



**GOBIERNO *de*
GUATEMALA**
DR. ALEJANDRO GIAMMATTEI

MINISTERIO DE
ENERGÍA
Y MINAS



PLAN DE EXPANSIÓN INDICATIVO DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

2022 - 2052

PLAN DE EXPANSIÓN DEL
SISTEMA DE
GENERACIÓN
2022-2052

PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

Alejandro Eduardo Giammattei Falla

VICEPRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

Cesar Guillermo Castillo Reyes

MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS
MINISTRO

Alberto Pimentel Mata

VICEMINISTRO DEL ÁREA ENERGÉTICA

Manuel Eduardo Arita Sagastume

DIRECTOR GENERAL DE ENERGÍA

Edward Enrique Fuentes López



ÍNDICE

| | |
|---|----|
| LISTADO DE SÍMBOLOS..... | 10 |
| GLOSARIO..... | 10 |
| PRESENTACIÓN..... | 11 |
| RESUMEN EJECUTIVO | 13 |
| 1 FUNDAMENTO LEGAL Y POLÍTICO EN GUATEMALA..... | 15 |
| 1.1 MARCO LEGAL..... | 16 |
| 1.1.0. LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD Y SUS REGLAMENTOS..... | 17 |
| 1.1.1. LEY DE INCENTIVOS PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE Y SU REGLAMENTO..... | 19 |
| 1.2. MARCO INSTITUCIONAL DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO | 21 |
| 1.1.1 MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS | 22 |
| 1.1.2 COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA [CNEE] | 22 |
| 1.1.3 ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA [AMM]..... | 23 |
| 1.2 MARCO POLÍTICO Y SOCIOAMBIENTAL | 23 |
| 1.2.1 POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINERA 2008 – 2015..... | 24 |
| 1.2.2 POLÍTICA ENERGÉTICA 2013 – 2027..... | 26 |
| 1.2.3 POLÍTICA ENERGÉTICA 2019 – 2050 | 28 |
| 1.2.4 POLÍTICA GENERAL DE GOBIERNO 2020 – 2024 | 29 |
| 1.2.5 PLAN DE ACCIÓN NACIONAL DE CAMBIO CLIMÁTICO (PANCC) | 30 |
| 1.2.6 AGENDA 2030 Y OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)..... | 31 |
| 1.2.7 PLAN DE DESARROLLO K'ATUN NUESTRA GUATEMALA 2032..... | 32 |
| 1.2.8 ESTRATEGIA NACIONAL DE DESARROLLO CON BAJAS EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO | 33 |
| 1.2.9 PLAN NACIONAL DE ENERGÍA 2017 – 2032..... | 34 |
| 1.2.10 PLAN NACIONAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA 2019 – 2032..... | 36 |
| 1.2.11 METAS EN EL SECTOR ENERGÉTICO | 37 |
| 2 CONTEXTO MACROECONÓMICO | 41 |
| 2.1 PRODUCTO INTERNO BRUTO | 41 |
| 2.2 TIPO DE CAMBIO..... | 45 |
| 2.3 ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR -IPC- | 46 |
| 2.4 INFLACIÓN..... | 47 |
| 2.5 HISTÓRICO DEL COSTO DE LA FACTURA ELÉCTRICA..... | 48 |
| 3 CARACTERÍSTICAS SOCIOECONÓMICAS..... | 55 |
| 3.1 INDICE DE DESARROLLO HUMANO | 55 |
| 3.2 INDICE DE POBREZA MULTIDIMENCIONAL..... | 57 |
| 3.3 ACCESO A ELECTRICIDAD..... | 59 |

| | | |
|-------|---|-----|
| 3.4 | CRECIMIENTO POBLACIONAL..... | 62 |
| 3.5 | INGRESOS ECONÓMICOS..... | 63 |
| 4 | OFERTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA..... | 67 |
| 4.1 | CAPACIDAD INSTALADA Y EFECTIVA..... | 67 |
| 5 | PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA..... | 78 |
| 5.1.1 | RECURSOS RENOVABLES..... | 81 |
| 5.1.2 | RECURSOS NO RENOVABLES..... | 83 |
| 6 | DEMANDA HISTÓRICA DE ENERGÍA ELÉCTRICA..... | 90 |
| 6.1.1 | DEMANDA DE ENERGÍA..... | 90 |
| 6.2.2 | DEMANDA DE POTENCIA..... | 97 |
| 7 | EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO..... | 102 |
| 6.3 | POTENCIAL ENERGETICO..... | 104 |
| 6.3.1 | EÓLICA..... | 106 |
| 6.3.2 | GEOTÉRMICA..... | 108 |
| 8. | PREMISAS DE PLANIFICACION DEL SISTEMA DE GENERACIÓN..... | 111 |
| 8.2 | OBJETIVOS..... | 111 |
| 8.3 | METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN..... | 112 |
| 8.4 | PREMISAS DEL PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN..... | 113 |
| 8.4.1 | PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA ELÉCTRICA..... | 113 |
| 8.4.2 | CONSIDERACIONES DE COMBUSTIBLES..... | 117 |
| 8.4.3 | ASPECTOS HIDROLÓGICOS Y CLIMÁTICOS..... | 121 |
| 8.4.4 | COSTO DEL DÉFICIT..... | 121 |
| 8.4.5 | PLANTAS CANDIDATAS..... | 123 |
| 8.4.6 | ESCENARIOS DE EXPANSIÓN..... | 128 |
| | RESULTADOS DEL PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN..... | 134 |
| 9.1 | CRONOGRAMA DE INGRESO DE PLANTAS PROPUESTAS..... | 136 |
| 9.2 | ANÁLISIS POR ESCENARIO: DESPACHO DE ENERGÍA Y COSTO MARGINAL DE LA DEMANDA..... | 141 |
| 9.3 | COMPOSICIÓN DE LA MATRIZ DE CAPACIDAD INSTALADA..... | 159 |
| 9.4 | MATRICES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA [GWh]..... | 160 |
| 9.5 | INDICADORES DE DIVERSIFICACIÓN DE LA MATRIZ DE GENERACIÓN ELÉCTRICA..... | 162 |
| 9.6 | EMISIONES DE CO ₂ equivalente ANUALES..... | 165 |
| 9.7 | CONSUMO TOTAL DE COMBUSTIBLES POR ESCENARIO..... | 167 |
| 9.8 | RIESGO DE DEFICIT TOTAL (GWh)..... | 168 |
| 10 | CONCLUSIONES..... | 170 |
| 11 | RECOMENDACIONES..... | 172 |
| 12 | BIBLIOGRAFÍA..... | 173 |

ÍNDICE DE GRAFICAS

| | | |
|-------------|---|----|
| Grafica 1. | Producto interno bruto, a precios de 2013. | 41 |
| Grafica 2. | PIB a precios de 2013, del sector de suministro de electricidad y agua..... | 42 |
| Grafica 3. | Porcentaje de participación en el PIB de Guatemala..... | 43 |
| Grafica 4. | Consumo de energía eléctrica neta per cápita..... | 43 |
| Grafica 5. | Productividad por generación de energía eléctrica..... | 44 |
| Grafica 6. | Tipo de Cambio del Quetzal ante el dólar (Período 1995-2021), a valores nominales. | 45 |
| Grafica 7. | Índice de precios al consumidor de electricidad, gas y otros combustibles 2020. | 46 |
| Grafica 8. | Inflación interanual 2010 - 2021..... | 47 |
| Grafica 9. | Desagregación del precio de la Tarifa Social –TS- EEGSA..... | 49 |
| Grafica 10. | Distribución del precio de la Tarifa Social –TS- EEGSA, en el periodo May-Jul 21. | 49 |
| Grafica 11. | Desagregación del precio de la Tarifa Social –TS- DEOCSA..... | 50 |
| Grafica 12. | Distribución del precio de la Tarifa Social –TS- DEOCSA, May-Jul 21..... | 50 |
| Grafica 13. | Desagregación del precio de la Tarifa Social –TS- DEORSA..... | 51 |
| Grafica 14. | Distribución del precio de la Tarifa Social –TS- DEORSA, May-Jul 21..... | 51 |
| Grafica 15. | Evolución de la Tarifa Social a valores constantes. | 52 |
| Grafica 16. | Evolución de la Tarifa No Social a valores constantes..... | 53 |
| Grafica 17. | Índice de Desarrollo Humano..... | 55 |
| Grafica 18. | Índice de desarrollo humano departamental..... | 56 |
| Grafica 19. | Indice de pobreza multidimensional..... | 57 |
| Grafica 20. | Indice de pobreza multidimensional por departamento. | 58 |
| Grafica 21. | Índice de cobertura eléctrica departamental..... | 60 |
| Grafica 22. | Estimación y proyección de la población total. Revisión 2019. | 62 |
| Grafica 23. | Ingresos promedio mensual por dominio de estudio..... | 63 |
| Grafica 24. | Ingreso promedio por ocupación principal..... | 64 |
| Grafica 25. | Ingreso mensual por rama de actividad..... | 65 |
| Grafica 26. | Evolución de la capacidad (MW de placa)..... | 73 |
| Grafica 27. | Evolución de la capacidad (MW efectiva). | 74 |
| Grafica 28. | Capacidad instalada por departamento (MW placa)..... | 75 |
| Grafica 29. | Capacidad instalada por departamento (MW efectivo)..... | 75 |
| Fuente: | Elaboración propia, con información del AMM. | 75 |
| Grafica 30. | Capacidad efectiva respecto a los años operando. | 76 |
| Fuente: | Elaboración propia, con información del AMM. | 76 |
| Grafica 31. | Matriz de generación eléctrica anual histórica. | 78 |
| Grafica 32. | Participación histórica de los recursos renovables vs no renovables..... | 79 |
| Grafica 33. | Indicadores de diversificación de la matriz de generación eléctrica anual. | 80 |
| Grafica 34. | Generación anual por tipo de recurso renovable. | 81 |
| Grafica 35. | Generación mensual por tipo de recurso renovable del año 2021. | 82 |
| Grafica 36. | Generación anual por tipo de recurso no renovable..... | 83 |
| Grafica 37. | Generación mensual por tipo de recursos no renovables del año 2021. | 84 |

| | | |
|-------------|--|-----|
| Grafica 38. | Factores de producción histórica para hidroeléctricas. | 86 |
| Grafica 39. | Perfil histórico de la generación solar horaria. | 87 |
| Grafica 40. | Perfil histórico de la generación eólica horaria. | 88 |
| Grafica 41. | Demanda de energía anual histórica, período 2000-2020. | 90 |
| Grafica 42. | Variación de la tasa de crecimiento de la energía consumida anualmente, período 2000-2020. | 91 |
| Grafica 43. | Demanda de energía histórica anual de las empresas distribuidoras, período 2000-2020. | 92 |
| Grafica 44. | Variación de la tasa de crecimiento de la energía consumida por los agentes distribuidores. | 92 |
| Grafica 45. | Variación de la tasa de crecimiento de la energía consumida por las empresas eléctricas municipales. | 93 |
| Grafica 46. | Variación de la tasa de crecimiento de la energía consumida por Grandes Usuarios. | 94 |
| Grafica 47. | Demanda de energía eléctrica histórica comparada con la proyección de demanda de los Planes anteriores. | 96 |
| Grafica 48. | Potencia máxima demandada al mes. | 97 |
| Grafica 49. | Potencia máxima demandada cada mes, ordenada anualmente. | 98 |
| Grafica 50. | Proyecciones de máxima demanda de potencia anual comparadas con el histórico. | 99 |
| Grafica 51. | Curvas Monótonas Anuales de demanda de potencia horaria. | 100 |
| Grafica 52. | Cálculo anual de emisiones de GEI por generación de energía eléctrica. | 102 |
| Grafica 53. | Cálculo emisiones de GEI por generación de energía eléctrica durante el año 2020. | 103 |
| Grafica 54. | Proyección de la Demanda de Energía. | 115 |
| Grafica 55. | Proyección de la Potencia Máxima Anual. | 116 |
| Grafica 56. | Proyección de los precios de Carbón Térmico. | 118 |
| Grafica 57. | Proyección de los precios de Fuel Oil #6 a valores nominales. | 119 |
| Grafica 58. | Proyección de los precios de Diésel a valores nominales. | 119 |
| Grafica 59. | Proyección de los precios de Gas Natural. | 120 |
| Grafica 60. | Potencia de las Plantas Candidatas, en MW, evaluadas para los escenarios más probables. | 127 |
| Grafica 61. | Despacho de Energía del escenario PMMS1. | 141 |
| Grafica 62. | Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual, escenario PMMS1. | 142 |
| Grafica 63. | Despacho de Energía del escenario EMMS2. | 142 |
| Grafica 64. | Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual, escenario EMMS2. | 143 |
| Grafica 65. | Despacho de Energía del escenario PMMM3. | 143 |
| Grafica 66. | Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual, escenario PMMM3. | 144 |
| Grafica 67. | Despacho de Energía del escenario EMMM4. | 144 |
| Grafica 68. | Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual, escenario EMMM4. | 145 |
| Grafica 69. | Despacho de Energía del escenario PMBS5. | 145 |

| | | |
|--------------|--|-----|
| Grafica 70. | Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual, escenario PMBS5 | 146 |
| Grafica 71. | Despacho de Energía del escenario EMBS6 | 146 |
| Grafica 72. | Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual, escenario EMBS6 | 147 |
| Grafica 73. | Despacho de Energía del escenario PMAS7 | 147 |
| Grafica 74. | Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual, escenario PMAS7 | 148 |
| Grafica 75. | Despacho de Energía del escenario EMAS8 | 148 |
| Grafica 76. | Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual, escenario EMAS8 | 149 |
| Grafica 77. | Despacho de Energía del escenario PMBM9 | 149 |
| Grafica 78. | Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual, escenario PMBM9 | 150 |
| Grafica 79. | Despacho de Energía del escenario EMBM10 | 150 |
| Grafica 80. | Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual, escenario EMBM10 | 151 |
| Grafica 81. | Despacho de Energía del escenario CMMS11 | 151 |
| Grafica 82. | Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual, escenario CMMS11 | 152 |
| Grafica 83. | Despacho de Energía del escenario CMMS12A | 152 |
| Grafica 84. | Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual, escenario CMMS12A | 153 |
| Grafica 85. | Despacho de Energía del escenario CMMS12B | 153 |
| Grafica 86. | Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual, escenario CMMS12B | 154 |
| Grafica 87. | Despacho de Energía del escenario CMMS13A | 154 |
| Grafica 88. | Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual, escenario CMMS13A | 155 |
| Grafica 89. | Despacho de Energía del escenario CMMS13B | 155 |
| Grafica 90. | Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual, escenario CMMS13B | 156 |
| Grafica 91. | Despacho de Energía del escenario CMMS14 | 156 |
| Grafica 92. | Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual, escenario CMMS14 | 157 |
| Grafica 93. | Despacho de Energía del escenario CMMS15 | 157 |
| Grafica 94. | Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual, escenario CMMS15 | 158 |
| Grafica 95. | Comparación de Capacidad Instalada de cada escenario BAU | 159 |
| Grafica 96. | Comparación de Capacidad Instalada de cada escenario cumpliendo Políticas Públicas | 159 |
| Grafica 97. | Comparación de Capacidad Instalada de cada escenario de contingencias | 160 |
| Grafica 98. | Matrices de generación eléctrica de cada escenario BAU | 160 |
| Grafica 99. | Matrices de generación eléctrica de cada escenario de políticas públicas | 161 |
| Grafica 100. | Matrices de generación eléctrica de cada escenario de contingencias | 161 |

| | | |
|--|--|-----|
| Grafica 101. | Índice Shannonn Wiener de Diversificación para los escenarios BAU..... | 162 |
| Grafica 102. | Índice Herdendahl Hirshman de Concentración para los escenarios BAU. | 163 |
| Grafica 103. | Índice Shannonn Wiener de Diversificación para los escenarios de cumplimiento de Políticas Públicas | 163 |
| Grafica 104. | Índice Herdendahl Hirshman de Concentración para los escenarios de cumplimiento de Políticas Públicas | 164 |
| Grafica 105. | Índice Shannonn Wiener de Diversificación para los escenarios de contingencias. | 164 |
| Grafica 106. | Índice Herdendahl Hirshman de Concentración para los escenarios de contingencias. | 165 |
| A continuación, se cuantifican las emisiones de gases de efecto invernadero provistas por cada uno de los escenarios indicados en las leyendas..... | | |
| Grafica 107. | Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de cada escenario BAU. | 165 |
| Grafica 108. | Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de cada escenario cumplimiento de Políticas Públicas. | 166 |
| Grafica 109. | Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de cada escenario de contingencias. | 166 |
| Grafica 110. | Déficit de energía eléctrica de cada escenario BAU..... | 168 |
| Grafica 111. | Déficit de energía eléctrica de cada escenario de cumplimiento de Políticas Públicas..... | 168 |
| Grafica 112. | Déficit de energía eléctrica de cada escenario de contingencias. | 169 |

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

| | | |
|-----------------|---|-----|
| Ilustración 1. | Marco jurídico del Subsector Eléctrico..... | 16 |
| Ilustración 2. | Reglamento de la Ley General de Electricidad..... | 17 |
| Ilustración 3. | Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (Hacer una ilustración tipo portada “Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista”) | 18 |
| Ilustración 4. | Portada de la Ley de Incentivos para el desarrollo de proyectos de Energía Renovable | 19 |
| Ilustración 5. | Portada del Reglamento de la Ley de incentivos para el desarrollo de proyectos de Energía Renovable..... | 20 |
| Ilustración 6. | Agentes participantes en el subsector eléctrico..... | 21 |
| Ilustración 7. | Portada de la Política Energética y Minera 2008 – 2015..... | 25 |
| Ilustración 8. | Portada de la Política Energética 2013 - 2027 | 26 |
| Ilustración 9. | Ejes de la Política Energética 2013 - 2027. | 27 |
| Ilustración 10. | Portada de la Política Energética 2019 – 2050..... | 28 |
| Ilustración 11. | Portada de la Política General de Gobierno 2020 – 2024. | 30 |
| Ilustración 12. | Portada del Plan de Acción Nacional de Cambio Climático (PANCC)... | 31 |
| Ilustración 13. | Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible, PNUD..... | 32 |
| Ilustración 14. | Plan Nacional de Desarrollo K'atun, Nuestra Guatemala 2032. | 33 |
| Ilustración 15. | Plan Nacional de Energía 2017 – 2032..... | 36 |
| Ilustración 16. | Plan Nacional de Eficiencia Energética 2019 – 2032..... | 36 |
| Ilustración 17. | Mapa de potencial solar y plantas fotovoltaicas existentes..... | 105 |
| Ilustración 18. | Mapa de potencial eólico y plantas eólicas existentes..... | 107 |
| Ilustración 19. | Mapa de potencial geotérmico y plantas geotérmicas existentes..... | 109 |

Ilustración 20. Variables de los Distintos Escenarios 128

ÍNDICE DE TABLAS

| | | |
|-----------|---|-----|
| Tabla 1. | Composición de sectores de consumo y ejes transversales, Política Energética 2019 - 2050..... | 28 |
| Tabla 2. | Opciones para la reducción de emisiones de GEI para el sector energía..... | 34 |
| Tabla 3. | Metas en el sector energético del país de los planes y políticas realizadas. | 37 |
| Tabla 4. | Inflación interanual, periodo 2017- 2021. | 47 |
| Tabla 5. | Estructura de la tarifa (ITG2) (REGULADA), -INDE- 1,997..... | 48 |
| Tabla 6. | Índice de cobertura eléctrica por departamento al año 2020. | 59 |
| Tabla 7. | Capacidad total instalada y efectiva conectada al SNI, a 2021. | 67 |
| Tabla 8. | Capacidad total instalada y efectiva por planta conectada al SNI, a 2021. | 68 |
| Tabla 9. | Cálculo emisiones de GEI por generación de energía eléctrica durante el año 2020. | 103 |
| Tabla 10. | Escalones de Reducción de Demanda..... | 121 |
| Tabla 11. | Plantas Candidatas..... | 125 |
| Tabla 12. | Plantas Candidatas por Recurso..... | 127 |
| Tabla 13. | Resumen de Escenarios más probables..... | 131 |
| Tabla 14. | Resumen de Escenarios de contingencias..... | 131 |
| Tabla 15. | Resumen de Escenarios..... | 132 |
| Tabla 16. | Probabilidad de ocurrencia de cada variable..... | 134 |
| Tabla 17. | Probabilidad de ocurrencia de los escenarios más probables..... | 135 |
| Tabla 18. | Cronograma de ingreso de plantas, escenarios BAU y Políticas Públicas (PP).. | 136 |
| Tabla 19. | Cronograma de ingreso de plantas, escenarios de Contingencias..... | 138 |
| Tabla 20. | Consumo de combustibles para el período 2022-2052 en los diversos escenarios. | 167 |
| Tabla 21. | Consumo de combustibles para el período 2022-2052 en los diversos escenarios de contingencia..... | 167 |

LISTADO DE SÍMBOLOS

| UNIDADES DE MEDIDA | | Magnitud |
|--------------------|----------------------|---------------------------|
| BTU | British Thermal Unit | Energía |
| CO ₂ | Dióxido de Carbono | Masa |
| GWh | Gigavatio hora | Energía |
| Kg | Kilogramo | Masa |
| kV | Kilovoltio | Tensión Eléctrica |
| MVA | Mega volt-amperio | Potencia Aparente |
| MW | Megavatio | Potencia Activa Eléctrica |
| TJ | Terajoule | Energía |

GLOSARIO

ACRÓNIMOS

| | |
|-------|---|
| MEM | Ministerio de Energía y Minas |
| UPEM | Unidad de Planeación Energético Minero |
| DGE | Dirección General de Energía |
| DGH | Dirección General de Hidrocarburos |
| AMM | Administrador del Mercado Mayorista |
| CNEE | Comisión Nacional de Energía Eléctrica |
| INDE | Instituto Nacional de Electrificación |
| EGEE | Empresa de Generación de Energía Eléctrica |
| AGER | Asociación de Generadores Renovables |
| AC | Asociación de Cogeneradores |
| NDC's | "National Determined Contributions", Contribuciones Determinadas Nacionalmente en los Acuerdos de París |



PRESENTACIÓN


El Ministerio de Energía y Minas de Guatemala, con los objetivos claros de priorizar las energías renovables y limpias, diversificar su matriz de generación eléctrica, reducir los gases de efecto invernadero, dar seguridad al abastecimiento de electricidad a precios competitivos, en su cuarta edición por medio del órgano técnico especializado del Ministerio, la Unidad de Planeación Energético Minero – UPEM –, presenta el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2022-2052.

Dicho plan realiza una evaluación por medio de escenarios de despacho hidrotérmico eficiente del sistema de generación con programas especializados para un horizonte de 30 años, a través de una serie de premisas que impactan en las fuentes de energía primaria, tales como el precio de los combustibles y la copiosidad de las temporadas hídricas, consideraciones que a criterio de este Ministerio deben tomarse en cuenta en especial bajo las condiciones futuras inciertas debido al cambio climático.

La UPEM realiza bianualmente este plan de expansión considerando también las proyecciones de demanda de energía y potencia para el horizonte de estudio, con el objetivo de abastecer esta demanda de forma económicamente eficiente y garantizar el suministro del Sistema Nacional Interconectado. Así mismo se toman en cuenta los proyectos en construcción y los aportes realizados por las distintas asociaciones de generadores, para determinar la cartera de proyectos que deben evaluarse en los escenarios realizados.

En esta edición del plan se analizaron los diez escenarios más probables en ocurrencia, con relación a crecimiento de la demanda, precios de combustibles e hidrología, así mismo se analizaron cinco escenarios de contingencia, los cuales buscaron el abastecimiento de la demanda de manera óptima ante situaciones en las que se perdió cierta capacidad en el parque de generación. Dentro de los escenarios más probables, cinco de ellos tomaron en consideración el cumplimiento de políticas públicas, específicamente al cumplimiento del 80% de generación renovable para el año 2027, derivado de ello puede realizarse un análisis comparativo de costos de inversión, capacidad instalada, déficit y costos marginales, para quince escenarios en total.

El Ministerio presenta este Plan de expansión indicativo del sistema de generación 2022-2052 en cumplimiento del Artículo 15 Bis del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, a 25 años cumplidos desde la promulgación de la Ley General de Electricidad, considerando las observaciones de aspectos económicos y técnicos realizados por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y el Administrador del Mercado Mayorista, y con una visión de Nación de eficiencia del sector para el desarrollo integral de Guatemala.



Lic. Alberto Pimentel Mata
Ministro de Energía y Minas

RESUMEN EJECUTIVO

La UPEM, realiza el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación en un periodo comprendido del año 2022 al año 2052 el cual se ha llevado a cabo evaluando quince escenarios que toman en cuenta diversas premisas, entre ellas la Política Energética 2013 – 2027, la cual busca dar cumplimiento al 80% de generación renovable para el 2027, evaluada en cinco de estos escenarios.

El presente Plan de Expansión del Sistema de Generación tiene su fundamento en el artículo 15 BIS del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, conforme a lo establecido al Órgano Técnico Especializado.

Este documento consta de doce capítulos y fue elaborado con base a información proporcionada por los distintos agentes y participantes del subsector eléctrico, así como entes gubernamentales y privados. Los primeros siete capítulos contienen el contexto técnico y económico del país, análisis del sistema de generación, la demanda histórica de la energía y potencia, el potencial de generación de energía eléctrica con el que cuenta el país, la cobertura eléctrica nacional, los precios históricos de la energía en valor presente y las emisiones de gases de efecto invernadero -GEI-, expresadas en toneladas de Dióxido de Carbono Equivalente (Ton CO₂e), que produce el parque de generación.

A partir del capítulo 8 se presentan las premisas de planificación y los escenarios planteados para poder dar cumplimiento a la política energética y a los compromisos adquiridos por parte del país, utilizando el software de optimización y despacho hidro-térmico, SDDP, evaluando quince escenarios de generación, mismos que revelan resultados interesantes para el subsector eléctrico.

Fundamento Legal y Político en Guatemala



CAPÍTULO 1

PLAN DE EXPANSIÓN
INDICATIVO DEL SISTEMA
DE GENERACIÓN

1 FUNDAMENTO LEGAL Y POLÍTICO EN GUATEMALA

La constitución Política de Guatemala, establece en su artículo 2 Deberes del Estado, garantizar a los habitantes de la República, entre otras cosas, el desarrollo integral de la persona. Así mismo se declara de urgencia nacional la electrificación del país, con base en los planes formulados por el Estado y las municipalidades, en la cual podrá participar la iniciativa privada (Artículo 129).

La reforma del Sector Eléctrico en Guatemala se inició con la emisión de su Marco Legal establecido en la Ley General de Electricidad (Decreto 93-96 del Congreso de la República de Guatemala) promulgada el 15 de noviembre de 1996; posteriormente se emitieron el Reglamento de la Ley General de Electricidad (Acuerdo 256-97 del 2 de abril de 1997) y el Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista –AMM- (Acuerdo 299-98 del 1 de junio de 1998).

A partir de esas fechas se han emitido Normas Técnicas de Transmisión y Distribución, Normas de Coordinación Comercial y Operativa y procedimientos técnicos que complementan el Marco Regulatorio.



1.1 MARCO LEGAL

El subsector eléctrico se encuentra organizado y operante bajo un marco político y jurídico compuesto por leyes, reglamentos, normas y políticas, cuya organización se describe gráficamente en el siguiente esquema:

Ilustración 1. **Marco jurídico del Subsector Eléctrico**



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

A continuación, se brinda un resumen de la Ley General de Electricidad y sus reglamentos, en donde se hace referencia al artículo 65 BIS del Reglamento de la Ley General de Electricidad y del artículo 15 BIS del Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. Así mismo se describe la Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovable y su reglamento.

1.1.0. LEY GENERAL DE ELECTRICIDAD Y SUS REGLAMENTOS



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.

Ilustración 2. **Reglamento de la Ley General de Electricidad**



Mediante el Acuerdo Gubernativo No. 256-97, 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.

Ilustración 3. **Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista (Hacer una ilustración tipo portada “Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista”)**



Posteriormente, el presidente de la República 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; siendo presentado al AMM y la CNEE antes del 30 de septiembre de cada año de elaboración, y publicado oficialmente por el MEM antes de finalizar la primera quincena de enero del año respectivo a su publicación.

1.1.1. 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 otras 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.

Ilustración 4. **Portada de la Ley de Incentivos para el desarrollo de proyectos de Energía Renovable**



Fuente: Ley de incentivos para el desarrollo de proyectos de Energía Renovable, CNEE.

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.

Ilustración 5. **Portada del Reglamento de la Ley de incentivos para el desarrollo de proyectos de Energía Renovable.**



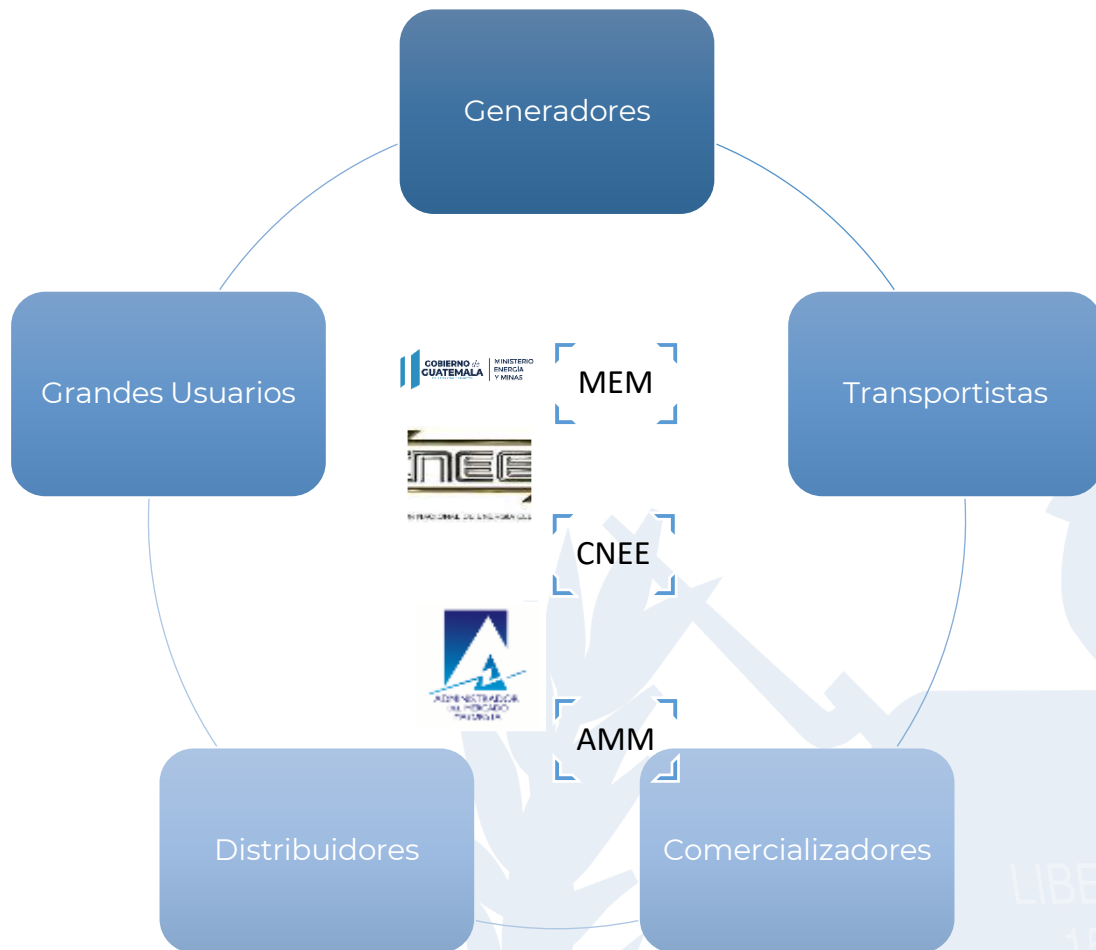
Fuente: Reglamento de la Ley de incentivos para el desarrollo de proyectos de Energía Renovable, CNEE.

1.2. MARCO INSTITUCIONAL DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO

La Ilustración 6 expone a los agentes participantes dentro del subsector eléctrico nacional, en la esfera central se presenta al Ministerio de Energía y Minas, como ente rector; la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, como ente regulador; el Administrador del Mercado Mayorista, como ente operador.

En los siguientes apartados se describen las funciones de cada ente citado.

Ilustración 6. **Agentes participantes en el subsector eléctrico**



Fuente: Ministerio de Energía y Minas.

1.1.1 MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS

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, 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.
- Ejercer las funciones y normativas y de control y supervisión en materia de energía eléctrica que le asignen las leyes.

1.1.2 COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA [CNEE]

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica fue creada por la Ley General de Electricidad, contenida en el Decreto No. 93-96 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 descritas en el artículo 4:

- 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 las mismas.

- 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.

1.1.3 ADMINISTRADOR DEL MERCADO MAYORISTA [AMM]

El Administrador del Mercado Mayorista es 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.

1.2 MARCO POLÍTICO Y SOCIOAMBIENTAL

Los planes y políticas formuladas dentro del sector energético en general responden a la promoción de acciones que busquen el desarrollo nacional con bajas emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), cumpliendo de esta forma con los compromisos internacionales adquiridos sobre la mitigación del cambio climático a nivel mundial.

Los factores de emisiones de GEI producidos por las actividades de generación, transporte, y distribución de energía eléctrica dentro del S.N.I, son calculados anualmente con base en la contabilización de los combustibles utilizados y los factores de pérdidas de energía eléctrica de las redes de transmisión y distribución.

1.2.1 POLÍTICA ENERGÉTICA Y MINERA 2008 – 2015

Por medio de Acuerdo Gubernativo Número 481-2007, en cumplimiento con lo estipulado en la Ley del Organismo Ejecutivo en cuanto a lo que corresponde al Ministerio de Energía y Minas, en consejo de ministros, acuerda: Aprobar la Política Energética Minera, formulada por el Ministerio de Energía y Minas.

Se formula la política energética 2008 – 2015 como resultado de un proceso de trabajo bajo el liderazgo del Ministerio de Energía y Minas, el cual se basó en la realización de un diagnóstico de la evolución del Sector Energético de los últimos cinco años (2003 – 2007), así como de un proceso participativo y de consulta, a través de la realización de varios talleres en los que participaron alrededor de 130 representantes vinculados a los temas energéticos.

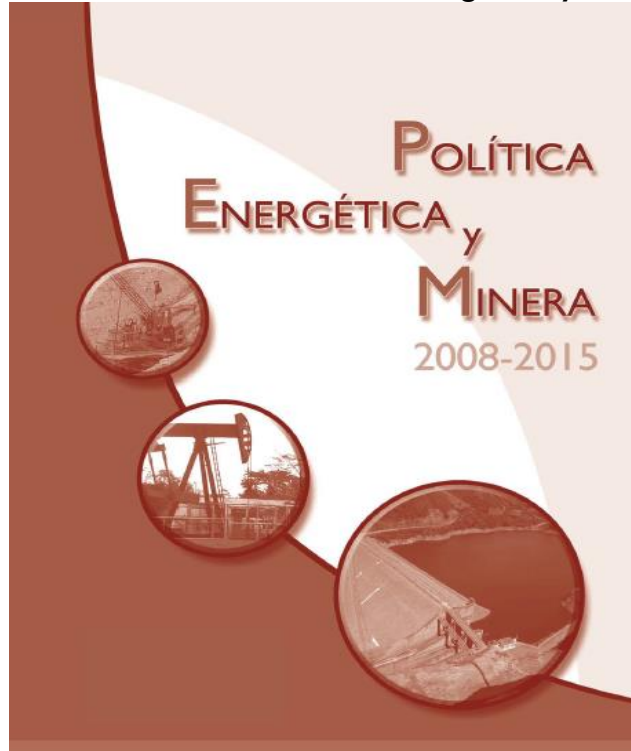
El objetivo general de dicha política fue contribuir al desarrollo energético sustentable en el país, asegurando el abastecimiento oportuno, continuo y de calidad, a precios competitivos.

Y los objetivos específicos:

- Aumentar la oferta energética del país a precios competitivos.
- Diversificar la matriz energética del país, priorizando las energías renovables.
- Promoción de la competencia e inversiones.
- Promover el desarrollo sostenible y sustentable a partir de los recursos renovables y no renovables del país.
- Incrementar la eficiencia energética.
- Impulsar la integración energética.



Ilustración 7. **Portada de la Política Energética y Minera 2008 – 2015**



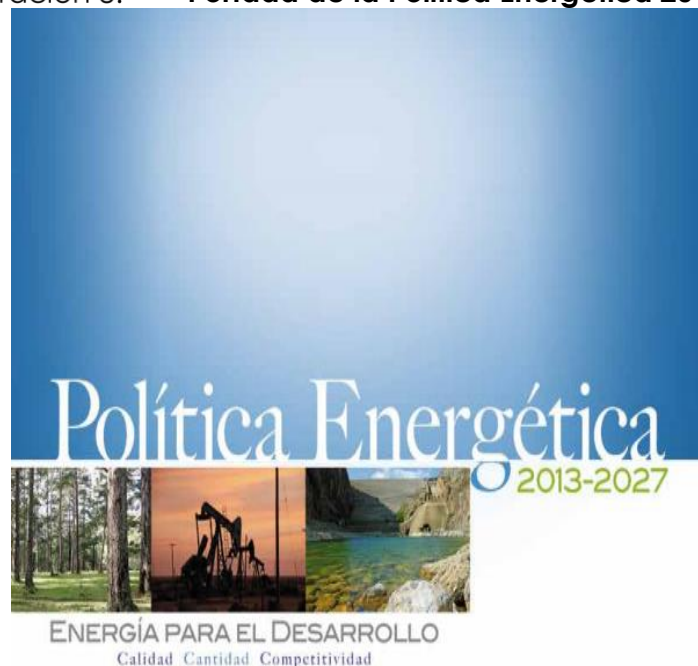
Fuente: Política Energética y Minera 2008 – 2015, MEM.



1.2.2 POLÍTICA ENERGÉTICA 2013 – 2027

En respuesta al artículo 3 de la Ley General de Electricidad, el 15 de febrero del año 2013, mediante el Acuerdo Gubernativo 80-2013, se hace oficial la Política Energética 2013-2027, los esfuerzos de esta se centran en fortalecer las condiciones del país para que sea más competitivo, eficiente y sostenible en el uso y aprovechamiento de los recursos, dirigido hacia la conservación de las reservas estratégicas nacionales, la satisfacción de necesidades y el desarrollo tecnológico.

Ilustración 8. **Portada de la Política Energética 2013 - 2027**



Fuente: Política Energética 2013 – 2027, MEM.

Además, el impulso de espacios de diálogo interinstitucional que permitan diligenciar en el marco democrático las iniciativas de desarrollo social y económico, con lo cual se pretende garantizar una visión integral en su implementación, seguimiento y evaluación, además priorizando el uso de energías limpias, amigables con el medio ambiente para el consumo nacional.

Para poder cumplir con el objetivo general de la Política se han considerado y detallado las líneas de injerencia, las cuales orientarán el accionar del MEM y de las instituciones públicas relacionadas al sector. Las mismas se listan a continuación.

Ilustración 9. Ejes de la Política Energética 2013 - 2027.



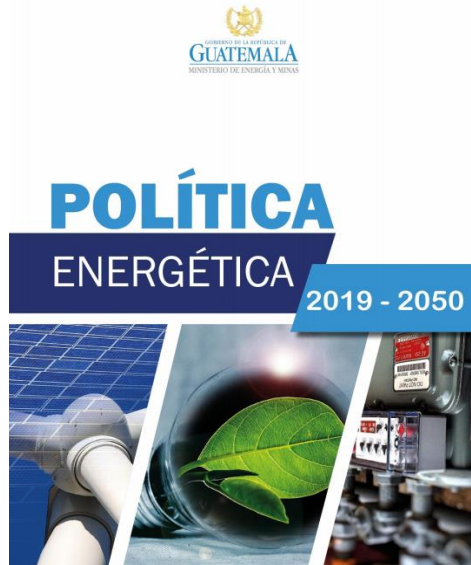
Fuente: Política Energética 2013 – 2027, MEM.

Para efectos del presente plan, 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”.

1.2.3 POLÍTICA ENERGÉTICA 2019 – 2050

La Política Energética 2019 – 2050 presenta la ratificación de las metas en proceso de cumplimiento de la política energética 2013 – 2027, así como la formulación de nuevos objetivos y metas sectoriales que deben ser desarrollados por el Ministerio.

Ilustración 10. **Portada de la Política Energética 2019 – 2050.**



Fuente: Política Energética 2019 – 2050, MEM.

La estructura de esta política ha sido formulada de la siguiente forma:

Tabla 1. Composición de sectores de consumo y ejes transversales, Política Energética 2019 - 2050.

| Sectores de consumo | Ejes Transversales | | | | |
|--|--|--|--------------------------|--------------------------|--------------------|
| Residencial | Abastecimiento y Uso final de electricidad | Abastecimiento y Uso final de combustibles | Eficiencia Energética | Desarrollo Sostenible | Consumo de Leña |
| Industria | | | | | |
| Movilidad y Transporte | | | | | |
| Comercio, Servicios e Institucionalidad | | | | | |
| Industria Energética | | | | | |

Fuente: Elaboración propia, con información de Política Energética 2019 – 2050, MEM.

Es importante resaltar que esta Política cuenta con un total de 66 acciones propiciadas en la matriz de sectores de consumo (filas) y ejes transversales (columnas).

1.2.4 POLÍTICA GENERAL DE GOBIERNO 2020 – 2024

La actual Política General de Gobierno (PGG), propone cinco pilares estratégicos, los cuales son:

1. Economía, Competitividad y Prosperidad: busca lograr el objetivo de un mayor crecimiento económico y el aumento significativo de las fuentes de empleo sostenible;
2. Desarrollo Social: alcanzar el objetivo de atender de manera directa y efectiva a los más pobres, impulsando compensadores sociales efectivos y focalizados;
3. Gobernabilidad y Seguridad en Desarrollo: persigue mejorar la gobernabilidad del país para una convivencia en paz y armoniosa, que permita condiciones adecuadas de inversión;
4. Estado Responsable, Transparente y Efectivo: pretende administrar de manera efectiva y transparente las instituciones del Estado para ponerlas al servicio de los ciudadanos;
5. Relaciones con el Mundo: con la finalidad de asegurar el aprovechamiento de las relaciones internacionales, para que además de las buenas relaciones diplomáticas mejore el orden del comercio internacional, turismo, inversión y el trato a nuestros migrantes.

Además de estos cinco pilares, la PGG toma en cuenta de manera transversal el aspecto ambiental, para la solución a la problemática de la gestión sostenible del ambiente, recursos naturales, ordenamiento territorial y cambio climático.

Ilustración 11. **Portada de la Política General de Gobierno 2020 – 2024.**



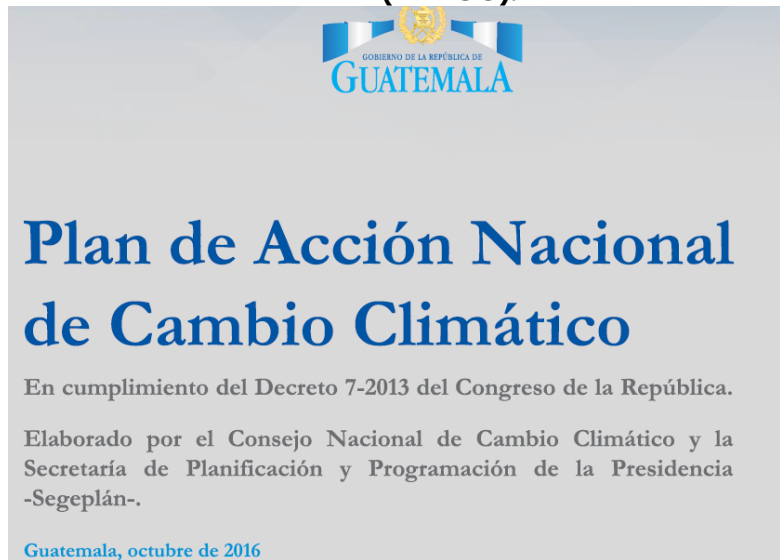
Fuente: Política General de Gobierno 2020-2024, Gobierno de Guatemala.

1.2.5 PLAN DE ACCIÓN NACIONAL DE CAMBIO CLIMÁTICO (PANCC)

Durante el año 2016, el Consejo Nacional de Cambio Climático (CNCC) y la Secretaría de Planificación y Programación de la Presidencia de la República de Guatemala (SEGEPLAN), 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.

Para la elaboración del Plan, cada una de las entidades que conforman la CNCC, desarrollaron los temas y ejes de acción concernientes a su cartera de responsabilidades; el Ministerio de Energía y Minas tuvo a bien, desarrollar la sección referente a energía.

Ilustración 12. **Portada del Plan de Acción Nacional de Cambio Climático (PANCC).**



Fuente: Plan de Acción Nacional de Cambio Climático.

Dentro de la sección energía, se consideraron cinco tópicos principales:

- Transporte
- Industria Energética.
- Industria Manufacturera y de la construcción
- Residencial y comercial
- Esfuerzos a nivel de país

Del subsector industria energética, se toma en consideración el resultado 1: Emisiones de dióxido de carbono equivalente por megavatio generado (tCO_2/MW) reducidas¹. Para el indicador de resultado “MW generados con energía renovable y no renovable”, se presenta la meta “Aumentar el porcentaje de energía renovable de la matriz de generación de energía eléctrica”.

1.2.6 AGENDA 2030 Y OBJETIVOS DE DESARROLLO SOSTENIBLE (ODS)

La Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible con sus 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), la cual fue aprobada en septiembre de 2015 por la Asamblea General de las Naciones Unidas, establece una visión transformadora hacia la sostenibilidad económica, social y ambiental de los 193 Estados Miembros, en la cual Guatemala pertenece. 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.

¹ Plan de Acción Nacional de Cambio Climático, página 119.

Por lo que, en Guatemala, la falta de acceso al suministro de energía en algunas regiones es un obstáculo para el desarrollo humano y económico; razón por la cual, si en los hogares no se tuviera el acceso a la energía eléctrica, se tendría un gran atraso en cuanto a desarrollo.

Tomando las consideraciones indicadas en el ODS 7, la energía se puede generar de diversas formas, pero lo recomendable es utilizar responsable y conscientemente los recursos renovables, para reducir los impactos al cambio climático; ya que si se genera energía a través de la quema de combustibles con alto contenido en carbono, se producen altas cantidades de gases de efecto invernadero (GEI), que favorecen al cambio climático y tienen efectos nocivos para el bienestar de la población y el medio ambiente.

Ilustración 13. **Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible, PNUD.**



Fuente: Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo.

1.2.7 PLAN DE DESARROLLO K'ATUN NUESTRA GUATEMALA 2032

El Plan Nacional de Desarrollo K'atun, Nuestra Guatemala 2032, propone 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.

Se establece que la energía es un componente central de sostenibilidad del desarrollo del país dentro los próximos veinte años.

Por lo que para el año 2032, se consideran que las acciones establecidas del Estado en el tema energético a través de políticas de gobierno serán concebidas en el contexto de propuestas integrales de desarrollo para la generación de energía eléctrica a través de recursos renovables, está relacionada con las dimensiones sociales, económicas y ambientales del desarrollo de medios de vidas sostenibles.

Ilustración 14. **Plan Nacional de Desarrollo K'atun, Nuestra Guatemala 2032.**



Fuente: Secretaría de Planificación Y Programación de la Presidencia-
SEGEPLAN-.

1.2.8 ESTRATEGIA NACIONAL DE DESARROLLO CON BAJAS EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

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. Durante cada sesión de trabajo, se tomó en consideración la opinión de los diversos actores invitados a las mesas que tocaban tópicos específicos, entre los cuales se citan los siguientes: energía, agricultura y ganadería, transporte, desarrollo urbano, desechos, industria y bosques.

En dicha Estrategia, se presentan las opciones para la reducción de emisiones de GEI de los Sectores: Energía, Transporte, Industria, Desechos sólidos y líquidos, Agricultura y Ganadería y Bosques y otros usos de la tierra.

Tabla 2. Opciones para la reducción de emisiones de GEI para el sector energía.

| SECTOR ENERGÍA | | |
|---|---|--|
| Ministerio Líder | Opciones Priorizadas | Nombre Mediado |
| Ministerio de Energía y Minas (MEM) | SE-9/E-1. Gestión de permisos y ubicaciones para incrementar el potencial de las hidroeléctricas existentes | SE-9/E-1. Incrementar el potencial de las hidroeléctricas existentes |
| | SE-10/E-2. Ampliar el aprovechamiento del potencial de generación solar | SE-10/E-2. Incrementar la generación solar |
| | SE-13/E-3. Expandir el uso del potencial de generación por geotermia y desarrollo de la energía geotérmica | SE-13/E-3. Incrementar la generación de energía geotérmica |
| | SE-16/E-4. Nuevas generadoras renovables para apoyar el sistema de transmisión y reducir las pérdidas en generación | SE-16/E-4. Reducción de pérdidas a través de energía renovable |
| | SE-21/E-5. Desarrollo de mini y micro hidroeléctricas | SE-21/E-5. Desarrollo de mini y micro hidroeléctricas |
| | RCI-7/E-6. Guías de Conservación Energética en Edificaciones Existentes | RCI-7/E-6. Eficiencia Energética en Edificaciones Existentes |
| | RCI-3/E-7. Estándares de Etiquetado en Productos de Bajo Consumo Energético | RCI-3/E-7. Estándares de Etiquetado para electrodomésticos |
| | RCI-10/E-8. Auditorías Energéticas | RCI-10/E-8. Auditorías Energéticas |
| | RCI-15/E-9. Uso de estufas de bajo consumo de leña | RCI-15/E-9. Estufas de bajo consumo de leña |
| | U-3. Cambio a tecnología LED del sistema de alumbrado público en el marco de una visión de Smart City del AMCG | U-3. Cambio a tecnología LED del sistema de alumbrado público |
| U-4. Incorporar parámetros de eficiencia energética en el Código Nacional de Construcción | U-4. Eficiencia energética en nuevas construcciones | |

Fuente: Estrategia Nacional de Desarrollo con Bajas Emisiones de Gases de Efecto Invernadero. USAID

1.2.9 PLAN NACIONAL DE ENERGÍA 2017 – 2032.

EL principal objetivo del Plan Nacional de Energía es apoyar los esfuerzos de país para la reducción de gases de efecto invernadero, promoviendo el uso de

tecnologías para la eficiencia y el ahorro energético; priorizando las fuentes de energía renovable de manera sostenible para diversificar la matriz de generación de energía eléctrica, así como la sustitución del uso de leña por nuevas fuentes energéticas y tecnológicas, de tal manera que se obtengan beneficios para mejorar las condiciones ambientales utilizando fuentes con bajas emisiones de GEI.

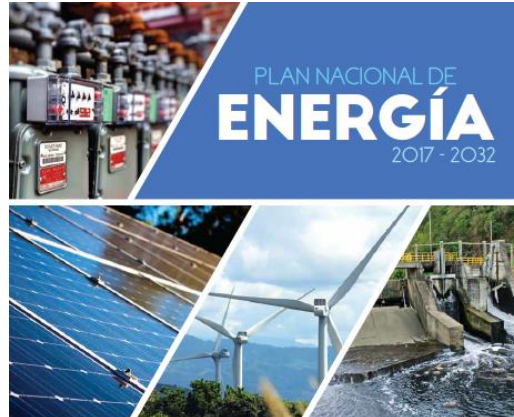
Para dar cumplimiento a las metas de reducción de emisiones, dentro del sector energía, el Plan Nacional de Energía, plantea tres ejes estratégicos:

1. Aprovechamiento Sostenible de los Recursos Naturales.
2. Eficiencia y Ahorro Energético.
3. Reducción de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero.

El Plan Nacional de Energía es coherente con los objetivos de la Política Energética 2013-2027, las acciones y con las opciones de mitigación priorizadas por la Mesa de energía, en el marco del proceso de formulación de la Estrategia de Desarrollo con Bajas Emisiones del Proyecto USAID/Desarrollo con Bajas Emisiones.



Ilustración 15. **Plan Nacional de Energía 2017 – 2032.**



Fuente: PLAN NACIONAL DE ENERGÍA 2017 – 2032, MEM.

1.2.10 PLAN NACIONAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA 2019 – 2032.

Atendiendo el cuarto eje de la Política Energética 2013 – 2027, se presenta el Plan Nacional de Eficiencia Energética 2019 – 2032, el cual busca demostrar los puntos de mayor demanda de energía dentro de los sectores de consumo de energía del país; e identificar los mayores índices de crecimiento de dicha demanda.

La meta de energía evitada proyectada para el Plan, es de 69,790 TJ [Tera-Jouls] para el año 2032, respecto al escenario tendencial -BAU-. Esta reducción representa una disminución de los consumos energéticos del país en un 15.1 %.

Ilustración 16. **Plan Nacional de Eficiencia Energética 2019 – 2032.**



Fuente: PLAN NACIONAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA 2019 – 2032, MEM.

1.2.11 METAS EN EL SECTOR ENERGÉTICO

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 en el sector energético del país de los planes y políticas realizadas.

| FUENTE | META | EJE AL QUE PERTENECE |
|---|--|--|
| 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" |
| Plan Nacional de Energía 2017 - 2032 | Incorporación de 128.38 MW provenientes de centrales GDR y Plantas No Convencionales a la matriz energética, para el año 2032. | |
| Plan Nacional de Energía 2017 - 2032 | Incorporación de 12.52 MW de potencia para la autogeneración con excedentes de energía para el año 2032. | |
| Plan Nacional de Energía 2017 - 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". |
| Plan Nacional de Energía 2017 - 2032 | 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. |
| Política Energética 2013 - 2027 | Promover la inversión en generación de 500 MW de energía renovable. | |
| Política Energética 2013 - 2027 | 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. | |
| Política Energética 2013 - 2027 | Alcanzar un 95% de Índice de Cobertura eléctrica. | |
| Política Energética 2013 - 2027 | En el marco del MER, convertir a Guatemala en la planta regional que llegue a exportar por lo menos 300 MW a la región. | |
| Política Energética 2013 - 2027 | 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. | Segundo Eje “Seguridad del abastecimiento de combustibles a precios competitivos”. |
| Política Energética 2013 - 2027 | Hacer un inventario de reservas probables o potenciales de gas natural del país. | |
| Política Energética 2013 - 2027 | contar con al menos una terminal de almacenamiento de gas natural. | |
| Política Energética 2013 - 2027 | Promover el aprovechamiento de las | Tercer Eje “Exploración y explotación de reservas |

| | | |
|--|---|---|
| | reservas de gas natural en un 25%. | 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”. |
| Plan Nacional de Eficiencia Energética 2019 - 2032 | Reducción por eficiencia del 25% en Industria {Electricidad, Diesel, GLP, Gasolina}. | |
| Plan Nacional de Eficiencia Energética 2019 - 2032 | Reducción por eficiencia del 30% en Comercio y Servicios {Electricidad, Diesel, GLP, Gasolina}. | |
| Plan Nacional de Eficiencia Energética 2019 - 2032 | Reducción por eficiencia del 2% en Transporte {Electricidad, Diesel, GLP, Leña}. | |
| Plan Nacional de Eficiencia Energética 2019 - 2032 | Reducción por eficiencia del 18% en Residencial {Electricidad, GLP, Leña}. | |

Fuente: Políticas y Planes MEM.

Contexto Macroeconómico



CAPÍTULO 2

PLAN DE EXPANSIÓN
INDICATIVO DEL SISTEMA
DE GENERACIÓN

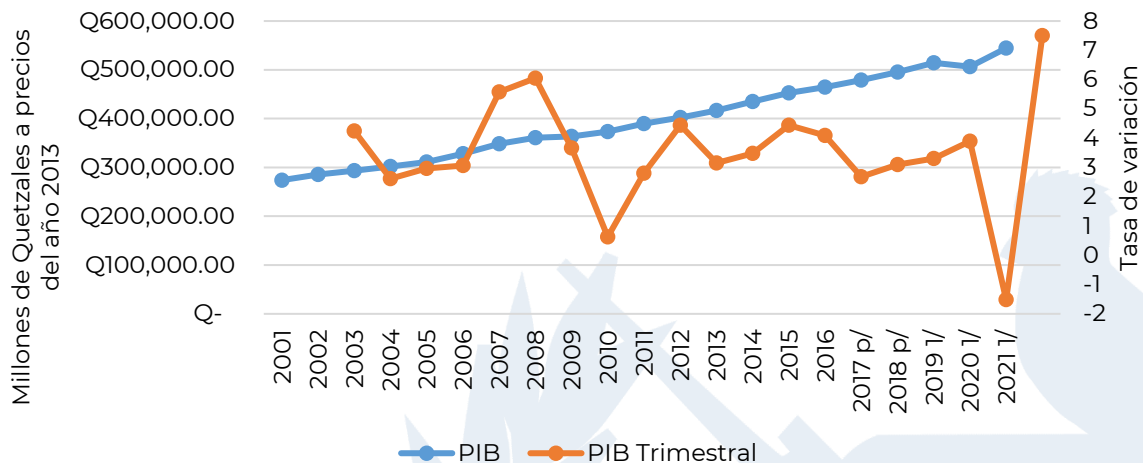
2 CONTEXTO MACROECONÓMICO

Guatemala ha conseguido avances en estabilidad macroeconómica y en la consolidación democrática luego de una cruenta guerra de 36 años. A partir de la Firma de los Acuerdos de Paz en 1996, ha mejorado, además, su acceso a mercados extranjeros a través de diversos acuerdos comerciales. Las actividades de producción y circulación económica en Guatemala se concentran fuertemente en el sector agricultura, comercio y servicios.

2.1 PRODUCTO INTERNO BRUTO

Según el Banco de Guatemala, para el año 2021, tomando de referencia el precio del quetzal en 2013, se tuvo un PIB estimado de 544,485 millones de quetzales, con un crecimiento de 7.5 % respecto al año anterior. Dicho incremento se debió a la reactivación post pandemia covid-19.

Grafica 1. Producto interno bruto, a precios de 2013.



^{P/} Cifras preliminares

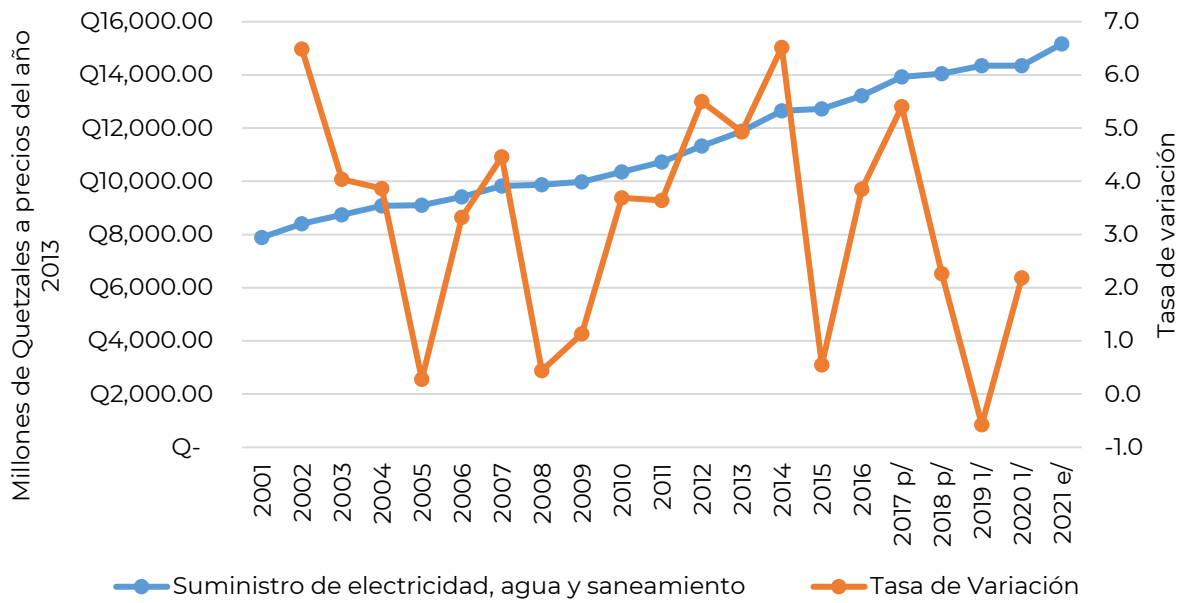
^{V/} Cifras preliminares sin armonizar con las cuentas anuales

^{*/} Cifras del año 2001 a 2012 son empalmadas

Fuente: Elaboración propia con información de Banco de Guatemala, www.banguat.gob.gt.

Al analizar el PIB por actividad de producción, el crecimiento del sector de suministro de electricidad y agua, para el 2021, tuvo un valor de 15,167.10 millones de quetzales, a precios del 2013. Dicho comportamiento se muestra en la siguiente gráfica.

Grafica 2. PIB a precios de 2013, del sector de suministro de electricidad y agua.



^{P/} Cifras preliminares

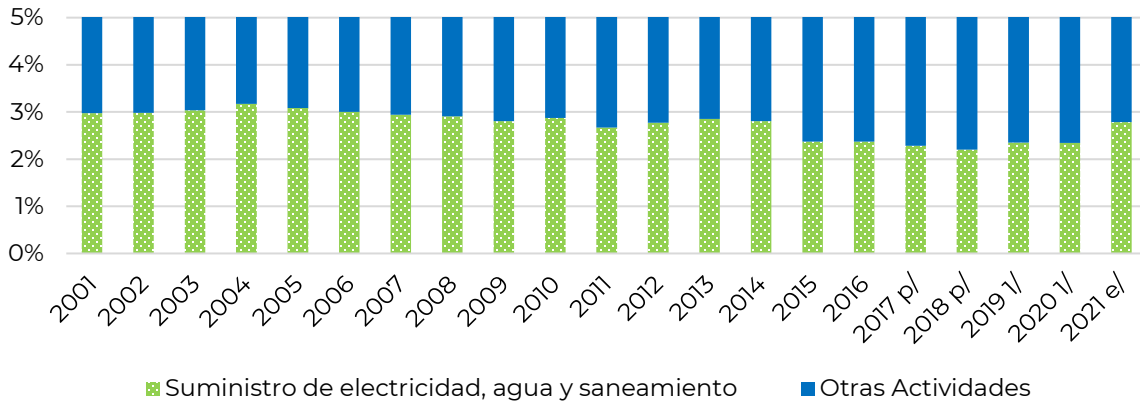
^{V/} Cifras preliminares sin armonizar con las cuentas anuales

^{*/} Cifras del año 2001 a 2012 son empalmadas

Fuente: Elaboración propia con información del Banco de Guatemala, www.banguat.gob.gt

La participación de este sector en el PIB global de la nación disminuyó ligeramente en 2021, respecto al año anterior, a un 0.23%, tomando en cuenta el PIB a precios del año 2013, tal y como se observa en la siguiente gráfica.

Grafica 3. Porcentaje de participación en el PIB de Guatemala.



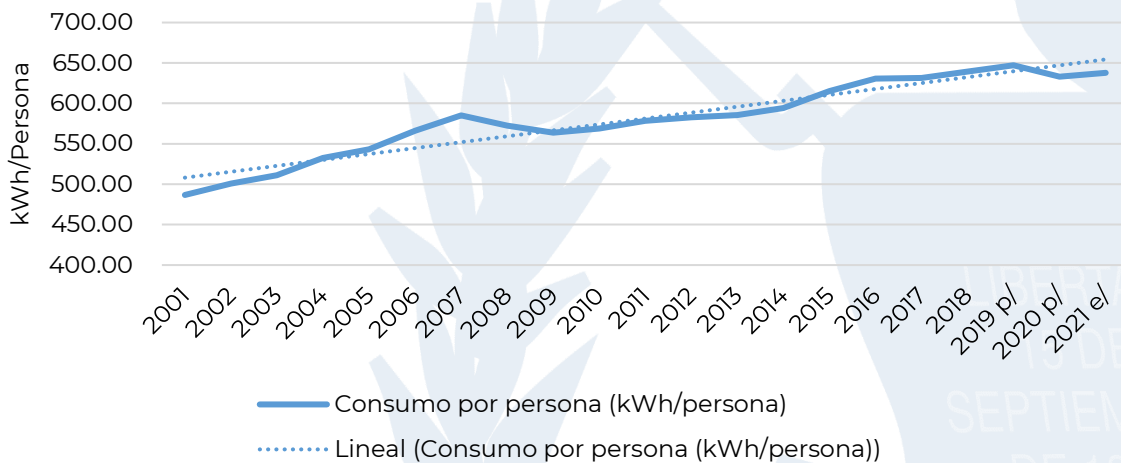
P/ Cifras preliminares

1/ Cifras preliminares sin armonizar con las cuentas anuales

*/ Cifras del año 2001 a 2012 son empalmadas

Fuente: Elaboración propia con información del Banco de Guatemala, www.banguat.gob.gt

Grafica 4. Consumo de energía eléctrica neta per cápita (anual).



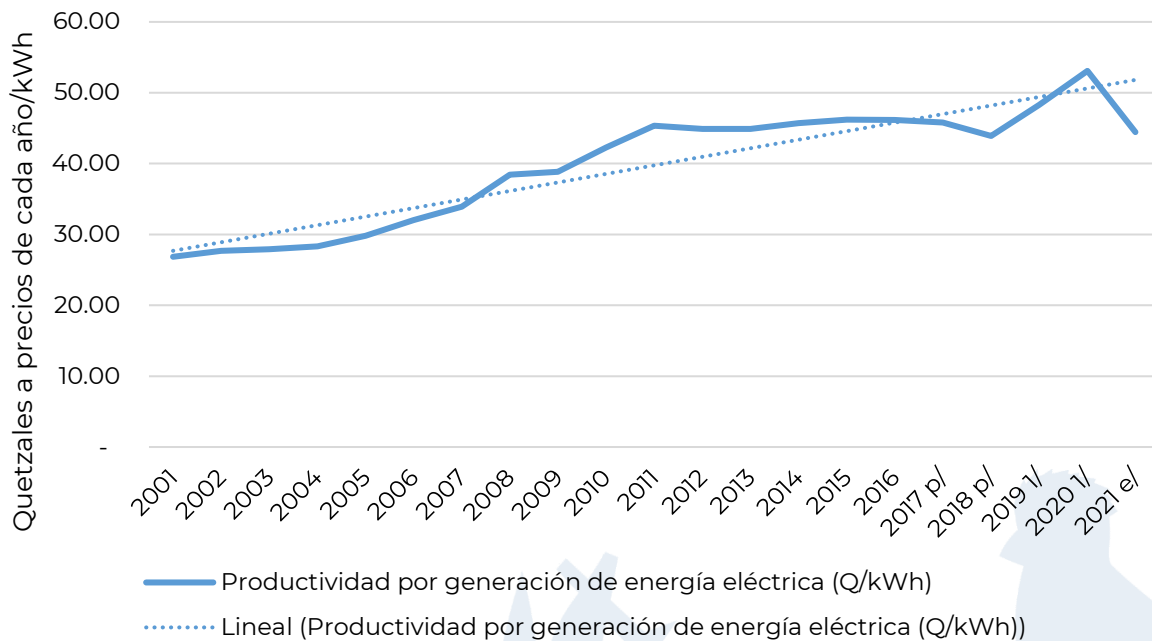
p/ Proyección CEPAL

Fuente: AMM, INE, MEM.

La estimación del consumo de energía eléctrica por persona, Grafica 4, es un indicador anual resultado de relacionar la demanda de electricidad con la población de Guatemala, siendo para Guatemala un crecimiento constante desde 2001.

Para 2021, se presentó una ligera disminución respecto al año anterior, pero se estima el consumo de energía eléctrica per cápita en dicho año es de 637.75 kWh/persona.

Grafica 5. Productividad por generación de energía eléctrica.



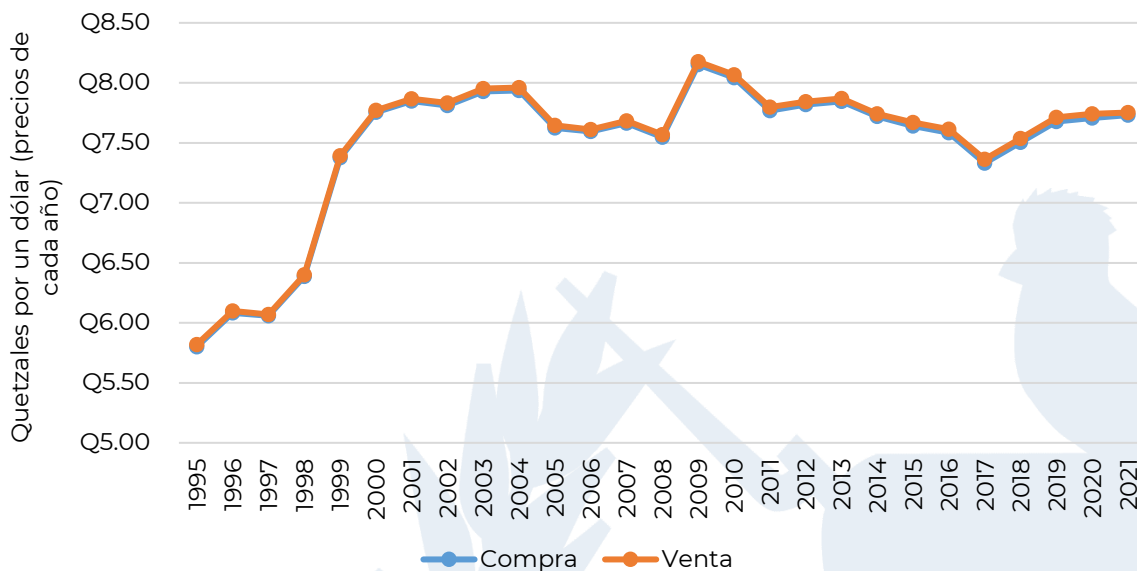
Fuente: AMM, BANGUAT, MEM.

La productividad por generación eléctrica, estima la participación en el producto interno bruto con moneda constante, a precios de 2013, de cada kWh generado en el país, siendo para 2021 un estimado de 44.43 quetzales por kWh.

2.2 TIPO DE CAMBIO

En la Grafica 6 se muestra el comportamiento que ha tenido el tipo de cambio del quetzal ante el dólar, y se puede ver que se ha mantenido en niveles estables, a excepción del período 2008 al 2009 debido a la crisis económica mundial. Recientemente 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 quetzales por cada dólar comprado en 2018 (cambiarlo en moneda corriente), para el año 2021 el precio de compra del dólar fue en promedio de 7.75 quetzales, lo que representa un aumento de Q0.03 en el precio del año 2021.

Grafica 6. Tipo de Cambio del Quetzal ante el dólar (Período 1995-2021), a valores nominales.



Fuente: Banco de Guatemala, www.banguat.gob.gt.

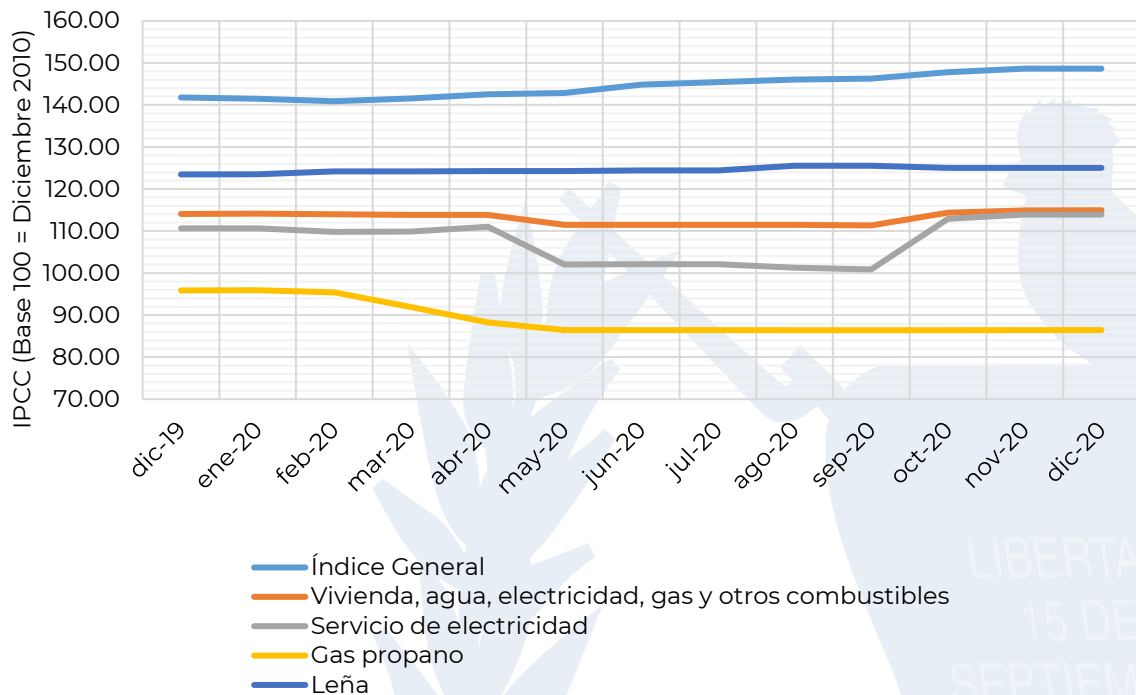
2.3 ÍNDICE DE PRECIOS AL CONSUMIDOR -IPC-

El Instituto Nacional de Estadística publica de forma mensual el IPC con base 100 tomada como referencia en diciembre de 2010. Hasta el mes de diciembre 2020, de forma general se tuvo un crecimiento de 7.18 puntos respecto a enero 2020. En el subsector de electricidad, gas y otros combustibles el crecimiento fue de 0.77 puntos.

En el subsector eléctrico el crecimiento de la tarifa por electricidad es menor al crecimiento inflacionario general, por lo tanto, aún se está obteniendo una reducción en la tarifa al considerar moneda constante.

En la siguiente gráfica se muestra cómo se ha comportado el IPC de diciembre 2019 a diciembre 2020 para la electricidad, gas y otros combustibles. Puede observarse de manera notoria, como el índice de precio al consumidor en el servicio de electricidad, disminuyó en el periodo de mayo a septiembre de 2020.

Grafica 7. Índice de precios al consumidor de electricidad, gas y otros combustibles 2020.



Fuente: Según datos del INE, www.ine.gob.gt.

2.4 INFLACIÓN

De acuerdo al índice de precio al consumidor –IPC-, el Instituto Nacional de Estadística, calcula el porcentaje de variación interanual, lo que se conoce como inflación. Este cálculo se realiza tomando como base diciembre del año 2010 = 100.

El máximo porcentaje de variación interanual, en el periodo 2017 a 2021, se registró en febrero de este último año, con un valor de 6%.

Grafica 8. Inflación interanual 2010 - 2021.



FUENTE: ELABORACIÓN PROPIA CON DATOS PUBLICADOS DEL BANGUAT.

Tabla 4. Inflación interanual, periodo 2017- 2021.

| | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 |
|------------|------|------|------|------|------|
| Enero | 3.83 | 4.71 | 4.10 | 1.78 | 5.24 |
| Febrero | 3.96 | 4.15 | 4.46 | 1.24 | 6.00 |
| Marzo | 4.00 | 4.14 | 4.17 | 1.77 | 5.84 |
| Abril | 4.09 | 3.92 | 4.75 | 1.88 | 5.20 |
| Mayo | 3.93 | 4.09 | 4.54 | 1.80 | 5.17 |
| Junio | 4.36 | 3.79 | 4.80 | 2.39 | 3.91 |
| Julio | 5.22 | 2.61 | 4.37 | 2.88 | 3.82 |
| Agosto | 4.72 | 3.36 | 3.01 | 4.19 | 3.62 |
| Septiembre | 4.36 | 4.55 | 1.80 | 4.97 | 3.67 |
| Octubre | 4.20 | 4.34 | 2.17 | 5.34 | 2.96 |
| Noviembre | 4.69 | 3.15 | 2.92 | 5.46 | 2.89 |
| Diciembre | 5.68 | 2.31 | 3.41 | 4.82 | |

Fuente: ELABORACIÓN PROPIA CON DATOS PUBLICADOS DEL BANGUAT.

2.5 HISTÓRICO DEL COSTO DE LA FACTURA ELÉCTRICA

-INDE- 1997.

De acuerdo a la información de los archivos del Instituto Nacional de Electrificación –INDE–, de fecha julio de 1997, en relación a las tarifas para el servicio de energía eléctrica, las cuales fueron aplicadas a todos sus usuarios directos; la TARIFA DE USO GENERAL SIN CARGO POR DEMANDA (ITG-2) (REGULADA), fue aplicable para todos los servicios del INDE que usaron energía monofásica o trifásica para cualquier uso, con consumos menores a 300KWh al mes, cuya carga conectada no excediera los 11 KW y que no tuviera más de 1HP en cada motor o aparato controlado por un solo interruptor.

Tabla 5. Estructura de la tarifa (ITG2) (REGULADA), -INDE- 1,997.

| | |
|--------|--|
| Q6.52 | Por los primeros 10 KWh |
| Q0.470 | Por KWh, por el resto de KWh consumidos. |

Fuente: ELABORACIÓN PROPIA CON DATOS DEL INDE.

Además de la estructura de la tarifa, se aplicaban conceptos adicionales para la realización del cálculo final, estos eran:

Cargo mínimo: A partir de enero de 1,998, el cargo mínimo era equivalente a 28 KWh calculado con los cortes de la estructura de esta tarifa.

Cobro por equipos Fluctuativos o intermitentes: Si la instalación del consumidor incluía estas características, se realizaba un cobro adicional de Q5.00 por KVA de capacidad nominal, o por cualquier otro dato que la revele.

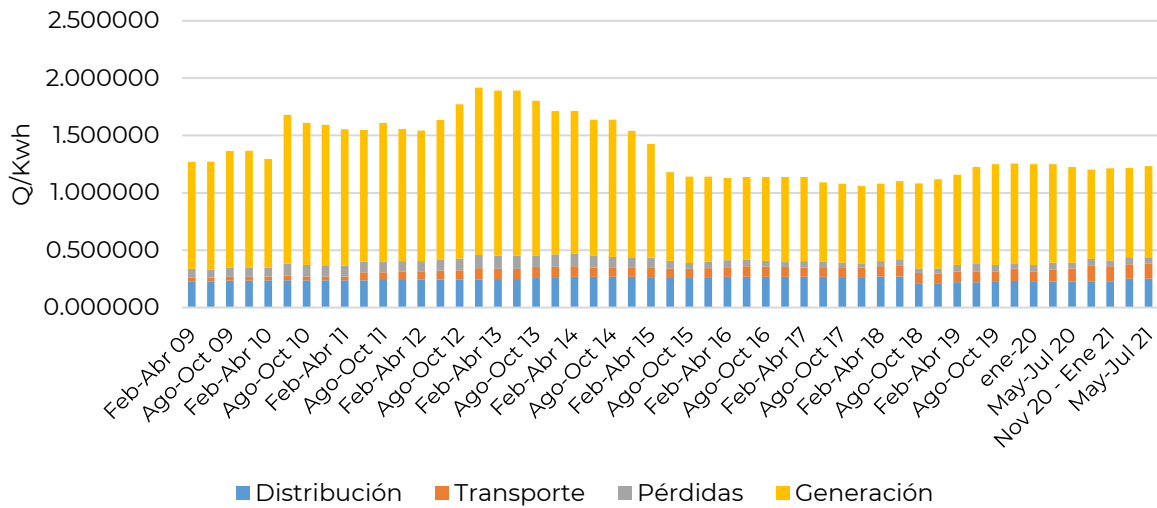
Factores de deslizamiento del descuento (FIT-3) (TRANSITORIO): usuarios con consumo al mes de hasta 150 KWh, gozaban de descuento directo a través de la aplicación del factor FIT-3; el cual fue aplicado hasta diciembre 1997.

TARIFAS HISTÓRICAS POR DISTRIBUIDORA 2009 – JULIO 2021.

Los precios de la energía en Guatemala se definen según el nivel de voltaje y potencia de distribución que recibe el usuario final. Adicionalmente, las tarifas para los usuarios finales conectados a la red de distribución están divididas en tarifa social y tarifa no social, estas varían de acuerdo con el consumo mensual del usuario final.

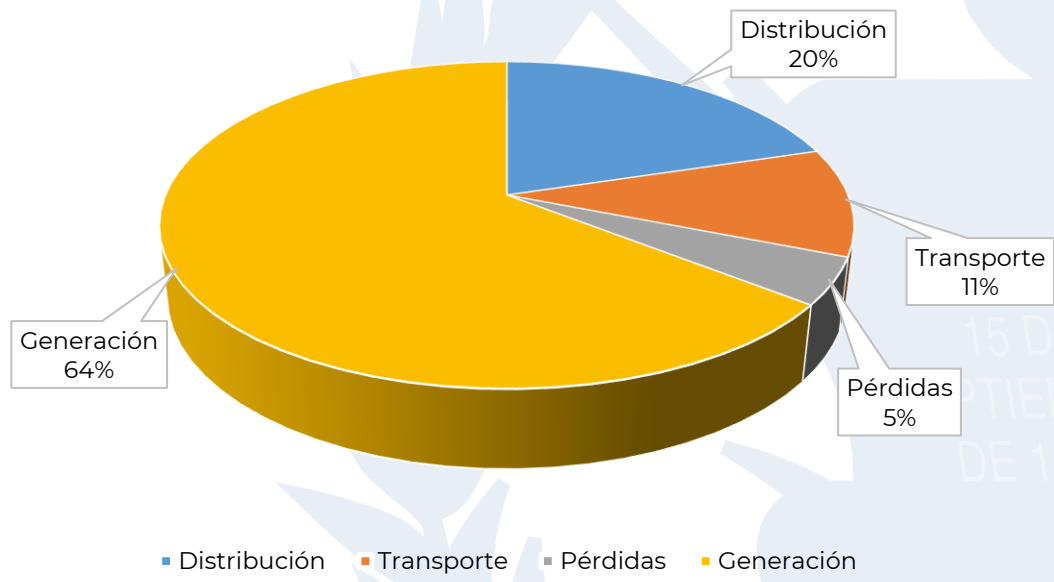
En las siguientes gráficas se muestra la desagregación de la tarifa social –TS-, por precio de Distribución, Transporte, Pérdidas y Generación, de las tres distribuidoras más representativas en el país, las cuales son EEGSA, DEOCSA Y DEORSA:

Grafica 9. Desagregación del precio de la Tarifa Social –TS- EEGSA.



Fuente: ELABORACIÓN PROPIA CON DATOS DE LA CNEE.

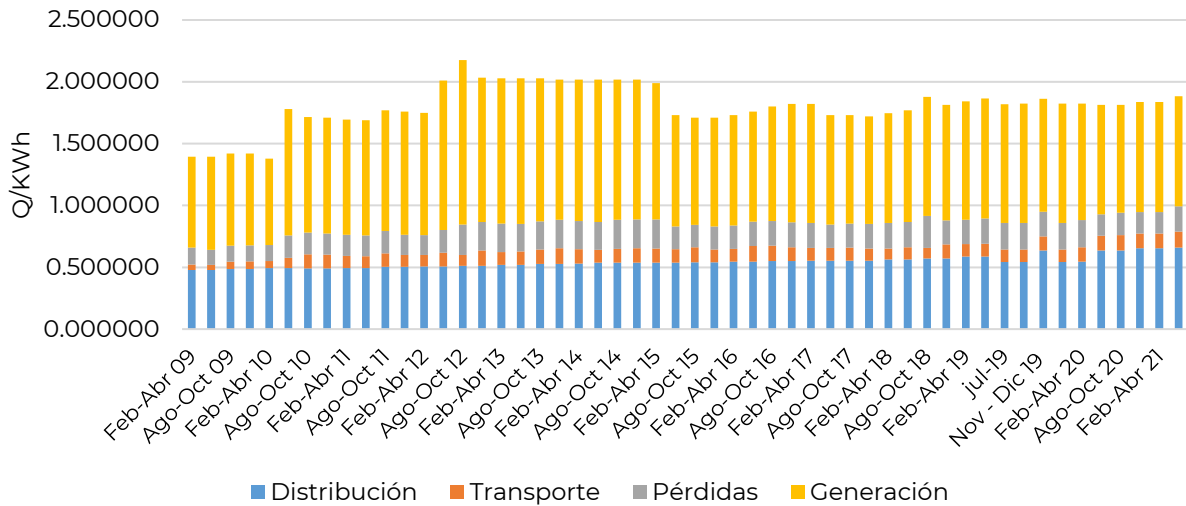
Grafica 10. Distribución del precio de la Tarifa Social –TS- EEGSA, en el periodo May-Jul 21.



Fuente: ELABORACIÓN PROPIA CON DATOS DE LA CNEE.

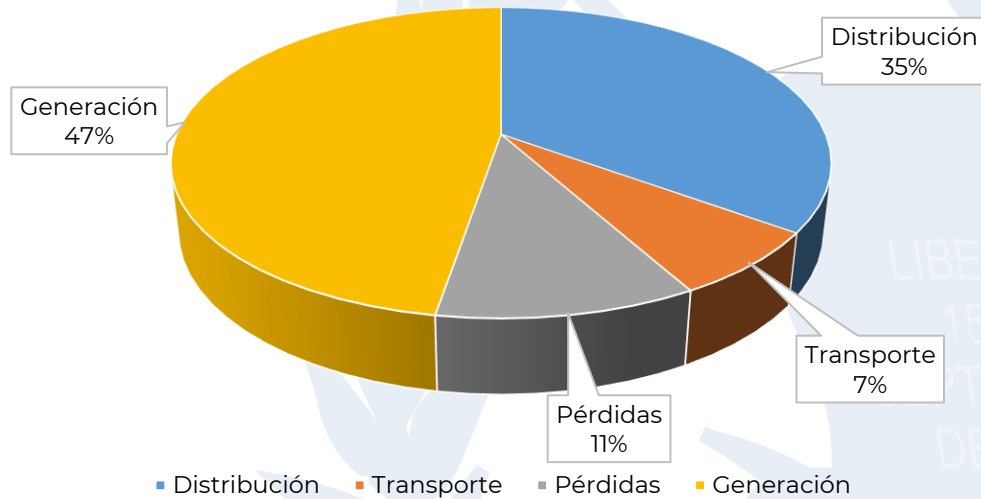
Para el último periodo, mayo a julio de 2021, el precio de la tarifa social, de la distribuidora EEGSA, sufrió un leve incremento de 1.23% respecto al periodo anterior, reflejando un precio en el periodo actual de Q1.232760/KWh, del este, la mayor parte corresponde a Generación (64%) y tan solo el 5% es correspondiente a pérdidas.

Grafica 11. Desagregación del precio de la Tarifa Social –TS- DEOCSA.



Fuente: ELABORACIÓN PROPIA CON DATOS DE LA CNEE.

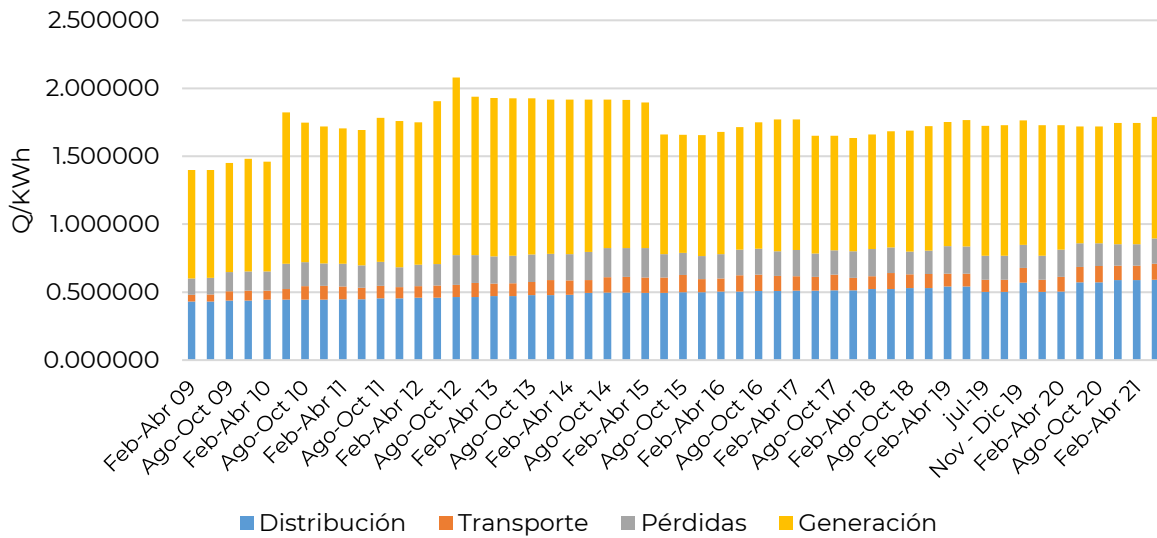
Grafica 12. Distribución del precio de la Tarifa Social –TS- DEOCSA, May-Jul 21.



Fuente: ELABORACIÓN PROPIA CON DATOS DE LA CNEE.

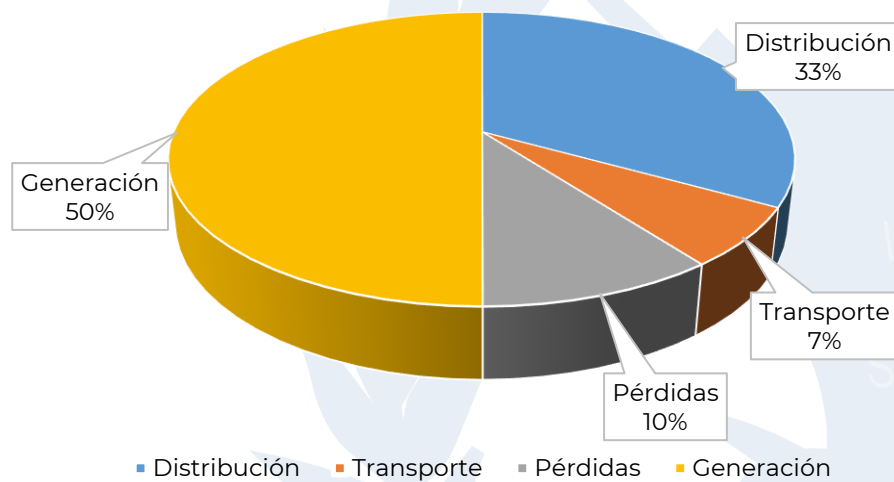
Para el presente periodo, el precio de la Tarifa Social de la distribuidora DEORSA, presentó un leve incremento de 2.50% respecto del precio en el periodo anterior, siendo para este periodo Q1.884034/KWh; de este precio, el 47% corresponde a generación, el 35% a distribución y el resto corresponde a pérdidas y transporte.

Grafica 13. Desagregación del precio de la Tarifa Social –TS- DEORSA.



Fuente: ELABORACIÓN PROPIA CON DATOS DE LA CNEE.

Grafica 14. Distribución del precio de la Tarifa Social –TS- DEORSA, May-Jul 21.



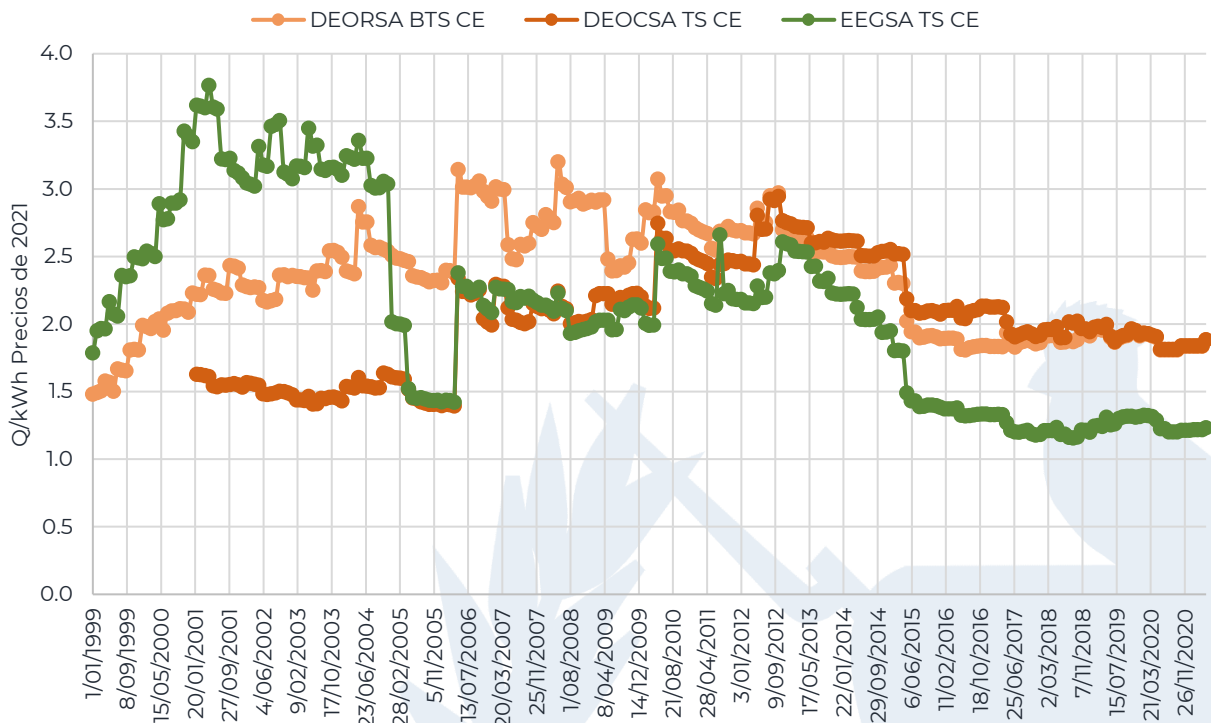
Fuente: ELABORACIÓN PROPIA CON DATOS DE LA CNEE.

La distribuidora DEORSA, para el periodo de mayo a Julio de 2021, tiene un precio de tarifa social de Q1.789772, el cual es 2.64% mayor que el del periodo anterior; de este precio, el 50% corresponde a la generación, el 33% a distribución y el resto, a pérdidas y transporte.

TARIFAS HISTÓRICAS, A PRECIOS DEL 2021, POR DISTRIBUIDORA.

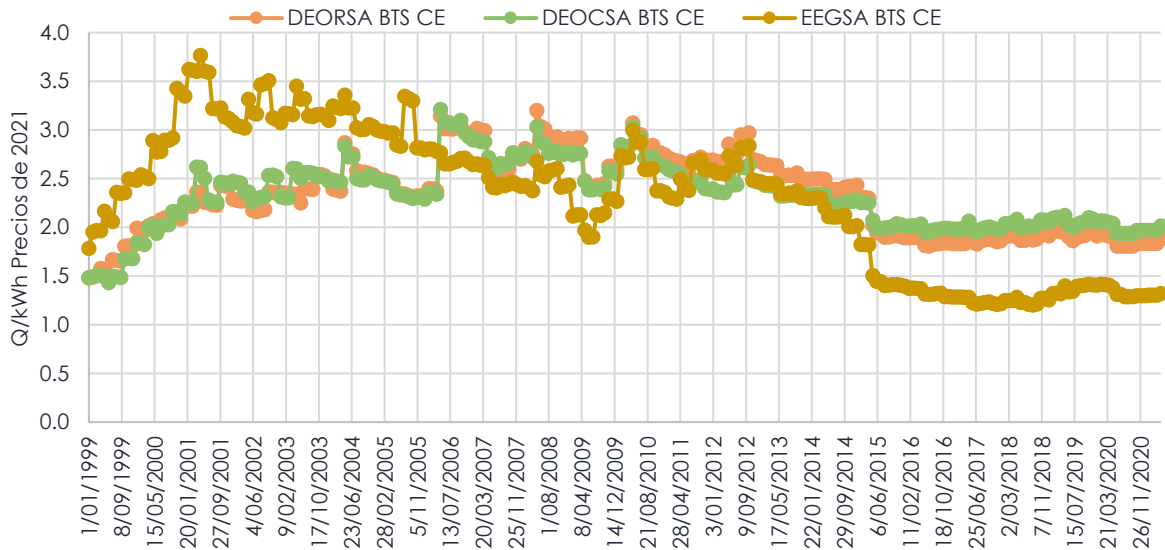
A continuación, se muestra el comportamiento de la evolución de la tarifa social y no social por distribuidora. Estos precios se encuentran trasladados a valor presente para obtener un parámetro de referencia que permita la comparación de precios con años anteriores.

Grafica 15. Evolución de la Tarifa Social a valores constantes.



Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero, MEM.

Grafica 16. Evolución de la Tarifa No Social a valores constantes.



Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero, MEM.

La Grafica 15, representa la evolución de la Tarifa Social para las tres distribuidoras de energía eléctrica más grandes que operan en el país; al hacer un análisis sobre los precios para cada una trasladando sus montos al valor presente neto, se observa que ha tendido a disminuir desde el año 2012 hasta la actualidad.

La Grafica 16, representa la evolución del costo de la Tarifa No Social trasladada al valor presente neto, al igual que en la Tarifa Social, se observa un importante decrecimiento en el monto global para cada distribuidora; esto sigue siendo un importante beneficio para los consumidores de energía eléctrica con valores inferiores a los 300 kWh/mes.

Características Socioeconómicas



CAPÍTULO 3

PLAN DE EXPANSIÓN
INDICATIVO DEL SISTEMA
DE GENERACIÓN

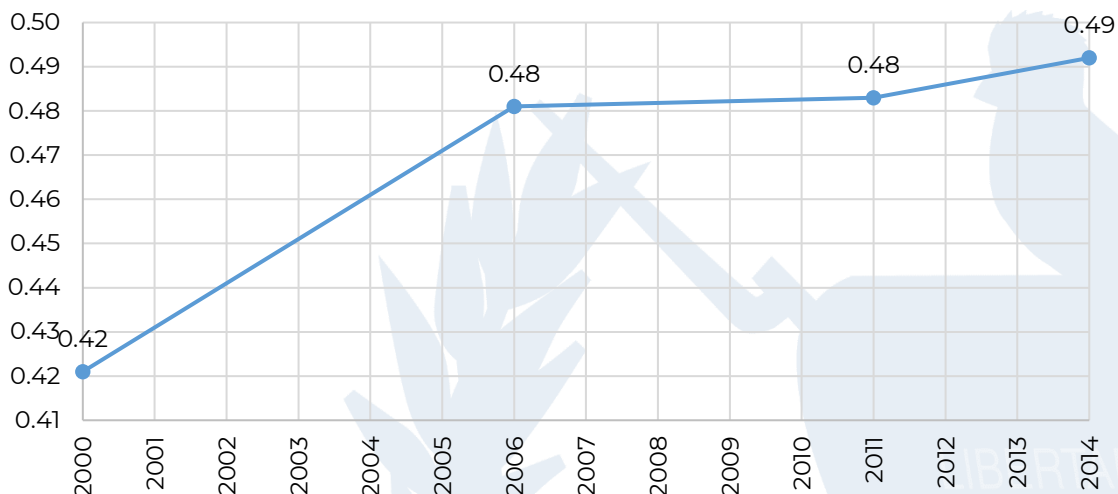
3 CARACTERÍSTICAS SOCIOECONÓMICAS

Con base en la estimación y proyección del Censo Nacional 2018, en Guatemala existen 16 millones 858 mil 333 habitantes, para los cuales se cuenta con un PIB per cápita de Q30,036.66, con PIB a precios de 2013; a continuación, se presentan más detalles sobre las características socioeconómicas que describen el contexto nacional.

3.1 INDICE DE DESARROLLO HUMANO

El índice de desarrollo humano se define dentro de tres dimensiones básicas: salud, educación e ingresos. Se basa en la medición del desarrollo en función del aumento de oportunidades para el desarrollo humano. Para Guatemala el Índice de Desarrollo Humano se incrementó en 17% del año 2000 al 2014, no obstante, del año 2011 al 2014 aumentó en solamente en 2%, el mayor aumento se da entre los años 2000 y 2006 con un incremento de aproximadamente el 14%. La evolución del índice de desarrollo humano puede apreciarse en la Grafica 17.

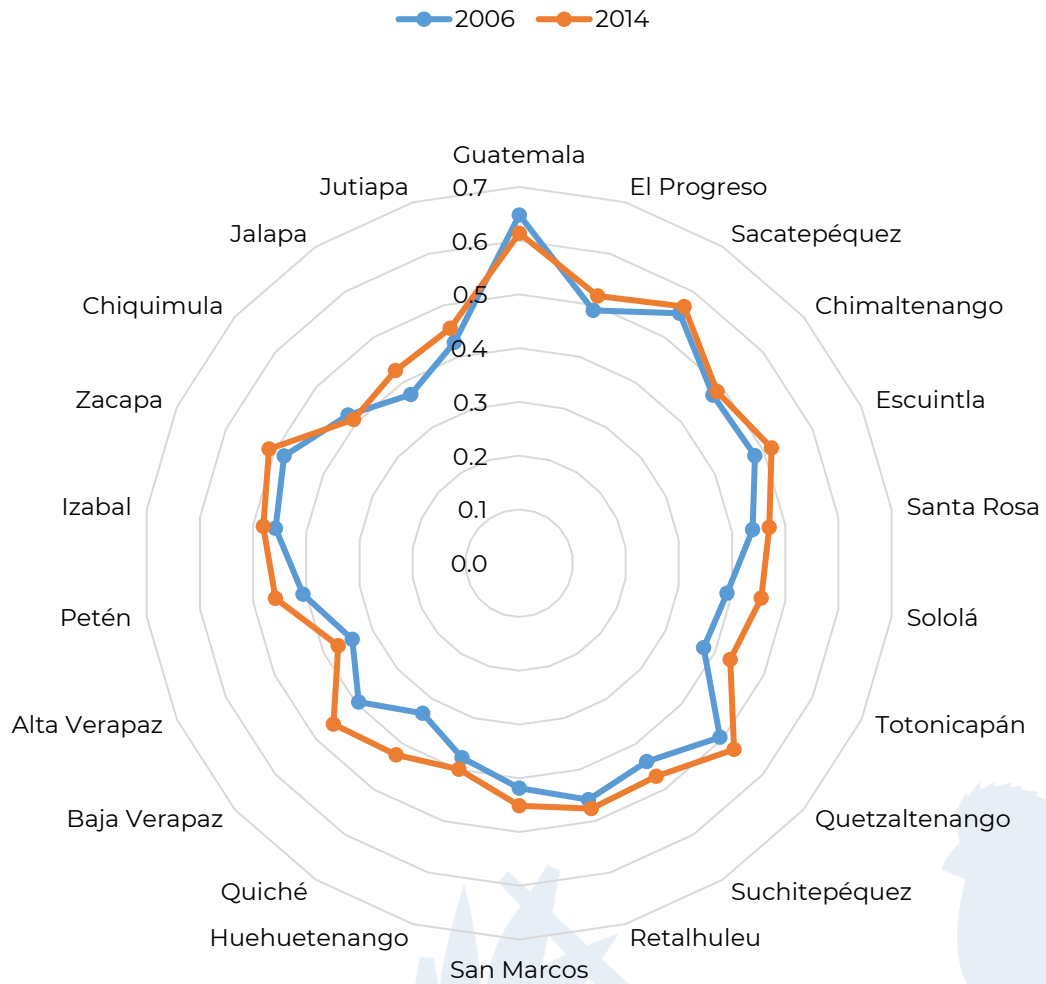
Grafica 17. **Índice de Desarrollo Humano.**



Fuente: Informe Nacional de Desarrollo Humano Guatemala, PNUD.

En la Grafica 18, se presentan los índices de desarrollo humano desglosados por departamento para el año 2006 y 2014. En esta gráfica puede apreciarse la evolución del IDH de cada departamento, se observa que Guatemala es el departamento que posee el mayor IDH tanto para el año 2006 como para el año 2014, en el otro extremo para el año 2014 Alta Verapaz posee el menor Índice de Desarrollo Humano.

Grafica 18. Índice de desarrollo humano departamental



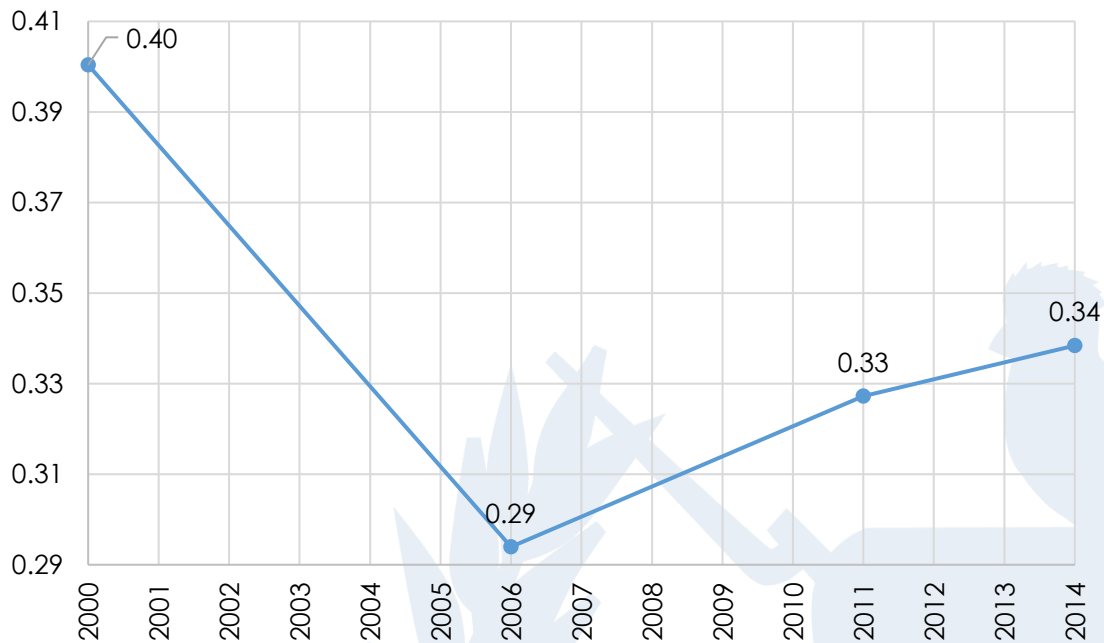
Fuente: Informe Nacional de Desarrollo Humano Guatemala, PNUD.

3.2 INDICE DE POBREZA MULTIDIMENCIONAL

El índice de pobreza multidimensional es un indicador elaborado por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo. Este índice es un reflejo de las condiciones de pobreza compuesto por distintas aristas, ponderadas de acuerdo con su impacto en la calidad de vida de las personas. Este índice es una composición de 10 parámetros: Años de Escolarización, Niños Escolarizados, Mortalidad infantil, nutrición, electricidad, saneamiento, agua potable, suelo, combustible de hogar y bienes. La falta de acceso al suministro eléctrico contribuye en 0.055 al índice de pobreza multidimensional.

La Grafica 19 muestra el desarrollo del índice de pobreza multidimensional de Guatemala, el último estimativo realizado presentó un IPM de país del 0.338.

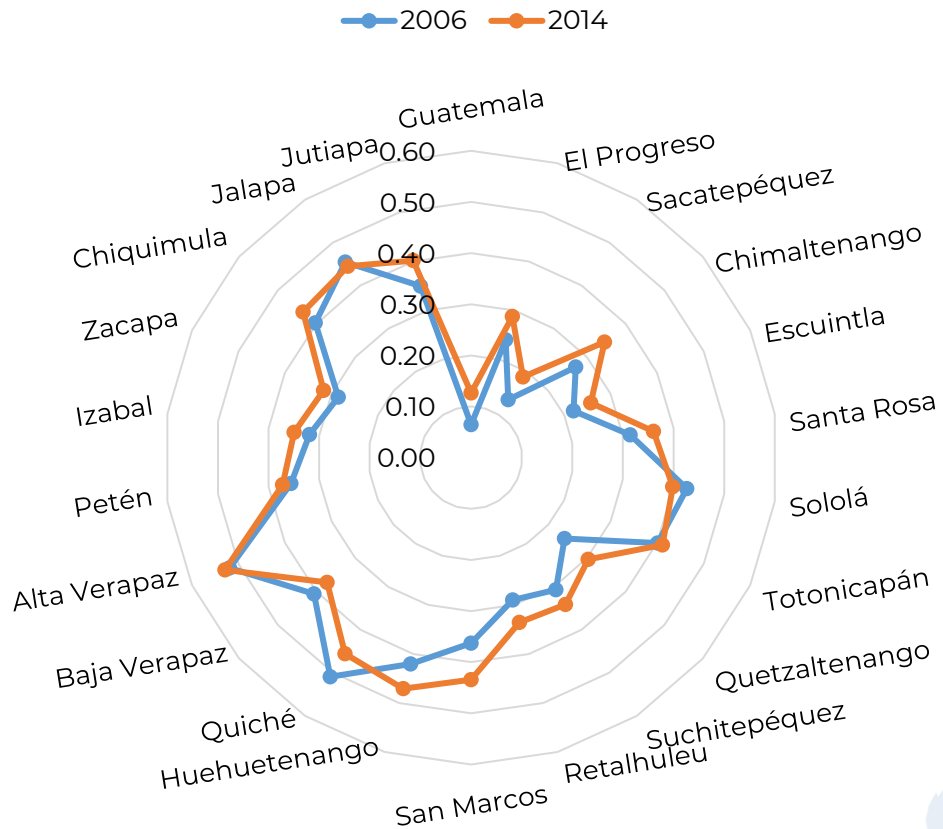
Grafica 19. Índice de pobreza multidimensional.



Fuente: Informe Nacional de Desarrollo Humano Guatemala, PNUD.

En la Grafica 20 se presentan los índices de Pobreza Multidimensional para cada departamento, de la cual se puede inferir rápidamente que el Departamento de Guatemala posee el menor índice (0.127) mientras que Alta Verapaz presenta el mayor índice de pobreza multidimensional (0.529).

Grafica 20. Índice de pobreza multidimensional por departamento.



Fuente: Informe Nacional de Desarrollo Humano Guatemala, PNUD.

De forma general, el acceso a la energía eléctrica tiene una influencia transversal sobre las dimensiones básicas de desarrollo humano de un país. 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.

3.3 ACCESO A ELECTRICIDAD

La gestión de los proyectos de electrificación desarrollados en el país y la apertura del mercado eléctrico, han contribuido a lograr un incremento en el índice de cobertura eléctrica, no obstante, aún existe una brecha significativa por superar. Para el año 2021, se ha calculado un índice de electrificación del 89.26%, se determina que el 10.74% 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 (50.89%), Petén (74.70%), Baja Verapaz (78.34%), Quiché (80.46%), Chiquimula (81.73%), Huehuetenango (82.69%); departamentos para los cuales se ha analizado la inversión de infraestructura nueva.

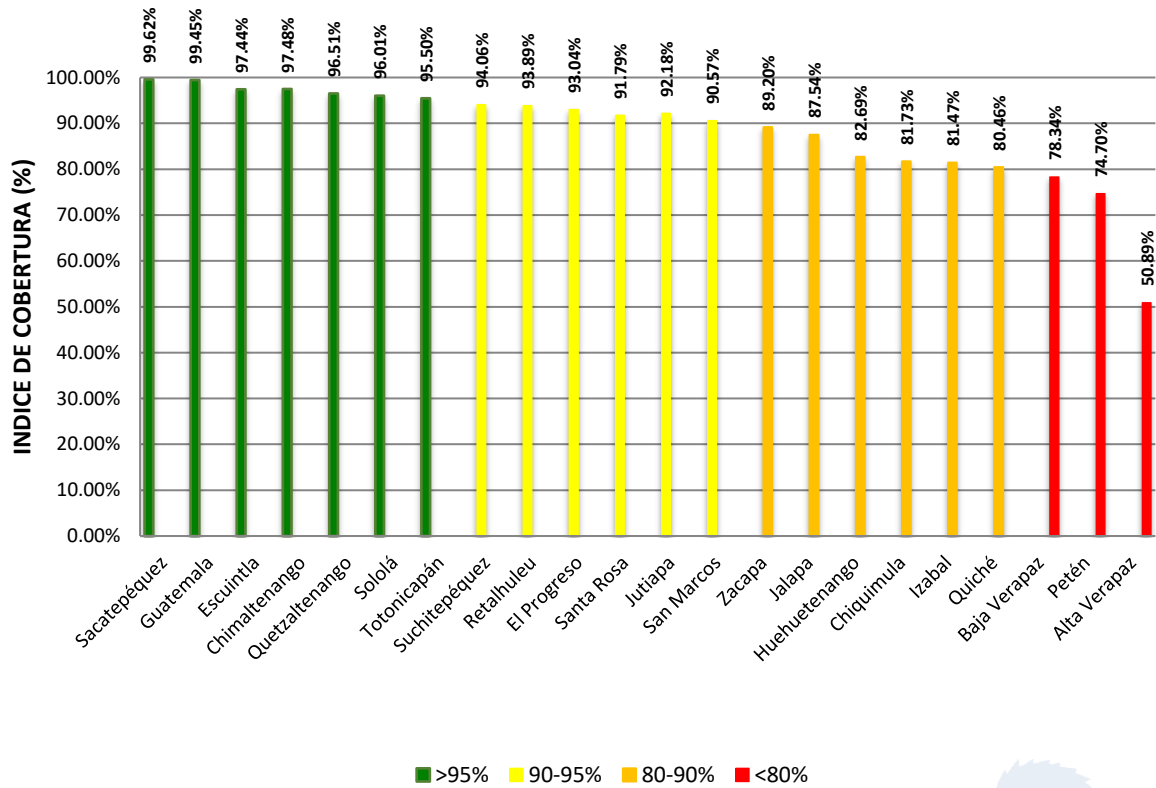
Tabla 6. Índice de cobertura eléctrica por departamento al año 2021.

| DEPARTAMENTO | HOGARES 2021 | HOGARES SIN COBERTURA ELÉCTRICA 2021 | ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA 2021 |
|----------------|--------------|--------------------------------------|------------------------------------|
| Sacatepéquez | 91,365 | 223 | 99.62% |
| Guatemala | 882,350 | 4,598 | 99.45% |
| Chimaltenango | 147,786 | 4,344 | 97.48% |
| Escuintla | 195,215 | 5,085 | 97.44% |
| Quetzaltenango | 190,808 | 7,158 | 96.51% |
| Sololá | 91,204 | 4,004 | 96.01% |
| Totonicapán | 86,659 | 4,208 | 95.50% |
| Suchitepéquez | 128,628 | 8,237 | 94.06% |
| Retalhuleu | 79,428 | 5,101 | 93.89% |
| El Progreso | 44,915 | 3,409 | 93.04% |
| Jutiapa | 119,645 | 10,509 | 92.18% |
| Santa Rosa | 100,816 | 9,096 | 91.79% |
| San Marcos | 211,477 | 21,991 | 90.57% |
| Zacapa | 58,338 | 7,524 | 89.20% |
| Jalapa | 74,652 | 10,608 | 87.54% |
| Huehuetenango | 219,596 | 46,393 | 82.69% |
| Chiquimula | 79,624 | 17,797 | 81.73% |
| Quiché | 154,548 | 35,992 | 81.47% |
| Izabal | 82,355 | 20,037 | 80.46% |
| Baja Verapaz | 57,658 | 16,300 | 78.34% |
| Petén | 104,120 | 33,985 | 74.70% |
| Alta Verapaz | 125,759 | 123,096 | 50.89% |

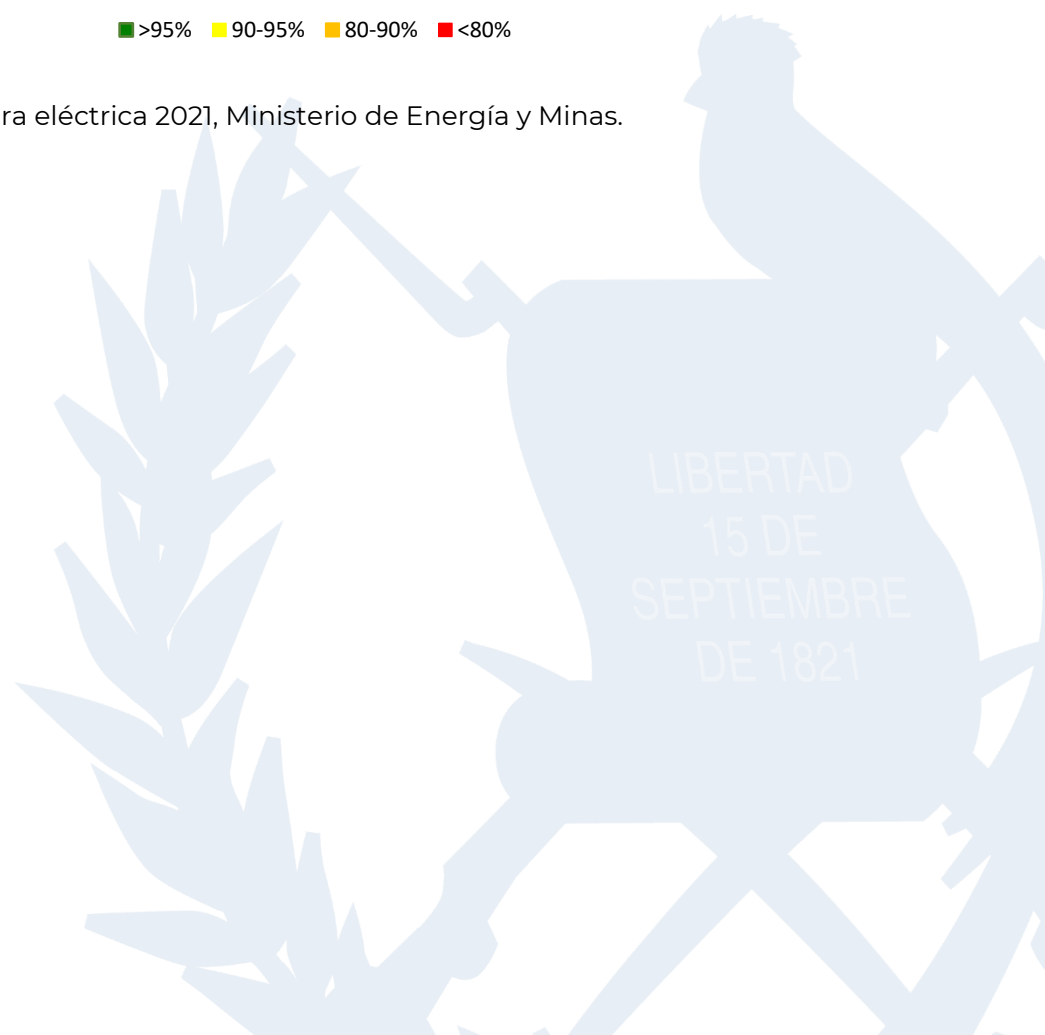
Fuente: Índice de cobertura eléctrica 2021, Ministerio de Energía y Minas.

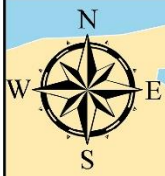
La gráfica 21 presenta los índices de cobertura eléctrica por departamento. Se observa que los departamentos en mención se sitúan bajo la línea del 85% de cobertura eléctrica.

Grafica 21. Índice de cobertura eléctrica departamental.



Fuente: Índice de cobertura eléctrica 2021, Ministerio de Energía y Minas.





ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA 2021

México

89.26%

Belice

**DIFERENDO
TERRITORIAL
INSULAR
Y MARÍTIMO
PENDIENTE
DE RESOLVER**

PETEN

HUEHUETENANGO

QUICHE

ALTA VERAPAZ

IZABAL

SAN MARCOS

TOTONICAPAN

BAJA VERAPAZ

ZACAPA

QUETZALTENANGO

SOLOLA

CHIMALTENANGO

GUATEMALA

EL PROGRESO

CHIQUIMULA

RETALHULEU

SUCHITEPEQUEZ

SACATEPEQUEZ

JALAPA

Honduras

ESCUINTLA

SANTA ROSA

JUTIAPA

El Salvador



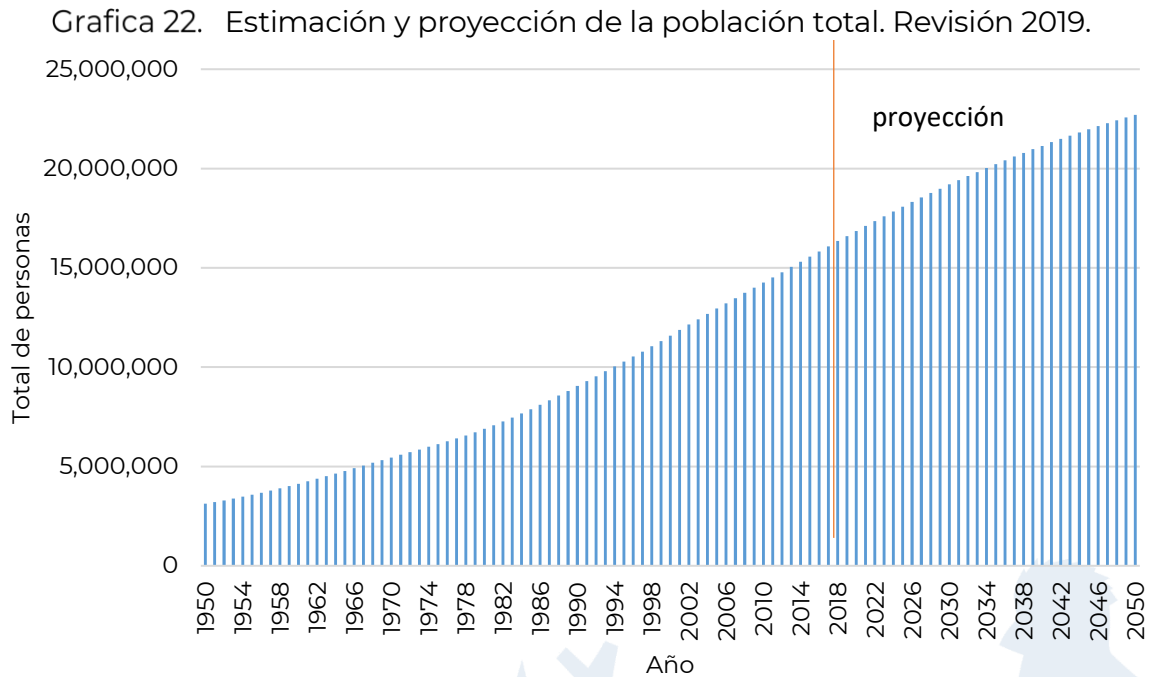
**GOBIERNO de
GUATEMALA**
DR. ALEJANDRO GIAMMATTEI

**MINISTERIO DE
ENERGÍA
Y MINAS**



3.4 CRECIMIENTO POBLACIONAL

De acuerdo con la estimación y proyección de la población total de acuerdo al Censo poblacional publicado por el INE, para el año 2020 se proyecta una población de 16 millones 858 mil 333 habitantes, lo cual representa una tasa de crecimiento de 1.53% respecto al año anterior a este. Se proyecta para el 2050 una población total de 22 millones 703 mil 298 habitantes.



Fuente: Elaboración UPEM, con información de Estimaciones y proyecciones de la población total. Revisión 2019, INE con el apoyo de CELADE – División de la población CEPAL. 2019.

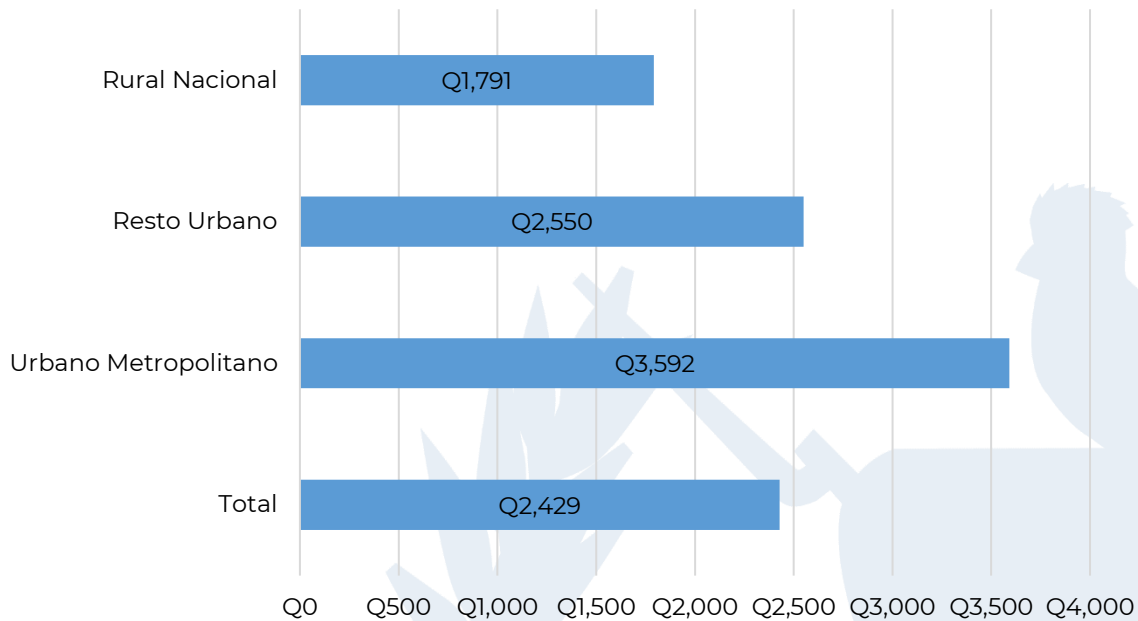
La Gráfica anterior, representa la comparación de los años 2002 y 2018, sobre la distribución de la población en Guatemala; entre los sucesos históricos más relevantes se observa que Alta Verapaz, ha sido el departamento con mayor incremento en representación poblacional, ganando un total de 1.25% tras los últimos 16 años recorridos, mientras que Guatemala ha reducido su representación poblacional.

3.5 INGRESOS ECONÓMICOS

El Instituto Nacional de Estadísticas define los ingresos laborales como aquellos provenientes del empleo asalariado más los ingresos relacionados con el empleo independiente por concepto de beneficio o ganancia en la ocupación principal agrícola y no agrícola.

En la Grafica 23, se presentan los ingresos separados en tres áreas: Urbano Metropolitano, Resto Urbano y Rural Nacional. El área rural nacional, presenta el 49.86% del ingreso promedio mensual del área urbana metropolitana. En proyectos de electrificación esto influye en la factibilidad económica del proyecto ya que limita la posibilidad del usuario final de cubrir el propio suministro o cualquier costo adicional para tener acceso a la energía eléctrica.

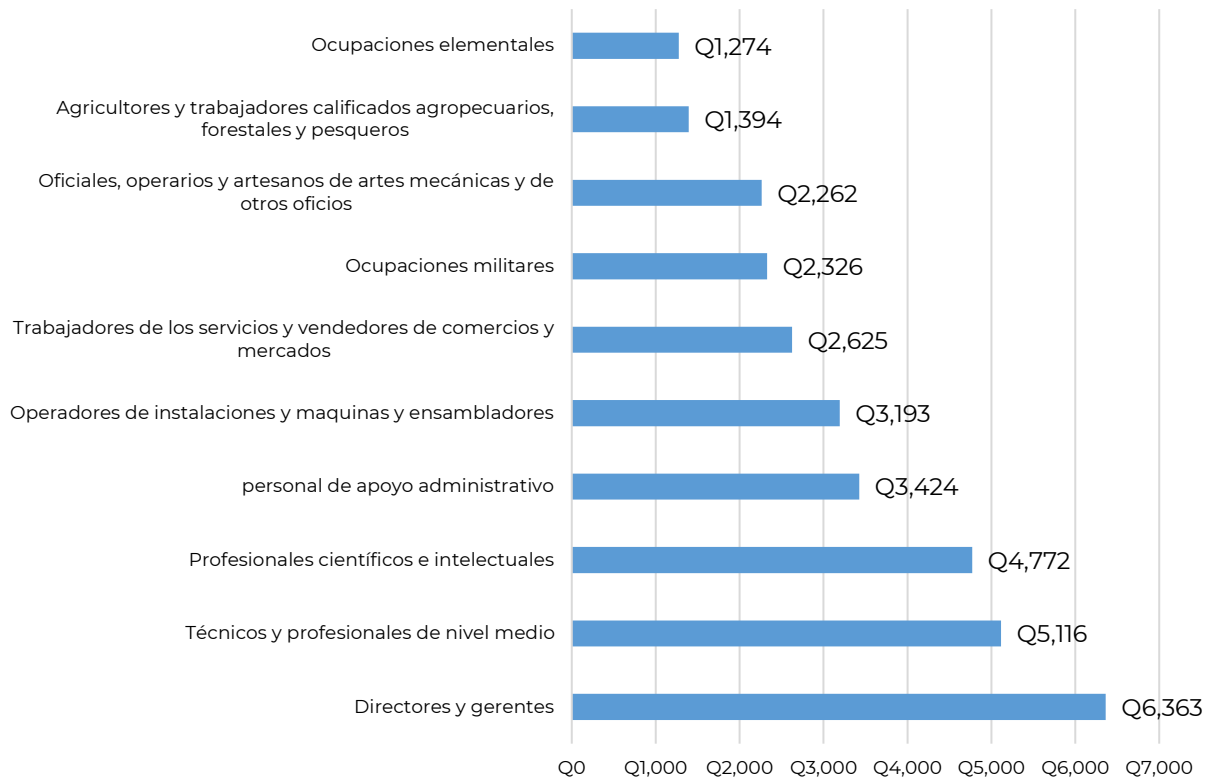
Grafica 23. Ingresos promedio mensual por dominio de estudio.



Fuente: ENEI 2-2019, Encuesta Nacional de Empleo e Ingresos, INE.

Tal como se muestra en la Grafica 24, la ocupación principal que más percibe ingresos, es la de directores y gerentes, la cual representa un ingreso promedio de 500% en relación al ingreso promedio de la ocupación principal con menores ingresos (ocupaciones elementales).

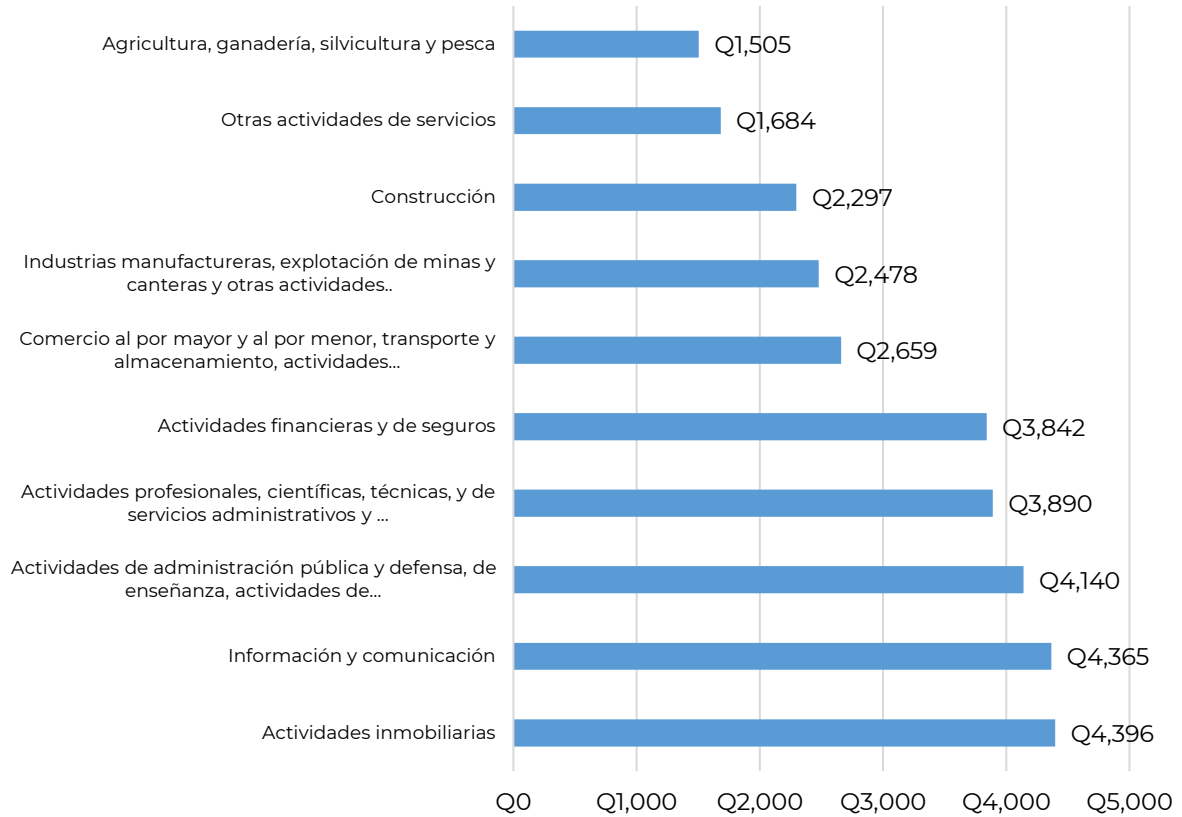
Grafica 24. Ingreso promedio por ocupación principal.



Fuente: ENEI 2-2019, Encuesta Nacional de Empleo e Ingresos, INE.

En relación al ingreso mensual por rama de actividad, se observa mayores ingresos mensuales en actividades inmobiliarias y de información y comunicación; mientras que los menores ingresos mensuales se presentan en actividades de agricultura, ganadería, silvicultura y pesca.

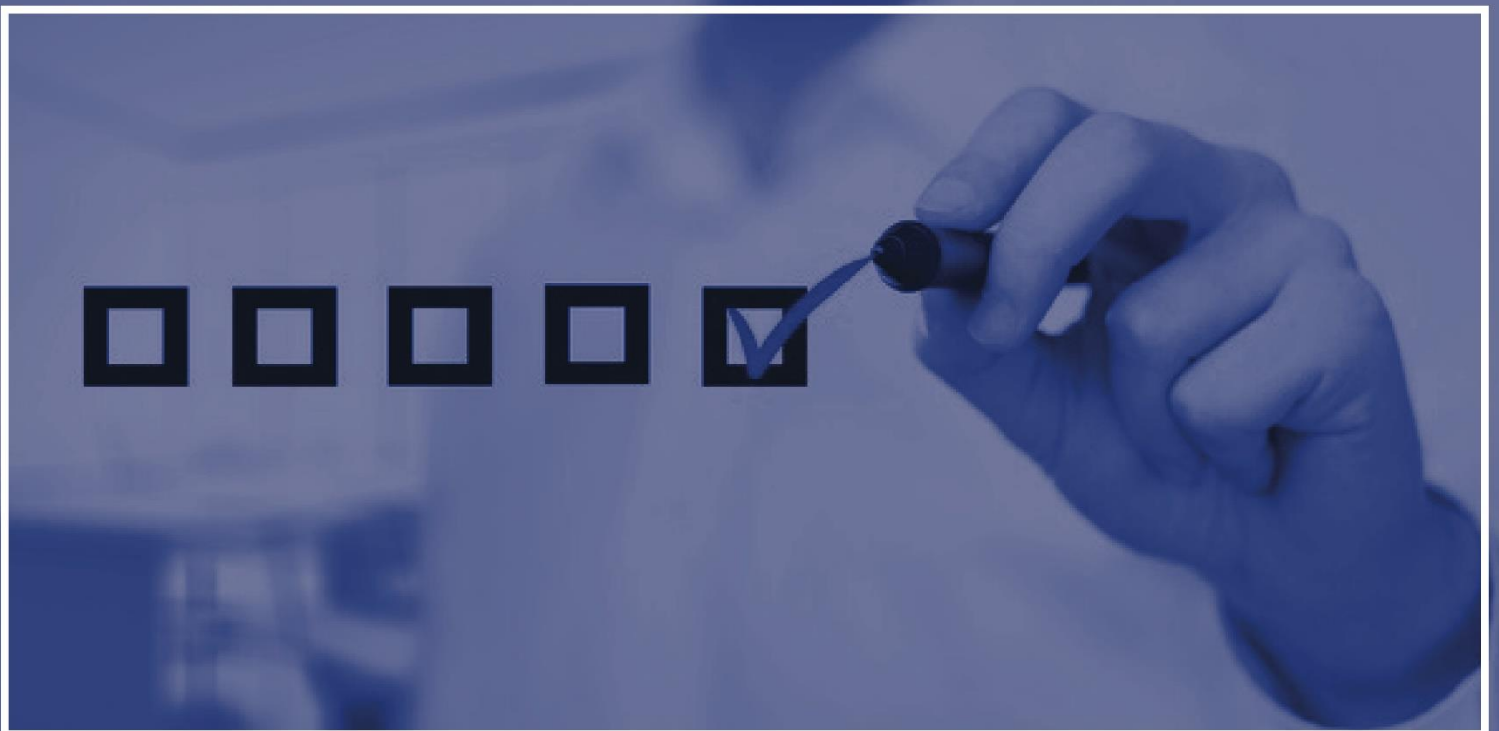
Grafica 25. Ingreso mensual por rama de actividad.



Fuente: ENEI 2-2019, Encuesta Nacional de Empleo e Ingresos, INE.



Oferta de Generación Eléctrica



CAPÍTULO 4

PLAN DE EXPANSIÓN
INDICATIVO DEL SISTEMA
DE GENERACIÓN

4 OFERTA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

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.

4.1 CAPACIDAD INSTALADA Y EFECTIVA

La capacidad de generación puede clasificarse de dos formas; por un lado, nos encontramos con la Capacidad Instalada y por el otro, la Capacidad Efectiva, la primera hace referencia a la potencia a la cual fue diseñado el generador, mientras que la segunda, es la potencia real que puede entregar el generador en condiciones de operación real.

Tabla 7. Capacidad total instalada y efectiva conectada al SNI, a 2021.

| No. | Tecnología | CAPACIDAD INSTALADA | CAPACIDAD EFECTIVA |
|-------|-------------------------|------------------------|-----------------------|
| | | [MW] | [MW] |
| 1 | Motores Reciprocantes | 570.158 | 416.470 |
| 2 | Hidroeléctrica | 1578.713 | 1514.440 |
| 3 | Geotermia | 49.200 | 33.378 |
| 4 | Fotovoltaica | 93.000 | 93.000 |
| 5 | Eólica | 107.400 | 107.400 |
| 6 | Turbinas de Vapor | 511.459 | 478.183 |
| 7 | Turbinas de Gas | 172.850 | 103.732 |
| 8 | Cogeneración | 1,020 | 630.78 |
| 9 | Turbinas de Gas Natural | 2.80 | 2.59 |
| Total | | 4,111.54 | 3,380 |

Fuente: Elaboración propia, con información del AMM.

Como se observa en la Tabla 7, en Guatemala existe actualmente una Capacidad Instalada de alrededor de los 4,111.54 MW, y una Capacidad Efectiva de 3,381.03 MW, por su puesto es importante mencionar que la capacidad efectiva es una representación muy general de la verdadera disponibilidad de la capacidad de generación del sistema, puesto que la matriz eléctrica en Guatemala está principalmente constituida por generadores que son altamente susceptibles a la estacionalidad y al cambio climático.

- **CAPACIDAD INSTALADA Y EFECTIVA POR TECNOLOGÍA**
En Guatemala predomina la capacidad instalada en tecnología hidroeléctrica, así como de cogeneración, tanto el recurso hídrico como el de la biomasa, son considerados recursos renovables; Los motores reciprocantes y turbinas de vapor, son tecnologías que utilizan recurso no renovable para la generación y que también son representativas dentro de la capacidad total instalada en el Sistema Nacional Interconectado.

A continuación, se lista las distintas plantas por tecnología que se encuentran dentro del –SNI–:

Tabla 8. Capacidad total instalada y efectiva por planta conectada al SNI, a 2021.

| COGENERADORES | | | | | | |
|---------------------|------------------------|--------|-----------|-----------|----------------|--------|
| No | PLANTA | BLOQUE | INSTALADA | EFFECTIVA | COMBUSTIBLE | |
| | | | MW | MW | | |
| 1 | MAGDALENA | 1 al 7 | 135 | 92.358 | BUNKER | N/A |
| 2 | BIOMASS | 1 AL 2 | 124 | 96.339 | BIOMASA | BUNKER |
| 3 | PANTALEON | 1 AL 2 | 60 | 24.83 | BIOMASA | N/A |
| 4 | | 3 | 61.46 | 50.85 | BIOMASA | BUNKER |
| 5 | LA UNIÓN | 1 | 85 | 51.4 | BIOMASA/CARBON | CARBON |
| 6 | SANTA ANA | 1 | 40 | 21.375 | BIOMASA/CARBON | CARBON |
| 7 | | 2 | 64 | 45.406 | BIOMASA | BUNKER |
| 8 | MADRE TIERRA | 1 | 36.8 | 29.93 | BIOMASA/CARBON | CARBON |
| 9 | GENERADORA SANTA LUCIA | 1 | 44.88 | 4.891 | BIOMASA | BUNKER |
| 10 | CONCEPCIÓN | 1 | 27.5 | 0 | BIOMASA/CARBON | CARBON |
| 11 | TULULÁ | 1 AL 2 | 12.5 | 5.667 | BIOMASA | BUNKER |
| 12 | | 3 | 15 | 10.186 | BIOMASA | BUNKER |
| 13 | TRINIDAD | 1 AL 2 | 21 | 0 | BIOMASA | CARBON |
| 14 | | 3 | 19.8 | 13.942 | BIOMASA | CARBON |
| 15 | | 4 | 46 | 34.164 | BIOMASA/CARBON | CARBON |
| 16 | | 5 | 46 | 44.767 | BIOMASA | CARBON |
| 17 | EL PILAR | 3 | 22.85 | 12.202 | BIOMASA | N/A |
| 18 | PALO GORDO | 1 | 30.9 | 0 | BIOMASA | CARBON |
| 19 | | 2 | 46 | 33.89 | BIOMASA/CARBON | CARBON |
| 20 | SAN DIEGO | 1 | 5 | 0 | BIOMASA | CARBON |
| 21 | SAN ISIDRO | 1 | 64.2 | 57.56 | BIOMASA | N/A |
| TOTAL COGENERADORES | | | 1007.89 | 629.757 | | |



| MOTORES RECIPROCANTES | | | | |
|-----------------------------|------------------------------------|-------------------|-------------------|----------------|
| N O. | PLANTAS | INSTALADA [MW] | EFFECTIVA [MW] | COMBUSTIBLE |
| 1 | GECSA 2 | 0 | 0 | BUNKER |
| 2 | DARSA | 0 | 0 | BIOGAS/BUNKER |
| 3 | INDUSTRIA TEXTILES DEL LAGO | 0 | 0 | BUNKER |
| 4 | PUERTO QUETZAL POWER | 59 | 56.8584 | BUNKER |
| 5 | GENERADORA PROGRESO | 21.968 | 0 | BUNKER |
| 6 | SIDEGUA | 44 | 0 | BUNKER |
| 7 | GENERADORA DEL ESTE | 70 | 64.385 | |
| 8 | LAS PALMAS | 66.8 | 20.808 | BUNKER |
| 9 | GENOR | 46.24 | 39.902 | BUNKER |
| 10 | ELECTRO GENERACIÓN | 15.75 | 14.447 | BUNKER |
| 11 | COENESA | 10 | 0 | BUNKER |
| 12 | GENOSA | 18.6 | 13.6851 | BUNKER |
| 13 | ELECTRO GENERACIÓN CRISTAL BUNKER | 5 | 3.158 | |
| 14 | TERMICA | 15.3 | 14.067 | DIESEL |
| 15 | TERMICA B-2 | 37.5 | 30.532 | BUNKER |
| 16 | ARIZONA | 160 | 158.627 | BUNKER |
| TOTAL MOTORES RECIPROCANTES | | 570.158 | 416.4695 | |
| TURBINAS DE VAPOR | | | | |
| No . | PLANTAS | INSTALADA MW | EFFECTIVA MW | COMBUSTIBLE |
| 1 | GENERADORA DEL ATLANTICO VAPOR | 2.603 | 0.36 | BIOMASA |
| 2 | GENERADORA DEL ATLANTICO BIOMASA | 1.3 | 0.591 | BIOMASA |
| 3 | BIOGAS VERTEDERO EL TREBOL | 1.2 | 0.784 | BIOMASA |
| 4 | GAS METANO GABIOSA | 1.056 | 1.056 | BIOMASA |
| 5 | BIOGAS VERTEDERO EL TREBOL FASE II | 3.6 | 2.627 | BIOMASA |
| 6 | SAN JOSÉ | 139 | 139.87 | Carbón |
| 7 | LA LIBERTAD | 20 | 18.027 | Carbón |
| 8 | ARIZONA VAPOR | 12.5 | 1.945 | |
| 9 | GENERADORA COSTA SUR | 30.2 | 30.307 | Carbón |
| 10 | JAGUAR ENERGY | 300 | 282.616 | Carbón/Petcoke |
| Total turbinas de vapor | | 511.459 | 478.183 | |
| TURBINAS DE GAS | | | | |
| No . | PLANTAS | INSTALADA MW | EFFECTIVA MW | COMBUSTIBLE |

| 1 | TAMPA | 80 | 69.627 | Diesel |
|------------------------|-------------------------------|---------|----------|-------------|
| 2 | STEWART & STEVENSON | 51 | 0 | Diesel |
| 3 | ESCUINTLA GAS 5 | 41.85 | 34.105 | Diesel |
| Total Turbinas de Gas | | 172.85 | 103.732 | |
| HIDROELÉCTRICAS | | | | |
| No | PLANTAS | INSTALA | EFFECTIV | COMBUSTIBLE |
| | | DA | A | |
| | | MW | MW | |
| 1 | CHIXOY | 300 | 286.577 | NA |
| 2 | HIDRO XACBAL | 94 | 100.004 | |
| 3 | PALO VIEJO | 85 | 88.192 | |
| 4 | AGUACAPA | 90 | 79.742 | |
| 5 | JURÚN MARINALÁ | 60 | 60.375 | |
| 6 | RENACE | 68.1 | 65.159 | |
| 7 | HIDRO CANADA | 48.1 | 45.928 | |
| 8 | LAS VACAS | 45 | 41.219 | NA |
| 9 | EL RECREO | 26 | 25.309 | |
| 10 | SECACAO | 16.5 | 16.204 | |
| 11 | LOS ESCLAVOS | 15 | 12.023 | |
| 12 | MONTECRISTO | 13.5 | 13.042 | |
| 13 | PASABIEN | 12.75 | 12.601 | |
| 14 | MATANZAS | 12 | 11.808 | |
| 15 | POZA VERDE | 12.51 | 9.881 | NA |
| 16 | RIO BOBOS | 10 | 10.31 | |
| 17 | CHOLOMA | 9.7 | 9.653 | |
| 18 | SANTA TERESA | 17 | 16.537 | |
| 19 | PANAN | 7.32 | 7.522 | |
| 20 | SANTA MARÍA | 6 | 6.029 | |
| 21 | PALÍN II | 5.8 | 4.222 | |
| 22 | CANDELARIA | 4.6 | 4.401 | NA |
| 23 | SAN ISIDRO | 3.932 | 3.421 | |
| 24 | EL CAPULÍN | 3.5 | 0 | |
| 25 | EL PORVENIR | 2.28 | 0 | |
| 26 | EL SALTO | 4 | 3.575 | |
| 27 | CHICHAÍC | 0.6 | 0.456 | |
| 28 | SAN JERÓNIMO | 0.25 | 0.2 | |
| 29 | VISION DE AGUILA | 2.07 | 2.059 | NA |
| 30 | EL MANANTIAL I | 3.78 | 3.451 | |
| 31 | EL MANANTIAL II | 27.42 | 22.954 | |
| 32 | EL COBANO | 11 | 8.851 | |
| 33 | OXEC | 26.1 | 24.287 | NA |
| 34 | HIDROELECTRICA LA LIBERTAD | 9.44 | 9.494 | |
| 35 | RENACE II | 114.784 | 107.197 | |
| 36 | RAAXHA | 5.1 | 5.022 | |
| 37 | HIDROELECTRICA LAS FUENTES II | 14.17 | 13.635 | |
| 38 | HIDROELECTRICA EL CAFETAL | 8.6 | 8.55 | |
| 39 | HIDROELECTRICA FINCA LORENA | 4.2 | 4.456 | |
| 40 | RENACE III | 66 | 67.016 | |



| | | | | |
|----|--|-------|--------|----|
| 41 | EL RECREO II | 24.44 | 21.985 | NA |
| 42 | XACBAL DELTA | 58.44 | 58.404 | |
| 43 | EL MANANTIAL III | 0.52 | 0.437 | |
| 44 | OXEC II | 60 | 60.003 | |
| 45 | RENACE IV | 57 | 51.234 | |
| 46 | EL MANANTIAL IV | 14.64 | 16.103 | |
| 47 | HIDROELECTRICA SANTA ELENA | 0.56 | 0.56 | |
| 48 | KAPLAN CHAPINA | 2 | 1.702 | |
| 49 | HIDROELECTRICA CUEVA MARIA 1 Y 2 | 4.95 | 4.95 | |
| 50 | HIDROELECTRICA LOS CERROS | 1.25 | 1.25 | |
| 51 | HIDROELECTRICA COVADONGA | 1.6 | 1.5 | NA |
| 52 | HIDROELECTRICA JESBON MARAVILLAS | 0.75 | 0.75 | |
| 53 | CENTRAL GENERADORA EL PRADO (Sn Ant Morazán) | 0.5 | 0.5 | |
| 54 | HIDROELECTRICA FINCA LAS MARGARITAS | 0.438 | 0.438 | |
| 55 | HIDROPOWER SDMM | 2.16 | 2.083 | |
| 56 | HIDROELECTRICA LA PERLA | 3.7 | 3.799 | |
| 57 | HIDROELECTRICA SAC-JA | 2 | 2 | |
| 58 | HIDROELECTRICA SAN JOAQUIN | 0.95 | 0.8 | |
| 59 | HIDROELECTRICA LUARCA | 1.02 | 1.02 | |
| 60 | HIDROELECTRICA FINCA LAS MARGARITAS FASE 2 | 1.71 | 1.6 | |
| 61 | HIDROELECTRICA EL LIBERTADOR | 2 | 2.161 | NA |
| 62 | HIDROELECTRICA LAS VICTORIAS | 1.2 | 1 | |
| 63 | EL CORALITO | 2.1 | 1.927 | |
| 64 | EL ZAMBO | 0.98 | 0.98 | |
| 65 | HIDROELECTRICA MONTE MARIA | 0.691 | 0.691 | |
| 66 | HIDROELECTRICA HIDROAGUNA | 2 | 2.055 | |
| 67 | HIDROELECTRICA LA PAZ | 0.95 | 0.95 | |
| 68 | HIDROELECTRICA IXTALITO | 1.634 | 1.6 | |
| 69 | HIDROELECTRICA GUAYACAN | 2.9 | 2.875 | |
| 70 | HIDROELECTRICA TUTO DOS | 0.96 | 0.96 | |
| 71 | HIDROELECTRICA SANTA TERESA | 2.171 | 2.058 | NA |
| 72 | HIDROELECTRICA EL PANAL | 2.5 | 2.5 | |
| 73 | HIDROELECTRICA PACAYAS | 5 | 5 | |
| 74 | HIDROELECTRICA SAMUC | 1.2 | 1.2 | |
| 75 | HIDROELECTRICA CONCEPCION | 0.15 | 0.15 | |
| 76 | HIDROELECTRICA SAN JOSE | 0.43 | 0.43 | |
| 77 | HIDROELECTRICA PEÑA FLOR | 0.499 | 0.499 | |
| 78 | HIDROELECTRICA SANTA ANITA | 1.56 | 1.56 | |
| 79 | HIDROELECTRICA CERRO VIVO | 2.4 | 2.113 | |
| 80 | HIDROELECTRICA MAXANAL | 2.8 | 2.142 | |
| 81 | HIDROELECTRICA LAS UVITAS | 1.87 | 1.79 | NA |
| 82 | HIDROELECTRICA EL CONACASTE | 3 | 3 | |
| 83 | HIDROELECTRICA EL BROTE | 3.7 | 3.7 | |
| 84 | HIDROELECTRICA MOPA | 0.975 | 0.975 | |
| 85 | HIDROELECTRICA LOS PATOS | 5 | 4.766 | |
| 86 | HIDROELECTRICA EL COROZO | 0.9 | 0.9 | |
| 87 | HIDROELECTRICA MIRAFLORES | 0.837 | 0.837 | |



| | | | | |
|-----------------------|----------------------------------|-----------|-----------|-------------|
| 88 | HIDROELECTRICA LA CEIBA I | 0.7 | 0.7 | NA |
| 89 | HIDROELECTRICA CARMEN AMALIA | 0.686 | 0.686 | |
| 90 | PEQUEÑA HIDROELECTRICA XOLHUITZ | 2.3 | 2.286 | |
| 91 | HIDROELECTRICA SAMUC II | 1.8 | 1.68 | |
| 92 | HIDROELECTRICA EL TRIANGULO | 0.96 | 0.96 | |
| 93 | HIDROELECTRICA NUEVA HIDROCON | 1 | 1 | |
| 94 | MINI HIDROELECTRICA LA VIÑA | 0.29 | 0.29 | |
| 95 | HIDROELECTRICA EL SALTO MARINALA | 5 | 4.939 | |
| 96 | HIDROELECTRICA CUTZAN | 1.95 | 1.95 | |
| 97 | HIDROELECTRICA CHOLIVA | 0.736 | 0.7 | |
| 98 | MINI HIDROELECTRICA HIDROXOCOBIL | 1.4 | 1.2 | NA |
| 99 | HIDROELECTRICA HIDROSAN I | 2 | 2 | |
| 100 | HIDROELECTRICA LA MEJANA | 2 | 2 | |
| 101 | HIDROELECTRICA HIDROSAN II | 1.5 | 1.5 | |
| 102 | HIDROELECTRICA LOS ENCUENTROS | 1.25 | 1.25 | |
| Total Hidroeléctricas | | 1,578.71 | 1,514.44 | |
| GEOTÉRMICAS | | | | |
| No | PLANTAS | INSTALADA | EFFECTIVA | COMBUSTIBLE |
| | | MW | MW | |
| 1 | ORZUNIL | 24 | 17.027 | NA |
| 2 | ORTITLAN | 25.2 | 16.351 | |
| Total Geotérmicas | | 49.2 | 33.378 | |
| SOLARES | | | | |
| No | PLANTAS | INSTALADA | EFFECTIVA | COMBUSTIBLE |
| | | MW | MW | |
| 1 | HORUS 1 | 50 | 50 | NA |
| 2 | HORUS 2 | 30 | 30 | |
| 3 | GRANJA SOLAR TAXISCO | 1.8 | 1.8 | |
| 4 | GRANJA SOLAR EL JOBO | 1.2 | 1.2 | |
| 5 | GRANJA SOLAR LA AVELLANA | 1.2 | 1.2 | |
| 6 | GRAJA PEDRO DE ALVARADO | 1.8 | 1.8 | |
| 7 | GRANJA SOLAR BUENA VISTA | 1.5 | 1.5 | |
| 8 | CENTRAL SOLAR FOTOVOLTAICA SIBO | 5 | 5 | |
| 9 | GRANJA SOLAR XELA 1 | 0.5 | 0.5 | |
| Total Solares | | 93 | 93 | |
| EÓLICAS | | | | |
| No | PLANTAS | INSTALADA | EFFECTIVA | COMBUSTIBLE |
| | | MW | MW | |
| 1 | SAN ANTONIO EL SITIO | 52.8 | 52.8 | NA |
| 2 | VIENTO BLANCO | 23.1 | 23.1 | |
| 3 | LAS CUMBRES | 31.5 | 31.5 | |
| Total Eólicas | | 107.4 | 107.4 | |

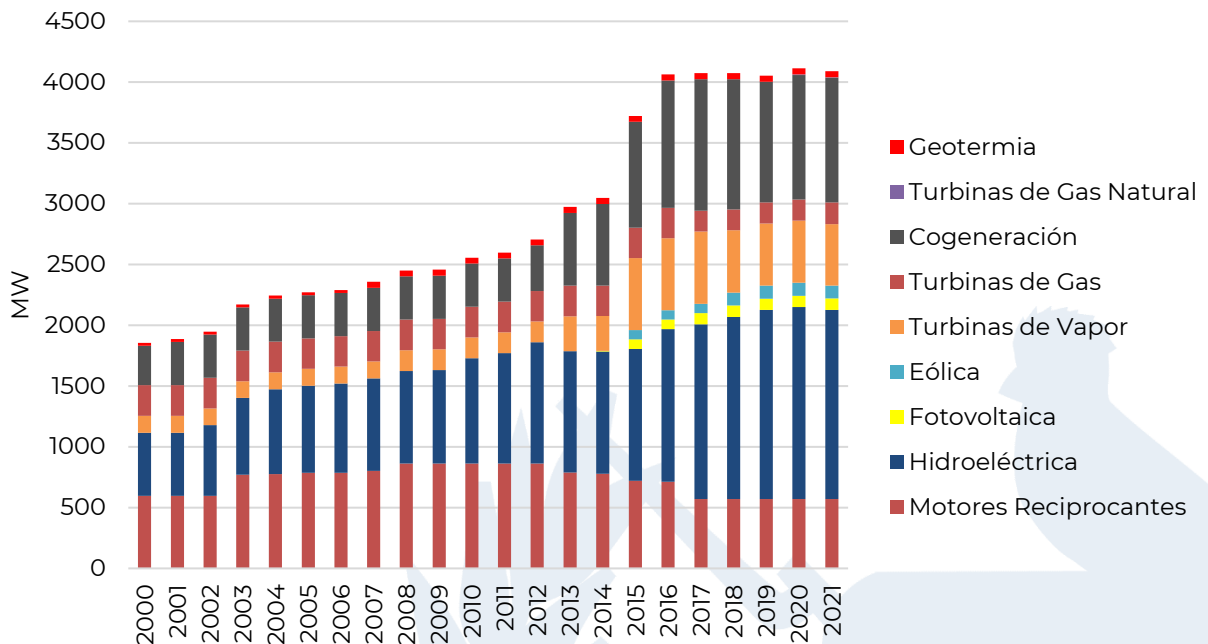
Fuente: Elaboración propia, con información del AMM.

- EVOLUCIÓN DE LA CAPACIDAD INSTALADA

En los últimos 20 años, las tecnologías de cogeneración, turbinas de vapor e hidroeléctrica, han experimentado un crecimiento, con tasas promedio, en dicho periodo, de entre 9.07% y 5.82% en relación a los MW instalados.

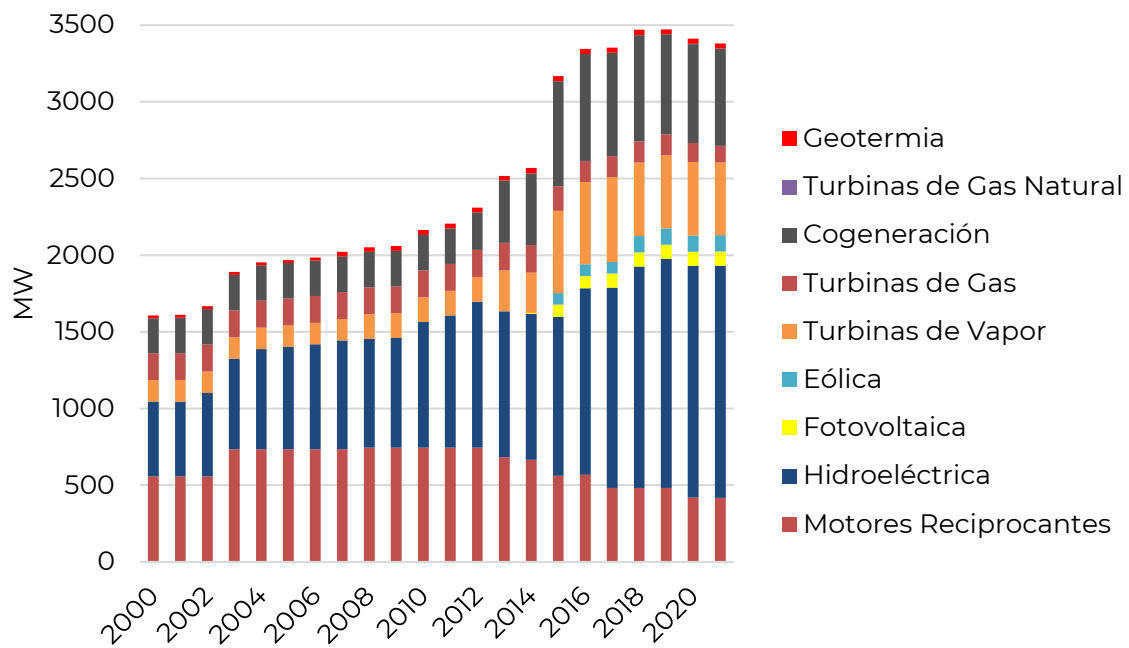
En los recientes 6 años se han sumado al S.N.I. nuevas tecnologías como lo son la solar y la eólica, además se ha aprovechado el recurso de biogás para la generación; y cabe resaltar que en el 2020 se sumaron 4 MW, de capacidad instalada, para la producción de energía eléctrica con turbinas de gas natural en el departamento de Petén.

Grafica 26. Evolución de la capacidad (MW de placa).



Fuente: Elaboración propia, con información del AMM.

Grafica 27. Evolución de la capacidad (MW efectiva).



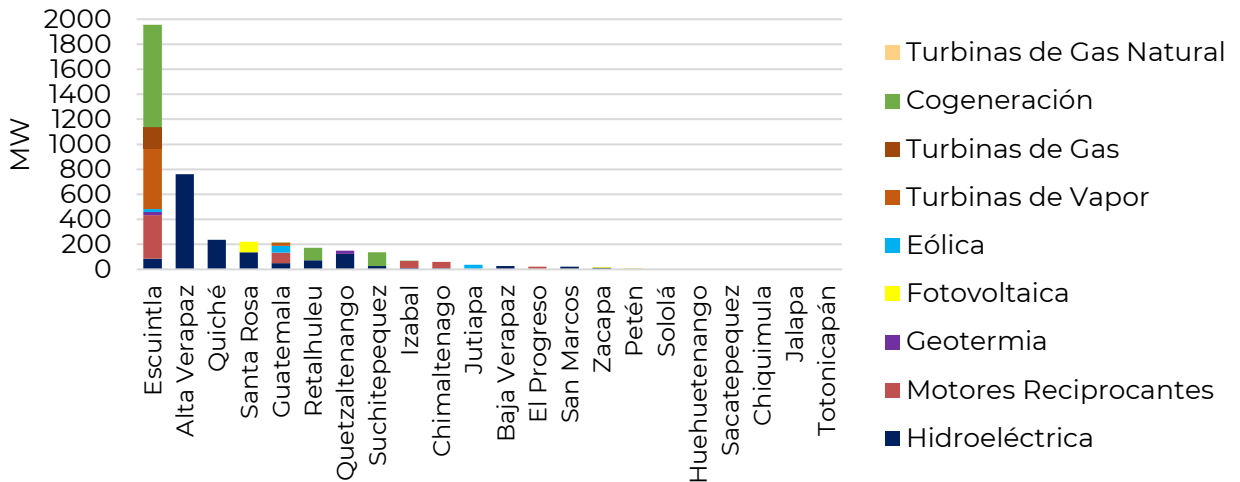
Fuente: Elaboración propia, con información del AMM.



- CAPACIDAD INSTALADA POR DEPARTAMENTO

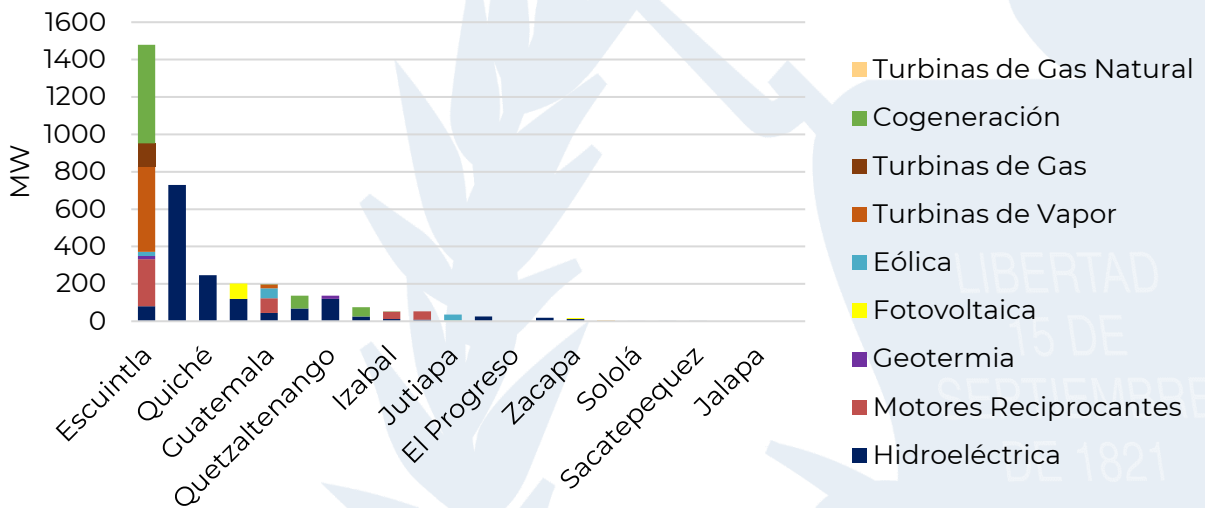
Los departamentos con mayor capacidad instalada son Escuintla, predominando las plantas de cogeneración, turbinas de vapor, motores recíprocos y turbinas de gas; y el departamento de Alta Verapaz, debido a la alta concentración de capacidad instalada que hace uso del recurso hídrico.

Grafica 28. Capacidad instalada por departamento (MW placa).



Fuente: Elaboración propia, con información del AMM.

Grafica 29. Capacidad instalada por departamento (MW efectivo).



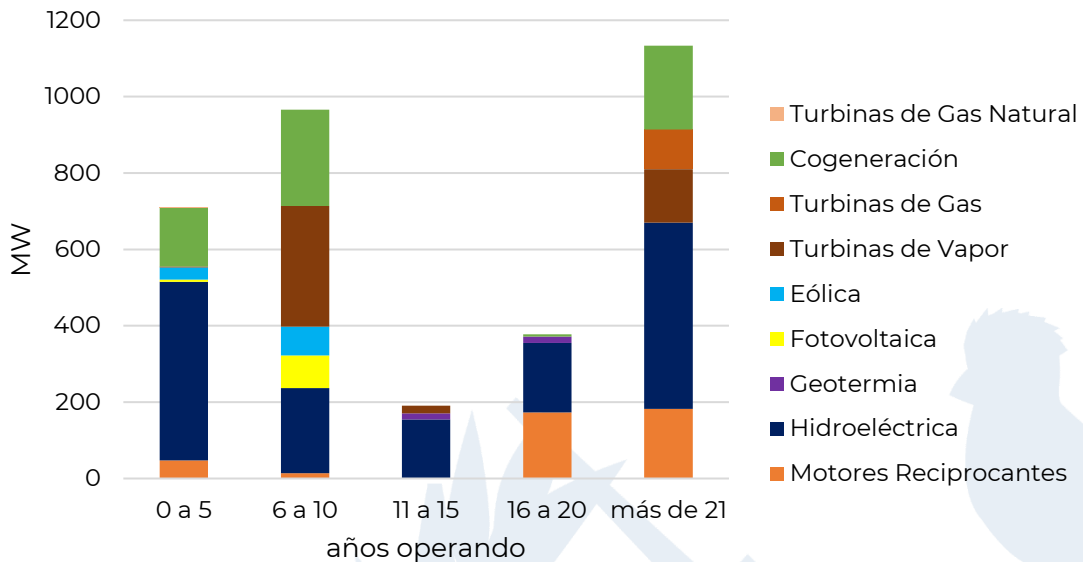
Fuente: Elaboración propia, con información del AMM.

- CAPACIDAD EFECTIVA RESPECTO A LOS AÑOS OPERANDO EN EL SNI

Es importante representar qué tan antigua es la potencia efectiva operando en el S.N.I., para el potencial hídrico; existen 466.9 MW efectivos operando en el sistema con 0 a 5 años de antigüedad, sin embargo, existen también 488 MW efectivos que llevan operando más de 21 años.

En el S.N.I, existe un total de 1,133.56 MW de potencia efectiva, que lleva más de 21 años operando y 712.115 MW efectivos, que lleva entre 0 y 5 años operando. La potencia efectiva que lleva más de 21 años operando representa el 34% de la potencia efectiva total del Sistema.

Grafica 30. Capacidad efectiva respecto a los años operando.



Fuente: Elaboración propia, con información del AMM.

Producción de Energía Eléctrica



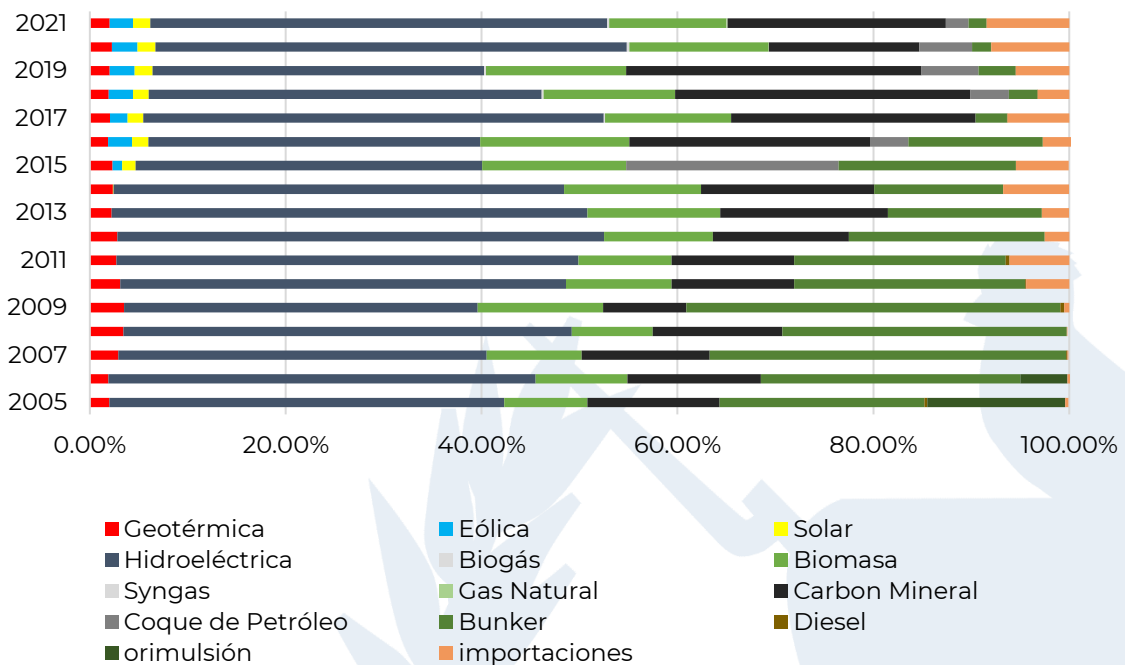
CAPÍTULO 5

PLAN DE EXPANSIÓN
INDICATIVO DEL SISTEMA
DE GENERACIÓN

5 PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

La demanda de energía eléctrica en Guatemala ha sido abastecida de forma histórica por medio del sistema de generación hidro-térmico que consistía en generadoras hidroeléctricas del Estado y centrales térmicas privadas. Desde la vigencia de la Ley General de Electricidad y sus reglamentos, y luego con las reformas realizadas entre los años 2006 y 2008, el servicio de energía eléctrica ha podido ser abastecido por recursos nacionales renovables siendo un 65% la participación renovable en la matriz de generación eléctrica para el año 2021 tomando en cuenta las importaciones con un 8% y la participación no renovable con un 27%.

Grafica 31. Matriz de generación eléctrica anual histórica.

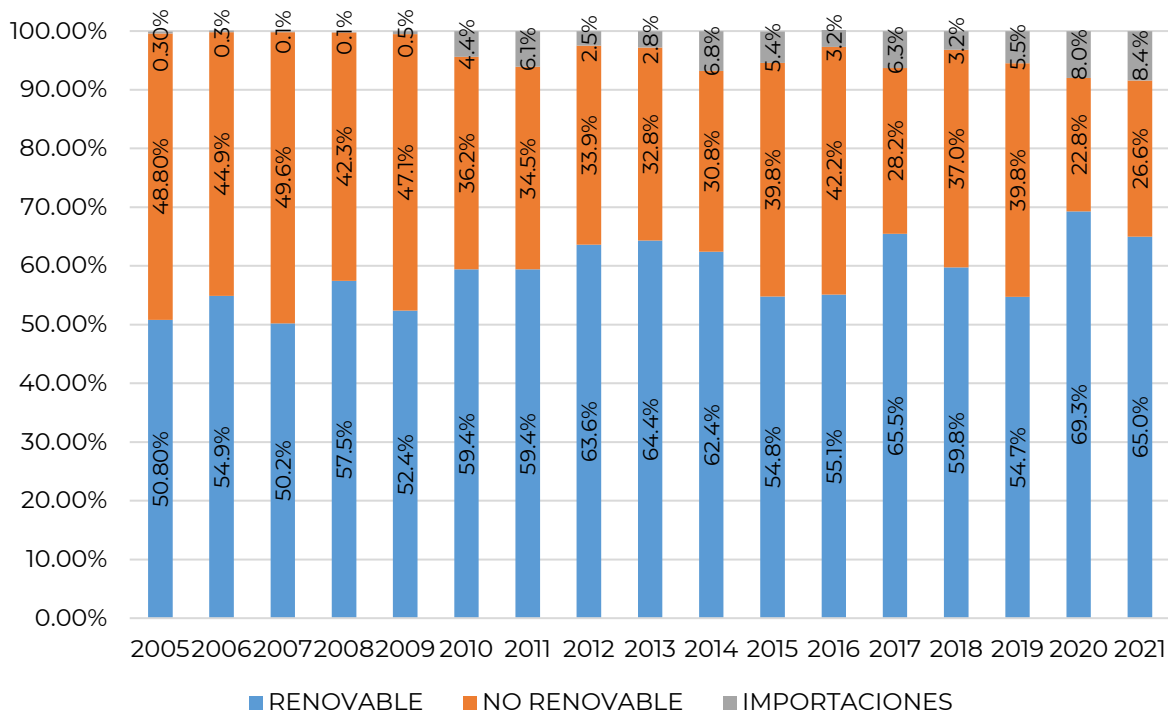


Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

La Grafica 31 ilustra la matriz de generación eléctrica al año para Guatemala desde el año 2005 hasta 2021.

En 2021 la generación por medio de recursos renovables participó en un 65% aproximadamente, los recursos no renovables tuvieron una participación de 27%.

Grafica 32. Participación histórica de los recursos renovables vs no renovables.

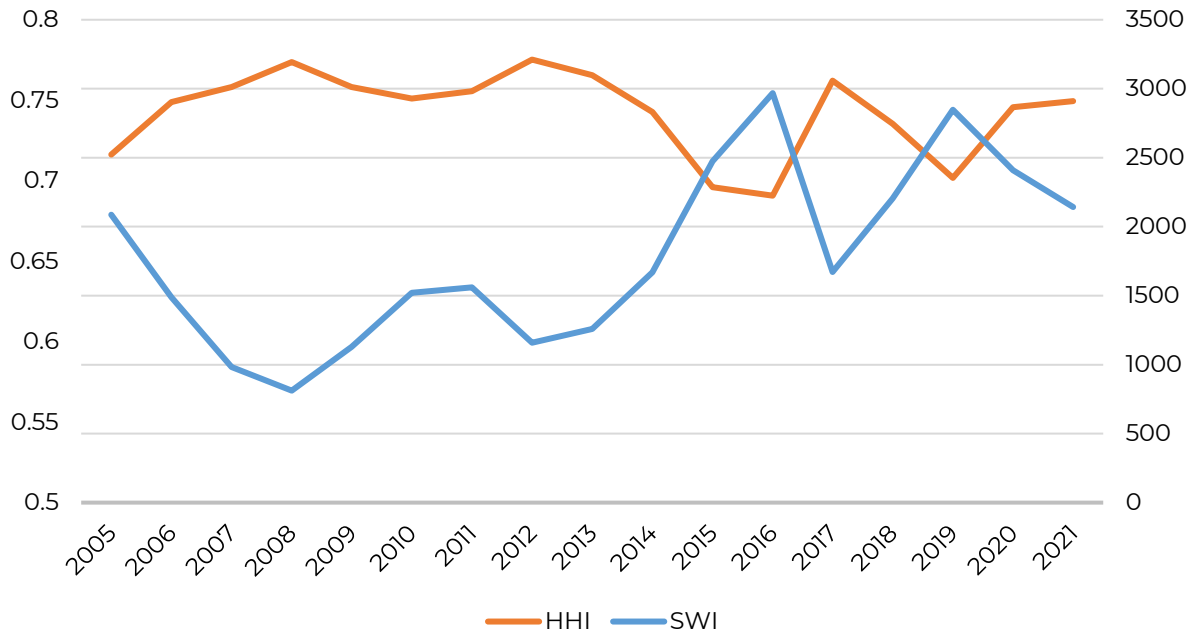


Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

La diversificación de la matriz de generación eléctrica empezó a medirse y cuantificarse por parte de la UPEM desde el año 2016, por medio de los índices Shannon-Wiener (SWI), el cual se utiliza para medir la biodiversidad en los sistemas ecológicos, donde el valor mínimo es cero y mientras más alto sea el índice significa que el sistema es más diverso; y por medio del índice Herfindahl-Hirschman (HHI) el cual posee valores entre 0 y 10,000 y se utiliza para medir la concentración de un mercado en economía donde mientras más concentración exista mayor es el índice, por lo general determina la competitividad de un mercado para asuntos regulatorios.

En el año 2021 la diversidad de los recursos dio como resultado un SWI de 0.70, desde el año 2005, se ha observado un crecimiento desde 0.67 hasta los valores actuales, que rondan 0.75 desde 2016. La concentración del mercado para el 2021 fue de 2,909.78, mostrando un aumento respecto al 2020, el cual fue de 2,866.58, esto debido al aumento en la generación con carbón mineral para el 2021. El histórico respectivo a los índices de diversificación y de concentración, del periodo 2005 hasta 2021 se presenta en la Grafica 33.

Grafica 33. Indicadores de diversificación de la matriz de generación eléctrica anual.



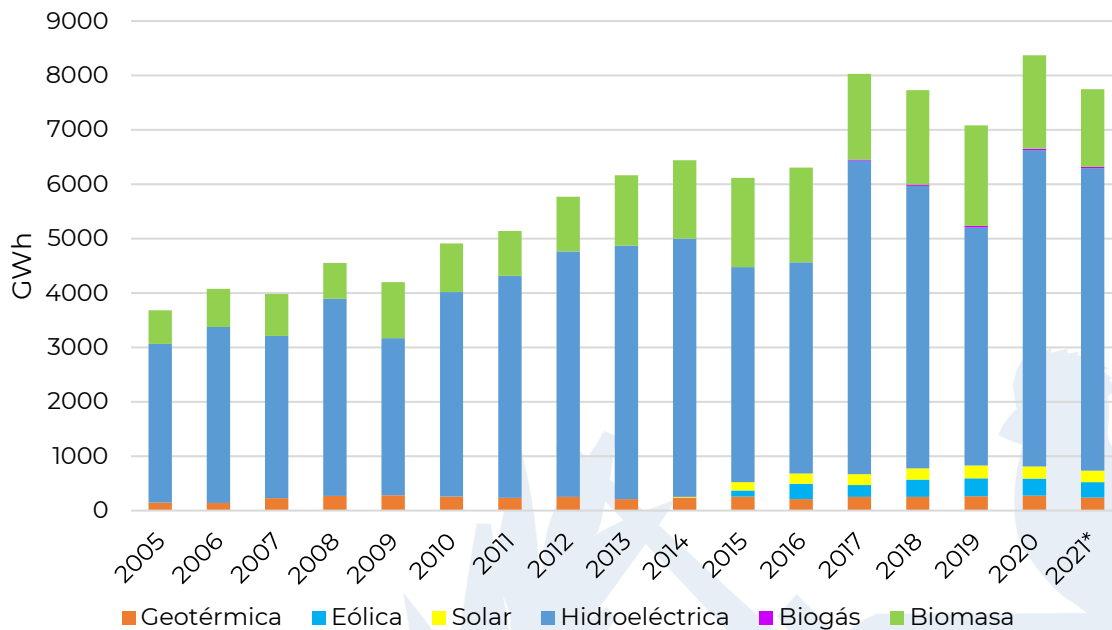
Fuente: Elaboración propia, UPEM.



5.1.1 RECURSOS RENOVABLES

La generación de electricidad en el Sistema Nacional Interconectado por medio de recursos renovables ha aumentado de forma consistente desde el año 2005, cuando totalizaba 3,680 GWh, hasta el año 2020 cuando en total fue de 8,373 GWh. La diversificación de las fuentes de generación renovables se ilustra en la Grafica 34, donde se presenta la evolución histórica desde el año 2005, además se observa el ingreso en el año 2015 de generación producida por medio de centrales fotovoltaicas y eólicas. La generación por medio de recursos hídricos ha sido una de las que más ha crecido en el parque generador nacional, siendo de 2,920 GWh en el año 2005 e incrementándose hasta 5,816.54 GWh en el año 2020.

Grafica 34. Generación anual por tipo de recurso renovable.



*Datos a noviembre 2021.

Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

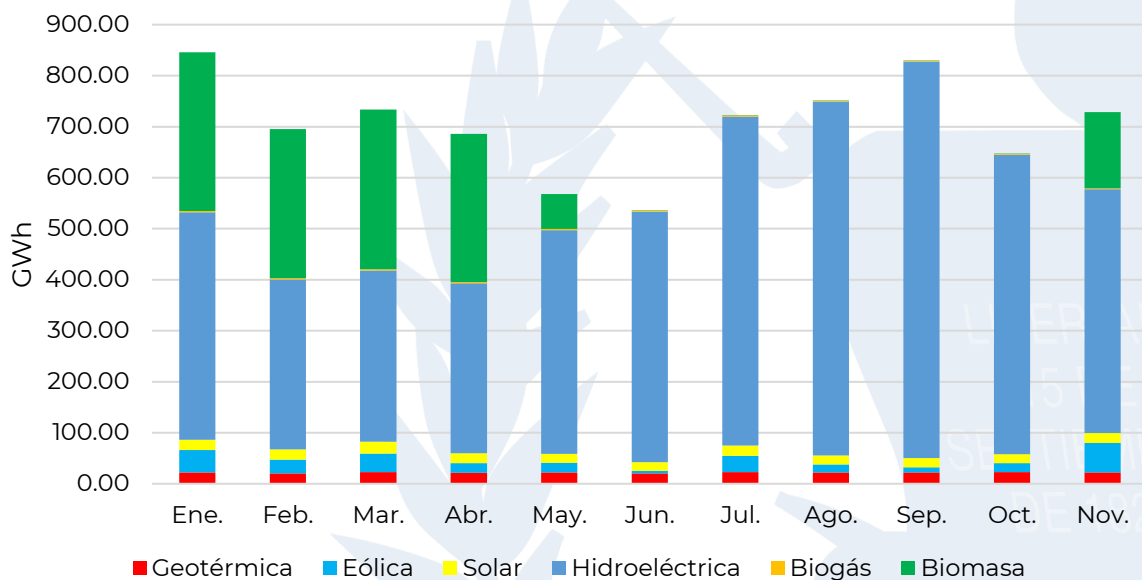
Los recursos renovables pueden considerarse como convencionales y no convencionales, siendo esta diferenciación tecnológica un concepto que se espera eliminar para considerar una tecnología renovable solamente de acuerdo con la intermitencia de la fuente de energía primaria. Por ejemplo, la tecnología fotovoltaica y eólica, después de una década de funcionamiento en centrales de generación alrededor del mundo pueden considerarse una tecnología ya madura, siendo la falta de firmeza el aspecto tecnológico que aún está en desarrollo por medio de almacenamiento de electricidad en baterías.

La estacionalidad es un aspecto para considerar de los recursos hídricos sin embargo esto se debe a la perspectiva de la central generadora ya que el almacenamiento de agua en represas sucede solamente en algunas centrales y no es una constante de diseño, ya que las centrales hidroeléctricas pueden poseer almacenamiento anual, mensual y diario por medio de una represa, en el caso de no utilizar una represa se conocen como centrales de pasada.

La producción de electricidad de los cogeneradores sucede principalmente en la época de zafra de los ingenios azucareros, por lo tanto, se considera también como generación estacional; por lo cual, la generación mediante el recurso de biomasa sucede mayormente en el período desde diciembre hasta abril del siguiente año, complementando los recursos hídricos que están disponibles entre los meses de junio a octubre.

La generación mensual por medio de recursos renovables del año 2021 se presenta en la Grafica 35, de la cual puede observarse lo anteriormente comentado. Cabe mencionar que la generación por medio de vapor geotérmico y biogás no son estacionales y poseen factores de planta superiores al 80%; las centrales fotovoltaicas poseen variaciones leves en la generación producida mensualmente y su curva de capacidad es predecible, sin embargo, el factor de planta de esta tecnología y de las centrales eólicas ronda desde los 20% hasta el 40%, sujetos a una variabilidad horaria que supone un desafío para los operadores de red

Grafica 35. Generación mensual por tipo de recurso renovable del año 2021.



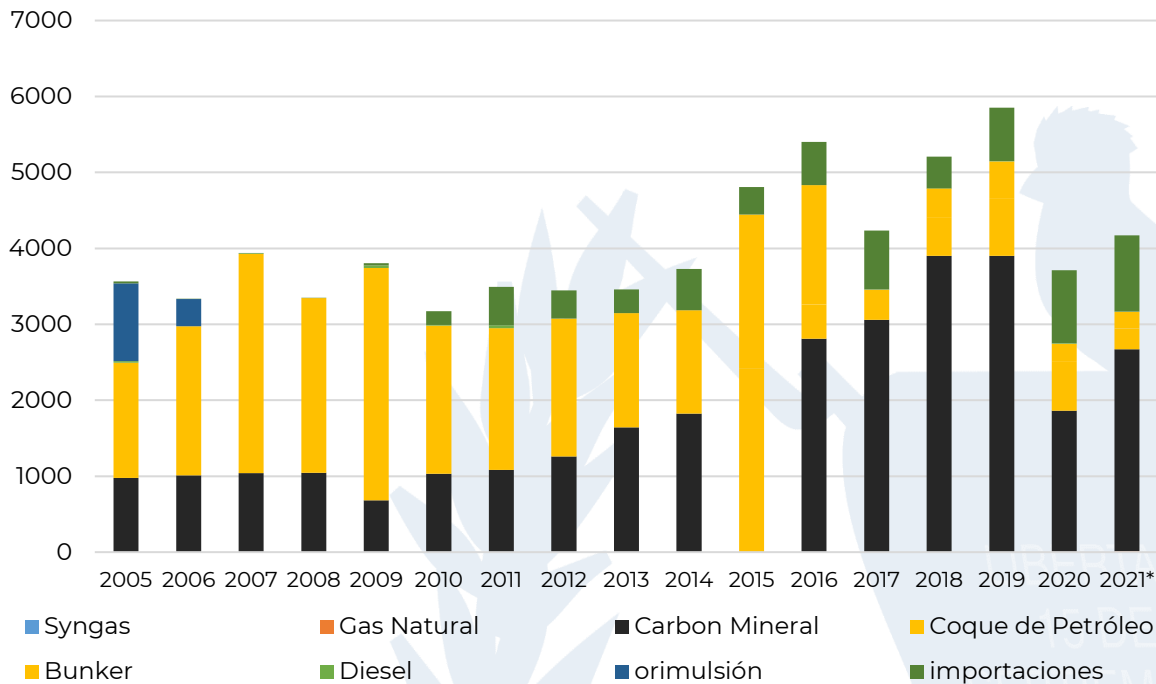
Fuente: Elaboración del AMM.

5.1.2 RECURSOS NO RENOVABLES

La producción de electricidad por medio de recursos no renovables en Guatemala ha sucedido generalmente para abastecer la demanda base del SNI, debido a la estacionalidad de la mayoría de las centrales por medio de recursos renovables. El sistema de generación eléctrica, como parte de un sistema energético más amplio, utiliza recursos importados y por lo tanto recursos que también están sujetos al mercado energético mundial.

La generación por medio de recursos no renovables era en 2005 de 3,540 GWh, y se ha incrementado para abastecer la demanda nacional hasta los 2,750 GWh. Sin embargo, en Guatemala ha existido una transición económica en la producción de electricidad por medio de recursos no renovables, ya que en 2005 al menos 1,516 GWh de electricidad era producida por medio de búnker (fuel oil no. 6 de bajo contenido de azufre) y 979 GWh eran producidos por carbón, siendo este energético más barato. La Grafica 36 ilustra la evolución en la producción anual por medio de recursos no renovables desde el año 2005 hasta el 2021.

Grafica 36. Generación anual por tipo de recurso no renovable.



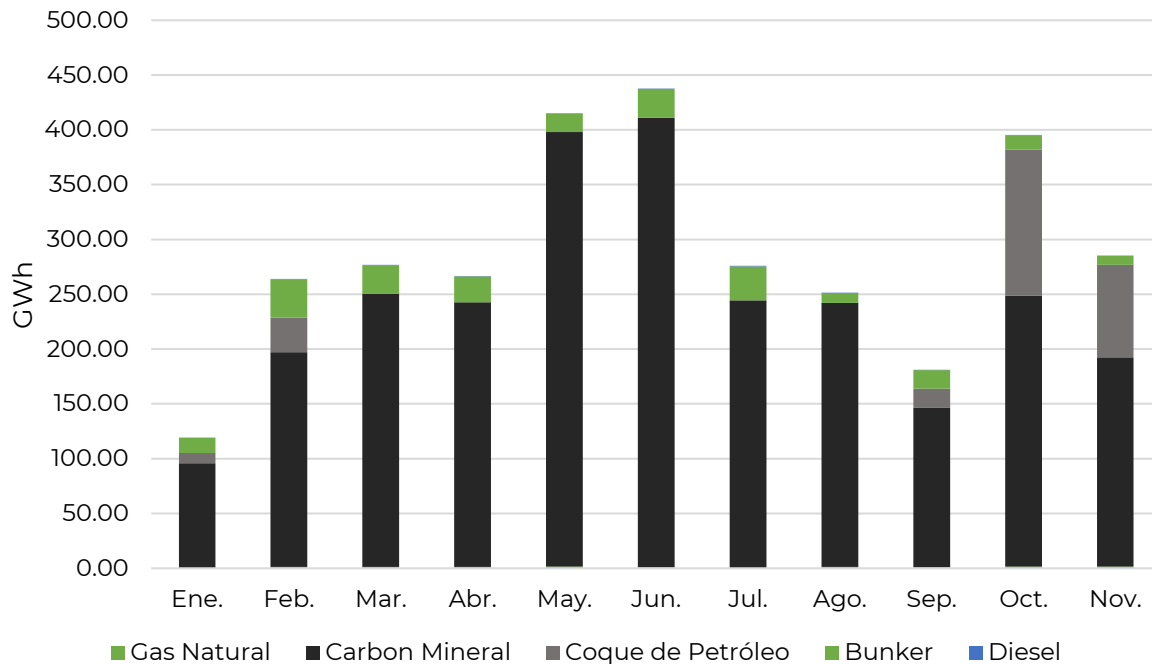
*Datos a noviembre 2021.

Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

Las importaciones de energía por medio de la interconexión de México, o de las transacciones en el Mercado Eléctrico Regional, se han incrementado desde el año 2010 desde México, sin embargo, para el año 2020 se contabilizaron importaciones de 962 GWh aproximadamente, lo que representó un aumento del 36% respecto del año 2019.

La correspondencia entre la generación no renovable con la renovable puede observarse de nuevo en la Grafica 37, donde se observa que el mes de mayor producción por medio de recursos no renovables del año 2020 es mayo y julio, el primero debido al final del período de zafra de los ingenios cogeneradores y la falta de la temporada hídrica la cual anualmente inicia precisamente este mes, y en julio debido a la canícula que sucedió en 2020, lo cual afectó principalmente la cantidad de recursos hídricos. Desde el año 2018 ha empezado a utilizarse en las centrales de vapor el energético conocido como coque de petróleo, el cual ha sido competitivo en los precios al igual que el carbón térmico.

Grafica 37. Generación mensual por tipo de recursos no renovables del año 2021.



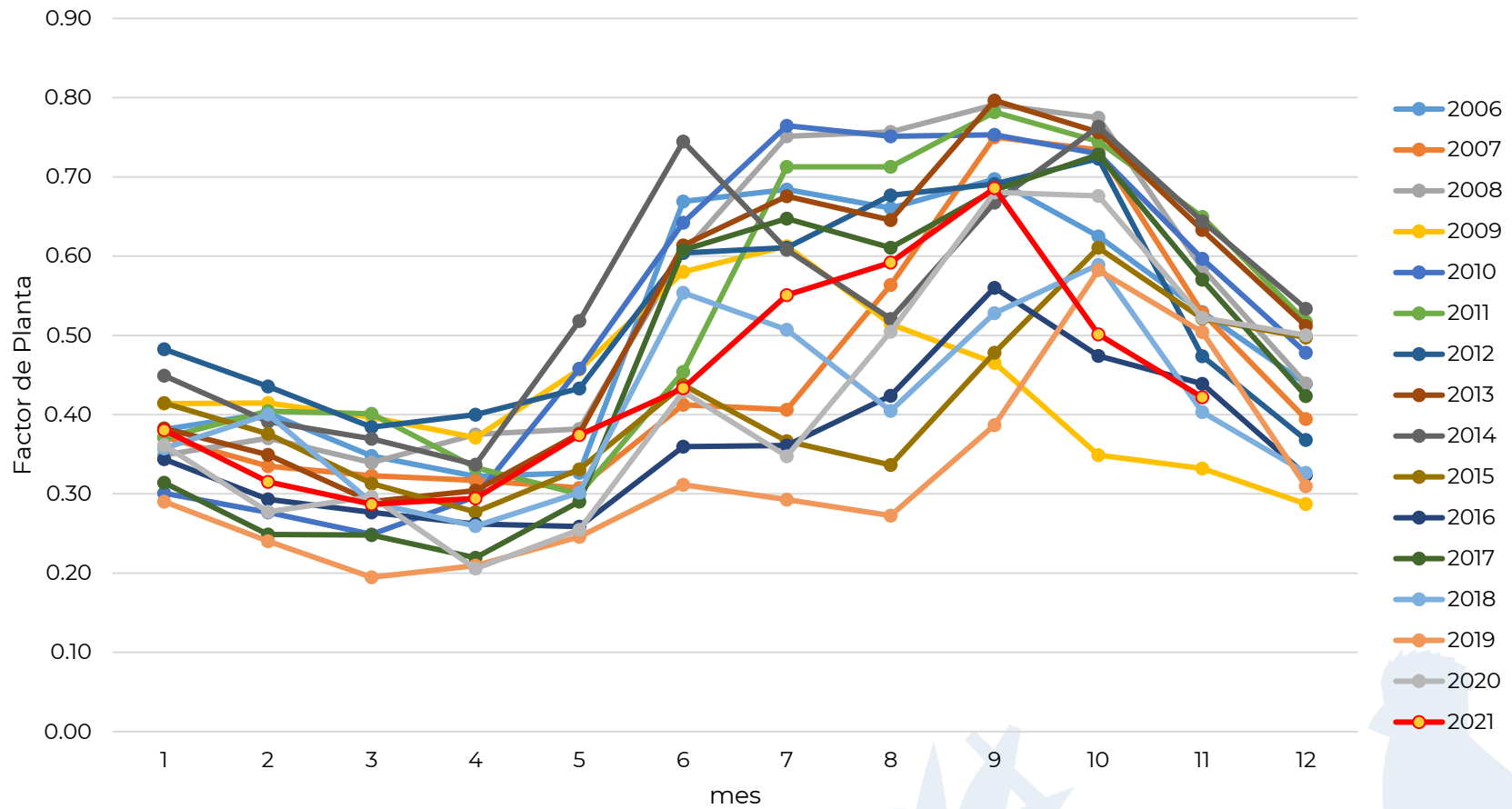
Fuente: Elaboración del AMM.

5.1.3 Factor de planta histórico de las hidroeléctricas.

El factor de planta histórico para las hidroeléctricas del país, que se muestra a continuación, es un cociente mensual, entre la energía real generada por el parque de generación hidroeléctrico (en un mes), entre el valor teórico de la energía generada, si hubiese trabajado el mismo parque de generación a plena capacidad (para el mismo mes).



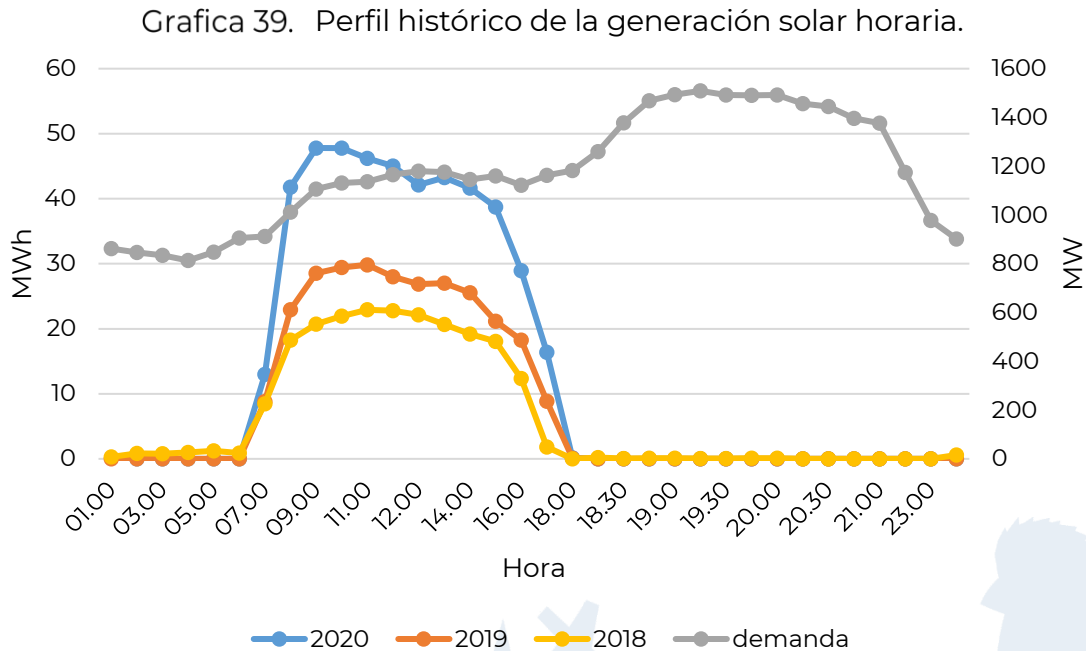
Grafica 38. Factores de producción histórica para hidroeléctricas.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

5.1.4 Perfil de la generación horaria eólica y solar.

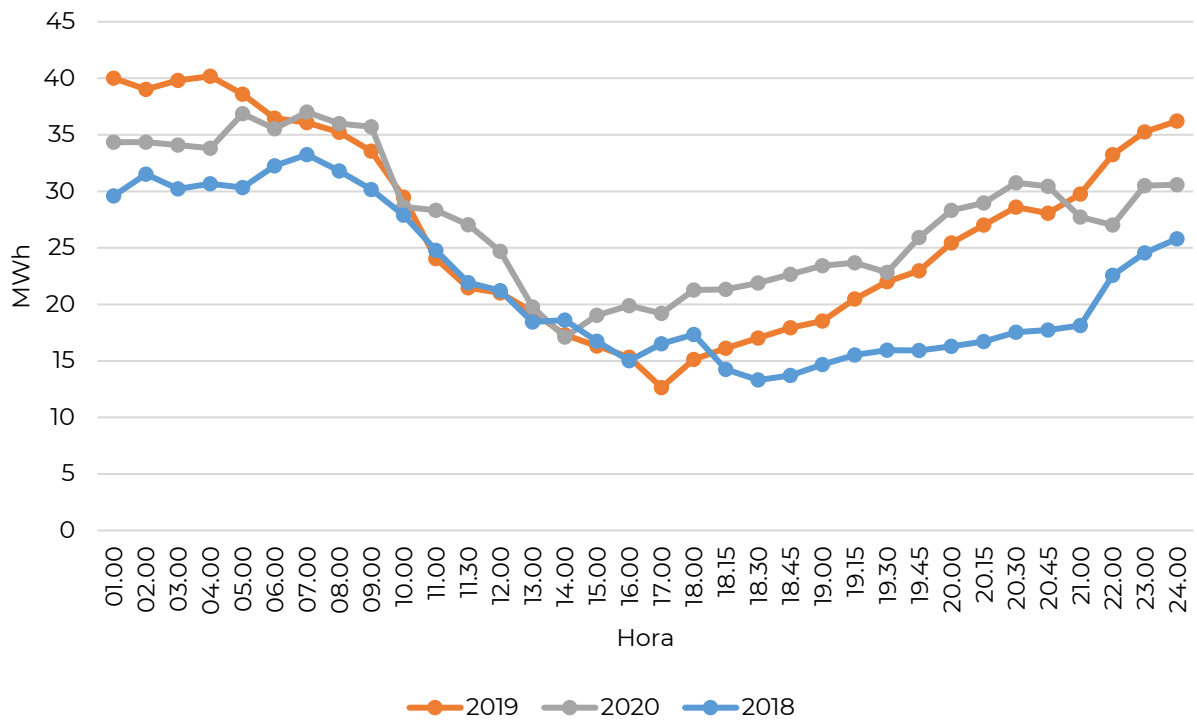
La generación con tecnología fotovoltaica es un fenómeno que aún sigue cobrando auge en Guatemala, la franja horaria de máximo aprovechamiento para este recurso comienza a las 06:00 horas del día, y termina a la 18:00 horas del día aproximadamente, en la siguiente gráfica se puede observar el comportamiento de la generación promedio horaria durante los últimos tres años.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

La generación de energía eléctrica por medio de plantas eólicas es una alternativa para las energías limpias que se encuentra en ascenso ante la participación de la matriz de generación del SNI, siendo una tecnología capaz de aportar energía eléctrica durante todo el día, con máximo aprovechamiento durante los horarios nocturnos cuando se suscitan cambios de temperatura en el ambiente, tal como se muestra en la siguiente gráfica.

Grafica 40. Perfil histórico de la generación eólica horaria.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.



Demanda Histórica de Energía Eléctrica



CAPÍTULO 6

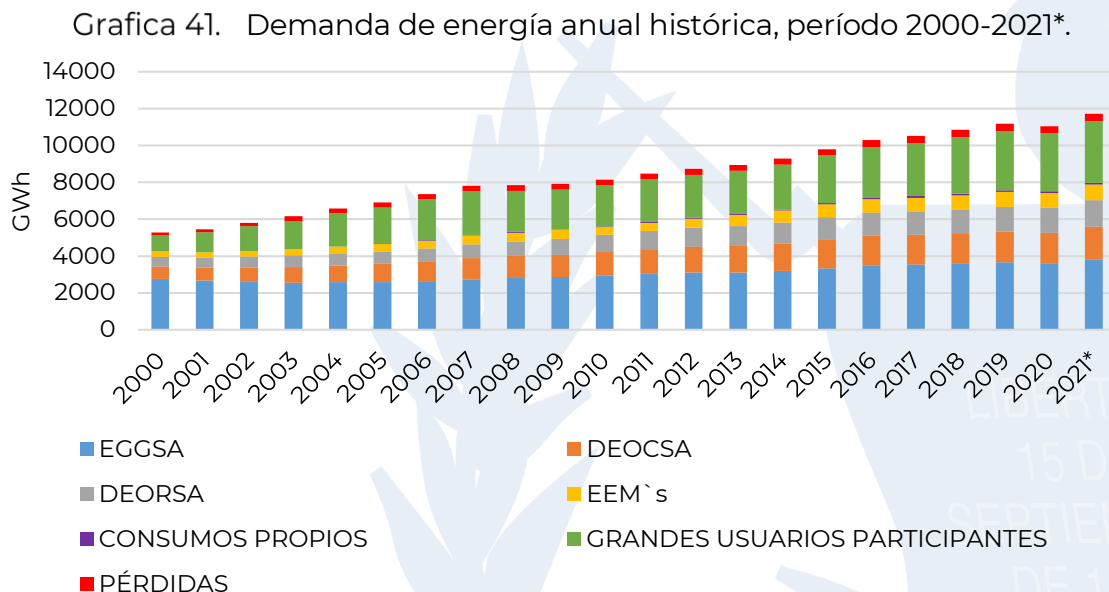
PLAN DE EXPANSIÓN
INDICATIVO DEL SISTEMA
DE GENERACIÓN

6 DEMANDA HISTÓRICA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Para lograr comprender que sectores son los que actualmente empujar el consumo de energía eléctrica, es importante contabilizar que sectores son los que actualmente dominan el subsector eléctrico, por lo que a continuación se describe el detalle de consumo por cada sector.

6.1.1 DEMANDA DE ENERGÍA

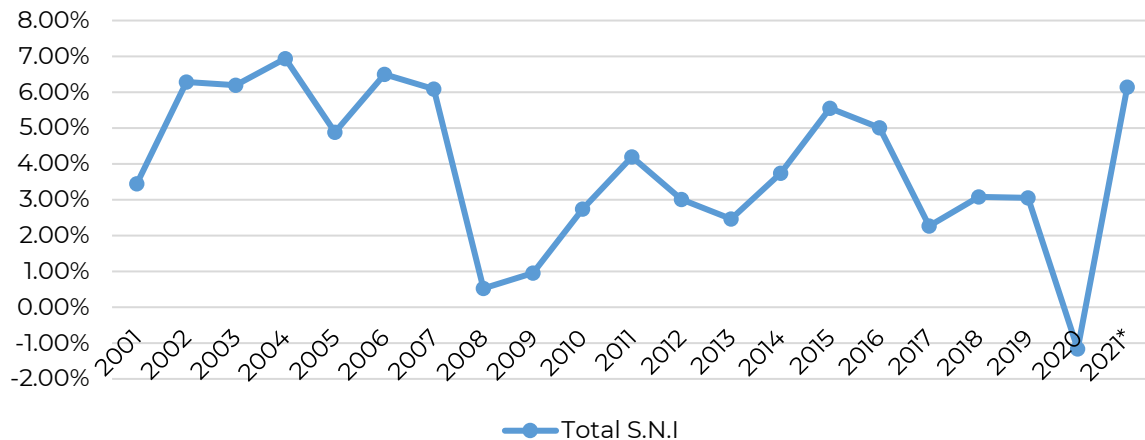
El crecimiento de la demanda de energía eléctrica ha demostrado correlación con la realidad socioeconómica de un país, desde el año 2000 hasta el 2020 se ha incrementado la demanda nacional a diferentes tasas, cabe resaltar que en el año 2008 solamente se tuvo un crecimiento del 0.5% de la demanda respecto al año anterior, además el año con mayor crecimiento fue el 2015 con una tasa del 7.42%. El año 2020 se considera como un año atípico, dado que el crecimiento de la demanda no fue como lo esperado, esto a causa de las restricciones adoptadas a nivel nacional para contención de la pandemia de Covid-19, se tuvo un crecimiento de -1.17%² respecto al 2019. La Grafica 41 ilustra la tendencia anual de crecimiento en el consumo, mayormente impulsada por la demanda que representan los grandes usuarios y los agentes distribuidores.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

² Dato Preliminar.

Grafica 42. Variación de la tasa de crecimiento de la energía consumida anualmente, período 2000-2021*.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

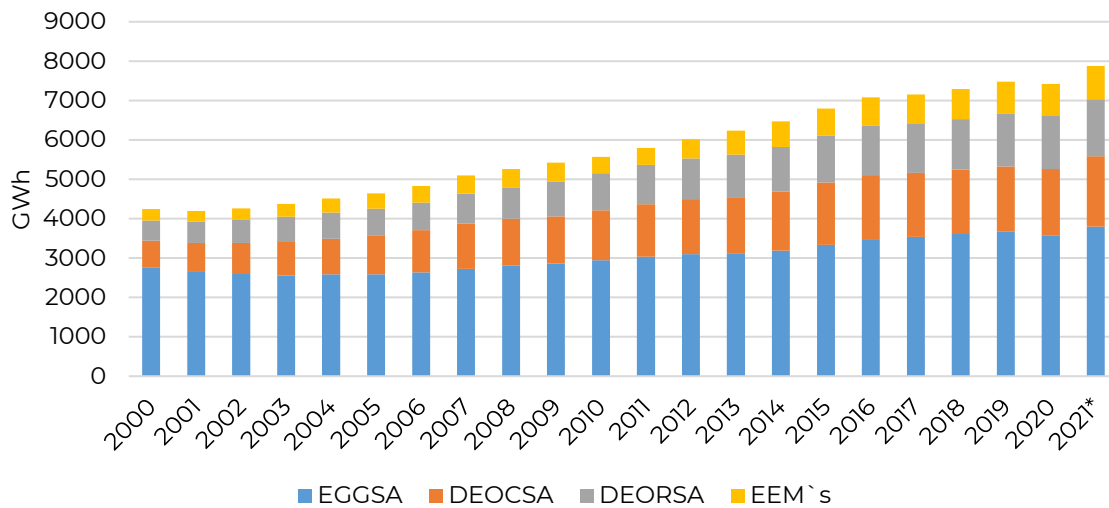
6.1.2 DISTRIBUIDORAS

La demanda de energía eléctrica del año 2020 de las empresas distribuidoras en Guatemala fue de 7,421.42 GWh, lo cual fue un 0.46 % menor respecto al 2019, la cual fue de 7,475.63 GWh. Esta demanda representa aproximadamente un 67% de la demanda de energía nacional.

En la Grafica 43 se observa el crecimiento de la demanda de energía histórica de las tres empresas distribuidoras inscritas como agentes de distribución, sujetas a los procedimientos que indica la Ley General de Electricidad. El crecimiento por parte de DEOCSA y DEORSA tiene una relación directa con las obras de electrificación rural realizadas por medio del Plan de Electrificación Rural y el INDE, lo cual permitió que la demanda en conjunto del año 2000, alrededor de 1,186.75 GWh, se incrementara hasta 2,210.98 GWh en el año 2010, y 2,920.79 GWh en el año 2018. Así mismo, aún para el año 2020, el cual es considerado un año atípico a causa de la crisis generada por la pandemia de covid-19, se tuvo un incremento de esta demanda a 3,051 GWh, lo cual fue mayor que el 2019 de 3,005 GWh.

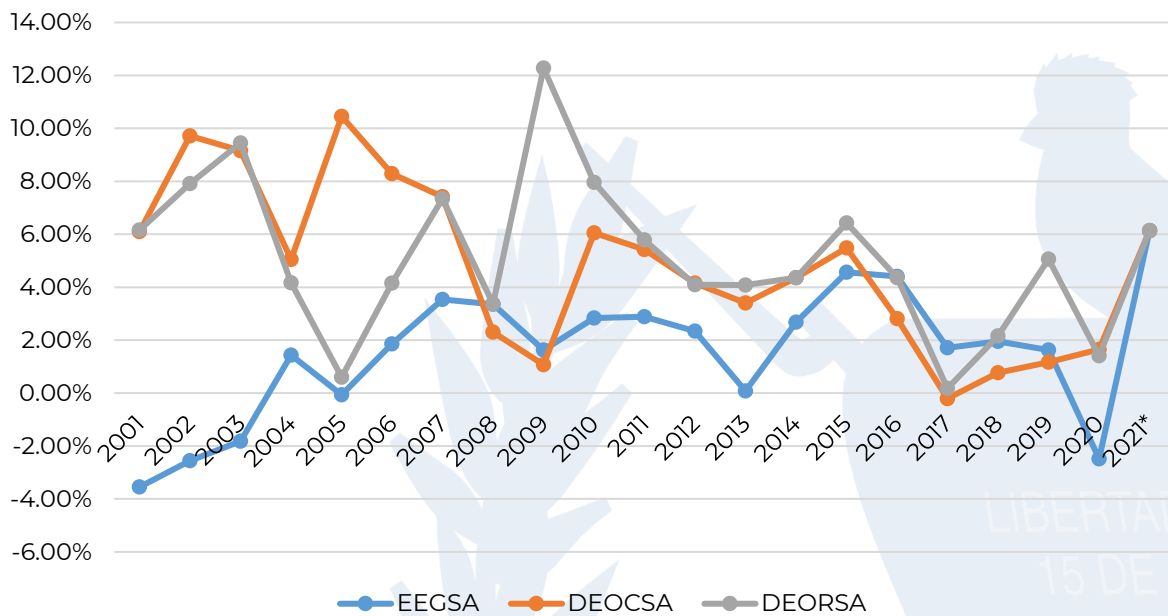
En la Grafica 44 también se puede observar el histórico de las tasas de crecimiento de la demanda por agente distribuidor, en el caso de DEOCSA y DEORSA se observa que en 2008 la tasa de crecimiento disminuyó abruptamente. En el año 2020, la tasa de crecimiento de la distribuidora DEOCSA fue de 1.65 %, lo cual fue una tasa mayor que la del año 2019; para DEORSA la tasa de crecimiento fue de 1.40 %, siendo esta menor a la del año anterior y para EEGSA, la tasa de crecimiento fue de -2.49%.

Gráfica 43. Demanda de energía histórica anual de las empresas distribuidoras, período 2000-2021*.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

Gráfica 44. Variación de la tasa de crecimiento de la energía consumida por los agentes distribuidores.

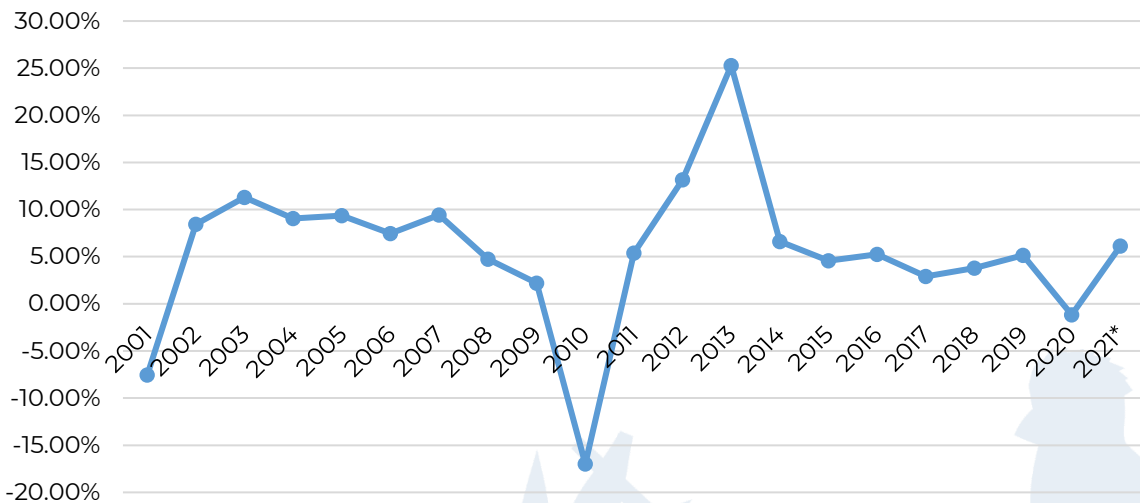


Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

6.1.3 EMPRESAS ELÉCTRICAS MUNICIPALES

En 2020 la demanda anual fue de 795.83 GWh. aproximadamente, lo cual representó un decrecimiento de 1.16 % respecto al año anterior, en promedio durante los últimos cinco años, sin tomar en cuenta el año atípico de 2020, la demanda anual de estas, ha crecido un 4.33%. La Grafica 45 muestra el crecimiento que ha sucedido desde el año 2001 al año 2020, donde resalta un decrecimiento de la demanda del 17% del año 2010 respecto al 2009.

Grafica 45. Variación de la tasa de crecimiento de la energía consumida por las empresas eléctricas municipales.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

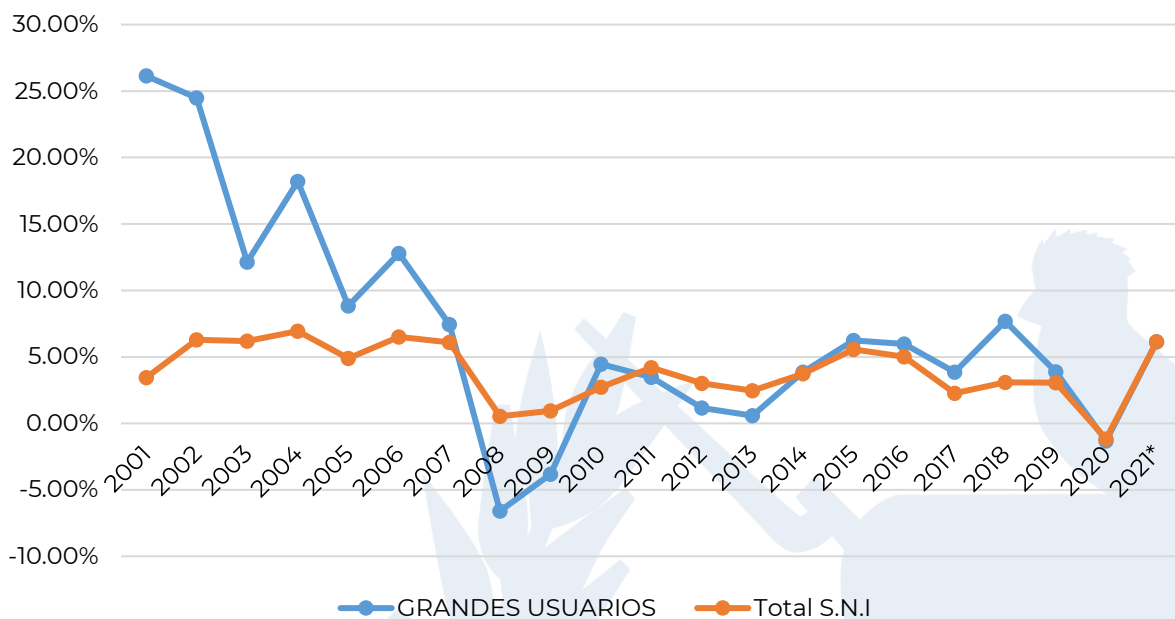
6.1.4 GRANDES USUARIOS

El crecimiento económico impulsa el consumo de energía para la producción de bienes y servicios, para el año 2020 la demanda de los grandes usuarios de energía eléctrica fue de 3,158.27 GWh, representando un 29 % de la demanda total y una reducción del 1.16 % respecto al año anterior.

En los últimos años se ha observado una mayor correlación entre el crecimiento económico nacional y el consumo de energía total, esto en parte porque la demanda de las empresas distribuidoras públicas y privadas ha sucedido de forma vegetativa, por lo tanto, podría asumirse que la variable con mayor impacto, en las premisas de crecimiento de la demanda nacional, no es el crecimiento poblacional sino el crecimiento económico.

La Grafica 46 ilustra las tasas de crecimiento tanto del Sistema Nacional Interconectado como de los grandes usuarios, por ejemplo puede observarse en 2007 y 2008 una reducción de las tasas de crecimiento incluso a valores negativos, con su posterior recuperación en 2010, y una nueva caída en 2013. Durante los años posteriores se observa que el comportamiento está completamente influenciado por las percepciones optimistas o no de la economía, ya que durante 2017 de nuevo se redujo el crecimiento a 3.9%. Para el año 2020, se muestra nuevamente una reducción en las tasas de crecimiento tanto para la energía consumida por grandes usuarios como para el total consumido en el S.N.I. En promedio, durante los últimos 5 años, sin tomar en cuenta el año atípico de 2020, ha existido un crecimiento del 5.5% de la demanda anual de grandes usuarios.

Grafica 46. Variación de la tasa de crecimiento de la energía consumida por Grandes Usuarios.



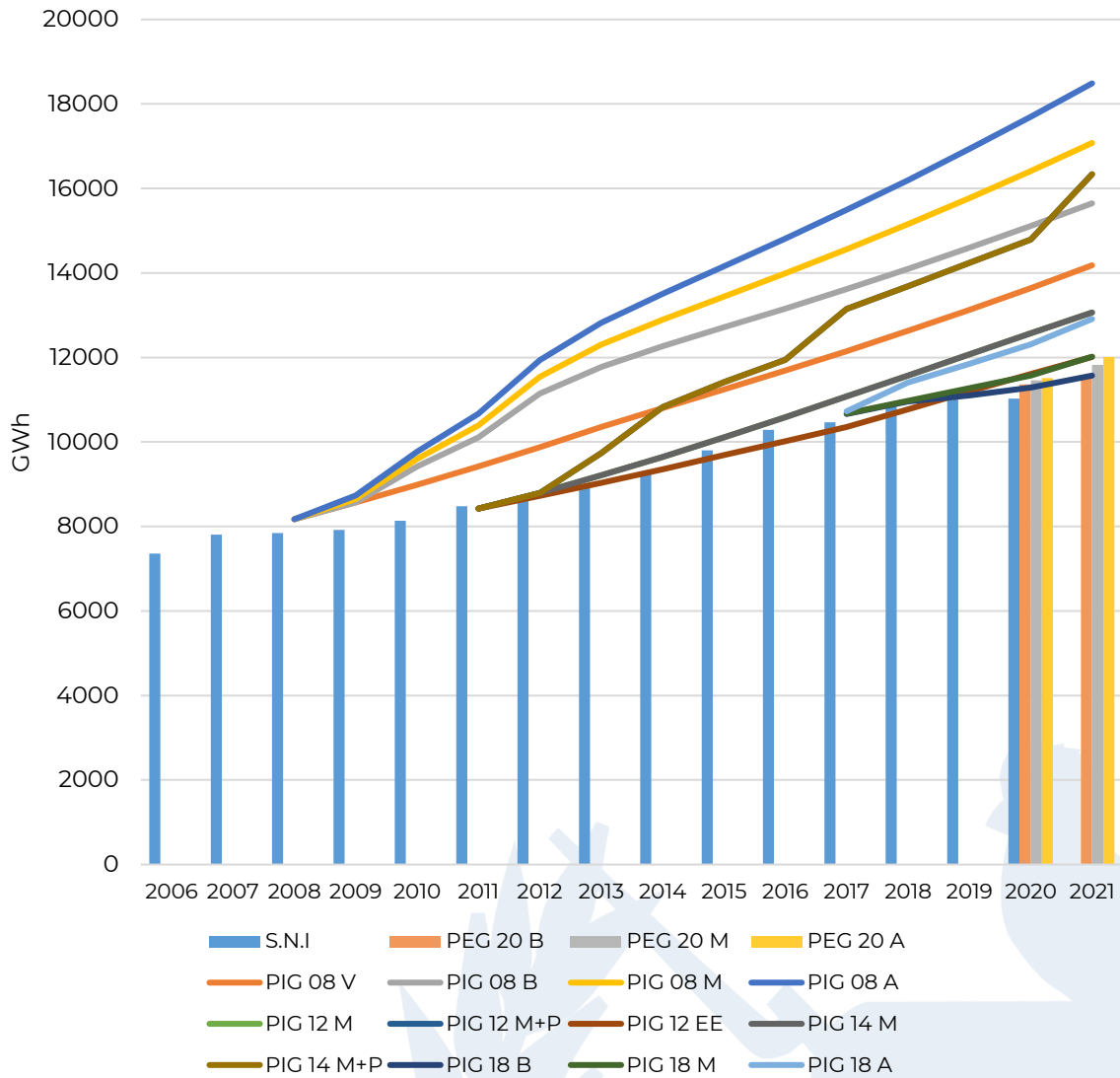
Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

6.2.1 HISTÓRICO DE PROYECCIONES DE LA DEMANDA

En Guatemala la proyección de la demanda de energía eléctrica se realiza con el objetivo de evaluar los planes de expansión tanto de generación como de transporte de electricidad, acciones realizadas desde el año 2008 una vez entraron en vigor las reformas al Reglamento de la Ley General de Electricidad y al Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista. En el período 2008 al 2012, los Planes Indicativos fueron realizados por la CNEE, sin embargo, el acuerdo gubernativo no. 631-2007 publicado el 17 de enero de 2008 que reformaba el Reglamento Orgánico Interno del MEM creó la Unidad de Planeación Energético Minero, la cual entre sus funciones posee la elaboración de los Planes de Expansión del sistema eléctrico y establecer la demanda energética de la población y de la actividad económica productiva del país. Desde el año 2013 en adelante los planes de expansión han sido realizados por el Ministerio de Energía y Minas, y desde el año 2016 han sido realizados por la Unidad de Planeación Energético Minero como Órgano Técnico especializado del Ministerio.

La proyección de la demanda de energía eléctrica utilizada en el año 2012, realizaba proyecciones optimistas respecto al crecimiento económico y poblacional en los escenarios medio y alto, sin embargo, existían escenarios que al comparar con la información histórica hasta 2020, estaban en el margen de aceptación respecto a la realidad. Por ejemplo, la demanda de energía anual del escenario de eficiencia energética de 2012, es representativa de la realidad actual, ya que el porcentaje de error fue del 5.31%; así mismo la demanda de energía anual del escenario medio del año 2014 y del escenario bajo del año 2018, presentan errores del 14% y 2.33% respectivamente, en relación a la demanda real registrada en el 2020. Cabe resaltar que en el año 2020 se presentó una disminución en la demanda respecto al 2019 debido principalmente a los efectos colaterales de la pandemia de Covid-19.

Grafica 47. Demanda de energía eléctrica histórica comparada con la proyección de demanda de los Planes anteriores.

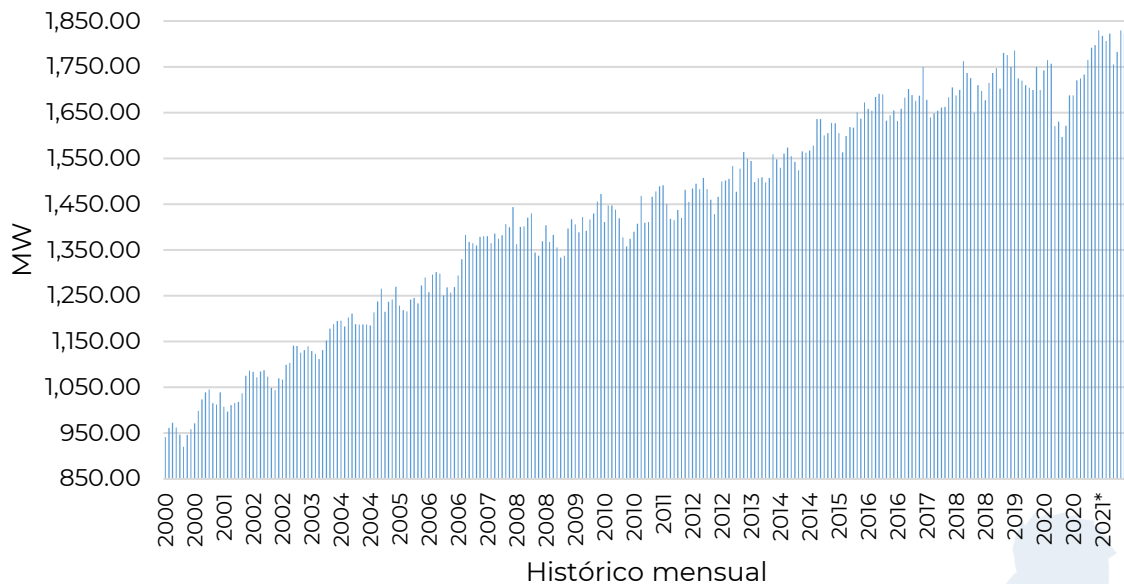


Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

6.2.2 DEMANDA DE POTENCIA

La máxima demanda de potencia eléctrica de cada mes desde el año 2001, se presenta en la Grafica 48, la cual ha crecido a un ritmo mensual promedio de 0.23%, y un ritmo anual promedio de 3.0%. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, la demanda para el año 2020 disminuyó, presentando así una tasa anual de crecimiento de -1.2% respecto al 2019.

Grafica 48. Potencia máxima demandada al mes.

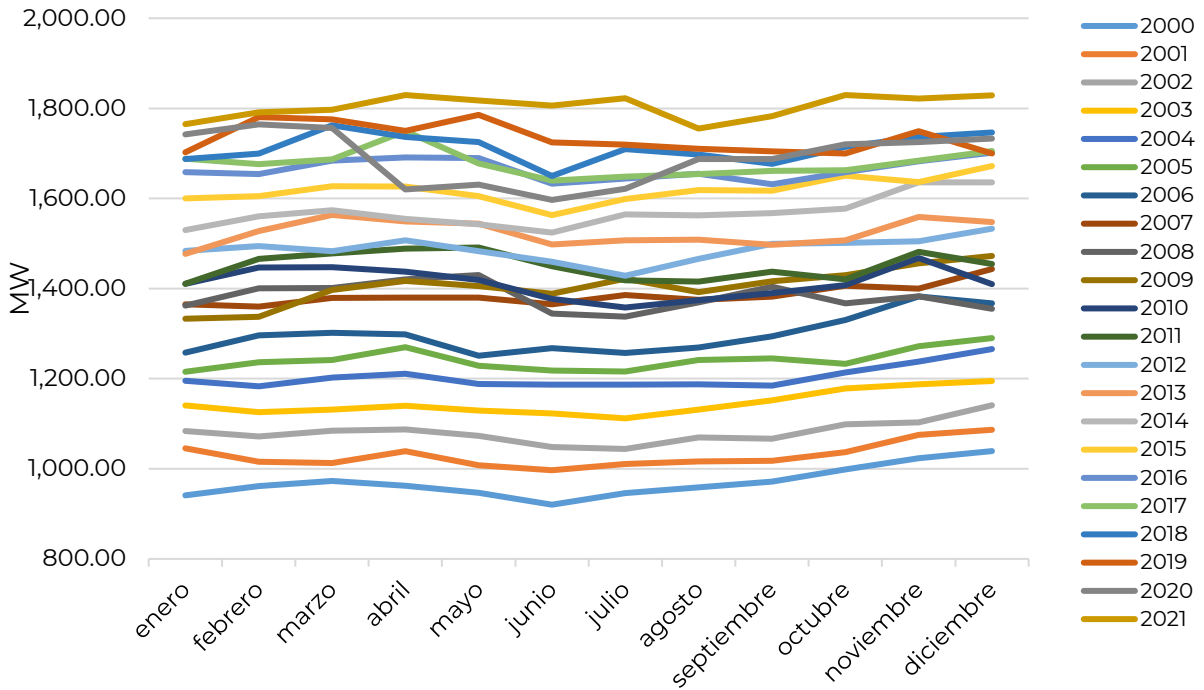


*Hasta noviembre 2021.

Fuente: Elaboración propia con información del AMM.

La máxima demanda de potencia del 2020 fue de 1,765 MW, y esta se presentó en el mes de febrero; la del 2019, de 1,786 MW y se presentó en el mes de mayo; y la de 2018, de 1,763 MW presentada en el mes de abril.

Grafica 49. Potencia máxima demandada cada mes, ordenada anualmente.
 *Hasta noviembre 2021.



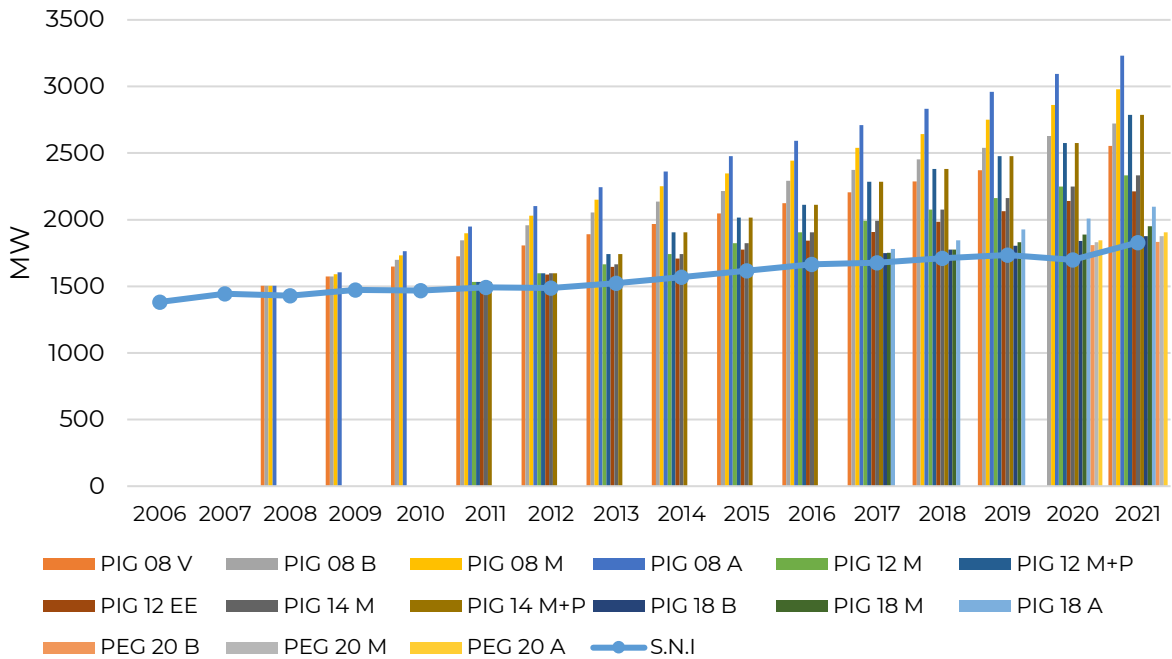
Fuente: Elaboración propia con información del AMM

La Grafica 49 presenta la potencia máxima demandada cada mes, ordenada para comparar el crecimiento anual desde 2000 hasta 2021, además puede observarse claramente que en los primeros 10 años que la demanda máxima tendía a presentarse en los meses de noviembre o diciembre, luego de 2007 en adelante empezó a presentarse un leve crecimiento en el primer semestre de cada año y a partir del 2017, la demanda máxima anual se ha dado para este primer periodo.

De acuerdo con el marco legal y regulatorio concerniente al sistema de generación guatemalteco, los Planes de expansión indicativos han presentado las proyecciones de demanda máxima esperada desde la primera edición, realizada en 2008 por la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, hasta la última edición realizada por la Unidad de Planeación Energético Minero del Ministerio de Energía y Minas. Desde entonces, las proyecciones relacionadas con el crecimiento de la demanda de energía eléctrica y la máxima demanda de potencia han permitido la expansión tanto del sistema de generación como del sistema de transporte, esto permite que el subsector eléctrico posea suficiente abastecimiento tanto para el sector residencial como para el industrial y comercial.

La Grafica 50 permite comparar las proyecciones de demanda hechas en su momento para los distintos Planes de Expansión Indicativos de Generación con el histórico de máxima demanda de potencia.

Grafica 50. Proyecciones de máxima demanda de potencia anual comparadas con el histórico.



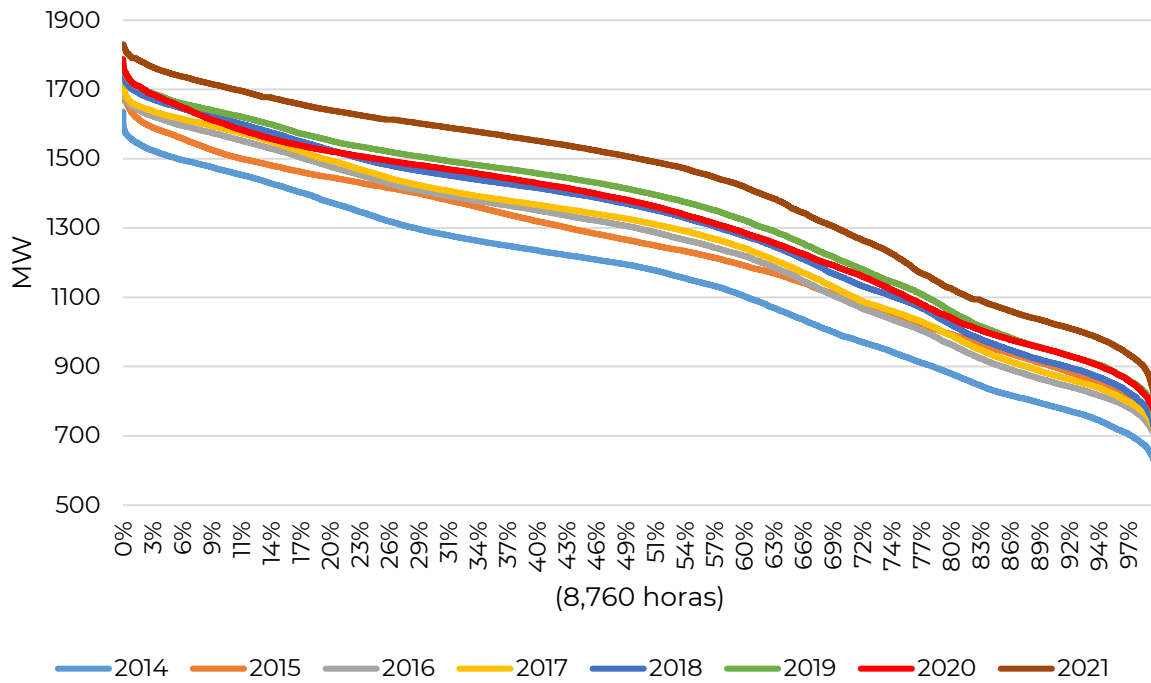
*Hasta noviembre 2021.

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

El crecimiento de la máxima demanda de potencia de forma histórica ha sucedido vegetativamente debido al crecimiento poblacional y al crecimiento económico. Es este último el rubro que mayor incertidumbre posee y que mayormente influye en el crecimiento de la máxima demanda de potencia en especial cuando se trata de industrias intensivas energéticamente. La información histórica permite recomendar al sistema de generación nacional y a las centrales que componen el parque generador un aproximado del mercado en el cual pueden participar, sin embargo, la atracción de industrias intensivas energéticamente también es una actividad que puede hacerse de forma privada.

La demanda de potencia horaria del Sistema Nacional Interconectado, ordenada desde la mayor a la menor, permite conocer la demanda de potencia desde una perspectiva de mercado. Para el 2020, el 100% del año fue necesario abastecer 695 MW, lo cual representa un crecimiento del 4.5% respecto al 2019; el 25% del tiempo, fue necesario suplir, para el 2020, una demanda de 1,376 MW, y solo 10% del año fue demandada una potencia superior a 1,604 MW.

Grafica 51. Curvas Monótonas Anuales de demanda de potencia horaria.



Fuente: Elaboración propia con información del AMM.



Emisiones de Gases de Efecto Invernadero



CAPÍTULO 7

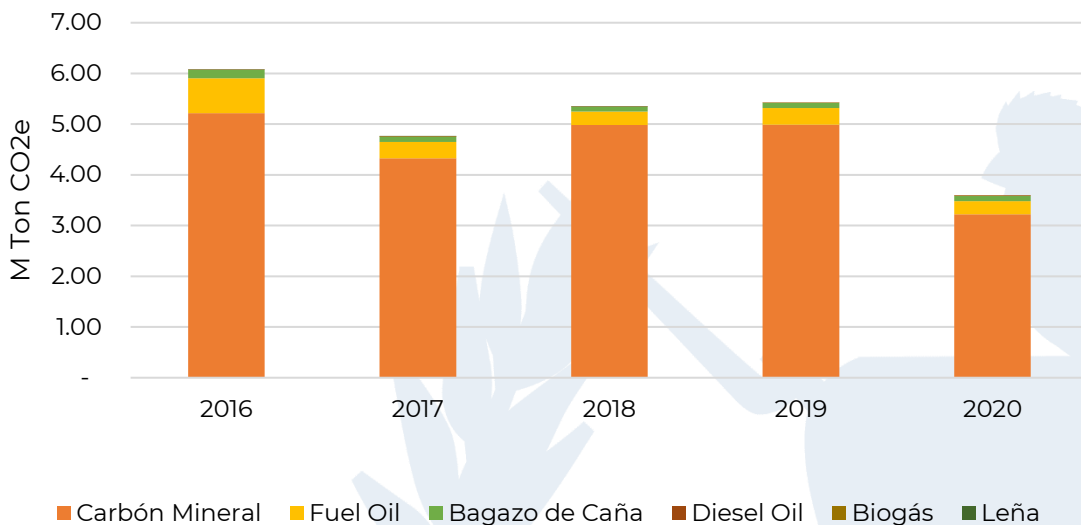
PLAN DE EXPANSIÓN
INDICATIVO DEL SISTEMA
DE GENERACIÓN

7 EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

El cálculo de emisiones de Gases de Efecto Invernadero -GEI- para el sector energético del país es elaborado anualmente de forma voluntaria por el Ministerio de Energía y Minas, basado la metodología IPCC 2006; del subsector eléctrico, el sistema de generación es el principal emisor.

En la siguiente gráfica se observa el cálculo de emisiones de GEI de los últimos cinco años de la generación de energía eléctrica, se observa que el carbón es el energético que presenta la mayor participación en emisiones del subsector. El año 2020 presenta un decrecimiento considerable con respecto a los años anteriores (51% con respecto al 2019), esto se debió al incremento de la participación de las hidroeléctricas en la matriz de generación ocasionado por las tormentas Eta e Iota.

Grafica 52. Cálculo anual de emisiones de GEI por generación de energía eléctrica.



Fuente: Elaboración propia con información del Ministerio de Energía y Minas.

Es importante resaltar que las plantas hidroeléctricas, fotovoltaicas y eólicas no aparecen en este conteo, puesto que sus emisiones directas son cero, y sus emisiones indirectas están contempladas dentro del resto de energéticos.

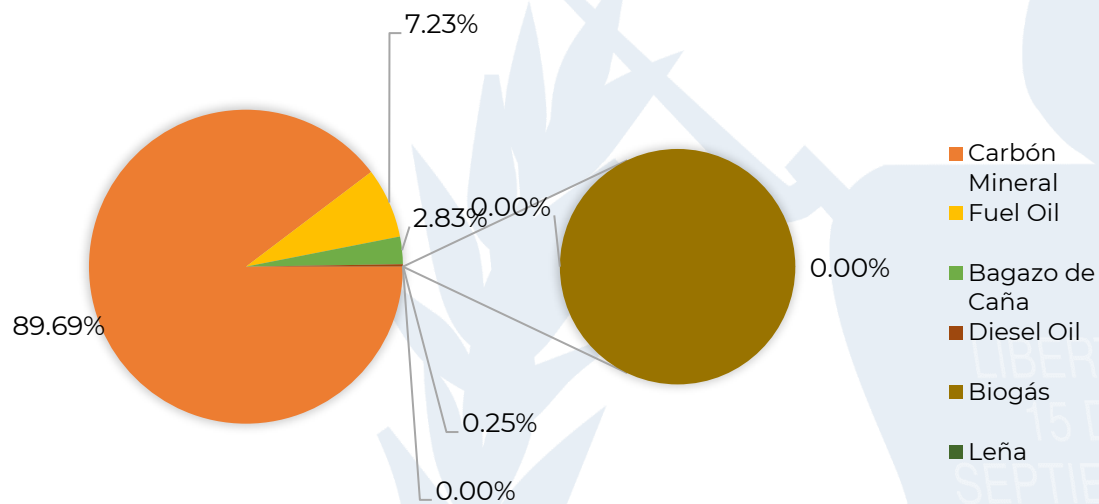
Tabla 9. Cálculo emisiones de GEI por generación de energía eléctrica durante el año 2020.

| Energético | Año 2020 (Ton CO2e) | Año 2020 (Ton CO2e) |
|----------------|---------------------|---------------------|
| Carbón | 3,221,981.77 | 89.69% |
| Búnker | 259,777.22 | 7.23% |
| Bagazo de Caña | 101,536.26 | 2.83% |
| Diésel | 9,133.34 | 0.25% |
| Biogás | 21.60 | 0.00% |
| Leña | - | 0.00% |
| Total | 3,592,450.19 | 100 % |

Fuente: Elaboración propia con información del Ministerio de Energía y Minas.

Durante el año 2020 el carbón utilizado como energético para la generación de energía eléctrica representó el 89.69 % de las emisiones totales de este subsector, tal como se observa en la Tabla 9 y en la siguiente gráfica, los energéticos que representan emisiones muy bajas en este subsector corresponden a los energéticos de menor uso para la generación de energía eléctrica.

Grafica 53. Cálculo emisiones de GEI por generación de energía eléctrica durante el año 2020.



Fuente: Elaboración propia con información del Ministerio de Energía y Minas.

6.3 POTENCIAL ENERGETICO

Guatemala aún cuenta con un amplio potencial aprovechable de recursos energéticos renovables. Las estadísticas y estimaciones realizadas por el Ministerio de Energía y Minas, publicadas a través del Plan Nacional de Energía indican que:

- El mayor potencial aprovechable es el recurso hídrico, ya que es el mayor recurso del país y se estima que quedan por aprovechar 4,690 MW.
- El recurso geotérmico ha sido poco aprovechado, aún se tiene disponibilidad de 966 MW aprovechables.
- Se estima que el potencial eólico de Guatemala es de 204.12 MW.

- SOLAR

Los potenciales solares que se encuentran dentro del territorio guatemalteco son sumamente favorables para la instalación de plantas fotovoltaicas, siendo en el departamento de Alta Verapaz, donde se alcanzan potenciales solares más bajos para generación de energía eléctrica entre 5,039000 hasta 5,100000 kWh/m².

En el resto del país, exceptuando algunas partes de la región sur del mismo, se cuenta con potenciales energéticos solares que van desde los 5,200001 hasta los 6,500000 kWh/m²; estos valores se pueden observar con detalles en la siguiente ilustración.

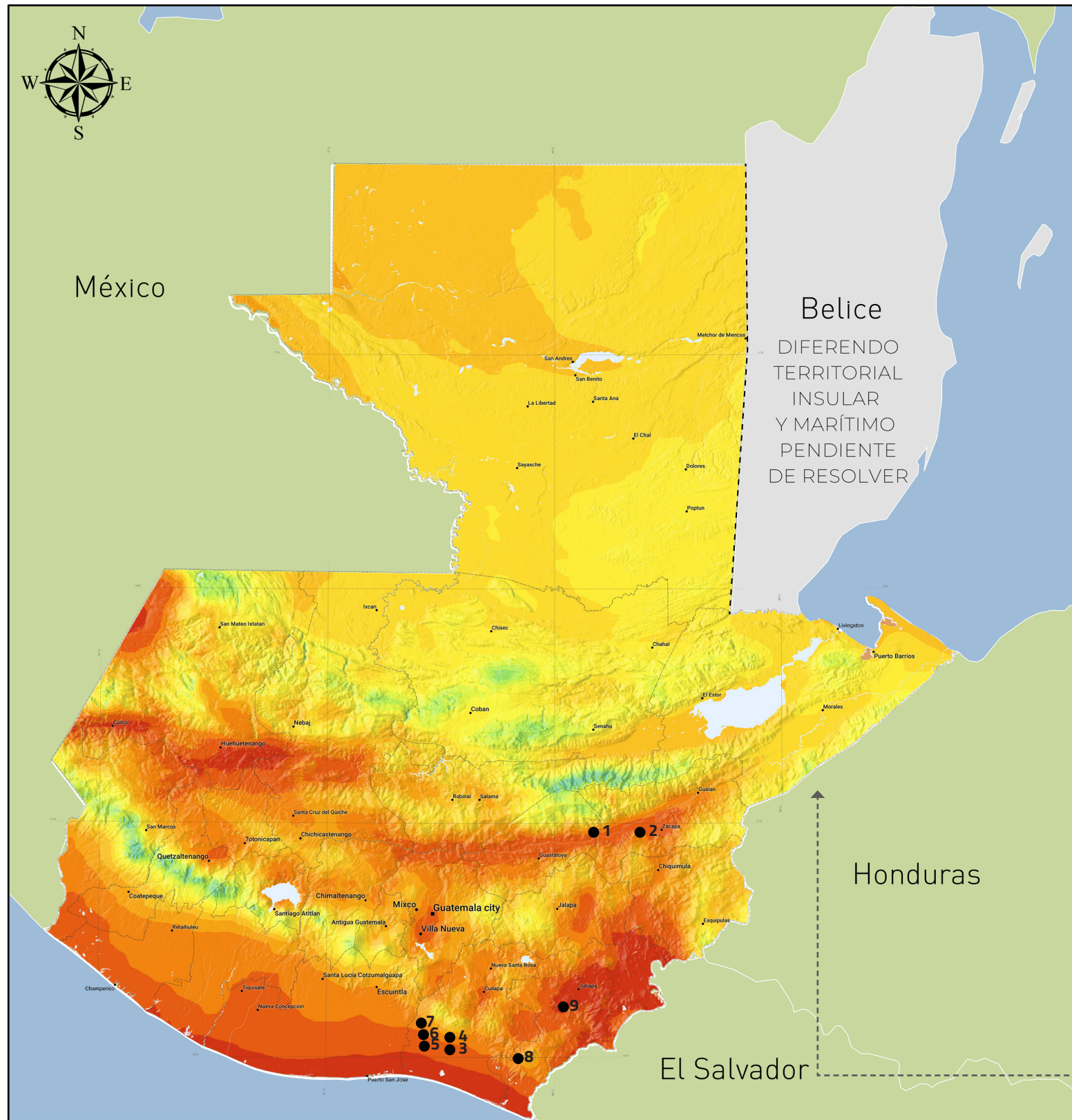


MAPA DE RADIACIÓN SOLAR

Ubicación de Centrales Generadoras en operación con goce de incentivos



MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINAS



Centrales Solares Generadoras en operación

| No. | Entidad | Proyecto | Municipio | Departamento | Capacidad instalada MW | Estado del Proyecto |
|-----|------------------------|--|---------------|--------------|------------------------|---------------------|
| 1 | Fontana de Trevi, S.A. | Proyecto de instalación solar fotovoltaica de 119Kwn en las cubiertas de las bodegas de Fontana de Trevi, S.A. | Usumatlán | Zacapa | 0.135 | Operación |
| 2 | Sibo, S.A. | Granja Solar Fotovoltaica Sibó | Estanzuel | Zacapa | 5 | Operación |
| 3 | Anacapri, S.A. | Horus I | Chiquimulilla | Santa Rosa | 50 | Operación |
| 4 | Anacapri, S.A. | Horus II | Chiquimulilla | Santa Rosa | 30 | Operación |
| 5 | Tuncaj, S.A. | Granja Solar Taxisco | Taxisco | Santa Rosa | 1.8 | Operación |
| 6 | Tuncaj, S.A. | Granja Solar El Jobo | Taxisco | Santa Rosa | 1.2 | Operación |
| 7 | Tuncaj, S.A. | Granja Solar La Avellana | Taxisco | Santa Rosa | 1.2 | Operación |
| 8 | Tuncaj, S.A. | Granja Solar Pedro de Alvarado | Moyuta | Jutiapa | 1.8 | Operación |
| 9 | Tuncaj, S.A. | Granja Solar Buena Vista | Jutiapa | Jutiapa | 1.5 | Operación |

Base de datos y elaboración por el Departamento de Energías Renovables de la Dirección General de Energía.



50 25 0 50 100 150 200 Kilómetros

Long term average of daily/yearly sum, period 1999-2018
 Daily sum: < 4.0 4.4 4.8 5.2 5.6 6.0 > kWh/m²
 Yearly sum: < 1461 1607 1753 1899 2045 2191 >

● Centrales solares en operación

6.3.1 EÓLICA

El potencial eólico a diferencia del potencial solar, en la región oriente del país se encuentran las mayores capacidades de este recurso; los departamentos más relevantes son Chiquimula, Jutiapa y Zacapa; y de la región central del país, el departamento de Guatemala.

En la siguiente ilustración se observan los puntos de mayores potenciales eólicos en el país, siendo los puntos rojos los de mayor capacidad de generación de energía eléctrica con este recurso.



6.3.2 GEOTÉRMICA

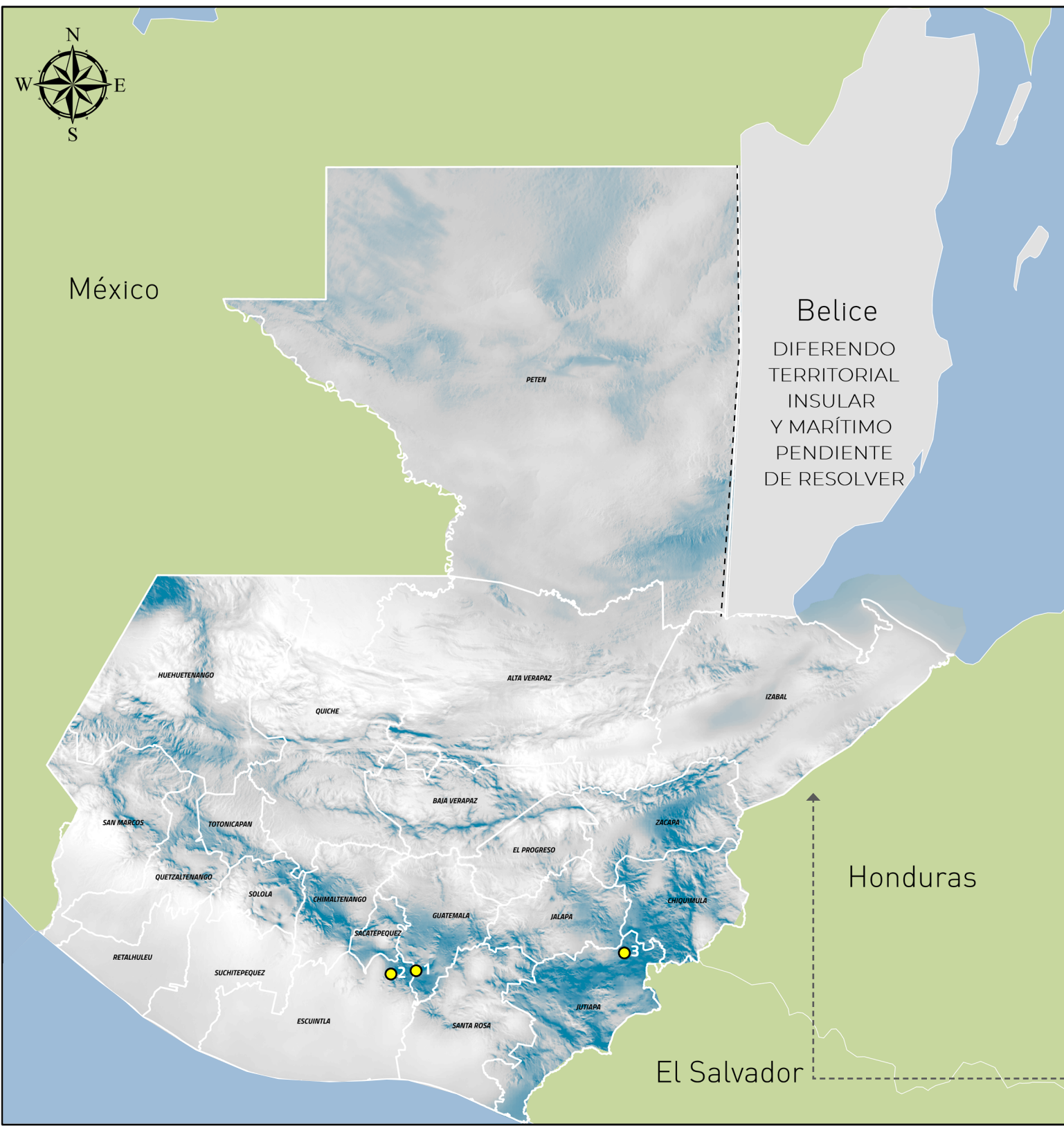
Guatemala cuenta con potenciales geotérmicos aún no aprovechados para la generación de energía eléctrica, en la siguiente ilustración se encuentra un mapa con las descripciones de los puntos geotérmicos detectados y clasificados dentro del territorio nacional; se observa que en la región norte del país se encuentran las zonas más extensas de potencial de este recurso energético.

Dentro de la misma ilustración se pueden observar las ubicaciones aproximadas de las plantas geotérmicas operantes para el SNI.



MAPA DE DENSIDAD DE VIENTO

Ubicación de Centrales Generadoras Eólicas en operación con goce de incentivos



Potencial eólico en Guatemala
Fuente: Global Wind Atlas



Centrales Eólicas Generadoras en operación

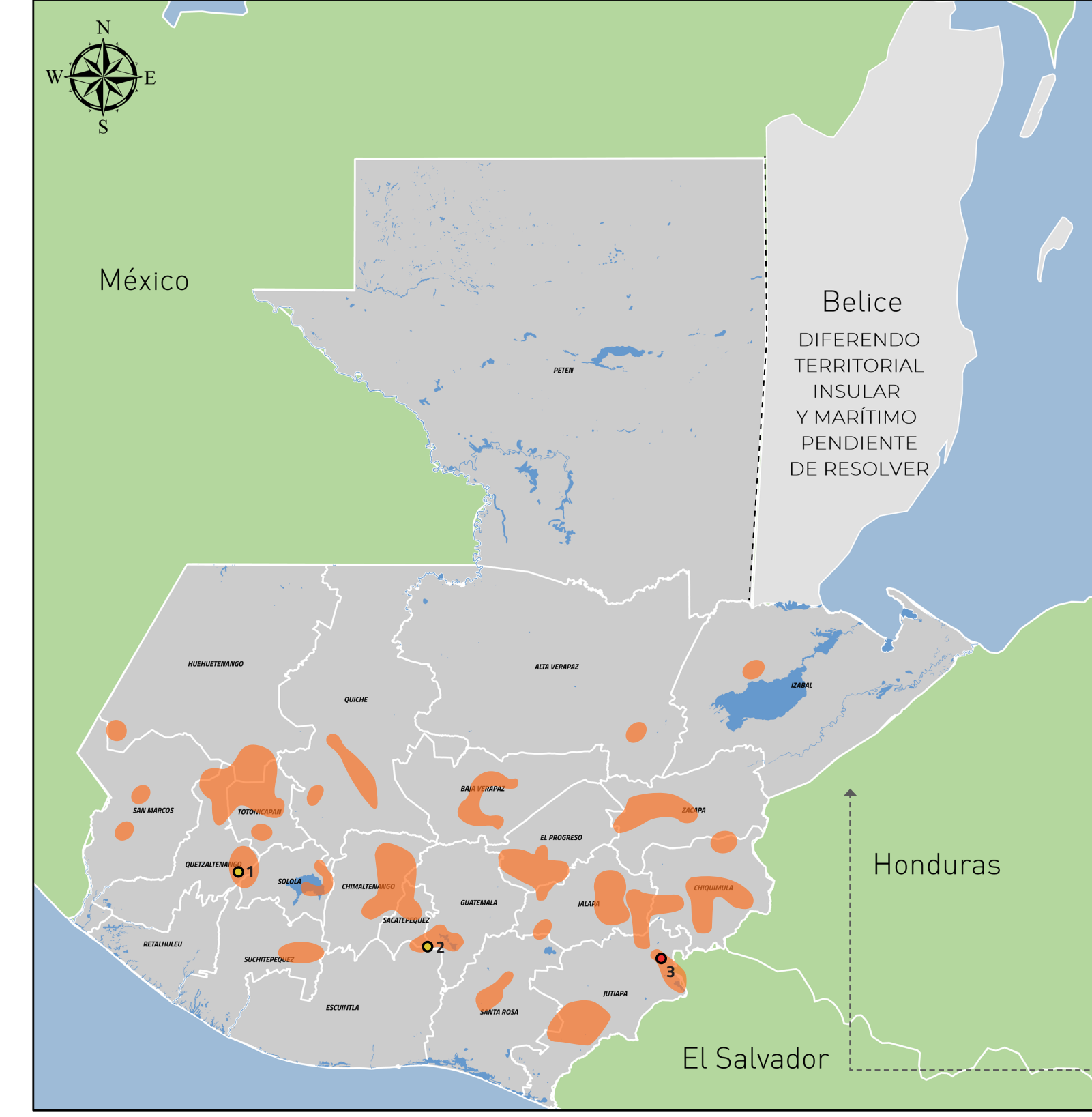
| No. | Entidad | Proyecto | Municipio | Departamento | Capacidad instalada MW | Estado del Proyecto |
|-----|-----------------------------------|----------------------|--------------------|--------------|------------------------|---------------------|
| 1 | San Antonio el Sitio, S.A. | San Antonio El Sitio | Villa Canales | Guatemala | 52.8 | Operación |
| 2 | Viento Blanco, S.A. | Viento Blanco | San Vicente Pacaya | Escuintla | 23.1 | Operación |
| 3 | Transmisión de Electricidad, S.A. | Las Cumbres | Agua Blanca | Jutiapa | 31.5 | Operación |

Base de datos y elaboración por el Departamento de Energías Renovables de la Dirección General de Energía.



MAPA DE ÁREAS CON POTENCIAL GEOTÉRMICO

Ubicación de Centrales Generadoras con energía geotérmica



Potencial geotérmico en Guatemala
Fuente: Energía Geotérmica MEM-DGE



Centrales Geotérmicas Generadoras en trámite y operación

| PROYECTOS GEOTÉRMICOS EN GUATEMALA | | | | | | |
|------------------------------------|---------------------------------------|--------------|--------------------|----------------|------------------------|---------------------|
| No. | Entidad | Proyecto | Municipio | Departamento | Capacidad instalada MW | Estado del Proyecto |
| 1 | Orzunil I de Electricidad, Limitada | Orzunil | Zunil | Quetzaltenango | 24 | Operación |
| 2 | Ortitlan Limitada | Ortitlan | San Vicente Pacaya | Escuintla | 25.2 | Operación |
| 3 | Geotermia Oriental de Guatemala, S.A. | Cerro Blanco | Asunción Mita | Jutiapa | 50 | En Trámite |

Base de datos y elaboración por el Departamento de Energías Renovables de la Dirección General de Energía.

| Áreas con manifestaciones superficiales | |
|---|-------------------------|
| 1 | Momostenango |
| 2 | Sacapulas-Zacualpa |
| 3 | Chimaltenango |
| 4 | La Memoria |
| 5 | Atitlán |
| 6 | Sanarate |
| 7 | Monjas |
| 8 | Zacapa |
| 9 | Camotán |
| 10 | Granados |
| 11 | Esquipulas |
| 12 | Tajumulco |
| 13 | Quiché |
| 14 | Polochic- Agua Caliente |
| 15 | San Marcos-Tacanán |
| 16 | San Marcos-Malacatán |
| 17 | Polochic-Cantún |
| 18 | Polochic-Livingston |

Fuente: Catálogo Recursos Geotérmicos Guatemala



Premisas de Planificación del Sistema de Generación



CAPÍTULO 8

PLAN DE EXPANSIÓN
INDICATIVO DEL SISTEMA
DE GENERACIÓN

8. PREMISAS DE PLANIFICACION DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

La Unidad de Planeación Energético-Minero, en cumplimiento del marco jurídico y político de Guatemala, ha llevado a cabo el Plan de Expansión Indicativo del Sistema de Generación 2022-2052 considerando una serie de objetivos y premisas que permitan a la nación el abastecimiento sustentable y eficiente de sus necesidades energéticas, específicamente aquellas que requieren electricidad.

Este Plan utiliza una metodología de evaluación de escenarios, cada uno evaluando el impacto de diversas variables que actúan como premisas, siendo la primera de estas variables medibles aquella relacionada con el rol del Gobierno y el impacto de las políticas públicas en el sistema de generación eléctrico. Esta serie de escenarios se enfocará en dar cumplimiento a la Política Energética 2013-2027.

El sistema de generación de Guatemala posee una capacidad efectiva de 3,380.370 MW de acuerdo con el Administrador del Mercado Mayorista, 54% de esta capacidad efectiva utiliza recursos renovables para generación eléctrica. Es por esta razón que se considera conveniente considerar las variables relacionadas con la meteorología y los fenómenos climáticos que científicamente han sido demostrados (cambio climático, el Niño, la Niña) para evaluar las variables relacionadas con los caudales y las temporadas de lluvia, la estacionalidad del viento y la cantidad de horas sol disponibles.

La capacidad efectiva actual que utiliza recursos no renovables es aproximadamente 1,666 MW, por lo tanto, también se considera la variable del costo de combustible en los escenarios evaluados; por último, el abastecimiento de la demanda de energía y potencia eléctrica debe evaluar los ritmos de crecimiento de la demanda, por lo tanto, se evalúan escenarios para crecimiento bajo y medio, dado que estos tienen mayor probabilidad de ocurrencia.

8.2 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:

- Mantener un servicio de energía eléctrica confiable en su operación a través de la diversificación de la matriz de generación eléctrica.
- Analizar por medio de diversos escenarios, el desarrollo del sistema de generación nacional, bajo las premisas relacionadas con el clima, los costos de combustibles y el crecimiento de la demanda energética.
- Promover la inversión de nuevas plantas de generación, en especial por medio de recursos renovables y limpios, para el abastecimiento eficiente de la demanda energética de los próximos treinta años.
- Ofrecer seguridad del abastecimiento de electricidad a precios competitivos, procurando optimizar los costos del suministro de energía eléctrica por medio del ingreso de centrales generadoras con mayor eficiencia y mejor tecnología que las actuales en el parque de generación.
- Evaluar el costo asociado a la implementación de políticas públicas relacionadas con los compromisos nacionales con la mitigación de los gases de efecto invernadero, compromisos adquiridos tanto a nivel nacional como a nivel internacional.

- Evaluar escenarios de contingencias relacionados a emergencias climáticas, así como a la salida de operación de plantas de generación importantes en el sistema

8.3 METODOLOGÍA DE PLANIFICACIÓN

Actualmente se utilizó la metodología propuesta por OLADE para el diseño de los escenarios plasmados en el actual plan, así mismo se utilizaron herramientas computacionales que tienen como objetivo ofrecer una optimización de los recursos con los que cuenta el país.

- Stochastic Dual Dynamic Program [SDDP].
En Guatemala, el sistema de generación se planifica de forma anual, bajo responsabilidad del Administrador del Mercado Mayorista, con el objetivo de operar al menor costo posible, respetando una serie de premisas de calidad en la operación del sistema. La UPEM utiliza el modelo SDDP, de igual manera, para la planificación de largo plazo, simulando la operación del sistema, en esta ocasión, durante treinta años continuos (2022 – 2052).

El modelo toma en consideración la información histórica de variables como lo son los caudales reportados por los agentes generadores. A partir de esta información el modelo produce series sintéticas de caudales a futuro, con un modelo auto regresivo de parámetros (ARP), donde cada serie sintética representa, para todo el horizonte de planeación, un escenario hidrológico.

Posteriormente, con la información de los costos de operación y mantenimiento, costos de combustibles, parámetros de la red de transmisión, demanda de energía y potencia y las características de plantas de generación hídricas, térmicas y renovables no convencionales; se minimiza el costo operativo del sistema considerando la función de costo futuro. La función objetivo de todo el modelo es la operación al mínimo costo.

- Optimal Generation Environment and Network.

El objetivo principal del proceso de planificación de la expansión es garantizar un equilibrio apropiado entre el suministro de electricidad y la demanda, es decir, determinar el conjunto óptimo de las plantas de generación y las vías de transmisión que deben ser construido para cumplir con los requisitos de la demanda a lo largo de un horizonte de estudio, mientras minimiza una función de costos considerando:

- Costos de inversión.
- Penalización de energía no suministrada.

En términos generales, este proceso de decisión implica el cumplimiento de criterios económicos de confiabilidad y ambientales, en el ámbito de las políticas nacionales de energía.

En resumen, el objetivo del OptGen es determinar un cronograma de inversiones de mínimo costo para la construcción de nuevas capacidades de generación, interconexiones regionales entre otros.

8.4 PREMISAS DEL PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Las premisas del plan se fundamentan en la proyección de la demanda de energía y potencia eléctrica, las consideraciones respecto al costo de los combustibles, los aspectos hidrológicos y el costo del déficit. A continuación, se presentará la metodología y los supuestos considerados en los escenarios de proyección de la demanda para el periodo de estudio 2022 - 2052.

8.4.1 PROYECCIÓN DE DEMANDA DE ENERGÍA Y POTENCIA ELÉCTRICA

Al analizar nuevamente las proyecciones de la demanda de los anteriores planes indicativos; el denominador común que se encontró fue que se ha sobrevalorado dicha proyección. Actualmente el crecimiento de la demanda ha aumentado de

manera conservadora respecto a los pronósticos optimistas realizados previamente.

La proyección de los escenarios de demanda de energía y potencia eléctrica en el Sistema Nacional Interconectado es uno de los indicadores más importantes, puesto que este es una señal de mercado y determinará la necesidad de ejecución de proyectos de generación y transporte, y que dada la conflictividad social es necesario establecer plazos más precisos que den la oportunidad de planificar la construcción de estos proyectos.



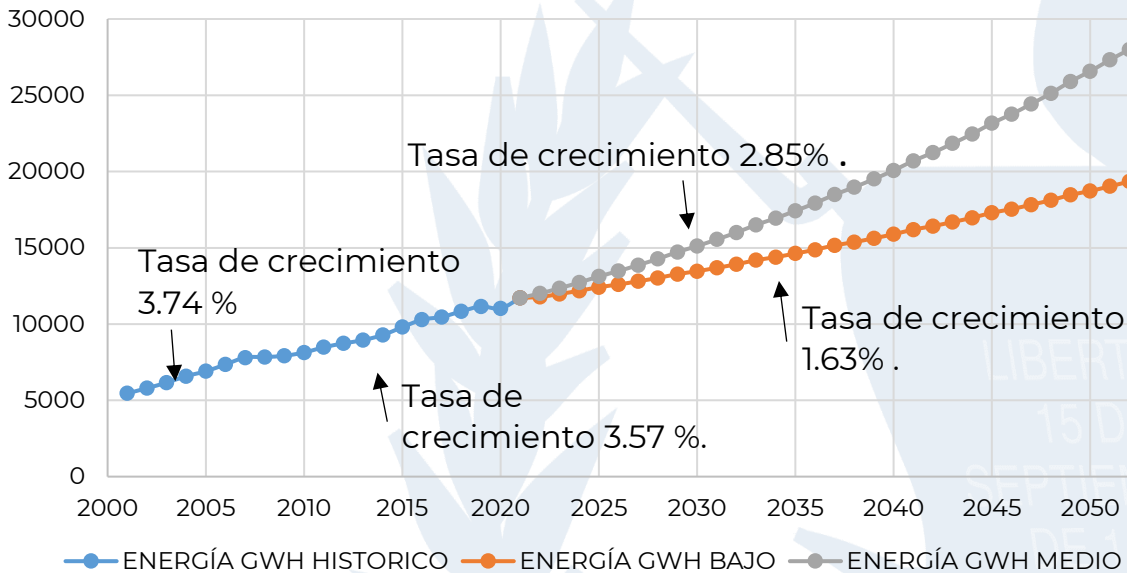
• RESULTADOS

Para realizar la estimación de la demanda de energía existen diversas metodologías que se pueden utilizar para determinar el consumo a lo largo del tiempo, tradicionalmente se han utilizado métodos econométricos que utilizan solamente como variables explicativas el Producto Interno Bruto y el Crecimiento Poblacional entre otros.

Para los presentes planes indicativos, se utilizará una metodología diseñada por la Unidad de Planeación Energético Minero la cual tiene como objetivo aumentar la precisión del modelo, en esta se realizó un desglose mensual donde se relacionaron variables económicas para la proyección de los dos escenarios de crecimiento más probables de la demanda de energía y de potencia eléctrica.

De acuerdo a lo mencionado en la sección de premisas de planificación del sistema de generación, únicamente se tomaron en cuenta los escenarios de crecimiento de demanda bajo y medio, descartando así el escenario alto, debido que históricamente se ha demostrado que dicho escenario tiene muy baja probabilidad de ocurrencia. No obstante, en la modelación de escenarios, se toma en cuenta la demanda media, dado que esta es la que posee mayor probabilidad de ocurrencia.

Grafica 54. Proyección de la Demanda de Energía.



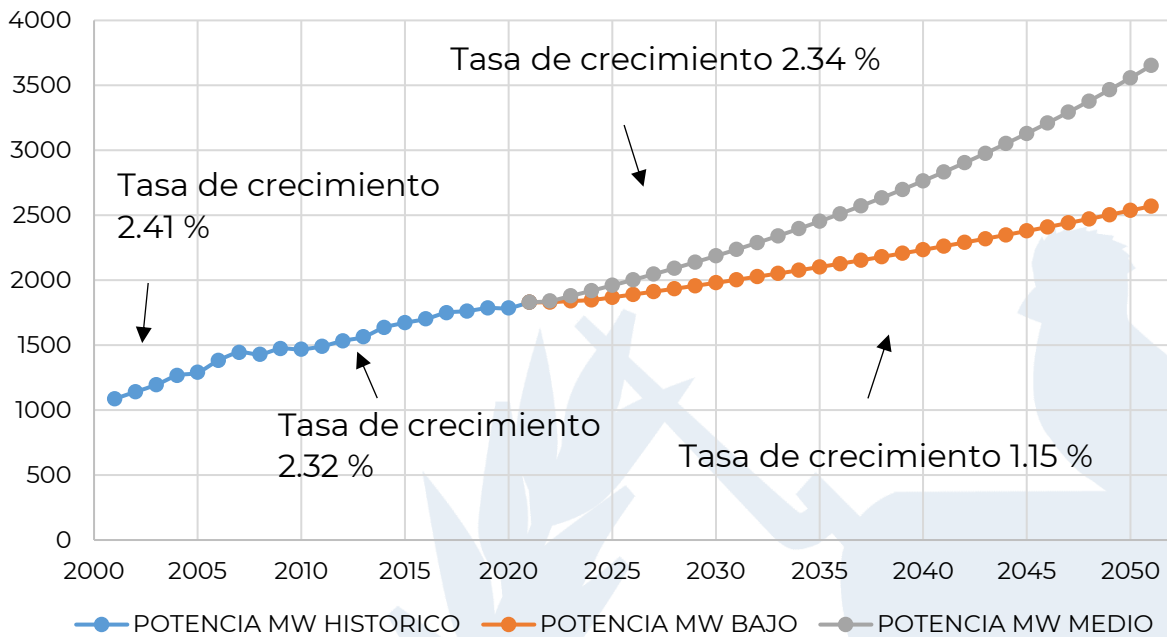
Fuente: Elaboración Propia.

Después de haber analizado las diferentes metodologías que se utilizaron para poder llegar a una demanda lo más apegado a la realidad, se presenta la Grafica 54, en la cual se observará dos escenarios de la demanda, los cuales servirán para dar cumplimiento a los escenarios planteados.

○ PROYECCIÓN DE LA POTENCIA ELÉCTRICA

Después de analizar las variables que afectan directamente el crecimiento de la demanda, se determinó que esta proyección de la potencia dará un plan más efectivo, ya que no se está sobrevalorando la demanda de energía. Esta demanda se analizó en dos escenarios directamente relacionados con la demanda de energía eléctrica

Grafica 55. Proyección de la Potencia Máxima Anual.



Fuente: Elaboración UPEM.

8.4.2 CONSIDERACIONES DE COMBUSTIBLES

En Guatemala se importan tres tipos de combustibles para generación: carbón, diésel y búnker, adicional a estos se producen dos tipos de combustibles para el mismo fin: leña (bosques energéticos) y biogás; es importante resaltar que todos los combustibles indicados en esta sección conforman el grupo de energéticos no renovables dentro de la matriz de generación de energía eléctrica. Así mismo en el año 2020, se inició a utilizar el gas natural como un recurso para la generación de energía eléctrica, en el departamento de Petén.

○ PRECIOS DE COMBUSTIBLES

La información de largo plazo de los precios de los energéticos utilizados para la generación eléctrica en Guatemala, se obtuvo de fuentes confiables que toman en cuenta las perspectivas de los mercados internacionales de energéticos³; debe considerarse que los precios futuros son inciertos, y poseen fluctuaciones inesperadas, sin embargo existen variables explicativas y eventos que permiten pronosticar su evolución o tener una referencia del precio esperado a través de una trayectoria probable elaborada con premisas coherentes.

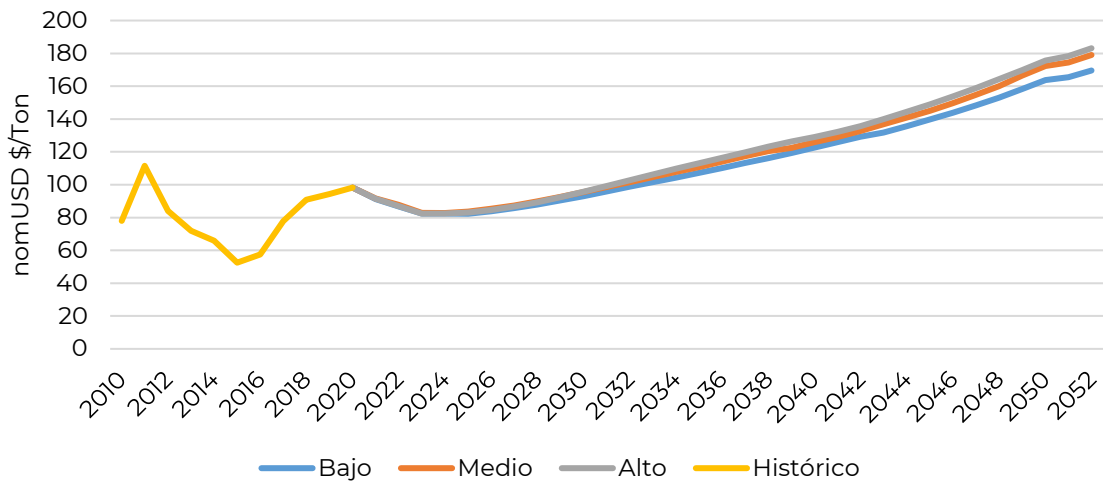
Para Guatemala, estos precios dependen en gran manera de sucesos externos, por ejemplo, la explotación de crudo no convencional; situaciones climáticas extremas, la geopolítica y la especulación en mercados internacionales también afectan el precio de los combustibles necesarios para la generación de plantas térmicas nacionales.

○ CARBÓN

Guatemala no posee minas de carbón térmico, por lo tanto, las centrales importan carbón de diversos países de Latinoamérica, en especial Colombia. Los precios de carbón sufren variabilidad especialmente por la demanda de este en los países emergentes como China o India, sin embargo, se trata de un energético de bajo costo de extracción. Los precios de carbón siguen a la baja, en parte debido al aumento de la oferta por parte de varios países exportadores de éste energético.

³ Información obtenida de la Agencia de Información Energética (EIA, por sus siglas en inglés).

Grafica 56. Proyección de los precios de Carbón Térmico.

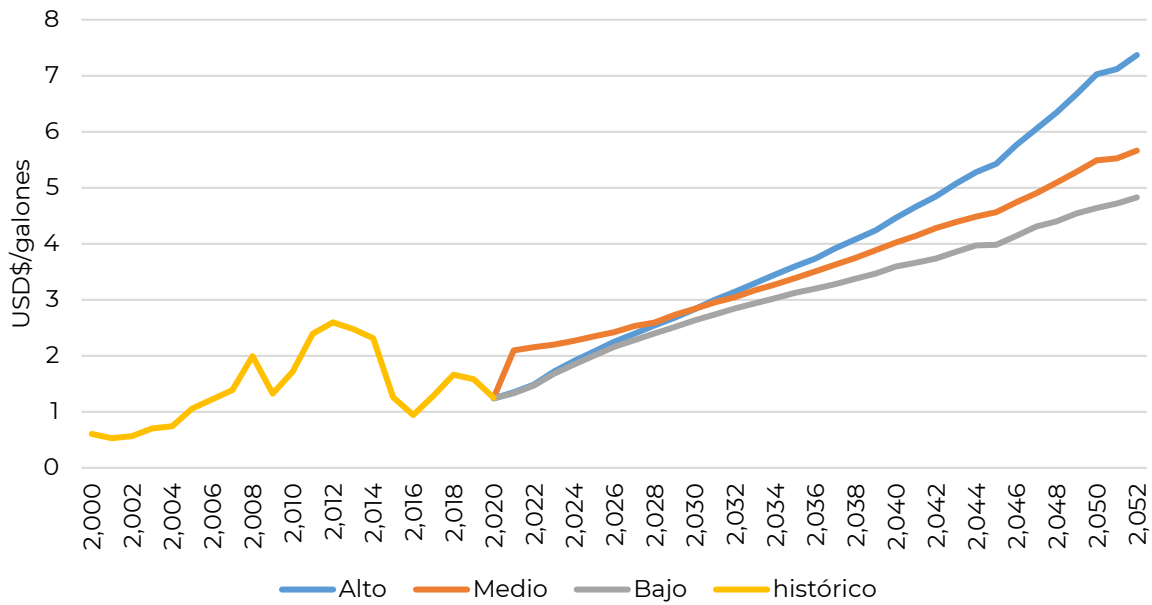


Fuente: EIA: Annual Energy Outlook 2021.

o DERIVADOS DE PETRÓLEO

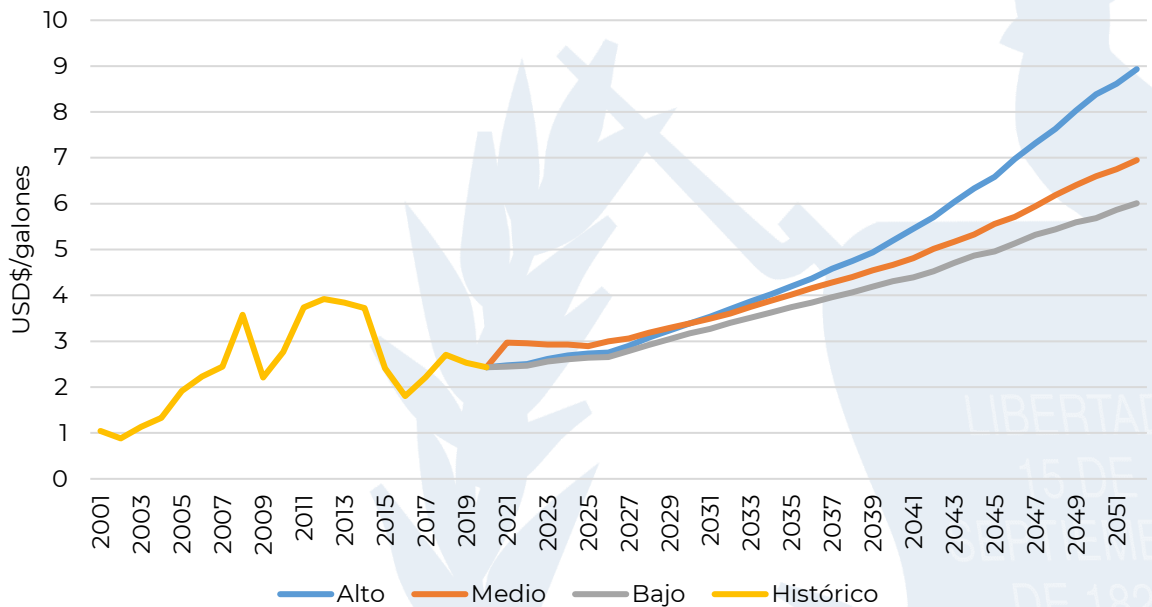
El Fuel Oil No. 6, también conocido como Fuel Oil Residual o Búnker, es uno de los derivados de petróleo más utilizados en Guatemala para la generación de energía eléctrica; en menor medida se utiliza también Diésel en motores reciprocantes, y debido al proceso de refinamiento que se necesita para obtener estos derivados, no es posible producirlos en el país. Estos combustibles se importan desde aquellos países con refinerías, siendo los más cercanos México y EE. UU.; para la proyección de precios se utilizó información de la EIA (Energy Information Agency, de EE.UU.) los cuales reflejan el precio de venta a centrales eléctricas.

Grafica 57. Proyección de los precios de Fuel Oil #6 a valores nominales.



Fuente: EIA Annual Energy Outlook 2021.

Grafica 58. Proyección de los precios de Diésel a valores nominales.



Fuente: EIA Annual Energy Outlook 2021.

○ GAS NATURAL

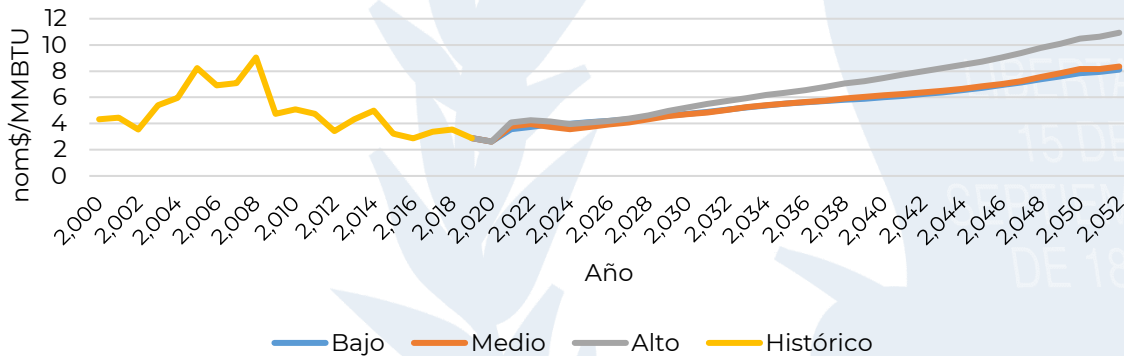
El gas natural ha sido uno de los principales energéticos de exportación y consumo a lo largo de América, donde países como Colombia, México, Argentina, Chile o Brasil satisfacen sus necesidades energéticas por medio del uso directo del mismo y además a través de centrales de generación de energía eléctrica que utilizan este combustible.

En Centroamérica no se conocían antecedentes históricos hasta el año 2018, cuando en Panamá se inauguraron centrales de generación por medio de gas natural licuado -GNL-. Los principales países exportadores de gas natural licuado en América son Trinidad y Tobago, Perú y EE. UU., países que han invertido en centrales de licuefacción.

En agosto de 2020 inició operación “Actun Can Gas Generación”, el cual es un proyecto de generación de energía eléctrica que aprovecha el Gas Natural, ubicado en el municipio Santa Elena del departamento de Petén, posee una capacidad instalada de 4 MW y una capacidad efectiva de 2.586 MW, según reporte del AMM a junio de 2021. Por lo tanto, este recurso resulta una opción interesante en la matriz de generación eléctrica nacional.

El presente Plan también hace la respectiva consideración de una central de generación eléctrica por medio de gas natural licuado ubicada en el Caribe guatemalteco, debido a la posibilidad de abastecimiento desde Sabine Pass (EE. UU.), Point Fortin (Trinidad y Tobago) o desde el Canal de Panamá considerando la inversión en tanques de almacenamiento de GNL que ellos han realizado. Así mismo, se considera una central de generación por medio de gas natural licuado, ubicada en Puerto San José y otra adicional ubicada en Champerico.

Grafica 59. Proyección de los precios de Gas Natural.



Fuente: EIA Annual Energy Outlook 2021.

8.4.3 ASPECTOS HIDROLÓGICOS Y CLIMÁTICOS

Para el diseño de los caudales sintéticos, se utilizó la base de datos de caudales provista por el administrador del mercado mayorista, para simular las nuevas plantas, se consideró las plantas más cercanas a la planta propuesta, así como la cuenca a la que pertenece.

Para su elaboración se generaron 3 escenarios hidrológicos donde el primero consideraba el 25% de los caudales más secos, el segundo es la mediana y el tercero es el 25% de los caudales más lluviosos. Sin embargo, para la elaboración de los escenarios de este plan, se tomaron en cuenta únicamente los caudales más secos y los medianos, descartando de esta manera, los caudales más lluviosos, esto debido que la probabilidad de ocurrencia de escenarios lluviosos es muy baja, en comparativa con un escenario seco o mediano.

Los aspectos relacionados con la cantidad de horas sol disponibles y los patrones de viento, también pueden considerarse como intrínsecos a fenómenos climáticos, ya que una baja cantidad de precipitación ha coincidido con períodos más ventosos en los principales cañones del país. La cantidad y calidad de la generación fotovoltaica también ha tenido una correlación en los últimos cuatro años con los factores que afectan la producción hidroeléctrica.

8.4.4 COSTO DEL DÉFICIT

Se presenta a continuación como se procedió a utilizar los costos de la energía no suministrada que realiza el Administrador del Mercado Mayorista, la prioridad es garantizar el suministro de la demanda proyectada para el largo plazo sin probabilidad de déficit. Para cada escalón de reducción de demanda especificado en la NCC-4, se definió un precio por energía no suministrada, estos se indican en la Tabla 10.

Se presenta a continuación como se procedió a utilizar los costos de energía no suministrada estimados de acuerdo con el criterio del equipo técnico de la Unidad de Planeación Energético Minero, utilizados para cada escalón de reducción de demanda. El costo de falla se consideró tomando en cuenta que la falta de energía afecta el desarrollo económico y social.

Tabla 10. 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%*CENS | 279.7 |
| 2% < RD ≤ 5% | 20%*CENS | 349.6 |
| 5% < RD ≤ 10% | 24%*CENS | 419.5 |
| RD > 10% | 100%*CENS | 1748.1 |

Fuente: Unidad de Planeación Energético Minero.



8.4.5 PLANTAS CANDIDATAS

En este Plan se consideraron cincuenta y siete proyectos en condición de evaluación para un total de diez escenarios más probables, adicional a ello se evalúan cinco escenarios de contingencias, en los cuales salen de operación algunas plantas importantes y deben ser reemplazadas de manera óptima, dichos escenarios se detallarán en la sección posterior.

Las plantas candidatas se seleccionaron con criterios apegados a la realidad ya que existe la probabilidad de que entren a operar por iniciativa propia de los agentes. A partir de la recopilación de información estratégica, se integraron los proyectos con los que contaba cada institución y luego del análisis individual de cada uno se estableció el listado final de proyectos factibles para su evaluación.

Estos aspectos y criterios tomados por la Unidad de Planeación Energético Minero, en revisión con la orientación de los Planes Indicativos anteriores y sus resultados tangibles como la Licitación Abierta PEG-1-2010, con la finalidad de obtener precios competitivos en la compra de potencia y energía para las Distribuidoras, la Licitación Abierta PEG-2-2012, que se encaminó para transformar y diversificar la matriz de generación eléctrica con el objetivo de disminuir y estabilizar los precios en la tarifas de electricidad de los usuarios finales y la Licitación Abierta PEG-3-2013 que tiene como propósito la compra de potencia y energía eléctrica de hasta 250 MW para cubrir la demanda de los usuarios finales de las distribuidoras.

Derivado a que, en la Ley General de Electricidad, se menciona que “Es libre la instalación de centrales generadoras, las cuales no requerirán de autorización de ente gubernamental alguno y sin más limitaciones que las que se den de la conservación del medio ambiente y de la protección a las personas, a sus derechos y a sus bienes...”, el Ministerio de Energía y Minas recopiló información y muestras de interés de los distintos agentes generadores relacionado a nuevas plantas de generación.

Además, en cumplimiento de la Política Energética, una vez alcanzado el objetivo de suplir la demanda a precios competitivos, debe procurarse la seguridad energética. Por este motivo se procedió a modelar al menos cincuenta plantas que utilizan recursos renovables, además de plantas térmicas de gas natural en las cercanías de potenciales yacimientos guatemaltecos y en el Caribe. Así mismo, se consideraron 2 plantas adicionales con recurso de Gas Natural, cuya ubicación se propone en Puerto San José y Champerico, esto dada la posibilidad de abastecerlas con Gas Natural Licuado proveniente del Pacífico.

Debido a la naturaleza intermitente de las plantas eólicas y solares, para este plan se consideraron los costos en los que se incurrirían al dotar a estas con un respaldo de potencia apropiado, de acuerdo a la capacidad de cada una de estas plantas. Esto con la finalidad de tener una mejor gestión de la energía sobre plantas renovables intermitentes.



A continuación, se dan a conocer todas las plantas que fueron seleccionadas para poder ser candidatas en los diversos escenarios de la planificación propuesta.

Tabla 11. Plantas Candidatas

| | Plantas | código | Potencia (MW) | Recurso | Costo de Inversión (M USD) | Costo Fijo \$/kW Año | OyM \$/MWh |
|----|------------------|----------|---------------|----------------|----------------------------|----------------------|------------|
| 1 | GDR Biogás 1 | BGS-I | 5 | Biogás | 13 | 7.11 | 5 |
| 2 | GDR Biogás 2 | BGS-II | 5 | Biogás | 13 | 7.11 | 5 |
| 3 | GDR Biogás 3 | BGS-III | 5 | Biogás | 13 | 7.11 | 5 |
| 4 | Eólica ESC | ESC-EI | 20 | Eólica Onshore | 81.34 | 56 | 9.7 |
| 5 | Eólica GUA | GUA-EI | 25 | Eólica Onshore | 100 | 56 | 9.7 |
| 6 | Eólica HUE | HUE-E | 40 | Eólica Onshore | 192 | 56 | 9.7 |
| 7 | Eólica JUT 1 | JUT-EI | 50 | Eólica Onshore | 200 | 56 | 9.7 |
| 8 | Eólica JUT 2 | JUT-EII | 25 | Eólica Onshore | 101.67 | 56 | 9.7 |
| 9 | Eólica JUT 3 | JUT-EIII | 50 | Eólica Onshore | 195 | 56 | 9.7 |
| 10 | Eólica JUT 4 | JUT-EIV | 60 | Eólica Onshore | 240 | 56 | 9.7 |
| 11 | Eólica JUT 5 | JUT-EV | 60 | Eólica Onshore | 240 | 56 | 9.7 |
| 12 | CPO-GNL | CPO-GNL | 200 | Gas Natural | 200 | 9.7 | 3 |
| 13 | PSJ-GNL | PSJ-GNL | 200 | Gas Natural | 200 | 11 | 3 |
| 14 | GN Petén | PTN-GNI | 25 - 50 | Gas Natural | 55 | 11 | 9.42 |
| 15 | GNL Pto. Barrios | PUB-GNL | 100 - 200 | Gas Natural | 220 | 11.7 | 3 |
| 16 | Geo AMA | AMA-G | 50 | Geotérmica | 200 | 120 | 1 |
| 17 | Geo Atitlán | ATI-G | 20 | Geotérmica | 80 | 120 | 1 |
| 18 | Geo Ayarza | AYA-G | 20 | Geotérmica | 80 | 120 | 1 |
| 19 | Geo Cerro Blanco | CBL-G | 7.5 | Geotérmica | 30 | 120 | 1 |
| 20 | Geo El Ceibillo | ECE-G | 20 | Geotérmica | 80 | 120 | 1 |
| 21 | Geo EST | EST-G | 15 | Geotérmica | 60 | 120 | 1 |
| 22 | Geo Los Achiotes | LAC-G | 15 | Geotérmica | 60 | 120 | 1 |
| 23 | Geo MOY | MOY-G | 20 | Geotérmica | 80 | 120 | 1 |
| 24 | Geo Palencia | PAL-G | 20 | Geotérmica | 80 | 120 | 1 |
| 25 | Geo Retana | RET-G | 15 | Geotérmica | 60 | 120 | 1 |
| 26 | Geo SMR | SMR-G | 24 | Geotérmica | 96 | 120 | 1 |
| 27 | Geo TEC | TEC-G | 40 | Geotérmica | 160 | 120 | 1 |
| 28 | Geo TOT | TOT-G | 25 | Geotérmica | 100 | 120 | 1 |

| | | | | | | | |
|----|-------------------|----------|------|--------------------|-------|-----|-------|
| 29 | Geo ZUN 2 | ZII-G | 30 | Geotérmica | 120 | 120 | 1 |
| 30 | Geo ZUN | ZUI-G | 35 | Geotérmica | 140 | 120 | 1 |
| 31 | GDR H1 | GDR I | 5 | Hídrico | 19.5 | 54 | 10 |
| 32 | GDR H2 | GDR II | 5 | Hídrico | 19.5 | 54 | 10 |
| 33 | GDR H3 | GDR III | 5 | Hídrico | 19.5 | 54 | 10 |
| 34 | GDR H4 | GDR IV | 5 | Hídrico | 19.5 | 54 | 10 |
| 35 | GDR H5 | GDR V | 5 | Hídrico | 19.5 | 54 | 10 |
| 36 | GDR H6 | GDR VI | 5 | Hídrico | 19.5 | 54 | 10 |
| 37 | GDR H7 | GDR VII | 5 | Hídrico | 19.5 | 54 | 10 |
| 38 | Alta Verapaz H1 | HAV-HI | 30 | Hídrico | 78 | 40 | 10 |
| 39 | Alta Verapaz H2 | HAV-HII | 45 | Hídrico | 117 | 40 | 10 |
| 40 | Alta Verapaz H3 | HAV-HIII | 80 | Hídrico | 208 | 40 | 10 |
| 41 | Huehuetenango H1 | HUE-HI | 30 | Hídrico | 78 | 40 | 10 |
| 42 | Huehuetenango H2 | HUE-HII | 50 | Hídrico | 130 | 40 | 10 |
| 43 | Huehuetenango H3 | HUE-HIII | 100 | Hídrico | 260 | 40 | 10 |
| 44 | La Paz | LPA-H | 140 | Hídrico | 490 | 40 | 10 |
| 45 | Pojom | PJM-H | 20 | Hídrico | 78 | 40 | 10 |
| 46 | San Andrés | SAN-H | 10.8 | Hídrico | 42.12 | 40 | 10 |
| 47 | Usumacinta PTN H1 | USU-HI | 200 | Hídrico | 600 | 40 | 10 |
| 48 | Usumacinta PTN H2 | USU-HII | 200 | Hídrico | 600 | 40 | 10 |
| 49 | Jutiapa S1 | SRO-SI | 30 | Solar Fotovoltaica | 116 | 8 | 13.75 |
| 50 | Jutiapa S2 | SRO-SII | 20 | Solar Fotovoltaica | 79.34 | 8 | 13.75 |
| 51 | Jutiapa S3 | SRO-SIII | 30 | Solar Fotovoltaica | 116 | 8 | 13.75 |
| 52 | Sol Zacapa | SRO-SIV | 20 | Solar Fotovoltaica | 77.34 | 8 | 13.75 |
| 53 | El Progreso Solar | SRO-SV | 10 | Solar Fotovoltaica | 40 | 8 | 13.75 |
| 54 | Santa Rosa S1 | SUR-SI | 20 | Solar Fotovoltaica | 73.34 | 8 | 13.75 |
| 55 | Santa Rosa S2 | SUR-SII | 50 | Solar Fotovoltaica | 167.5 | 8 | 13.75 |
| 56 | Escuintla S1 | SUR-SIII | 100 | Solar Fotovoltaica | 314 | 8 | 13.75 |
| 57 | Escuintla S2 | SUR-SIV | 30 | Solar Fotovoltaica | 116 | 8 | 13.75 |

Fuente: Elaboración UPEM.

Las plantas evaluadas en los diferentes escenarios planteados cumplen con la premisa de diversificar la matriz de generación eléctrica, además de utilizar

diferentes opciones de capacidad, lo cual permitirá que las características de las plantas se evalúen a través de todos los escenarios.

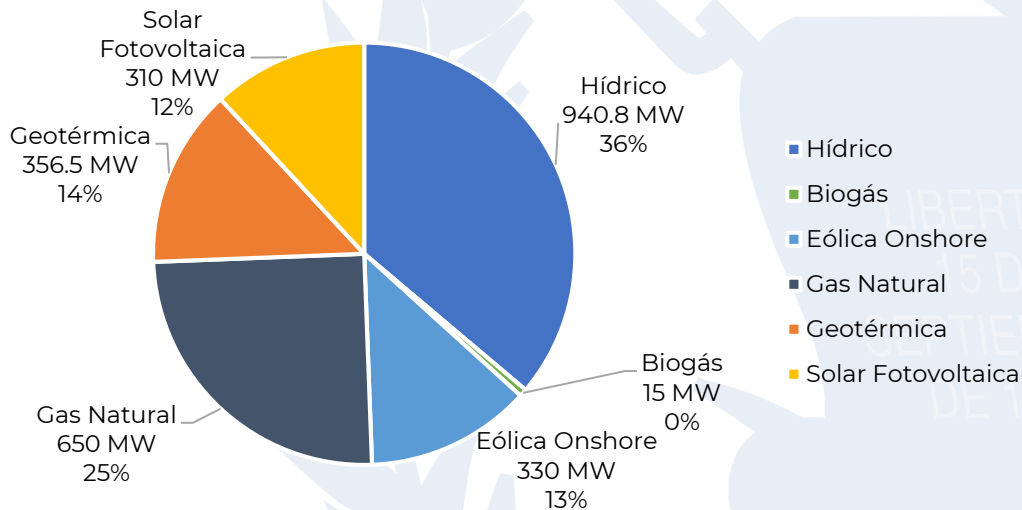
De la Tabla 11 se tienen cincuenta y siete plantas candidatas para poder dar cumplimiento a los escenarios planteados, mismos que se presentan por tipo de recurso en la Tabla 12. En total contabilizan 2,602.30 MW propuestos, de los cuales el 100% son a partir de recursos limpios y más del 75% son renovables.

Tabla 12. Plantas Candidatas por Recurso

| Recurso | Candidatas | Potencia (MW) | Porcentaje |
|----------------|------------|---------------|------------|
| Biogás | 3 | 15 | 0.58% |
| Eólico | 8 | 330 | 12.68% |
| Gas Natural | 4 | 650 | 24.98% |
| Geotérmico | 15 | 356.5 | 13.70% |
| Hidroeléctrico | 18 | 940.8 | 36.15% |
| Solar | 9 | 310 | 11.91% |
| TOTAL | 57 | 2,602.30 | 100.00% |

Fuente: Elaboración propia.

Grafica 60. Potencia de las Plantas Candidatas, en MW, evaluadas para los escenarios más probables.



Fuente: Elaboración propia.

8.4.6 ESCENARIOS DE EXPANSIÓN

La planificación de largo plazo con el objetivo de garantizar el abastecimiento de la demanda de energía y potencia de forma eficiente debe considerar diversas variables que influyen en la producción de electricidad en especial con sistemas de generación renovable en países afectados por fenómenos climatológicos, como el nuestro.

Con la ayuda del software de planificación de la generación eléctrica, se obtienen los cronogramas de expansión del sistema que permitirán el abastecimiento de la demanda futura de forma optimizada. Los supuestos relacionados con este plan son cuatro, en el caso de la variable de acciones del Gobierno, estas actúan como restricciones que deben modelarse. Sin embargo, existen algunas que escapan de la planificación indicativa que se realiza actualmente. La Ilustración 20 muestra las variables consideradas, en síntesis, debe tomarse en cuenta:

- Políticas públicas
- Variabilidad del precio de los combustibles
- Cambio climático
- Sequias o inundaciones.

Ilustración 20. **Variables de los Distintos Escenarios**



Fuente: Elaboración Propia.

Del análisis anterior de las variables que se consideraron, se presentan diez escenarios, los cuales son los escenarios considerados como más probables, dada la combinación de las premisas anteriormente descritas de demanda de energía

y potencia, costos de combustible y aspectos hidrológicos; los cuales se resumen en la Tabla 13.

Para la variable de mercado eléctrico optimizado se realizaron cinco escenarios, y luego se realizaron otros cinco escenarios en los cuales se incluyeron restricciones resultado de las metas de país relacionadas con la proporción de energía renovable en la matriz de generación eléctrica, es decir, tomando en cuenta Políticas Públicas.

También se evalúan cinco escenarios de contingencias, los cuales toman como premisas, además del crecimiento de la demanda, precios de combustible e hidrología y cambio climático, lo siguiente:

Se evalúan casos, en los cuales por razones de contingencia y/o vencimientos de contratos, alguna(s) planta (s) no están disponibles, lo cual requiere en el sistema, añadir capacidad nueva, buscando para ello, la solución más óptima. A continuación, se describen estos escenarios:

1. - CMMS11- vencimiento de contrato y salida de operación de planta base de carbón: en este escenario, se considera la finalización de contrato y la salida de operación definitiva de una planta térmica que utiliza carbón para la generación, lo cual deja al sistema con un déficit de 279.5 MW de capacidad de base a partir del año 2030.
2. - CMMS12 - contingencia en planta base de carbón: este escenario evalúa una contingencia en una planta térmica de carbón de 105 MW, lo cual deja al sistema sin esta capacidad durante el año 2024 únicamente.
3. - CMMS 13 – contingencia en planta hidroeléctrica: Para el siguiente escenario, se toma en cuenta una contingencia que afecta 285 MW de capacidad de una planta hidroeléctrica, suponiendo la salida de operación de esta planta durante el año 2024 únicamente.
4. - CMMS 14- Contingencia Climática: En este escenario se toma como premisa que 600 MW de hidroelectricidad salen de operación a causa de una emergencia climática tal y como sucedió en noviembre de 2020 con las tormentas Eta e Iota, en este escenario se considera que los 600 MW de hidroelectricidad salen de operación durante el año 2025.
5. - CMMS 15 – Salida de operación definitiva de algunas plantas base de carbón: como último escenario, se evalúa un caso en donde salen de operación 384.5 MW de potencia existente de plantas térmicas de carbón a partir del año 2030, lo cual deja al sistema con un importante déficit de capacidad de base.

bajo los cinco escenarios anteriormente descritos, el Software buscará una solución óptima para abastecer la capacidad afectada, con lo cual, los resultados obtenidos ayudarán en la toma de decisiones que garanticen el suministro energético de manera eficiente en situaciones de contingencias.



Tabla 13. Resumen de Escenarios más probables.

| No. | ESCENARIOS | SUB-ESCENARIOS | | | | | | | | | SIGLA |
|-----|--------------------|----------------|---------|---------|-------------|---------|------------|---------|-------|--------|--------|
| | | GRAFEMA | DEMANDA | GRAFEMA | COMBUSTIBLE | GRAFEMA | HIDROLOGÍA | GRAFEMA | SOLAR | EÓLICA | |
| 1 | BAU | E | MEDIO | M | BAJO | B | SECO | S | ALTO | ALTO | EMBS6 |
| 2 | BAU | E | MEDIO | M | BAJO | B | MEDIO | M | MEDIO | MEDIO | EMBM10 |
| 3 | BAU | E | MEDIO | M | MEDIO | M | SECO | S | ALTO | ALTO | EMMS2 |
| 4 | BAU | E | MEDIO | M | MEDIO | M | MEDIO | M | MEDIO | MEDIO | EMMM4 |
| 5 | BAU | E | MEDIO | M | ALTO | A | SECO | S | ALTO | ALTO | EMAS8 |
| 6 | POLITICAS PUBLICAS | P | MEDIO | M | BAJO | B | SECO | S | ALTO | ALTO | PMBS5 |
| 7 | POLITICAS PUBLICAS | P | MEDIO | M | BAJO | B | MEDIO | M | MEDIO | MEDIO | PMBM9 |
| 8 | POLITICAS PUBLICAS | P | MEDIO | M | MEDIO | M | SECO | S | ALTO | ALTO | PMMS1 |
| 9 | POLITICAS PUBLICAS | P | MEDIO | M | MEDIO | M | MEDIO | M | MEDIO | MEDIO | PMMM3 |
| 10 | POLITICAS PUBLICAS | P | MEDIO | M | ALTO | A | SECO | S | ALTO | ALTO | PMAS7 |

Fuente: Elaboración Propia.

Tabla 14. Resumen de Escenarios de contingencias.

| No. | ESCENARIOS | SUB-ESCENARIOS | | | | | | | | | SIGLA |
|-----|--------------|----------------|---------|---------|-------------|---------|------------|---------|-------|--------|--------|
| | | GRAFEMA | DEMANDA | GRAFEMA | COMBUSTIBLE | GRAFEMA | HIDROLOGÍA | GRAFEMA | SOLAR | EÓLICA | |
| 1 | Contingencia | C | MEDIO | M | MEDIO | M | SECO | S | ALTO | ALTO | CMMS11 |
| 2 | Contingencia | C | MEDIO | M | MEDIO | M | SECO | S | ALTO | ALTO | CMMS12 |
| 3 | Contingencia | C | MEDIO | M | MEDIO | M | SECO | S | ALTO | ALTO | CMMS13 |
| 4 | Contingencia | C | MEDIO | M | MEDIO | M | SECO | S | ALTO | ALTO | CMMS14 |
| 5 | Contingencia | C | MEDIO | M | MEDIO | M | SECO | S | ALTO | ALTO | CMMS15 |

Fuente: Elaboración Propia.

En las siguientes descripciones de las variables de los escenarios se dan a conocer las características de los ítems de las tablas anteriores.

Demanda: El incremento de la demanda anual de energía y potencia es una variable de suma importancia para la planificación del sistema de generación. Se consideró el escenario de crecimiento de la demanda más probable, siendo este el crecimiento Medio. El detalle de los valores utilizados se encuentra en las Grafica 54 y Grafica 55 se aplicó a los escenarios de BAU y de Políticas Públicas. Esta variable es la segunda letra del código asociado al escenario evaluado, y en este caso es la letra M.

Combustible: El incremento de los precios de los combustibles también impacta en el costo marginal de la energía, y debido al contexto nacional que carece del recurso ya sea en forma de yacimientos o minas, posee un precio indexado a los valores internacionales de referencia. El detalle de los valores utilizados se encuentra desde la Grafica 56 hasta la Grafica 59, y estas variables de precios pueden ser Alto, Medio y Bajo, esta es la tercera letra del código asociado al escenario evaluado y puede ser una letra A, M o B.

Fenómenos climáticos: La generación por medio de recursos renovables es en su mayoría de veces sujeta a los fenómenos climáticos, a excepción de la geotermia y del biogás, ya que dependen de la hidrología, la degradación del suelo, la temporada de vientos y las horas sol. El primer escenario contiene las siguientes condiciones: un escenario intermedio de caudales (hidrología media), al igual que un promedio de horas sol y de potencial eólico. El segundo escenario representa aquellos años que han sufrido sequías (caudales hidrológicos bajos), con una mayor cantidad de horas sol y de potencial eólico. Cada variable de esta premisa puede ser según su hidrología un escenario Medio y Seco, es la cuarta letra asociada al escenario evaluado y puede ser una letra M o S respectivamente.

Tabla 15. Resumen de Escenarios.

| | | BAU | Políticas Públicas | Contingencias | | |
|----------|-------|----------|--------------------|---------------|--------|--------|
| | | D. Media | D. Media | D. Media | | |
| C. Bajo | Seco | EMBS6 | PMBS5 | | | |
| | Medio | EMBM10 | PMBM9 | | | |
| C. Medio | Seco | EMMS2 | PMMS1 | CMMS11 | CMMS13 | CMMS15 |
| | | | | CMMS12 | CMMS14 | |
| | Medio | EMMM4 | PMMM3 | | | |
| C. Alto | Seco | EMAS8 | PMAS7 | | | |

Fuente: Elaboración Propia.

El presente documento expone la planificación indicativa para el sistema de generación nacional, considerando que el negocio de generación de energía

eléctrica es un mercado libre; los agentes de este mercado toman las decisiones más oportunas para invertir en nuevos proyectos concernientes al parque de generación. Esta variable es la primera letra del código asociado al escenario evaluado.

Se recuerda que la variable de mercado sin influencia del Estado y los compromisos adquiridos en el mercado eléctrico se denomina BAU (Business As Usual) siendo identificado por la letra E, es aplicada a una serie de 5 escenarios más probables, con otras consideraciones asociadas.

Con la identificación de la letra P, se realizan una serie de 5 escenarios adicionales contemplando el cumplimiento de las variables de Políticas Públicas, en este caso se consideró la meta de la política energética 2013 – 2027 que establece un porcentaje de generación renovable de 80%.

Con la letra C, se identifican los 5 escenarios de contingencias evaluados para el presente plan, descritos anteriormente.



RESULTADOS DEL PLAN INDICATIVO DE EXPANSIÓN DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Como bien se ha descrito en el capítulo anterior, en la elaboración de este plan se analizaron 15 escenarios, estos se dividen en tres escenarios base, los cuales el escenario BAU, se desarrolla bajo ningún tipo de restricción, a diferencia del escenario de Políticas Públicas, el cual considera restricciones como el porcentaje de penetración de energía renovable y el escenario de contingencias, cada uno de estos escenarios base, consideran otras 3 variables fundamentales, como lo son, demanda de energía, precios internacionales de combustibles e hidrología. Como se mencionó anteriormente, se eligieron únicamente los escenarios más probables en ocurrencia, por lo cual se consideraron las premisas de Demanda Media, Precios de combustibles Altos, Medios o Bajos e Hidrología Media y Seca.

Tabla 16. Probabilidad de ocurrencia de cada variable.

| Variable | Escenario | Probabilidad [%] |
|---------------------------|-----------|------------------|
| Demanda ⁴ | Alto | 25% |
| | Medio | 55% |
| | Bajo | 20% |
| Combustibles ⁵ | Alto | 20% |
| | Medio | 40% |
| | Bajo | 40% |
| Hidrología ⁶ | Lluvioso | 15% |
| | Medio | 40% |
| | Seco | 45% |

Fuente: Elaboración Propia.

⁴ 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.

⁵ 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.

⁶ 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.

Como consecuencia de valorar cada uno de los escenarios, se realizó un listado de la combinación de escenarios BAU-Políticas Públicas, que se consideran más probables, los cuales son los siguientes:

Tabla 17. Probabilidad de ocurrencia de los escenarios más probables.

| No. | ESCENARIOS | SUB-ESCENARIOS | | | | | | ESCENARIOS | | PROBABILIDAD DE OCURRENCIA [%] | POSICIÓN JERÁRQUICA |
|-----|--------------------------|----------------|--------------|-------------|--------------|------------|--------------|------------|-------|--------------------------------|---------------------|
| | | DEMANDA | PROBABILIDAD | COMBUSTIBLE | PROBABILIDAD | HIDROLOGÍA | PROBABILIDAD | | | | |
| 1 | BAU - Políticas Publicas | MEDIO | 55% | MEDIO | 40% | SECO | 45% | EMMS2 | PMMS1 | 24.69% | 1 |
| 2 | BAU - Políticas Publicas | MEDIO | 55% | MEDIO | 40% | MEDIO | 40% | EMMM4 | PMMM3 | 21.95% | 2 |
| 3 | BAU - Políticas Publicas | MEDIO | 55% | BAJO | 30% | SECO | 45% | EMBS6 | PMBS5 | 18.45% | 3 |
| 4 | BAU - Políticas Publicas | MEDIO | 55% | ALTO | 30% | SECO | 45% | EMAS8 | PMAS7 | 18.45% | 4 |
| 5 | BAU - Políticas Publicas | MEDIO | 55% | BAJO | 30% | MEDIO | 40% | EMBM10 | PMBM9 | 16.46% | 5 |

Fuente: Elaboración Propia.

9.1 CRONOGRAMA DE INGRESO DE PLANTAS PROPUESTAS

A través de los cálculos realizados por el software OPTGEN, se determinó el año óptimo de entrada para las plantas candidatas, y por cada escenario.

Tabla 18. Cronograma de ingreso de plantas, escenarios BAU y Políticas Públicas (PP).

| CAPACIDAD INSTALADA POR ESCENARIO[MW] | | | | | | | | | | | |
|--|-------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| | | 2,137 | 1,997 | 2,137.30 | 1,992 | 1,757 | 1,912 | 2,047 | 2,372 | 2,317 | 1,742 |
| INVERSION TOTAL POR ESCENARIO [MILLONES USD] | | | | | | | | | | | |
| | | 5,947.15 | 5,457.15 | 5,947.15 | 5,661.15 | 5,259.15 | 5,782.15 | 5,742.15 | 6,687.15 | 6,992.15 | 5,880.80 |
| TECNOLOGÍA | PLANTA | EMMS2 | EMMM4 | EMBS6 | EMAS8 | EMBM10 | PMMS1 | PMMM3 | PMB55 | PMAS7 | PMBM9 |
| HIDRÁULICA | Pojóm | 2026 | 2029 | 2025 | 2027 | 2027 | 2025 | 2025 | 2025 | 2025 | 2027 |
| | San Andrés | 2026 | 2028 | 2025 | 2027 | 2027 | 2025 | 2025 | 2025 | 2025 | 2027 |
| | Huehuetenango H1 | 2022 | 2022 | 2022 | 2022 | 2022 | 2022 | 2022 | 2022 | 2022 | 2027 |
| | Huehuetenango H2 | 2022 | 2022 | 2022 | 2022 | 2022 | 2022 | 2022 | 2022 | 2022 | 2027 |
| | Alta Verapaz H1 | 2046 | 2047 | 2048 | | 2039 | 2027 | 2052 | 2027 | 2027 | 2027 |
| | Alta Verapaz H2 | 2047 | 2048 | 2048 | 2035 | 2039 | 2027 | 2027 | 2027 | 2027 | 2027 |
| | Alta Verapaz H3 | 2046 | 2047 | 2048 | | | 2027 | 2027 | 2027 | 2027 | 2027 |
| | Huehuetenango H3 | 2047 | 2047 | 2048 | | | | | 2027 | 2027 | 2027 |
| | La Paz | 2049 | | 2052 | 2050 | 2050 | | | 2027 | 2027 | 2027 |
| | Usumacinta PTN H1 | | | | | | | | | 2027 | 2027 |
| | Usumacinta PTN H2 | | | | | | 2027 | 2027 | 2027 | 2027 | 2027 |
| GEOTÉRMICA | Geo ZUN | | | | 2051 | | 2026 | | 2027 | | 2027 |
| | Geo ZUN 2 | | | | 2051 | | 2026 | | | 2027 | 2027 |
| | Geo TEC | 2022 | 2022 | 2027 | 2026 | 2022 | 2026 | 2022 | 2025 | 2027 | 2027 |
| | Geo MOY | 2022 | 2022 | 2022 | 2024 | 2022 | 2025 | 2022 | 2025 | 2027 | 2027 |



| | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------|-------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | Geo Cerro Blanco | 2022 | 2022 | 2022 | 2024 | 2022 | 2024 | 2027 | 2025 | 2027 | 2027 |
| | Geo EST | 2022 | 2022 | 2022 | 2024 | 2022 | 2025 | 2022 | 2025 | 2027 | 2027 |
| | Geo Atitlán | 2022 | 2022 | 2027 | 2026 | 2022 | 2026 | 2022 | 2025 | 2027 | 2027 |
| | Geo Palencia | 2022 | 2022 | 2027 | 2024 | 2022 | 2026 | 2022 | 2025 | 2027 | 2027 |
| | Geo Ayarza | 2022 | 2022 | 2022 | 2024 | 2022 | 2025 | 2022 | 2025 | 2027 | 2027 |
| | Geo Los Achiotos | 2022 | 2022 | 2022 | 2024 | 2022 | 2025 | 2022 | 2025 | 2027 | 2027 |
| | Geo Retana | 2022 | 2022 | 2022 | 2024 | 2022 | 2025 | 2022 | 2025 | 2027 | 2027 |
| | Geo SMR | 2022 | 2022 | 2022 | 2024 | 2022 | 2025 | 2022 | 2025 | 2027 | 2027 |
| | Geo TOT | 2022 | 2022 | 2027 | 2024 | 2022 | 2024 | 2022 | 2025 | 2027 | 2027 |
| | Geo AMA | 2022 | 2022 | 2027 | 2024 | 2022 | 2026 | 2022 | 2025 | 2027 | 2027 |
| | Geo El Ceibillo | 2022 | 2022 | 2027 | 2026 | 2022 | 2026 | 2022 | 2025 | 2027 | 2027 |
| FOTOVOLTAICO | Jutiapa S1 | 2038 | 2039 | 2038 | 2038 | 2039 | 2038 | 2038 | 2038 | 2027 | |
| | Jutiapa S2 | 2038 | 2039 | 2038 | 2038 | 2039 | 2038 | 2039 | 2038 | 2038 | |
| | Jutiapa S3 | 2038 | 2039 | 2038 | 2038 | 2039 | 2038 | 2038 | 2038 | 2027 | |
| | Sol Zacapa | 2038 | 2039 | 2038 | 2038 | 2039 | 2038 | 2039 | 2038 | 2038 | |
| | El Progreso Solar | 2038 | 2039 | 2038 | 2038 | 2039 | 2038 | 2039 | 2039 | 2027 | |
| | Santa Rosa S1 | 2037 | 2037 | 2037 | 2036 | 2039 | 2027 | 2039 | 2027 | 2027 | 2027 |
| | Santa Rosa S2 | 2036 | 2037 | 2036 | 2036 | 2037 | 2027 | 2037 | 2027 | 2027 | 2027 |
| | Escuintla S1 | 2036 | 2037 | 2036 | 2035 | 2037 | 2027 | 2037 | 2027 | 2027 | 2027 |
| Escuintla S2 | 2037 | 2039 | 2039 | 2037 | 2039 | 2037 | 2039 | 2027 | 2027 | | |
| EÓLICO | Eólica JUT 1 | 2037 | 2039 | 2037 | 2036 | 2039 | 2027 | 2039 | 2027 | 2027 | 2027 |
| | Eólica JUT 2 | 2037 | 2039 | 2037 | 2036 | 2039 | 2036 | 2039 | 2027 | 2027 | |
| | Eólica JUT 3 | 2036 | 2037 | 2037 | 2036 | 2037 | 2027 | 2037 | 2027 | 2027 | 2027 |
| | Eólica JUT 4 | 2037 | 2037 | 2037 | 2036 | 2039 | 2027 | 2039 | 2027 | 2027 | 2027 |
| | Eólica JUT 5 | 2037 | 2037 | 2037 | 2036 | 2039 | 2027 | 2039 | 2027 | 2027 | 2027 |
| | Eólica GUA | 2037 | 2037 | 2037 | 2036 | 2039 | 2036 | 2027 | 2027 | 2027 | 2027 |
| | Eólica ESC | 2037 | 2037 | 2037 | 2036 | 2039 | 2036 | 2037 | 2027 | 2027 | 2027 |
| | Eólica HUE | 2039 | 2040 | 2039 | 2039 | 2040 | 2039 | 2040 | 2040 | 2027 | |
| GENERADOR DISTRIBUIDO RENOVABLE | GDR H1 | 2034 | 2035 | 2034 | 2033 | 2035 | 2027 | 2027 | 2027 | 2027 | 2027 |
| | GDR H2 | 2033 | 2034 | 2033 | 2033 | 2034 | 2027 | 2027 | 2027 | 2027 | 2027 |
| | GDR H3 | 2033 | 2034 | 2033 | 2033 | 2034 | 2027 | 2027 | 2027 | 2027 | 2027 |
| | GDR H4 | 2033 | 2034 | 2033 | 2033 | 2034 | 2027 | 2027 | 2027 | 2027 | 2027 |
| | GDR H5 | 2033 | 2034 | 2033 | 2033 | 2034 | 2027 | 2027 | 2027 | 2027 | 2027 |
| | GDR H6 | 2033 | 2034 | 2033 | 2033 | 2034 | 2027 | 2027 | 2027 | 2027 | 2027 |
| | GDR H7 | 2033 | 2034 | 2033 | 2033 | 2034 | 2027 | 2027 | 2027 | 2027 | 2027 |
| BIOGÁS | GDR Biogás 1 | 2022 | 2022 | 2022 | 2022 | 2022 | 2022 | 2022 | 2023 | 2024 | |
| | GDR Biogás 2 | 2022 | 2022 | 2022 | 2022 | 2022 | 2022 | 2022 | 2023 | 2024 | 2027 |
| | GDR Biogás 3 | 2022 | 2022 | 2022 | 2022 | 2022 | 2022 | 2022 | 2023 | 2024 | 2027 |
| GAS NATURAL | GN Petén | 2035 | 2044 | 2035 | 2033 | 2036 | | | 2048 | | |
| | GNL Pto. Barrios | 2046 | 2046 | 2047 | 2038 | | | 2048 | 2049 | | |

| | | | | | | | | | | | |
|--|---------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|--|
| | CPO-GNL | 2046 | 2045 | 2047 | 2038 | 2046 | 2050 | 2038 | 2048 | 2051 | |
| | PSJ-GNL | 2046 | 2045 | 2047 | 2038 | 2046 | 2050 | 2048 | 2048 | 2050 | |

Fuente: Elaboración propia, SDDP y OPTGEN.

Tabla 19. Cronograma de ingreso de plantas, escenarios de Contingencias.

| CAPACIDAD INSTALADA POR ESCENARIO[MW] | | 2,122 | 2,137 | 1,852.30 | 1,847 | 1,682 |
|--|-------------------|----------|----------|----------|----------|----------|
| INVERSION TOTAL POR ESCENARIO [MILLONES USD] | | 5,999.15 | 5,947.15 | 5,080.15 | 5,067.15 | 5,029.15 |
| TECNOLOGÍA | PLANTA | CMMSI1 | CMMSI2 | CMMSI3 | CMMSI4 | CMMSI5 |
| HIDRÁULICA | Pojom | 2025 | 2026 | 2025 | 2025 | 2025 |
| | San Andrés | 2025 | 2025 | 2025 | 2025 | 2025 |
| | Huehuetenango H1 | 2022 | 2022 | 2022 | 2025 | 2022 |
| | Huehuetenango H2 | 2022 | 2022 | 2025 | | 2022 |
| | Alta Verapaz H1 | 2033 | 2046 | 2035 | 2025 | 2036 |
| | Alta Verapaz H2 | 2052 | 2047 | | 2044 | 2030 |
| | Alta Verapaz H3 | | 2047 | 2035 | 2025 | |
| | Huehuetenango H3 | 2042 | 2047 | | | |
| | La Paz | 2048 | 2049 | | | |
| | Usumacinta PTN H1 | | | | | |
| | Usumacinta PTN H2 | | | | | |
| GEOTÉRMICA | Geo ZUN | 2047 | | | | 2030 |
| | Geo ZUN 2 | 2046 | | | | 2032 |
| | Geo TEC | 2025 | 2022 | 2026 | 2025 | 2025 |
| | Geo MOY | 2024 | 2022 | 2025 | 2025 | 2025 |
| | Geo Cerro Blanco | 2024 | 2022 | 2025 | 2025 | 2026 |
| | Geo EST | 2024 | 2022 | 2026 | 2025 | 2025 |



| | | | | | | |
|---------------------------------|-------------------|------|------|------|------|------|
| | Geo Atitlán | 2025 | 2022 | 2026 | 2025 | 2025 |
| | Geo Palencia | 2025 | 2022 | 2026 | 2025 | 2025 |
| | Geo Ayarza | 2024 | 2022 | 2025 | 2025 | 2025 |
| | Geo Los Achiotés | 2024 | 2022 | 2026 | 2025 | 2025 |
| | Geo Retana | 2025 | 2022 | 2026 | 2025 | 2025 |
| | Geo SMR | 2024 | 2022 | 2024 | 2025 | 2025 |
| | Geo TOT | 2025 | 2022 | 2026 | 2025 | 2025 |
| | Geo AMA | 2025 | 2022 | 2026 | 2025 | 2025 |
| | Geo El Ceibillo | 2025 | 2022 | 2026 | 2025 | 2025 |
| FOTOVOLTAICO | Jutiapa S1 | 2037 | 2038 | 2038 | 2038 | 2037 |
| | Jutiapa S2 | 2037 | 2038 | 2038 | 2038 | 2038 |
| | Jutiapa S3 | 2037 | 2038 | 2038 | 2038 | 2037 |
| | Sol Zacapa | 2037 | 2038 | 2038 | 2038 | 2037 |
| | El Progreso Solar | 2038 | 2038 | 2038 | 2038 | 2038 |
| | Santa Rosa S1 | 2036 | 2037 | 2037 | 2037 | 2035 |
| | Santa Rosa S2 | 2034 | 2036 | 2036 | 2035 | 2035 |
| | Escuintla S1 | 2033 | 2036 | 2036 | 2035 | 2032 |
| | Escuintla S2 | 2036 | 2037 | 2037 | 2037 | 2035 |
| EÓLICO | Eólica JUT 1 | 2036 | 2037 | 2037 | 2037 | 2035 |
| | Eólica JUT 2 | 2036 | 2037 | 2037 | 2037 | 2035 |
| | Eólica JUT 3 | 2036 | 2036 | 2037 | 2035 | 2035 |
| | Eólica JUT 4 | 2036 | 2037 | 2037 | 2037 | 2035 |
| | Eólica JUT 5 | 2036 | 2037 | 2037 | 2037 | 2035 |
| | Eólica GUA | 2036 | 2037 | 2037 | 2037 | 2035 |
| | Eólica ESC | 2036 | 2037 | 2037 | 2037 | 2035 |
| | Eólica HUE | 2037 | 2039 | 2039 | 2039 | 2037 |
| GENERADOR DISTRIBUIDO RENOVABLE | GDR H1 | 2031 | 2034 | 2034 | 2034 | 2030 |
| | GDR H2 | 2030 | 2033 | 2033 | 2033 | 2030 |
| | GDR H3 | 2030 | 2033 | 2033 | 2033 | 2030 |
| | GDR H4 | 2030 | 2033 | 2033 | 2033 | 2030 |
| | GDR H5 | 2030 | 2033 | 2033 | 2033 | 2030 |

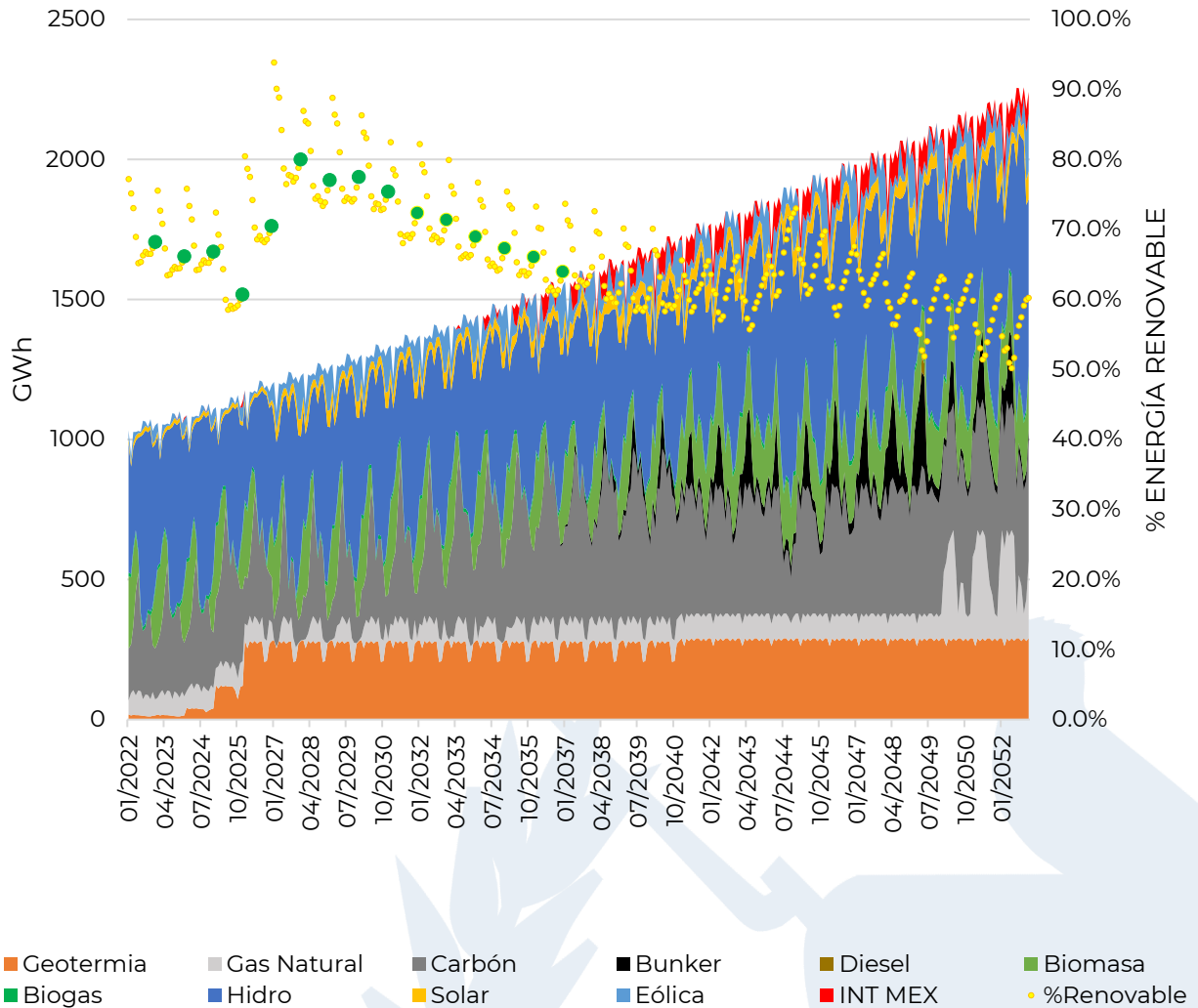
| | | | | | | |
|-------------|------------------|------|------|------|------|------|
| | GDR H6 | 2030 | 2033 | 2033 | 2033 | 2030 |
| | GDR H7 | 2030 | 2033 | 2033 | 2033 | 2030 |
| BIOGÁS | GDR Biogás 1 | 2022 | 2022 | 2022 | 2026 | 2022 |
| | GDR Biogás 2 | 2022 | 2022 | 2022 | 2025 | 2022 |
| | GDR Biogás 3 | 2022 | 2022 | 2022 | 2025 | 2022 |
| GAS NATURAL | GN Petén | 2030 | 2035 | 2033 | 2029 | 2030 |
| | GNL Pto. Barrios | 2038 | 2046 | 2042 | 2043 | |
| | CPO-GNL | 2033 | 2046 | 2043 | 2044 | 2032 |
| | PSJ-GNL | 2033 | 2046 | 2050 | 2044 | 2033 |

Fuente: Elaboración propia, SDDP y OPTGEN.



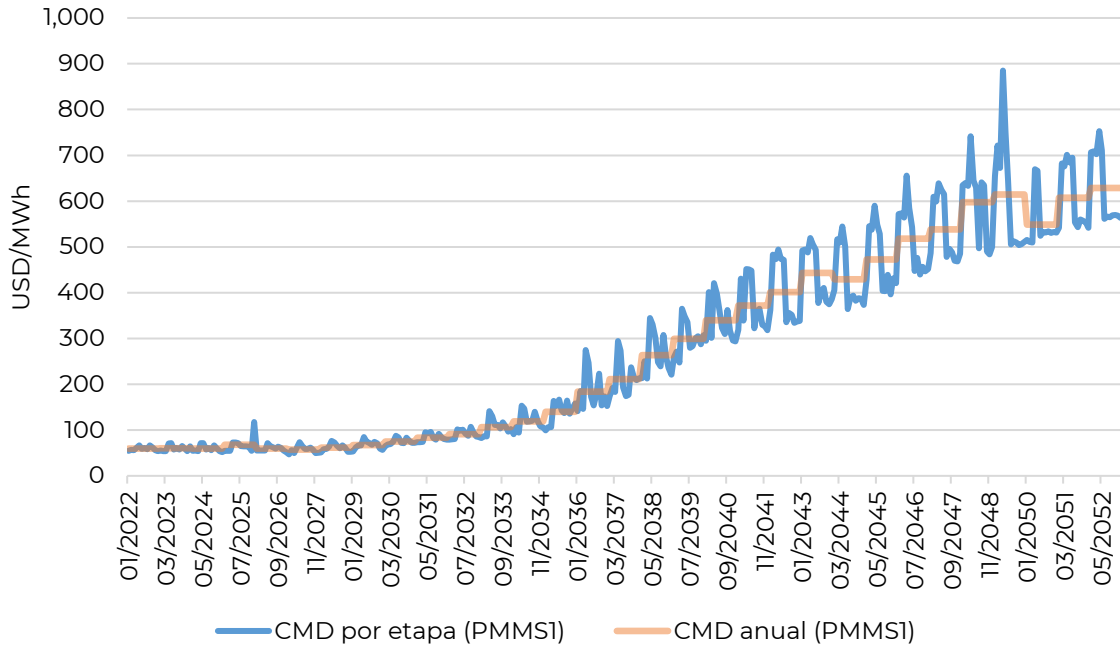
9.2 ANÁLISIS POR ESCENARIO: DESPACHO DE ENERGÍA Y COSTO MARGINAL DE LA DEMANDA

Grafica 61. Despacho de Energía del escenario PMMS1.



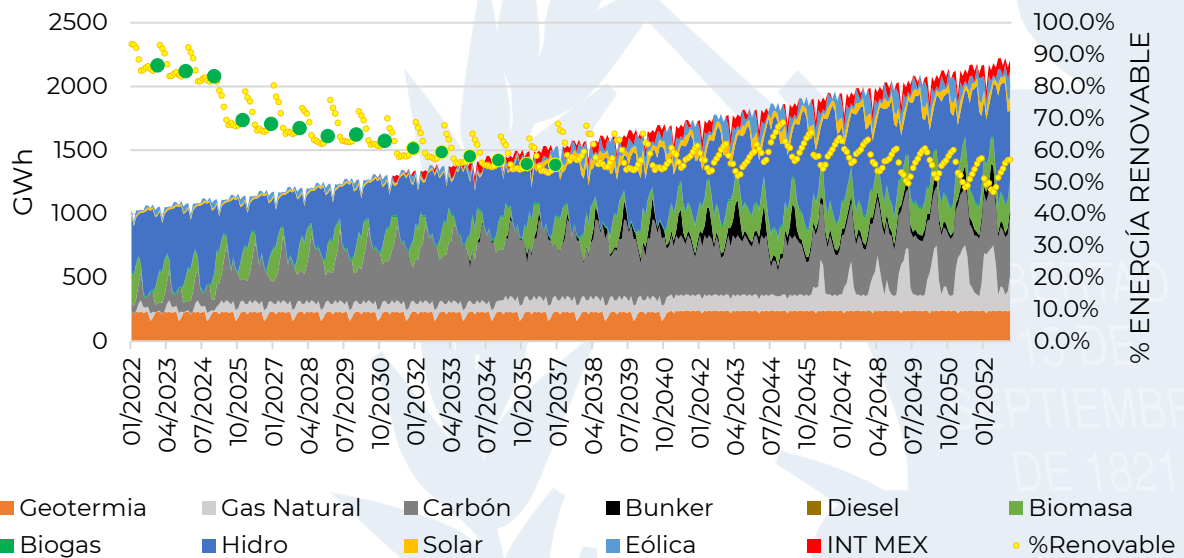
Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Grafica 62. Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual, escenario PMMS1.



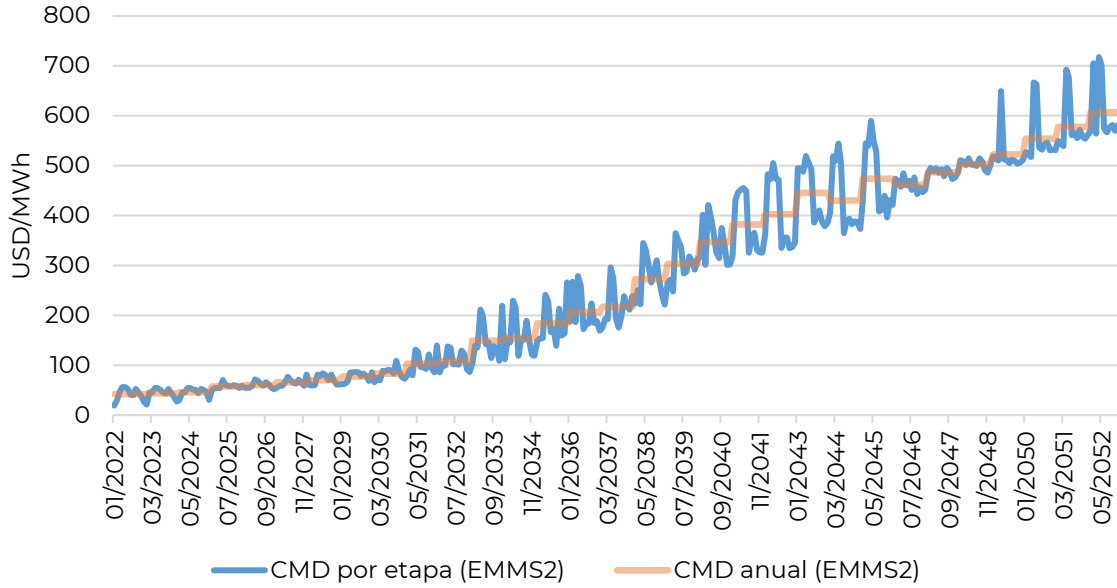
Fuente: Elaboración UPEM.

Grafica 63. Despacho de Energía del escenario EMMS2.



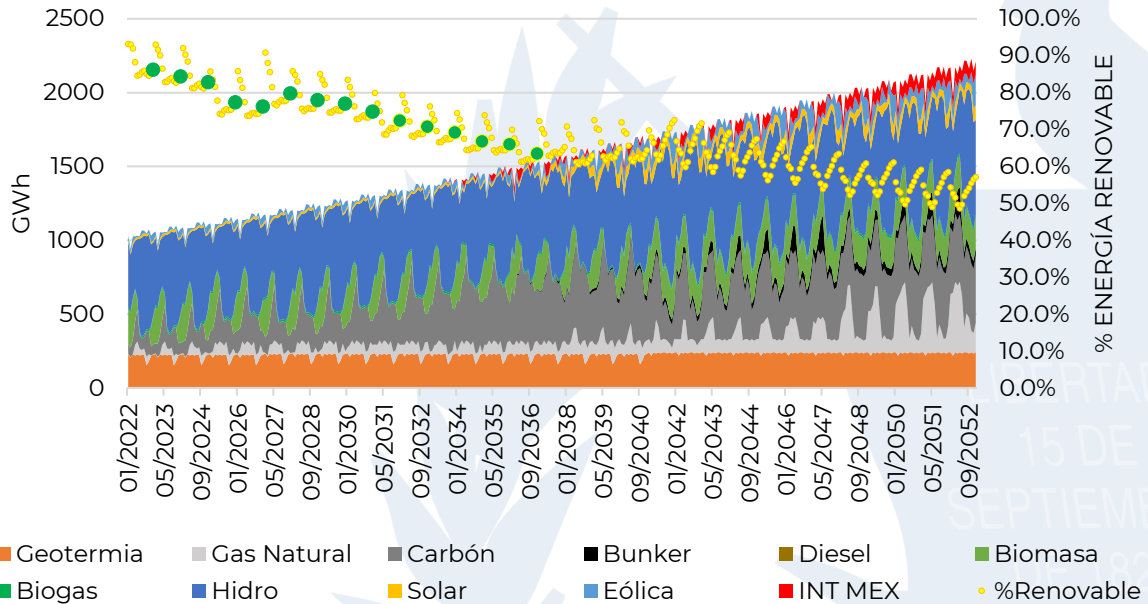
Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Grafica 64. Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual, escenario EMMS2.



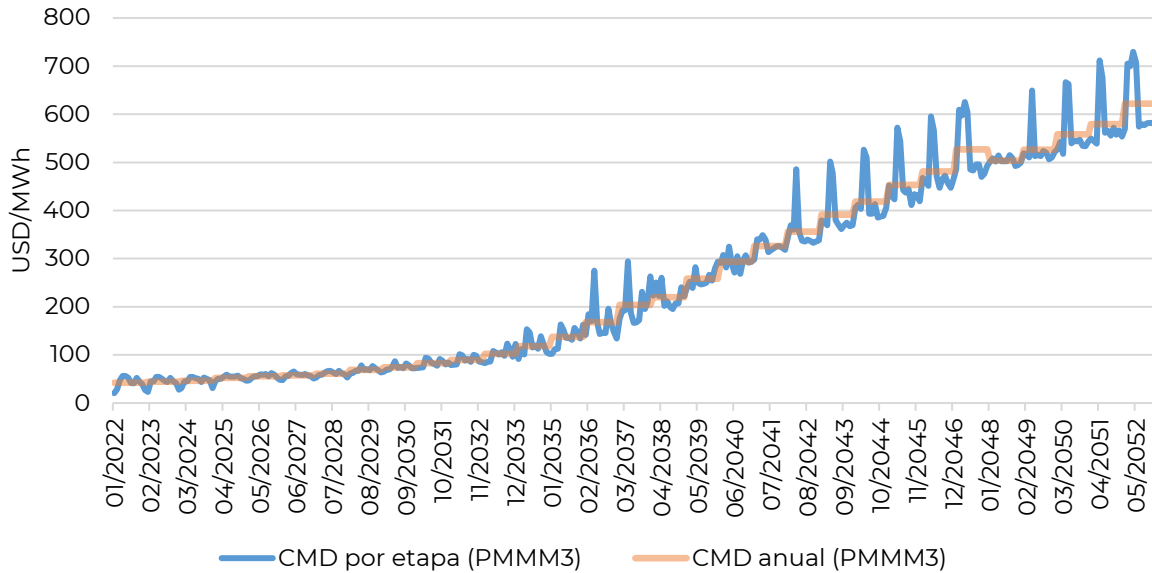
Fuente: Elaboración UPEM.

Grafica 65. Despacho de Energía del escenario PMMM3.



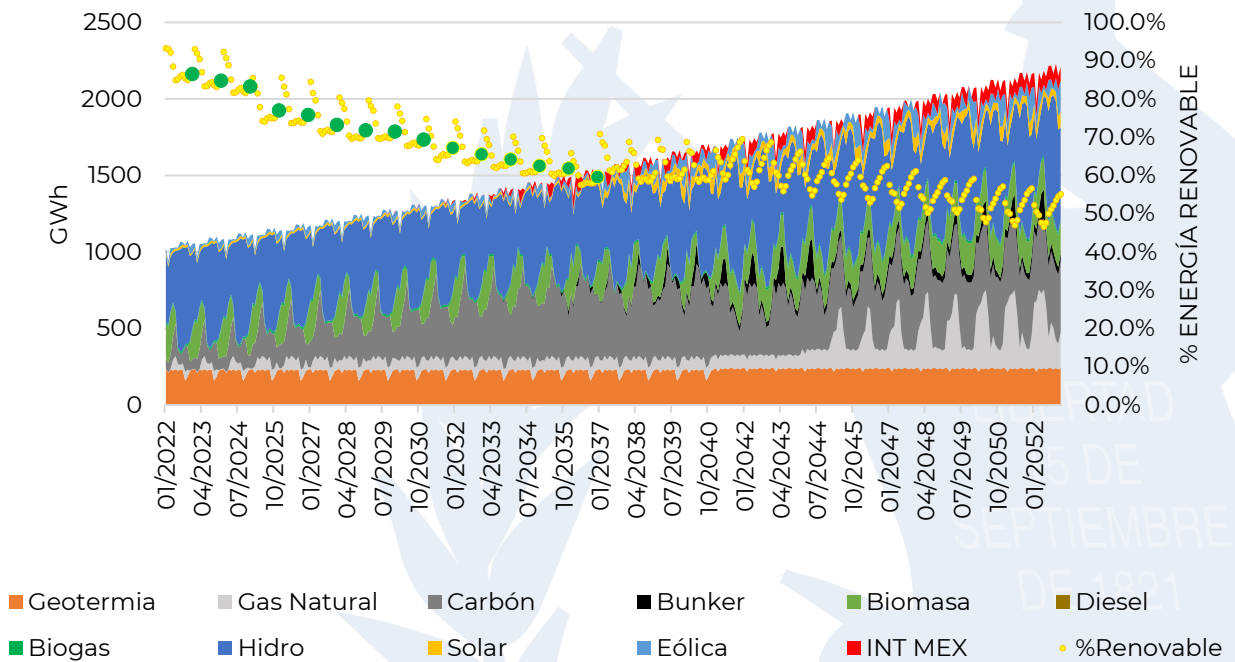
Fuente: Elaboración UPEM.

Grafica 66. Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual, escenario PMMM3



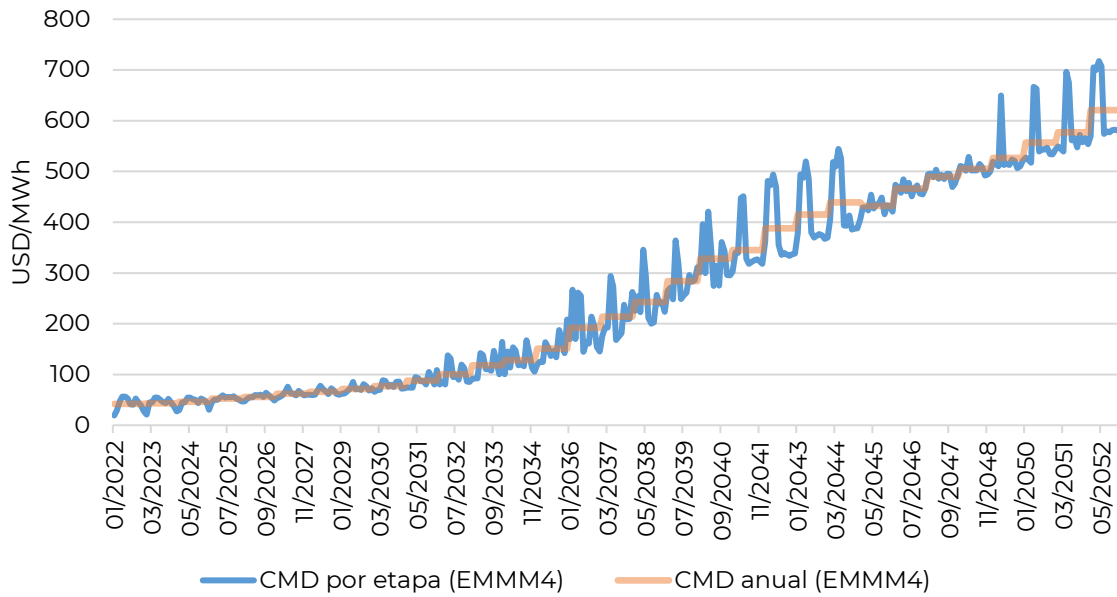
Fuente: Elaboración UPEM.

Grafica 67. Despacho de Energía del escenario EMMM4.



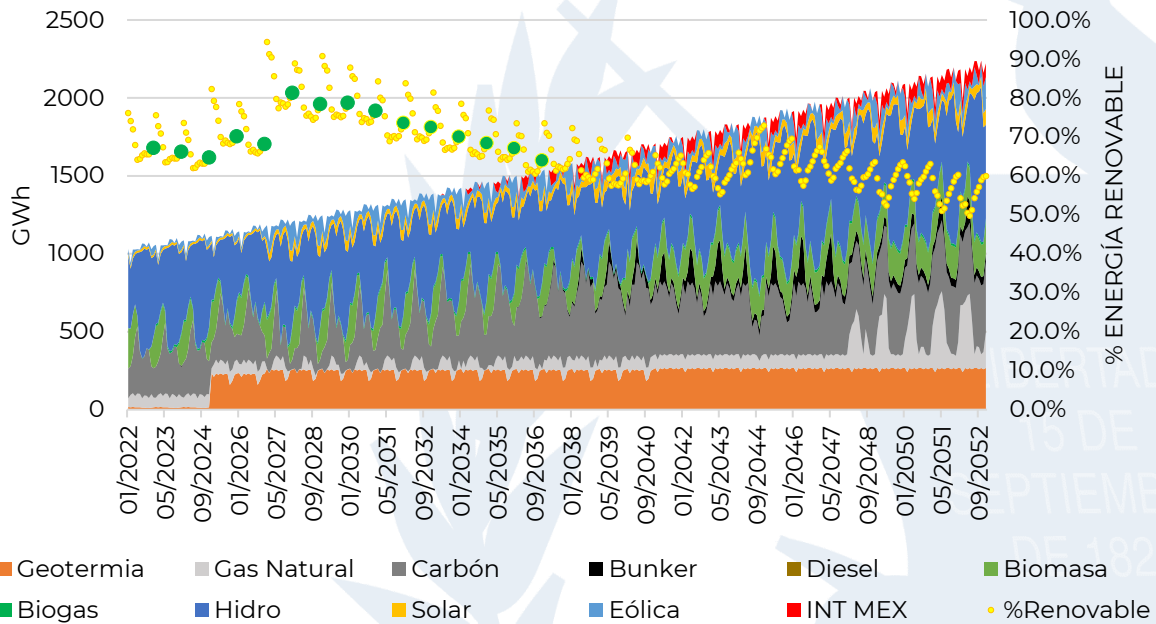
Fuente: Elaboración UPEM.

Grafica 68. Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual, escenario EMMM4



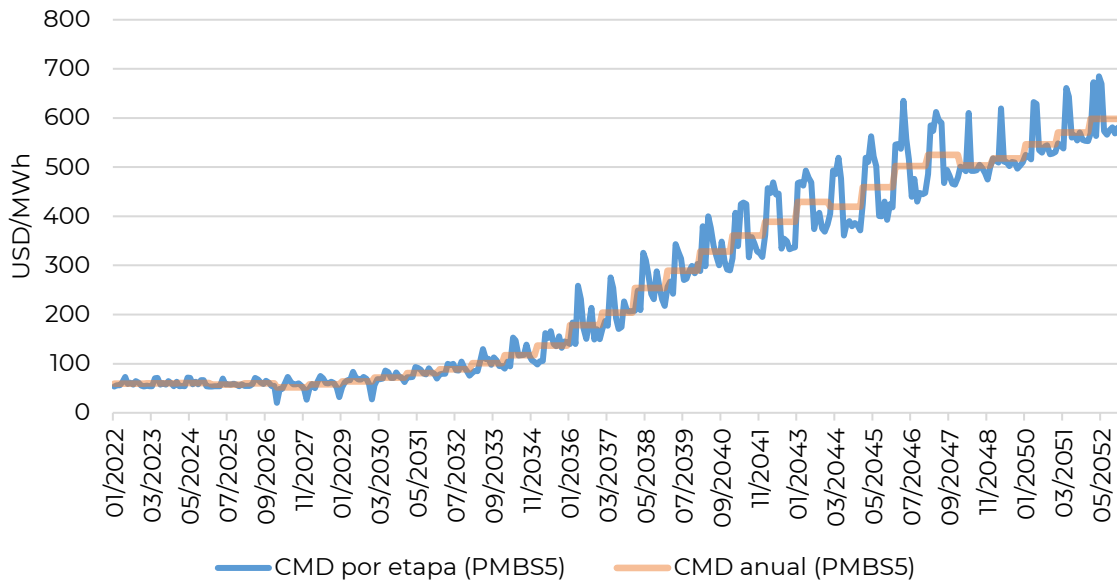
Fuente: Elaboración UPEM.

Grafica 69. Despacho de Energía del escenario PMBS5.



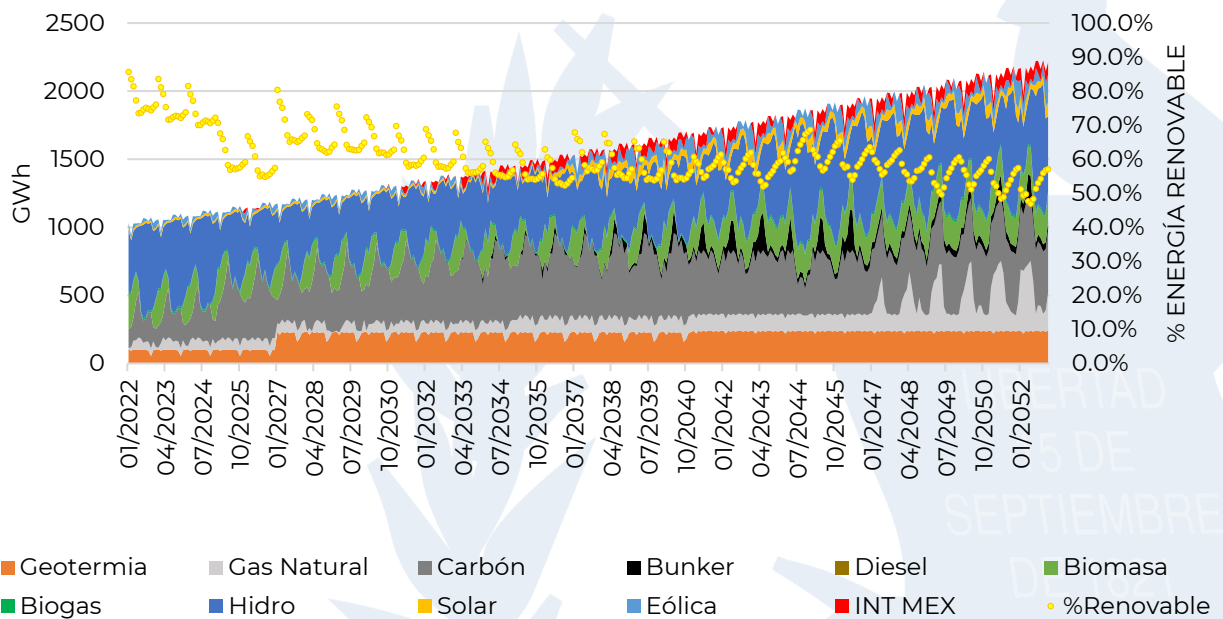
Fuente: Elaboración UPEM.

Grafica 70. Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual, escenario PMBS5



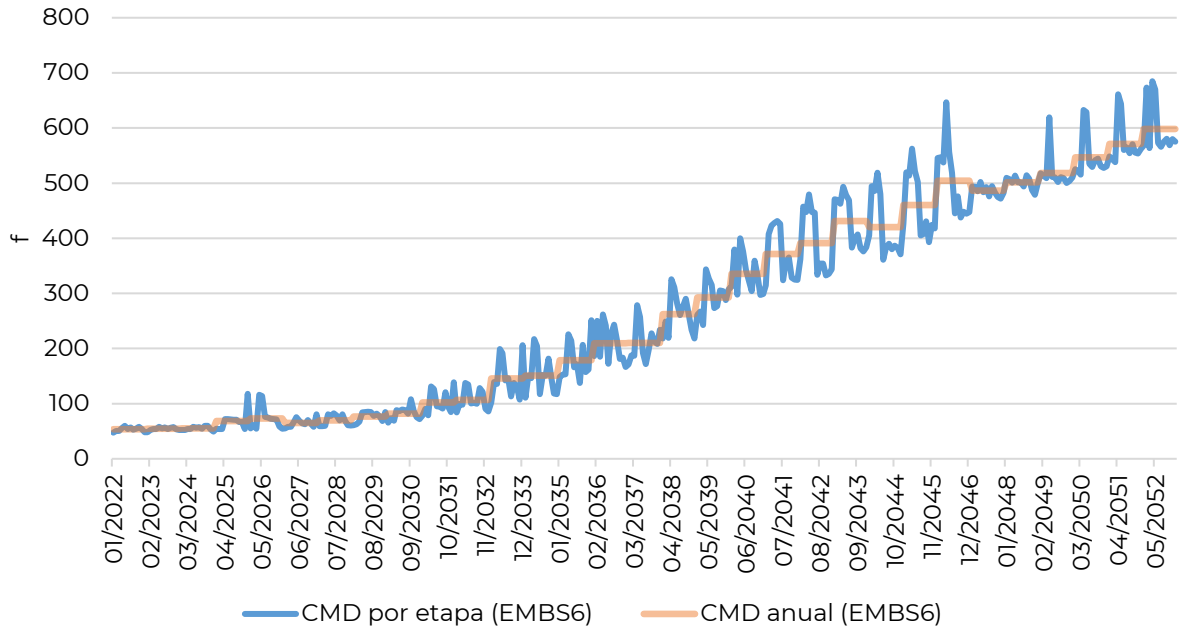
Fuente: Elaboración UPEM.

Grafica 71. Despacho de Energía del escenario EMBS6.



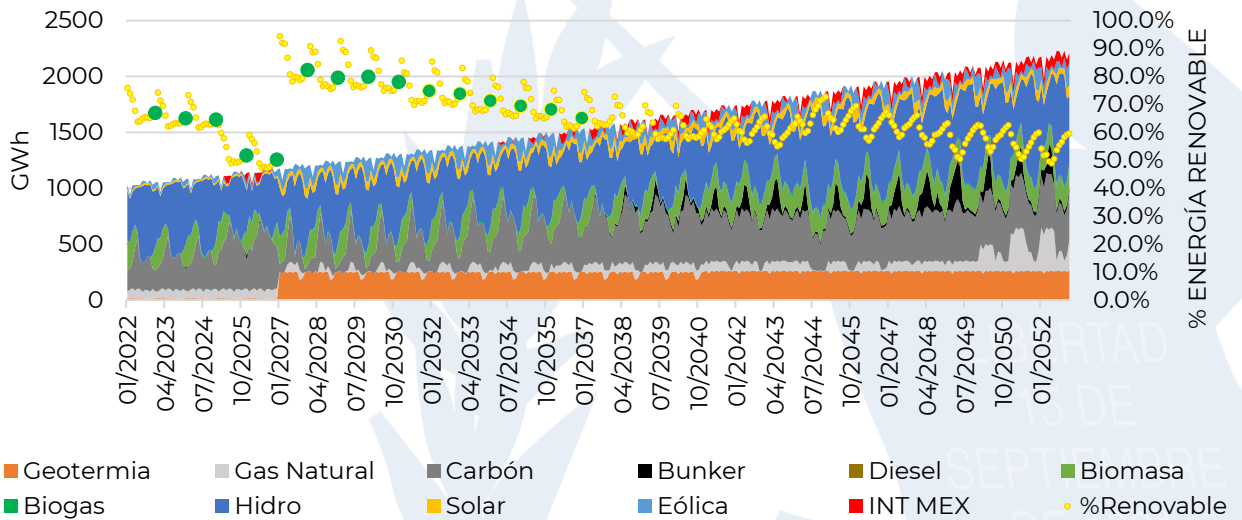
Fuente: Elaboración UPEM.

Grafica 72. Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual, escenario EMBS6



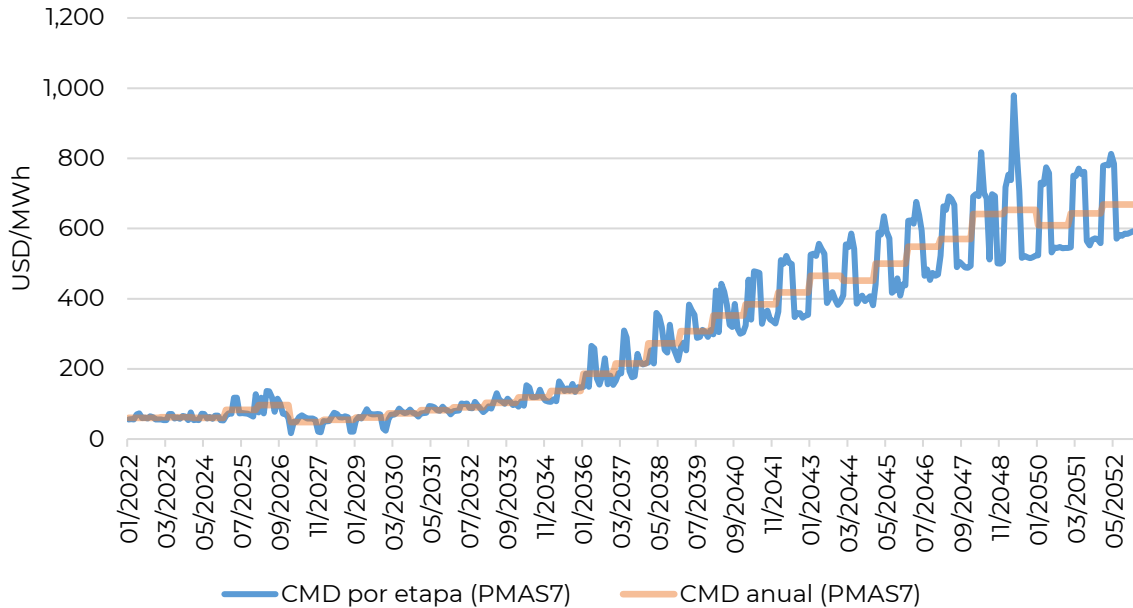
Fuente: Elaboración UPEM.

Grafica 73. Despacho de Energía del escenario PMAS7



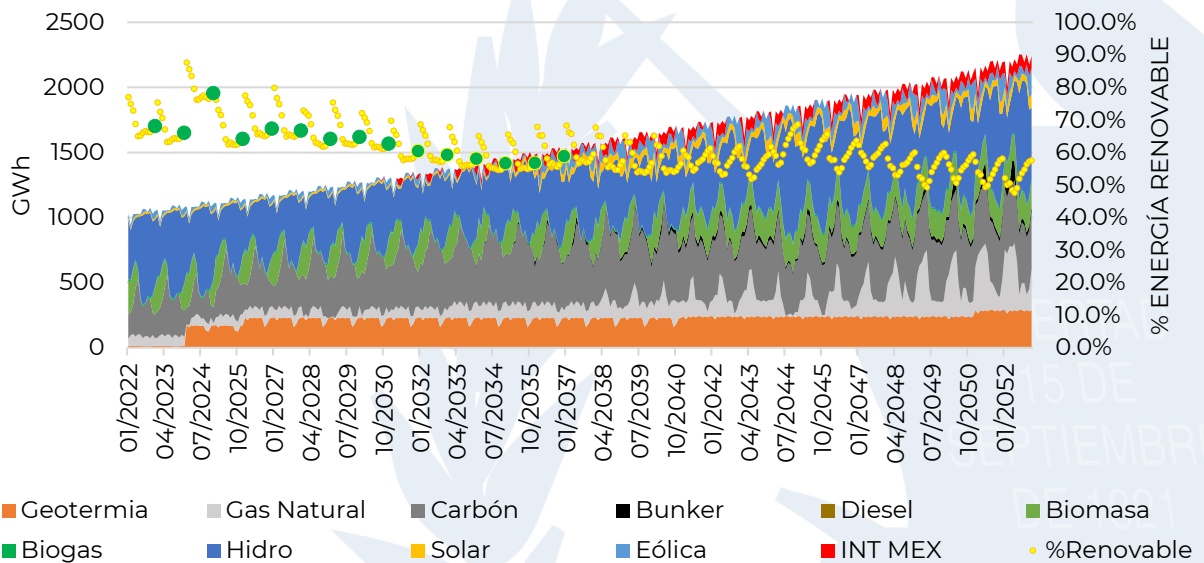
Fuente: Elaboración UPEM.

Grafica 74. Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual, escenario PMAS7



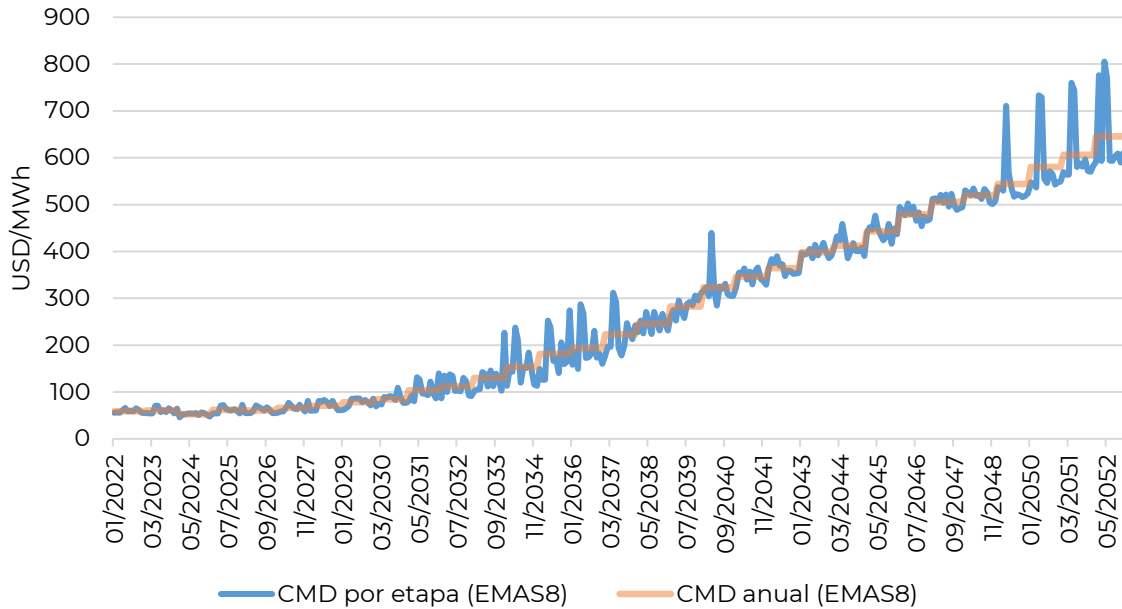
Fuente: Elaboración UPEM.

Grafica 75. Despacho de Energía del escenario EMAS8.



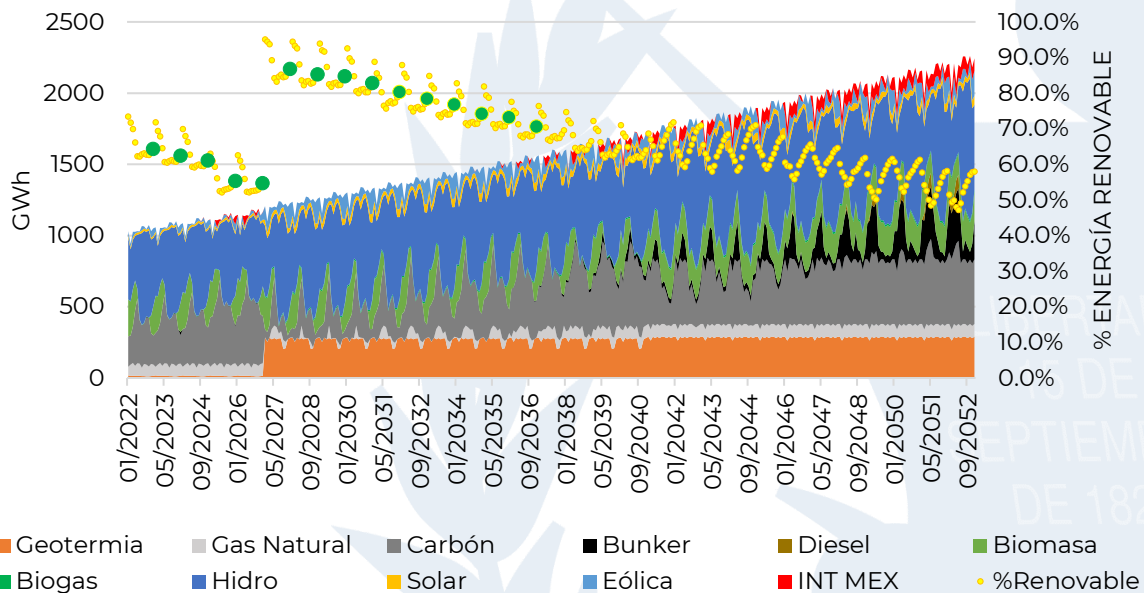
Fuente: Elaboración UPEM.

Grafica 76. Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual, escenario EMAS8



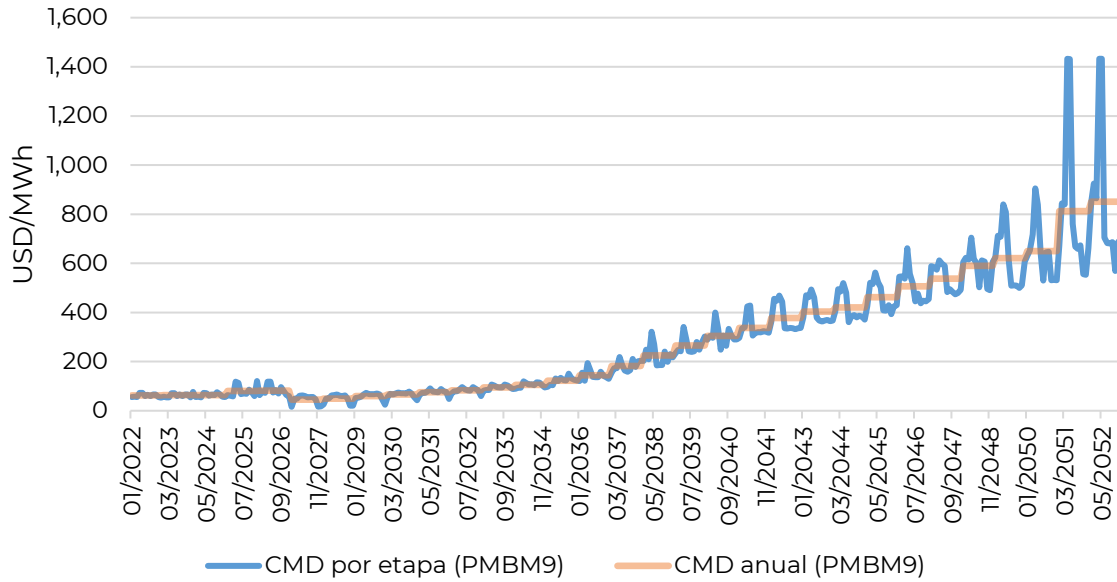
Fuente: Elaboración UPEM.

Grafica 77. Despacho de Energía del escenario PMBM9.



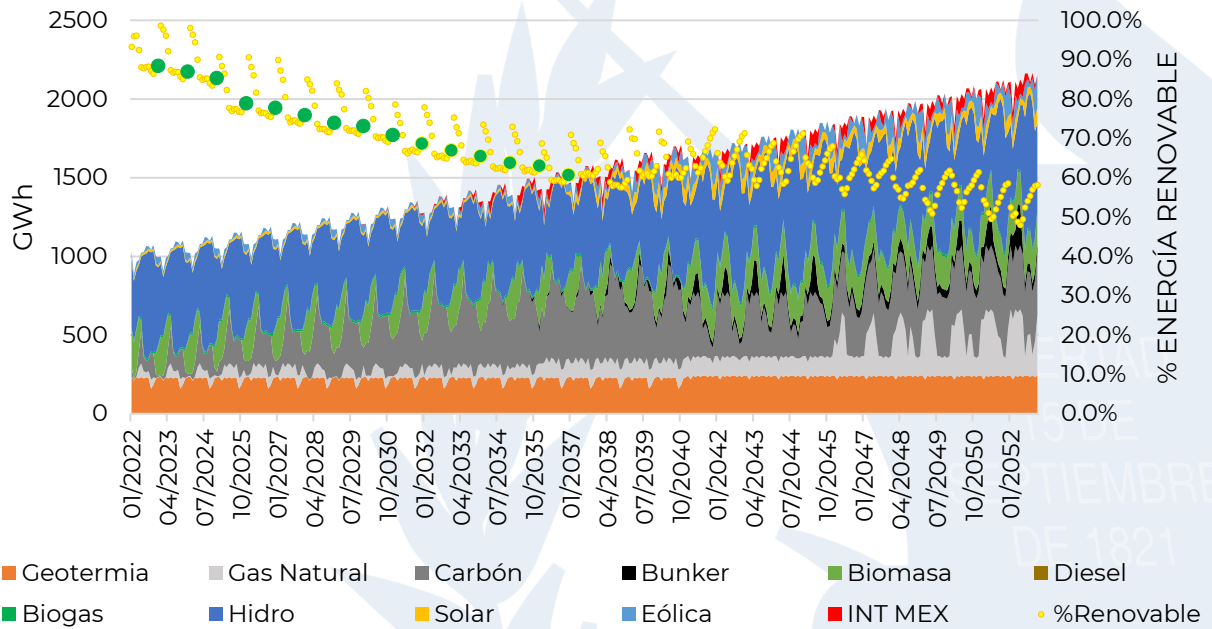
Fuente: Elaboración UPEM.

Grafica 78. Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual, escenario PMBM9



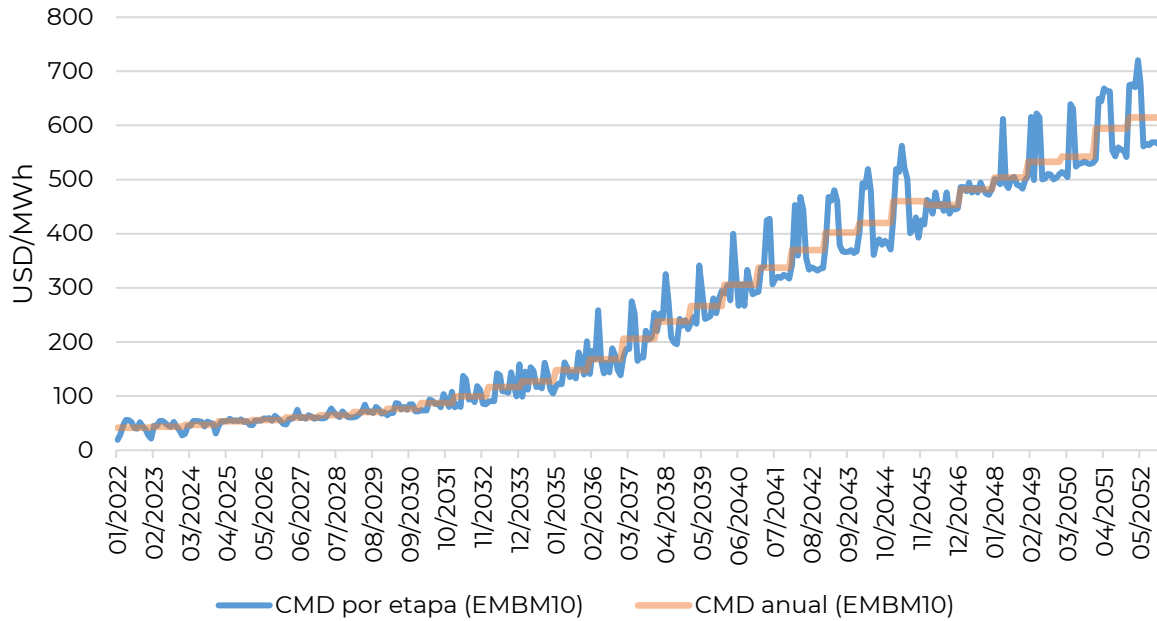
Fuente: Elaboración UPEM.

Grafica 79. Despacho de Energía del escenario EMBM10.



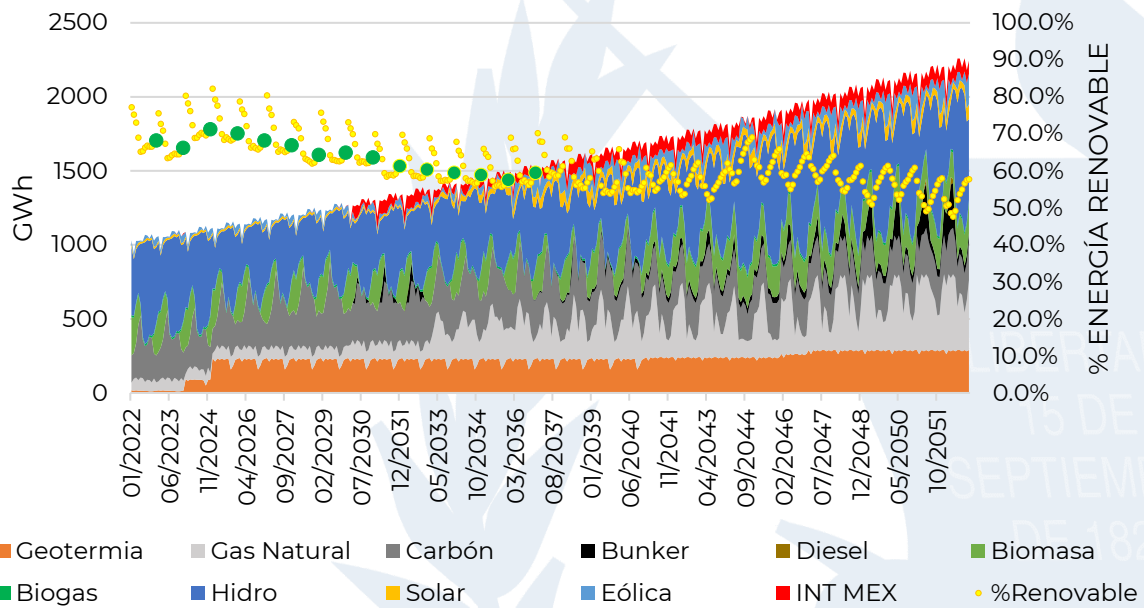
Fuente: Elaboración UPEM.

Grafica 80. Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual, escenario EMBM10



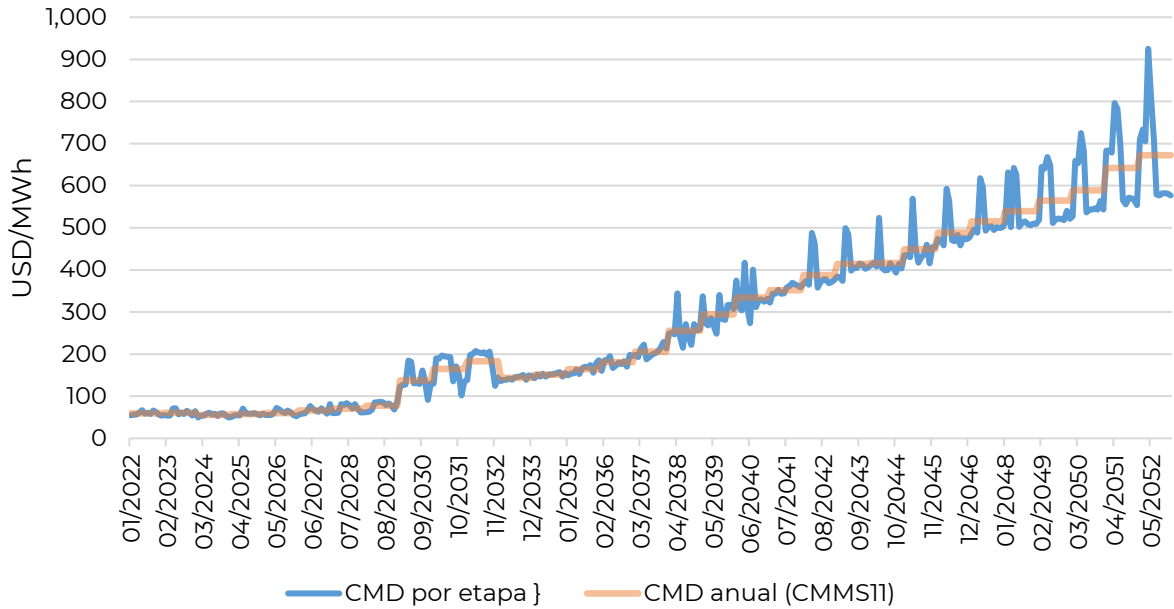
Fuente: Elaboración UPEM.

Grafica 81. Despacho de Energía del escenario CMMS11.



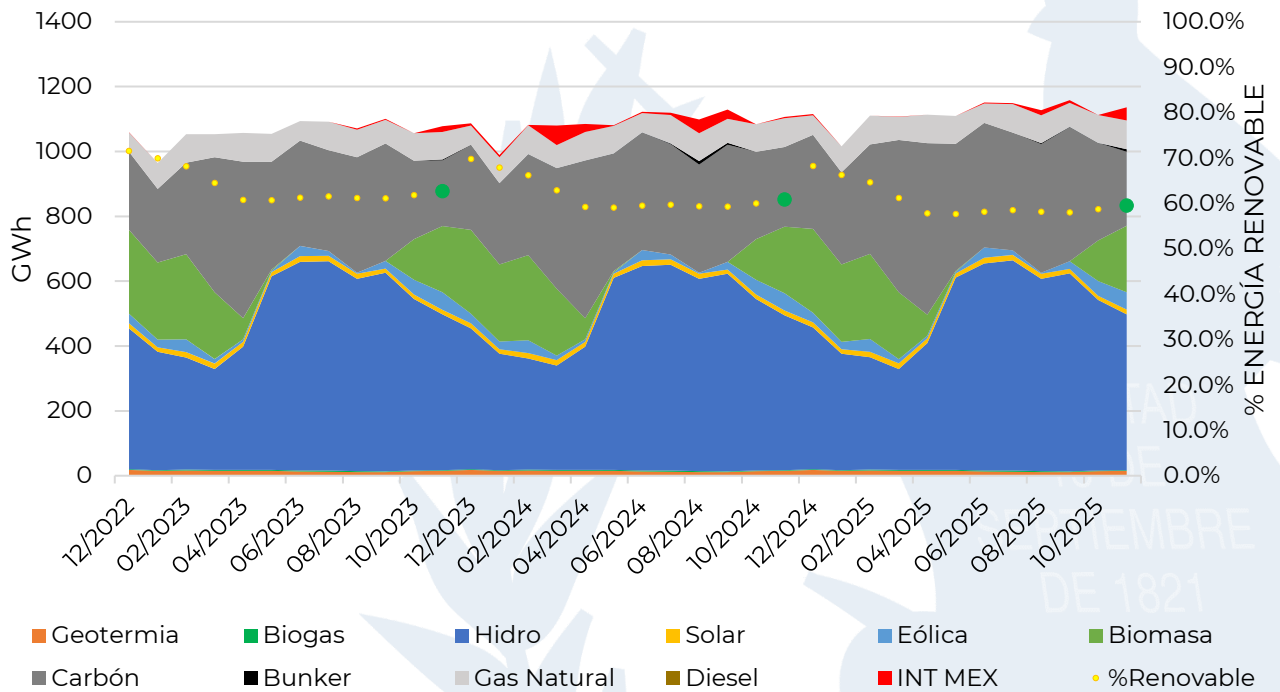
Fuente: Elaboración UPEM.

Grafica 82. Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual, escenario CMMST1.



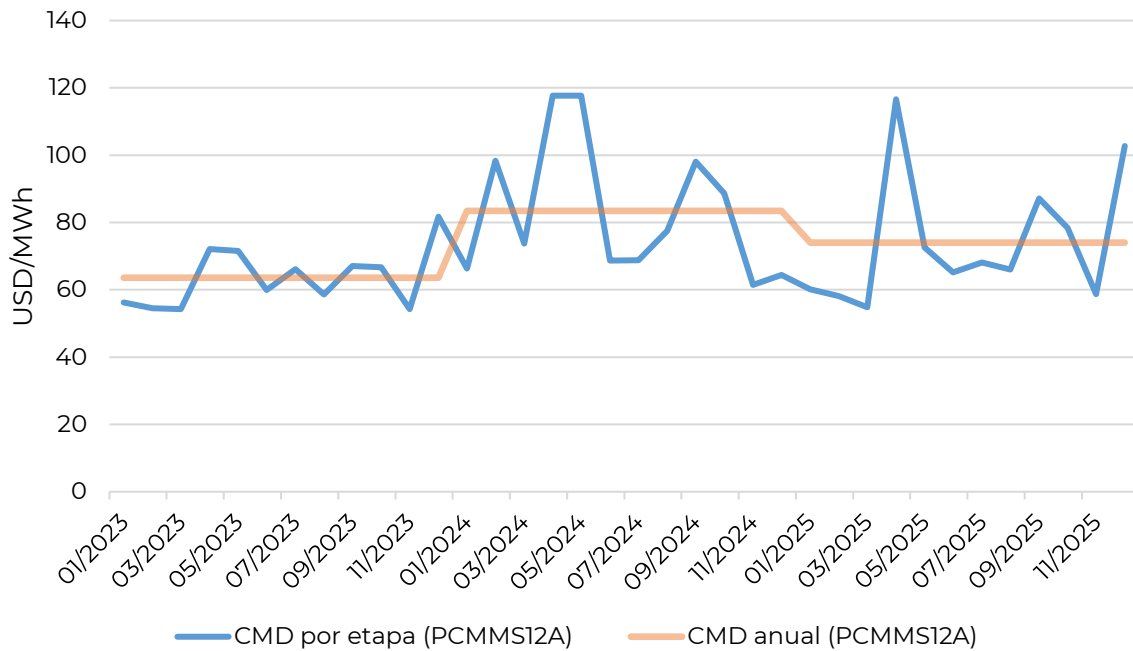
Fuente: Elaboración UPEM.

Grafica 83. Despacho de Energía del escenario CMMS 12A.



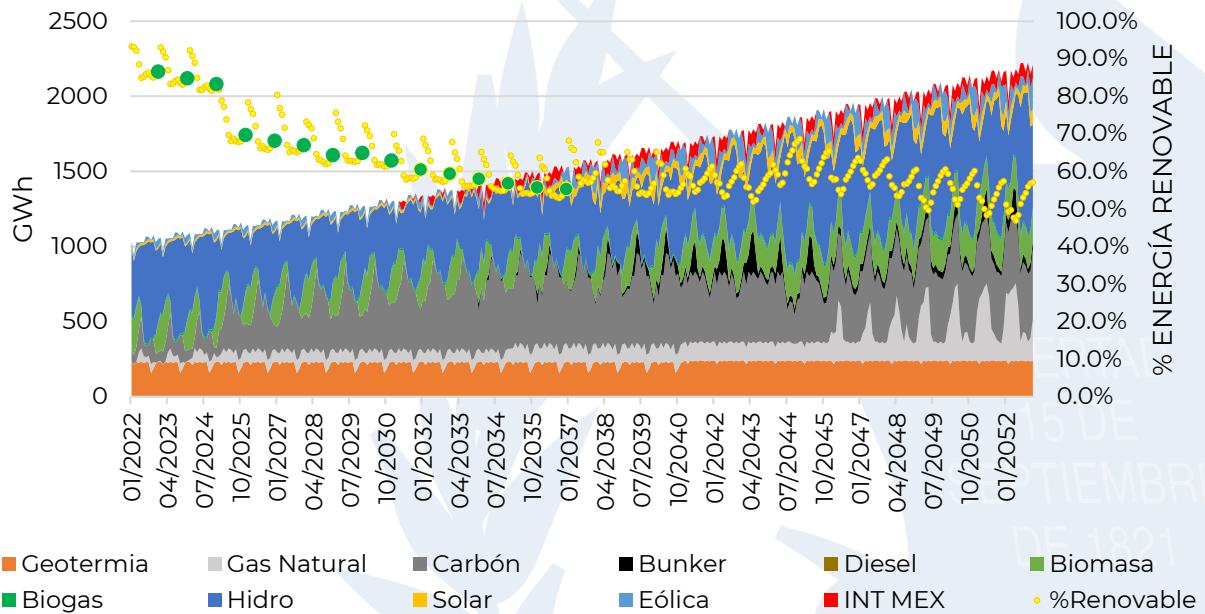
Fuente: Elaboración UPEM.

Grafica 84. Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual, escenario CMMS12A.



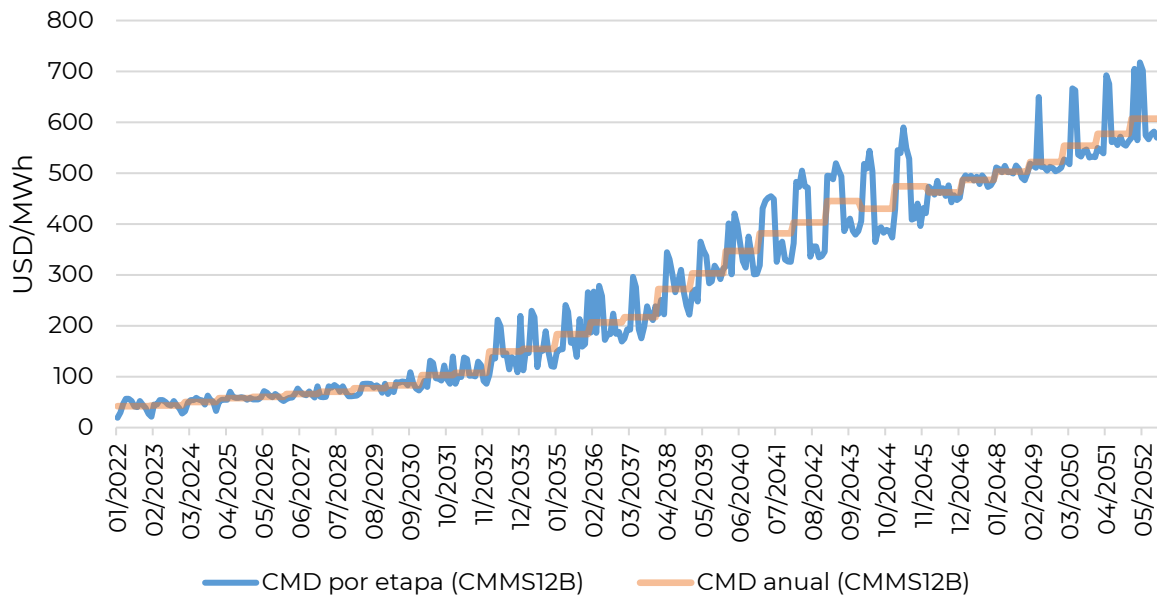
Fuente: Elaboración UPEM.

Grafica 85. Despacho de Energía del escenario CMMS12B.



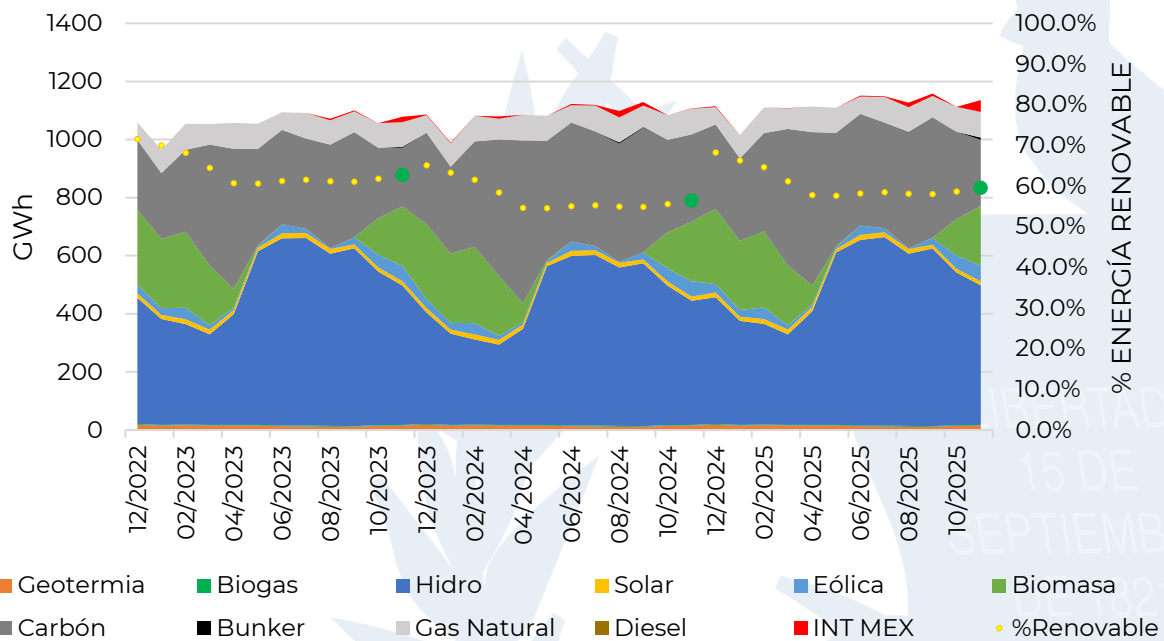
Fuente: Elaboración UPEM.

Grafica 86. Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual, escenario CMMS12B.



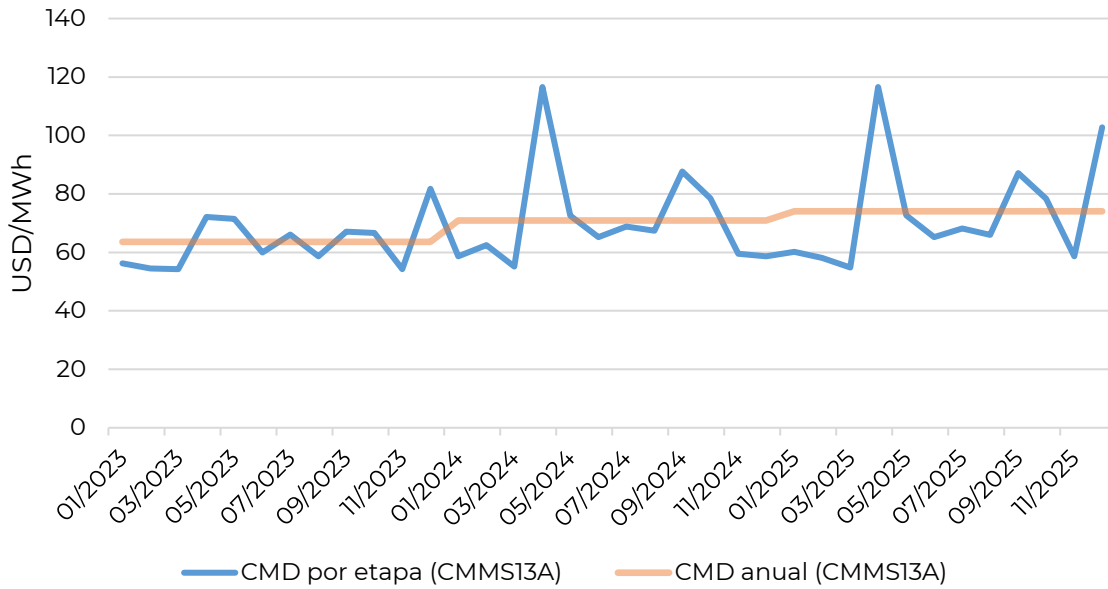
Fuente: Elaboración UPEM.

Grafica 87. Despacho de Energía del escenario CMMS13A.



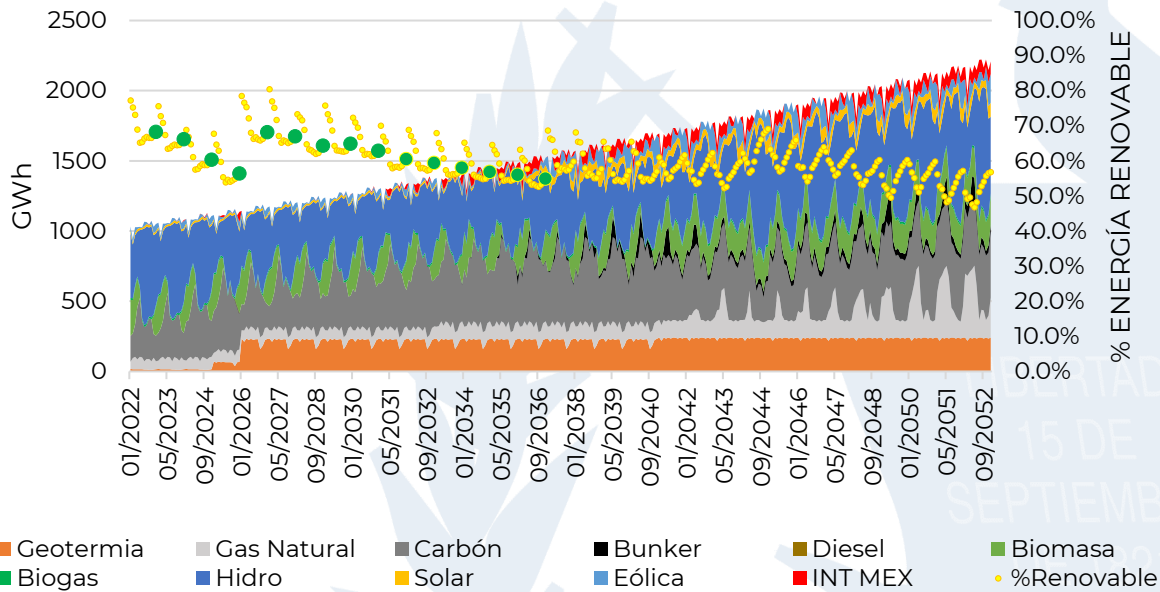
Fuente: Elaboración UPEM.

Grafica 88. Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual, escenario CMMS13A.



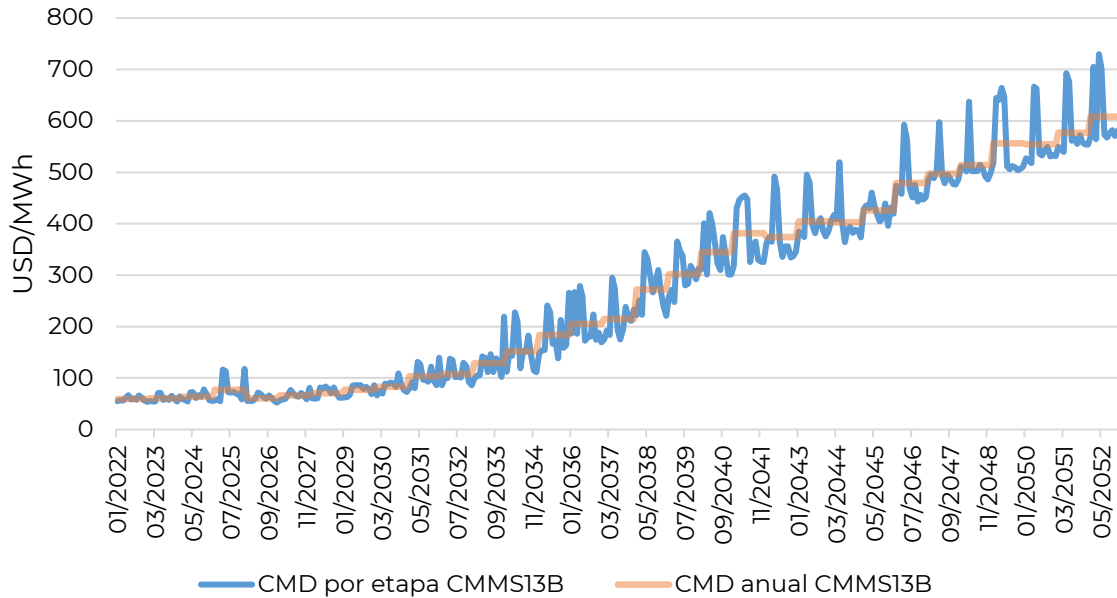
Fuente: Elaboración UPEM.

Grafica 89. Despacho de Energía del escenario CMMS13B.



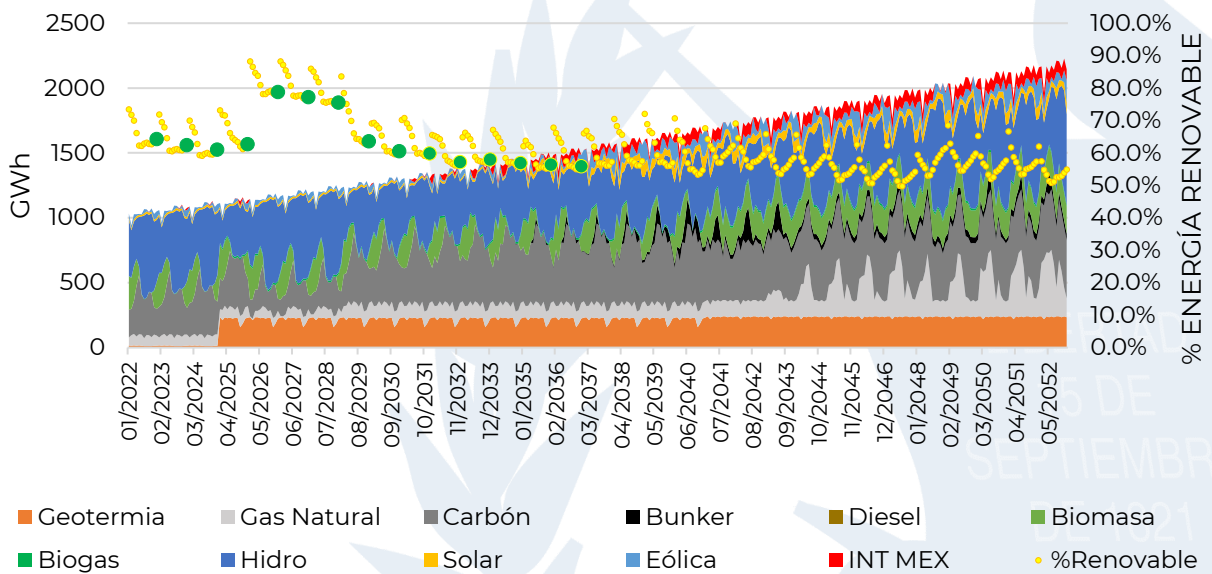
Fuente: Elaboración UPEM.

Grafica 90. Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual, escenario CMMS13B.



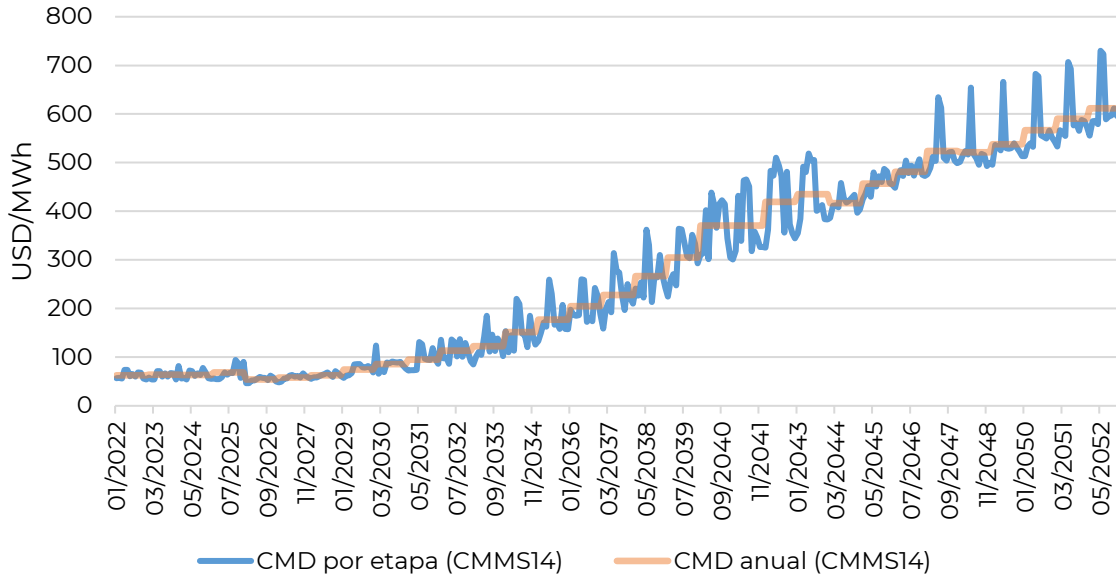
Fuente: Elaboración UPEM.

Grafica 91. Despacho de Energía del escenario CMMS14.



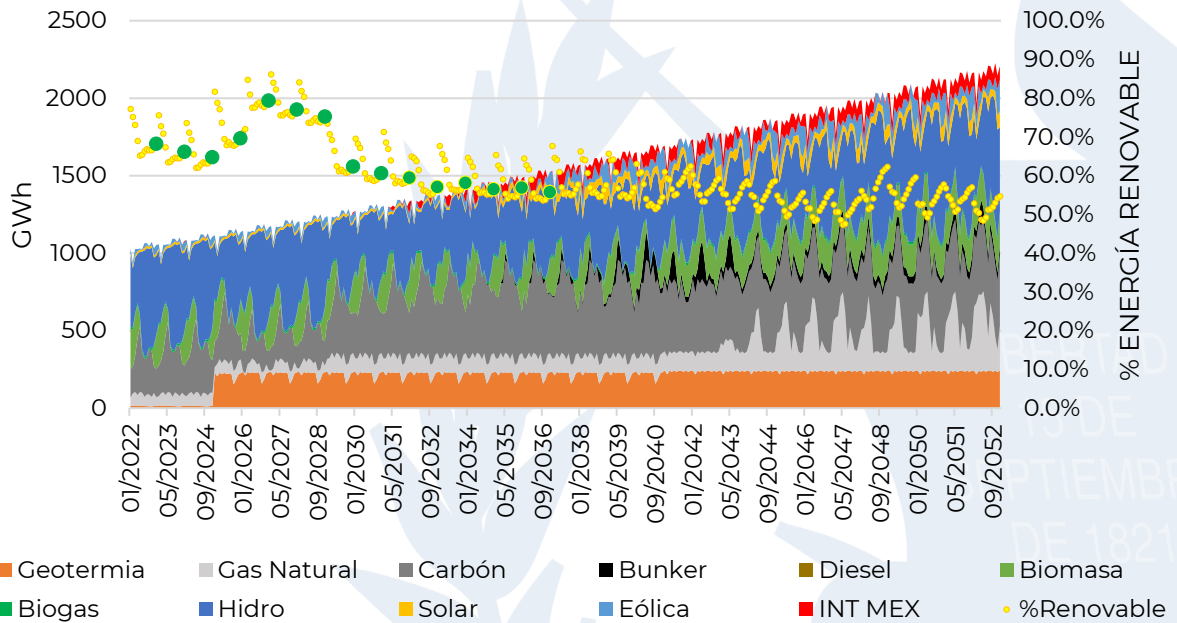
Fuente: Elaboración UPEM.

Grafica 92. Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual, escenario CMMS14.



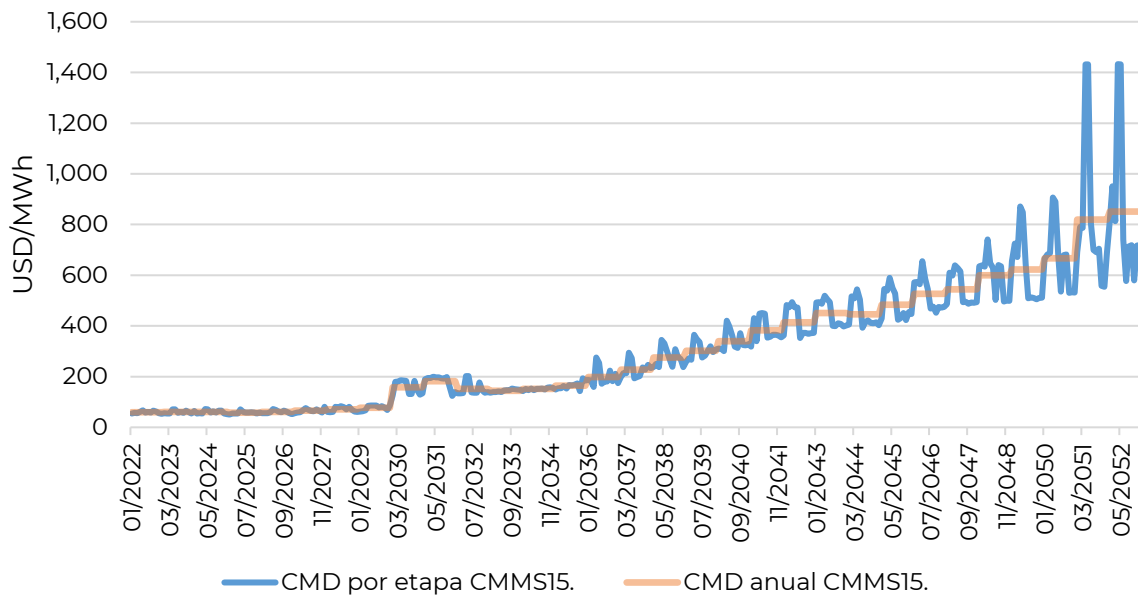
Fuente: Elaboración UPEM.

Grafica 93. Despacho de Energía del escenario CMMS15.



Fuente: Elaboración UPEM.

Grafica 94. Costo Marginal de la Demanda por etapa y promedio anual, escenario CMMS15.



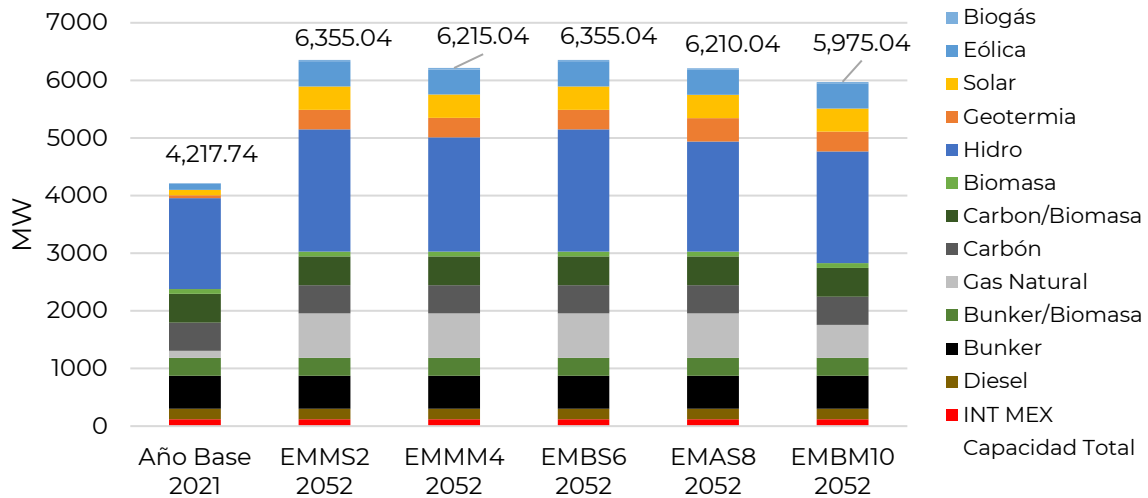
Fuente: Elaboración UPEM.



9.3 COMPOSICIÓN DE LA MATRIZ DE CAPACIDAD INSTALADA.

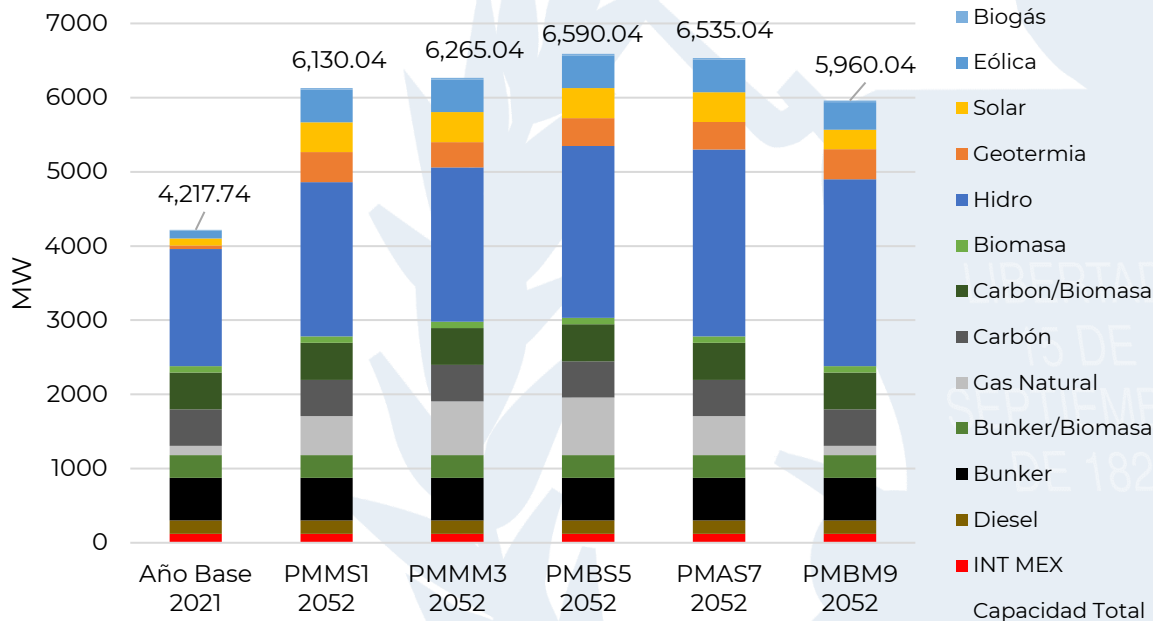
En las siguientes gráficas se puede observar la comparación de capacidad instalada en cada uno de los escenarios planteados contra el actual.

Grafica 95. Comparación de Capacidad Instalada de cada escenario BAU.



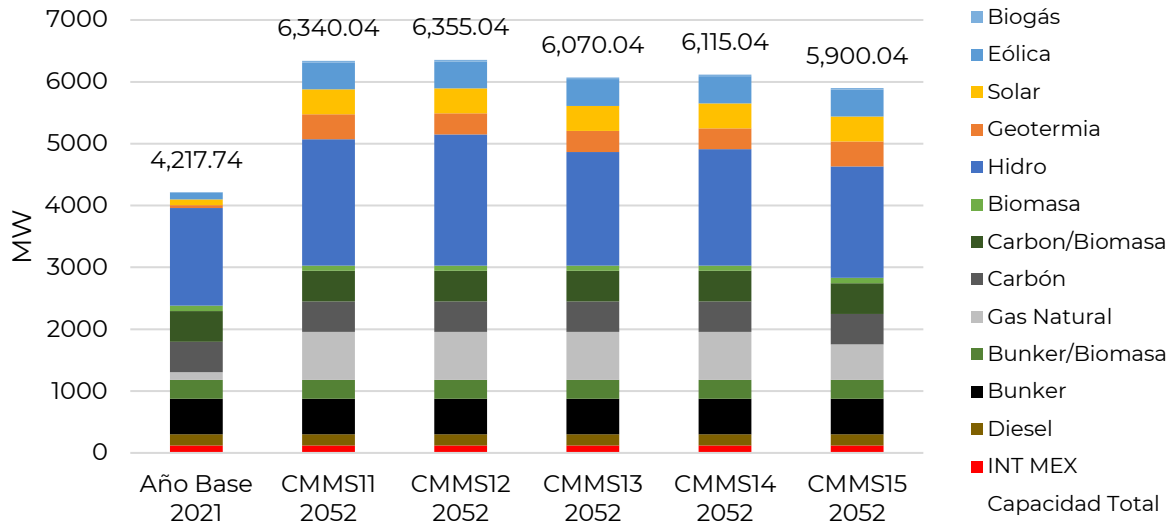
Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Grafica 96. Comparación de Capacidad Instalada de cada escenario cumpliendo Políticas Públicas.



Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Grafica 97. Comparación de Capacidad Instalada de cada escenario de contingencias.

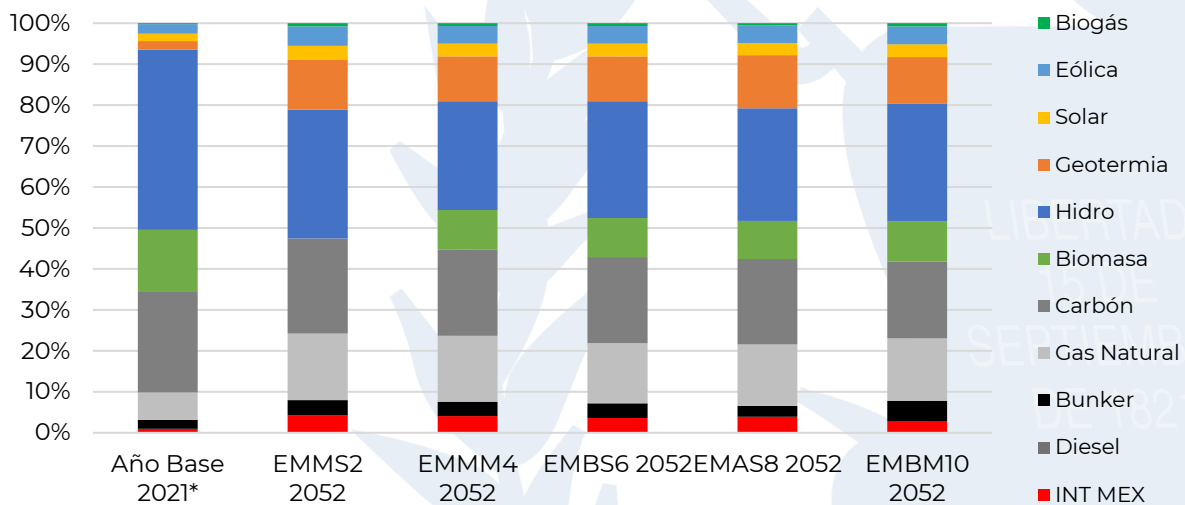


Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

9.4 MATRICES DE GENERACIÓN ELÉCTRICA [GWh]

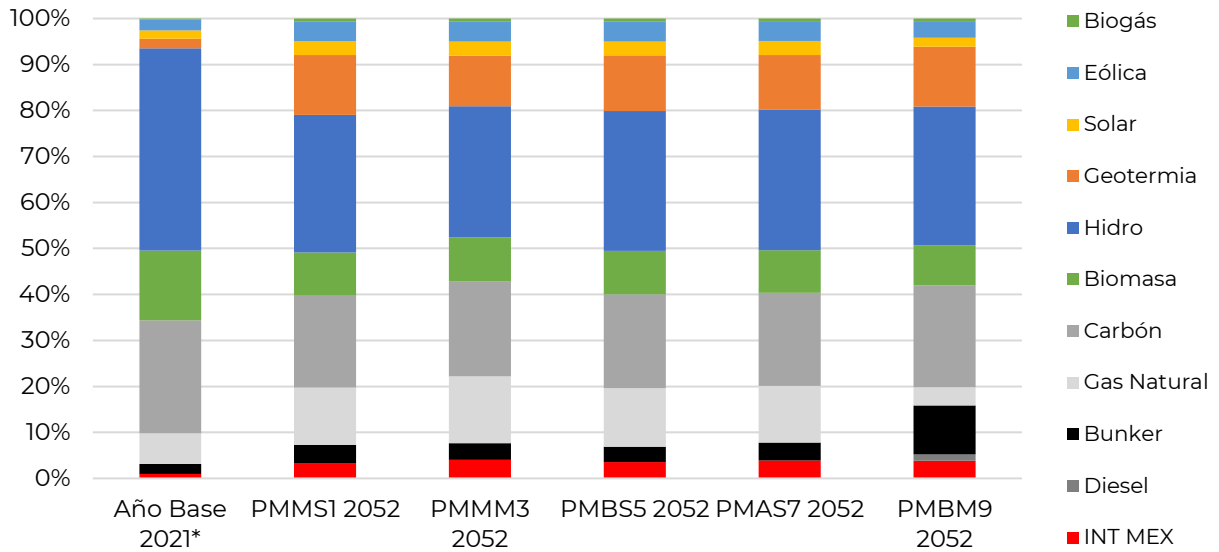
En las siguientes graficas se compara la matriz de generación eléctrica que se alcanza en cada uno de los escenarios evaluados contra la actual.

Grafica 98. Matrices de generación eléctrica de cada escenario BAU.



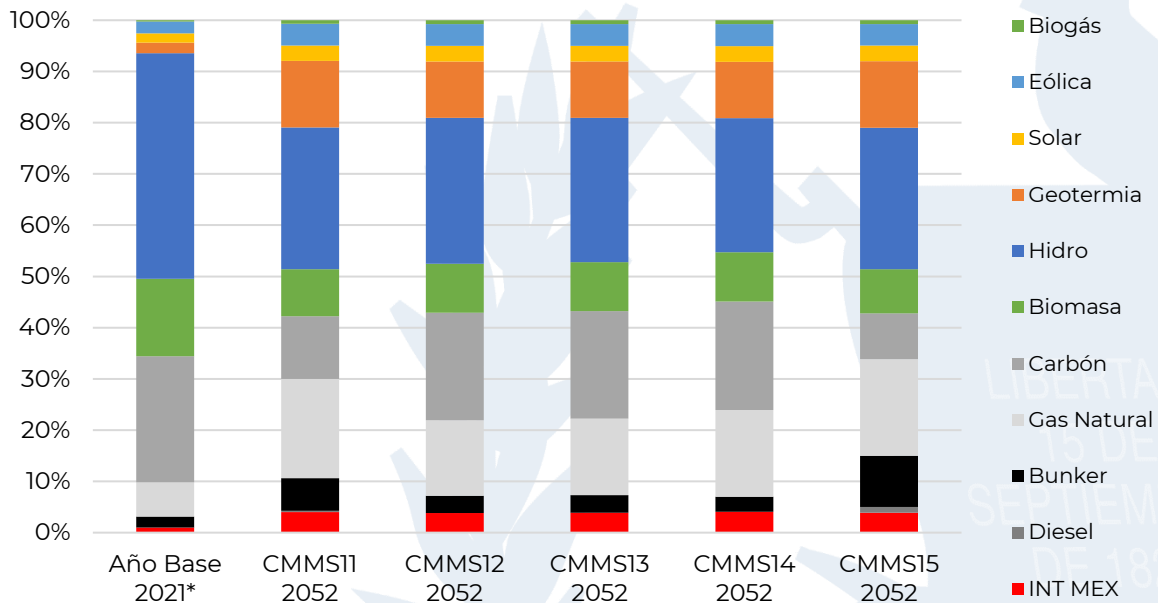
*agosto 2021. Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Grafica 99. Matrices de generación eléctrica de cada escenario de políticas públicas.



*agosto 2021. Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

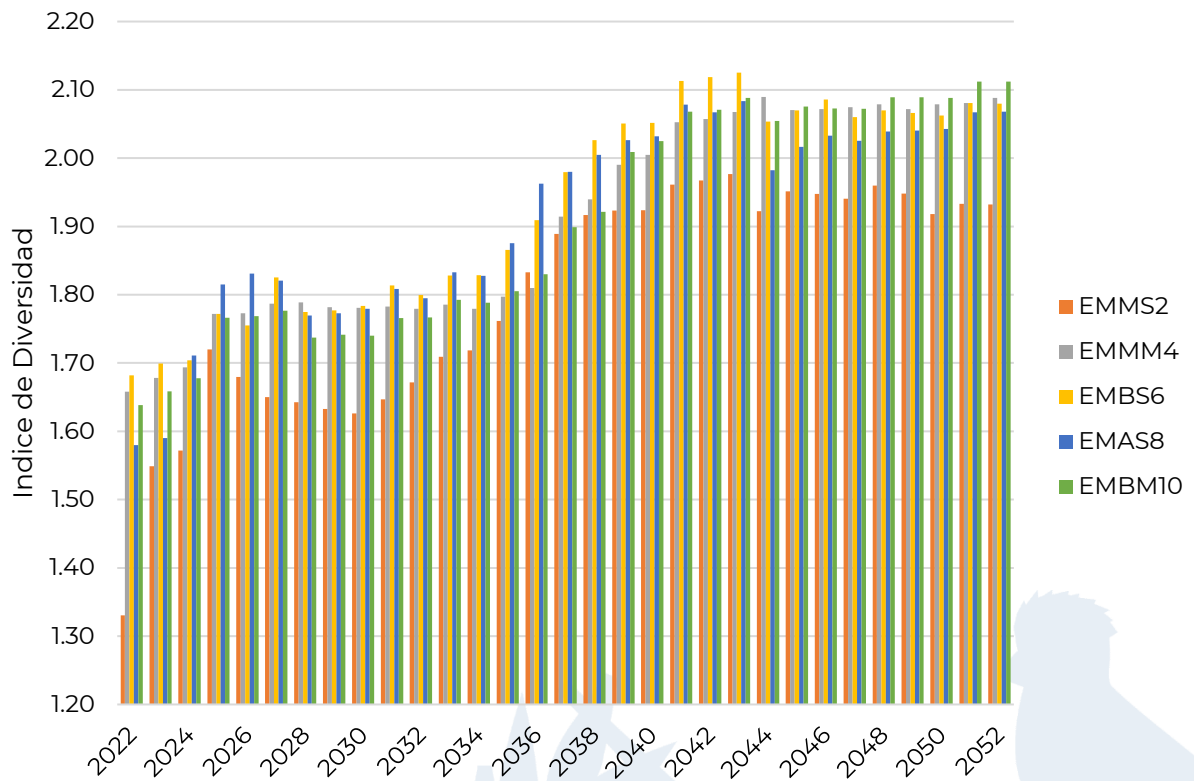
Grafica 100. Matrices de generación eléctrica de cada escenario de contingencias.



*agosto 2021. Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

9.5 INDICADORES DE DIVERSIFICACIÓN DE LA MATRIZ DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

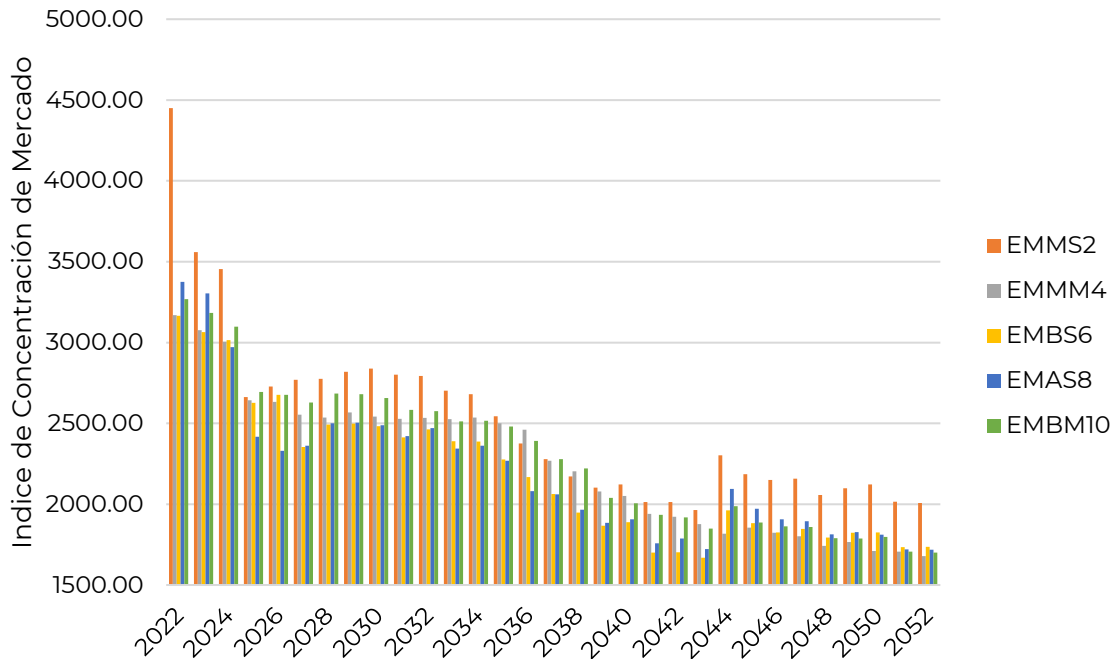
Grafica 101. Índice Shannonn Wiener de Diversificación para los escenarios BAU



Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

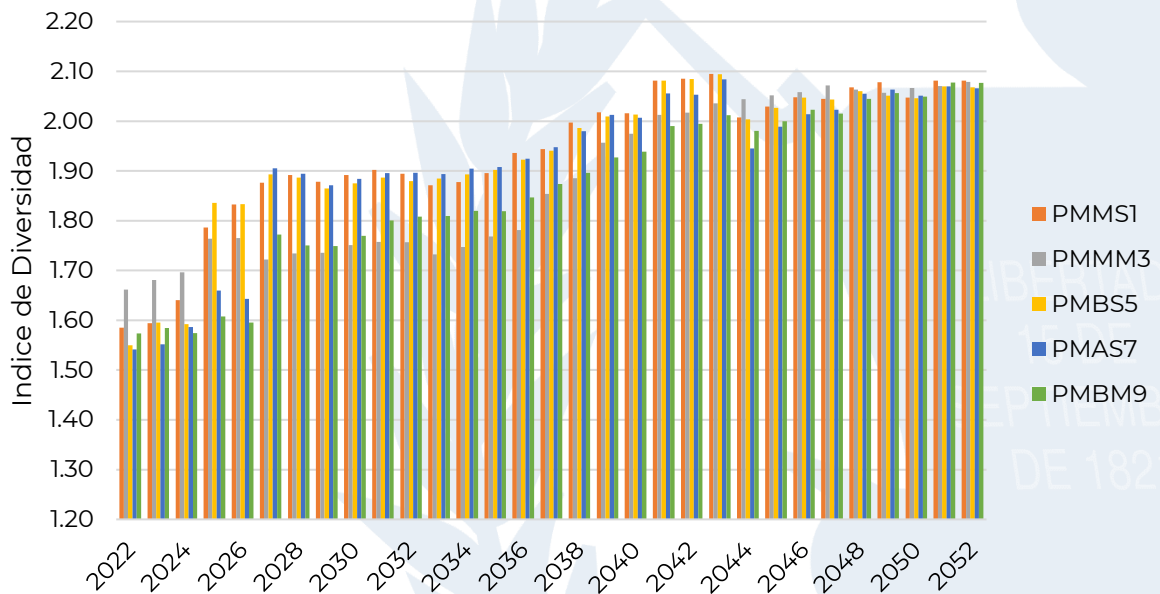
LIBERTAD
 15 DE
 SEPTIEMBRE
 DE 1821

Grafica 102. Índice Herdendahl Hirshman de Concentración para los escenarios BAU.



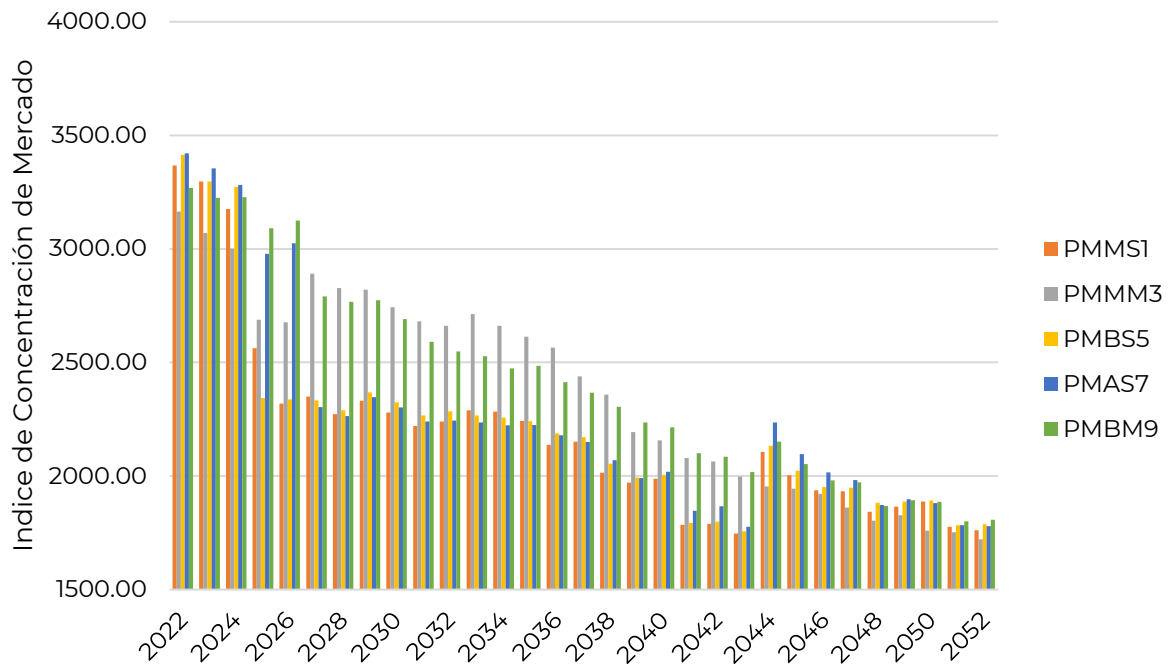
Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGE.

Grafica 103. Índice Shannonn Wiener de Diversificación para los escenarios de cumplimiento de Políticas Públicas



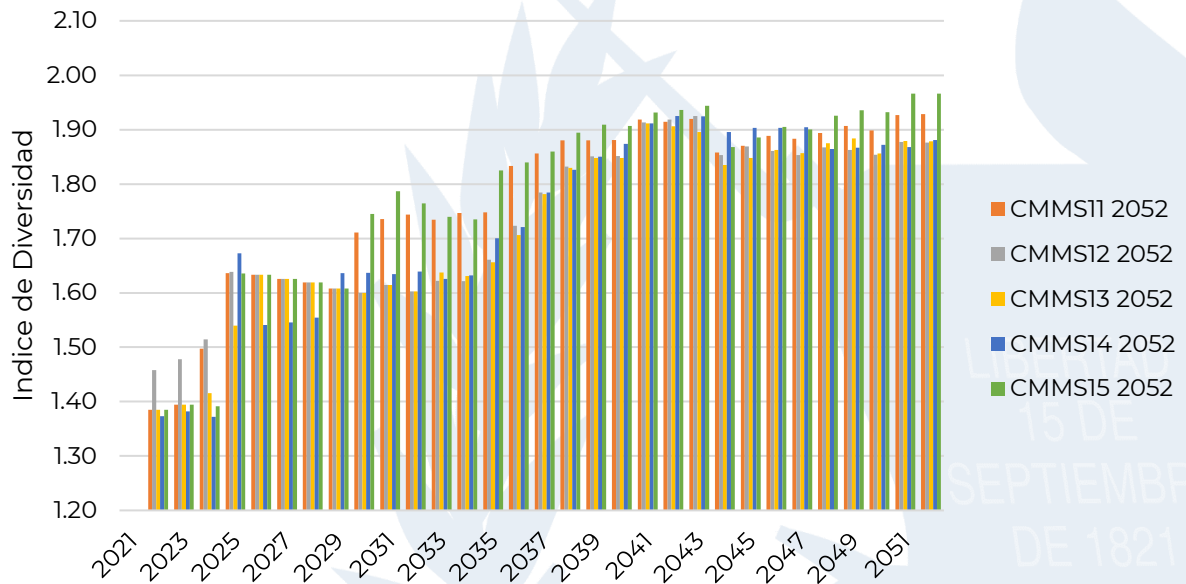
Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Grafica 104. Índice Herdendahl Hirshman de Concentración para los escenarios de cumplimiento de Políticas Públicas



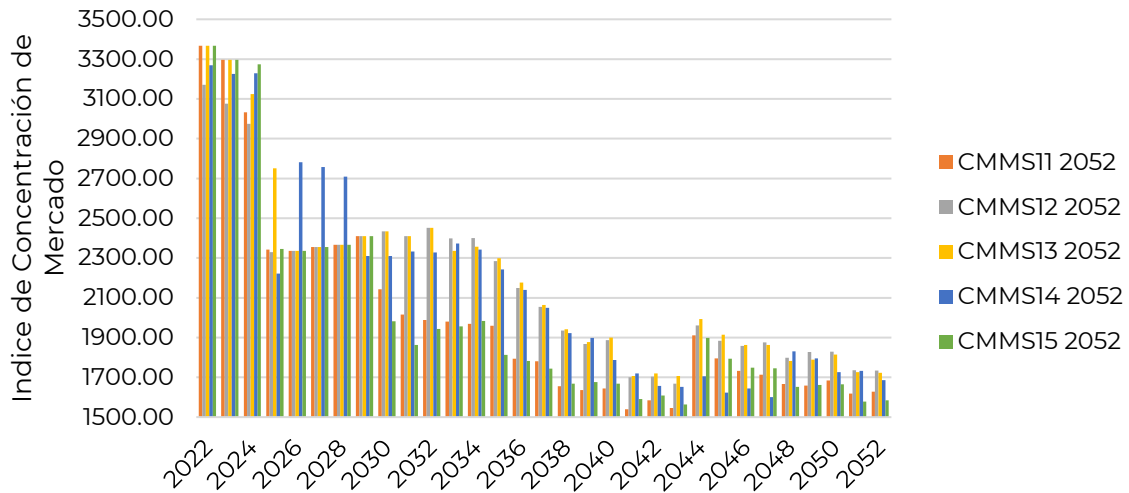
Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Grafica 105. Índice Shannonn Wiener de Diversificación para los escenarios de contingencias.



Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Grafica 106. Índice Herdendahl Hirshman de Concentración para los escenarios de contingencias.

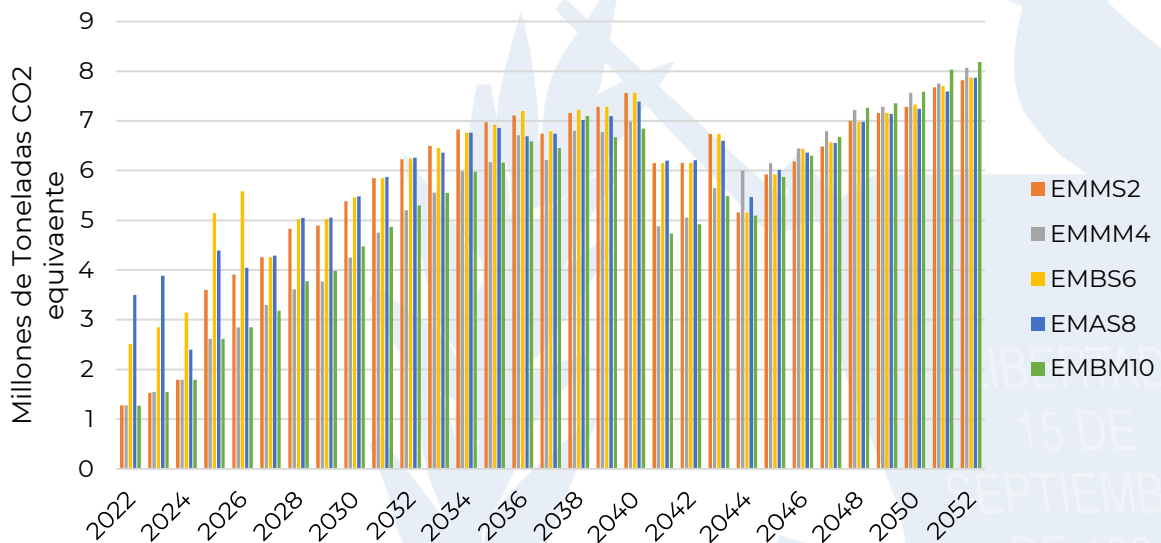


Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

9.6 EMISIONES DE CO₂ equivalente ANUALES

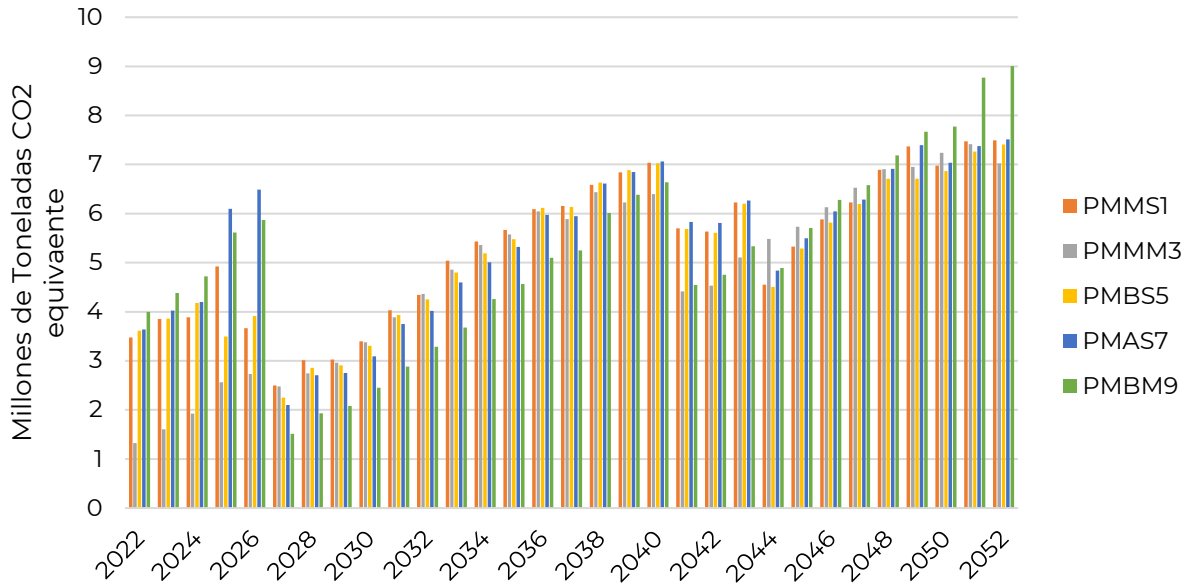
A continuación, se cuantifican las emisiones de gases de efecto invernadero provistas por cada uno de los escenarios indicados en las leyendas.

Grafica 107. Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de cada escenario BAU.



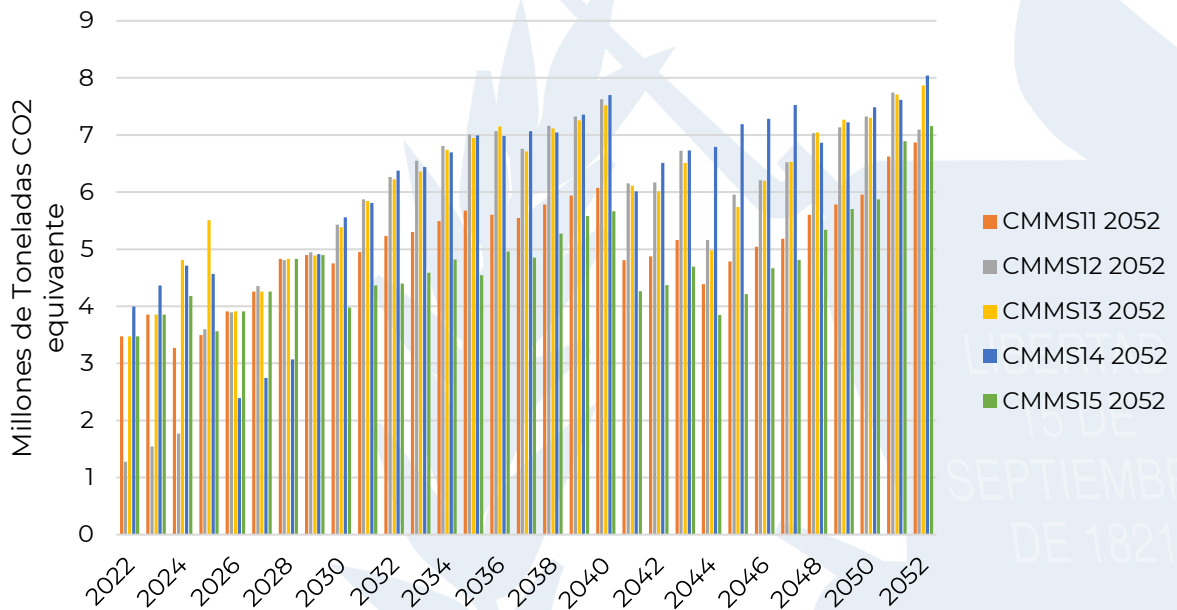
Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Grafica 108. Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de cada escenario cumplimiento de Politicas Publicas.



Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Grafica 109. Emisiones de Gases de Efecto Invernadero de cada escenario de contingencias.



Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

9.7 CONSUMO TOTAL DE COMBUSTIBLES POR ESCENARIO

Por cada escenario evaluado, se adjunta la tabla con el consumo total de combustibles en el periodo de estudio, como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 20. Consumo de combustibles para el período 2022-2052 en los diversos escenarios.

| | US Gal | US Gal | MMBTU | Ton Métrica |
|-----------|---------|-----------|-------------|-------------|
| Escenario | Diesel | Bunker | Gas Natural | Carbón |
| EMMS2 | 0 | 686,365 | 398,771 | 58,061 |
| EMMM4 | 0 | 619,524 | 385,073 | 52,982 |
| EMBS6 | 0 | 758,579 | 394,089 | 61,031 |
| EMAS8 | 0 | 350,302 | 433,108 | 61,222 |
| EMBM10 | 0 | 653,122 | 387,851 | 52,546 |
| PMMS1 | 7,861 | 862,330 | 296,126 | 53,751 |
| PMMM3 | 26,444 | 991,138 | 266,554 | 49,488 |
| PMBS5 | 24,048 | 1,018,197 | 259,513 | 54,452 |
| PMAS7 | 0 | 543,064 | 285,424 | 54,226 |
| PMBM9 | 144,784 | 1,587,702 | 231,438 | 58,309 |

Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Tabla 21. Consumo de combustibles para el período 2022-2052 en los diversos escenarios de contingencia.

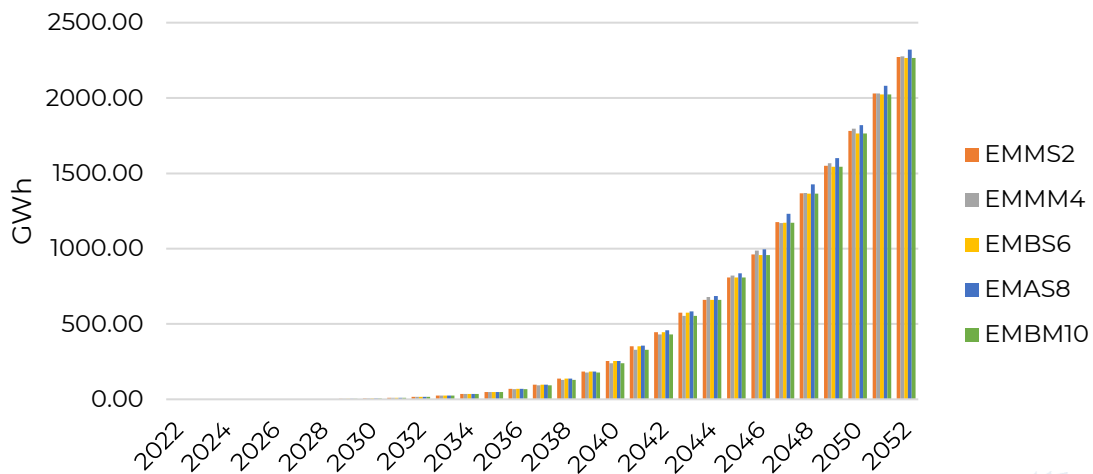
| | US Gal | US Gal | MMBTU | Ton Métrica |
|-----------|--------|-----------|-------------|-------------|
| Escenario | Diesel | Bunker | Gas Natural | Carbón |
| CMMS11 | 8,313 | 710,074 | 697,650 | 42,126 |
| CMMS12 | 0 | 686,668 | 401,336 | 57,950 |
| CMMS13 | 0 | 592,165 | 430,099 | 61,217 |
| CMMS14 | 0 | 622,828 | 474,371 | 60,815 |
| CMMS15 | 63,748 | 1,264,648 | 822,350 | 32,500 |

Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

9.8 RIESGO DE DEFICIT TOTAL (GWh)

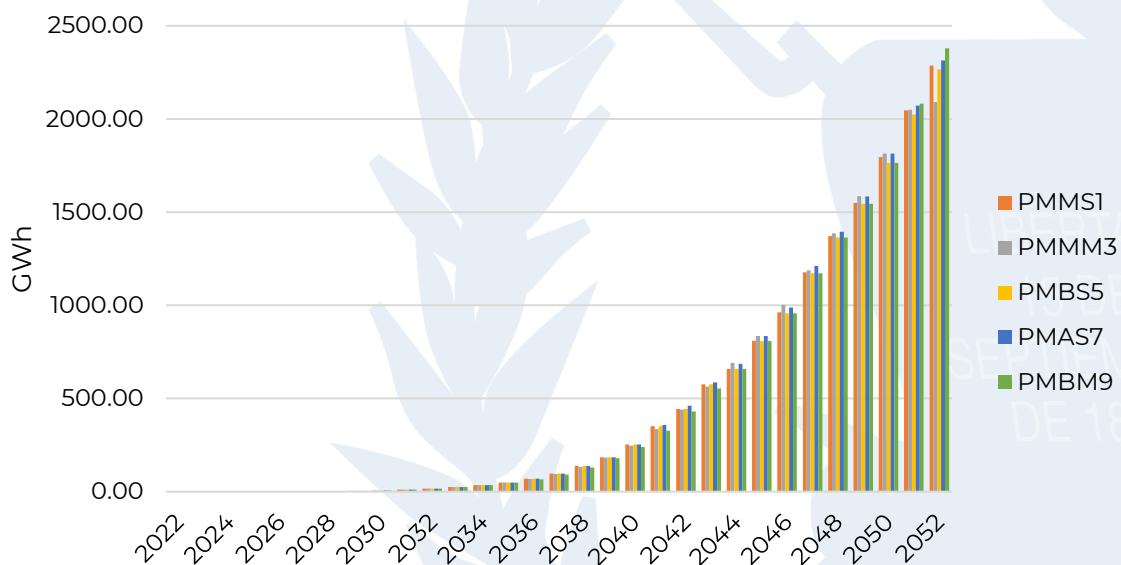
El riesgo de déficit, es la energía que por distintas razones no puede ser proporcionada a los puntos de demanda, por lo regular, se debe a falta de capacidad instalada, restricciones de red u otras razones técnicas.

Grafica 110. Déficit de energía eléctrica de cada escenario BAU.



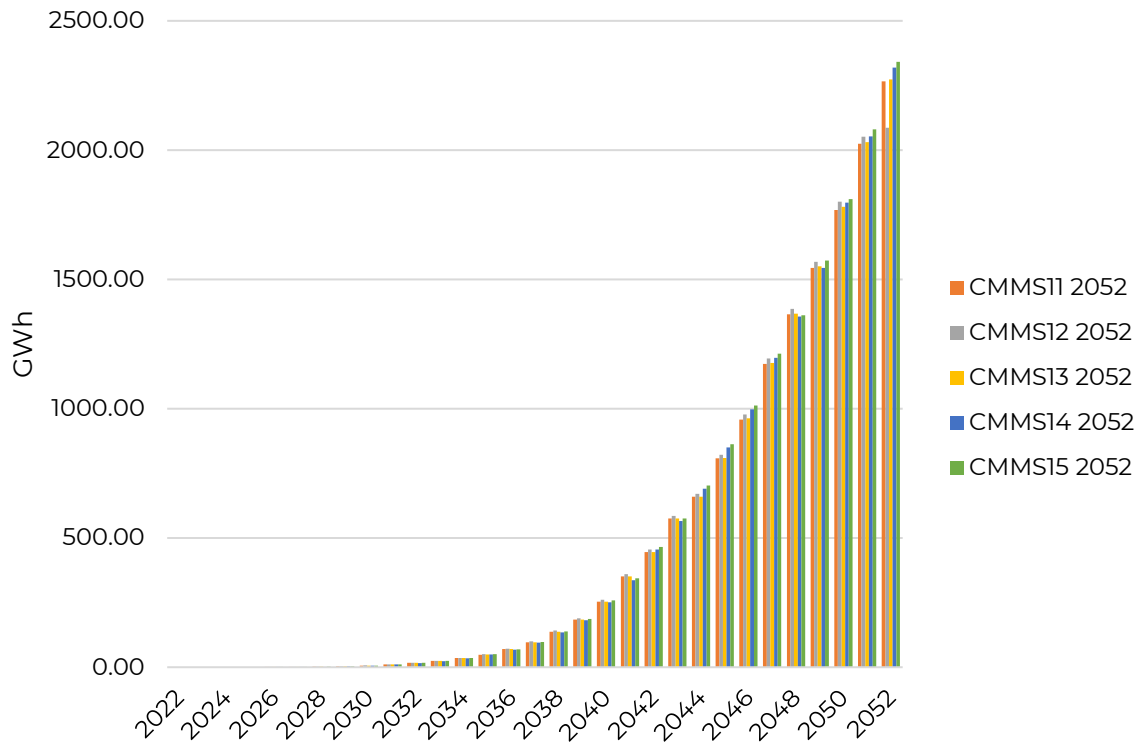
Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Grafica 111. Déficit de energía eléctrica de cada escenario de cumplimiento de Políticas Públicas.



Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.

Grafica 112. Déficit de energía eléctrica de cada escenario de contingencias.



Fuente: Elaboración Propia, SDDP-OPTGEN.



10 CONCLUSIONES

- Al evaluar 10 escenarios, 5 BAU y 5 de políticas públicas, bajo las premisas de tres escenarios de incremento de precios de combustibles, dos escenarios de hidrología (seca y media) y escenario de demanda media, siendo estas, las premisas más probables, se observa que existe riesgo de déficit a partir del año 2030, sin embargo, dicho riesgo tiende a aumentar a partir del año 2042, llegando en el año 2052 a valores cercanos a 2,400 GWh para cada escenario evaluado. El riesgo del déficit está relacionado con la energía que por distintas razones técnicas no puede ser entregada a los puntos de demanda, como por ejemplo restricciones de red u otras.
- La premisa tomada bajo el concepto de políticas públicas, fue impulsar el 80% de participación de las energías renovables para el año 2027, en los escenarios para los que se tomó en cuenta dicha premisa, se alcanzó en promedio un 82% de energía renovable.
- Las inversiones en las que se incurren para los escenarios de políticas públicas son en promedio 563 MUSD más costosas que las inversiones para los escenarios B.A.U. Es decir, esta es la inversión adicional que necesitará el sistema para cumplir con el 80% de energía renovable para el 2027.
- En los escenarios de contingencias para los cuales sale de operación de manera definitiva cierta capacidad instalada de plantas que utilizan carbón, se instala nueva capacidad de plantas que utilizan recursos de: gas natural y geotérmico y se incrementa la generación de manera representativa con recursos de: búnker, gas natural, carbón e interconexión con México.

En los escenarios de contingencias para los cuales sale de operación temporalmente cierta capacidad de plantas hídricas, en un año específico, se instala nueva capacidad de plantas que utilizan recursos de: Biogás, geotérmico e hídrico y se incrementa la generación de manera representativa con recursos de: Gas natural, carbón e interconexión con México.

Para el escenario de contingencia en el cual sale de operación temporalmente capacidad térmica de carbón, en un año específico, se compensa la contingencia con capacidad existente, incrementándose así la generación por medio de recursos: gas natural e interconexión con México.

- Con lo anterior, se demuestra 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 contingencia o cierre de plantas.
- Al evaluar los costos de inversión que se incurren para los diversos escenarios de contingencia, se observa que los escenarios más costosos son aquellos donde sale de operación plantas base de carbón tal es el caso del escenario CMMS11 y CMMS12 cuyos costos de inversión total son: 5,999.15 y 5,947.15 respectivamente.
- Las emisiones de CO₂e en el año 2027, para los escenarios que impulsan el 80% de generación renovable (escenarios PP), se reducen en 44% con respecto a los escenarios BAU.
- El total de emisiones de CO₂e, en el horizonte de estudio, en promedio, muestra que se reducen 15,952,923 Tm lo que representa una reducción del 9% para los escenarios PP con respecto a los escenarios BAU.
- En los escenarios de contingencia, en los que salen de operación cierta capacidad de plantas de carbón (CMMS11, CMMS12 y CMMS15), se observa una reducción de 1,438,188 Tm de emisiones de CO₂e respecto los escenarios BAU.
- De los diez escenarios más probables, el escenario PMMM3 es el que muestra el precio spot más bajo y el escenario PMAS7 muestra el precio spot más alto, esto tomando en consideración la suma de los promedios anuales del precio spot a lo largo del periodo 2022 - 2052. En general el precio de oportunidad de la electricidad tiende a aumentar para todos los escenarios, esto debido a la relación que existe con éste y el incremento proyectado de los costos de combustibles internacionales.
- La suma de los promedios anuales del precio spot en los casos de contingencia, en el periodo de estudio, son mayores que los precios de los escenarios BAU Y PP.

11 RECOMENDACIONES

- Es recomendable para el cumplimiento de las metas y objetivos de la política energética, realizar inversiones especialmente en proyectos solares con reserva de potencia y proyectos de generación con recursos geotérmicos, ya sea por medio de inversiones privadas o inversiones estatales a través del INDE. La geotermia es una tecnología con una operación estable, considerada como una planta de base que utiliza recursos renovables por lo que no depende de los costos internacionales de combustibles, además este tipo de plantas tiene una vida útil larga.
- Tomar en cuenta el recurso disponible de gas natural en Guatemala, para la instalación o ampliación de plantas de generación de energía eléctrica en el corto o mediano plazo, dado que dicho recurso es considerado limpio en comparación con otros recursos no renovables, y además se considera como plantas de base, esto contribuiría a una transición energética hacia una matriz más limpia. Así mismo tomar en cuenta este recurso para cubrir casos de contingencias que puedan afectar el suministro de electricidad en el sistema.
- Las centrales de generación necesarias para un funcionamiento eficiente económicamente del SNI necesitan de líneas de transmisión que permitan transportar la generación a los centros de consumo. Se recomienda considerar los resultados presentes en la expansión de la transmisión nacional.
- Es recomendable definir plantas de reserva para 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.

12 BIBLIOGRAFÍA

- Administrador del Mercado Mayorista. Informe Estadístico 2010. AMM, 2010.
- Administrador del Mercado Mayorista. Informe Estadístico 2011. AMM, 2011.
- Administrador del Mercado Mayorista. Informe Estadístico 2012. AMM, 2012.
- Administrador del Mercado Mayorista. Informe Estadístico 2013. AMM, 2013.
- Administrador del Mercado Mayorista. Informe Estadístico 2014. AMM, 2014.
- Administrador del Mercado Mayorista. Informe Estadístico 2015. AMM, 2015.
- Administrador del Mercado Mayorista. Informe Estadístico 2016. AMM, 2016.
- Administrador del Mercado Mayorista. Informe Estadístico 2017. AMM, 2017.
- Administrador del Mercado Mayorista. Informe Estadístico 2018. AMM, 2018.
- Administrador del Mercado Mayorista. Informe Estadístico 2019. AMM, 2019.
- Administrador del Mercado Mayorista. Informe Estadístico 2020. AMM, 2020.
- Ministerio de Energía y Minas. Balance Energético 2001. MEM, 2002.
- Ministerio de Energía y Minas. Balance Energético 2002. MEM, 2003.
- Ministerio de Energía y Minas. Balance Energético 2003. MEM, 2004.
- Ministerio de Energía y Minas. Balance Energético 2004. MEM, 2005.
- Ministerio de Energía y Minas. Balance Energético 2005. MEM, 2006.
- Ministerio de Energía y Minas. Balance Energético 2006. MEM, 2007.
- Ministerio de Energía y Minas. Balance Energético 2007. MEM, 2008.
- Ministerio de Energía y Minas. Balance Energético 2008. MEM, 2009.
- Ministerio de Energía y Minas. Balance Energético 2009. MEM, 2010.
- Ministerio de Energía y Minas. Balance Energético 2010. MEM, 2011.
- Ministerio de Energía y Minas. Balance Energético 2011. MEM, 2012.
- Ministerio de Energía y Minas. Balance Energético 2012. MEM, 2013.
- Ministerio de Energía y Minas. Balance Energético 2013. MEM, 2014.
- Ministerio de Energía y Minas. Balance Energético 2014. MEM, 2015.
- Ministerio de Energía y Minas. Balance Energético 2015. MEM, 2016.
- Ministerio de Energía y Minas. Balance Energético 2016. MEM, 2017.
- Ministerio de Energía y Minas. Balance Energético 2017. MEM, 2018.
- Ministerio de Energía y Minas. Balance Energético 2018. MEM, 2019.

- Ministerio de Energía y Minas. Balance Energético 2019. MEM, 2020.
- Banco de Guatemala. Producto Interno Bruto trimestral. [en línea]. <https://www.banguat.gob.gt/inc/main.asp?id=84369&aud=1&lang=1>. [Consulta: 2021].
- Comisión Nacional de Energía Eléctrica. Pliegos tarifarios. [en línea]. <http://www.cnee.gob.gt/Calculadora/pliegos.php>. [Consulta: 2021].
- Ministerio de Energía y Minas. Plan Nacional de Eficiencia Energética 2019 – 2032. MEM, 2019.
- Ministerio de Energía y Minas. Plan Nacional de Energía 2017 – 2032. Guatemala: MEM, 2017.
- Ministerio de Energía y Minas. Política Energética 2013 – 2027. Guatemala: MEM, 2013.
- Ministerio de Energía y Minas. Política Energética 2019 – 2050. Guatemala: MEM, 2018.
- Ministerio de Energía y Minas. Política de Electrificación Rural 2019 – 2032. Guatemala: MEM, 2018.



