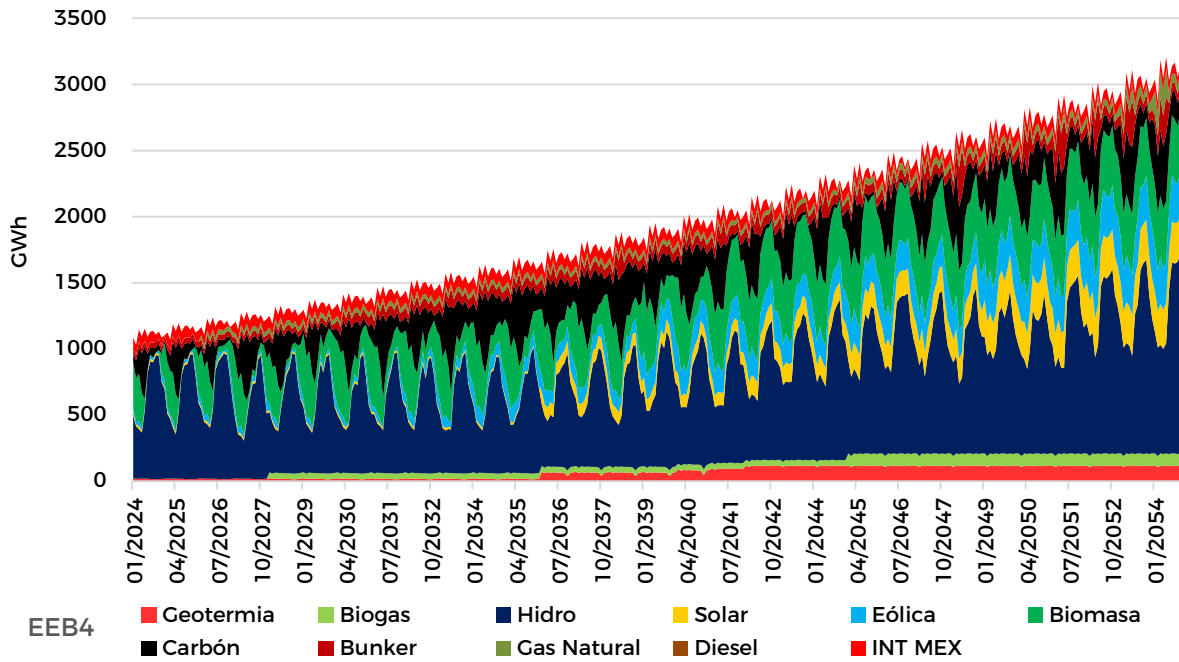
Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN.

Tabla 16. Cronograma Ingresos EEB3

TECNOLOGÍA	2024 - 2033	2034 - 2043	2044 - 2054
	TURBINAS DE VAPOR	431	50
TURBINAS DE GAS NATURAL	44	0	70
HIDROELÉCTRICAS	69	546	725
GEOTÉRMICAS	0	119	0
SOLAR FOTOVOLTAICA	0	280	370
EÓLICAS	205	160	265
TOTAL POR ETAPA [MW]	748	1,155	1,495
TOTAL ADICIONADO [MW]	3,398		

Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN

Gráfica 74. Despacho de Energía del escenario EEB4



Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN.

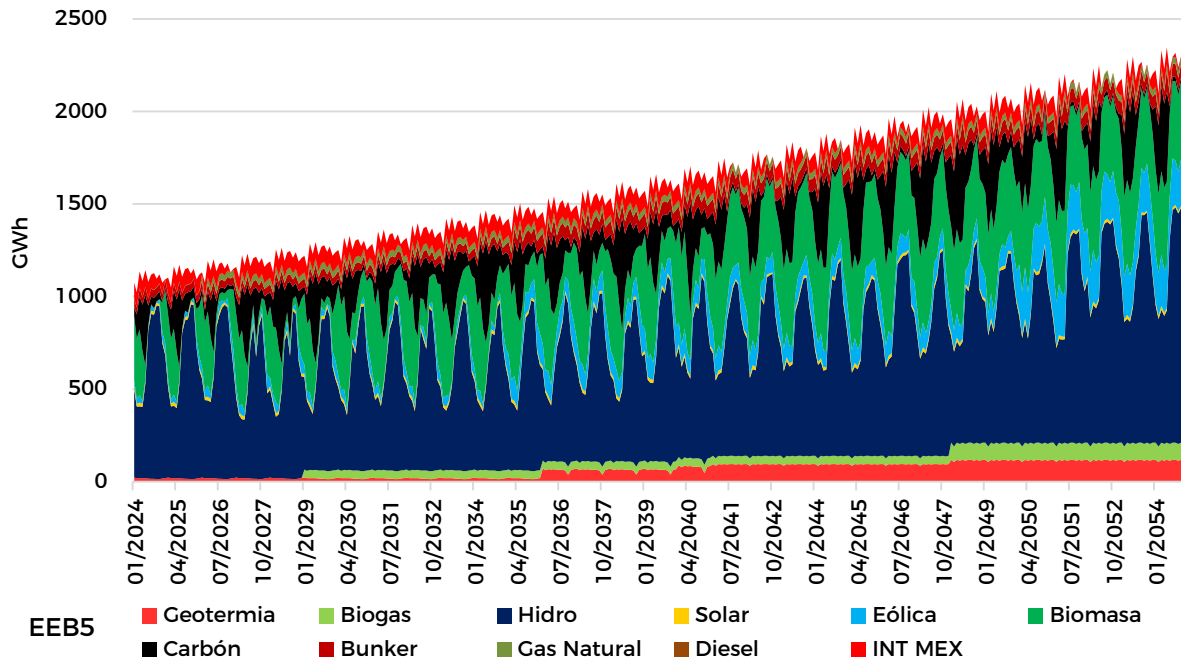
Tabla 17. Cronograma Ingresos EEB4

EEB4-AMM	TECNOLOGÍA	2024 - 2033	2034 - 2043	2044 - 2054
	TURBINAS DE VAPOR	431	50	65
TURBINAS DE GAS NATURAL	44	0	270	
HIDROELÉCTRICAS	69	691	440	
GEOTÉRMICAS	0	119	0	
SOLAR FOTOVOLTAICA	0	280	370	
EÓLICAS	125	240	265	
TOTAL POR ETAPA [MW]	668	1,380	1,410	
TOTAL ADICIONADO [MW]		3,458		

Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN



Gráfica 75. Despacho de Energía del escenario EEB5



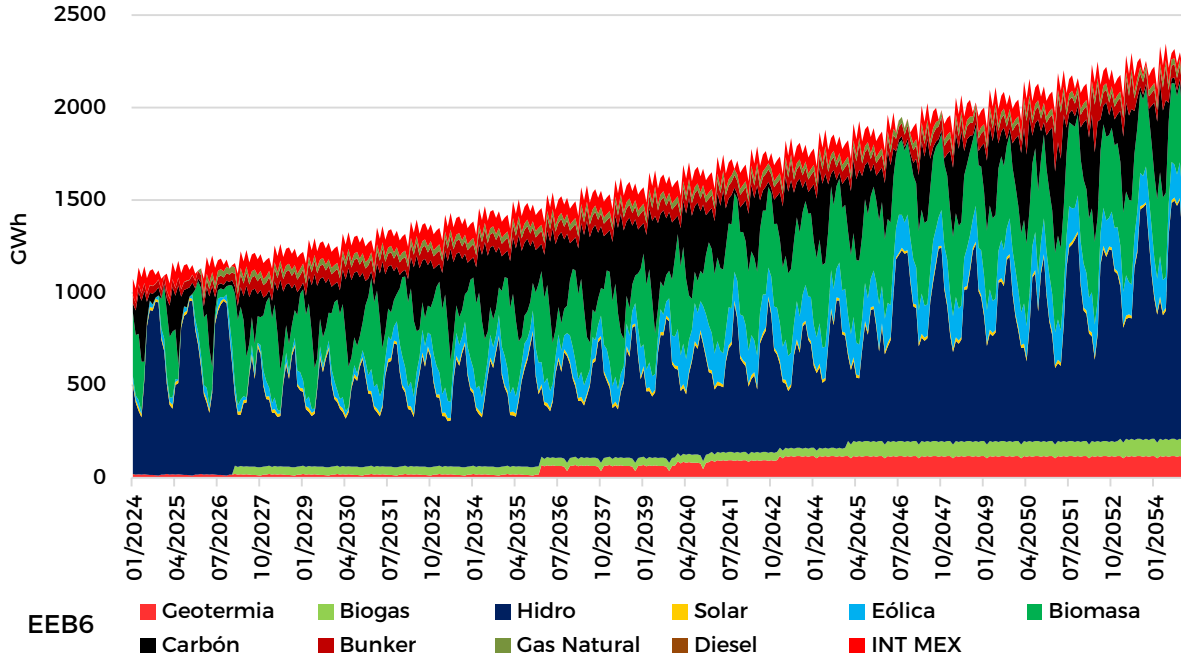
Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN.

Tabla 18. Cronograma Ingresos EEB5

	TECNOLOGÍA	2024 - 2033	2034 - 2043	2044 - 2054
	EEB5-MMM	TURBINAS DE VAPOR	393	73
TURBINAS DE GAS NATURAL		44	0	0
HIDROELÉCTRICAS		69	301	500
GEOTÉRMICAS		0	89	30
SOLAR FOTOVOLTAICA		0	0	0
EÓLICAS		65	140	275
TOTAL POR ETAPA [MW]		570	603	870
TOTAL ADICIONADO [MW]			2,043	

Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN

Gráfica 76. Despacho de Energía del escenario EEB6



Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN.

Tabla 19. Cronograma Ingresos EEB6

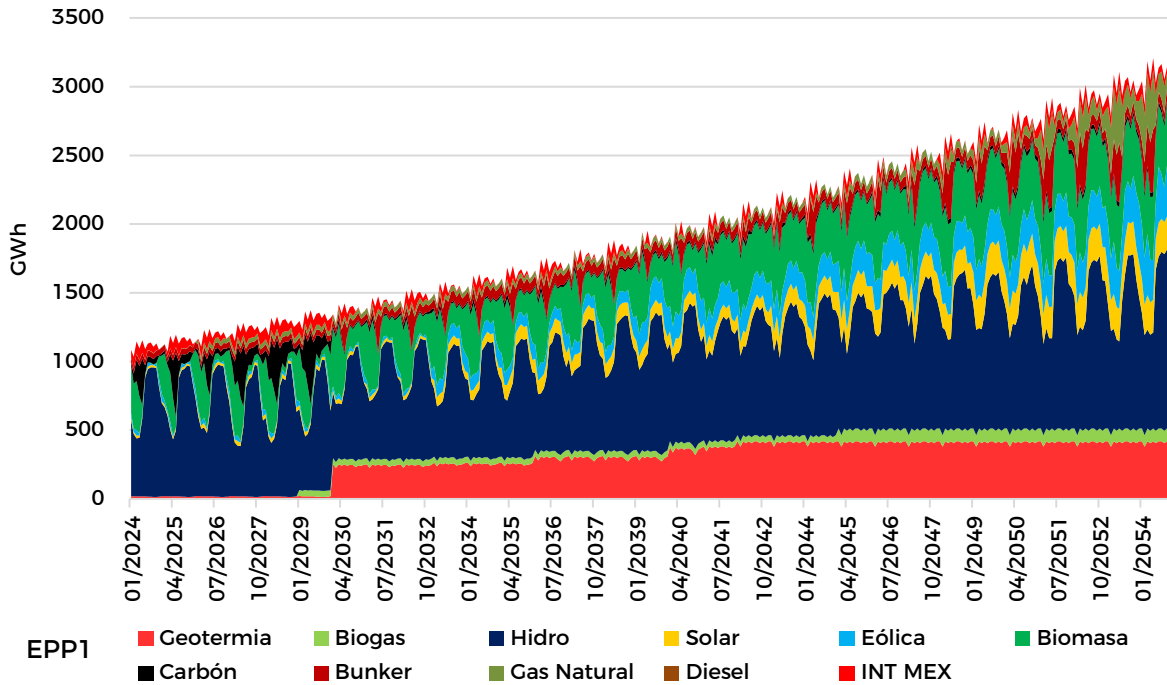
TECNOLOGÍA	2024 - 2033	2034 - 2043	2044 - 2054
	TURBINAS DE VAPOR	431	35
TURBINAS DE GAS NATURAL	44	0	0
HIDROELÉCTRICAS	69	160	471
GEOTÉRMICAS	0	119	0
SOLAR FOTOVOLTAICA	0	0	0
EÓLICAS	205	160	0
TOTAL POR ETAPA [MW]	748	474	536
TOTAL ADICIONADO [MW]	1,758		

Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN



5.2.2. GRUPO 2 - ESCENARIO ENERGÉTICO PLANIFICADO -EEP-

Gráfica 77. Despacho de Energía del escenario EEP1



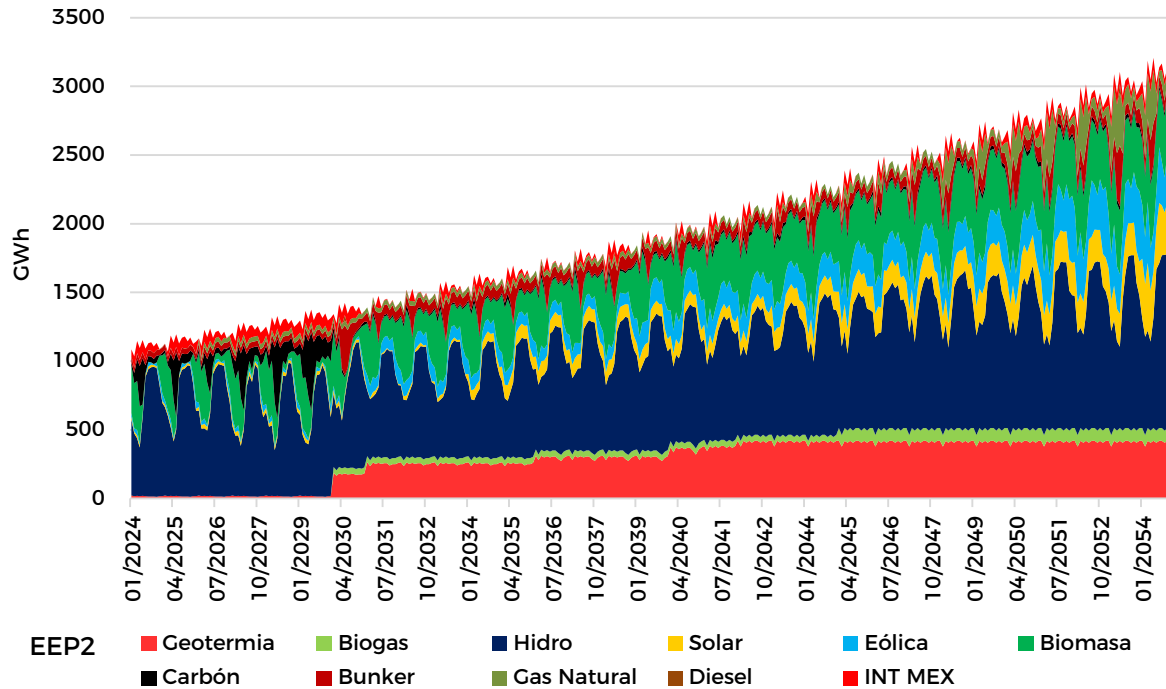
Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN.

Tabla 20. Cronograma Ingresos EEP1

TECNOLOGÍA	2024 - 2033	2034 - 2043	2044 - 2054
	TURBINAS DE VAPOR	403	58
TURBINAS DE GAS NATURAL	44	0	470
HIDROELÉCTRICAS	77	663	170
GEOTÉRMICAS	325	199	0
SOLAR FOTOVOLTAICA	157	180	210
EÓLICAS	140	160	645
TOTAL POR ETAPA [MW]	1,145	1,260	1,660
TOTAL ADICIONADO [MW]	4,065		

Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN

Gráfica 78. Despacho de Energía del escenario EEP2



Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN.

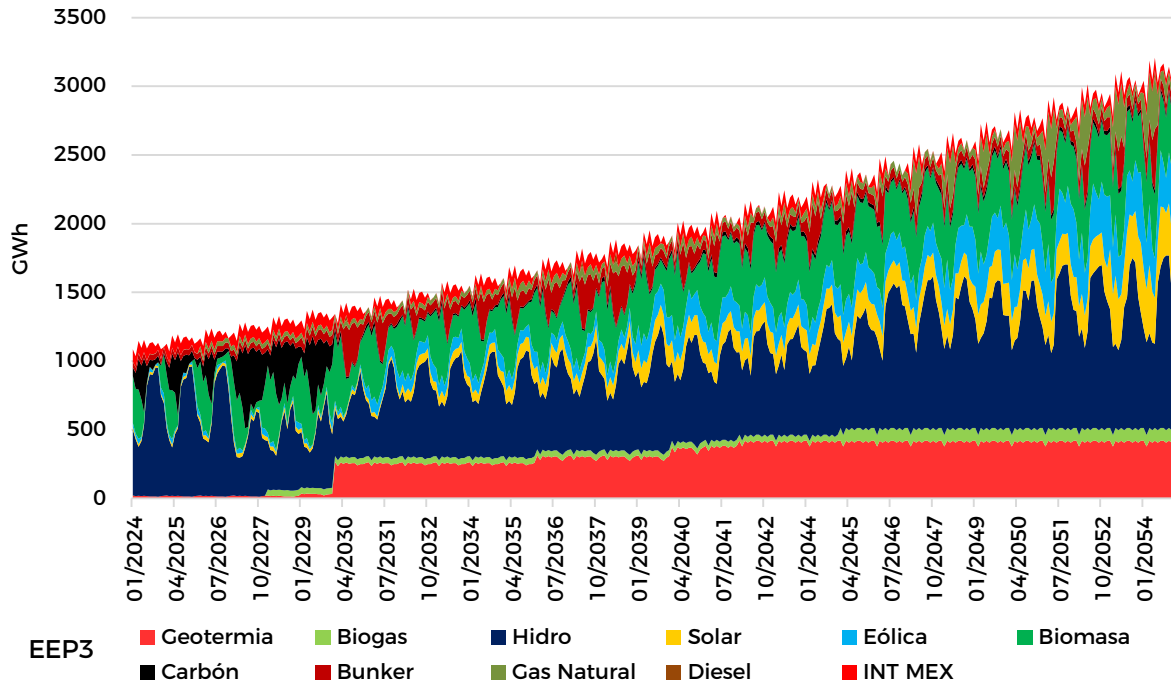
Tabla 21. Cronograma Ingresos EEP2

TECNOLOGÍA	2024 - 2033	2034 - 2043	2044 - 2054
	TURBINAS DE VAPOR	432	29
TURBINAS DE GAS NATURAL	44	0	470
HIDROELÉCTRICAS	77	583	250
GEOTÉRMICAS	325	199	0
SOLAR FOTOVOLTAICA	57	280	1,250
EÓLICAS	140	160	645
TOTAL POR ETAPA [MW]	1,074	1,251	2,775
TOTAL ADICIONADO [MW]	5,100		

Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN



Gráfica 79. Despacho de Energía del escenario EEP3



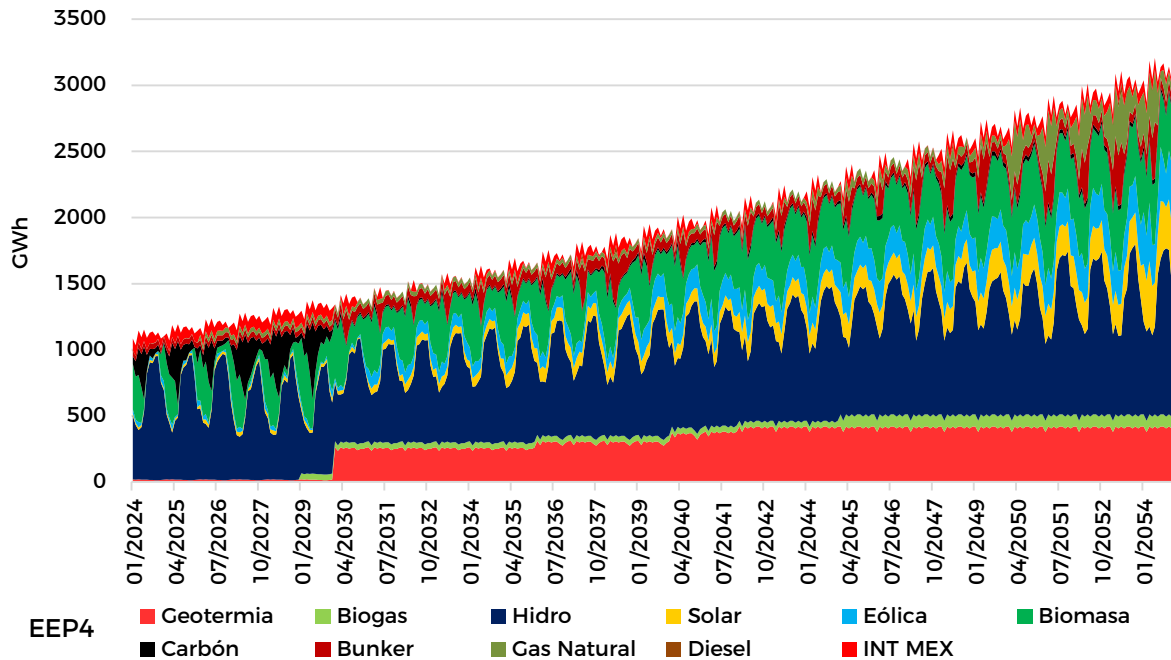
Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN.

Tabla 22. Cronograma Ingresos EEP3

TECNOLOGÍA	2024 - 2033	2034 - 2043	2044 - 2054
	TURBINAS DE VAPOR	434	46
TURBINAS DE GAS NATURAL	44	50	420
HIDROELÉCTRICAS	394	221	295
GEOTÉRMICAS	325	199	0
SOLAR FOTOVOLTAICA	157	180	1,250
EÓLICAS	140	160	645
TOTAL POR ETAPA [MW]	1,494	856	2,755
TOTAL ADICIONADO [MW]	5,105		

Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN

Gráfica 80. Despacho de Energía del escenario EEP4



Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN.

Tabla 23. Cronograma Ingresos EEP4

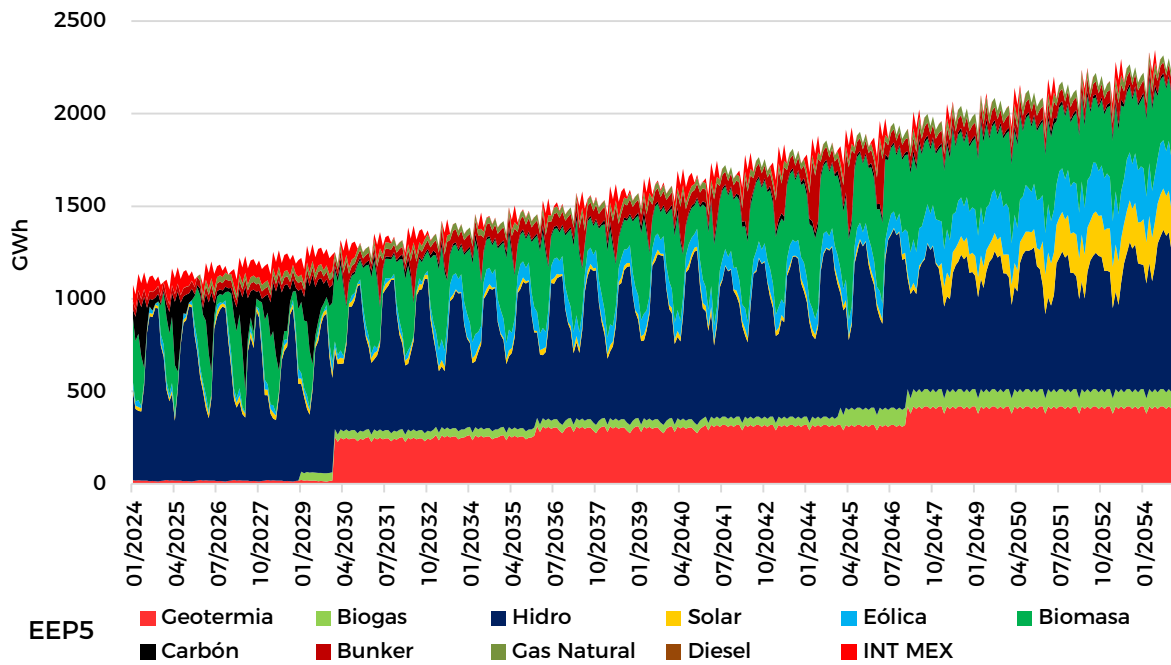
TECNOLOGÍA	2024 - 2033	2034 - 2043	2044 - 2054
	TURBINAS DE VAPOR	414	56
TURBINAS DE GAS NATURAL	44	0	470
HIDROELÉCTRICAS	237	503	310
GEOTÉRMICAS	325	199	0
SOLAR FOTOVOLTAICA	157	180	1,250
EÓLICAS	140	160	645
TOTAL POR ETAPA [MW]	1,316	1,097	2,832
TOTAL ADICIONADO [MW]	5,245		

EEP4-AMM

Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN



Gráfica 81. Despacho de Energía del escenario EEP5



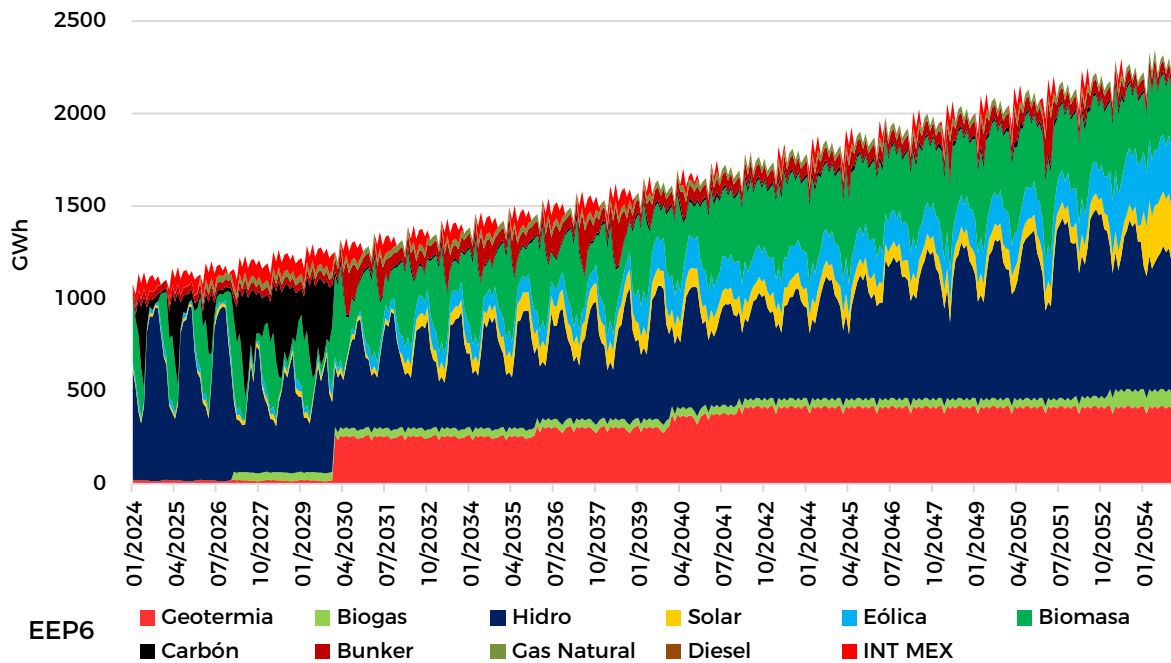
Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN.

Tabla 24. Cronograma Ingresos EEP5

	TECNOLOGÍA	2024 - 2033	2034 - 2043	2044 - 2054
	EEP5-MMM	TURBINAS DE VAPOR	410	36
TURBINAS DE GAS NATURAL		44	0	70
HIDROELÉCTRICAS		77	221	357
GEOTÉRMICAS		325	65	134
SOLAR FOTOVOLTAICA		57	0	490
EÓLICAS		140	0	335
TOTAL POR ETAPA [MW]		1,053	321	1,450
TOTAL ADICIONADO [MW]		2,825		

Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN

Gráfica 82. Despacho de Energía del escenario EEP6



Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN.

Tabla 25. Cronograma Ingresos EEP6

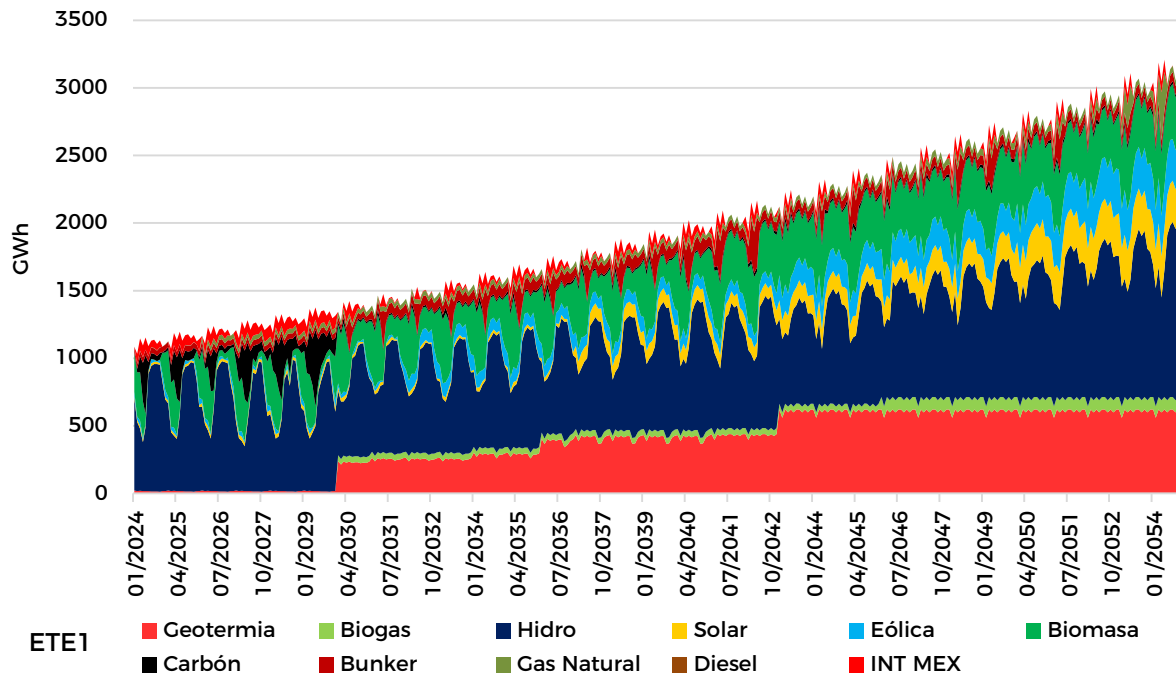
EEP6-MMB	TECNOLOGÍA	2024 - 2033	2034 - 2043	2044 - 2054
	TURBINAS DE VAPOR	434	32	44
	TURBINAS DE GAS NATURAL	44	0	20
	HIDROELÉCTRICAS	77	266	330
	GEOTÉRMICAS	325	199	0
	SOLAR FOTOVOLTAICA	157	80	470
	EÓLICAS	140	160	265
	TOTAL POR ETAPA [MW]	1,177	736	1,129
TOTAL ADICIONADO [MW]	3,043			

Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN



5.2.3. GRUPO 3 - ESCENARIO DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA -ETE-

Gráfica 83. Despacho de Energía del escenario ETE1



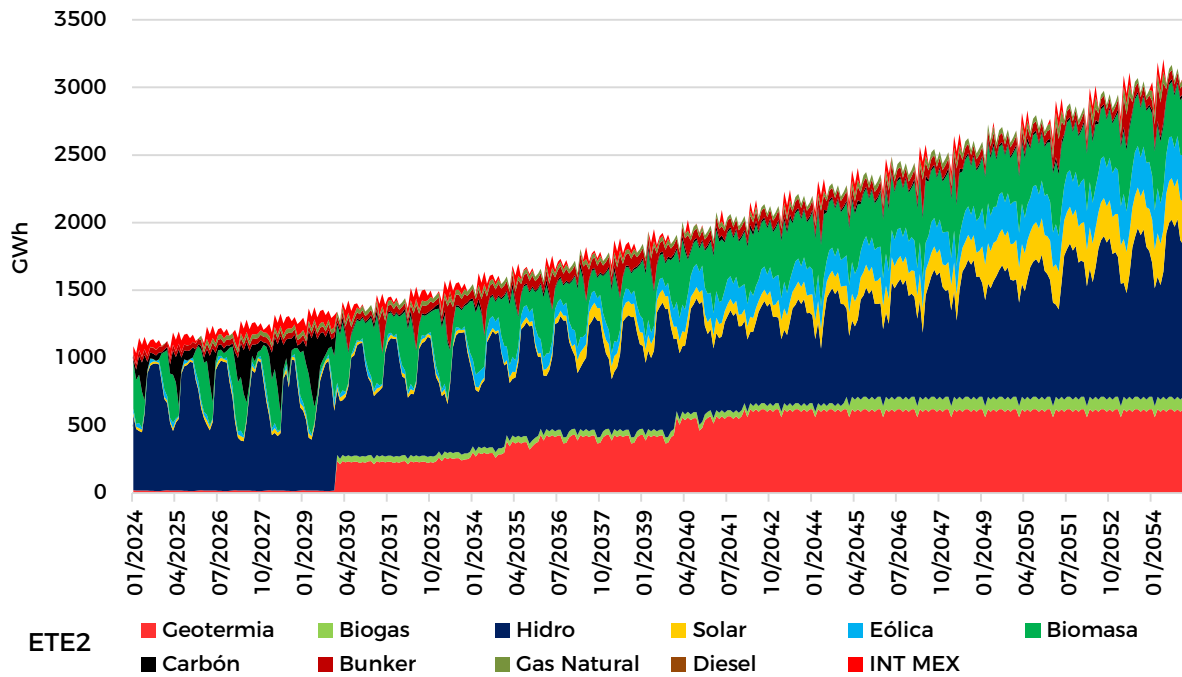
Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN.

Tabla 26. Cronograma Ingresos ETE1

	TECNOLOGÍA	2024 - 2033	2034 - 2043	2044 - 2054
	ETE1-AMA	TURBINAS DE VAPOR	432	13
TURBINAS DE GAS NATURAL		44	0	670
HIDROELÉCTRICAS		77	346	677
GEOTÉRMICAS		325	469	0
SOLAR FOTOVOLTAICA		57	280	370
EÓLICAS		140	160	265
TOTAL POR ETAPA [MW]		1,074	1,268	2,156
TOTAL ADICIONADO [MW]			4,498	

Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN

Gráfica 84. Despacho de Energía del escenario ETE2



Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN.

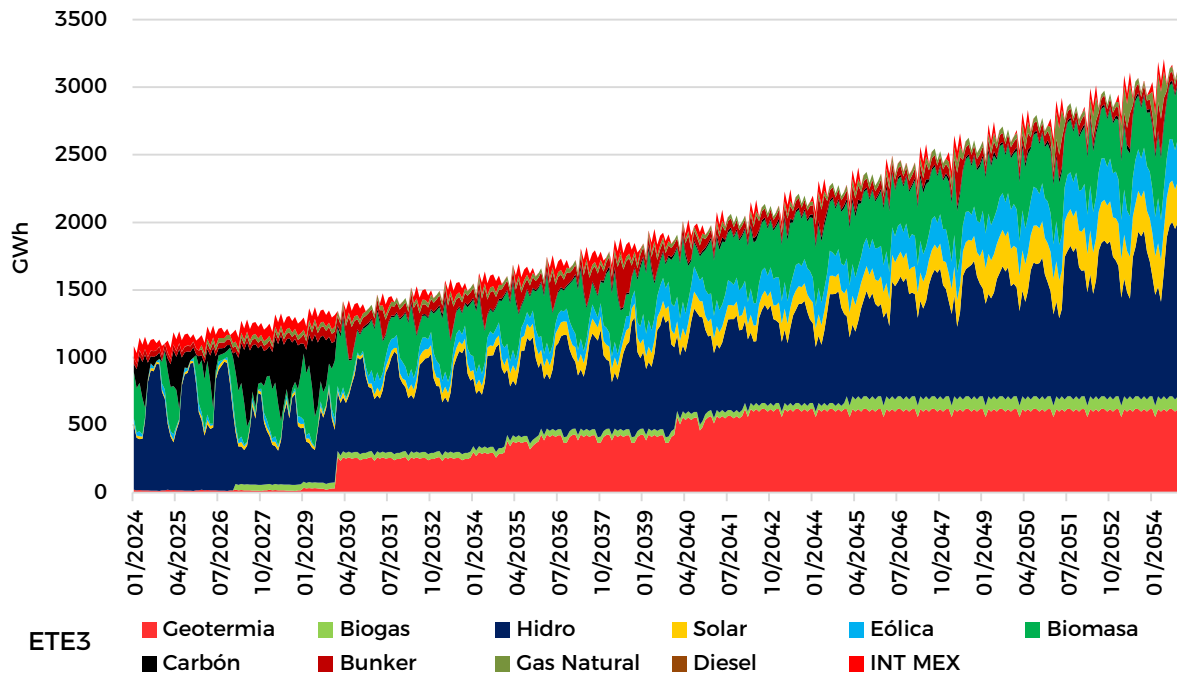
Tabla 27. Cronograma Ingresos ETE2

ETE2-AAA	TECNOLOGÍA	2024 - 2033	2034 - 2043	2044 - 2054
	TURBINAS DE VAPOR	391	54	94
TURBINAS DE GAS NATURAL	44	0	70	
HIDROELÉCTRICAS	77	266	857	
GEOTÉRMICAS	325	469	0	
SOLAR FOTOVOLTAICA	57	280	370	
EÓLICAS	0	300	265	
TOTAL POR ETAPA [MW]	893	1,369	1,656	
TOTAL ADICIONADO [MW]		3,918		

Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN



Gráfica 85. Despacho de Energía del escenario ETE3



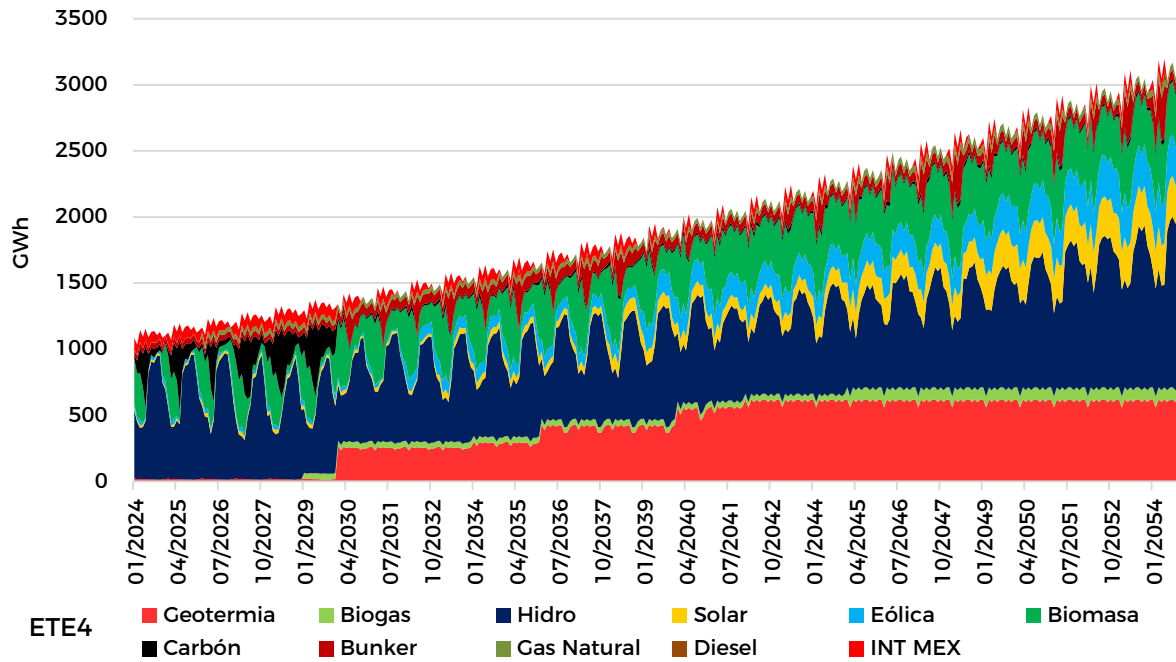
Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN.

Tabla 28. Cronograma Ingresos ETE3

	TECNOLOGÍA	2024 - 2033	2034 - 2043	2044 - 2054
	ETE3 - AAB	TURBINAS DE VAPOR	434	35
TURBINAS DE GAS NATURAL		44	0	270
HIDROELÉCTRICAS		394	221	440
GEOTÉRMICAS		325	469	0
SOLAR FOTOVOLTAICA		157	180	370
EÓLICAS		140	160	265
TOTAL POR ETAPA [MW]		1,494	1,065	1,491
TOTAL ADICIONADO [MW]			4,050	

Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN

Gráfica 86. Despacho de Energía del escenario ETE4



Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN.

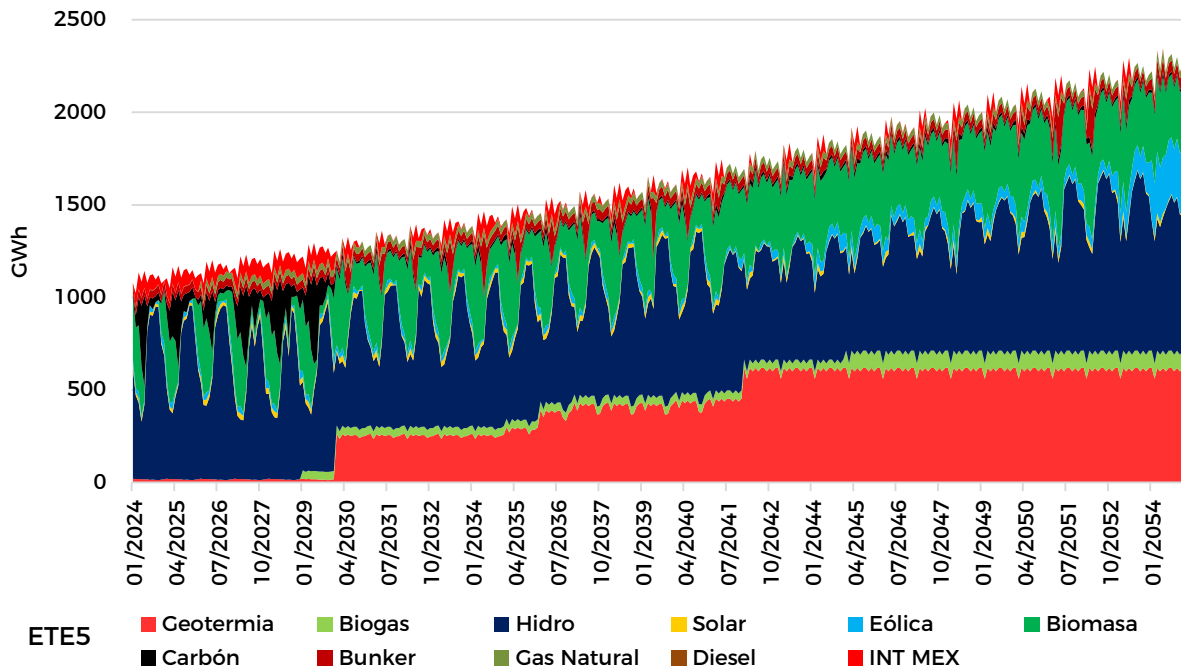
Tabla 29. Cronograma Ingresos ETE4

ETe4-AMM	TECNOLOGÍA	2024 - 2033	2034 - 2043	2044 - 2054
	TURBINAS DE VAPOR	421	49	76
TURBINAS DE GAS NATURAL	44	0	20	
HIDROELÉCTRICAS	77	266	753	
GEOTÉRMICAS	325	469	0	
SOLAR FOTOVOLTAICA	117	160	430	
EÓLICAS	140	160	265	
TOTAL POR ETAPA [MW]	1,123	1,104	1,544	
TOTAL ADICIONADO [MW]		3,771		

Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN



Gráfica 87. Despacho de Energía del escenario ETE5



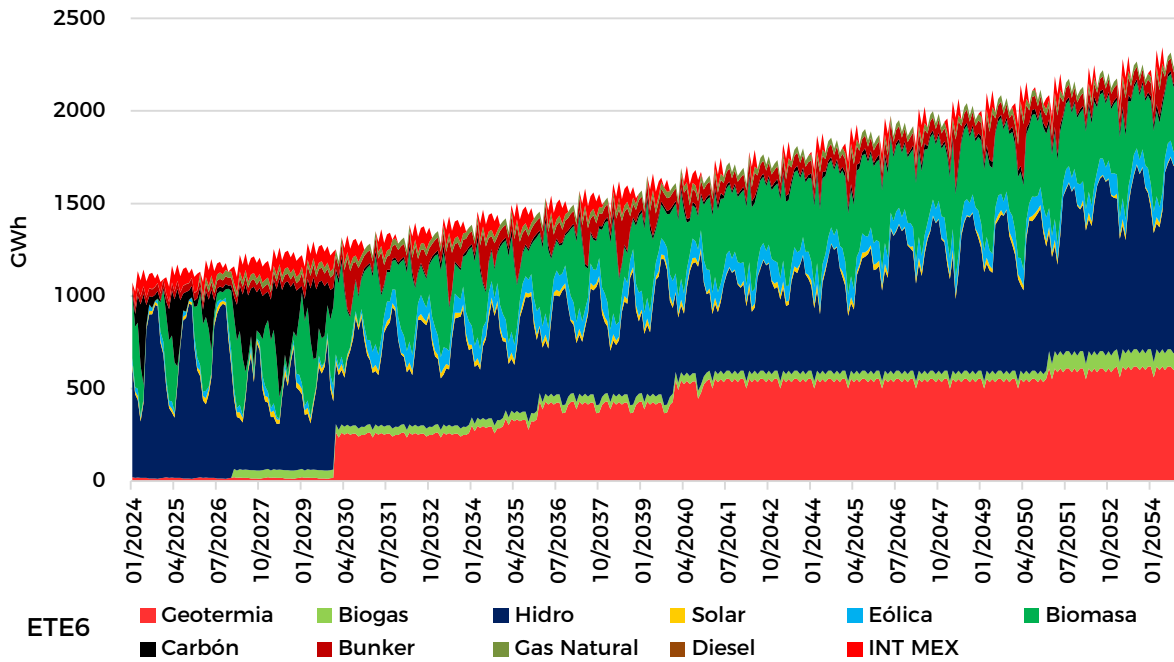
Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN.

Tabla 30. Cronograma Ingresos ETE5

ETES-MMM	TECNOLOGÍA	2024 - 2033	2034 - 2043	2044 - 2054
	TURBINAS DE VAPOR	383	19	94
TURBINAS DE GAS NATURAL	44	0	20	
HIDROELÉCTRICAS	77	221	334	
GEOTÉRMICAS	325	469	0	
SOLAR FOTOVOLTAICA	57	0	0	
EÓLICAS	0	0	565	
TOTAL POR ETAPA [MW]	885	709	1,013	
TOTAL ADICIONADO [MW]		2,607		

Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN

Gráfica 88. Despacho de Energía del escenario ETE6



Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN.

Tabla 31. Cronograma Ingresos ETE6

ETE6-MMB	TECNOLOGÍA	2024 - 2033	2034 - 2043	2044 - 2054
	TURBINAS DE VAPOR	436	34	66
TURBINAS DE GAS NATURAL	44	0	0	
HIDROELÉCTRICAS	77	171	380	
GEOTÉRMICAS	325	379	90	
SOLAR FOTOVOLTAICA	57	0	0	
EÓLICAS	140	0	0	
TOTAL POR ETAPA [MW]	1,078	583	536	
TOTAL ADICIONADO [MW]		2,198		

Fuente: Elaboración propia, SDDP-OPTGEN



6. CONCLUSIONES

- » Es importante que Guatemala pueda aprovechar sus recursos para generar energía eléctrica, es por ello que, en el plan presentado, los escenarios están enfocados a utilizar los recursos energéticos que se tienen, dando cumplimiento a la Política Energética 2013-2027 y Política Energética 2019-2050, con ello lograr la transición energética necesaria.
- » En el presente plan, los escenarios del grupo Energético Base -EEB-, se evidencia la necesidad de ir ampliando la matriz de generación eléctrica, no solo explotando las tecnologías existentes, sino con la visión futura en nuevas tecnologías con potencial y servicios de respaldo, logrando así una transición energética a fuentes más limpias, amigables con el ambiente, dando cumplimiento así a los compromisos ambientales que el país ha adquirido.
- » Para los escenarios del grupo Energético Planificado -EEP-, se muestra como la incorporación de nuevas tecnologías dan un respaldo ante la creciente demanda que pueda presentar el país. Aun así, se recomienda tener en cuenta el crecimiento de la demanda por el tiempo de construcción de estas plantas potenciales, incluyendo el almacenamiento y respaldos.
- » Los escenarios del grupo Transición Energética -ETE-, refleja los retos y oportunidades que tiene el país para el cumplimiento de los objetivos nacionales e internacionales. Cabe resaltar que cada decisión debe estar priorizada en la seguridad del abasteciendo de la energía eléctrica teniendo en cuenta que es un bien común del que depende el desarrollo integral de la ciudadanía.
- » Para el grupo de los escenarios de Transición Energética -ETE-, dando cumplimiento a la política energética vigente de lograr el 80% de participación de las energías renovables para el año 2027, se alcanzó e incluso se superó, tomando en cuenta que se debe contar con la



incorporación estratégica de plantas generadoras acompañadas de almacenamiento y sistemas de respaldo.

- » Las inversiones en las que se incurren para los escenarios del grupo EEP y ETE, aun cuando las inversiones iniciales son más costosas, ambos grupos logran cumplir con los compromisos de energía renovable y compromisos ambientales adquiridos por Guatemala.
- » Para el grupo de los escenarios de Descarbonización y Contingencia -EDC-, se identificó que ante la pérdida de plantas de carbón o la pérdida de plantas hidroeléctrica afectadas por el cambio climático, se debe tener asegurado el suministro a través de las reservas adecuadas, que deben ser analizadas periódicamente en tamaño y disponibilidad.
- » Derivado de los resultados del plan de expansión de generación 2024-2054, en general se evidencia la necesidad de plantas nuevas o existentes para reserva de potencia de generación eléctrica de base, que permitan garantizar el suministro de energía eléctrica ante condiciones de indisponibilidad de las plantas más grandes del país.
- » Para el subgrupo de descarbonización del grupo EDC, se tiene el cubrimiento de la demanda con generación hidroeléctrica, lo que evidencia una necesidad de diversificación de la matriz energética en otras tecnologías como la geotermia, gas natural, biomasa y solar, eólica que incluyan tecnologías de almacenamiento.
- » Para el subgrupo de contingencias del grupo EDC, se tiene el cubrimiento de la demanda con plantas que consumen combustibles no renovables, lo que evidencia una necesidad de utilizar los recursos con los que cuenta el país, por medio de la instalación de plantas base con recursos renovables con almacenamiento y limpios, logrando así la transición energética.
- » Para todos los grupos de EDC, se evidencia un aumento en la generación eléctrica con plantas con combustibles no renovables, lo que significa



que la capacidad instalada es necesaria para atender las necesidades actuales y en el corto plazo de la demanda, por lo tanto se debe hacer los esfuerzos necesarios para lograr la transición energética y reducir el consumo de combustibles fósiles.

- » La relación entre el error de control del área y el porcentaje de participación de las energías renovables variables es un aspecto crítico que considerar en el camino hacia el cumplimiento de la meta del 2027 de que el 80% de la matriz energética de Guatemala sea de origen renovable. En este análisis, hemos examinado cómo la introducción de energías renovables intermitentes, como la solar y la eólica, puede generar desafíos en términos de estabilidad y confiabilidad en la red eléctrica, por lo que se recomienda acompañarlas de sistemas de almacenamiento, tales como baterías, hidrogeno verde por mencionar algunas.

- » La transición hacia un mayor porcentaje de energía renovable en la matriz energética de Guatemala es factible, pero debe ir acompañada de una planificación cuidadosa y la adopción de tecnologías y políticas adecuadas. El almacenamiento de energía desempeña un papel fundamental en la estabilidad y confiabilidad de la red eléctrica y en la consecución de los objetivos hacia una matriz de generación de energía eléctrica responsable con el ambiente.

- » Es esencial invertir en la mejora y expansión de la infraestructura eléctrica de transmisión, así como la coordinación interinstitucional para viabilizar los proyectos y poder así atender la creciente participación de las energías renovables y limpias.

- » El parque de generación actual enfrenta dificultades para atender las contingencias analizadas a la presente fecha, por lo que se recomienda tomar en cuenta las condiciones a las que nos enfrentamos para la toma de decisiones oportunas en el próximo proceso de licitación de generación de energía eléctrica PEG-5-2024.



- » **Es necesario realizar licitaciones estratégicamente contemplando el vencimiento de los contratos de las distribuidoras, crecimiento de la demanda y los avances tecnológicos, asegurando el crecimiento del parque de generación y el suministro eléctrico, con la anticipación debida para que se tenga el tiempo necesario para que los inversionistas adjudicados puedan construir y poner en operación comercial las nuevas plantas y cumplir con las fechas de inicio según los nuevos contratos.**



7. RECOMENDACIONES

- » Es relevante iniciar el proceso de licitación PEG-5-2024 en los primeros meses del año 2024, hacer un proceso robusto que culmine con la adjudicación de las plantas necesarias a más tardar en el año 2025, que permita tener el plazo apropiado para la construcción de las nuevas plantas que cubrirán la demanda de energía, tanto en la base como en la punta de los contratos que se vencen en el año 2030 mas el crecimiento de la demanda regulada.

- » Es de suma importancia que se promuevan y se realicen contratos de largo plazo para lograr las inversiones en nuevas plantas de generación para atender la demanda no regulada, ya que, hacia diciembre 2023, esta representa alrededor del 37% de la demanda nacional. Demanda que podría no ser atendida ante la disminución de los excedentes de las plantas que tienen contratos con la demanda regulada.

- » Es recomendable para el cumplimiento de las metas y objetivos de la política energética, realizar inversiones especialmente en proyectos con un enfoque en transición energética con reserva de potencia y proyectos de generación con recursos amigables con el ambiente, como la geotermia, ya sea por medio de inversiones privadas o inversiones del estado. La geotermia es una tecnología con una operación estable, considerada como una planta de base, utiliza recursos renovables, tiene larga vida útil y no depende de los costos internacionales de combustibles.

- » Se recomienda tomar en cuenta las plantas renovables ya existentes con contratos vencidos o próximos a vencer como plantas de respaldo, aprovechando la confiabilidad que han brindado al sistema y la competitividad que podrían tener en una futura licitación.



- » Debido a la experiencia adquirida en las última 4 licitaciones PEG, se recomienda realizar una licitación cada 5 años como máximo, tomando en consideración un análisis de la demanda en el corto y mediano plazo, considerando los tiempos de diseño, permisos, construcción y puesta en marcha de las plantas generadoras según la tecnología y aporte al parque de generación.

- » Se recomienda la investigación y desarrollo de nuevas tecnologías aprovechando los recursos con los que cuenta Guatemala, como la eólico, solar, geotermia, gas natural, biogás y biomasa, con el objetivo de construir plantas para atender la demanda presente y futura, así como suplir las contingencias por fallas, cierre de plantas o por cambio climático considerando el impacto en el sistema de generación, ya que la adaptación al cambio climático es clave para un país tan vulnerable a fenómenos naturales.

- » Se recomienda sumar esfuerzos para analizar la viabilidad del hidrógeno verde para la generación de energía eléctrica, ya que puede ofrecer seguridad energética al país y permitir la penetración de las tecnologías renovables variables.

- » Se recomienda actualizar las normas operativas y comerciales para promover las tecnologías no convencionales y sistemas de almacenamiento, para lograr la seguridad operativa y reservas estas plantas del sistema nacional interconectado e incentivar la inversión y modernización de la red eléctrica.

- » Se recomienda la activa participación entre el estado y el sector privado para la planificación estratégica de país, logrando así la garantía del suministro y el aprovechamiento al máximo de los recursos naturales con que cuenta Guatemala, así como en avanzar independencia energética, reduciendo así la dependencia de los precios internacionales de los combustibles fósiles.



8. FUENTES DE INFORMACIÓN

- ❖ Administrador del Mercado Mayorista. (2023) Informes Estadísticos Trimestrales 2010-2023.
- ❖ Administrador del Mercado Mayorista. (2023) Reprogramación Anual Estacional 2023-2024.
- ❖ Banco de Guatemala. (2023). Producto Interno Bruto.
- ❖ Energy Information Administration (2023) Annual Energy Outlook.
- ❖ Instituto Nacional de Estadística (2014). Encuesta Nacional de Condiciones de Vida 2014.
- ❖ Instituto Nacional de Estadística (2022). Encuesta Nacional de Empleo e Ingresos 2022.
- ❖ Ministerio de Desarrollo Social de Guatemala (2018). Reporte del Índice de Pobreza Multidimensional.
- ❖ Ministerio de Energía y Minas (2013). Política Energética 2013 - 2027
- ❖ Ministerio de Energía y Minas (2017). Plan Nacional de Energía 2017 - 2032
- ❖ Ministerio de Energía y Minas (2019). Plan Nacional de Eficiencia Energética 2019 - 2032
- ❖ Ministerio de Energía y Minas (2019). Política de Electrificación Rural 2019 - 2032
- ❖ Ministerio de Energía y Minas. (2022) Balances Energéticos 2001-2022.
- ❖ Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (2020) Informe sobre Desarrollo Humano 2020.



