

2025



SECRETARÍA
DE ENERGÍA

IEASEN

**Informe Estadístico Anual del
Subsector Eléctrico Nacional.**

Dirección General de Electricidad y Mercados



EQUIPO TÉCNICO

Secretaría de Energía (SEN)

Dirección General de Electricidad y Mercados (DGEM).



ING. EDUARDO OVIEDO

Secretario de Estado en el
Despacho de Energía



ING. DIANA SOLÍS

Subsecretaria de Estado en el
Despacho de Energía



LIC. HENRY ACOSTA

Subsecretaria de Estado en el
Despacho de Energía



MSC. ING. JAIR NAZAR

Director General de Electricidad y
Mercados



ING. LILIAN GEORGE

Especialista energético



ING. DELVIN LEMUS

Especialista energético



ING. MARÍA JOSÉ ÁLVAREZ

Analista de acceso y cobertura
eléctrica



ING. NUBIA FLORES

Analista de mercados Eléctricos



ING. CARLOS HERNÁNDEZ

Analista de acceso y cobertura
eléctrica



ING. VICENTE VARGAS

Analista de mercados Eléctricos



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS

SECRETARÍA
DE ENERGÍA



SECRETARÍA DE ENERGÍA

SECRETARÍA DE ESTADO EN EL DESPACHO DE ENERGÍA

Dirección General de Electricidad y Mercados
Unidad de Análisis de Mercados Eléctricos

Ing. Eduardo Oviedo García
Secretario de Estado en el Despacho de Energía

Ing. Diana Lizette Solís Paz
Subsecretaria de Estado en el Despacho de Energía Renovable y Electricidad

Lic. Henry Francisco Acosta Cuesta
Subsecretario de Estado en el Despacho de Hidrocarburos y Biocombustible



SECRETARÍA DE ENERGÍA



El Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional (IEASEN) 2025 muestra una descripción del subsector eléctrico considerando características cuantitativas en torno a la potencia y energía eléctrica, siendo este informe una herramienta de carácter informativa y también un insumo para la elaboración de la Política Energética por parte de la Secretaría de Energía.

Este informe ha sido reproducido bajo las consideraciones de los art. 6 y 7 de la ley de transparencia y acceso a la información pública (IAIP) del gobierno de la República de Honduras. La opinión de los actores, así como sus nombres y demás ha sido plasmada bajo el consentimiento de cada uno de los participantes.

La autorización para reproducir total o parcialmente esta publicación debe solicitarse a la SEN. Otras instituciones del Estado de la República de Honduras pueden hacer uso de esta publicación sin solicitud previa; sin embargo, deben citar la fuente e informar a la SEN sobre el uso de esta publicación.

Dirección técnica y asesoramiento: MSc- Ing. Jair Isaac Nazar Alfaro, Ing. Delvin Lemus.

Tratamiento de la información: MSc- Ing. Jair Isaac Nazar Alfaro, Ing. Nubia Flores.

Redacción del informe: Msc- Ing. Jair Isaac Nazar Alfaro, Ing. Nubia Flores, Ing. José Vargas y un agradecimiento especial a los Ingenieros (a.i.) Carlos Godoy y Carlos García por su trabajo en procesamiento de datos.

Diseño Gráfico de portadas: Unidad Comunicaciones Institucional

Palabras Clave: Cobertura Eléctrica, Clientes, Curvas de Generación, Energía, Estadísticas, Marco Legal, Potencia, Precios, Renovabilidad.

Copyright © por Secretaría de Estado en el Despacho de Energía, Dirección General de Electricidad y Mercados. Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional (IEASEN) 2025. Todos los derechos reservados.



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



SECRETARÍA
DE ENERGÍA

MENSAJE DEL SECRETARIO DE ESTADO EN EL DESPACHO DE ENERGÍA



El sector eléctrico constituye uno de los pilares fundamentales para el desarrollo económico y social de Honduras. Su adecuado funcionamiento permite impulsar la actividad productiva, fortalecer la competitividad nacional, mejorar la calidad de vida de la población y contribuir al cumplimiento de los objetivos de desarrollo sostenible del país.

La planificación y gestión eficiente del subsector eléctrico requieren información estadística confiable, oportuna y consistente que permita conocer su evolución, identificar tendencias, evaluar resultados y respaldar la toma de decisiones en materia de política energética. En este sentido, el Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional (IEASEN) se consolida como una herramienta de referencia para el análisis integral del comportamiento del sector eléctrico hondureño.

El presente informe reúne información relacionada con la generación, transmisión, distribución y consumo de energía eléctrica, así como indicadores relevantes sobre potencia instalada, producción de energía, demanda, cobertura de servicio y otros aspectos que permiten comprender la estructura y el desempeño del Sistema Eléctrico Nacional.

La información presentada constituye un insumo fundamental para las instituciones públicas, empresas del sector, organismos de cooperación, academia y ciudadanía en general, facilitando el seguimiento de la evolución del subsector eléctrico y fortaleciendo los procesos de planificación de corto, mediano y largo plazo.

Asimismo, los resultados contenidos en este documento permiten identificar oportunidades de mejora y desafíos que enfrenta el sector para garantizar un suministro eléctrico seguro, confiable, eficiente y sostenible, en beneficio de toda la población hondureña.

Finalmente, ponemos este informe a disposición del país como una fuente oficial de información estadística del subsector eléctrico, con la convicción de que contribuirá al fortalecimiento de la transparencia, la formulación de políticas públicas basadas en evidencia y la construcción de un futuro energético más sostenible para Honduras.

Ing. Eduardo Oviedo García
Secretario de Estado en el Despacho de Energía

MENSAJE DE LOS SUB-SECRETARIOS DE ESTADO EN EL DESPACHO DE ENERGÍA



El desarrollo del sector energético requiere información confiable, oportuna y técnicamente sustentada que permita comprender su evolución y respaldar la toma de decisiones.

En este contexto, las estadísticas del subsector eléctrico constituyen una herramienta fundamental para evaluar el desempeño del sistema, identificar tendencias y orientar las acciones necesarias para fortalecer la planificación energética nacional.

El Informe Estadístico Anual del Sistema Eléctrico Nacional reúne información relevante sobre generación, transmisión, distribución y consumo de energía eléctrica, proporcionando una visión integral del comportamiento y evolución del subsector eléctrico hondureño. La información contenida en este documento permite disponer de indicadores consistentes que facilitan el monitoreo del sector y la evaluación de sus principales avances y desafíos.

La recopilación, procesamiento y análisis de estos datos reflejan el compromiso institucional, con la transparencia, la generación de conocimiento y el fortalecimiento de las capacidades técnicas para la formulación de políticas públicas basadas en evidencia. Asimismo, contribuyen a mejorar los procesos de planificación y a optimizar la asignación de recursos destinados al desarrollo energético del país.

Ing. Diana Lizette Solís Paz

Subsecretaria de Estado en el Despacho de Energía
Renovable y Electricidad



El Sistema Eléctrico Nacional desempeña un papel estratégico en el desarrollo económico y social de Honduras. Garantizar su operación eficiente y sostenible requiere un seguimiento

permanente de sus principales indicadores técnicos, operativos y comerciales, así como información estadística que permita evaluar su comportamiento y orientar las decisiones necesarias para responder a las demandas presentes y futuras del país.

El Informe Estadístico Anual del Sistema Eléctrico Nacional constituye una herramienta de referencia para conocer la evolución del subsector eléctrico en sus diferentes componentes. A través de la información recopilada, es posible disponer de una visión amplia y objetiva del desempeño del sistema.

La información presentada facilita el seguimiento de las acciones impulsadas para fortalecer la seguridad energética, mejorar la calidad del servicio y promover el desarrollo sostenible del sector eléctrico.

El trabajo realizado para la elaboración de este informe refleja el compromiso de la Secretaría de Energía con la generación y difusión de información oficial de calidad, contribuyendo a una mayor transparencia y al fortalecimiento de las capacidades institucionales para la toma de decisiones estratégicas en beneficio del pueblo hondureño.

Lic. Henry Francisco Acosta Cuesta

Subsecretario de Estado en el Despacho de
Hidrocarburos y Biocombustible

TABLA DE CONTENIDO

TABLA DE CONTENIDO.....	7
ÍNDICE DE TABLAS	11
ÍNDICE DE GRÁFICAS	11
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES	14
GLOSARIO DE TÉRMINOS.....	14
SIGLAS.....	14
UNIDADES DE MEDIDA	15
RESUMEN EJECUTIVO	16
CAPACIDAD INSTALADA Y MATRIZ DE GENERACIÓN	16
CLIENTES DEL SERVICIO	17
ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA Y ACCESO A LA ELECTRICIDAD (DATOS A DICIEMBRE 2025)	17
TARIFAS ELÉCTRICAS.....	18
ENERGÍA ELÉCTRICA NO SUMINISTRADA	18
PÉRDIDAS ELÉCTRICAS.....	18
MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (MER).....	18
SISTEMAS AISLADOS.....	18
ABSTRACT.....	19
PRESENTACIÓN.....	20
CAPÍTULO 1 SUBSECTOR ELÉCTRICO HONDUREÑO	21
MARCO INSTITUCIONAL Y NORMATIVO	24
ORGANIZACIÓN DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO	26
ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO DE HONDURAS	29
CAPÍTULO 2 SISTEMA DE GENERACIÓN	30
2.1 POTENCIA INSTALADA.....	31
2.1.1 POTENCIA INSTALADA POR CAPITAL DE ORIGEN	33
2.1.2 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA POTENCIA INSTALADA	34
2.2 ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA	36

2.2.1	GENERACIÓN DE ENERGÍA POR TIPO DE EMPRESA.....	37
2.2.2	CONSUMO PROPIO POR TECNOLOGÍA.....	38
2.2.3	CONSUMO DE COMBUSTIBLES.....	39
2.2.4	GENERACIÓN HISTÓRICA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	41
2.3	CURVAS DE GENERACIÓN DIARIAS.....	44
2.3.1	CURVAS DE GENERACIÓN ANUALES (COMPORTAMIENTO ESTACIONAL).....	49
2.4	ENERGÍA ELÉCTRICA COMPRADA.....	54
2.4.1	ENERGÍA ELÉCTRICA MENSUAL COMPRADA MERCADO DE CONTRATOS	54
2.5	ENERGÍA ELÉCTRICA MENSUAL COMPRADA MERCADO DE OPORTUNIDAD NACIONAL	55
CAPÍTULO 3	ANÁLISIS GEOGRÁFICO	58
3.1	MAPAS GEORREFERENCIADOS DE CENTRALES GENERADORAS POR TECNOLOGÍA.....	59
3.2	MAPAS DEL POTENCIAL DE ENERGÍA RENOVABLE.....	59
3.3	POTENCIA INSTALADA NO RENOVABLE	67
CAPÍTULO 4	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL	69
4.1	NIVELES DE TENSIÓN DE TRANSMISIÓN DEL SIN	70
4.2	ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA (ICE)	72
4.3	HISTÓRICO DEL ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA.....	72
4.4	ÍNDICE DE ACCESO A LA ELECTRICIDAD (IAE)	74
4.5	MAPA DE ACCESO A LA ELECTRICIDAD.....	75
CAPÍTULO 5	DEMANDA ELÉCTRICA	77
5.1	DEMANDA ELÉCTRICA DIARIA	78
5.2	CURVA DE DURACIÓN DE CARGA MÁXIMA	80
5.3	DEMANDA ELÉCTRICA MENSUAL MÁXIMA DEL 2025	81
5.4	EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA DEMANDA MÁXIMA DEL PAÍS	82
5.5	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DEL PAÍS	83
CAPÍTULO 6	PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	85
6.1	PRECIOS MONÓMICOS PROMEDIO DE LA ENERGÍA	86
6.2	PRECIOS MENSUALES DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS GENERADORAS	87
6.3	PRECIOS HISTÓRICOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA VENDIDA POR LOS GENERADORES	87
6.4	PRECIOS DE LA PLANTAS DEL MERCADO DE OPORTUNIDAD NACIONAL.....	90
6.5	COSTOS MARGINALES DEL SIN	92
6.5.1	COSTO MARGINAL PROMEDIO DIARIO	93
6.5.2	COSTO MARGINAL PROMEDIO MENSUAL.....	97

CAPÍTULO 7	CLIENTES DEL SERVICIO ELÉCTRICO.....	99
7.1	NÚMERO DE CLIENTES POR SECTOR DE CONSUMO	100
7.2	CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTOR DE CONSUMO	100
7.3	VENTA DE ENERGÍA POR REGIONES DEL PAÍS	101
7.4	CONSUMO PER CÁPITA	103
CAPÍTULO 8	TARIFAS ELÉCTRICAS	105
8.1	PRECIOS TRIMESTRALES DE LA TARIFA ELÉCTRICA 2025	106
8.2	HISTÓRICO DE PRECIOS TRIMESTRALES DE LA TARIFA ELÉCTRICA	108
8.3	COSTOS BASES DE GENERACIÓN	109
CAPÍTULO 9	ENERGÍA NO SUMINISTRADA	114
9.1	ENERGÍA ELÉCTRICA NO SUMINISTRADA EN 2025.....	115
9.2	CÁLCULO DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS	116
9.3	PÉRDIDAS ELÉCTRICAS.....	118
9.4	CONFIABILIDAD EN EL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA	122
CAPÍTULO 10	INTERCONEXIONES.....	124
10.1	HISTÓRICO DE TRANSACCIONES EN EL MER	126
10.2	SISTEMA DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA PARA LOS PAÍSES DE AMÉRICA CENTRAL (SIEPAC)	127
10.3	LÍMITES DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN	128
10.4	AGENTES DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL.....	130
10.5	INYECCIONES, RETIROS Y PRECIOS DE ENERGÍA - MER	131
CAPÍTULO 11	GENERACIÓN EN SISTEMAS AISLADOS	134
11.1	ROATÁN ELECTRIC COMPANY – RECO	135
11.1.1	GENERACIÓN Y DEMANDA DE RECO	136
11.1.2	VALORES REPORTADOS DE CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	136
11.2	VALORES REPORTADOS DE CLIENTES POR SECTOR DE CONSUMO RECO 2025	137
11.3	DATOS DE DEMANDA POR SECTOR DE CONSUMO -RECO	138
11.4	ÚTILA POWER COMPANY S.A DE C.V– UPCO	138
11.4.1	GENERACIÓN Y DEMANDA DE UPCO.....	138
11.4.2	VALORES REPORTADOS DE CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	139
11.4.3	VALORES REPORTADOS DE CLIENTES POR SECTOR DE CONSUMO UPCO 2025	140
11.5	PROYECTO PERLA	141
11.6	INVERSIONES ELÉCTRICAS DE LA MOSQUITIA (INELEM)	141
11.6.1	POTENCIA, GENERACIÓN Y DEMANDA DE INELEM	141

11.6.2	USUARIOS DE LA EMPRESA INELEM	142
11.6.3	ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA DE LA EMPRESA INELEM	143
11.7	COMPAÑÍA DE ENERGÍA GAS Y AGUA, SOCIEDAD ANÓNIMA (CEGASA)	143
11.7.1	POTENCIA, ENERGÍA GENERADA, CONSUMO DE COMBUSTIBLE Y DEMANDA MÁXIMA.....	143
11.7.2	CLIENTES CEGASA	144
11.7.3	COBERTURA ELÉCTRICA Y PLANES DE EXPANSIÓN	144
CAPÍTULO 12	ENERGÍA DISTRIBUIDA	145
12.1	ENERGÍA DISTRIBUIDA FUERA DE RED	146
12.1.1	ENERGIZING DEVELOPMENT (ENDEV)	146
12.1.2	PROYECTO DE INFRAESTRUCTURA RURAL (PIR-IDECOAS)	146
12.1.3	PROGRAMA NACIONAL DE DESARROLLO RURAL SOSTENIBLE (PRONADERS)	147
12.1.4	PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN DESARROLLADOS DE FORMA PRIVADA.....	147
12.1.5	VILLAGE INFRASTRUCTURE ANGELS (VIA)	148
12.1.6	ENERGÍA SIN FRONTERAS (ESF)	148
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES FINALES.....		149
POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA Y RENOVABILIDAD DE LA MATRIZ DE GENERACIÓN		150
DEMANDA ELÉCTRICA.....		150
PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA		150
SECTORES DE CONSUMO		151
ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA Y ACCESO A LA ELECTRICIDAD (DATOS A DICIEMBRE 2025)		151
TARIFAS ELÉCTRICAS		151
ENERGÍA NO SUMINISTRADA		151
PÉRDIDAS ELÉCTRICAS		152
IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES EN EL MER		152
SISTEMAS AISLADOS		152
CONSIDERACIONES FINALES		153
CAPÍTULO 13	ANEXOS.....	154
	PLANTAS GENERADORAS EN EL AÑO 2025	155
BIBLIOGRAFÍA.....		160

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 – Potencia eléctrica instalada en Honduras al 2025 en el SIN.....	31
Tabla 2 – Generación de energía eléctrica [GWh] 2025.....	36
Tabla 3 – Energía Eléctrica vendida total en el mercado de oportunidad nacional 2025.....	56
Tabla 4 – Lista de subestaciones del Sistema Interconectado Nacional.	71
Tabla 5 – Histórico de demanda de energía eléctrica anual.	79
Tabla 6 – Intervalos de duración de carga.....	81
Tabla 7 – Precios promedio, máximo y mínimos de las plantas del mercado de oportunidad [USD/MWh].....	92
Tabla 8 – Comportamiento horario y estacional de los costos marginales promedios del SIN durante 2025	94
Tabla 9 – Clientes por sector de consumo 2025.	100
Tabla 10 – Energía facturada en Honduras por sector de consumo [MWh] 2025.....	101
Tabla 11 – Estadísticas históricas de consumo per cápita.....	104
Tabla 12 – Tarifas trimestres del 2025 [L/kWh]	107
Tabla 13 – Histórico de pérdidas eléctricas (2016-2025).	121
Tabla 14 – Histórico de variables de calidad del servicio de energía eléctrica.	123
Tabla 15 -Máxima capacidad de transferencia de potencia entre áreas de control (Norte – Sur)	128
Tabla 16 - Máxima capacidad de transferencia de potencia entre áreas de control (Sur - Norte).....	129
Tabla 17 – Máximas transferencias de potencia en el sistema eléctrico regional.....	129
Tabla 18 - Inyecciones y retiros de energía por país del MER [MWh] 2025	132
Tabla 19 - Precios promedio ex - ante 2025 del MER [USD/MWh]	133
Tabla 20 - Potencia instalada [MW] de RECO.....	135
Tabla 21 - Clientes por sector de consumo [MW] de RECO	137
Tabla 22 - Histórico de potencia instalada de UPCO [MW].....	138
Tabla 23 - Número de clientes por sector de UPCO [MW].....	140
Tabla 24 - Generación de plantas a base de combustibles fósiles 2025	155
Tabla 25 - Generación de plantas hidroeléctricas 2025	157
Tabla 26 - Generación de plantas eólicas 2025	157
Tabla 27 - Generación de plantas solares 2025.....	158
Tabla 28 - Generación de plantas a base de biomasa 2025	158
Tabla 29 - Generación de plantas geotérmicas 2025	158
Tabla 30 - Generación de plantas a base de coque de petróleo 2025	158
Tabla 31 - Generación total 2025	159

ÍNDICE DE GRÁFICAS

Gráfica 1 – Potencia eléctrica instalada en Honduras por tipo de fuente 2025	33
Gráfica 2 - Potencia instalada por capital de origen 2025	33
Gráfica 3 – Histórico de potencia instalada [MW] 1967-2025	34
Gráfica 4 – Histórico de potencia eléctrica instalada por tipo de tecnología [MW] 1967-2025.....	35
Gráfica 5 – Porcentaje histórico de potencia instalada renovable en Honduras 1967-2025.....	36
Gráfica 6 – Porcentaje de renovabilidad (En función de la energía generada) 2025.....	37
Gráfica 7 – Energía generada por capital de origen 2025	38

Gráfica 8 – Comparación de energía neta generada y consumo propio 2025 [GWh]	39
Gráfica 9 – Consumo de bunker para generación de electricidad 2025	40
Gráfica 10 – Consumo de diésel para generación de electricidad 2025	40
Gráfica 11 – Histórico de energía demandada anual (GWh) 2008-2025	41
Gráfica 12 – Histórico de generación acumulada en Honduras (GWh) 2008-2025	42
Gráfica 13 – Porcentaje histórico de renovabilidad en Honduras - Energía generada 2008-2025	43
Gráfica 14 – Generación histórica [GWh] por tipo de tecnología	43
Gráfica 15 – Curva típica de generación eólica en Honduras [p. u.]	44
Gráfica 16 – Curva típica de generación solar en Honduras [p. u.]	45
Gráfica 17 – Curva típica de generación fósil (búnker) zona sur de Honduras [p. u.]	45
Gráfica 18 – Curva típica de generación fósil (búnker) zona norte de Honduras [p. u.]	46
Gráfica 19 – Curva de generación típica de la central hidroeléctrica Francisco Morazán [p. u.]	47
Gráfica 20 – Curva típica de generación típica de La Vegona [p. u.]	47
Gráfica 21 – Curva de generación diaria para plantas de biomasa instaladas en Honduras [p. u.]	48
Gráfica 22 – Curva de generación diaria para una planta geotérmica de Honduras [p. u.]	48
Gráfica 23 – Curva de generación anual para plantas eólicas [GWh]	49
Gráfica 24 – Curva de generación anual para plantas solares [GWh]	50
Gráfica 25 – Curva de generación anual de plantas hidroeléctricas [GWh]	50
Gráfica 26 – Curva de generación anual de la central Hidroeléctrica Francisco Morazán [GWh]	51
Gráfica 27 – Curva de generación anual de plantas térmicas a base combustibles fósiles [GWh]	52
Gráfica 28 – Curva de generación anual para plantas de biomasa [GWh]	52
Gráfica 29 - Curva de generación anual de una planta geotérmica en Honduras [GWh]	53
Gráfica 30 - Energía total generada mensual en el año 2025 en Honduras [GWh]	54
Gráfica 31 - Energía mensual comprada por ENEE distribución 2025 [GWh]	55
Gráfica 32 - Participación de plantas generadoras que inyectaron energía en el Mercado de Oportunidad Nacional 2025	56
Gráfica 33 - Energía total vendida por planta en el Mercado de Oportunidad Nacional 2025 [MWh]	57
Gráfica 34 - Número de centrales hidroeléctricas por departamento 2025	61
Gráfica 35 - Número de centrales eólicas por departamento 2025	63
Gráfica 36 - Número de centrales solares por departamento 2025	65
Gráfica 37 - Número de centrales de biomasa por departamento 2025	66
Gráfica 38 - Número de centrales fósiles por departamento	68
Gráfica 39 - Índice de cobertura eléctrica por departamento en 2025	72
Gráfica 40 - Porcentaje histórico de cobertura eléctrica en Honduras 1999-2025	73
Gráfica 41 - Índice de acceso a la electricidad por departamento en 2025	75
Gráfica 42 - Demanda eléctrica diaria promedio 2025 en Honduras [MW]	78
Gráfica 43 - Curva de demanda máxima suministrada del día de demanda máxima del año 2025 en Honduras	80
Gráfica 44 - Curva de máxima duración de carga 2025 [MW]	81
Gráfica 45 - Demanda máxima mensual en Honduras 2025 [MW]	82
Gráfica 46 - Porcentaje histórico de variación anual de la demanda eléctrica en Honduras 1992-2025	82
Gráfica 47 - Histórico de demanda máxima anual [MW] en Honduras 1992-2025	83
Gráfica 48 - Proyección de demanda [MW] para Honduras 2026-2035	84
Gráfica 49 - Variación porcentual anual de la proyección de demanda de energía en Honduras	84
Gráfica 50 - Precio monómico por tecnología de generación [USD/kWh]	86
Gráfica 51 – Precios/cargos fijos y variables por tecnología [USD/kWh]	86
Gráfica 52 - Precio monómico mensual por tecnología 2025	87
Gráfica 53 - Precios históricos de la energía eléctrica por tecnología [USD/kWh]	88

Gráfica 54 - Precios históricos promedio del galón de búnker [USD/GAL]	89
Gráfica 55 - Precios históricos promedio del diésel [USD/BBL]	90
Gráfica 56 - Precios promedio de las plantas del Mercado de Oportunidad Nacional [USD/MWh]	91
Gráfica 57 - Costo marginal promedio por hora 2025 [USD/MWh].....	93
Gráfica 58 - Comparación de tendencias Por Unidad (P.U.) - Costo Marginal horario vrs Demanda horaria.	95
Gráfica 59 - Costo marginal promedio del nodo más caro y el nodo más barato del SIN [USD/MWh].....	96
Gráfica 60 - Costo marginal máximo mensual del nodo Chichicaste [USD/MWh]	96
Gráfica 61 - Costo marginal mensual promedio 2025[USD/MWh]	97
Gráfica 62 - Comparación de tendencias P.U. entre costo marginal mensual promedio y demanda de energía. .	98
Gráfica 63 – Energía facturada en Honduras por región de consumo [GWh] 2025.....	101
Gráfica 64 - Porcentaje de clientes por rango de consumo en el sector residencial 2025.	102
Gráfica 65 - Porcentaje de energía por rango de consumo en el sector residencial.	103
Gráfica 66 - Histórico de consumo per cápita diario en Honduras [kWh/Hab día].....	104
Gráfica 67 - Tarifas Trimestrales [L/kWh] 2025.....	106
Gráfica 68 – Variación porcentual promedio de tarifas trimestrales 2019-2025.....	107
Gráfica 69 - Componentes del costo de la tarifa por trimestre del 2025.....	108
Gráfica 70 - Histórico de tarifa de la energía eléctrica.	109
Gráfica 71 - Contribución por tecnología de generación en el cálculo del costo medio de generación final del mercado de contratos.	111
Gráfica 72 - Costo base de generación ajustado para cada trimestre 2025.	113
Gráfica 73 - Histórico de energía no suministrada 2011-2025 [MWh]	115
Gráfica 74 – Energía mensual no suministrada en Honduras 2019-2025 [MWh].....	116
Gráfica 75 - Histórico de porcentaje de pérdidas eléctricas de Honduras 2015-2025.....	119
Gráfica 76 - Histórico de porcentaje de pérdidas eléctricas de Honduras 2015-2025.....	121
Gráfica 77 - Energía mensual importada por Honduras en 2025 [MWh]	125
Gráfica 78 - Energía mensual importada por Honduras por tipo en el MER en 2025 [MWh]	126
Gráfica 79 - Histórico de compras y ventas de energía eléctrica en el MER [GWh]	127
Gráfica 80 - Cantidad de agentes del Mercador Eléctrico Regional por país del MER.....	130
Gráfica 81 – Retiros de energía MER por país durante 2025. [MWh].....	132
Gráfica 82 - Precios promedio por nodo del SIEPAC 2025 [USD/MWh]	133
Gráfica 83 - Histórico de generación de RECO 2015-2025[GWh]	136
Gráfica 84 - Consumo histórico de combustibles de RECO [kGal].....	137
Gráfica 85 - Energía por sector de consumo RECO [GWh]	138
Gráfica 86 - Histórico de generación de UPCO [GWh]	139
Gráfica 87 - Consumo de diésel UPCO [kGal]	139
Gráfica 88 - Energía por sector de consumo UPCO [GWh]	140
Gráfica 89 - Histórico de generación anual de INELEM [MWh]	141
Gráfica 90 - Histórico de potencia instalada de INELEM 2003-2021 [kWh]	142
Gráfica 91 - Cantidad de clientes por sector de consumo de INELEM 2022	142
Gráfica 92 – Histórico de cobertura eléctrica de INELEM 2002-2021	143
Gráfica 93 - Número de clientes por consumo CEGASA.....	144

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 – Matriz de generación de electricidad 2025	16
Ilustración 2 – Desarrollo histórico del subsector eléctrico de Honduras	23
Ilustración 3 – Organización del subsector energético de Honduras.....	28
Ilustración 4 – Estructura Ilustrativa del Mercado Eléctrico de Honduras.....	29
Ilustración 5 - Potencia eléctrica instalada 2025.....	32
Ilustración 6 - Mapa de potencia instalada georreferenciado.	59
Ilustración 7 - Mapa georreferenciado de potencia instalada renovable.	60
Ilustración 8 - Mapa georreferenciado de centrales hidroeléctricas.	61
Ilustración 9 Mapa de potencial eólico de Honduras.....	62
Ilustración 10 Mapa georreferenciado de centrales eólicas.	63
Ilustración 11 Mapa de potencial solar de Honduras.....	64
Ilustración 12 - Mapa georreferenciado de centrales solares.....	65
Ilustración 13 Mapa georreferenciado de centrales de biomasa.	66
Ilustración 14 - Mapa georreferenciado de centrales geotérmicas.	67
Ilustración 15 - Mapa georreferenciado de centrales térmicas a base de combustibles fósiles.	68
Ilustración 16 - Sistema Interconectado Nacional (SIN).	70
Ilustración 17 - Mapa de la red de distribución primaria de energía eléctrica en el 2025	74
Ilustración 18 - Mapa de acceso a la energía eléctrica por departamento 2025.....	76
Ilustración 19 - Diagrama para cálculo de pérdidas eléctricas.....	117
Ilustración 20 - Mapa de la línea de transmisión SIEPAC.	128
Ilustración 21 - Mapa de Inyecciones de energía por país del MER 2025.....	131
Ilustración 22 – Mapa de Retiros de energía por país del MER 2025 [MWh]	131

GLOSARIO DE TÉRMINOS

SIGLAS

CREE: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica

CRIE: Comisión Regional de Interconexión Eléctrica

ENDEV: Energizing Development

ENEE: Empresa Nacional de Energía Eléctrica

EOR: Ente Operador Regional

GIZ: Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit.

IAE: Índice de Acceso a la Electricidad

ICE: Índice de Cobertura Eléctrica

IDECOAS: Instituto de Desarrollo Comunitario, Agua y Saneamiento

INELEM: Inversiones Eléctricas de La Mosquitia

IRENA: International Renewable Energy Agency (Agencia Internacional de las Energías Renovables)

LGIE: Ley General de la Industria Eléctrica

LPG: Liquified Petroleum Gas (Gas Licuado de Petróleo)

MER: Mercado Eléctrico Regional

MEN: Mercado Eléctrico Nacional

MON: Mercado Oportunidad Nacional

CND: Centro Nacional de Despacho

PIR: Proyecto de Infraestructura Rural

PRONADERS: Programa Nacional de Desarrollo Rural y Urbano Sostenible

RECO: Roatán Electric Company

SEN: Secretaría de Energía

SIEPAC: Sistema de Interconexión Eléctrica para Países de América Central

SIN: Sistema Interconectado Nacional

UPCO: Utila Power Company

UNIDADES DE MEDIDA

BBL: Barril

Gal: Galón

GW: Gigavatio o Gigawatt

GWh: Gigavatio-hora o Gigawatt-hora

km: Kilómetro

kV: Kilovoltio o kilovolts

kVA: Kilovoltio-Amperio

kW: Kilovatio o kilowatt

kWh: Kilovatio-hora o kilowatt-hora

MGal: Mega galón

MW: Megavatio o Megawatt

MWh: Megavatio-hora o Megawatt-hora

USD: Dólar de los Estados Unidos de América

USD/kWh: Dólar de los Estados Unidos de América por Kilovatio-hora o kilowatt-hora

RESUMEN EJECUTIVO

La Secretaría de Energía a través de la Dirección General de Electricidad y Mercados presenta el Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico de Honduras correspondiente al año 2025, el cual es una representación gráfica del comportamiento y características del subsector eléctrico hondureño. Este informe precisa de un análisis estadístico exhaustivo de los temas más relevantes que giran en torno a la generación, transformación y demanda de la electricidad en el país.

CAPACIDAD INSTALADA Y MATRIZ DE GENERACIÓN

En Honduras la potencia eléctrica instalada en el país en 2025 fue de **3,577.04MW**, distribuida en aproximadamente **117 centrales generadoras**, donde 1,556.8 MW (**43.52 %**) instalados son de generadores a base de combustibles fósiles y 2,020.3 (**56.48%**) corresponden a generación renovable.

Por otro lado, en cuanto a la matriz de generación del país la cual es bastante diversificada, la generación térmica a base de combustibles bunker y diésel en 2025 tiene el mayor porcentaje de participación con un 35.6% (4,375.56 GWh) seguidos por la generación hidroeléctrica con un 32.0% (3,933.44 GWh), el tercer lugar lo ocupa la tecnología solar fotovoltaica con un 8.9% (1,093.72 GWh), en cuarto lugar, se ubican la generación térmica a base de coque con un 7.0 % (859.53 GWh). Las plantas a base de biomasa representaron un 7.4% (908.76 GWh), y por último se ubican la generación eólica y la geotérmica con una participación del 6.8% (832.75 GWh) y 2.3% (287.91 GWh) respectivamente.

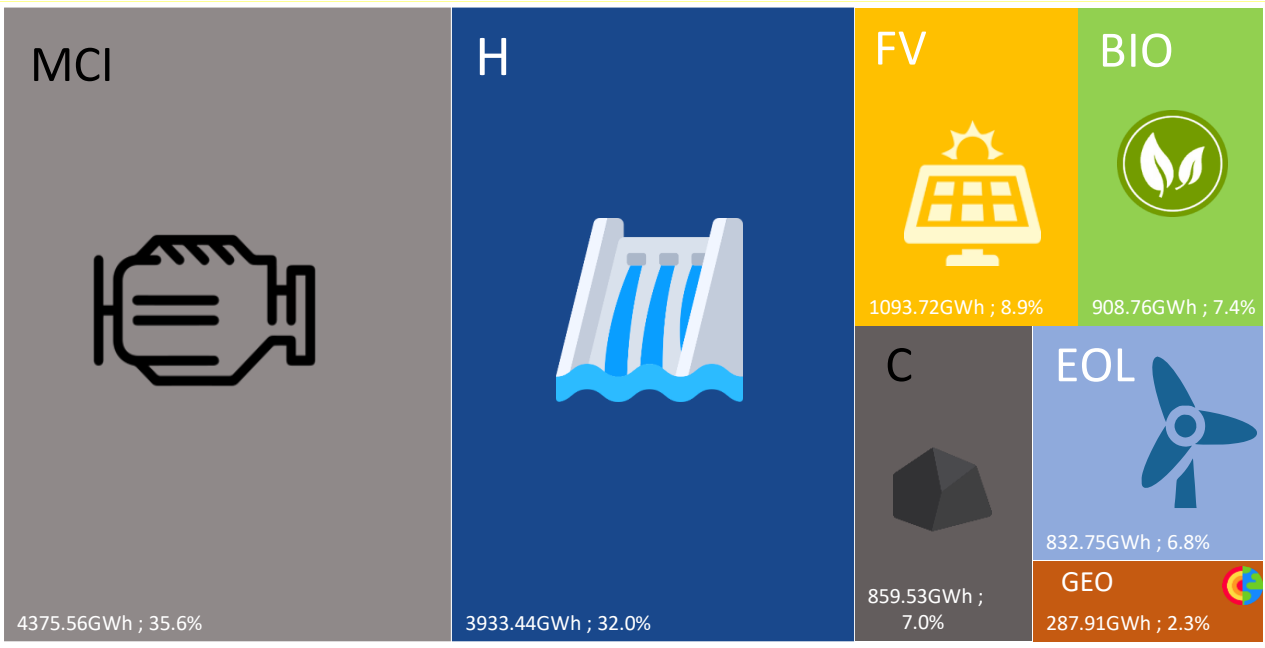


Ilustración 1 – Matriz de generación de electricidad 2025

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

La matriz de generación en Honduras ha cambiado a lo largo de su historia, antes del 2015 se tenía una matriz principalmente dependiente de fuentes no renovables como combustibles de origen fósil, sin embargo a partir del 2015 se ha mantenido una matriz de generación con mayor concentración de fuentes renovables, esta tendencia ha sido motivada por políticas en favor de la reducción de emisiones de CO₂ por parte de Honduras como un compromiso ante diversos acuerdos internacionales y nacionales que apuntan a una matriz de generación con una participación mayoritaria de fuentes renovables.

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), es actualmente la única distribuidora que compra energía eléctrica a los generadores privados, la cual es transportada a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN), hasta llegar al consumidor final. En 2025 el precio monómico o unitario de generación a partir de fuentes renovables ponderado anual más bajo fue de 0.1271 USD/kWh para la tecnología renovable base de geotermia y el más alto fue la tecnología eólica con 0.1475 USD/kWh, por otro lado, el precio monómico ponderado anual de la energía térmica a base de combustibles fósiles fue de 0.1398 USD/kWh. La mayor cantidad de energía eléctrica comprada por parte de la ENEE en el mercado de contratos fue de tecnologías a base de combustibles fósiles con 3,492.16 GWh, seguidos de 1,233.81 GWh de generadores hidroeléctricos con un precio ponderado anual de 0.1390 USD/kWh.

CLIENTES DEL SERVICIO

El principal sector de consumo es el sector residencial representando el 92.12 % del total de abonados los cuales consumieron 3,529.79 GWh lo que representa un 47.77% del consumo entre todos los sectores. El sector comercial consumió 1,984.62 GWh correspondiente a un 26.86% del consumo total y el sector industrial consumió 1,449.3 GWh equivalentes a un 19.61%.

A nivel residencial, en base a datos de diciembre de 2025, los usuarios que consumen de 0 kWh a 100 kWh representan un 54.48 % del total de clientes, los clientes que están en un consumo entre 101 kWh y 150 kWh representan el 16.97%, en conjunto representan el 71.45% (1,428,154 clientes) de todos los abonados residenciales, por otra parte, solamente un 3.83% de clientes se encuentran en promedio arriba de un consumo de más de 500 kWh en 2025, ese porcentaje representó a diciembre de 2025 en 76,537 clientes ubicados mayormente en la región centro sur y noroccidental del país. Sin embargo, ese pequeño porcentaje representa un 24.48% de la energía total consumida en el sector residencial.

ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA Y ACCESO A LA ELECTRICIDAD (DATOS A DICIEMBRE 2025)

El índice de cobertura eléctrica (ICE) 2025 es de 84.64%, en el sector urbano ICE es de 94.38% y en el rural de 72.86%; los departamentos con menor cobertura eléctrica son Gracias a Dios (10.44%), El Paraíso (64.05%) y La Paz (71.43%) y. En contraste con Islas de la Bahía (98.32%), Cortés (96.10%), y Valle (91.01%) presentan los primeros lugares de cobertura.

El índice de acceso a la electricidad (IAE) para 2025 es de 86.44% en todo el país, el primer lugar de acceso a la electricidad lo tiene Islas de la Bahía con un 98.37% de, seguido de Cortés y Francisco Morazán con 96.45% y 91.25% respectivamente. El departamento de Gracias a Dios tiene el IAE más bajo con un 23.39%.

TARIFAS ELÉCTRICAS

El valor de las tarifas para los usuarios regulados conectados al SIN se revisan y aprueban trimestralmente por parte la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), a través de los pliegos tarifarios donde se especifica la tarifa eléctrica según el nivel de tensión al cual los clientes se conectan; esta categorización se define como servicio residencial, servicio general en baja tensión, servicio en media tensión y servicio en alta tensión. El 2025 se cerró en el cuarto trimestre con las siguientes tarifas: residencial primeros 50 kWh/mes (3.821 L/kWh), residencial siguientes 50 kWh/mes (4.972 L/kWh), servicio general en baja tensión (4.998 L/kWh), servicio en media tensión (3.056 L/kWh) y servicio en alta tensión (2.864 L/kWh).

ENERGÍA ELÉCTRICA NO SUMINISTRADA

En el año 2025 la mayor cantidad de energía no suministrada fue debido a aperturas automáticas/manuales ascendiendo a un valor de 37,730.06 MWh no suministrados. El mes con mayor incidencia de energía no suministrada en 2025 fue el mes de septiembre en donde las aperturas automáticas/manuales representaron el mayor porcentaje de las causas, seguido de fallas, mantenimientos y reducción de carga. Finalmente, del total de energía eléctrica no suministrada en el año 2025, un 3.35% se debe a reducción de carga, un 24.85% debido a cortes por mantenimiento, un 27.53% a fallas, y el 44.27% restante se debió a aperturas manuales o automáticas.

PÉRDIDAS ELÉCTRICAS

Los niveles de pérdidas eléctricas tienen un impacto significativo en las finanzas de las empresas distribuidoras. En enero de 2025 las perdidas en el sistema fueron de 34.4%, y el año se cerró con un 33.89% de pérdidas eléctricas a nivel del sistema de distribución, estos valores incluyen perdidas técnicas y no técnicas, los datos anteriores representan una reducción favorable de alrededor de 1.48% en 2025.

MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (MER)

Honduras realiza transacciones de importación y exportación de energía eléctrica en el MER mediante las interconexiones con El Salvador, Guatemala y Nicaragua. Históricamente nuestro país ha sido mayormente comprador de energía eléctrica. En el 2025 Honduras compró 485.53 GWh lo que representó un aumento de 205.6% en la compra de energía con respecto al 2024.

Las importaciones en el MER representaron alrededor de un 3.80% del total de la energía requerida para suplir la demanda eléctrica en el país.

SISTEMAS AISLADOS

Las distribuidoras que no están interconectadas con el SIN están ubicadas en los departamentos de Islas de la Bahía y Gracias a Dios, estos sistemas son RECO con (73.35 MW), UPCO (4.24MW), INELEM (1.2MW) y CEGASA (0.25MW), no obstante, se encuentran adicionalmente el proyecto Perla de Guanaja con 600kW picos de solar con un sistema de almacenamiento de 6.88MWh y un generador Diesel de 2,684kW, el proyecto Perla de Brus Laguna con 400kW picos de solar con un sistema de almacenamiento de 420kW/1.68MWh y un generador Diesel de 624kW.

ABSTRACT

This document establishes an annual publication prepared by the General Directorate of Electricity and Electrical Markets of the Ministry of Energy (SEN). Its main goal is to compile and integrate all the sources of information related to the structure of the electricity subsector of the country. The report has the main statistical data of the Honduran electricity sector until December 2025 and represents a consolidated document from the national electricity subsector.

This report is divided into 12 chapters. The first chapter chronologically recounts the most relevant events in the Honduran electricity industry. Furthermore, it describes the institutional and regulatory framework, considering the most important aspects of the organization of the Honduran electricity subsector.

The second chapter presents all the relevant information in regards of the generation systems, installed power, matrix generation, curves and electricity purchased from private generators, amongst other data. Then, the third chapter displays geo-referenced maps of the generation plants for each of the technologies, as well as the generation potentials of renewable resources.

Chapter 4 shows data from the National Interconnected System and the indexes of electricity coverage and access to electricity. Subsequently, in Chapter 5, an analysis of electricity demand is made, accompanied by historical data and projections for the next decade.

Chapter 6 analyzes the monomical or unit prices, variable and fixed charges for electricity generation for each type of technology in Honduras. Next, the number of clients by consumption sector, billing by consumption sector, and sale of electrical energy by regions of the country are addressed in Chapter 7. The electricity rates issued by the Regulatory Commission for Electric Energy are found in Chapter 8. Then, statistical data related to the energy not supplied to the system, the historical behavior of electrical losses, and energy transactions in the Regional Electricity Market (MER) are displayed in chapter 9.

Chapter 10 presents information about the Regional Electricity Market (MER) where historical data of regional transactions are presented. Chapter 11 presents the isolated generation systems not connected to the Interconnected System Grid, while Chapter 12 deals with distributed generation projects, ending the document with conclusions and final considerations.

All the information for the preparation of this report was obtained thanks to the collaboration of governmental and non-governmental institutions, mainly the National Electric Power Company – ENEE (Generation Contracts Sub management, transmission Sub management, Planning and Commercial Sub management) the Regulatory Commission for Electrical Energy – CREE, the National Dispatch Center (system operator)-CND, and private distribution companies for the isolated systems of Islas de la Bahía and Mosquitia.

PRESENTACIÓN

El presente documento constituye una publicación anual elaborada por la Dirección General de Electricidad y Mercados, de la Secretaría de Energía de la República de Honduras. El documento tiene como objetivo principal integrar y consolidar todas las fuentes de información que describen al subsector eléctrico del país. Contiene los principales datos estadísticos de la cadena de servicios de la industria eléctrica en Honduras hasta diciembre del 2025 y representa un documento consolidado que describe a su cabalidad el comportamiento del subsector eléctrico nacional durante 2025.

El informe se divide en 12 capítulos. El primer capítulo relata cronológicamente los hechos más relevantes en la industria eléctrica de Honduras, describiendo el marco institucional y normativo, detallando los aspectos más importantes de la organización del subsector eléctrico hondureño.

En el segundo capítulo se presenta toda la información relevante de los sistemas de generación, potencia instalada, matriz de generación, curvas de generación y energía eléctrica comprada a los generadores privados por parte de la ENEE. Seguidamente en el tercer capítulo se muestran mapas georreferenciados de las plantas de generación por cada una de las tecnologías, así como de los potenciales de generación de las fuentes renovables.

En el capítulo 4 se muestran datos del Sistema Interconectado Nacional y los índices de cobertura eléctrica y acceso a la electricidad. Posteriormente se realiza en el capítulo 5 un análisis de la demanda eléctrica acompañado de datos históricos y proyecciones para la siguiente década.

En el capítulo 6 se analizan los precios monómicos o unitarios, cargos variables y fijos de la generación de energía eléctrica por cada tipo de tecnología en Honduras. Seguidamente, el número de clientes por sector de consumo, facturación por sector de consumo y venta de energía eléctrica por regiones del país se aborda en el capítulo 7. Las tarifas eléctricas emitidas por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) se encuentran en el capítulo 8, para luego presentar los datos estadísticos relacionados con la energía no suministrada al sistema y el comportamiento histórico de las pérdidas eléctricas en el capítulo 9.

En el capítulo 10 se presenta la información referente al Mercado Eléctrico Regional (MER), donde se presentan datos de los históricos de las transacciones regionales. En el capítulo 11 se presentan los sistemas de generación aislados no conectados a la red eléctrica y adicionalmente en el capítulo 12 se abordan los proyectos de generación distribuida, finalizando el documento con las conclusiones y consideraciones finales.

Toda la información para la elaboración de este informe se obtuvo gracias a la colaboración de instituciones gubernamentales y no gubernamentales, principalmente la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) (Subgerencia de Contratos de Generación, Subgerencia de transmisión, Gerencia de Distribución – ENEE.), el Centro Nacional de Despacho (CND), y la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica CREE, y empresas de distribución privadas para los sistemas aislados de Islas de la Bahía y la Mosquitia.



SECRETARÍA
DE ENERGÍA

Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional.

Subsector Eléctrico Hondureño

Dirección General de Electricidad y Mercados

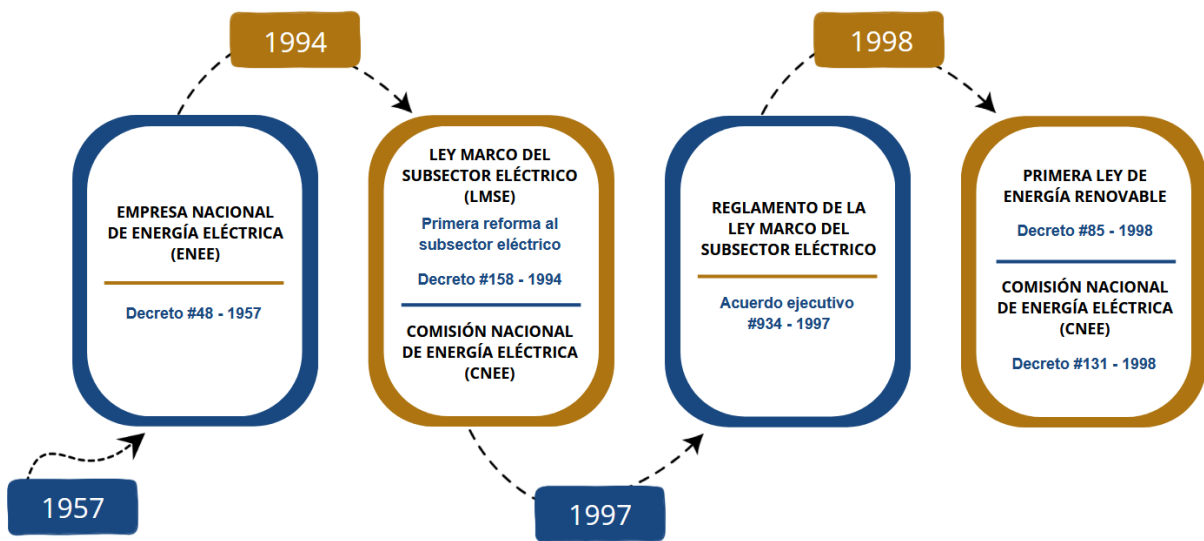
CAPÍTULO 1



En 1957 el Gobierno de Honduras creó la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), una empresa pública de propiedad estatal y verticalmente integrada, con la función y derecho exclusivo en la generación de electricidad por medio de centrales hidroeléctricas y termoeléctricas, así como la construcción y operación de las redes de transmisión y distribución, mediante lo dispuesto en el Decreto No. 48-1957¹.

Adicionalmente, el decreto explícitamente delegaba la función social a ENEE de electrificar el país, como organismo autónomo de servicio público tenía ese objetivo principal. Según el Decreto No. 48-1957, la ENEE tenía todas las atribuciones fundamentales necesarias para prestar el servicio eléctrico. Por lo tanto, las funciones específicas incluían el estudio de recursos para la producción de energía eléctrica; la construcción de obras de generación, transmisión y distribución; la operación, y administración de sus activos, la compra/venta de la electricidad. No obstante, entes privados no tenían la prohibición de prestar el servicio de forma aislada.

Con el tiempo, ese modelo de mercado ha tenido diferentes reformas, a continuación, se muestra una representación gráfica de los eventos más importantes en el desarrollo histórico del subsector eléctrico nacional desde la creación de la ENEE en 1957:



¹ (Gaceta, 2022)

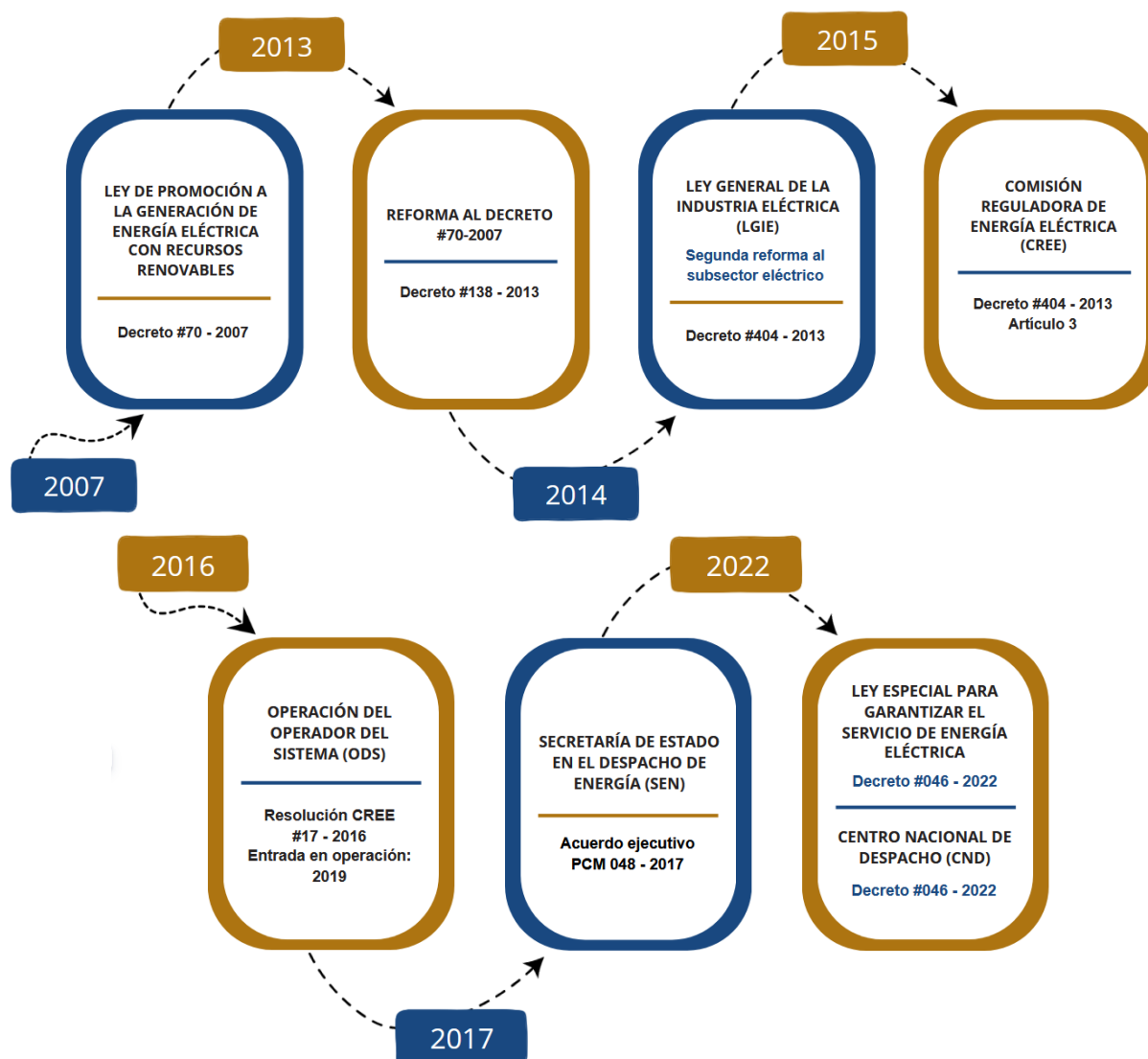


Ilustración 2 — Desarrollo histórico del subsector eléctrico de Honduras

Fuente: Elaboración propia (SEN)

Durante el primer quinquenio en la década de los 90, la demanda eléctrica había crecido a niveles superiores de la capacidad del sistema eléctrico estatal, por lo que en materia de generación de electricidad se permitió por primera vez (según disposiciones de la Ley Marco del Subsector Eléctrico (LMSE)² promulgada mediante Decreto Legislativo No. 158-94) que productores de electricidad privados pudieran vender energía a la ENEE. Dicha ley habilitaba a la ENEE a comprar a los productores privados sobre la base de contratos de compra de energía siendo estos regulados por la Comisión Nacional de Energía (CNE). Así es como a partir de esta reforma en 1994, sucedieron en Honduras las primeras participaciones privadas de generación termoeléctrica de gran escala

² (Legislativo, Ley General de la Industria Eléctrica, 2014)

basadas en motores de media velocidad con combustibles fósiles (Bunker). Si bien la LMSE³ promovía gradualmente la participación privada tanto en la producción como en la distribución de electricidad, sin embargo, la ENEE continuó manteniendo su estado de control en los servicios de electricidad, operación del sistema y mercado de electricidad a través del Centro Nacional de Despacho (CND).

MARCO INSTITUCIONAL Y NORMATIVO

Como una segunda reforma del subsector eléctrico, en 2014 se promulga la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE) (Legislativo, Ley General de la Industria Eléctrica, 2014), Decreto Legislativo No. 404-2013, la cual derogó el marco legal anterior, esta reforma tuvo por objetivo mejorar la eficiencia económica del subsector eléctrico bajo una reestructuración y descentralización del subsector eléctrico.

De acuerdo con las disposiciones de la LGIE, se liberaliza la generación de electricidad, mientras que las actividades relacionadas a la red eléctrica (transmisión y distribución) permanecen como monopolios naturales regulados. Se incluyen reglas para un mercado liberalizado como competencia en la generación y en parte de la venta final de electricidad, así como libre acceso a la red. La Ley define como usuarios regulados a los clientes que gozan de servicios prestados por las distribuidoras con tarifas reguladas. Las empresas participantes del mercado se definen como agentes del mercado y deben estar inscritos en un registro público. Además, las empresas a cargo de la transmisión y distribución deben tener una licencia de operación para realizar actividades de su competencia en determinada zona geográfica.

Adicionalmente, de la LGIE surgió la normativa reglamentaria que detalla el nuevo funcionamiento del mercado eléctrico, entre esos primeros reglamentos están, por ejemplo:

1. Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica.⁴
2. Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado (ROM).⁵
3. Reglamento para el cálculo de Tarifas Provisionales
4. Reglamento de Tarifas.
5. Reglamento del Servicio Eléctrico de Distribución.

La LGIE y sus reglamentos establecieron cambios en el mercado eléctrico. Específicamente, las disposiciones de la Ley introdujeron, entre otros, temas como:

1. Un mercado mayorista de electricidad relacionado al Sistema Interconectado Nacional (SIN), que crea un mercado de contratos comerciales de largo plazo de potencia, energía y servicios complementarios, y un mercado de oportunidad para transacciones de corto plazo entre agentes de mercado según los costos marginales basados en el despacho económico de mínimo costo.
2. La LGIE establecía en su artículo 11. “Generación de Energía Eléctrica”; que las empresas generadoras podrán vender sus productos a: empresas distribuidoras, consumidores calificados, otras empresas generadoras y al mercado eléctrico de oportunidad nacional o regional.
3. La utilización de orden de mérito para el despacho al mínimo costo de las plantas generadoras en función

³ (Legislativo, Ley Marco del Subsector Eléctrico, Decreto No. 158-94, 1994)

⁴ (Legislativo, Ley General de la Industria Eléctrica, 2014)

⁵ (Eléctrica C. R., Reglamento de operación y administración del mercado mayorista, 2015)

de sus costos variables declarados, tomando en cuenta las limitaciones de la red y la seguridad operativa del sistema eléctrico.

4. La autorización a usuarios de la distribuidora para convertirse en agentes de mercado como consumidores calificados, el cual está definido como aquel cuya demanda exceda el valor determinado por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).
5. Un mecanismo para asegurar la producción de electricidad a través de obligación a los agentes de compradores de cubrir su demanda máxima con contratos de potencia firme.
6. El uso de licitaciones públicas internacionales para cubrir la demanda de la distribuidora con contratos de potencia firme y energía eléctrica, incluyendo un porcentaje mínimo de energía eléctrica de generadores basados en tecnologías renovables establecido por la Secretaría de Energía (SEN) y en función del plan indicativo de expansión de la generación.
7. Las empresas a cargo de la transmisión y distribución además de inscribirse en el registro público de empresas del subsector eléctrico deben tener una licencia de operación por parte de la CREE para realizar las actividades de su competencia.
8. La separación de actividades de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) bajo una empresa matriz de la actividad de generación, transmisión y distribución.

Posteriormente, en 2022, como una tercera reforma al subsector eléctrico hondureño, nace la Ley Especial para garantizar y declarar el servicio de la energía eléctrica como un bien Público de seguridad nacional y un derecho humano de naturaleza económica y social, cuya idea central es de que el servicio de energía eléctrica es un bien público de seguridad nacional, bajo responsabilidad de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica ENEE como empresa pública. (Poder Legislativo, 2022)

De las disposiciones más importantes de la Ley Especial para garantizar el servicio de la energía eléctrica como un bien Público de seguridad nacional y un derecho humano de naturaleza económica y social se contempla:

1. Empezar la ley con una declaratoria de emergencia que autoriza al Poder Ejecutivo y la Junta Directiva de la ENEE para la implementación de un Plan de Emergencia para la Recuperación del Subsector y el rescate de la Empresa Pública.
2. Facultar a la Junta Directiva ENEE y Gerencia General para una iniciativa de revisión y renegociación de contratos de energía (Power Purchase Agreement) con la ENEE e incluyendo tecnologías termoeléctricas, eólica y solar, para que de mutuo acuerdo poder mejorar condiciones de precios y eliminar cláusulas lesivas a los intereses del estado. En caso de no ser posible una renegociación, también faculta a la ENEE para la compra de plantas eléctricas a un justiprecio. También la reforma energética establece para la revisión, auditoría e informe de la ejecución del contrato de fideicomiso con la Empresa Energía Honduras (EEH).
3. Respecto a la recuperación de la soberanía de recursos energéticos del país, la reforma establece la derogación de instrumentos que entregaban 14 subcuencas de ríos para la construcción y generación de energía eléctrica.

- 4 La reforma hace cambios a la gobernanza del subsector eléctrico, estableciendo el nombramiento de Comisionados del ente regulador la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) por un periodo de 4 años y estableciendo el ente operador del sistema y de mercado eléctrico (ODS) como un organismo público adscrito como Centro Nacional de Despacho (CND) de la ENEE.
- 5 En el marco de la declaratoria de emergencia, también la reforma faculta a la Junta Directiva y Gerencia ENEE, aprobar e implementar un Programa Nacional para la Reducción de Pérdidas, con autonomía e independencia administrativa, funcional, presupuestaria, financiera y para la contratación de bienes, servicios y recursos humanos a fin de asegurar el cumplimiento de sus objetivos.
- 6 En el artículo 19 de la reforma y para adecuar a la visión de estado, se establece la modificación de los artículos 1, 3, 5, 9, 10, 11, 15, 27, 28 y 29 de la Ley General de la Industria Eléctrica, decreto legislativo No 404-2013.
- 7 Adicionalmente, como una disposición final, la reforma establece con la finalidad de salvaguardar la naturaleza pública de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) de la separación técnica, administrativa y financiera por unidades de centros de costos de la actividad de generación, transmisión, Centro Nacional de Despacho y Distribución.
- 8 Para concluir, la reforma hace cambios substanciales en la gobernanza y estructura del modelo de mercado, potenciando la regulación y gestión pública estatal del subsector electricidad, acciones para establecer una ruta de recuperación de la principal empresa eléctrica del país que es la ENEE.

ORGANIZACIÓN DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO

La Ley General de la Industria Eléctrica (decreto legislativo No. 404-2013) (Legislativo, Ley General de la Industria Eléctrica, 2014) promulgada en mayo 2014 hace una profunda reforma del sector energía nombrando a una cabeza del sector eléctrico denominada “La Secretaría”. Por eso en 2017 se crea la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía (SEN) mediante decreto ejecutivo PCM 048-2017 como ente rector y formulador de las políticas públicas para el sector energético nacional.

Se designa entonces a la Secretaría como la autoridad máxima del subsector eléctrico. En el artículo 2 de la LGIE se especifica que la Secretaría será responsable de proponer a la Presidencia de la República las políticas públicas en materia de energía que orientan las actividades del subsector eléctrico. El presidente de la República puede someter dichas propuestas a discusión en consejo de ministros, o en el seno de un grupo de Secretarios de Estado convocados para ese propósito. La Secretaría será igualmente responsable del seguimiento de las políticas adoptadas, y a este fin se crea una Subsecretaría de Estado, la cual es la subsecretaria de Energía Renovable y Electricidad encargada de los temas relacionados específicamente con el subsector eléctrico en Honduras y el desarrollo de la energía renovable.

La SEN como institución rectora del sector energético nacional y de la integración energética regional e internacional está encargada de proponer las políticas relacionadas con el desarrollo integral y sostenible del sector energético. Asimismo, está a cargo de la formulación, planificación, coordinación, ejecución, seguimiento y evaluación de las estrategias y políticas del sector energético. La Secretaría tiene como objetivos estratégicos, desarrollar una política energética nacional sostenible e integral para el desarrollo socioeconómico del país, además de fomentar la participación de fuentes de energía provenientes de tecnologías renovables en la matriz energética nacional y el aprovechamiento eficiente de los recursos energéticos, también tendrá a su cargo el

desarrollo de políticas para la modernización del subsector eléctrico garantizando el abastecimiento y cobertura del servicio eléctrico con calidad a toda la población.

La Secretaría también tiene a cargo el desarrollo de políticas y estrategias para el uso eficiente de la bioenergía, considerando que la leña es la mayor fuente de energía del país. Esta tarea es atendida por la Subsecretaría de Energía Renovable y Electricidad, a través de la Dirección General de Energía Renovable y Eficiencia Energética. También son objetivos de la SEN el aprovechamiento de yacimientos hidrocarburíferos del país bajo un marco regulatorio adecuado, así como mejorar la regulación, control y supervisión de las actividades de comercialización y abastecimiento de hidrocarburos, a través de su Subsecretaría de Hidrocarburos.

Por otro lado, la LGIE en su Capítulo II, especifica la creación de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) a cargo de regular las actividades de la industria eléctrica, aprobar tarifas para usuarios regulados, definir los cargos del sistema eléctrico y los peajes por el uso de la red eléctrica, debe especificar en detalle a través de normas y reglamentos lo necesario para la implementación y funcionamiento del mercado eléctrico entre otras actividades. La CREE cumple el rol de ente regulador, independiente, desconcentrado y adscrito al Gabinete de Regulación Económica.

Seguidamente, con un rol bien delimitado, el artículo 9 de la LGIE reformado por la Ley Especial de Energía, expresa que la operación del Sistema Eléctrico Nacional estará a cargo de una entidad que es designada como “Operador del Sistema”. Se establece que el Operador del Sistema será una entidad de capital público, que formará parte de la estructura de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) y que se reconoce en los contratos de suministro de energía eléctrica vigentes entre empresas privadas de generación de energía eléctrica y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), como Centro Nacional de Despacho (CND).

El CND, entre sus diversas facultades otorgadas por ley, tiene la función pública de elaborar los planes de expansión de la generación y redes de transmisión, planes que están sujetos a la aprobación de la CREE, sin embargo, debe coordinar con la Secretaría de Energía para verificar que reflejen los objetivos de la política energética, por ejemplo, cumplir las metas de participación de la energía renovable y reducción de emisiones.

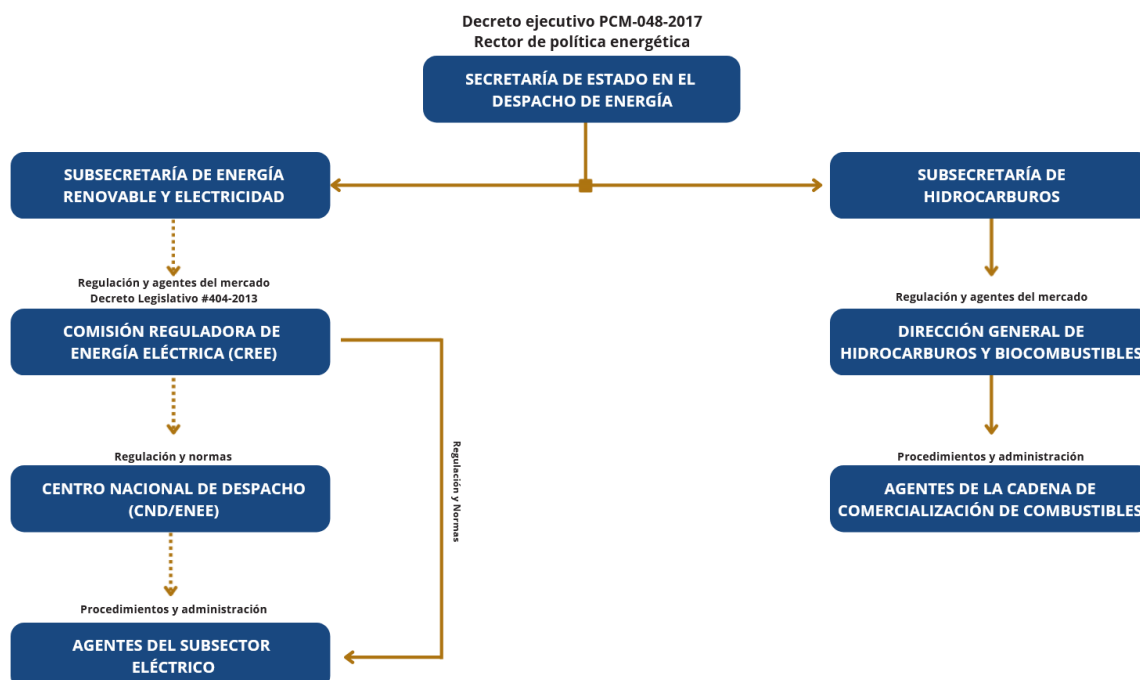


Ilustración 3 – Organización del subsector energético de Honduras

Fuente: Elaboración propia (SEN)

En la organización del subsector eléctrico, algunas instituciones como la CREE y el CND/ENEE no depende administrativa, financiera, ni funcionalmente de la SEN, sin embargo, en la ilustración anterior se trata de visualizar los tres roles: El ente rector encargado de las políticas públicas (SEN), el ente regulador y fiscalizador (CREE) y el ente operador y administrador del sistema el Centro Nacional de Despacho (CND), armonizando la vinculación y dinámica con los agentes del subsector eléctrico.

ESTRUCTURA DEL MERCADO ELÉCTRICO DE HONDURAS

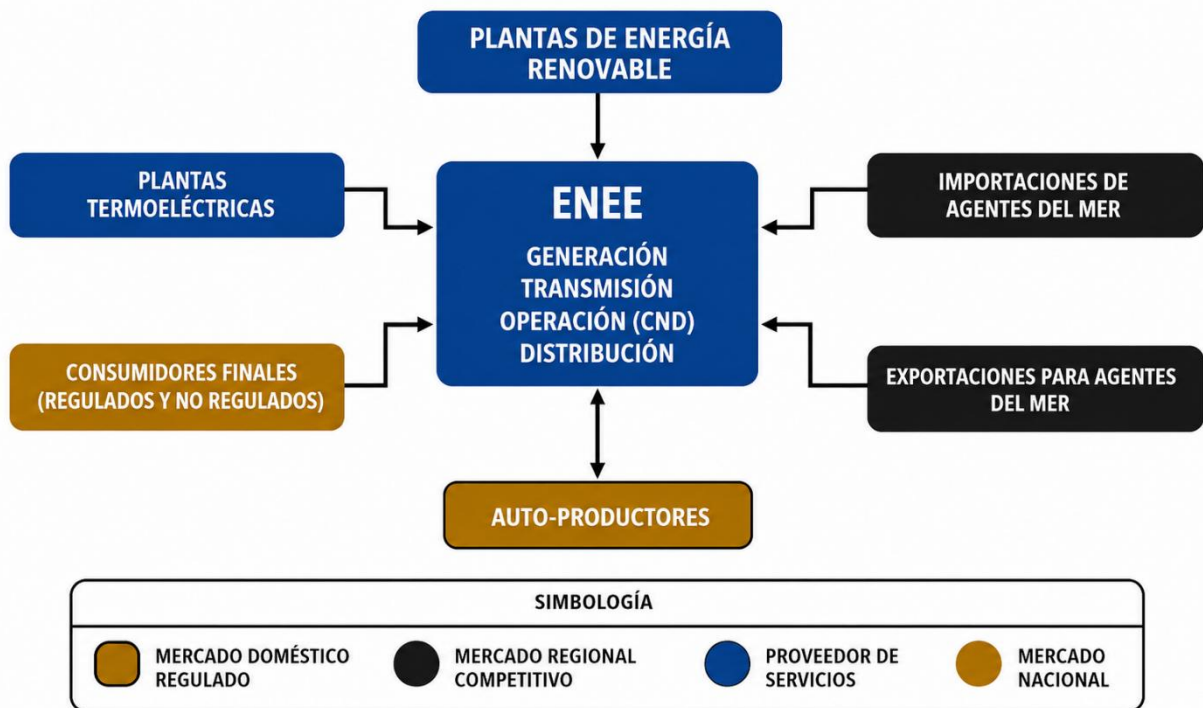


Ilustración 4 — Estructura Ilustrativa del Mercado Eléctrico de Honduras

Fuente: Elaboración propia (SEN)

Actualmente (2025) la ENEE es el ente encargado de la operación del sistema mediante el Centro Nacional de Despacho administrando el mercado eléctrico nacional (contratos y de oportunidad) en coordinación con la transmisión hasta llegar a la distribución del servicio eléctrico en el territorio nacional a excepción de los departamentos de Islas de Bahía y Gracias Dios. Sin embargo, la ENEE también tiene una cota importante de participación en cuanto el sistema de generación mediante la tenencia de las centrales hidroeléctricas de mayor capacidad y de tipo de embalse (Cajón, Patuca III y Cañaveral) así como también Río Lindo.

La ENEE es el agente encargado y autorizado a su vez de coordinar las transacciones (compra y venta) de energía con los demás agentes de mercado del Mercado Eléctrico Regional (MER). La empresa de distribución de la ENEE es el ente soberano de compra de energía eléctrica a los proveedores de servicios privados. Por otro lado, desde la demanda, la empresa de distribución es quien lleva la energía eléctrica a los usuarios regulados y no regulados conectados en el sistema eléctrico nacional.



SECRETARÍA
DE ENERGÍA

Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional.

Sistema De Generación

Dirección General de Electricidad y Mercados

CAPÍTULO 2



En Honduras se cuenta con una matriz de generación de energía eléctrica bastante diversificada con tecnologías que funcionan mediante el uso de fuentes renovables y fuentes no renovables que están ubicadas a lo

largo y ancho de su extensión territorial. A continuación, se presenta una tabla donde se especifica la potencia eléctrica instalada por tecnologías de generación de energía eléctrica para el año de 2025 en el Sistema Interconectado Nacional (SIN):

2.1 POTENCIA INSTALADA

POTENCIA INSTALADA AÑO 2025			
TIPOS DE GENERACION	MW	PORCENTAJE	No. DE PLANTAS
FÓSIL	1,451.8	40.59%	28
HIDROELÉCTRICA	934.3	26.12%	51
SOLAR	562.5	15.73%	18
EÓLICAS	238.1	6.66%	3
BIOMASA	245.4	6.86%	15
CARBÓN	105.0	2.94%	1
GEOTÉRMICA	40.0	1.12%	1
TOTAL	3,577.04	100.00%	117

Tabla 1 – Potencia eléctrica instalada en Honduras al 2025 en el SIN

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Se puede observar que el mayor porcentaje de potencia instalada corresponde a la tecnología térmica o termoeléctrica que es a base de combustible búnker y diésel con un 40.59% de la capacidad total del sistema seguida por la tecnología hidráulica con un 26.12% de la matriz total de potencia instalada.

Dentro de la matriz de potencia eléctrica renovable instalada el mayor número de centrales son de tecnología hidráulica, esto debido al gran potencial hídrico del país y a sus características geográficas, sin embargo, también existe una cantidad importante de plantas solares fotovoltaicas situadas en el sur del territorio nacional debido al potencial de recurso solar que existe en la zona.

Honduras, al igual que la mayoría de los países en Latinoamérica, apunta a la transformación de su matriz de generación de energía eléctrica, en la siguiente ilustración se puede apreciar que existe una diversa participación de fuentes renovables en Honduras, como la generación hidráulica, biomasa, eólica, fotovoltaica y geotérmica, sin embargo, el 43.52% de la potencia instalada es de plantas térmicas o termoeléctricas a base de combustibles fósiles (bunker, diésel, petcoque).

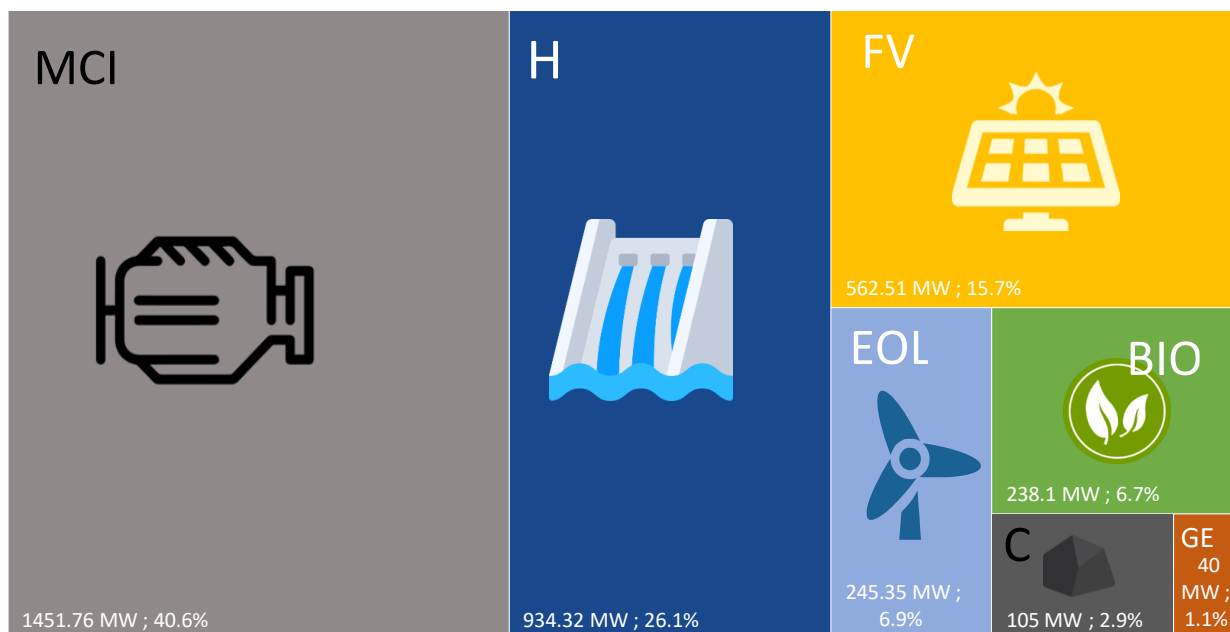
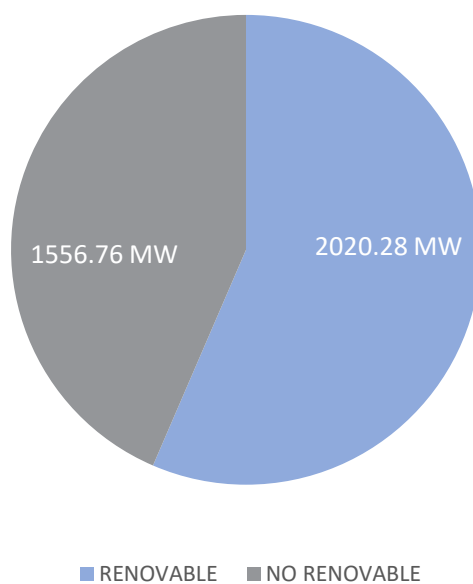


Ilustración 5 - Potencia eléctrica instalada 2025

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Del total de la capacidad instalada para generación de energía eléctrica para el año 2025, el 56.48% de la capacidad instalada corresponde a fuentes de energía a base de recursos renovables (agua, sol, viento, geotermia, biomasa); y el resto (43.52%) con fuentes de energía no renovable como los combustibles de origen fósil: búnker, diésel y carbón.

RENOVABILIDAD-POTENCIA INSTALADA [MW]



Gráfica 1 – Potencia eléctrica instalada en Honduras por tipo de fuente 2025

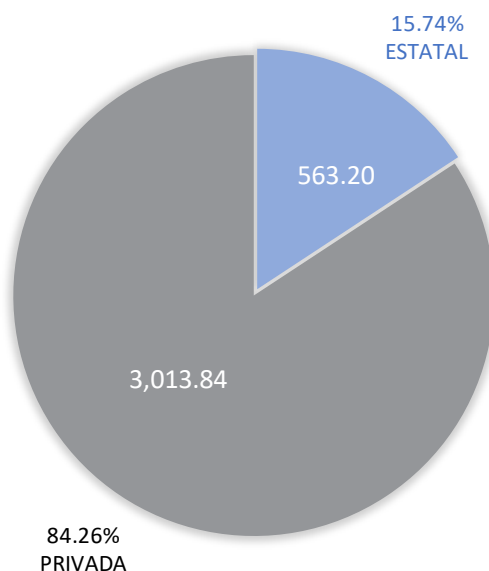
Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Honduras, al igual que la mayoría de los países de Latinoamérica, apunta a transformar su matriz de generación de energía eléctrica, buscando que esta sea más diversificada, sostenible, económica y ambientalmente amigable. En el Plan de Gobierno 2026-2030 (Plan de Gobierno 2026-2030, 2026), se reconoce que la matriz de generación del país aún no está lo suficientemente diversificada y que la energía proveniente de hidrocarburos continúa siendo excesivamente cara. En ese sentido, dentro de la Política de Generación Eficiente de Energía para la Competitividad de Honduras, se plantea como objetivo aumentar la capacidad de energía y la potencia firme mediante una matriz energética diversificada, sostenible, económica y ambientalmente amigable. Para ello, el plan propone acciones como la licitación de 1,600 MW de potencia firme con tecnologías no contaminantes a base de gas natural licuado, incentivar la construcción de plantas renovables hidroeléctricas, fotovoltaicas y eólicas, de pequeña y mediana escala, con capacidad de almacenamiento, así como promover sistemas fotovoltaicos para autoconsumo residencial, sistemas aislados y pequeñas y medianas empresas.

2.1.1 POTENCIA INSTALADA POR CAPITAL DE ORIGEN

De toda la capacidad de generación instalada en el sistema eléctrico hondureño, las centrales generadoras estatales constituyen un 15.74% de la capacidad instalada en el país, y el otro 84.26% representa a empresas eléctricas generadoras de capital privado.

POTENCIA POR CAPITAL DE ORIGEN [MW]



Gráfica 2 - Potencia instalada por capital de origen 2025

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

En Honduras antes de 1994, la generación de energía eléctrica perteneció solamente al sector público, pero a partir de 1994 históricamente se ha visto un gran crecimiento en cuanto a la generación de capital de origen

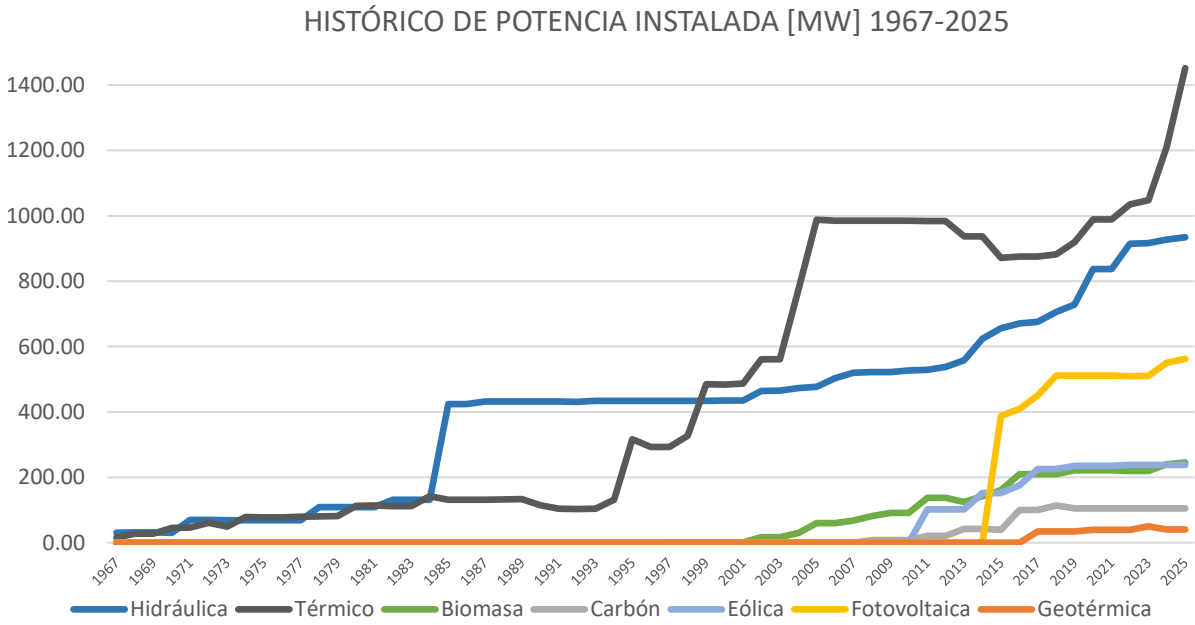
privado. En su momento, algunas pequeñas poblaciones tenían sistemas de propiedad municipal, la mayoría de ellos alimentados por pequeñas centrales hidroeléctricas, sin embargo, actualmente la mayoría de la potencia instalada proviene del sector privado. Entiéndase al sector privado por inversiones de capital hondureño y capital extranjero.

2.1.2 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA POTENCIA INSTALADA

En Tegucigalpa antes de la creación de la ENEE, el servicio de energía eléctrica era provisto por una empresa del gobierno, la Empresa de Agua y Luz, responsable también por el suministro de agua potable a la capital. Cada una de estas entidades tenía un monopolio en su zona de operación, no obstante, el subsector de energía eléctrica en Honduras fue manejado por las municipalidades hasta 1957, año en el cual se constituye a la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE). A partir de esos años la matriz de generación de energía eléctrica se constituía básicamente por tecnologías de generación hidráulica y térmica a base de combustibles fósiles.

En la siguiente gráfica se observa el primer repunte en la matriz de generación mediante la entrada del proyecto de la Central Hidroeléctrica Francisco Morazán (300 MW), en la década de los 80; y así se mantuvo hasta la década de los 90, donde se hizo necesaria la promoción de la participación del sector privado en el subsector eléctrico.

En varios países de la región durante esas décadas se privatizó el subsector eléctrico, en Honduras no sucedió de igual forma, sin embargo, a pesar de eso no se continuó invirtiendo en generación y, combinado con una sequía ocurrida en esos años llevó a un severo racionamiento energético en todo el país.



Gráfica 3 – Histórico de potencia instalada [MW] 1967-2025

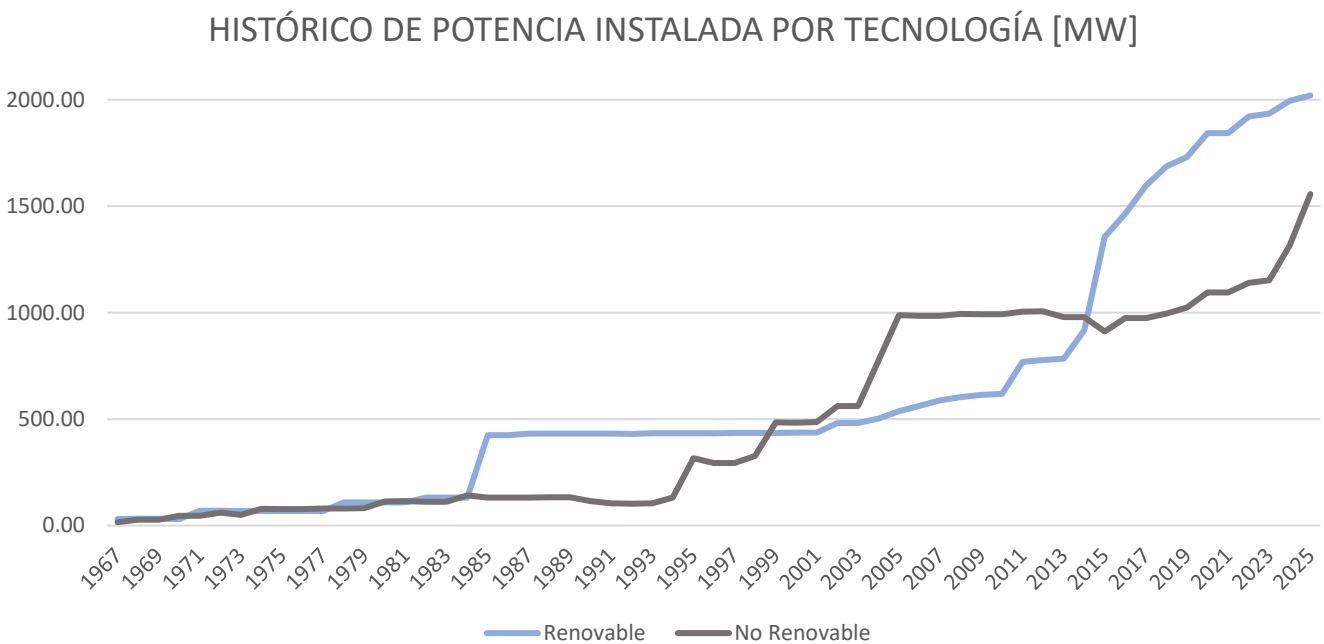
Fuente: Elaboración propia (SEN)

El racionamiento hizo necesaria la participación de la empresa privada en generación de energía eléctrica, aprobándose la Ley Marco el Subsector Eléctrico en 1994, a partir de ese año se puede ver en la gráfica la

instalación de motores de combustión interna que funcionan a base de derivados del petróleo en la matriz de generación de electricidad.

Años después, empezó la diversificación de la matriz de generación con las primeras generadoras a base de biomasa, luego la tecnología eólica se posiciono en el país con uno de los parques eólicos más grandes de la región centroamericana (primero se instalaron 102 MW y posteriormente una ampliación a 235 MW). En el año 2015 tuvo lugar la entrada de más de 300 MW de tecnología fotovoltaica en la zona sur del país. Finalmente, en 2017 se incorpora la séptima tecnología de generación eléctrica siendo esta una planta geotérmica de aproximadamente 50 MW de potencia instalada.

En el siguiente gráfico se muestra la evolución de la potencia instalada con fuentes renovables y no renovables en Honduras entre los años 1967 y 2025.



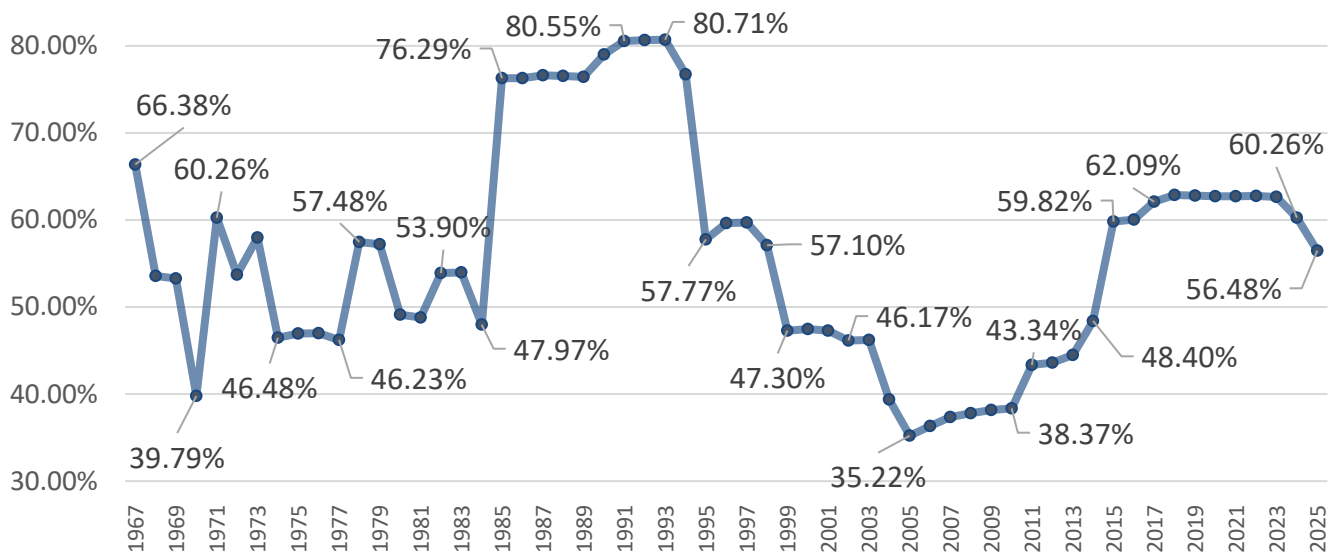
Gráfica 4 – Histórico de potencia eléctrica instalada por tipo de tecnología [MW] 1967-2025

Fuente: Elaboración propia

El porcentaje de potencia instalada renovable en el año 2025 es de 56.48% y se encuentra por encima de las plantas de generación no renovables.

A continuación, se muestra una gráfica representativa del porcentaje histórico de capacidad instalada renovable del país desde 1967 hasta 2025.

PORCENTAJE HISTÓRICO DE RENOVABILIDAD DE POTENCIA INSTALADA



Gráfica 5 – Porcentaje histórico de potencia instalada renovable en Honduras 1967-2025

Fuente: Elaboración propia

2.2 ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA

En la matriz de generación de energía eléctrica es importante mencionar tres conceptos importantes, el primero es la generación bruta, el segundo la generación neta y el tercero el consumo propio. Este último se debe a que existen plantas que aparte de la generación comprometida contractualmente con la empresa distribuidora ENEE-Distribución, tienen un componente importante de consumo propio para procesos auxiliares, industriales propios o ventas de energía a terceros. A continuación, se muestra la matriz de generación de energía eléctrica (generación bruta, generación neta y el consumo propio) correspondiente al año 2025 desagregada por tipo de tecnología.

TIPOS DE GENERACIÓN	GEN. BRUTA	GEN. NETA ⁶	CONSUMO PRÓPIO	PORCENTAJE
HIDRAÚLICA	3,933.44	3,905.58	27.87	32.00%
FÓSIL	4,375.56	3,940.11	435.46	35.60%
BIOMASA	908.76	516.87	391.89	7.39%
COQUE DE PETRÓLEO	859.53	313.53	546.00	6.99%
EÓLICO	832.75	831.87	0.88	6.77%
FOTOVOLTAICA	1,093.72	1,085.07	8.65	8.90%
GEOTÉRMICA	287.91	225.49	62.43	2.34%
TOTAL	12,291.68	10,818.51	1,473.17	100.00%

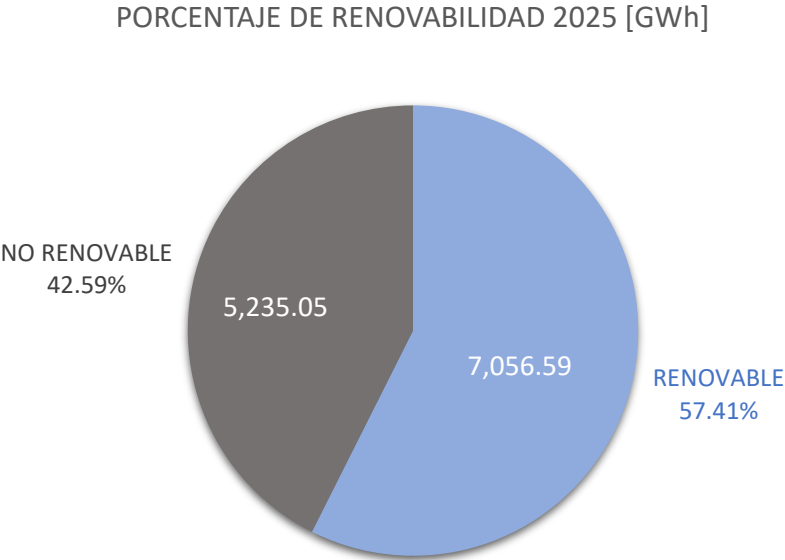
Tabla 2 – Generación de energía eléctrica [GWh] 2025

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

⁶ El concepto de energía neta, el CND lo considera como la energía generada que fue vendida a ENEE, esto aparece como Ventas ENEE en los informes de operación del mercado publicados por el CND.

El mayor porcentaje de la generación de energía eléctrica para el año 2025 visto por tecnologías fue a base de combustibles fósiles (bunker y diésel) con un total de 35.60% (4,375.56 GWh) seguido por generación hidroeléctrica con un 32.00% (3,933.44 GWh) del total de la matriz de generación en el país.

En el siguiente gráfico se muestra el porcentaje de participación por tipo de fuente en la matriz de generación de energía eléctrica en 2025:



Gráfica 6 – Porcentaje de renovabilidad (En función de la energía generada) 2025

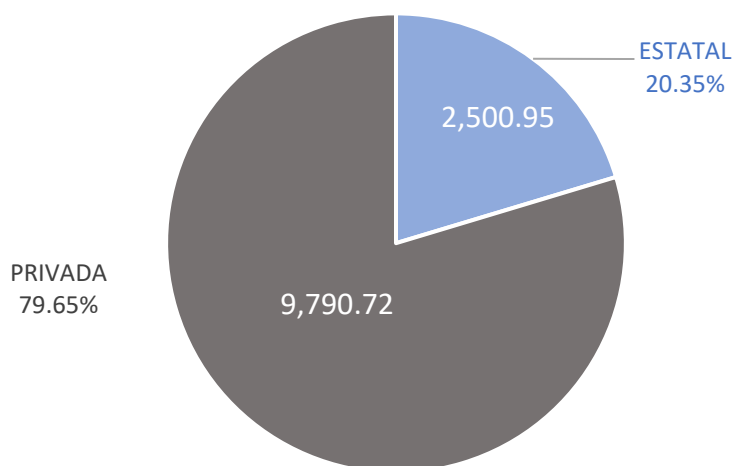
Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Para el año 2025 el 57.41% de la generación fue a base de fuentes de energía renovables y un 42.59% mediante fuentes no renovables, es decir, motores de combustión interna y plantas de carbón coque.

2.2.1 GENERACIÓN DE ENERGÍA POR TIPO DE EMPRESA

En esta sección se presentan los porcentajes correspondientes a la generación estatal y a la generación de energía por parte empresas del sector privado.

ENERGÍA POR CAPITAL DE ORIGEN [GWh]



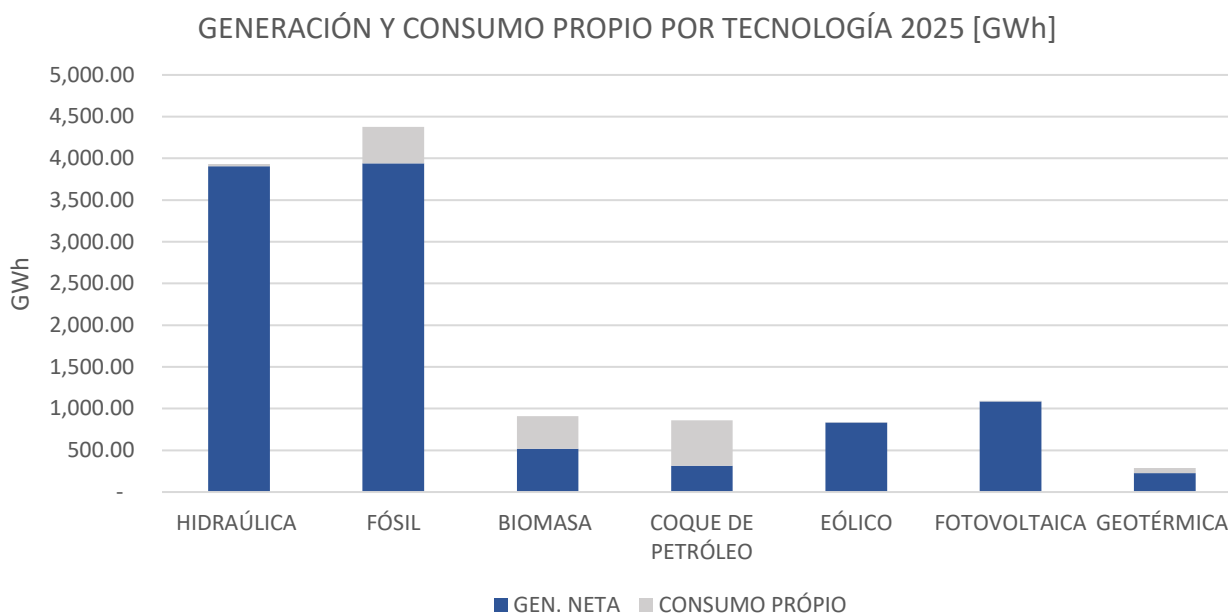
Gráfica 7 – Energía generada por capital de origen 2025

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

En el gráfico anterior se muestra que el 79.65% de la generación en Honduras proviene de empresas del sector privado, el 20.35% de la generación es de plantas estatales hidroeléctricas y térmicas de la empresa generadora ENEE-Generación.

2.2.2 CONSUMO PROPIO POR TECNOLOGÍA

En la siguiente gráfica se refleja cuánto representa el consumo propio con respecto a la generación bruta total por cada tipo de tecnología para el año 2025:



Gráfica 8 – Comparación de energía neta generada y consumo propio 2025 [GWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

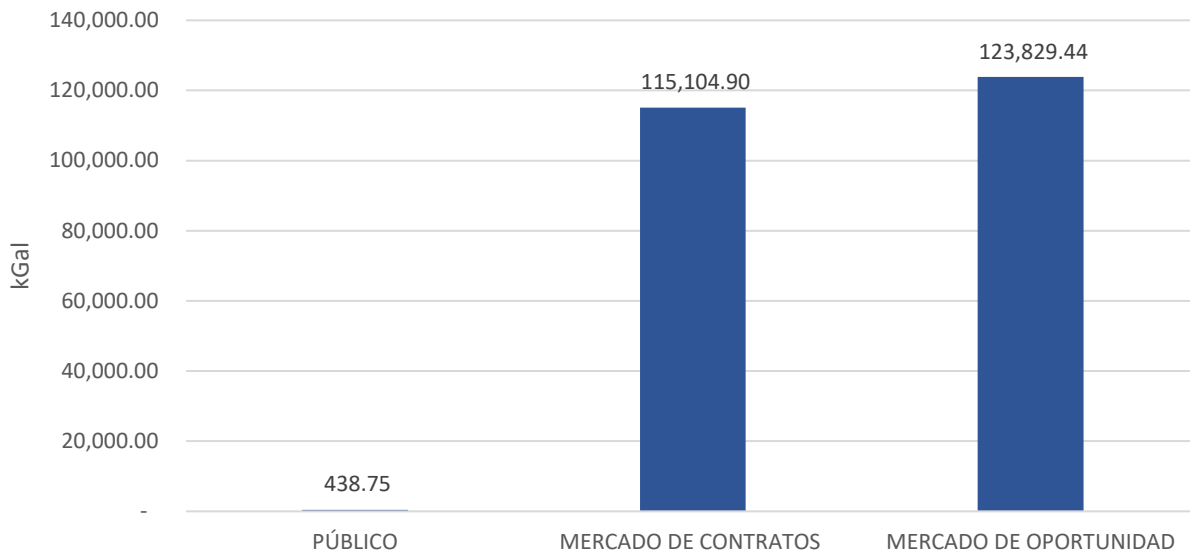
Se observa que la tecnología de generación a base de biomasa y fósiles presentan un consumo propio visible, esto es por su naturaleza de generación ya que en cuanto a generadores a partir de biomasa en su mayoría son ingenios azucareros, en el caso del coque de petróleo generan su propia energía eléctrica y venden el excedente a la empresa distribuidora. Para las tecnologías renovables, el consumo propio es bastante bajo, siendo la tecnología geotérmica la que tiene mayor consumo propio, seguido de la hidroeléctrica, en las tecnologías eólica y solar el consumo propio es despreciable en comparación a la generación bruta. La energía generada neta es igual a la generación bruta menos el consumo propio.

2.2.3 CONSUMO DE COMBUSTIBLES

En Honduras dentro de la matriz de generación de energía eléctrica existen distintas tecnologías, dentro de ellas están las plantas a base de combustibles fósiles que se componen de motores de combustión interna. Los principales combustibles utilizados son el búnker y diésel, dichas plantas térmicas privadas reportan mensualmente el consumo de combustible para la generación de energía eléctrica.

En el siguiente gráfico se observa cual fue el consumo de combustible para generación de energía eléctrica, según el tipo de combustible y el mercado eléctrico en el cual se realizan las transacciones de venta de energía eléctrica (Mercado de Contratos o Mercado de Oportunidad):

CONSUMO DE BUNKER PARA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD 2025



Gráfica 9 – Consumo de bunker para generación de electricidad 2025

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Como podemos observar para 2025 el consumo total de bunker para generación de electricidad fue de 239,373.098 kilo galones, siendo el mayor consumo en el mercado de oportunidad.

CONSUMO DE DIÉSEL PARA GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD 2025



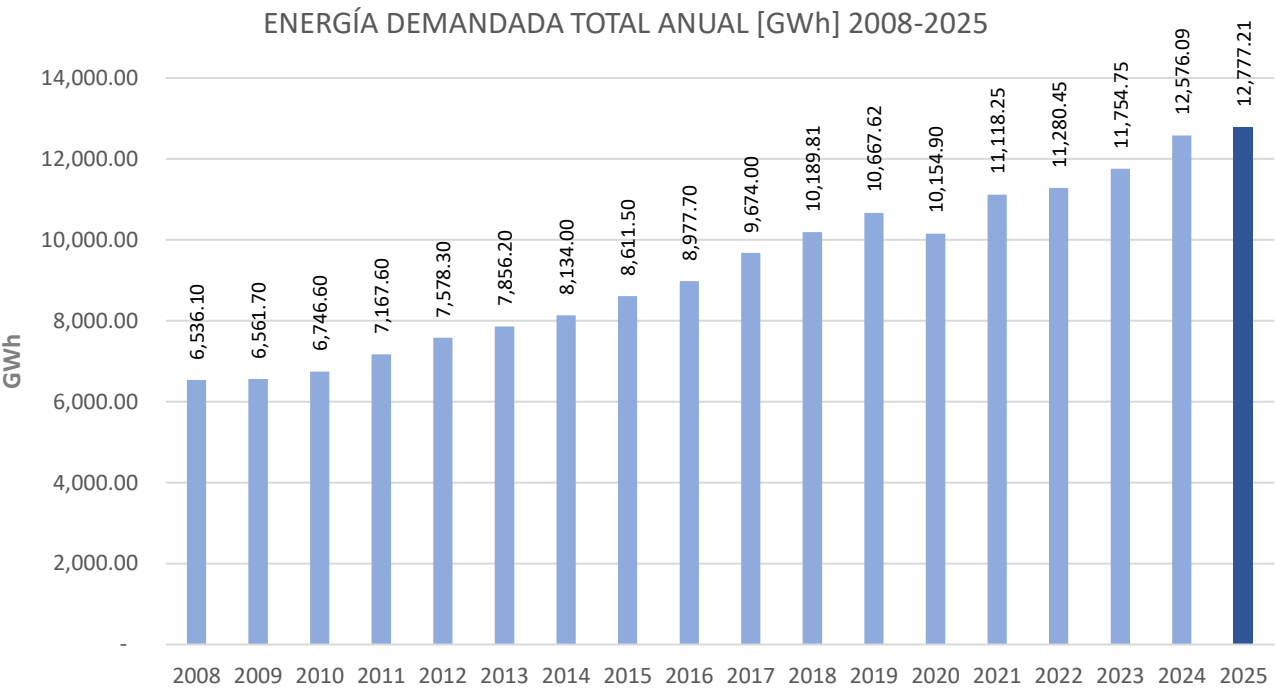
Gráfica 10 – Consumo de diésel para generación de electricidad 2025

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Para el caso del diésel vemos que comparado con el bunker su consumo es mínimo, alcanzando un total de 12,373.292 kilo galones de diésel.

2.2.4 GENERACIÓN HISTÓRICA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

A continuación, se presenta una gráfica con el histórico de generación de energía eléctrica total (producción nacional más importaciones) anual desde 2008 a 2025:



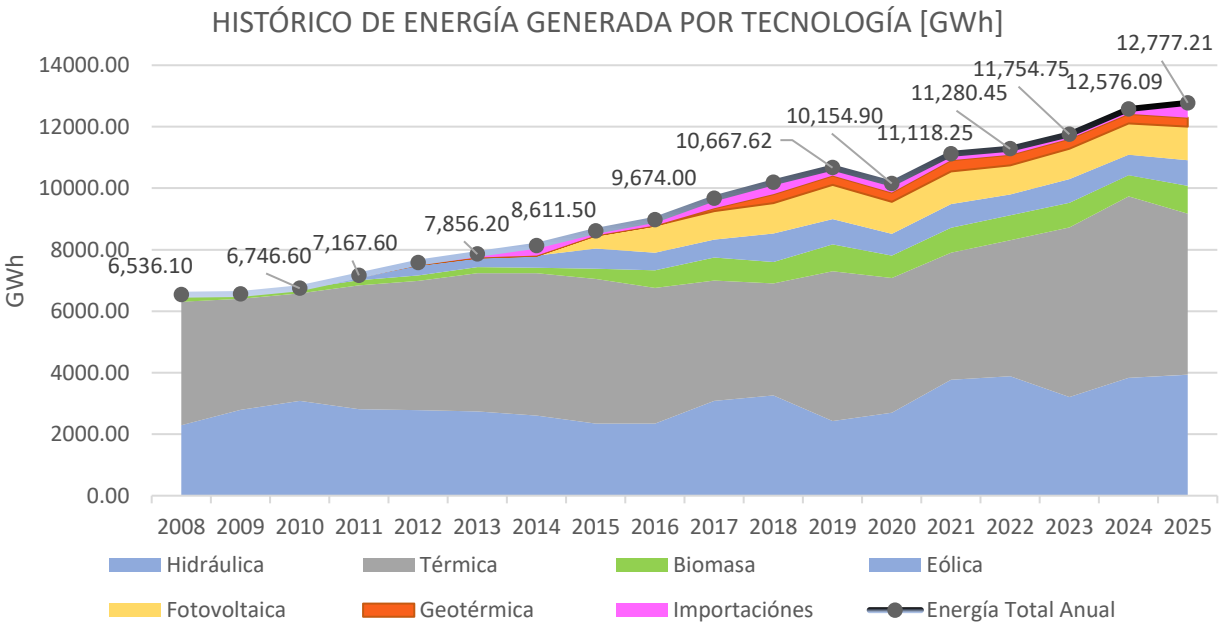
Gráfica 11 – Histórico de energía demandada anual (GWh) 2008-2025

Fuente: Anuario Estadístico ENEE, Gerencia de Planificación e Innovación Empresarial.

El gráfico anterior muestra que existe un crecimiento de demanda y la generación de energía eléctrica total, año a año la generación crece dado que la demanda va creciendo naturalmente, sin embargo, en 2020 se observa una disminución de la generación por el efecto de la pandemia COVID-19 en donde la demanda eléctrica en general se redujo por el estado de confinamiento y el cierre por varios meses del sector comercial de demanda de energía eléctrica en el país. La demanda en energía eléctrica de 2025 fue mayor que la demanda 2024 en un 1.60%, esto incorporando la energía demandada en el MER.

A continuación, se presenta el gráfico de la generación histórica por tecnología, acumulada desde el 2008 hasta el 2025, en donde se puede observar que la participación de tecnologías renovables no convencionales (eólicas, solares, biomasa, hidroeléctricas de pasada y geotérmica), donde en Honduras en el año 2011 entro en operación del primer parque eólico. La generación con estas tecnologías renovables no convencionales aumentaría con el paso de los años. Posteriormente en 2015 entraron en operación los primeros parques solares, al igual que con la tecnología eólica estos parques solares han crecido con respecto a su potencia instalada y por lo tanto su contribución a la matriz de generación aumento. Por último, en 2017 se integra a la matriz de generación el primer

parque de generación geotérmica. Adicionalmente es importante mencionar que estos gráficos se incluye la importación de energía eléctrica con el fin de reflejar la energía total para suplir la demanda de energía eléctrica total.



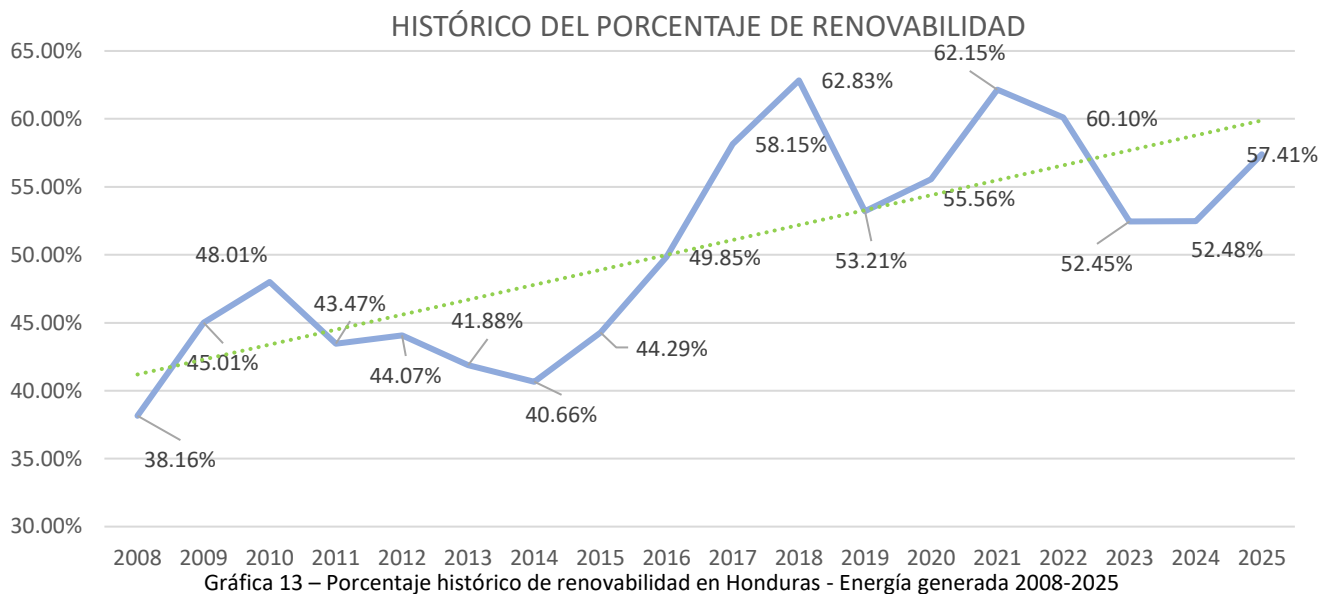
Gráfica 12 – Histórico de generación acumulada en Honduras (GWh) 2008-2025

Fuente: Anuario Estadístico ENEE, Gerencia de Planificación e Innovación Empresarial y Centro Nacional de Despacho.

Del gráfico anterior se denota la alta penetración en la última década de la generación a base de fuentes con recursos renovables, principalmente solar, eólica, biomasa y geotermia, sin embargo, se ha mantenido una base fuerte de generación de combustibles fósiles (Bunker, Diesel, carbón o coque). Por otro lado, en los últimos años también se observa un componente importante de la energía eléctrica proveniente de importaciones del Mercado Eléctrico Regional (MER) lo cual representó aproximadamente de 3.80% del total para 2025.

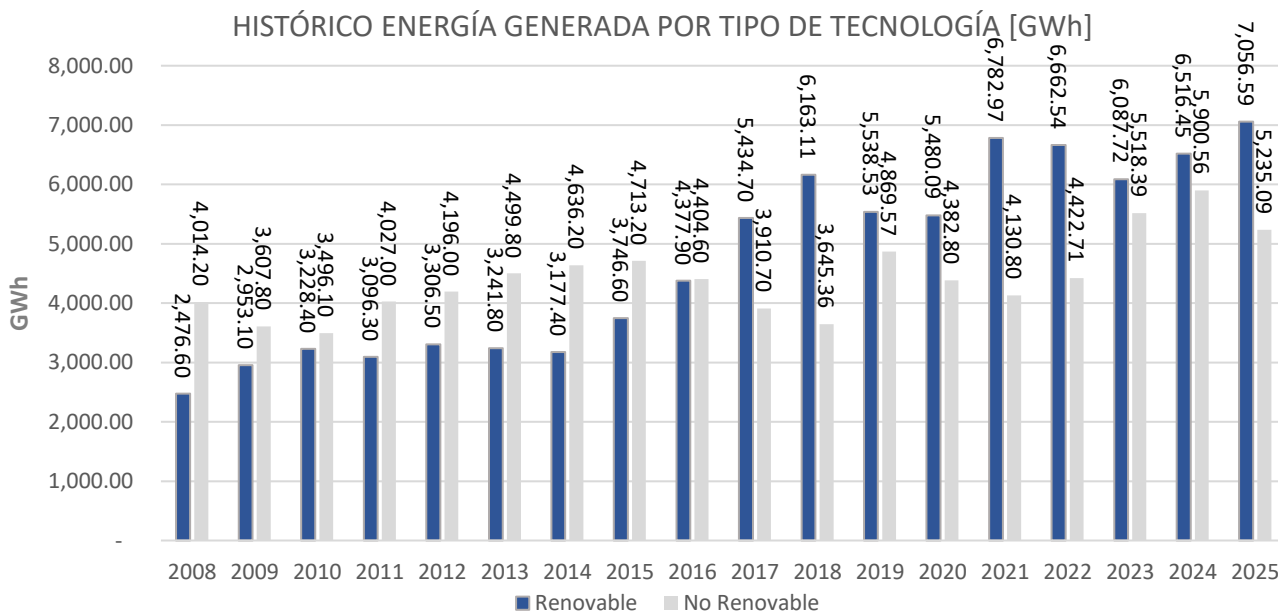
A continuación, se muestra el gráfico histórico del porcentaje de renovabilidad con respecto a la generación de energía eléctrica en Honduras. Se puede notar en el 2015 un aumento de la tendencia de la curva de renovabilidad lo cual se atribuye a la incorporación de los parques solares a la matriz de generación (además de otros proyectos eólicos y geotérmicos). Hasta el 2018 se tenía una tendencia creciente, en 2019 este porcentaje disminuyó a un 53.21% de generación renovable, esta disminución de la renovabilidad se dio debido gran parte a que el año 2019 fue un año con escasa pluviosidad afectando directamente en la generación de las centrales hidroeléctricas que componen una parte importante en la matriz de generación del país, sin embargo, en el año 2021 se presentó un importante incremento en el porcentaje de renovabilidad llegando a un 62.15% debido justamente al fenómeno contrario, el año 2021 se considera un año de fuertes lluvias por lo que la generación a base de recursos hídricos tuvo un alto recurso de generación.

Para el año 2023 se nota una disminución del porcentaje de renovabilidad de aproximadamente 7.65% dado que fue un año de bastante exigencia de generación térmica y fenómenos hidrológicos estacionales, manteniéndose el porcentaje en un valor similar para 2024; por último, en 2025 el índice de renovabilidad aumentó a un 57.41%.



Fuente: Anuario Estadístico ENEE, Gerencia de Planificación e Innovación Empresarial.

En el siguiente gráfico se puede observar que la generación de energía eléctrica en Honduras se ha ido transformando de manera importante en la última década. Se ha ido revirtiendo el porcentaje de participación de fuentes no renovables dando paso a la penetración de las fuentes de energía renovable.



Gráfica 14 – Generación histórica [GWh] por tipo de tecnología

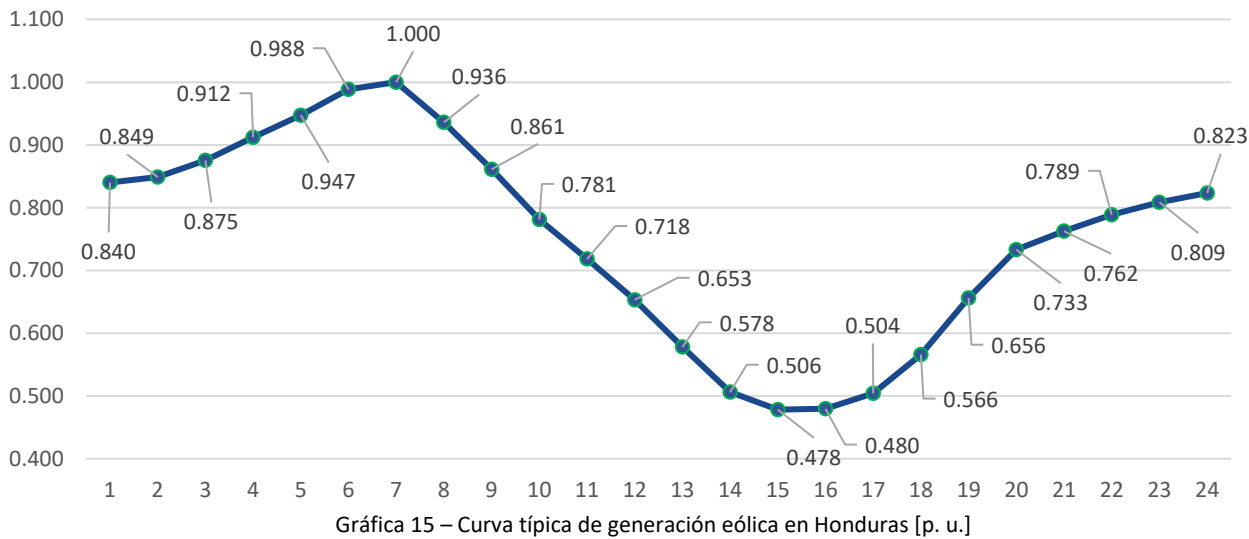
Fuente: Anuario Estadístico ENEE, Gerencia de Planificación e Innovación Empresarial.

2.3 CURVAS DE GENERACIÓN DIARIAS

En este apartado se presenta el análisis del comportamiento promedio diario por tipo de tecnología de una planta generadora genérica durante un despacho económico de energía diario común. Para cada tecnología se muestra una gráfica de generación en unidades por unidad (p.u.) para poder generalizar el comportamiento según la capacidad instalada de las plantas de generación de energía eléctrica.

A continuación, se presenta una curva promedio típica de generación eólica diaria, la cual tiene su pico máximo de generación durante las primeras horas de la mañana y un declive durante la tarde volviendo a levantar durante la noche, sin embargo, la amplitud de esta curva es muy variable dada la naturaleza del recurso del viento a diversas horas del día.

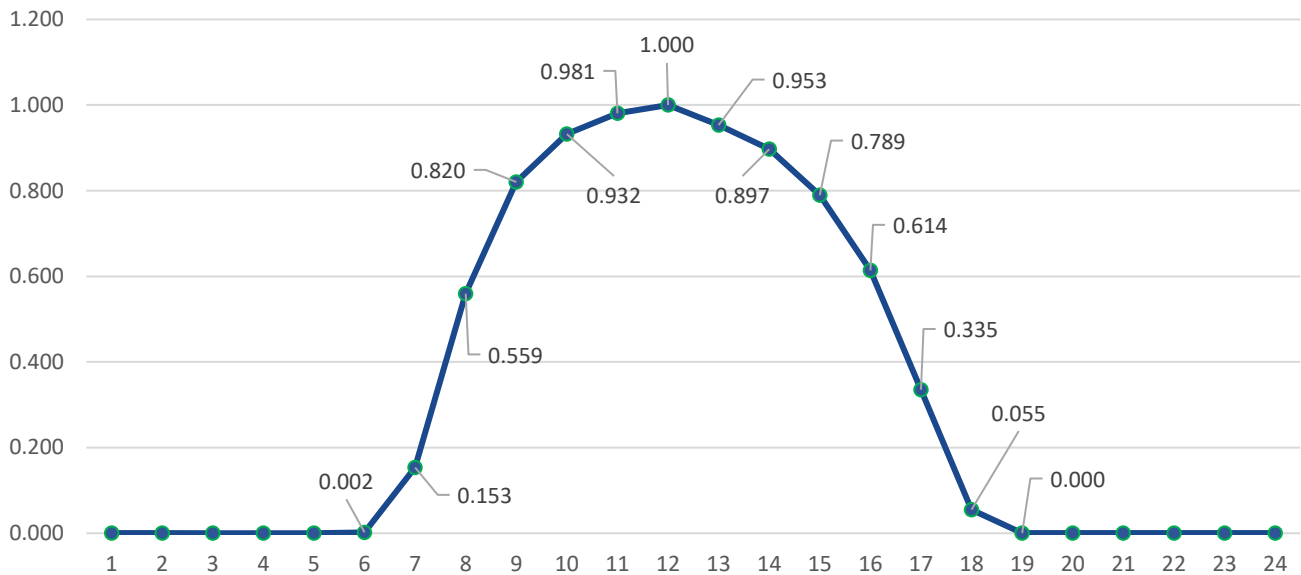
CURVA DE GENERACIÓN TÍPICA DE UN GENERADOR EÓLICO [P.U.]



Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

En el caso de la generación solar, la curva promedio típica es una campana, teniendo su pico de generación entre las horas 11:00 y 13:00, y se tiene una caída en la generación a partir de las 15:00 horas hasta aproximadamente las 18:30 horas cuando se deja de tener irradiación solar.

CURVA DE GENERACIÓN TÍPICA DE UN GENERADOR SOLAR [P.U.]

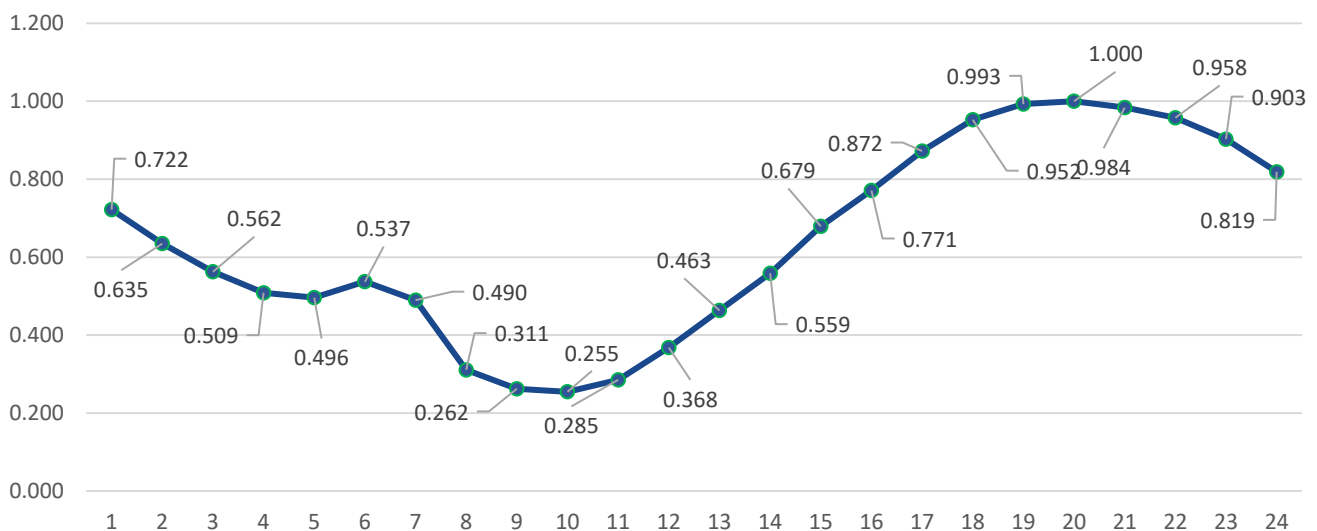


Gráfica 16 – Curva típica de generación solar en Honduras [p. u.]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Para el caso de un generador térmico base de combustibles fósiles en la zona sur, presenta sus picos de generación durante la noche y la madrugada, presentando un declive durante la mitad del día. A pesar de que una planta de este tipo tiene facilidades de disponibilidad y arranque en potencia firme en relación con otras tecnologías, en la zona sur se puede apreciar un declive durante el mediodía lo cual tiene una correlación inversa con la curva de generación típica de las plantas solares que se encuentran ubicadas en la misma región geográfica del país.

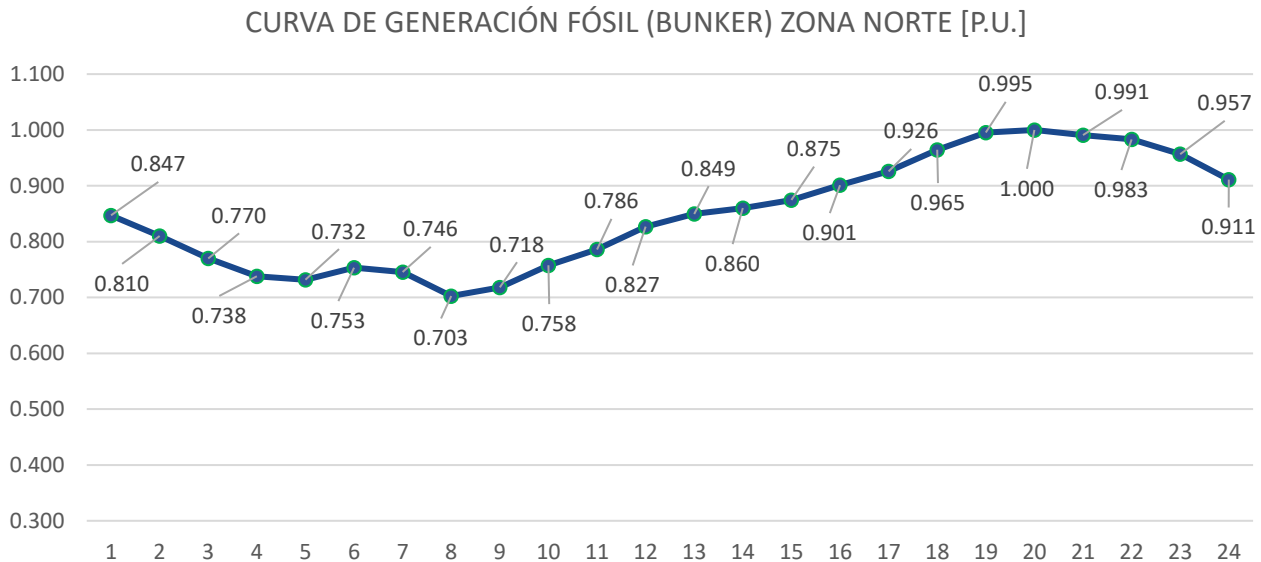
CURVA DE GENERACIÓN FÓSIL (BUNKER) ZONA SUR [P.U.]



Gráfica 17 – Curva típica de generación fósil (búnker) zona sur de Honduras [p. u.]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

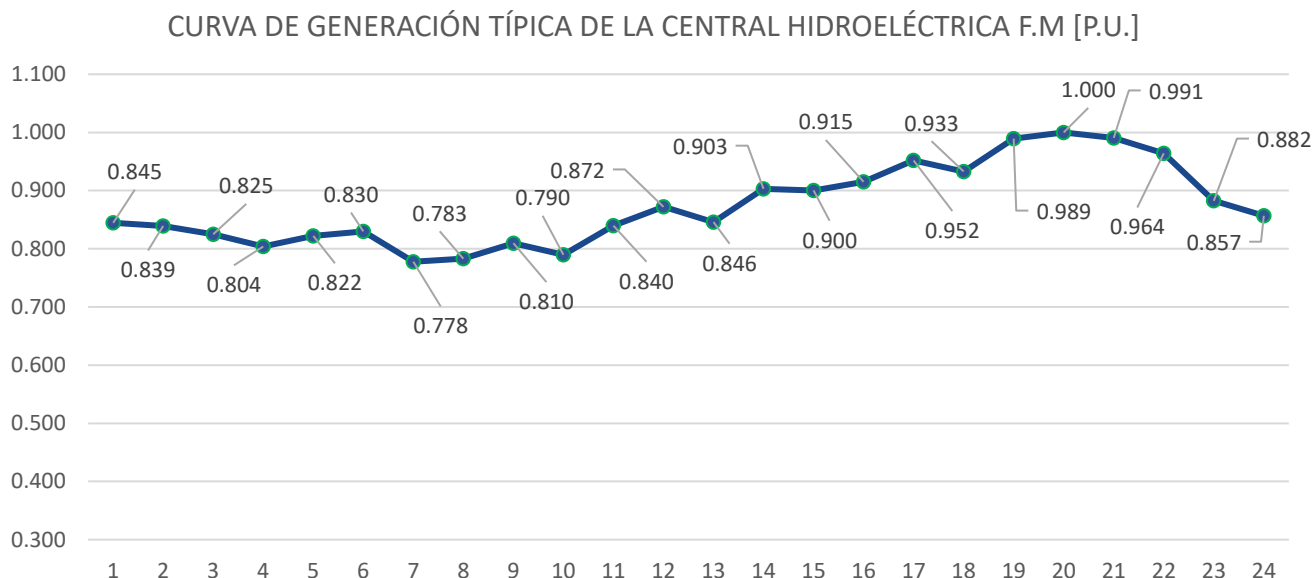
En la zona norte del país, se observa un comportamiento en donde las horas de mayor exigencia térmica se dan durante el pico de la noche, no obstante, su uso es bastante regular en el resto de las horas del día. A continuación, se muestra la gráfica que describe dicho comportamiento:



Gráfica 18 – Curva típica de generación fósil (búnker) zona norte de Honduras [p. u.]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

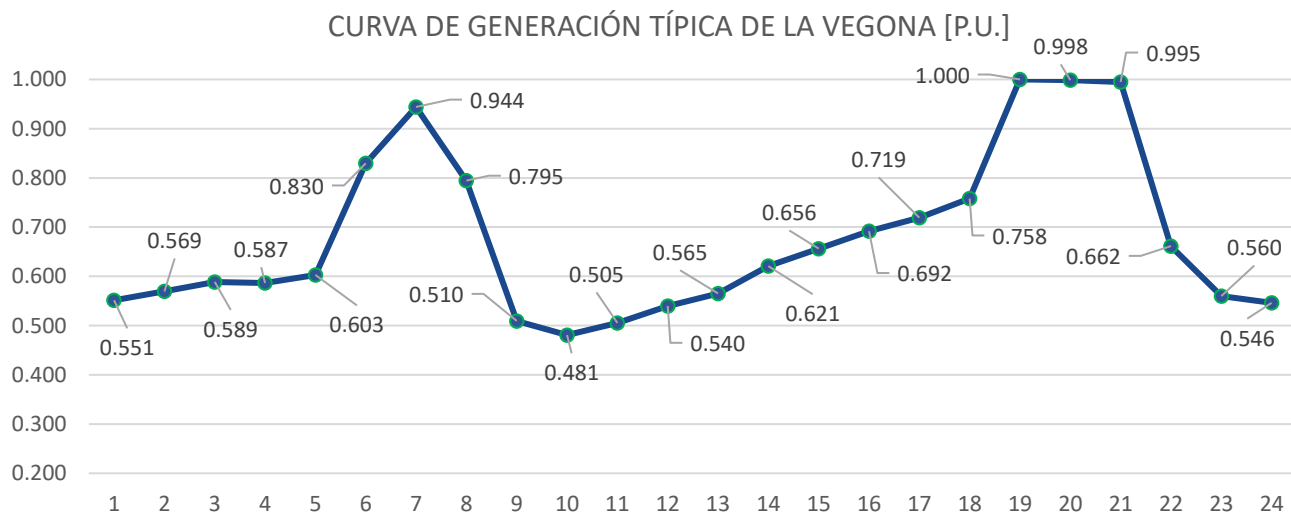
Seguidamente, al estudiar la curva típica de la central hidroeléctrica Francisco Morazán, se observa que presenta un comportamiento muy interesante ya que es uno de los generadores que ofrecen firmeza y servicios complementarios al sistema eléctrico de potencia nacional, presentando su pico de exigencia máxima de generación promedio especialmente por la noche cuando no hay aporte de generación proveniente de la tecnología solar y ocurre el pico de demanda máxima.



Gráfica 19 – Curva de generación típica de la central hidroeléctrica Francisco Morazán [p. u.]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Por otro lado, en la generación con potencia firme y renovables del país, se encuentran centrales hidroeléctricas denominadas “Regulables” o dado que cuentan con un pequeño embalse que les permite contar con un mejor manejo del recurso hídrico, almacenándolo para ser despachado en horas punta de máxima exigencia al sistema de generación por los picos de demanda eléctrica producidos en esas horas. A continuación, se muestra el comportamiento de una central hidroeléctrica de este tipo:

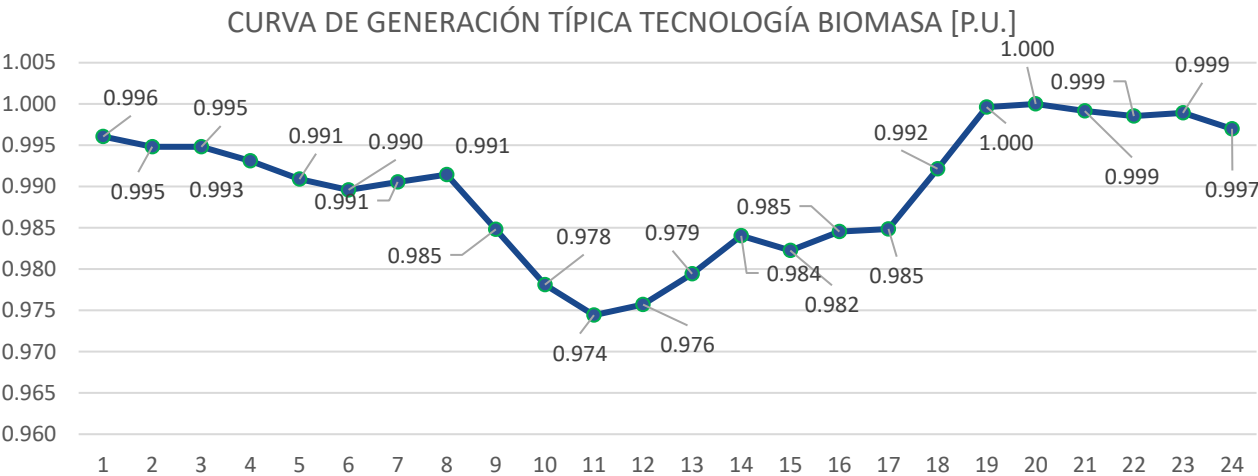


Gráfica 20 – Curva típica de generación típica de La Vegona [p. u.]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

En cuanto al comportamiento de una planta a base de biomasa se caracteriza por ser muy variable para cada hora,

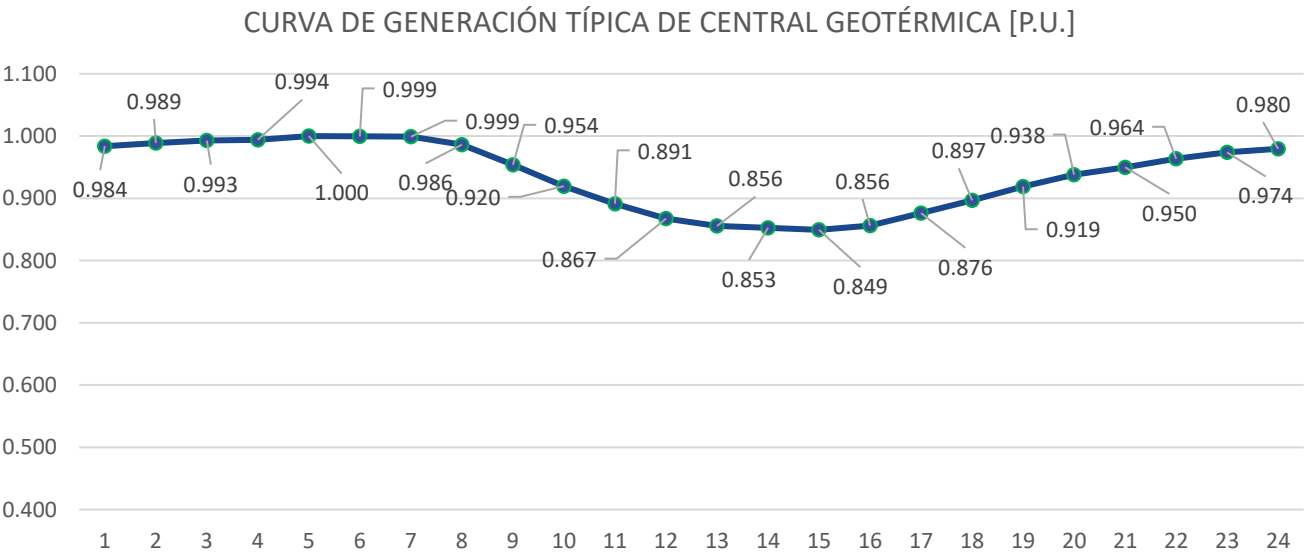
esto depende bastante del recurso y la autoproducción. De todas las plantas instaladas en Honduras, no existe un patrón normalizado, a continuación, se muestra una curva donde se refleja de mejor manera el comportamiento de su generación promedio en 2025.



Gráfica 21 – Curva de generación diaria para plantas de biomasa instaladas en Honduras [p. u.]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Y, por último, analizando la tecnología a base de geotermia existente en el país, esta cuenta con un comportamiento bastante constate en horas de la madrugada, teniendo un valle de generación en horas del mediodía, aunque dicha variación no es muy grande debido al alto factor de disponibilidad con la que cuenta este tipo de tecnología, a continuación, se presenta el comportamiento promedio diario de la planta geotérmica que posee el país en operación comercial:



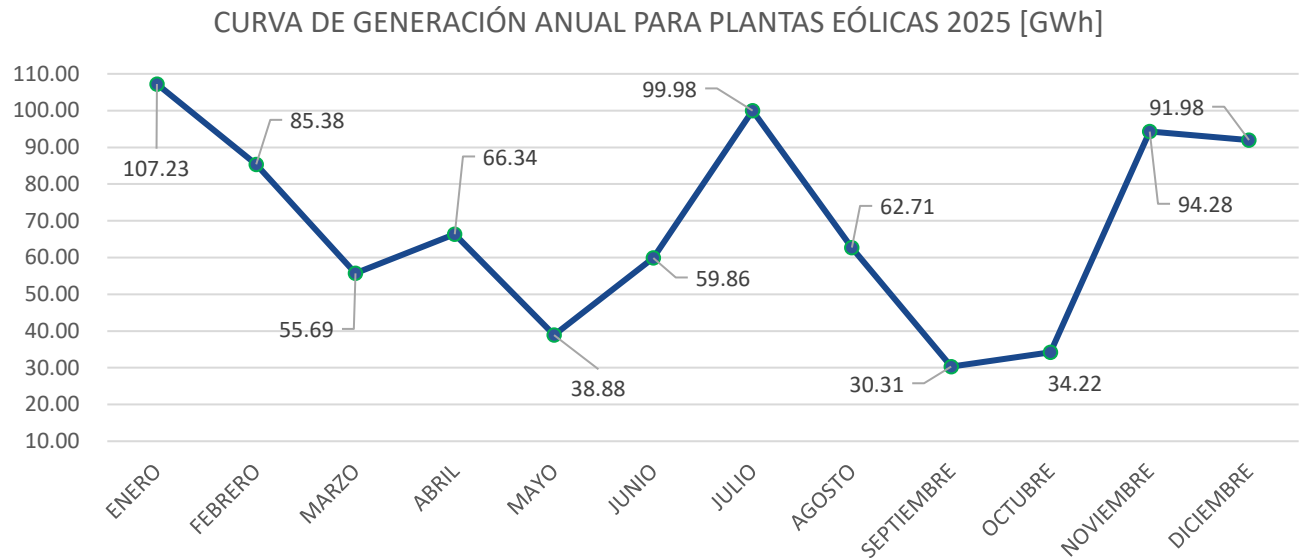
Gráfica 22 – Curva de generación diaria para una planta geotérmica de Honduras [p. u.]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Es importante hacer la acotación que el comportamiento promedio de las curvas diarias de generación por tecnología se debe a diversos fenómenos siendo el principal el despacho económico que realiza el Centro Nacional de Despacho el cual a su vez está sujeto a restricciones de la red de transmisión y naturaleza del recurso de generación.

2.3.1 CURVAS DE GENERACIÓN ANUALES (COMPORTAMIENTO ESTACIONAL)

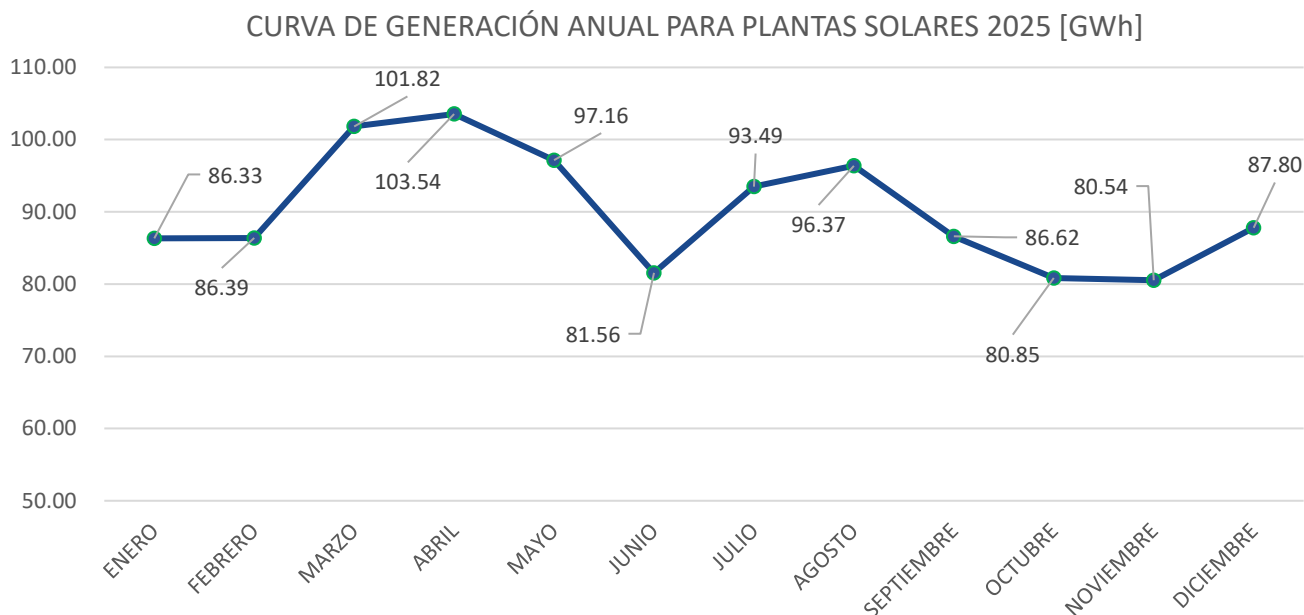
En esta sección se hace un análisis del comportamiento de la curva de generación mensual por cada tipo de tecnología, se observa el comportamiento anual de la generación y así analizar su estacionalidad para el año 2025. Para el caso de la tecnología eólica se tiene una mayor generación a inicio del año entre los meses de enero y febrero donde existe mayor viento en la ubicación geográfica de estas plantas, la generación se reduce en mayo debido a la época de estación seca, teniendo un pico de generación en el mes de Julio y nuevamente un declive que alcanza su mínimo para el mes de septiembre. Finalmente vuelve a repuntar a partir de octubre hasta su pico máximo en diciembre en donde vuelve a existir el mayor recurso de viento para las centrales eólicas.



Gráfica 23 – Curva de generación anual para plantas eólicas [GWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

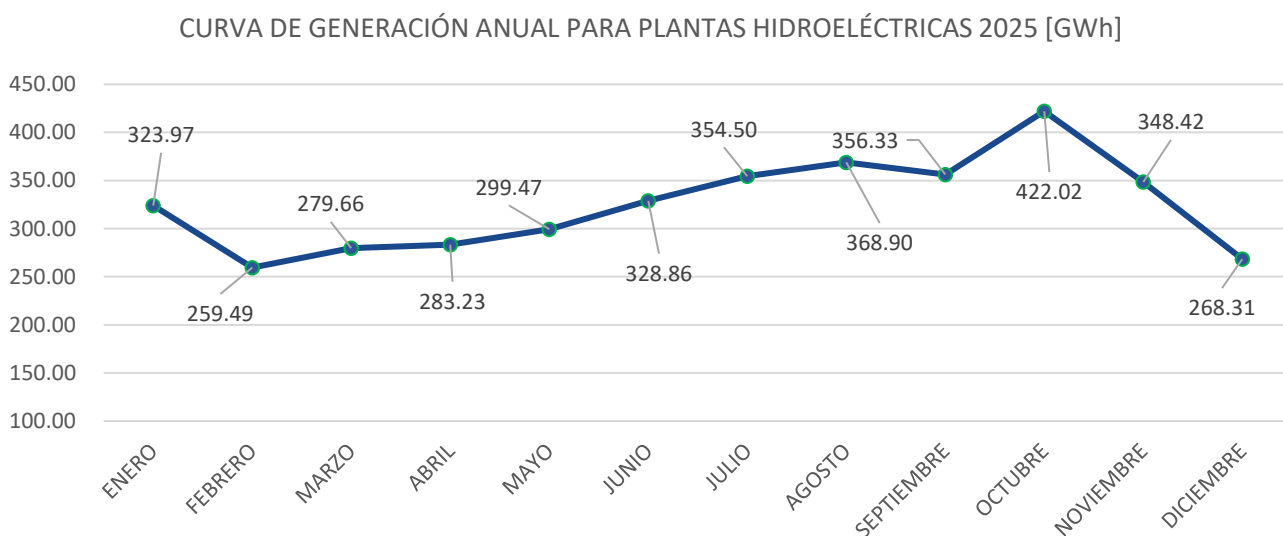
En cuanto a la curva mensual generación solar fotovoltaica, el mes de marzo se observa un pico de generación ya que es donde tiene lugar la estación del verano durante el año.



Gráfica 24 – Curva de generación anual para plantas solares [GWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

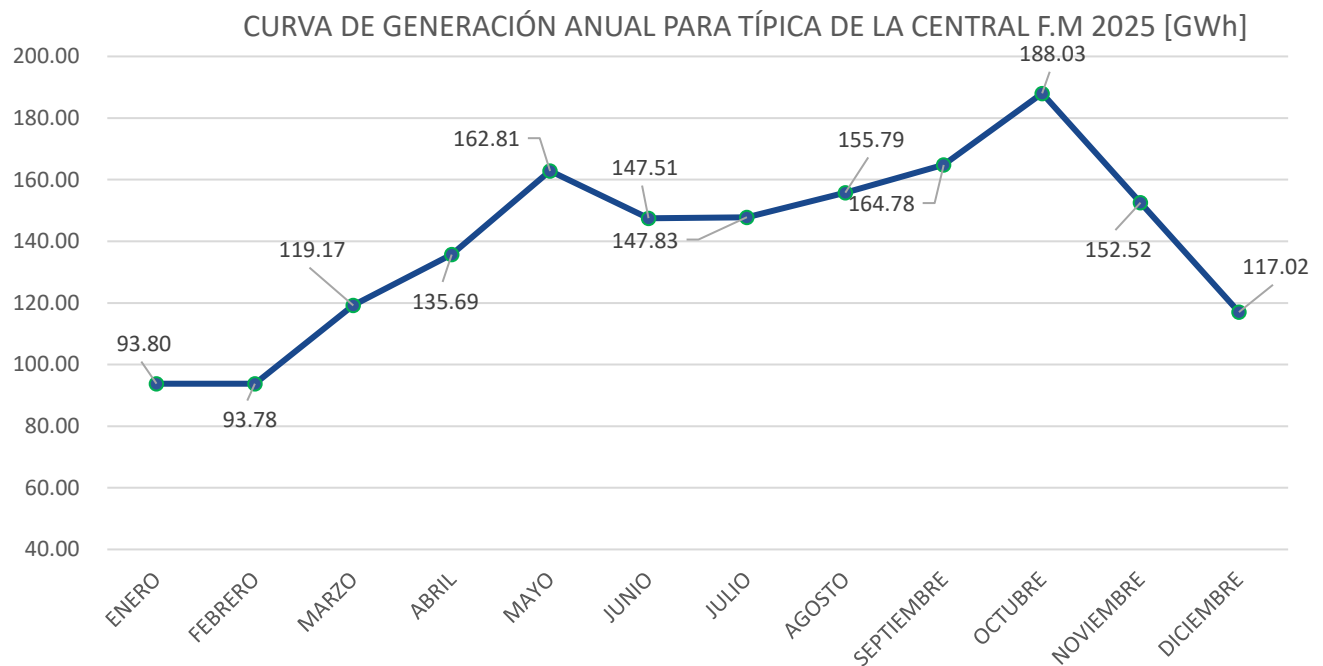
En la estación más seca (verano) los caudales de los ríos bajan considerablemente por lo tanto la producción de energía hidroeléctrica se reduce, sin embargo, al final de la estación lluviosa se tiene un repunte de generación ya que los caudales de los ríos se han restaurado y los embalses vuelven a su nivel óptimo de producción. A continuación, se presenta dicho comportamiento de las plantas hidroeléctricas:



Gráfica 25 – Curva de generación anual de plantas hidroeléctricas [GWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Por otro lado, se presenta a continuación el comportamiento propio del despacho de la central hidroeléctrica Francisco Morazán (El Cajón), teniendo un comportamiento particular dado su regulación plurianual con el fin de abastecer la demanda al mínimo costo durante la época de verano:



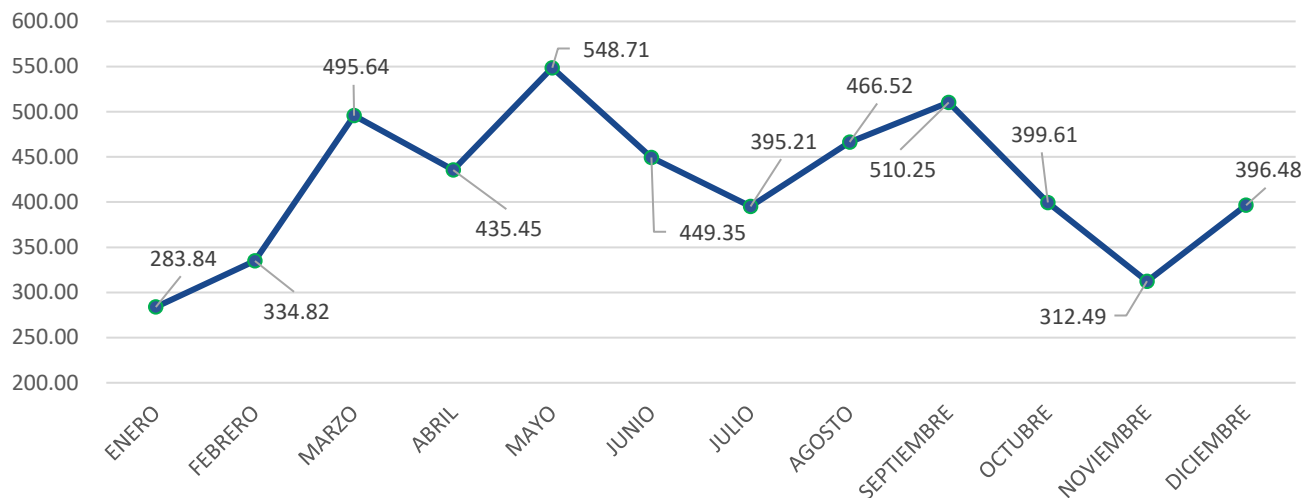
Gráfica 26 – Curva de generación anual de la central Hidroeléctrica Francisco Morazán [GWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

La grafica anterior muestra que para el caso de la represa hidroeléctrica EL Cajón, tiene su repunte de generación en la estación seca del año, con el fin de mitigar el impacto de la mayor exigencia térmica producto de la alta demanda atribuible a las altas temperatura de los meses entre marzo y junio.

Las plantas generadoras a base de combustibles fósiles tienen su pico de generación en los meses de abril y mayo que es cuando se registran los picos de demanda debido al verano. Además, los embalses están a bajo nivel y se necesita potencia firme especialmente durante el pico de la noche.

CURVA DE GENERACIÓN ANUAL PARA PLANTAS FÓSIL 2025 [GWh]

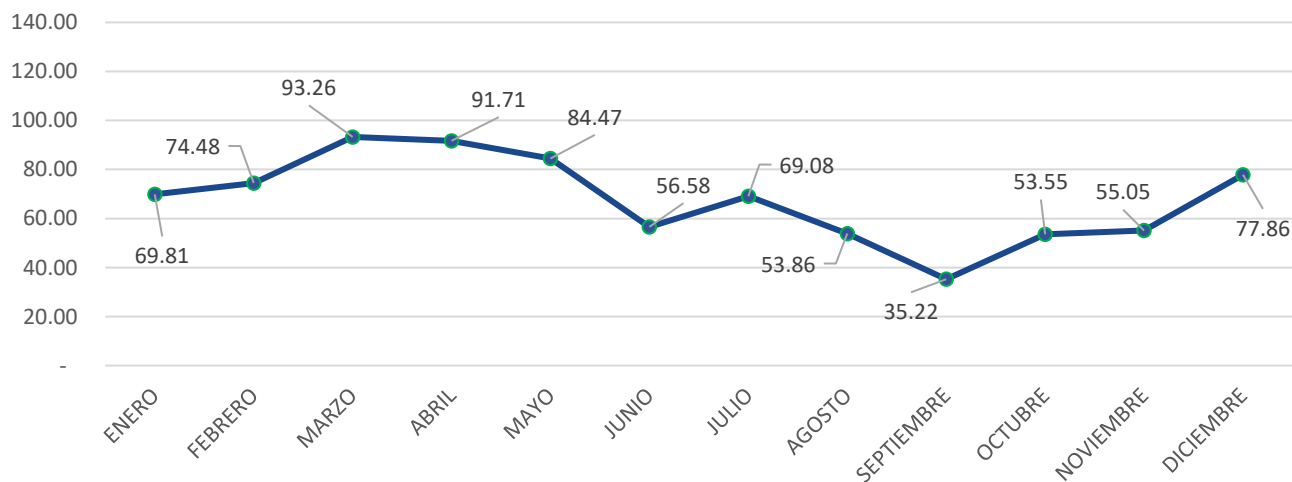


Gráfica 27 – Curva de generación anual de plantas térmicas a base combustibles fósiles [GWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

En el caso de la curva anual de generación para las plantas a base de biomasa se observa un patrón de estacionalidad muy marcado, es decir, se registran los valores de generación más altos en los primeros meses del año debido a que la mayoría de la biomasa utilizada por las azucareras para la generación de energía es el bagazo, el cual es abundante en la temporada de zafra. En los meses posteriores a esa temporada la producción de energía disminuye considerablemente, aunque siempre se registra generación, considerando que hay plantas que generan a base de otros biocombustibles como el *King Grass*, biogás, desperdicios de madera comprimida, etc.

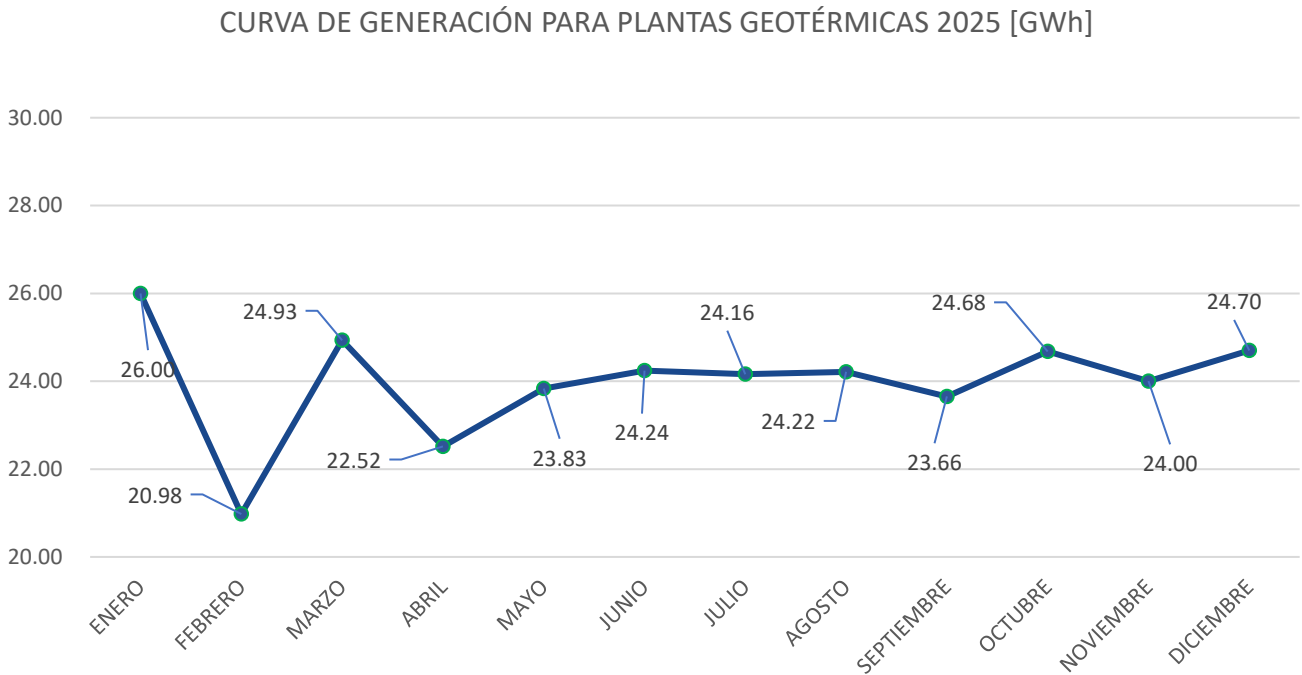
CURVA DE GENERACIÓN ANUAL PARA PLANTAS DE BIOMASA 2025 [GWh]



Gráfica 28 – Curva de generación anual para plantas de biomasa [GWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

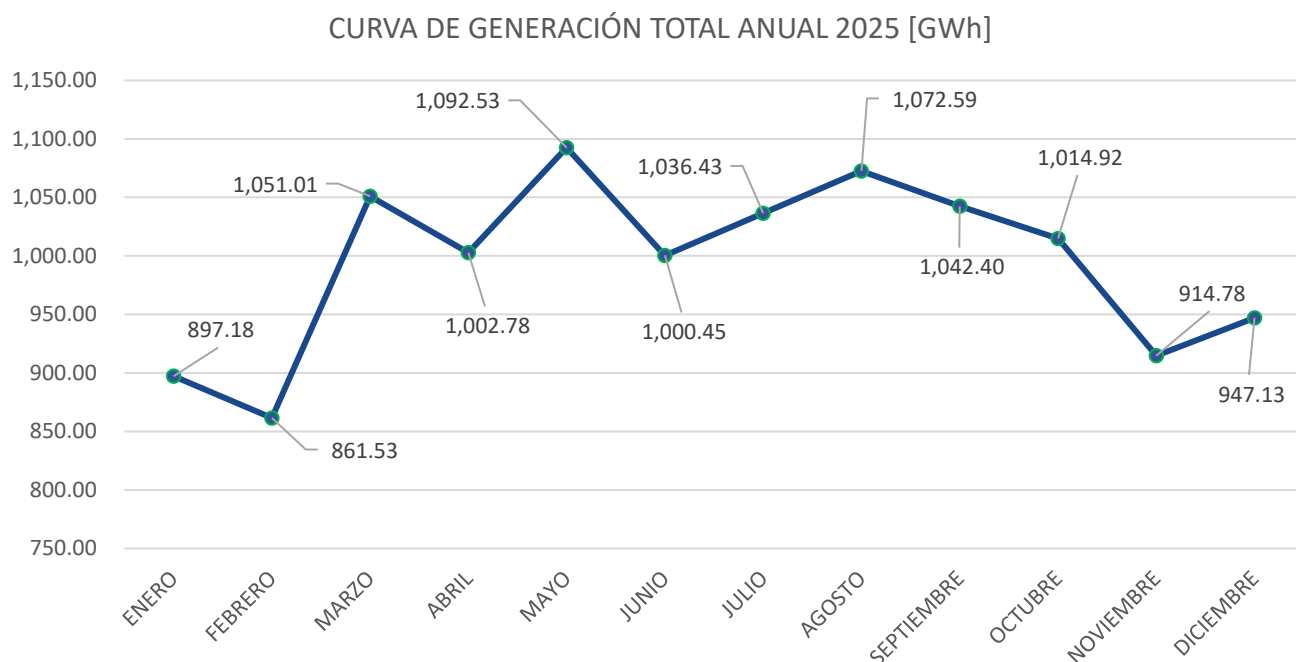
Finalmente se presenta la curva de generación de una planta geotérmica, se puede observar que es casi constante durante el año, debido a su alto factor de planta durante todo el año en promedio arriba del 85%.



Gráfica 29 - Curva de generación anual de una planta geotérmica en Honduras [GWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

En la siguiente gráfica se presenta la generación total de energía para cada mes del año 2025. El valor de descenso en febrero se debe a que ese mes se genera menos por su naturaleza de contar con solo 28 días.



Gráfica 30 - Energía total generada mensual en el año 2025 en Honduras [GWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

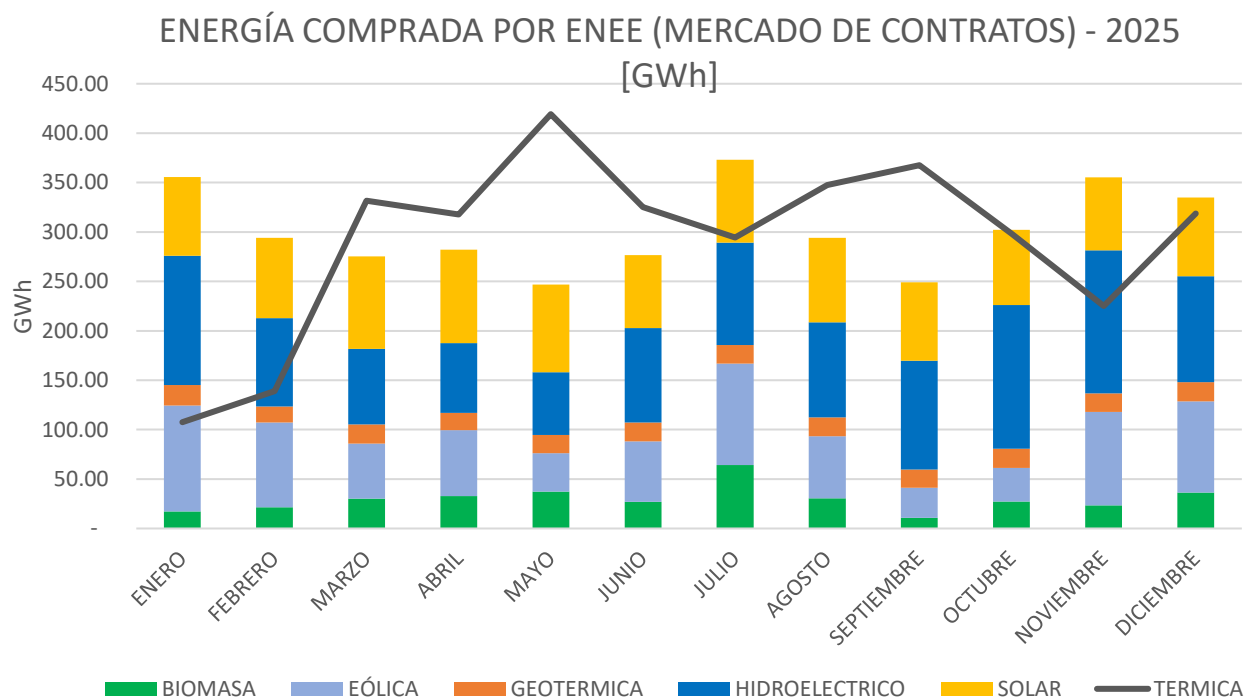
El mes de mayor pico de generación en 2025 ocurrió en mayo, mes de alta exigencia térmica producto la temporada seca del año, y como es de esperarse en los meses de enero y diciembre la generación es más baja debido a que son los meses con menor demanda eléctrica.

2.4 ENERGÍA ELÉCTRICA COMPRADA

Esta sección tiene por objeto mostrar el comportamiento de las ventas energía eléctrica por parte de las empresas generadoras a ENEE distribución. Durante el año 2025 se registró la compra de 7,131.00 GWh, de los cuales 3,492.16 GWh (48.97%) provienen de fuentes no renovables (búnker, diésel y pet coque) y 3,638.85 GWh (51.03%) de fuentes renovables, lo anteriormente expuesto corresponde al mercado de contratos en el MEN.

2.4.1 ENERGÍA ELÉCTRICA MENSUAL COMPRADA MERCADO DE CONTRATOS

En la siguiente gráfica se muestran las compras mensuales de energía por parte de ENEE distribución a los generadores para cada tipo de tecnología.



Gráfica 31 - Energía mensual comprada por ENEE distribución 2025 [GWh]

Fuente: Sub-Gerencia de Contratos de Generación – ENEE

El gráfico anterior evidencia la alta dependencia de las compras de energía eléctrica a generadores que utilizan combustibles fósiles durante la temporada de verano. En 2025, esta tecnología representó aproximadamente el 49% de las compras de energía realizadas por la ENEE mediante el mercado de contratos, con una mayor concentración en el mes de mayo, influenciada principalmente por las condiciones ambientales propias de dicho período.

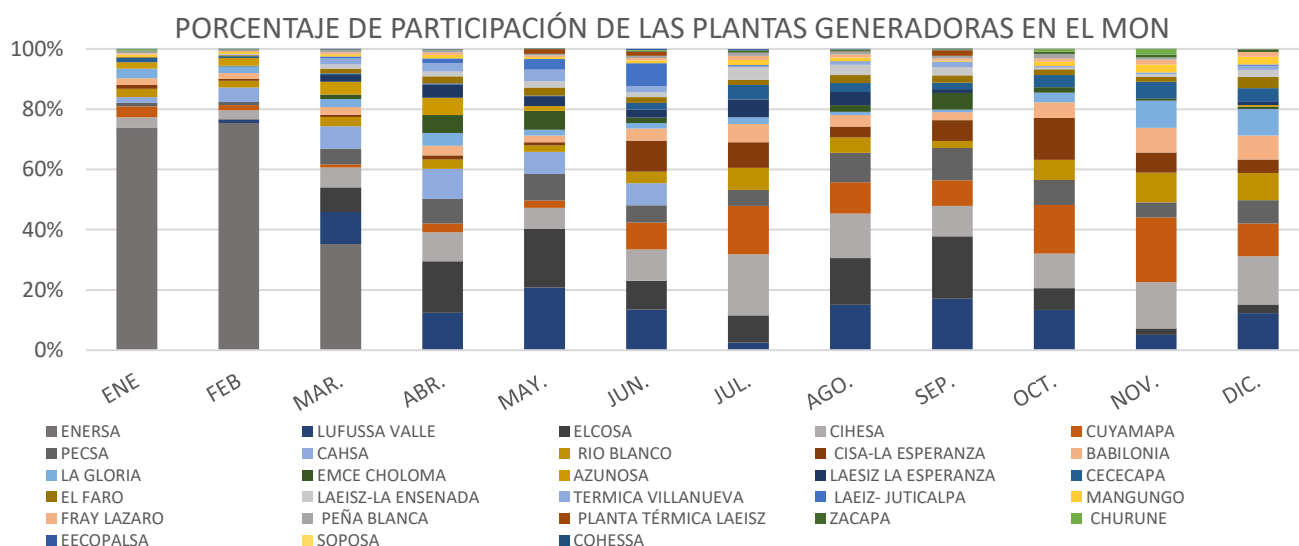
A continuación, se mostrará el comportamiento para el mercado de oportunidad nacional.

2.5 ENERGÍA ELÉCTRICA MENSUAL COMPRADA MERCADO DE OPORTUNIDAD NACIONAL

Dentro del mercado de oportunidad nacional en 2025 participaron **treinta y cinco** centrales de generación de índole privado, las cuales son LAEISZ- Juticalpa, Cisa-La Esperanza, Peña Blanca, Rio Blanco, Churune, Planta Térmica LAEISZ, Pecsá, El Faro, Cececapa, Zacapa, Lufussa Valle, Elcosa, Mangungo, La Gloria, Cuyamapa, Eecopalsa, Enersa, Azunosa, Cahsa, Emce Choloma, Termica Villanueva, Fray Lazaro, LAEISZ-La Ensenada, Soposa, Cihesa, Babilonia, LAEISZ La Esperanza, Cohessa, Geoplatanares, Solar Del Sur (Mecer), Eolica Chinchayote, Arenales, San Juan, Solar Helios, Eolica San Marcos. Se destaca que las últimas 7 centrales no inyectaron energía al SIN.

A continuación, se muestra una gráfica ilustrativa que refleja el porcentaje de participación por planta en función de la energía vendida en el MON en el año 2025⁷.

⁷ (Centro Nacional de Despacho, 2025)



Gráfica 32 - Participación de plantas generadoras que inyectaron energía en el Mercado de Oportunidad Nacional 2025

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

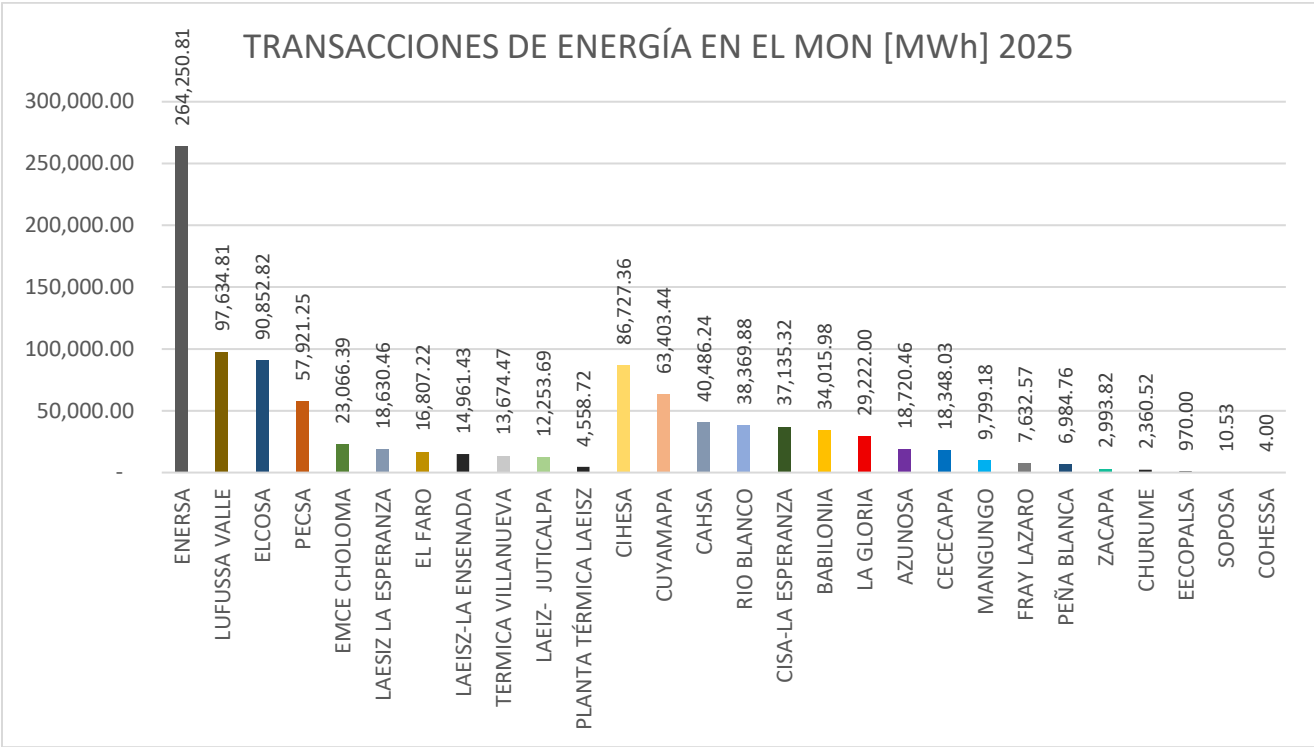
La planta que mayor porcentaje de participación tuvo en 2025 fue ENERSA por otro lado, dentro de las tecnologías renovables la central fotovoltaica CIHESA fue la de mayor participación en el mercado de oportunidad. En la siguiente tabla se presenta la energía eléctrica vendida total a final de año para cada planta en el Mercado de Oportunidad Nacional.

En 2025 se cerró con la participación de 35 plantas en el mercado de oportunidad o llamadas también plantas mercantes, la planta con mayor participación en 2025 fue la planta térmica ENERSA con 264,250.811 MWh lo cual representó el 26.12% de toda la energía comprada en el MON.

PLANTA	ENERGÍA (MWh)	PLANTA	ENERGÍA (MWh)
LAEIZ- JUTICALPA	12,253.69	CUYAMAPA	63,403.44
CISA-LA ESPERANZA	37,135.32	EECOPALSA	970.00
PEÑA BLANCA	6,984.76	ENERSA	264,250.81
RIO BLANCO	38,369.88	AZUNOSA	18,720.46
CHURUNE	2,360.52	CAHSA	40,486.24
PLANTA TÉRMICA LAEISZ	4,558.72	EMCE CHOLOMA	23,066.39
PECSA	57,921.25	TERMICA VILLANUEVA	13,674.47
EL FARO	16,807.22	FRAY LAZARO	7,632.57
CECECAPA	18,348.03	LAEISZ-LA ENSENADA	14,961.43
ZACAPA	2,993.82	SOPOSA	10.53
LUFUSSA VALLE	97,634.81	CIHESA	86,727.36
ELCOSA	90,852.82	BABILONIA	34,015.98
MANGUNGO	9,799.18	LAESIZ LA ESPERANZA	18,630.46
LA GLORIA	29,222.00	COHESSA	4.00

Tabla 3 – Energía Eléctrica vendida total en el mercado de oportunidad nacional 2025

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)



Gráfica 33 - Energía total vendida por planta en el Mercado de Oportunidad Nacional 2025 [MWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)



SECRETARÍA
DE ENERGÍA

Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional.

Análisis Geográfico

Dirección General de Electricidad y Mercados



CAPÍTULO 3

En este capítulo se presenta un análisis geográfico de la potencia eléctrica instalada del país. Además, se mostrarán mapas georreferenciados de las diferentes tecnologías. Para el caso de las tecnologías eólicas y solares se presentan mapas de potencial de recursos naturales.

3.1 MAPAS GEORREFERENCIADOS DE CENTRALES GENERADORAS POR TECNOLOGÍA

A continuación, se muestra un mapa georreferenciado de las centrales de generación instaladas en el país, en el cual se incluyen las centrales generadoras privadas y estatales, y en general de todas las tecnologías existentes en el territorio nacional.

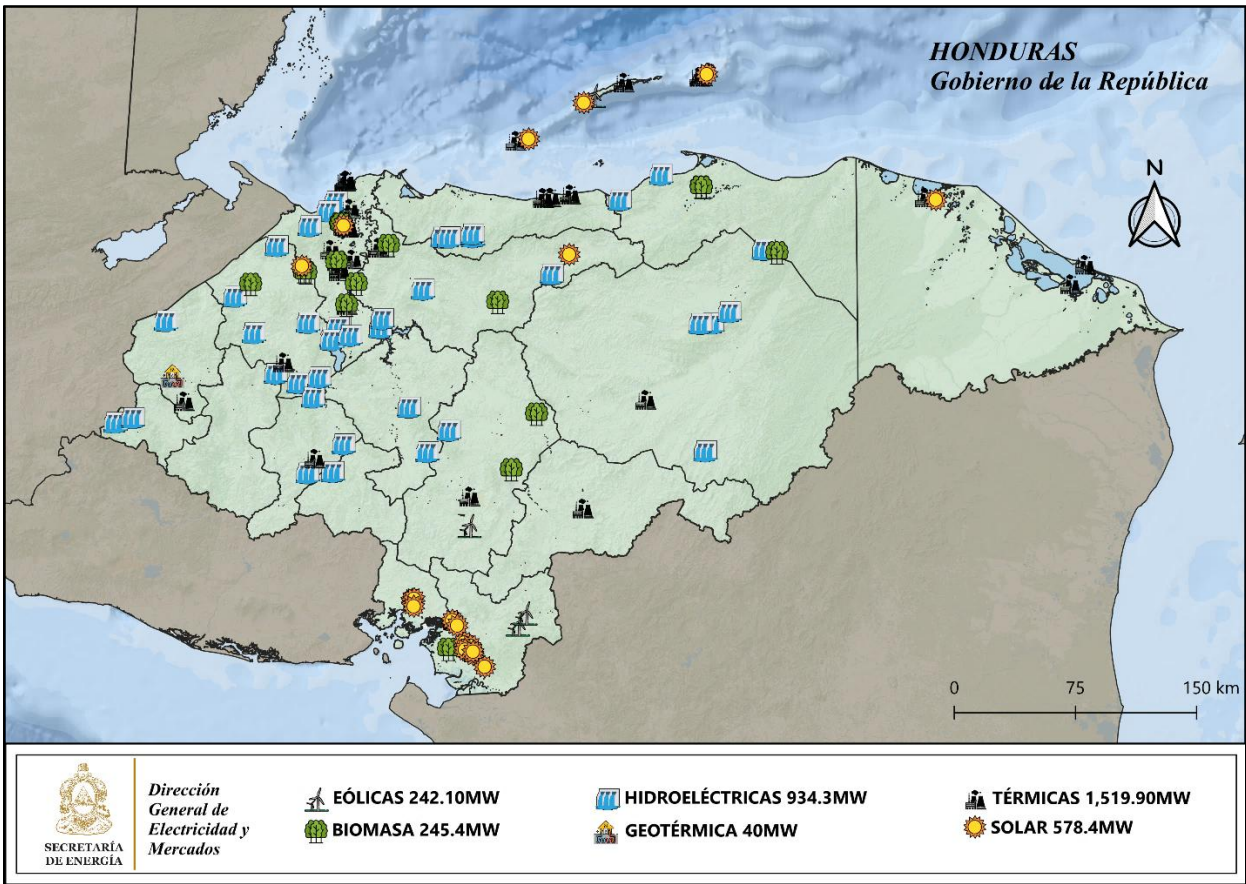


Ilustración 6 - Mapa de potencia instalada georreferenciado.

Fuente: Elaboración propia (SEN)

3.2 MAPAS DEL POTENCIAL DE ENERGÍA RENOVABLE

A continuación, se muestra el mapa de potencia eléctrica instalada para tecnologías renovables conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los sistemas aislados:

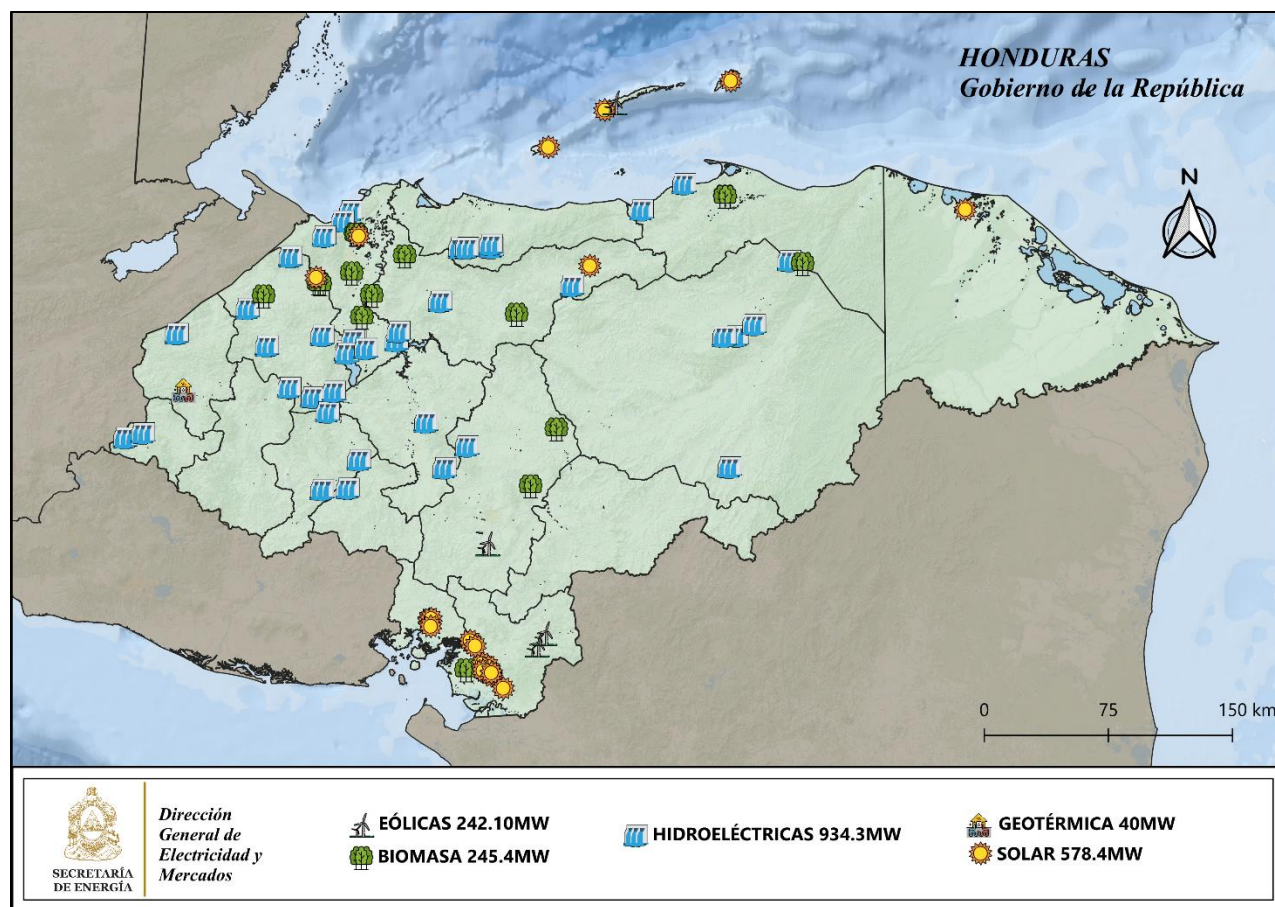


Ilustración 7 - Mapa georreferenciado de potencia instalada renovable.

Fuente: Elaboración propia (SEN)

Honduras, debido a sus características hidrológicas, posee una gran cantidad de centrales de generación hidroeléctrica que están distribuidas en todo el territorio nacional, aproximadamente 51, sin embargo, existen muchos más generadores hidroeléctricos que pertenecen a pequeñas microrredes desconectadas de la red principal de suministro.

La mayor parte de centrales hidroeléctricas están ubicadas geográficamente en la región noroccidental del país, esto debido a que en esas zonas se encuentra el mayor recurso hídrico.

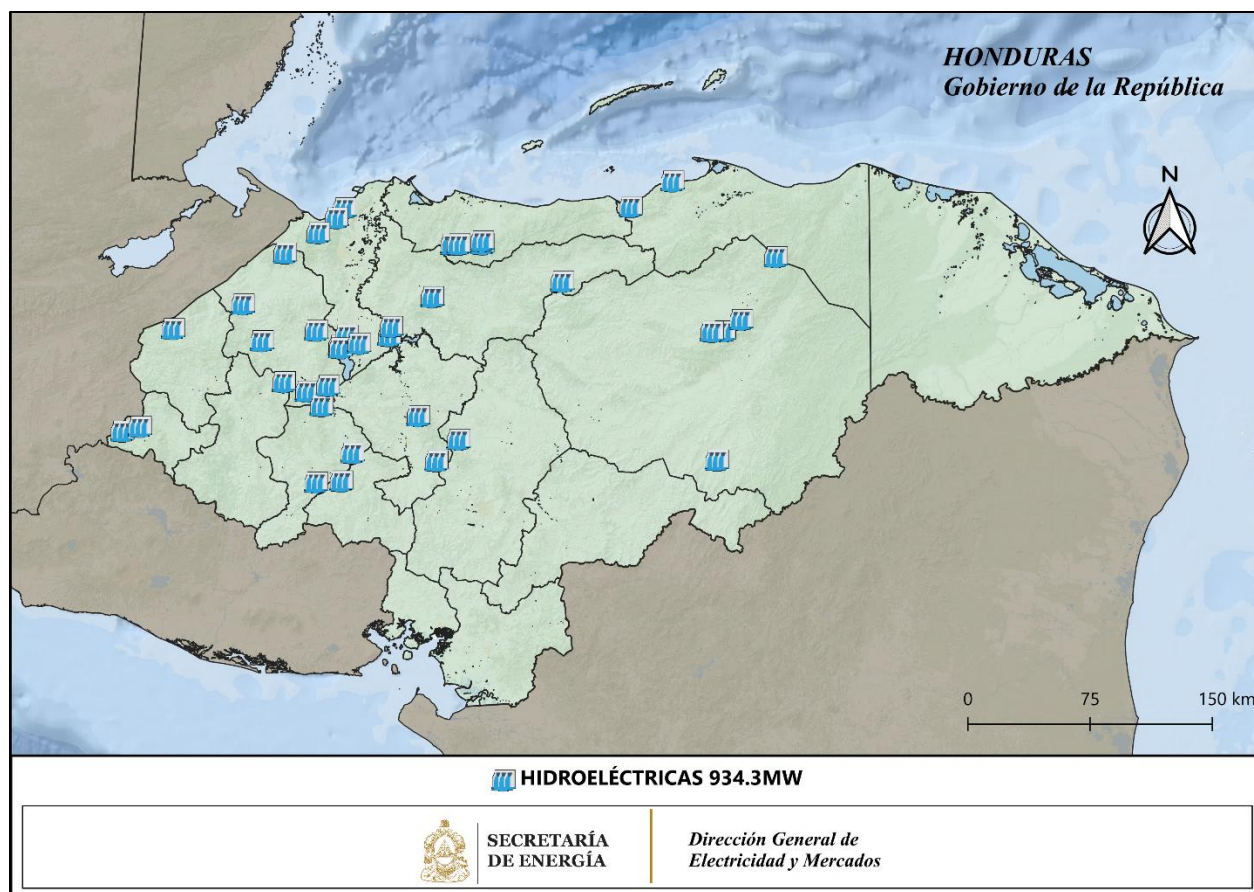
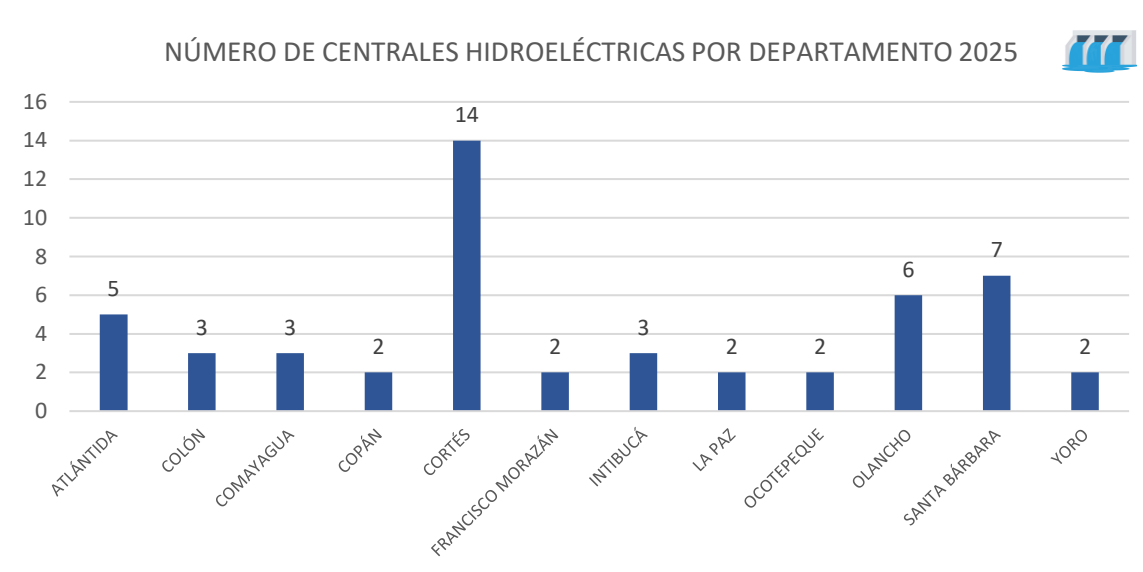


Ilustración 8 - Mapa georreferenciado de centrales hidroeléctricas.

Fuente: Elaboración propia (SEN)



Gráfica 34 - Número de centrales hidroeléctricas por departamento 2025.

Fuente: Elaboración propia (SEN)

Honduras es un país rico en recursos solar y eólico, esto para la generación de energía eléctrica mediante estos recursos renovables, en el siguiente mapa se muestra el potencial eólico del país, el cual se concentra con mayor intensidad en la zona centro sur oriental del país.

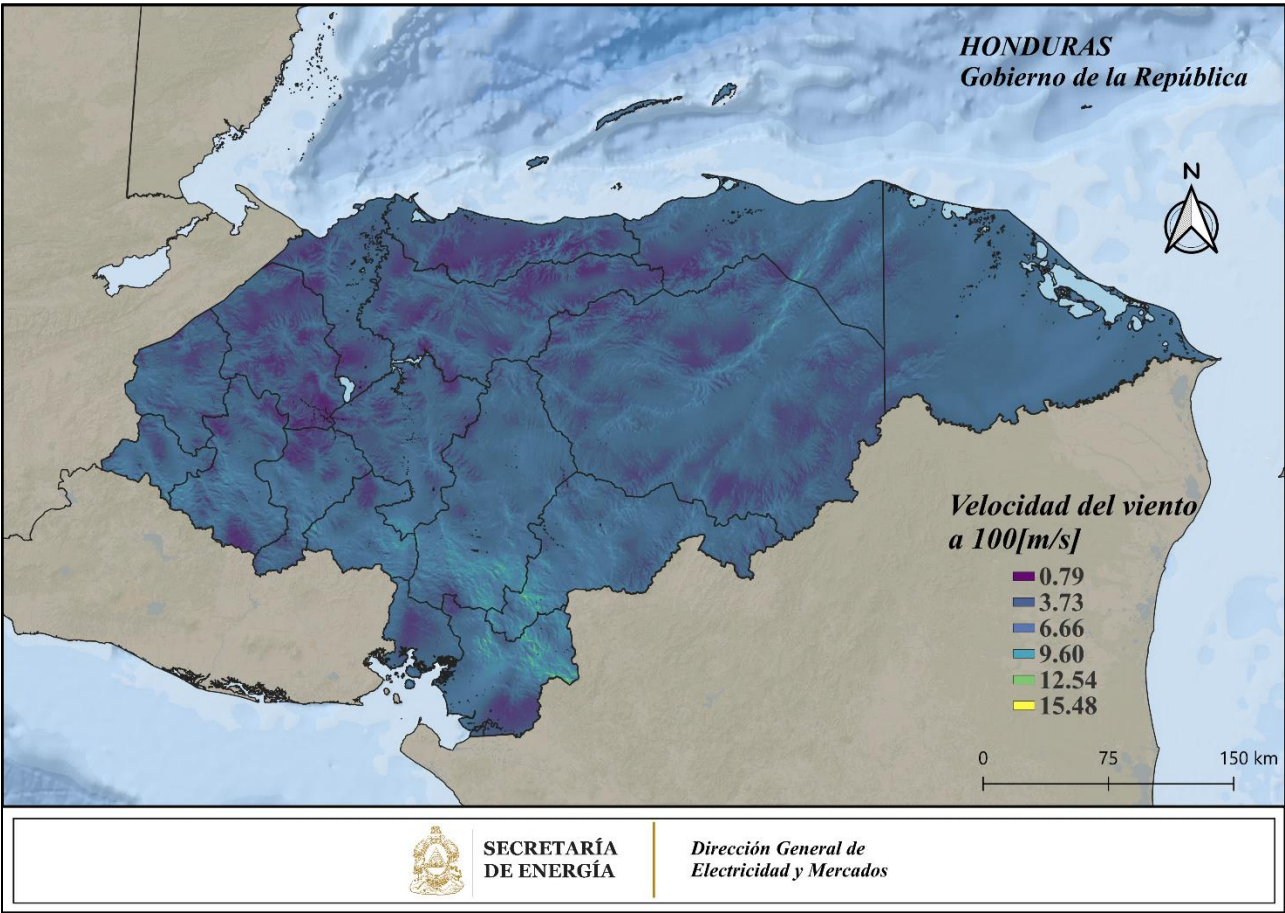


Ilustración 9 Mapa de potencial eólico de Honduras.

Fuente: International Renewable Energy Agency IRENA

Las tres centrales de generación eólica conectadas al SIN se ubican en la región centro-sur del país. Específicamente, en el municipio de San Marcos de Colón, Choluteca (región sur) y en el municipio de Santa Ana, Francisco Morazán (región centro), aquí es donde existe el mayor potencial de eólico del país. También existe una planta de generación eólica ubicada en Roatán municipio de Islas de la Bahía de 4 MW de capacidad instalada.

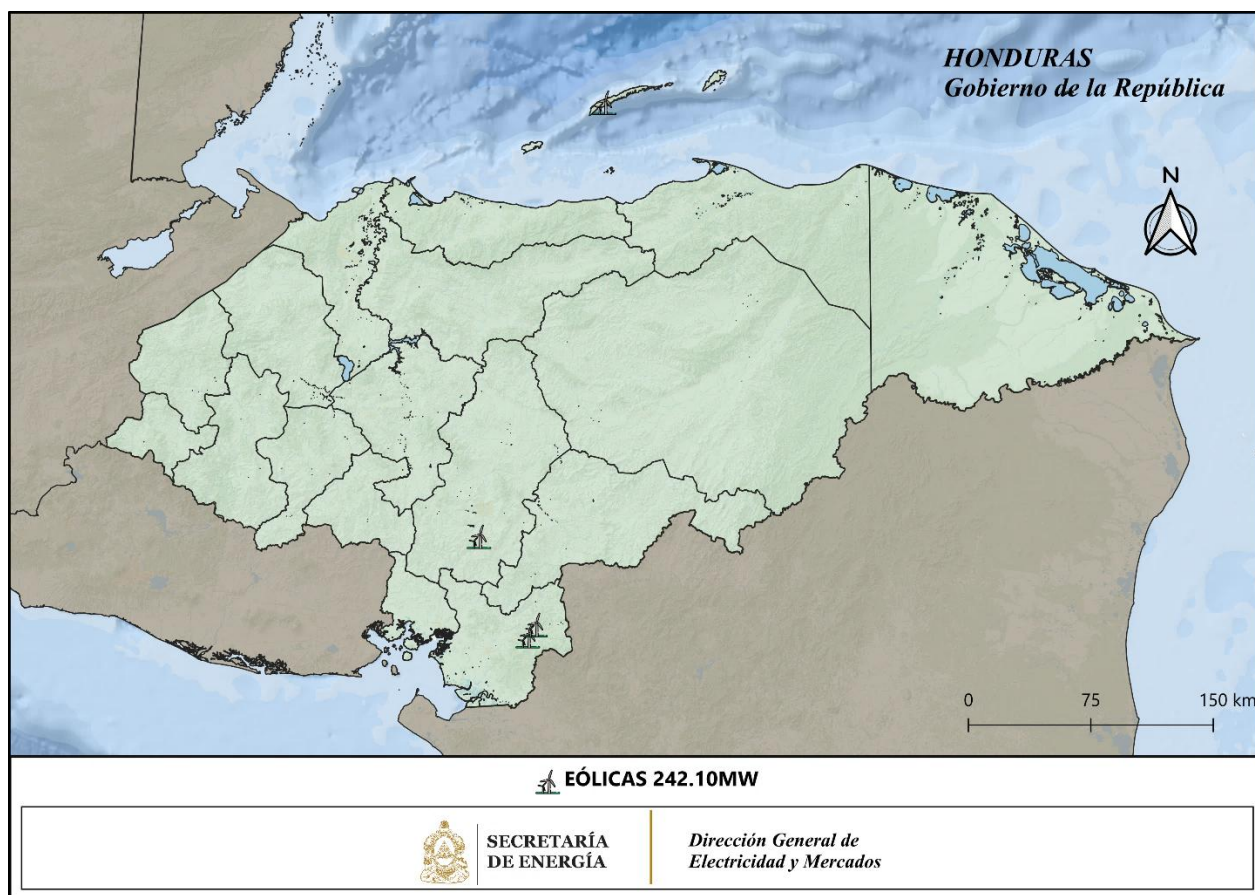
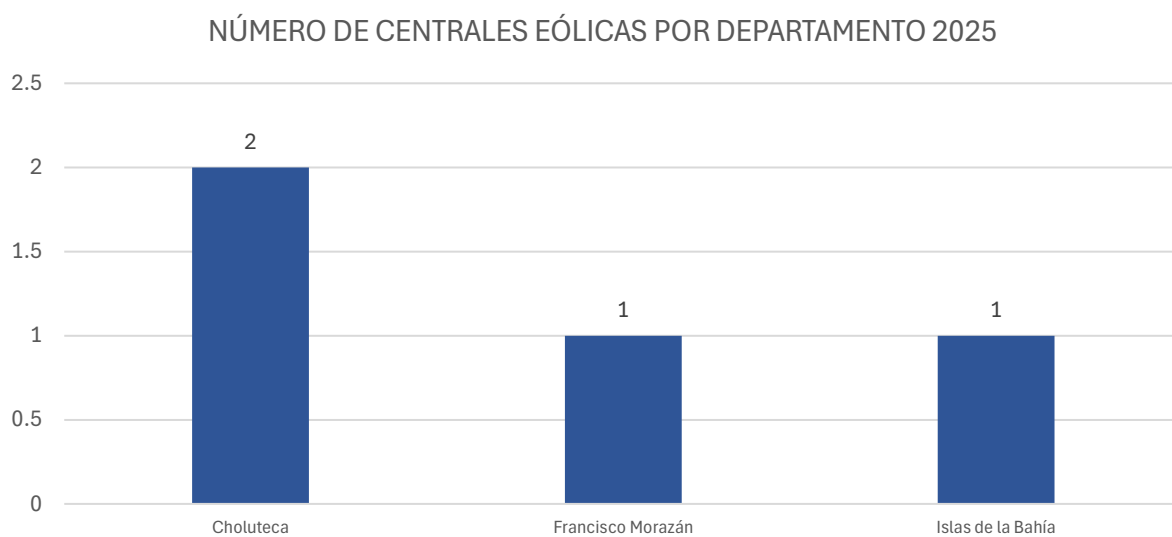


Ilustración 10 Mapa georreferenciado de centrales eólicas.

Fuente: Elaboración propia (SEN)



Gráfica 35 - Número de centrales eólicas por departamento 2025.

Fuente: Elaboración propia (SEN)

En el siguiente mapa se muestra el potencial solar del país, en donde se puede ver que el mayor potencial solar se ubica en la zona sur del país.

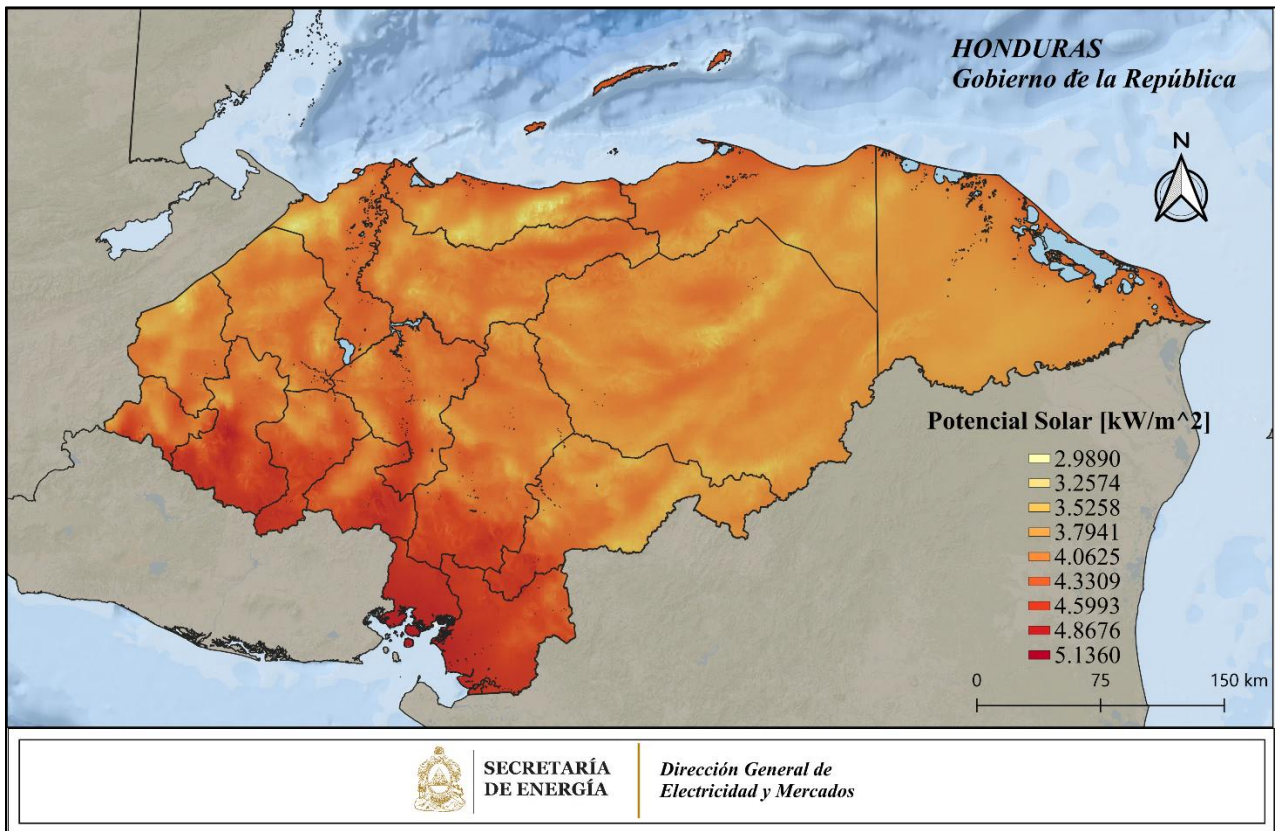


Ilustración 11 Mapa de potencial solar de Honduras

Fuente: International Renewable Energy Agency IRENA 2018

Las centrales de generación solar en su mayoría están ubicadas en la región sur del país donde se presenta la mayor irradiación solar. Estas se encuentran distribuidas principalmente en los dos departamentos, 12 centrales en el departamento de Choluteca y 4 en el departamento de Valle. Asimismo, se identifican 3 centrales en la zona noroccidental del país, específicamente en los departamentos de Cortés, Santa Bárbara y Yoro; una central en el departamento de Gracias a Dios; y otras 3 en el sistema aislado de las Islas de la Bahía.

El parque fotovoltaico en Gracias a Dios es el proyecto Perla de Brus Laguna con 600kW picos de solar con un sistema de almacenamiento de 420kW/1.68MWh y un generador Diesel de 624kW.

El parque fotovoltaico en Islas de la Bahía es el proyecto Perla de Guanaja con 2.92MW picos de solar con un sistema de almacenamiento de 6.88MWh y generadoras Diesel con un total de 2.684MW.

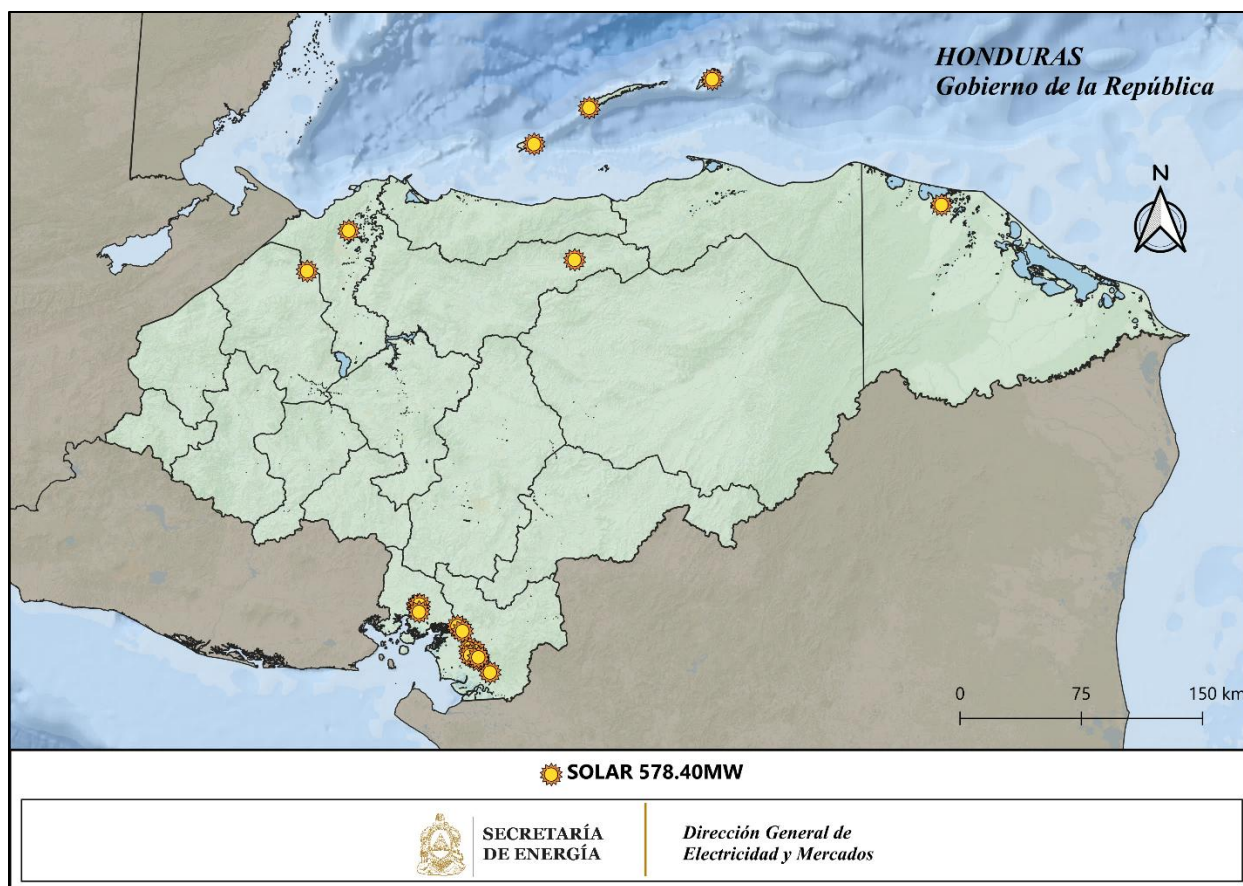
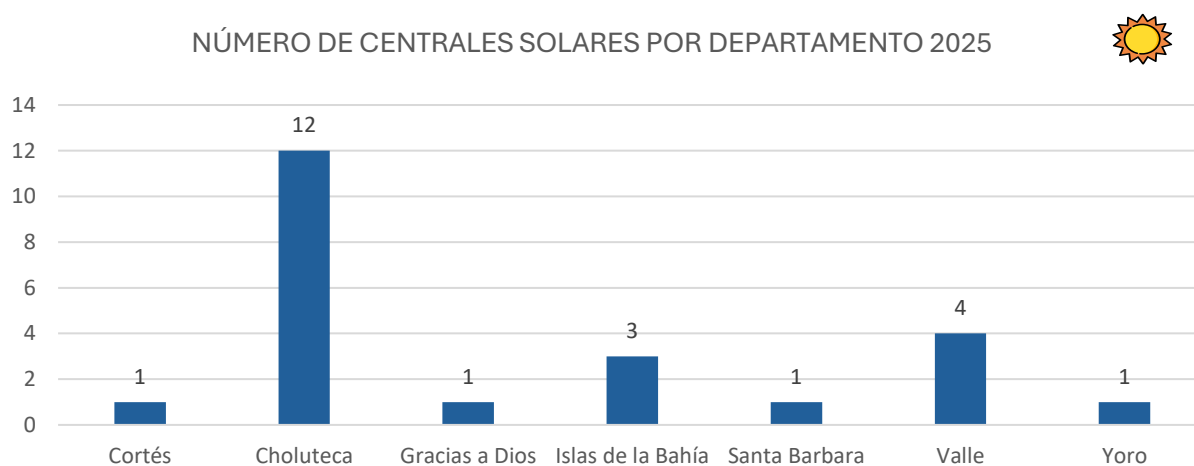


Ilustración 12 - Mapa georreferenciado de centrales solares.

Fuente: Elaboración propia (SEN)



Gráfica 36 - Número de centrales solares por departamento 2025.

Fuente: Elaboración propia (SEN)

Las centrales a base de biomasa se encuentran en distintas regiones del país. Estas centrales en su mayoría son ingenios azucareros. En total hay 17 plantas y mayormente están ubicadas en la zona norte del país.

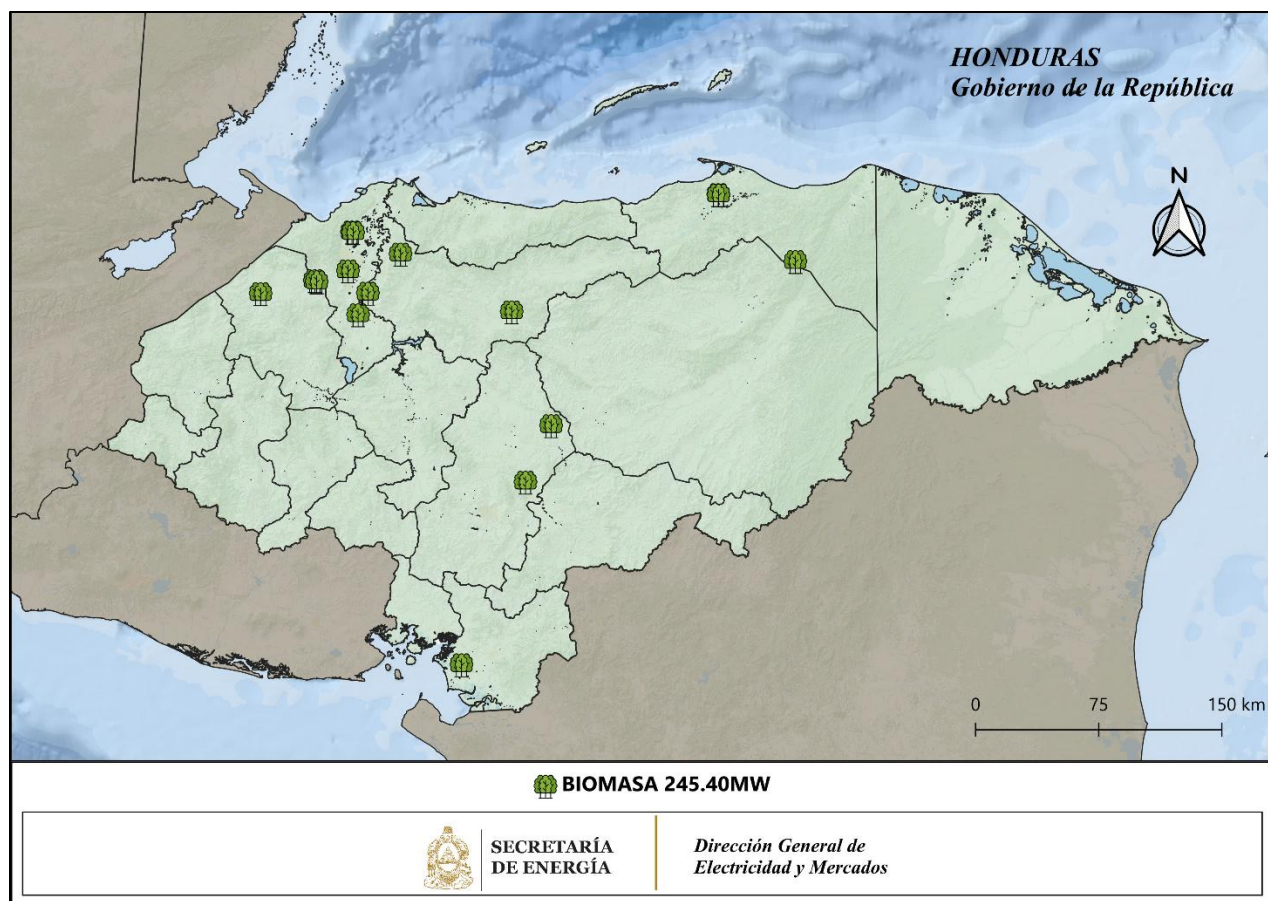
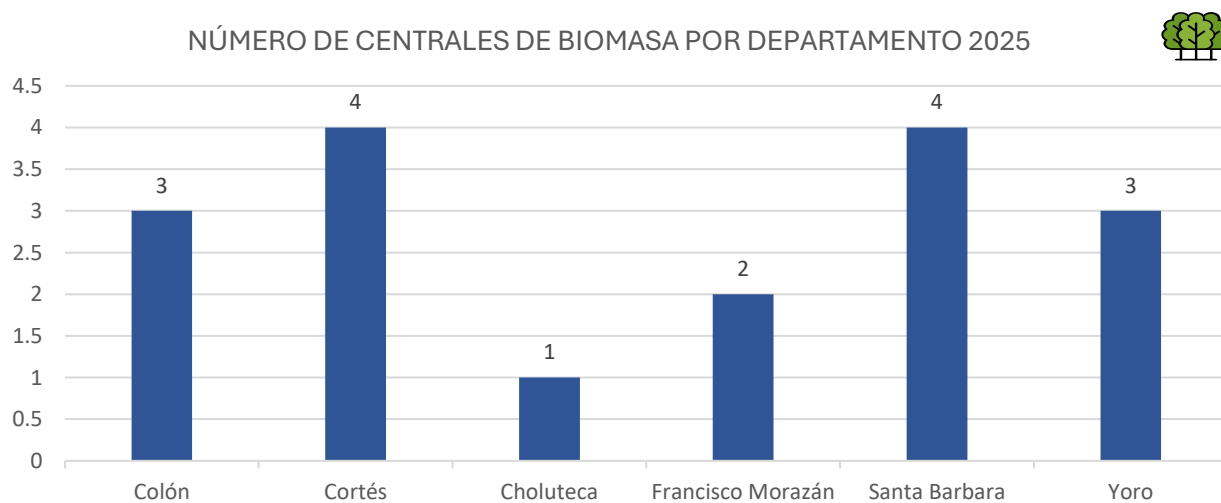


Ilustración 13 Mapa georreferenciado de centrales de biomasa.

Fuente: Elaboración propia (SEN)



Gráfica 37 - Número de centrales de biomasa por departamento 2025.

Fuente: Elaboración propia (SEN)

Finalmente, en la región occidental del país se encuentra la primera planta de generación de geotermia de Honduras.

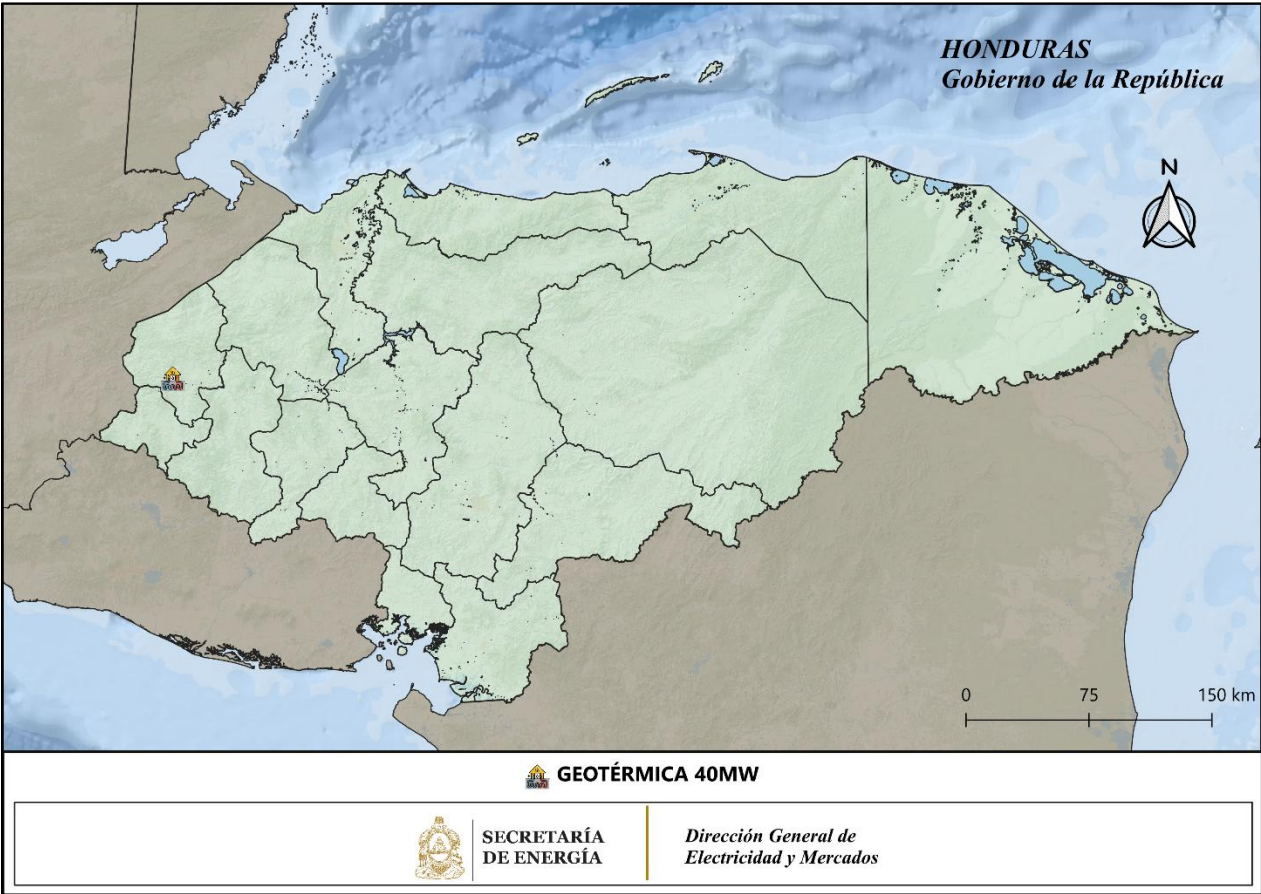


Ilustración 14 - Mapa georreferenciado de centrales geotérmicas.

Fuente: Elaboración propia (SEN)

3.3 POTENCIA INSTALADA NO RENOVABLE

Las plantas o centrales de generación no renovables, en congruencia con factores logísticos están ubicadas cerca de los puertos marítimos cercanos al desembarque de combustibles (búnker, diésel, petcoque), la mayoría están ubicadas en la zona norte, sur y en el litoral atlántico.

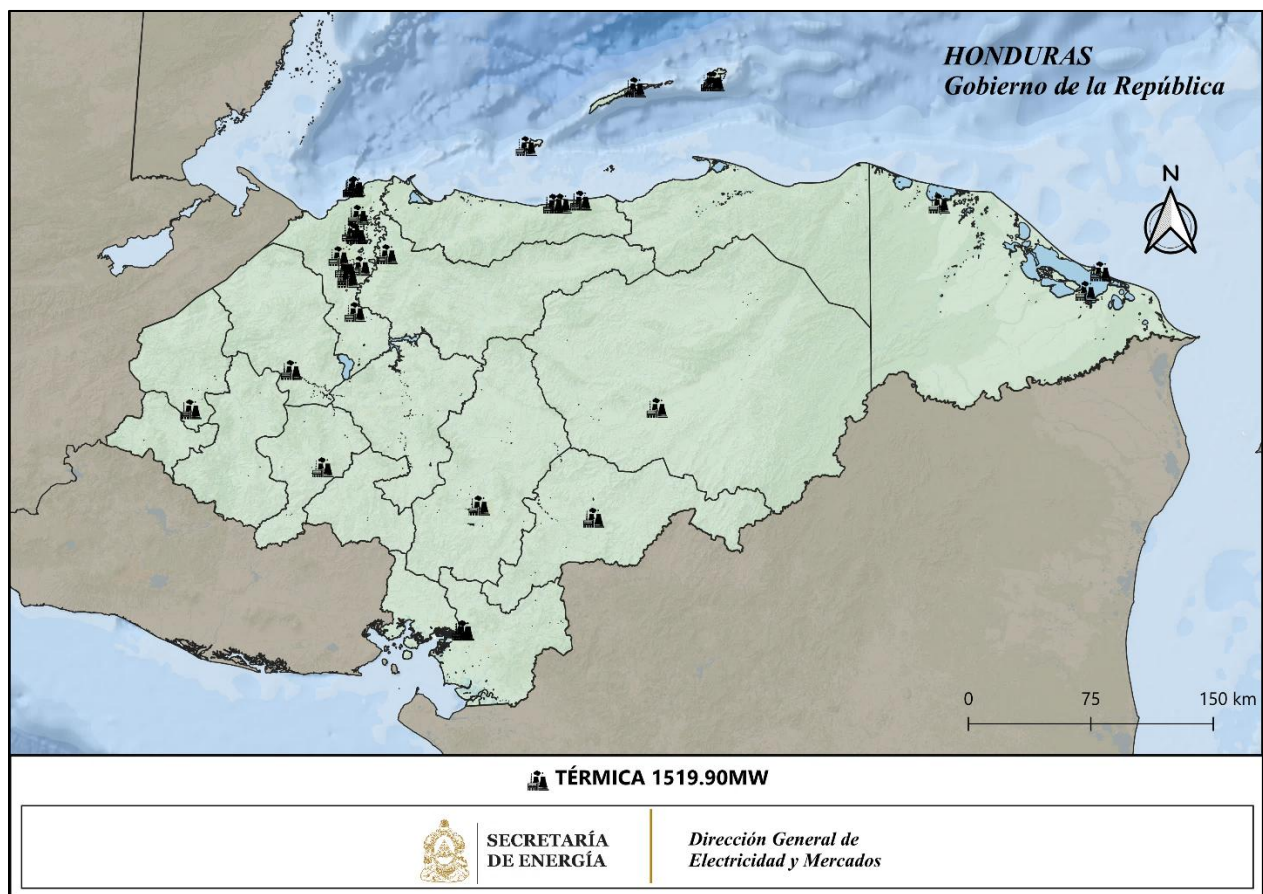
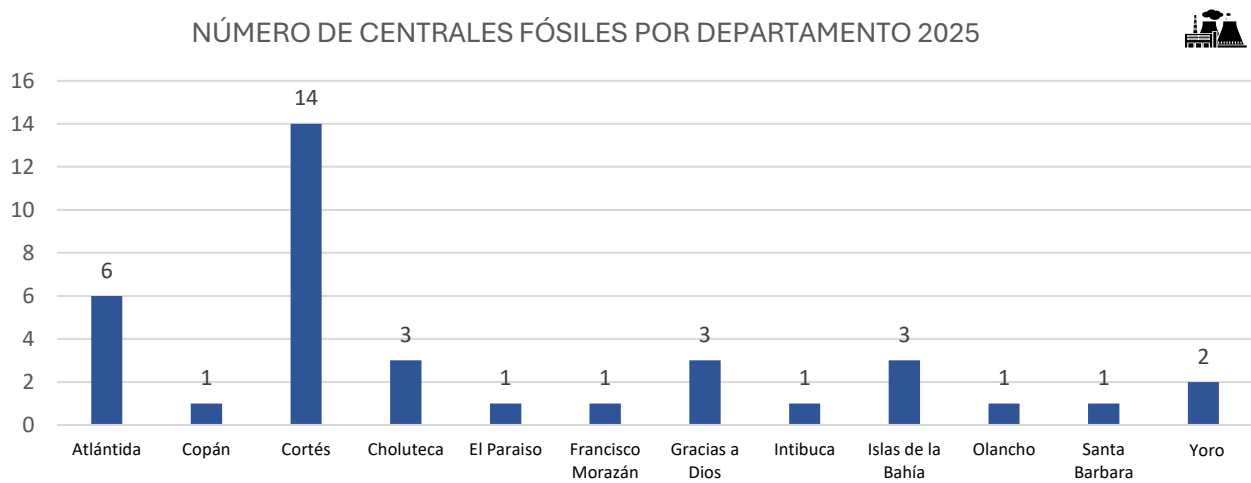


Ilustración 15 - Mapa georreferenciado de centrales térmicas a base de combustibles fósiles.

Fuente: Elaboración propia (SEN)



Gráfica 38 - Número de centrales fósiles por departamento.

Fuente: Elaboración propia (SEN)



SECRETARÍA
DE ENERGÍA

Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional.

Sistema Interconectado Nacional

Dirección General de Electricidad y Mercados

CAPÍTULO 4



El sistema de transmisión de Honduras posee características radiales (débilmente mallada), además, las líneas de transmisión están concentradas en la zona central del país. En este capítulo se presentan los parámetros de transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y se plasma un mapa con las principales líneas del SIN.

4.1 NIVELES DE TENSIÓN DE TRANSMISIÓN DEL SIN

El sistema interconectado nacional posee las líneas de mayor capacidad en la zona sur y noroccidental del país, esto se debe a las grandes concentraciones de centrales de generación de energía eléctrica que existen en esas regiones. A continuación, se muestra un mapa ilustrativo de todo el Sistema Interconectado Nacional.

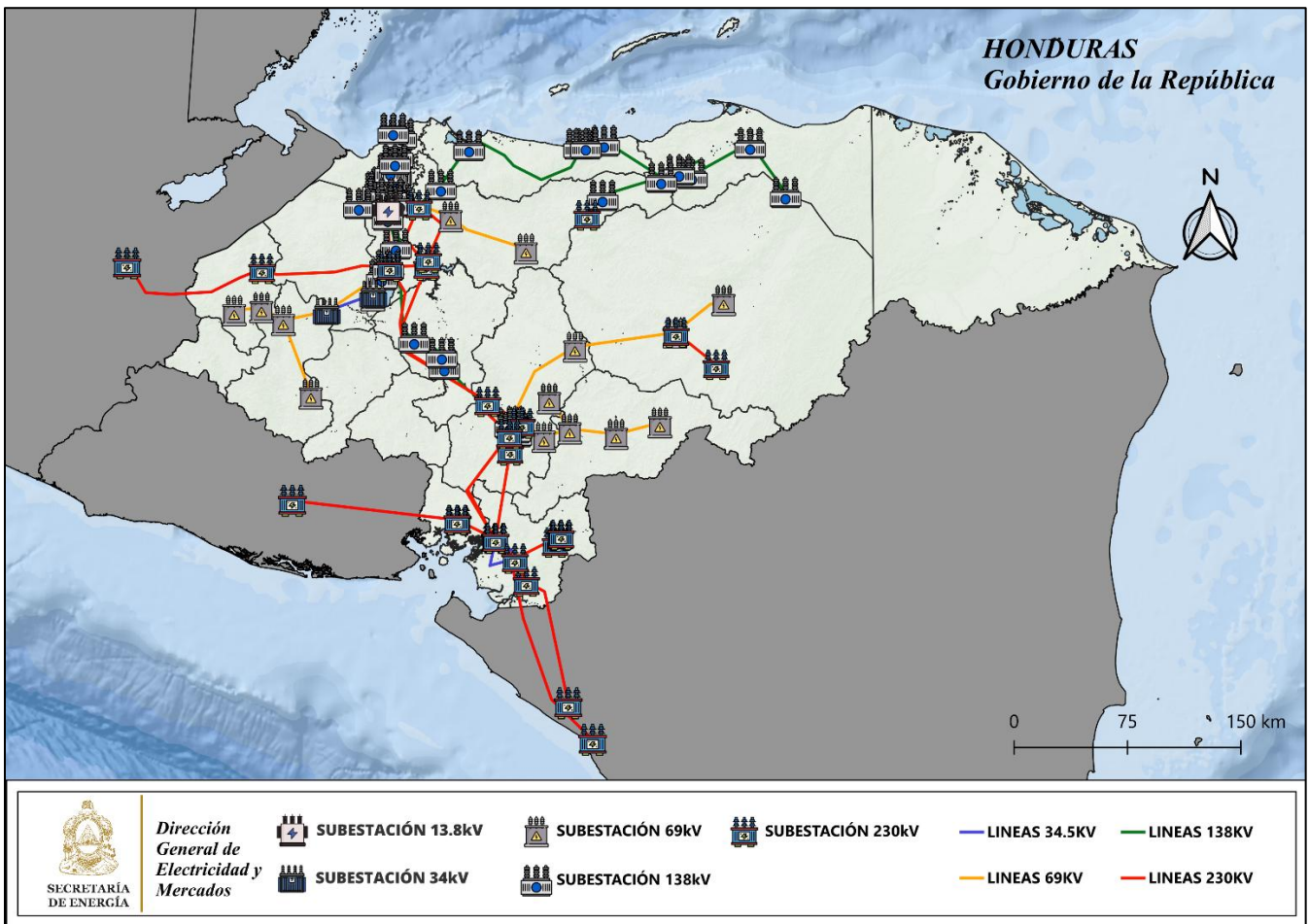


Ilustración 16 - Sistema Interconectado Nacional (SIN).

Fuente: Elaboración propia (SEN)

En Honduras se transmite energía eléctrica a tres niveles de tensión: 69kV, 138kV y 230kV. Valores de 60kV o menores se consideran rangos de tensión a nivel de distribución en el país. En el SIN a nivel de **ENEE transmisión** se encuentran 72 subestaciones y 3,058.87km de líneas; donde 664.684km son líneas de 69 kV, 1,018.12km son de 138 kV y finalmente 1,376.07km son de 230 kV.

En cuanto a pérdidas eléctricas a nivel de transmisión en 2025 en promedio fueron de 3.45%.

A continuación, se presenta un cuadro con las subestaciones del Sistema Interconectado Nacional⁸ a nivel de transmisión, distribución y generación con su respectivo código de abreviación.

LISTA DE SUBESTACIONES DEL SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL							
SUBESTACIÓN	CÓDIGO	SUBESTACIÓN	CÓDIGO	SUBESTACIÓN	CÓDIGO	SUBESTACIÓN	CÓDIGO
Agua Caliente	AGC	Coyoles Central	CCE	Las Flores	LFL	San Buenaventura	SBV
Agua Fría	AGF	Danlí	DAN	Líma	LIM	San Isidro	SIS
Agua Prieta	AGP	El Bijagual	EBI	Lufussa III	LUT	San Pedro Sula Sur	SPS
Amarateca	AMT	El Cajón	CJN	Lufussa San Lorenzo	LSL	Santa Fé	SFE
Arenal	ARN	El Centro	CEN	Lufussa Valle	LUV	Santa Lucia	SLU
Becosa	BCO	El Estadio	EST	Masca	MAS	Santa Marta	SMT
Bellavista	BVI	El Porvenir	PVR	Merendon	MER	Santa Rosa	SRS
Bermejo	VER	El Progreso	PGR	Miraflores	MFL	SHOL	SHL
Bijao	BIJ	El Retorno	RET	Mochito	MCH	Siguatopeque	SGT
Bonito Oriental	BOR	Elcatex	ETX	Mochito II	MCH	Suyapa	SUY
Brassavola	BSV	Elcosa	ELC	Morazán	MOR	Tela	TEL
Cahsa	CAH	Erandique	ERA	Naco	NCO	Térmica Alsthom	TAL
Calpules	CAL	Guaimaca	GMC	Nispero	NIS	Térmica Sulzer	TSZ
Cañaveral	CRL	Guaimas	GUA	Nueva Nacaome	NNC	Térmica villa nueva	TVI
Caracol	CAR	Isletas	ISL	Ojo de Agua	ODA	Toncontin	TON
Catacamas	CAT	Juticalpa	JUT	Patuca III	PAT	Vegona	VEG
Ceiba Termica	CTE	Juticalpa II	JUD	Pavana	PAV	Villanueva	VNU
Cerro de Hula	CDH	La Cañada	CDA	Piedras Azules	PAZ	Yoro	YOR
Chichicaste	CHI	La ensenada	END	Planta San Marcos	PSM	Zamorano	ZAM
Chinchayote	CHY	La Entrada	LEC	Prados	PRD		
Chiripa	CHP	La Leona	LLN	Pueblo Nuevo	PNU		
Choloma	CHM	La Puerta	LPT	Reguleto	RGU		
Circunvalación	CIR	La Victoria	LVI	Río Lindo	RLN		
Comayagua	CYG	Laínez	LNZ	Rio Nance	RNA		

Tabla 4 – Lista de subestaciones del Sistema Interconectado Nacional.

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

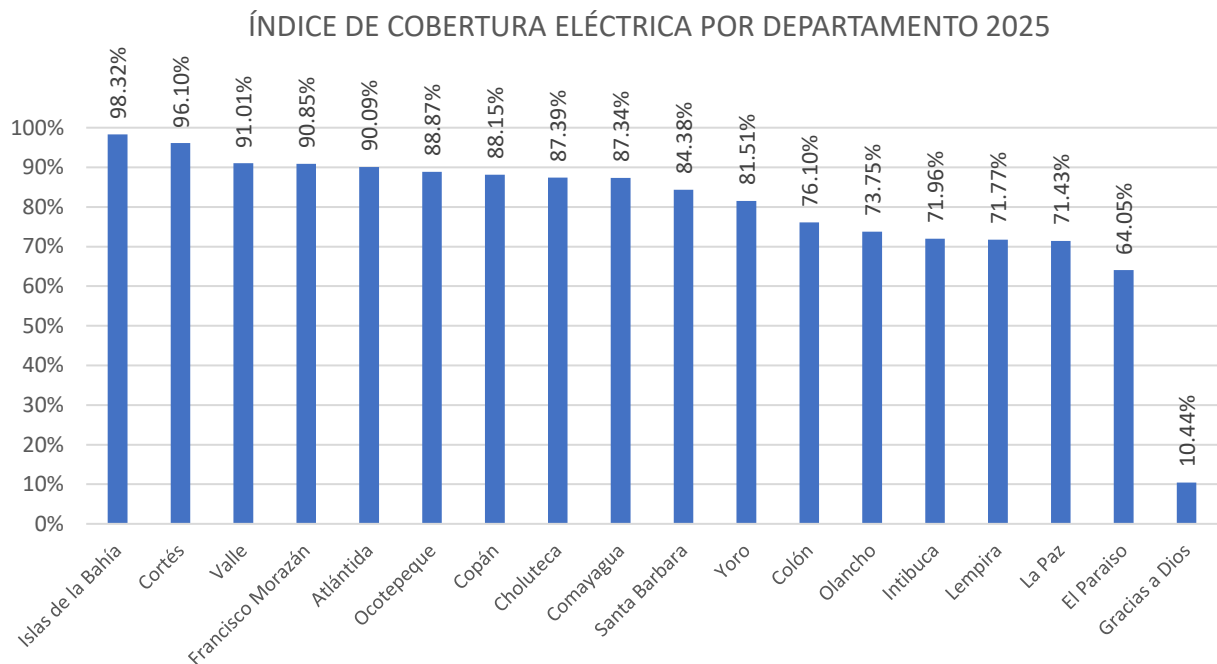
⁸ Esta es una compilación de información recibida de ENEE Transmisión, Distribución y el CND.

4.2 ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA (ICE)

El índice de cobertura eléctrica (ICE) en Honduras se define como la fracción de la población a nivel nacional que cuenta con el servicio de energía eléctrica proporcionado por una red de distribución. Este puede determinarse mediante el cociente del número de viviendas electrificadas y la cantidad total de viviendas particulares ocupadas a nivel nacional. Al tomar en cuenta las personas que tienen acceso a la energía eléctrica sin estar conectados a la red de distribución se calcula el índice de acceso a la electricidad (IAE).

Es importante mencionar que los estudios del ICE y el IAE son datos con un año de desfase, es decir el índice ya sea de cobertura o de acceso del año “n” es el índice calculado con datos a diciembre del año “n-1.”

A continuación, se muestra el ICE por departamento del país para el año 2025:



Gráfica 39 - Índice de cobertura eléctrica por departamento en 2025.

Fuente: Unidad de acceso y cobertura eléctrica (SEN)

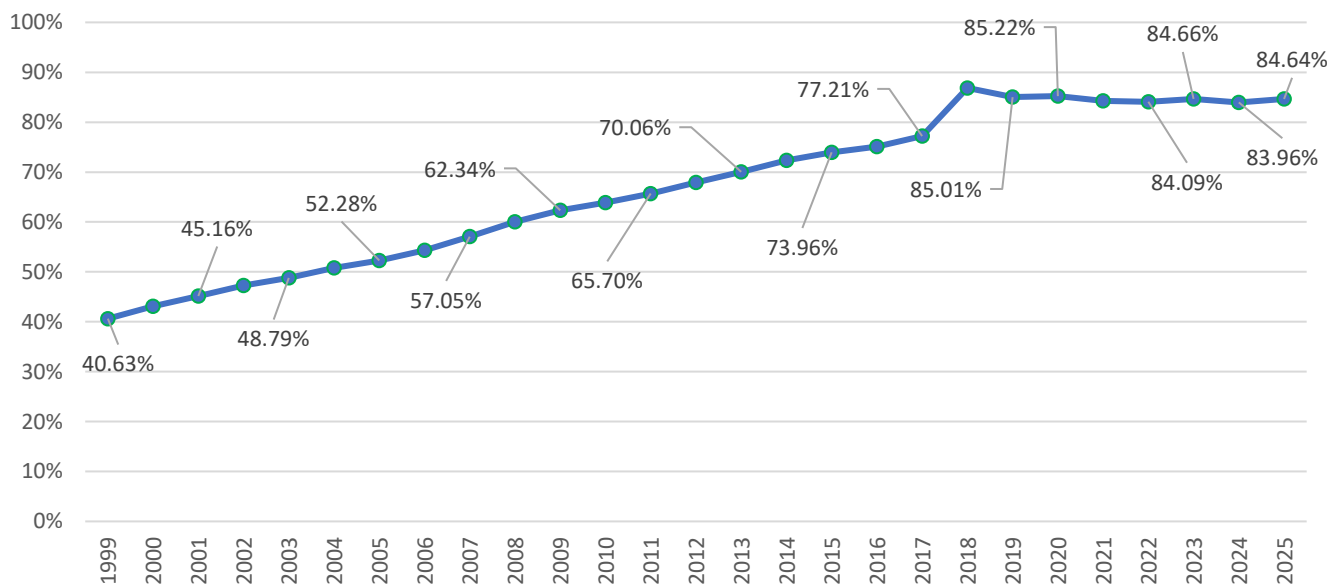
En la gráfica anterior se observa que los departamentos con menor cobertura eléctrica son Gracias a Dios (10.44%), El Paraíso (64.05%) y La Paz (71.43%) y. En contraste con Islas de la Bahía (98.32%), Cortés (96.10%), y Valle (91.01%) presentan los primeros lugares de cobertura.

El índice de cobertura eléctrica (ICE) 2025 es de 84.64%, en el sector urbano ICE es de 94.38% y en el rural de 72.86%.

4.3 HISTÓRICO DEL ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA

A continuación, se presenta un histórico de cobertura eléctrica desde el año 1999 al 2025, donde se puede apreciar una tendencia creciente de la cobertura para cada año.

PORCENTAJE HISTÓRICO DE COBERTURA ELÉCTRICA



Gráfica 40 - Porcentaje histórico de cobertura eléctrica en Honduras 1999-2025.

Fuente: Unidad de acceso y cobertura eléctrica (SEN)

En el gráfico anterior se observa la tendencia creciente del índice de cobertura eléctrica en Honduras desde el año 1999 hasta el año 2025. El índice de cobertura eléctrica 2025 fue de 84.64%. A continuación, se muestra un mapa ilustrativo de la red de distribución de media tensión de la ENEE a 2025.

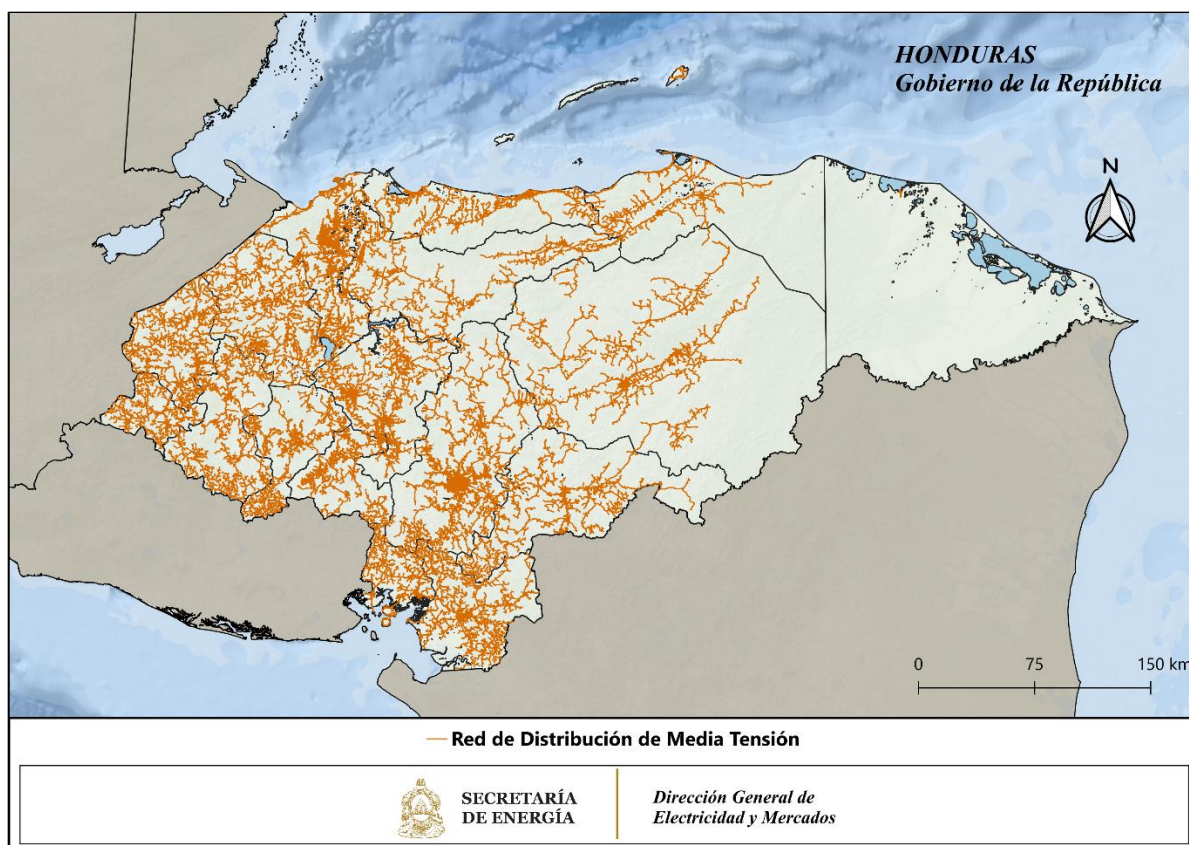
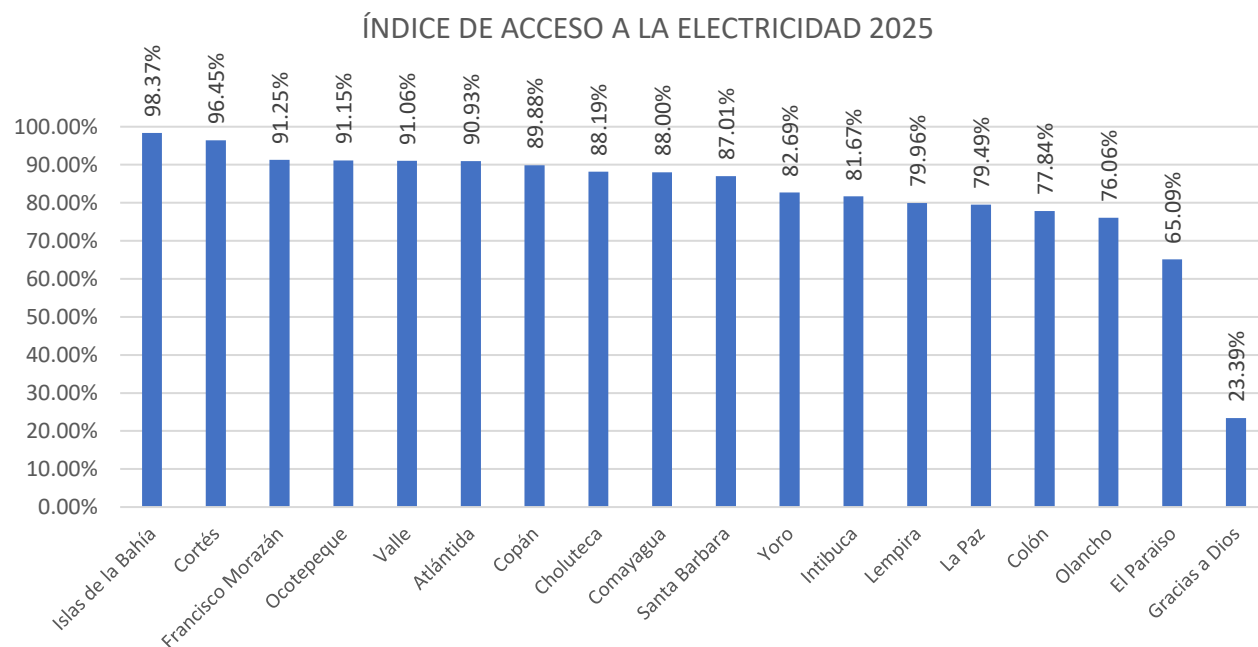


Ilustración 17 - Mapa de la red de distribución primaria de energía eléctrica en el 2025

Fuente: Gerencia de Distribución – ENEE.

4.4 ÍNDICE DE ACCESO A LA ELECTRICIDAD (IAE)

El índice de acceso a la electricidad (IAE) que se calcula de manera diferente al índice de cobertura eléctrica ya que este valor incluye además de las viviendas que tienen acceso a la electricidad por la red de distribución las que tienen acceso por sistemas aislados desconectados de la red. El índice de acceso a la electricidad (IAE) para 2025 fue de 86.44% en todo el país.



Gráfica 41 - Índice de acceso a la electricidad por departamento en 2025.

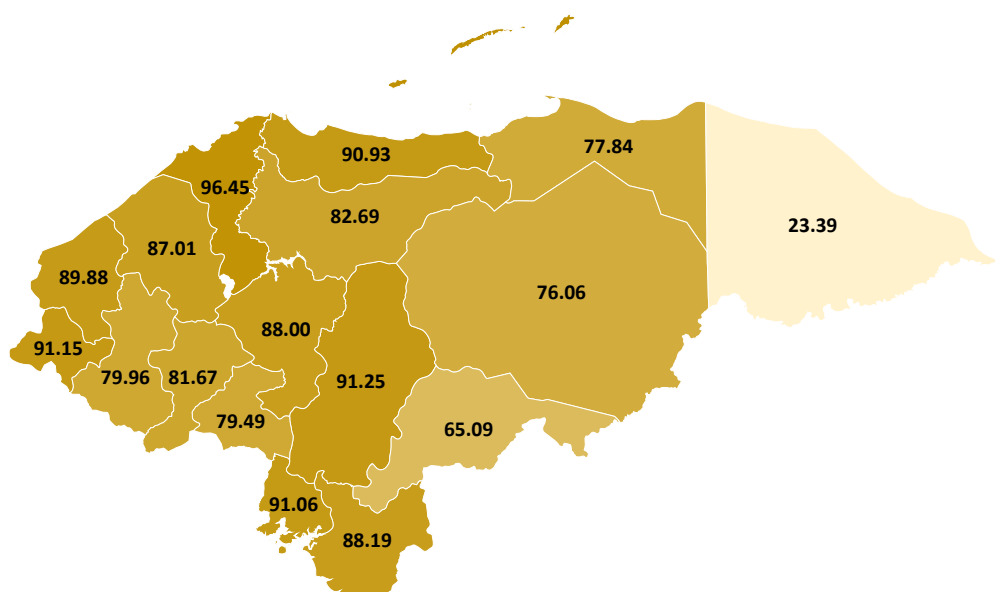
Fuente: Unidad de acceso y cobertura eléctrica (SEN)

El primer lugar de acceso a la electricidad lo tiene Islas de la Bahía con un 98.37% de, seguido de Cortés y Francisco Morazán con 96.45% y 91.25% respectivamente. El departamento de Gracias a Dios tiene el IAE más bajo con un 23.39%.

4.5 MAPA DE ACCESO A LA ELECTRICIDAD

A continuación, se muestra un mapa de acceso a la electricidad por departamento de Honduras para el año 2025, los departamentos con color más oscuro representan los que tienen mayor índice de acceso a la electricidad.

ÍNDICE DE ACCESO A LA ELECTRICIDAD



Con tecnología de Bing
© Microsoft, TomTom

Ilustración 18 - Mapa de acceso a la energía eléctrica por departamento 2025.

Fuente: Elaboración propia (SEN)



SECRETARÍA
DE ENERGÍA

Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional.

Demanda Eléctrica

Dirección General de Electricidad y Mercados

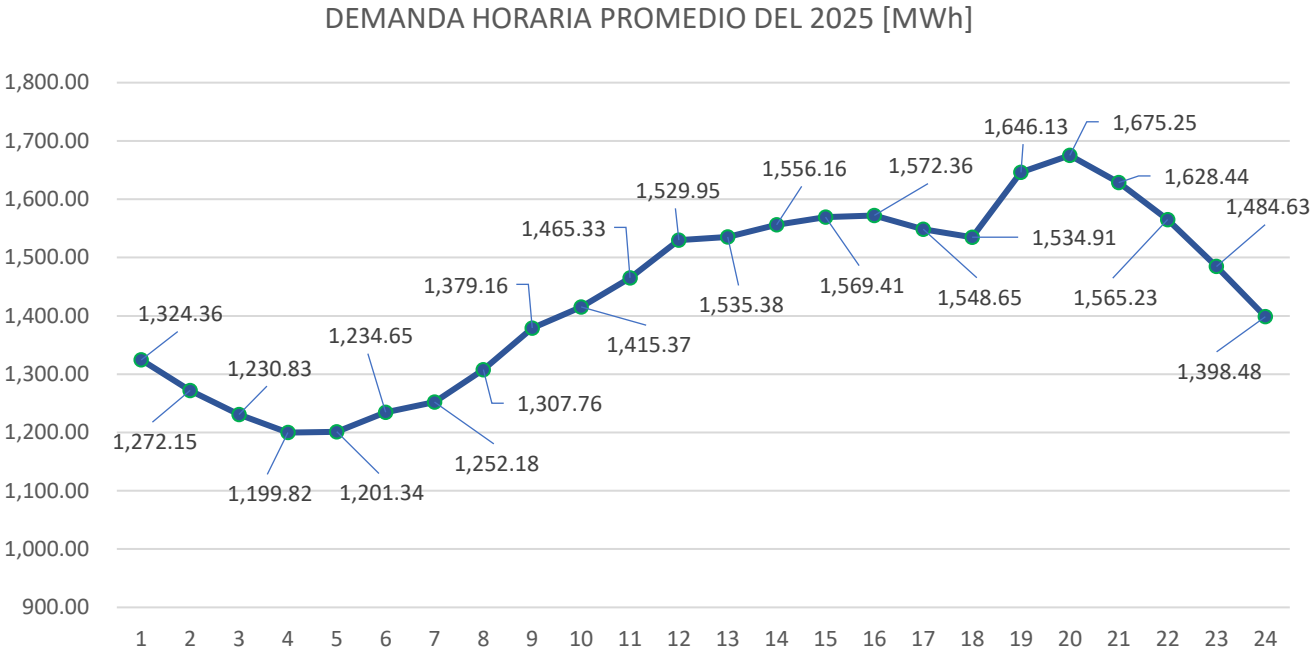


CAPÍTULO 5

En esta sección se muestra información de la demanda eléctrica de Honduras, y se presentan curvas de demanda máxima y promedio. Esta información se brinda tanto en intervalos de tiempo diarios como anuales. Además, se incluye una curva de duración de carga para el año 2025, el histórico de crecimiento de la demanda eléctrica del país a lo largo de los años hasta la actualidad. Finalmente se plasma una proyección de demanda hasta el año 2035.

5.1 DEMANDA ELÉCTRICA DIARIA

La demanda eléctrica diaria tiene dos valores máximos o también llamados picos de demanda, el primero ocurre de día en promedio entre las 11:00 h y las 13:00 h, el otro pico de demanda tiene lugar por la noche, siendo este el mayor pico de demanda de todo el día, y tiene lugar entre las 19:00 h y las 21:00 h. La curva de demanda eléctrica en 2025 siempre tiene una tendencia creciente durante la mañana hasta el mediodía, después tiene un leve descenso y vuelve a crecer al atardecer hasta alcanzar el pico máximo de la noche, finalmente desciende en horas de la madrugada hasta volver a crecer al iniciar el día siguiente. En la siguiente gráfica se muestra una curva de la demanda promedio para el año 2025.



Gráfica 42 - Demanda eléctrica diaria promedio 2025 en Honduras [MW]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

A continuación, se muestra la demanda de energía eléctrica requerida para suplir todo un año y el cálculo del factor de carga desde el año 2008 al 2025.

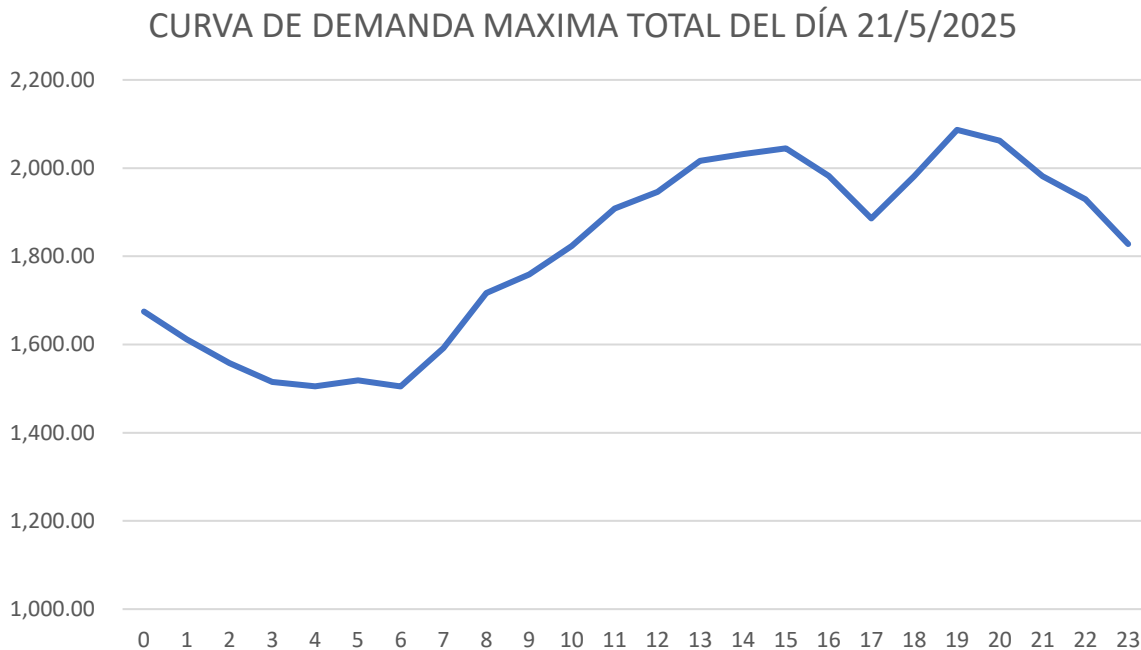
HISTÓRICO DE DEMANDA ELÉTRICA ANUAL				
AÑO	MW-AÑO	GWh	DEM. MAX [MW]	FACTOR DE CARGA
2008	746.13	6,536.10	1,205.00	61.92%
2009	749.05	6,561.70	1,203.00	62.27%
2010	770.16	6,746.60	1,245.00	61.86%
2011	818.22	7,167.60	1,240.00	65.99%
2012	865.10	7,578.30	1,282.00	67.48%
2013	896.83	7,856.20	1,336.00	67.13%
2014	928.54	8,134.00	1,382.80	67.15%
2015	983.05	8,611.50	1,445.50	68.01%
2016	1,024.85	8,977.70	1,514.80	67.66%
2017	1,104.34	9,674.00	1,560.50	70.77%
2018	1,163.22	10,189.81	1,602.00	72.61%
2019	1,249.76	10,947.94	1,639.40	76.23%
2020	1,159.24	10,154.90	1,618.31	71.63%
2021	1,269.21	11,118.25	1,738.28	73.02%
2022	1,287.72	11,280.45	1,788.83	71.99%
2023	1,366.33	11,969.08	1,819.95	75.08%
2024	1,435.63	12,576.09	1,949.76	73.63%
2025	1,458.59	12,777.21	2,086.72	69.90%

Tabla 5 – Histórico de demanda de energía eléctrica anual.

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

El factor de carga da la medida de la utilización o aprovechamiento de la capacidad instalada, un factor de carga alto implica que la utilización de energía es moderadamente consistente en el periodo de tiempo definido para el cálculo, siendo en la tabla anterior de un año.

A continuación, se presenta la curva de demanda correspondiente al día de máxima exigencia del sistema, registrado el 21 de mayo de 2025. En dicha fecha, la demanda alcanzó un valor máximo de 2,086.72 MW, el cual se presentó durante el pico de la noche.



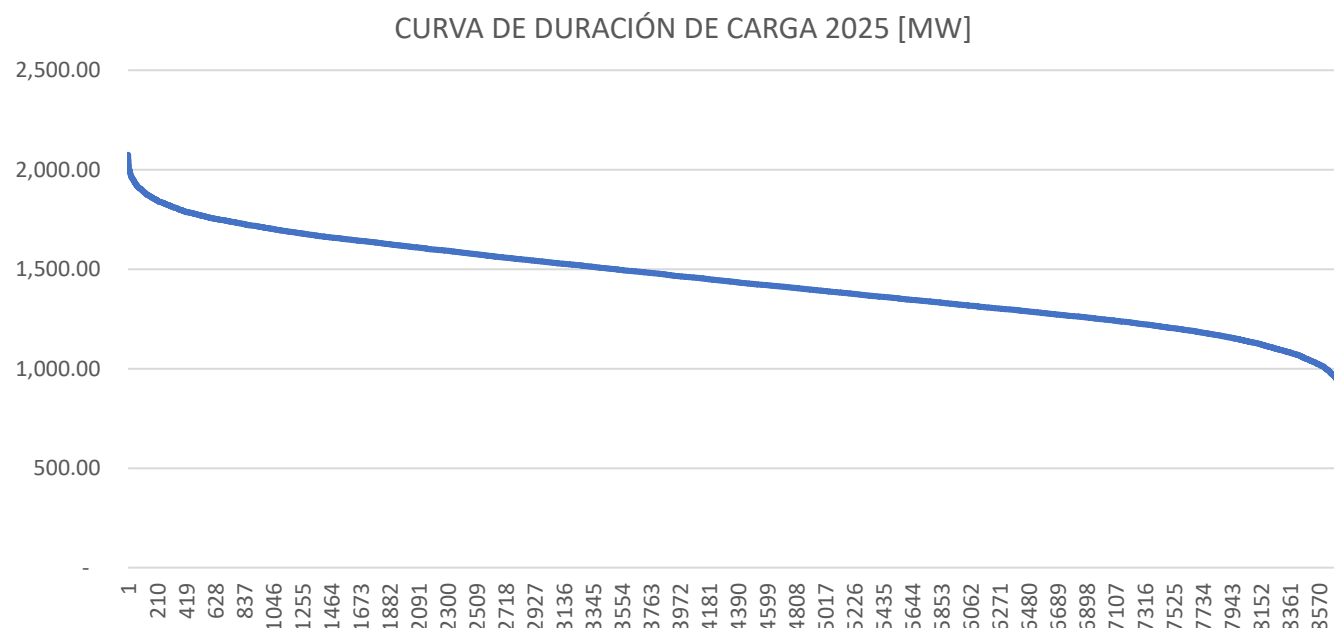
Gráfica 43 - Curva de demanda máxima suministrada del día de demanda máxima del año 2025 en Honduras.

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Se observa que la demanda de energía eléctrica ha mostrado una tendencia creciente para los últimos años, debido a nuevos usuarios residenciales, comerciales e industriales que se conectan al sistema. Siempre en el año existe un día de mayor exigencia de la demanda de energía eléctrica de parte de los usuarios al sistema de suministro, en cuanto al día con demanda máxima para el año 2025 ocurrió el 21 de mayo, registrándose a las 19:36 h una demanda de 2,086.72MW.

5.2 CURVA DE DURACIÓN DE CARGA MÁXIMA

La curva de duración de carga máxima nace de la curva horaria de demandas máximas según el periodo de estudio, siendo en este caso 2025. Al ordenar de mayor a menor los datos de demanda horaria se obtiene la siguiente curva:



Gráfica 44 - Curva de máxima duración de carga 2025 [MW]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Al analizar la curva de duración de carga anterior, se obtiene que, de las 8760 horas del año, el 47.53% del tiempo la demanda se mantuvo sobre los 1450 MW, el 50.57% estuvo entre 1000 MW y 1050 MW, y un 1.62% del tiempo la demanda estaba por debajo de los 1000 MW.

II INTERVALOS DE DURACIÓN DE CARGA		
COTA DE DEMANDA [MW]	CANTIDAD DE HORAS	PORCENTAJE DE TIEMPO
DEM>1450	4,164.00	47.53%
1000<=DEM<=1450	4,430.00	50.57%
DEM<1000	142.00	1.62%

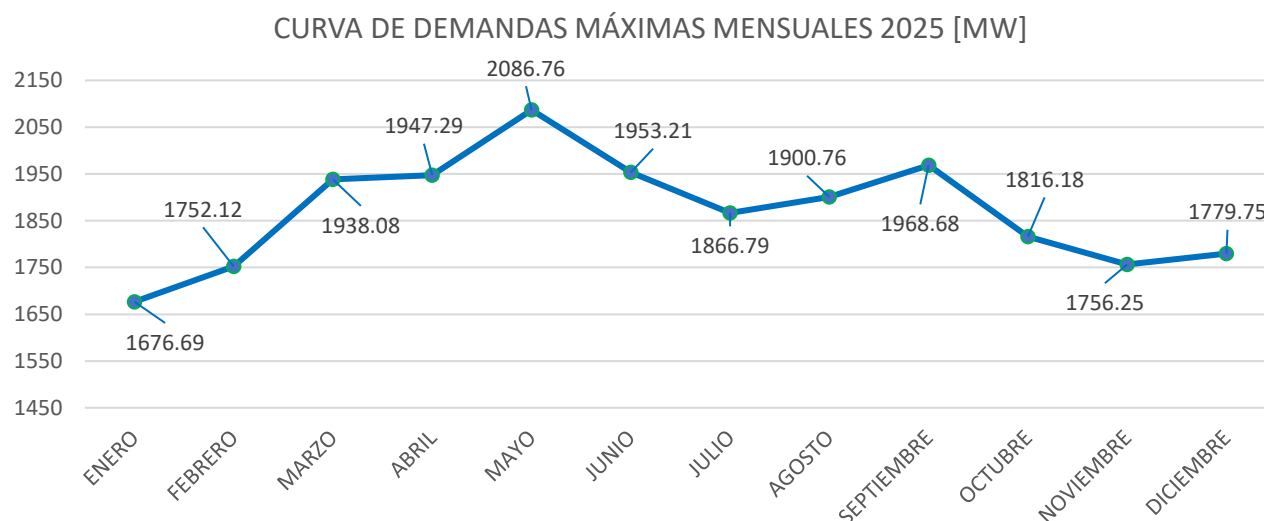
Tabla 6 – Intervalos de duración de carga.

Fuente: Elaboración propia (SEN)

Los datos presentados en la tabla anterior de 2025, al compararlos con los datos de 2024 el porcentaje de la demanda por encima de los 1450 MW incremento 1.47% (40.06% en 2024) de igual forma la demanda entre 1000 MW y 1450 MW incrementó en 0.19% (50.38% en 2024), lo cual es algo esperado debido al crecimiento natural de la demanda.

5.3 DEMANDA ELÉCTRICA MENSUAL MÁXIMA DEL 2025

Otra forma de analizar el comportamiento de la demanda es describir la demanda máxima de forma estacional para conocer los meses del año donde se presenta la mayor exigencia.



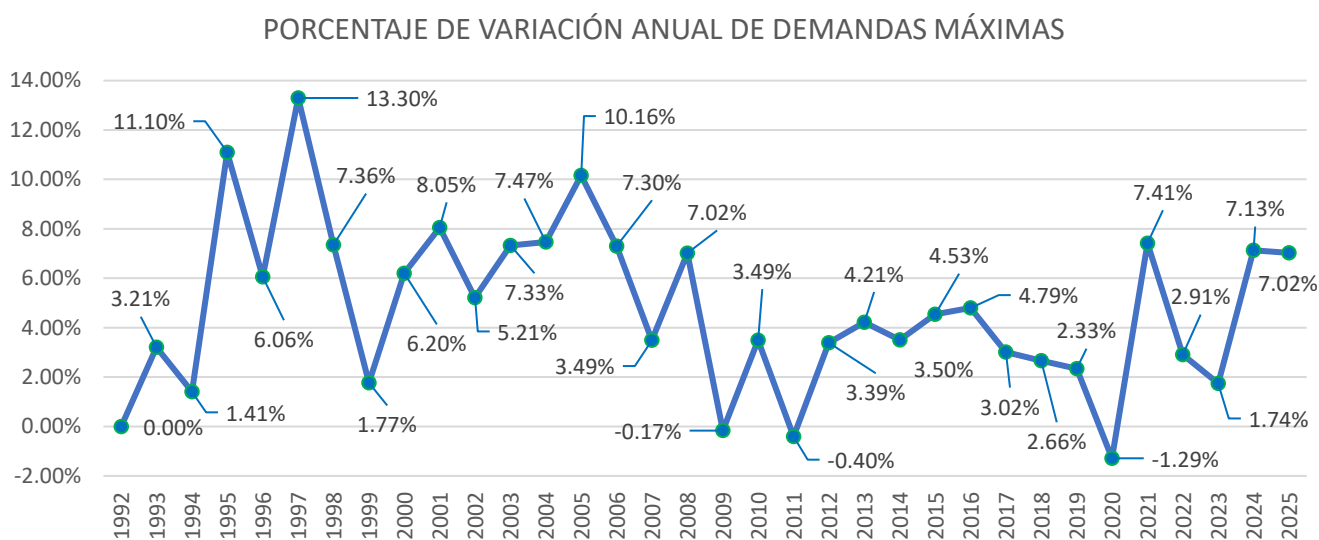
Gráfica 45 - Demanda máxima mensual en Honduras 2025 [MW]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

En enero de 2025 se registró la menor demanda máxima mensual, con 1,676.69 MW. En contraste, el valor más alto se alcanzó en mayo, con 2,086.76MW. Asimismo, durante abril y mayo se observaron niveles elevados de demanda, lo cual se asocia a la temporada seca, en la que aumenta el uso de equipos de refrigeración tanto en centros comerciales como en residencias.

5.4 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA DEMANDA MÁXIMA DEL PAÍS

Conforme crece la población y el desarrollo económico también crece la demanda eléctrica en el país. El siguiente gráfico representa las tasas de crecimiento histórico de la demanda con respecto al año anterior.

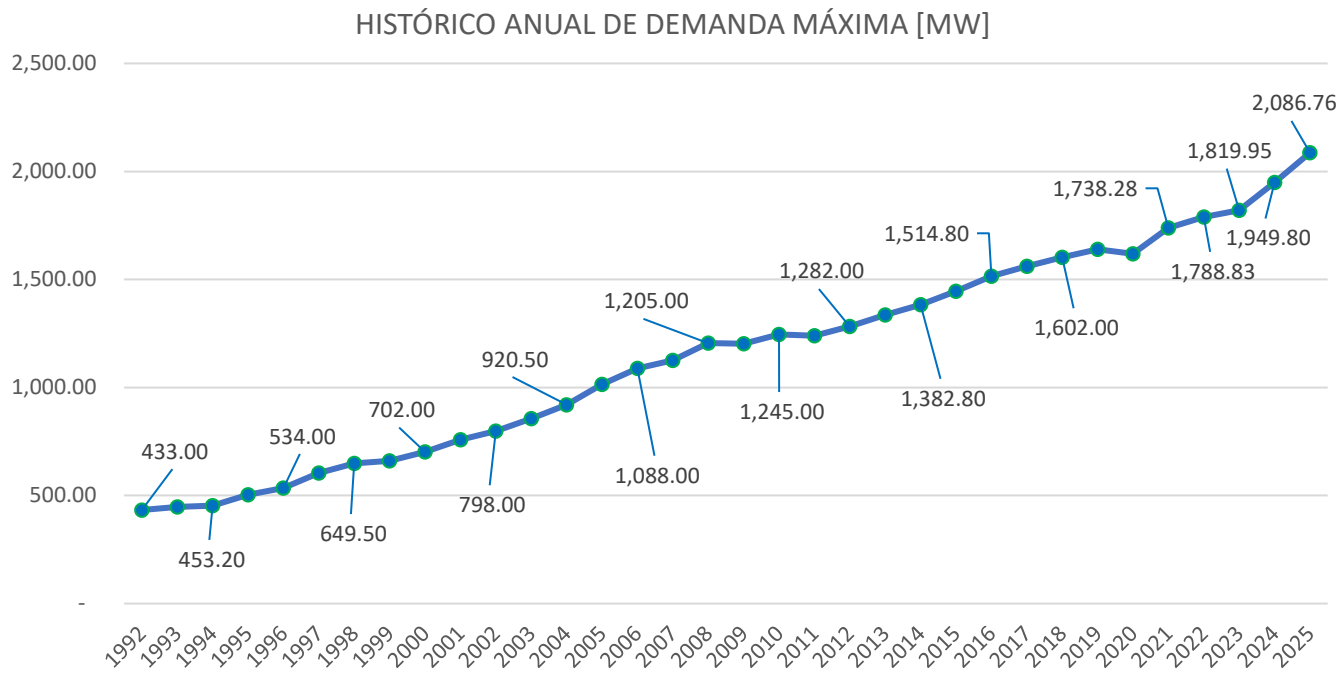


Gráfica 46 - Porcentaje histórico de variación anual de la demanda eléctrica en Honduras 1992-2025

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

El comportamiento del porcentaje de variación anual en 2025 se mantiene cerca del presentado para el año 2024, mostrando una tendencia moderada en comparación con los altos incrementos registrados a finales de la década de 1990 y principios de los 2000. Esta tendencia sugiere una evolución más estable de la demanda eléctrica en comparación con periodos anteriores caracterizados por mayor volatilidad.

Adicionalmente se muestra un histórico del comportamiento de las demandas máximas en MW por año desde 1992 hasta 2025.



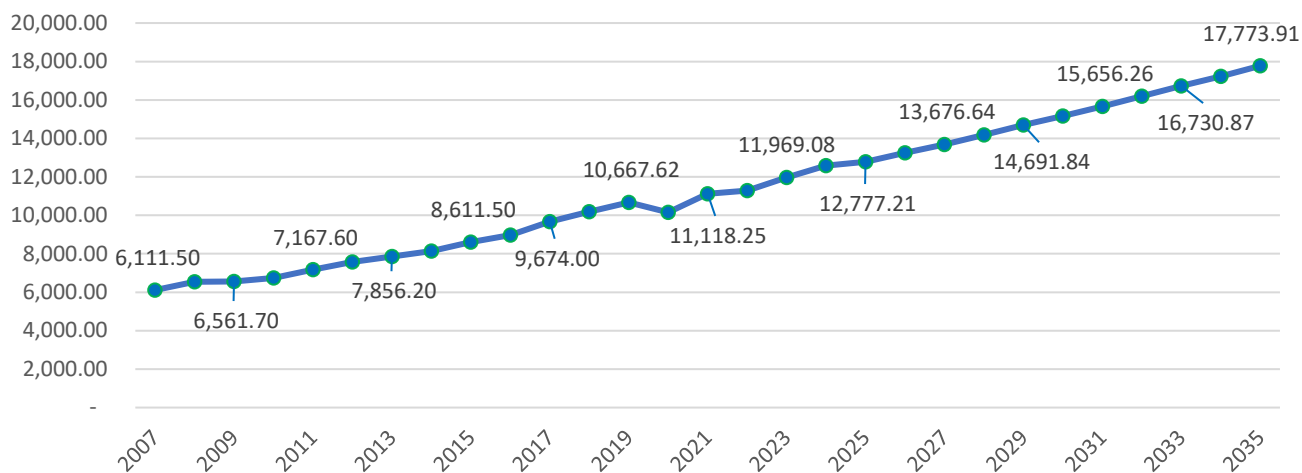
Gráfica 47 -Histórico de demanda máxima anual [MW] en Honduras 1992-2025.

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

5.5 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DEL PAÍS

En la siguiente gráfica se puede observar la proyección de la demanda eléctrica realizada por la Gerencia de Planificación, Cambio e Innovación Empresarial, de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE).

PROYECCIÓN DE DEMANDA PARA HONDURAS 2026-2035

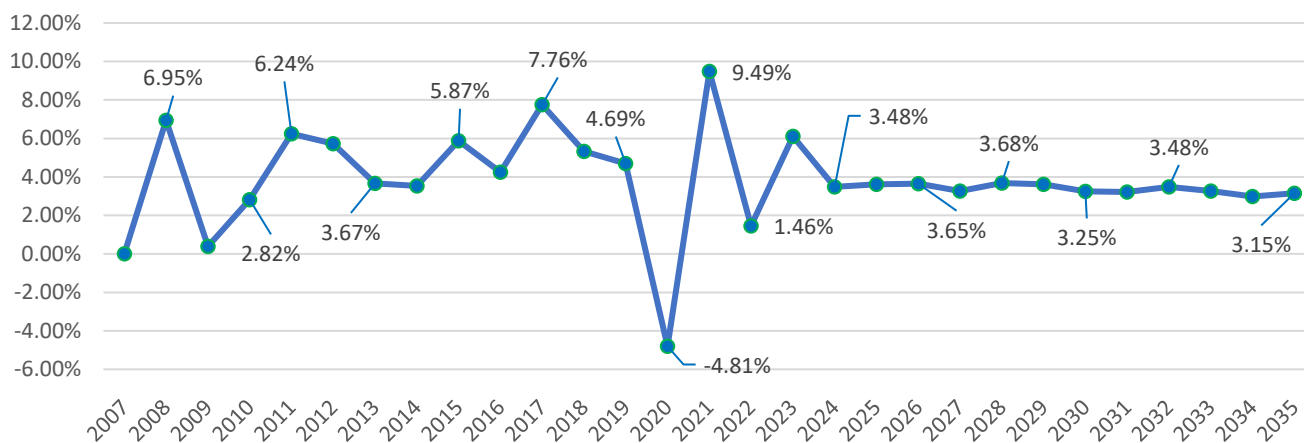


Gráfica 48 - Proyección de demanda [MW] para Honduras 2026-2035.

Fuente: ENEE, SEN y CND

En el siguiente gráfico se presenta el porcentaje de crecimiento de la demanda de energía según la proyección presentada anteriormente.

INCREMENTO PORCENTUAL DE LA DEMANDA POR AÑO



Gráfica 49 - Variación porcentual anual de la proyección de demanda de energía en Honduras.

Fuente: Gerencia de Planificación, Cambio e Innovación Empresarial (ENEE)

La demanda de energía eléctrica según la proyección realizada por la ENEE crece hasta 2035 alrededor de un 3.2% de forma anual.



SECRETARÍA
DE ENERGÍA

Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional.

Precios De La Energía Eléctrica

Dirección General de Electricidad y Mercados

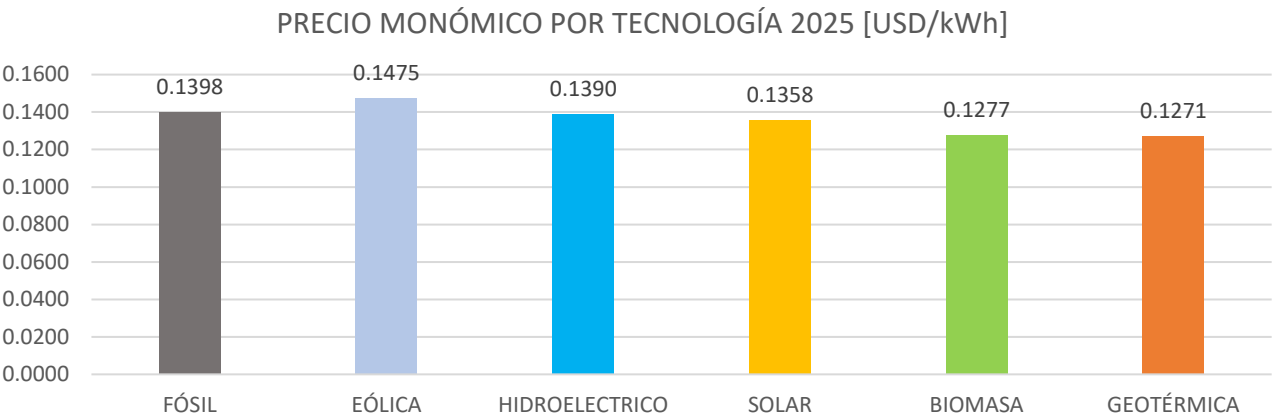
CAPÍTULO 6



En este capítulo se presenta el análisis de estimación de precios promedios de generación por tecnología por concepto de compra de energía eléctrica en el subsector eléctrico. Se ilustran con gráficas comparativas, las variaciones mensuales de precios, también se abordan los consumos de combustibles fósiles para generación de energía eléctrica en el año 2025.

6.1 PRECIOS MONÓMICOS PROMEDIO DE LA ENERGÍA

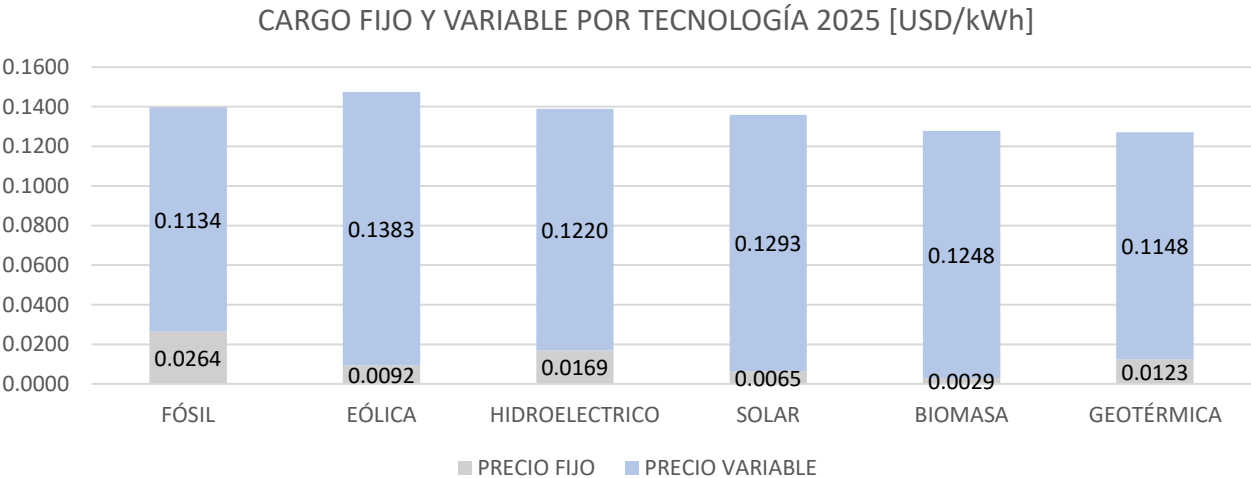
El precio anual de generación de energía eléctrica para 2025 se muestra en la siguiente gráfica. Se puede ver claramente que el mayor precio por kWh proveniente de las fuentes renovables corresponde a la tecnología eólica, por el contrario, el menor precio corresponde a la tecnología geotérmica.



Gráfica 50 - Precio monómico por tecnología de generación [USD/kWh]

Fuente: Subgerencia de Contratos de Generación – ENEE.

Haciendo el desglose del precio monómico en cargos fijos y variables, tenemos los siguientes resultados:

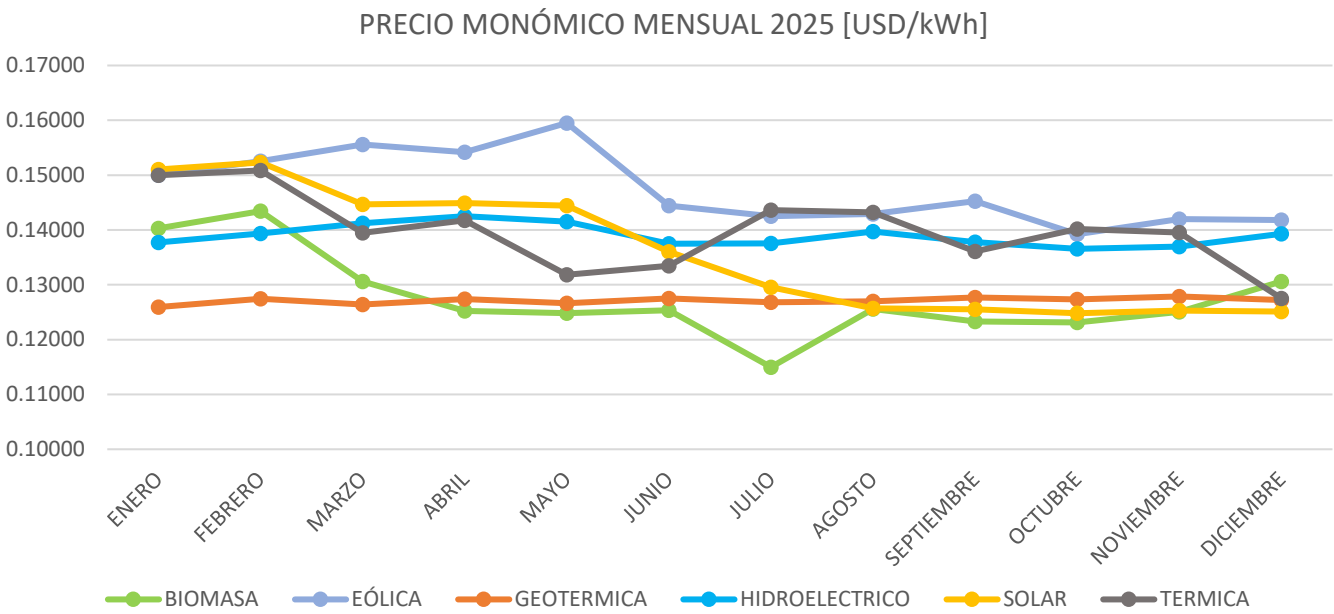


Gráfica 51 – Precios/cargos fijos y variables por tecnología [USD/kWh]

Fuente: Subgerencia de Contratos de Generación – ENEE.

6.2 PRECIOS MENSUALES DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS GENERADORAS

Mensualmente los precios de la energía varían para algunas tecnologías debido a la estacionalidad o naturaleza del recurso de generación, por ejemplo, la generación a base de combustibles fósiles su cargo variable depende del comportamiento de los precios internacionales de los derivados del petróleo el cual es muy volátil. En la siguiente gráfica se presenta la tendencia que tomaron esos precios según por cada tecnología de generación.



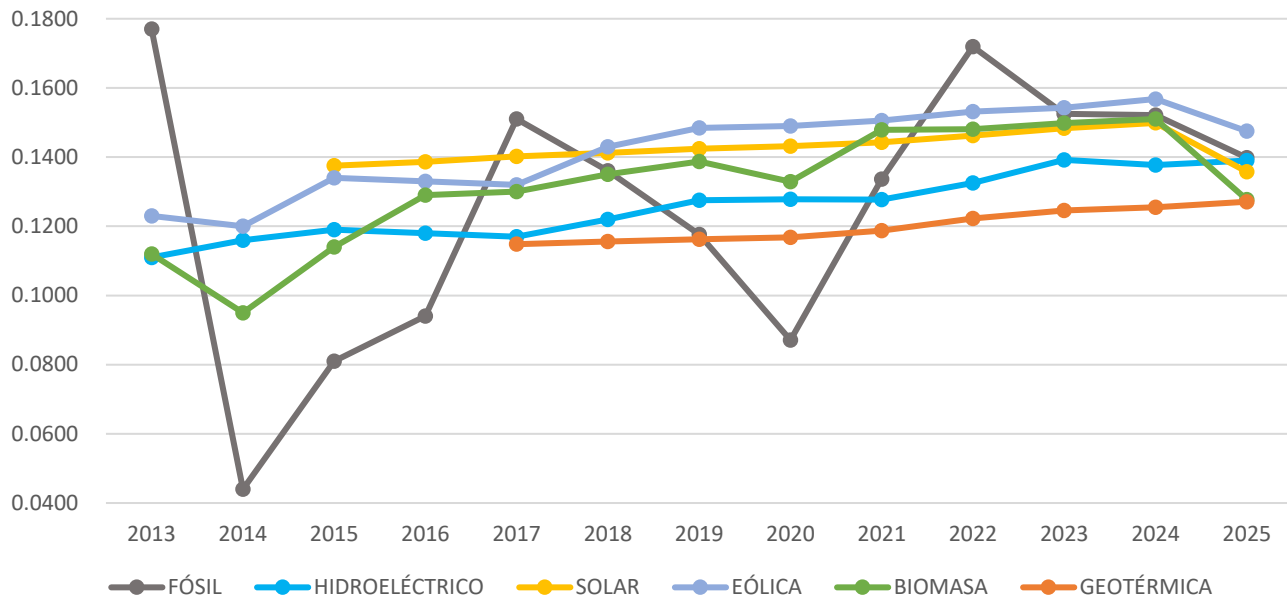
Gráfica 52 - Precio monómico mensual por tecnología 2025

Fuente: Subgerencia de Contratos de Generación – ENEE.

6.3 PRECIOS HISTÓRICOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA VENDIDA POR LOS GENERADORES

En la siguiente gráfica se presenta una serie de datos históricos de los precios monómicos a lo largo de los últimos años (2013-2025). Se puede observar que en promedio los precios de las tecnologías renovables han estado por arriba de los precios provenientes de tecnologías no renovables.

HISTÓRICO DE PRECIOS MONÓMICOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA 2025 [USD/kWh]



Gráfica 53 - Precios históricos de la energía eléctrica por tecnología [USD/kWh]

Fuente: Subgerencia de Contratos de Generación – ENEE.

A partir de la gráfica, se aprecia como durante los últimos años los precios monómicos de la generación de la energía eléctrica por tecnología han sufrido muchas variaciones. Por ejemplo, antes del 2012 los precios internacionales de los derivados del petróleo eran elevados, lo cual se reflejaba en los precios de generación de energía eléctrica de las centrales térmicas que funcionan a base de estos, y por ende eran mayores respecto a cualquier otra tecnología.

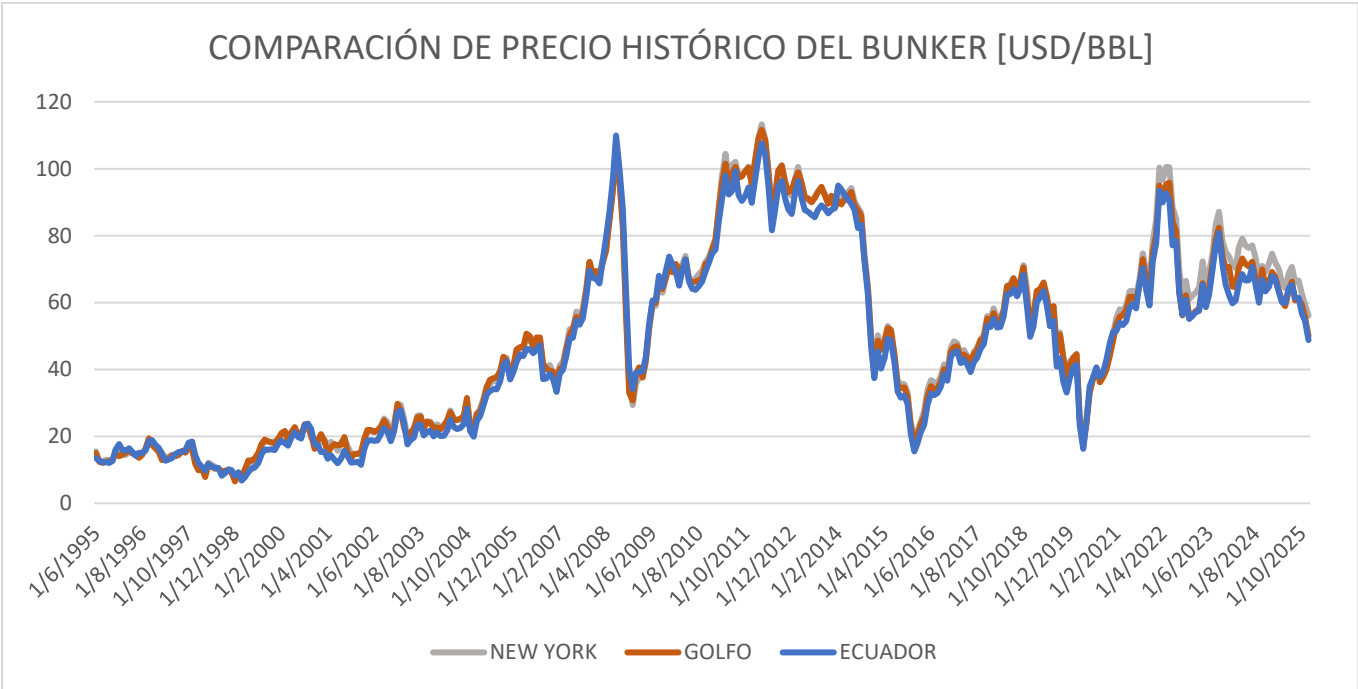
Adicionalmente, se observa que los precios de las tecnologías a base de combustibles fósiles son altamente volátiles, mientras que las tecnologías renovables se mantienen con variaciones más leves. Este comportamiento se debe principalmente a las variaciones en los precios de los derivados del petróleo, factor que incide directamente en los costos variables de las plantas generadoras térmicas. La reducción observada en 2025 puede asociarse tanto con la tendencia general a la baja de los precios de los combustibles como con la composición mensual del despacho eléctrico. Durante la mayor parte del año, el aporte agregado de las fuentes renovables superó a la generación térmica, impulsado principalmente por la generación hidroeléctrica. Esta mayor disponibilidad de recursos renovables, especialmente durante los últimos meses del año, pudo reducir el despacho de las unidades térmicas de mayor costo. Por tanto, la variación del precio monómico de la generación térmica debe interpretarse como el resultado conjunto de los precios de los combustibles, el nivel de utilización y eficiencia de las centrales despachadas, la disponibilidad de generación renovable y las condiciones contractuales aplicables.

Los precios monómicos, principalmente los correspondientes a las fuentes renovables, están determinados por la estructura de pago por potencia y energía establecida en los contratos de compraventa de energía (PPA) suscritos en el país durante la última década. Dichos contratos incorporan incentivos económicos e indexaciones que, según

sus condiciones, pueden incrementar los precios base de potencia y energía con el transcurso del tiempo. No obstante, la reducción observada en 2025 en las tecnologías de biomasa, solar fotovoltaica y eólica se relaciona principalmente con la renegociación de varios contratos, mediante la cual se acordaron disminuciones en los precios base y la renuncia a determinados pagos asociados a la potencia o capacidad y, en algunos contratos de biomasa y energía solar, al incentivo renovable del 10 %. ⁹

Asimismo, varios contratos solares y uno eólico alcanzaron sus primeros diez años de operación comercial, lo que implicó el retorno al precio base originalmente establecido y, conforme a las condiciones contractuales aplicables, la finalización de algunos pagos por potencia. En el caso de la biomasa, también incidió la entrada en operación de ampliaciones destinadas al suministro de energía excedente sin reconocimiento adicional de potencia. En conjunto, estas modificaciones explican la considerable disminución registrada en los precios monómicos de dichas tecnologías durante 2025. ⁹

A continuación, se presenta una gráfica comparativa entre los mercados de New York, El Golfo y Ecuador para los precios históricos del búnker y diésel¹⁰, se representa el precio en dólares americanos por barril.



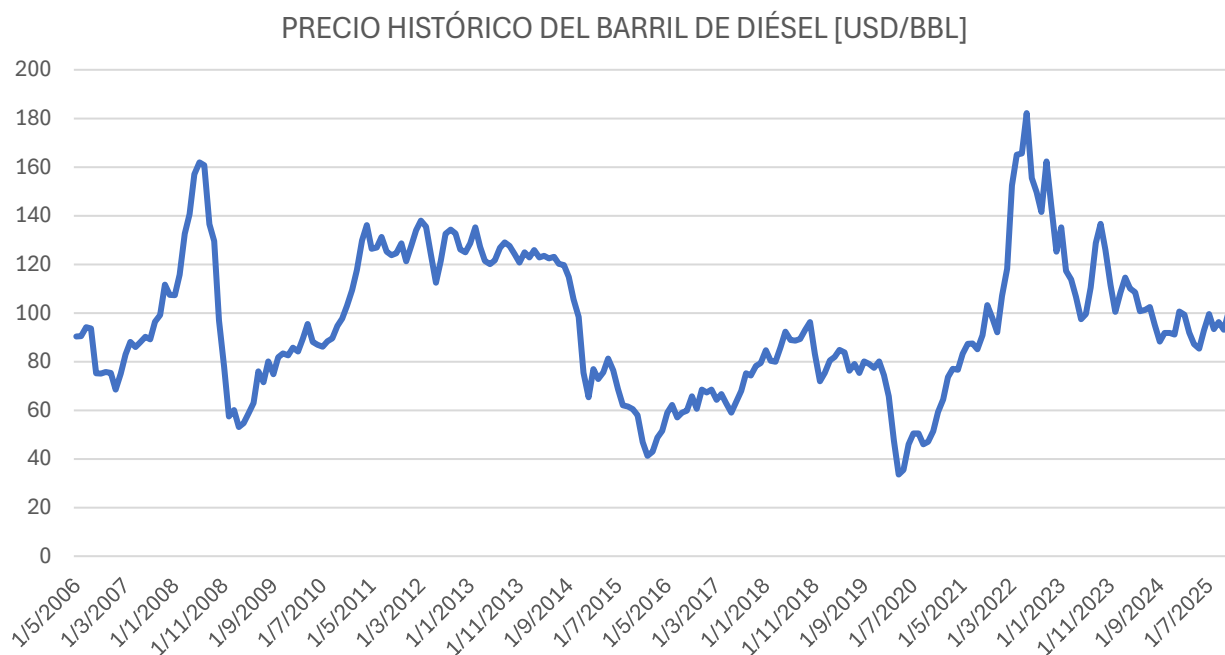
Gráfica 54 - Precios históricos promedio del galón de búnker [USD/GAL]

Fuente: Secretaría de Energía

En la siguiente gráfica se muestra el precio histórico del diésel en dólares americanos por barril.

⁹ Obtenido de la Subgerencia de Contratos de Generación – ENEE.

¹⁰ (Dirección General de Hidrocarburos y Biocombustibles, 2025)



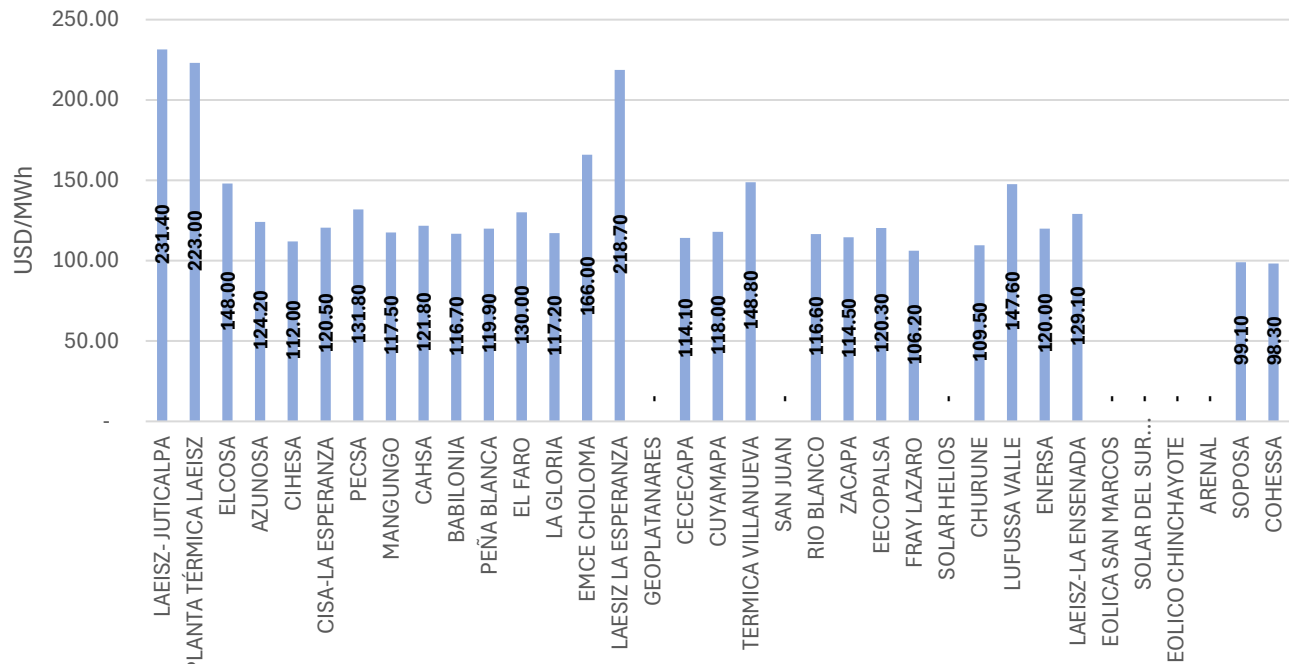
Gráfica 55 - Precios históricos promedio del diésel [USD/BBL]

Fuente: Secretaría de Energía

6.4 PRECIOS DE LA PLANTAS DEL MERCADO DE OPORTUNIDAD NACIONAL

Los precios a los cuales se liquida las plantas del mercado de oportunidad dependen mucho de los costos marginales del nodo o subestación al cual están conectadas, a continuación, se presenta una gráfica con el precio promedio anual al cual se liquidó a cada uno de los generadores que participan en el Mercado de Oportunidad Nacional.

PRECIO PROMEDIO PONDERADO TOTAL ANUAL DE LAS PLANTAS DEL MERCADO
DE OPORTUNIDAD NACIONAL 2025 [MWh]



Gráfica 56 - Precios promedio de las plantas del Mercado de Oportunidad Nacional [USD/MWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (Informes de Operación del Mercado)

Como se puede observar en la gráfica anterior el precio más alto lo tiene la planta Térmica Laeiz-Juticalpa con un precio promedio ponderado total anual de 231.40 USD/MWh, por el contrario, la más barata fue la planta Solar COHessa, con un precio promedio anual de 98.30 USD/MWh, comúnmente las plantas térmicas a base de Diesel son las que marginan en el nodo con los precios más altos. Cabe destacar que durante 2025 las centrales Geoplatanares, Solar del Sur (MECER), Solar Helios, Eólica Chinchayote, San Juan, Eólica San Marcos y Arenales figuraron como participantes del mercado; sin embargo, no inyectaron energía al SIN durante el período analizado.

A continuación, se muestra una tabla que muestra los precios máximos, promedios y mínimos por planta durante 2025:

PRECIOS PROMEDIO, MÁXIMOS Y MÍNIMOS DE PLANTAS DEL MERCADO DE OPORTUNIDAD NACIONAL					
PLANTA GENERADORA	LAEISZ- JUTICALPA	PLANTA TÉRMICA LAEISZ	ELCOSA	AZUNOSA	CIHESA
Precio Promedio	260.42	188.35	143.56	118.83	111.42
Precio Máximo	500.90	272.75	156.75	131.09	127.41
Precio Mínimo	200.29	72.48	123.54	100.57	95.53
PLANTA GENERADORA	CISA-LA ESPERANZA	PECSA	MANGUNGO	CAHSA	BABILONIA
Precio Promedio	124.97	124.51	119.09	115.62	117.69
Precio Máximo	148.45	145.56	134.78	129.74	154.38

Precio Mínimo	106.41	99.36	101.91	98.14	91.70
PLANTA GENERADORA	PEÑA BLANCA	EL FARO	LA GLORIA	EMCE CHOLOMA	LAESIZ LA ESPERANZA
Precio Promedio	117.33	126.91	118.56	151.20	206.53
Precio Máximo	132.61	141.29	134.45	173.21	224.32
Precio Mínimo	99.75	111.26	101.19	113.56	115.83
PLANTA GENERADORA	GEOPLATANARES	CECECAPA	CUYAMAPA	TERMICA VILLANUEVA	SAN JUAN
Precio Promedio	0.00	116.77	122.99	145.48	0.00
Precio Máximo	0.00	128.48	148.27	166.14	0.00
Precio Mínimo	0.00	101.53	103.08	125.62	0.00
PLANTA GENERADORA	RIO BLANCO	ZACAPA	EECOPALSA	FRAY LAZARO	SOLAR HELIOS
Precio Promedio	117.71	117.02	118.34	106.12	0.00
Precio Máximo	132.64	131.45	139.47	114.14	0.00
Precio Mínimo	101.72	101.53	100.20	95.01	0.00
PLANTA GENERADORA	CHURUNE	LUFUSSA VALLE	ENERSA	LAESIZ-LA ENSENADA	EOLICA SAN MARCOS
Precio Promedio	125.25	147.13	121.15	126.57	0.00
Precio Máximo	183.16	203.72	125.80	144.05	0.00
Precio Mínimo	97.84	126.90	116.64	111.23	0.00
PLANTA GENERADORA	SOLAR DEL SUR (MECER)	EOLICO CHINCHAYOTE	ARENAL	SOPOSA	COHESSA
Precio Promedio	0.00	0.00	0.00	98.87	97.53
Precio Máximo	0.00	0.00	0.00	104.80	104.26
Precio Mínimo	0.00	0.00	0.00	93.24	92.83

Tabla 7 – Precios promedio, máximo y mínimos de las plantas del mercado de oportunidad [USD/MWh]¹¹

Fuente: Centro Nacional de Despacho (Informes de Operación del Mercado)

La planta Térmica Laeisz Juticalpa alcanzó el precio más alto llegando a 500.9 USD/MWh en el mes de octubre, por otro lado, el precio mínimo registrado en el 2025 fue de la central Térmica Laeisz, en el mes de abril, con 72.48 USD/MWh.

6.5 COSTOS MARGINALES DEL SIN

El costo marginal es una variable muy interesante y sumamente importante en la teoría económica al momento de analizar el comportamiento de los mercados eléctricos, en el despacho óptimo de generación se define el costo marginal como el costo variable del último generador que entra en operación para cubrir la demanda de energía eléctrica según el orden de despacho económico por orden de mérito en función de los costos variables (del más barato al más caro), por lo tanto, es el costo variable del generador más caro que está en operación para satisfacer la demanda en un nodo de un determinado momento.

¹¹ Los precios promedio de la tabla 7 son la media geométrica de todos los datos de precios del Mercado de Oportunidad por planta, por lo tanto, van a diferir del promedio ponderado de la gráfica 57.

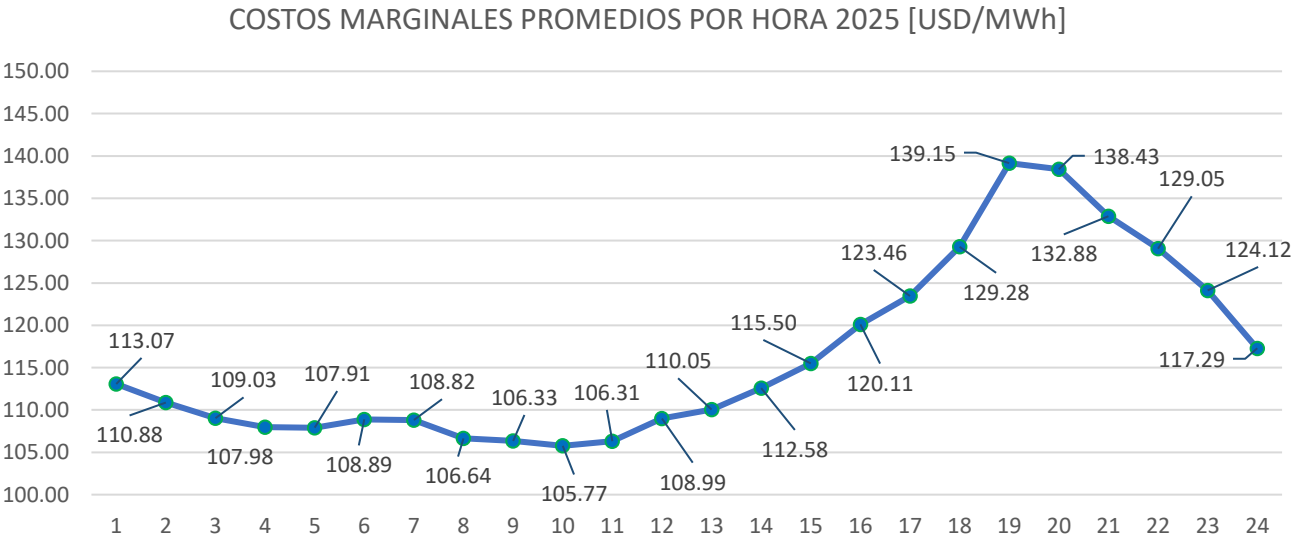
En el mercado de contratos del MEN, los precios utilizados para realizar la liquidación con cada agente de mercado por la potencia y energía asociada brindada al sistema están en función de precios bases de potencia y energía los cuales forman parte de fórmulas establecidas en acuerdos contractuales pactados entre los generadores privados y la empresa distribuidora ENEE.

Sin embargo, para el caso del mercado de oportunidad, el precio de referencia que se utiliza para liquidar la energía a las plantas mercantes es igual al costo marginal horario calculado por el Centro Nacional de Despacho calculado hora a hora producto del despacho económico para suplir la demanda de energía eléctrica, dentro de este proceso es importante entender que existe un predespacho, operación en tiempo real y posterior al despacho. El precio de referencia que se utiliza para liquidar la potencia a las plantas mercantes es un valor fijo igual 8.78 USD/kW-mes ¹².

6.5.1 COSTO MARGINAL PROMEDIO DIARIO

El comportamiento de los costos marginales varía hora a hora y está fuertemente ligado a la tendencia de la curva de demanda, analizar esta variable puede llegar a ser bastante complejo debido a que no solamente se mide de forma horaria en el mercado eléctrico nacional, sino a que además este es calculado por nodo o barra del sistema interconectado nacional debido a que la oferta (generadores) están ubicados en diferentes puntos de entrega de energía eléctrica, adicionalmente a eso está vinculado la tecnologías de generación por nodo así como su estacionalidad durante todo el año tanto de la de la demanda como la oferta.

A continuación, se muestra una gráfica del costo marginal promedio para todo el sistema interconectado nacional:



Gráfica 57 - Costo marginal promedio por hora 2025 [USD/MWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Como se observa en la gráfica anterior el costo marginal del sistema de generación es más alto en horas de la noche y esto tiene una explicación muy lógica, el pico de demanda comprendido entre las 18:00 y las 21:00 horas

¹² El precio de referencia se contempla en el Artículo 11 de la Ley General de la Industria Eléctrica (Legislativo, Ley General de la Industria Eléctrica, 2014).

es más alto debido a que a esa hora las personas regresan a sus hogares y realizan diversas actividades como utilizar iluminación, cocinar la cena, duchas al final del día etc. En el capítulo 5 se describió más a detalle las características de la demanda.

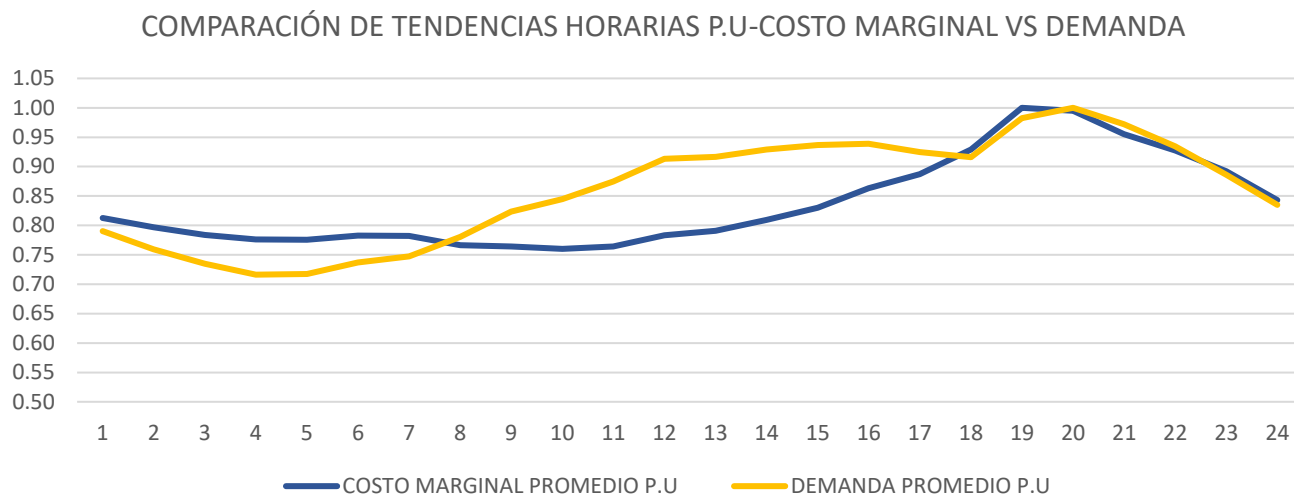
A continuación, se muestra tabla ilustrativa acerca del comportamiento de los costos marginales en promedio de todo el sistema en p.u. en cuanto a su máxima y mínima exigencia.

MES/HORA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
0	0.62	0.65	0.67	0.70	0.73	0.60	0.60	0.63	0.66	0.59	0.53	0.55
1	0.62	0.65	0.67	0.67	0.70	0.60	0.59	0.62	0.64	0.59	0.49	0.54
2	0.62	0.65	0.66	0.66	0.66	0.59	0.59	0.61	0.61	0.59	0.47	0.54
3	0.60	0.65	0.65	0.66	0.64	0.58	0.59	0.61	0.61	0.59	0.47	0.54
4	0.58	0.65	0.65	0.65	0.64	0.58	0.59	0.61	0.61	0.59	0.49	0.54
5	0.61	0.65	0.66	0.65	0.64	0.58	0.60	0.61	0.61	0.59	0.51	0.54
6	0.61	0.66	0.66	0.65	0.62	0.58	0.59	0.61	0.61	0.59	0.53	0.54
7	0.57	0.66	0.65	0.62	0.60	0.58	0.59	0.61	0.60	0.57	0.51	0.54
8	0.57	0.65	0.64	0.56	0.63	0.59	0.59	0.60	0.61	0.59	0.51	0.54
9	0.57	0.65	0.64	0.56	0.64	0.58	0.59	0.60	0.61	0.56	0.51	0.54
10	0.57	0.65	0.63	0.57	0.64	0.59	0.59	0.61	0.61	0.55	0.53	0.54
11	0.57	0.65	0.65	0.61	0.65	0.60	0.59	0.62	0.62	0.59	0.55	0.55
12	0.59	0.65	0.66	0.62	0.66	0.60	0.60	0.62	0.63	0.59	0.55	0.55
13	0.61	0.66	0.66	0.67	0.67	0.62	0.60	0.63	0.65	0.60	0.56	0.56
14	0.61	0.66	0.67	0.68	0.72	0.66	0.61	0.65	0.67	0.61	0.57	0.57
15	0.64	0.66	0.67	0.70	0.78	0.68	0.62	0.67	0.75	0.64	0.58	0.59
16	0.64	0.67	0.69	0.74	0.81	0.70	0.63	0.70	0.76	0.67	0.59	0.61
17	0.65	0.68	0.74	0.79	0.90	0.70	0.63	0.70	0.80	0.72	0.63	0.66
18	0.66	0.71	0.84	0.88	0.98	0.72	0.65	0.79	0.92	0.78	0.65	0.67
19	0.66	0.70	0.86	0.88	1.00	0.71	0.67	0.80	0.93	0.74	0.63	0.64
20	0.64	0.70	0.82	0.85	0.99	0.68	0.66	0.76	0.85	0.68	0.60	0.60
21	0.64	0.69	0.78	0.84	0.96	0.67	0.64	0.74	0.81	0.65	0.59	0.58
22	0.63	0.67	0.76	0.81	0.89	0.65	0.62	0.70	0.77	0.62	0.57	0.57
23	0.63	0.65	0.71	0.75	0.81	0.62	0.61	0.66	0.69	0.60	0.53	0.56

Tabla 8 – Comportamiento horario y estacional de los costos marginales promedios del SIN durante 2025

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Por otro lado, al analizar la tendencia de los costos marginales promedios y los cotejamos con la curva de demanda promedio se observa lo siguiente:



Gráfica 58 - Comparación de tendencias Por Unidad (P.U.) - Costo Marginal horario vrs Demanda horaria.

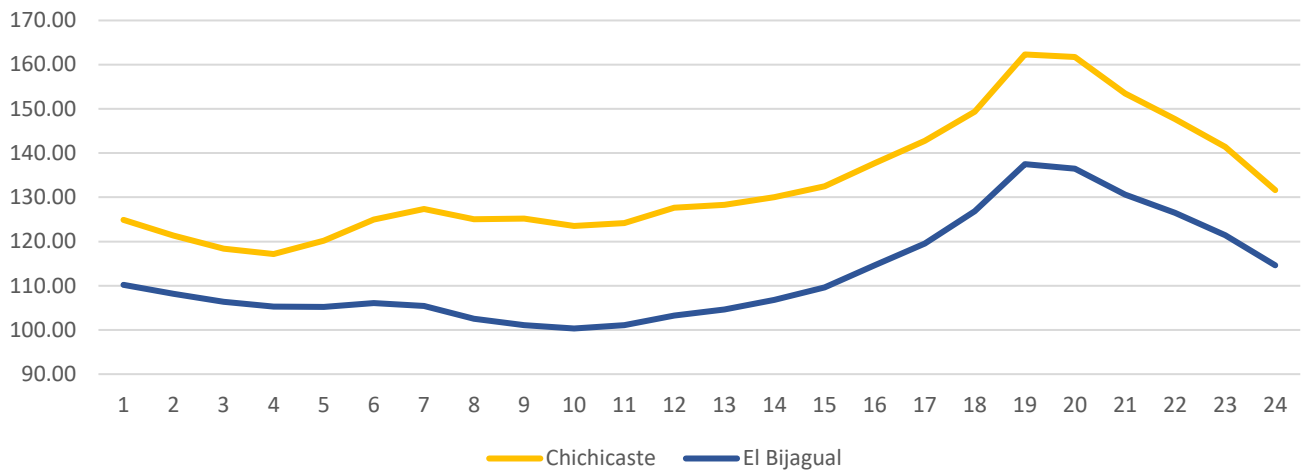
Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

La grafica anterior muestra la correlación que existe entre la curva de demanda y la curva de los costos marginales, siendo así, se observa claramente que en las horas de la ventana del crecimiento de la demanda hasta llegar al pico durante el día, los costos marginales no siguen en la misma proporción a la demanda, lo anterior se debe justamente por lo explicado en el 0 subsección 2.3 (Curvas de generación diarias) acerca de que las plantas solares generan en la ventana de tiempo comprendida entre las 7:00 y 18:00 horas aproximadamente y dado que Honduras cuenta con una alta participación de tecnologías solares fotovoltaicas cuyo costo variable de generación es cero, en el despacho económico no es necesario despachar centrales térmicas con un alto costo variable durante el día. En horas de la madrugada previo al amanecer se observa un efecto similar por la generación eólica en el país, es por ello por lo que, aunque la demanda empieza a crecer en las primeras horas los costos marginales se mantienen casi constantes el mismo efecto de las energías renovables variables en el despacho económico explicado anteriormente.

Por otro lado, si se observa el comportamiento del pico de demanda de la noche, la relación que existe entre la demanda y los costos marginales del sistema es bastante similar, debido a que la demanda crece y alcanza su pico máximo y los costos marginales crecen en la misma proporción por el efecto de ya no contar el recurso renovable en la ventana de demanda del día lo que conlleva a arrancar plantas de generación térmica en mayor exigencia.

Continuando con el análisis, los costos marginales se calculan para cada nodo del sistema eléctrico de potencia, en el caso de Honduras para cada subestación. El costo marginal varía según el nodo y la generación/demanda de este, a continuación, se presenta una gráfica comparativa entre el nodo más barato y el más caro para el 2025.

COSTO MARGINAL PROMEDIO NODO MÁS CARO VS NODO MÁS BARATO [USD/MWh]

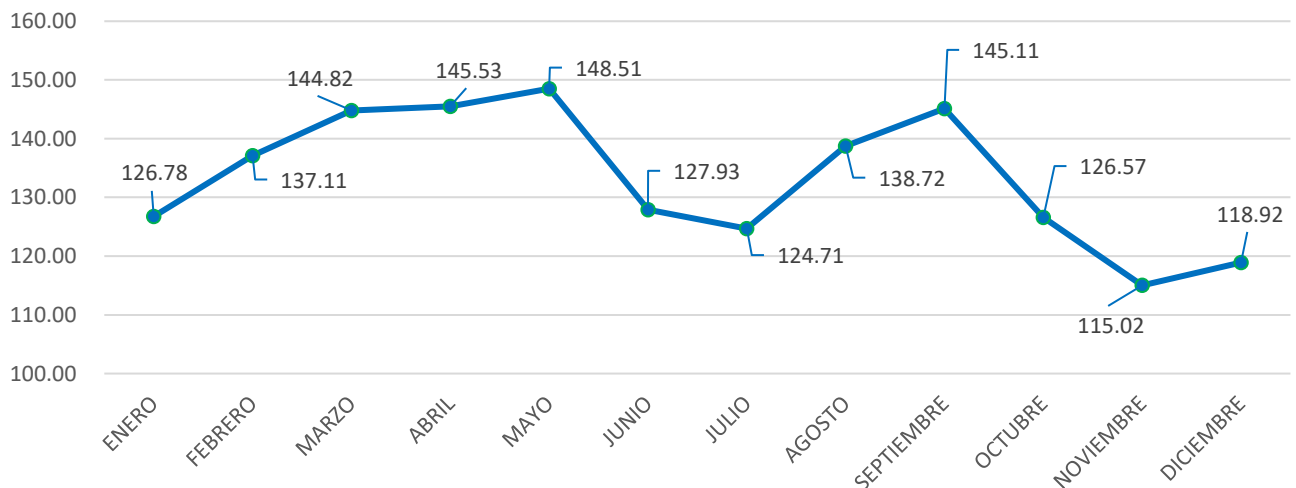


Gráfica 59 - Costo marginal promedio del nodo más caro y el nodo más barato del SIN [USD/MWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

En promedio, el nodo el Chichicaste tiene los costos marginales más altos (no obstante, existen otros nodos que en momentos cortos y específicos de operación del sistema pueden tener costos marginales mucho más altos), siendo así durante 2025 en el nodo de Chichicaste los picos del costo marginal llegaron a 304.26 USD/MWh en el mes de marzo durante el pico de la noche (entre las 18:00h y 20:00h), mientras que el pico máximo horario se dio en la Subestación Pavana con un costo marginal de 376.90 USD/MWh a las 20:00hrs del mismo mes.

COSTON MARGINAL MÁXIMO MENSUAL DEL NODO CHICHICASTE 2025 [USD/MWh]

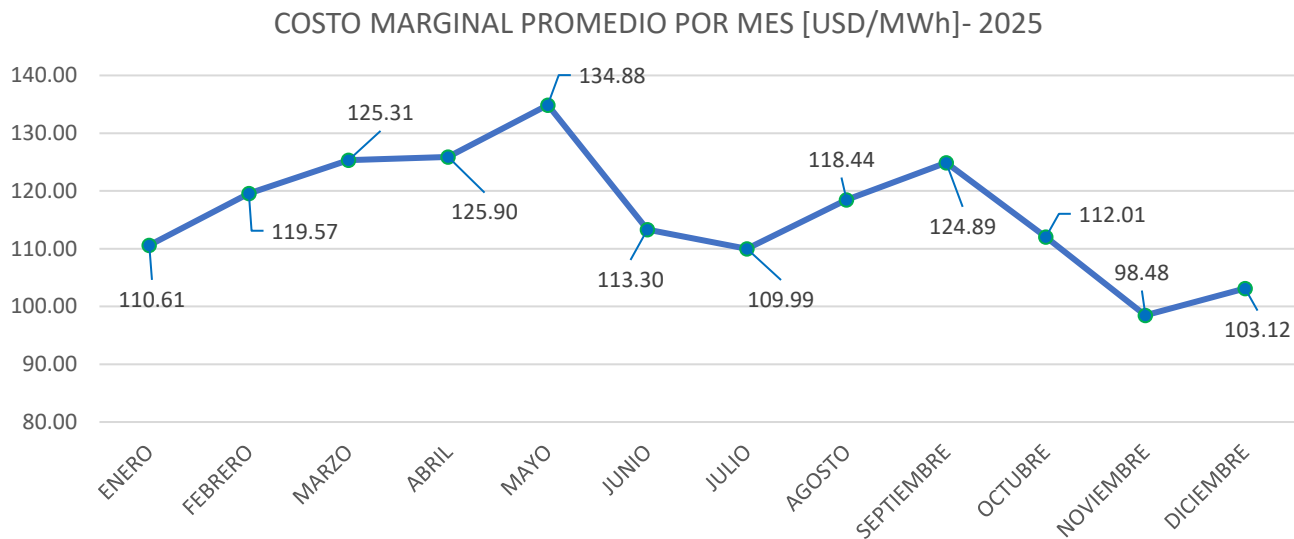


Gráfica 60 - Costo marginal máximo mensual del nodo Chichicaste [USD/MWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

6.5.2 COSTO MARGINAL PROMEDIO MENSUAL

Al analizar el costo marginal promedio de todo el sistema de manera mensual se obtiene el siguiente comportamiento:

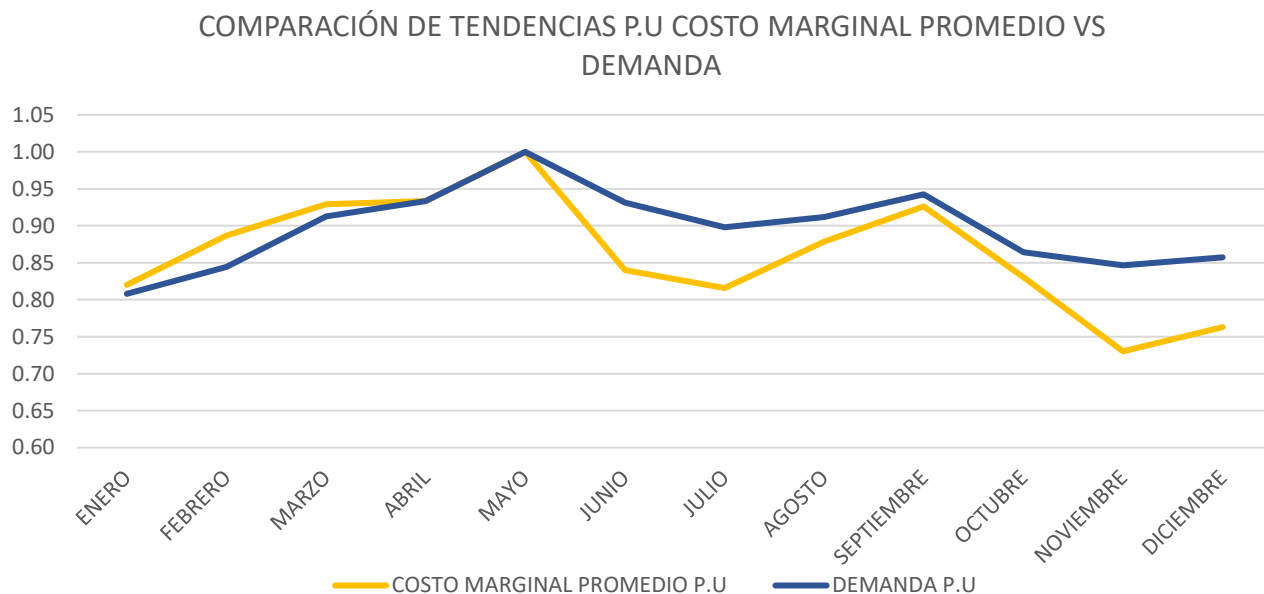


Gráfica 61 - Costo marginal mensual promedio 2025[USD/MWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Claramente se observa que la estación seca en el año, en donde adicionalmente son meses de mayor demanda eléctrica producto de las altas temperaturas, se tiene un efecto considerable en el comportamiento de los costos marginales que se traduce como un aumento creciente desde marzo hasta mayo.

Al comparar la gráfica anterior en valores p.u con la curva mensual de demanda de energía en p.u se nota que al igual que con las curvas diarias estas dos variables tienen aproximadamente la misma tendencia. A continuación, se muestra lo descrito:



Gráfica 62 - Comparación de tendencias P.U. entre costo marginal mensual promedio y demanda de energía.

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Finalmente, es importante mencionar que los costos marginales se ven influenciados directamente por los costos variables de generación, y estos a su vez por los precios internacionales de los derivados del petróleo (Bunker y Diesel), es por ello por lo que los conflictos bélicos en el medio oriente tienen un efecto negativo que se refleja en un aumento en los costos de generación de las tecnologías que funcionan a base de bunker y Diesel.



SECRETARÍA
DE ENERGÍA

Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional.

Cientes Del Servicio Eléctrico

Dirección General de Electricidad y Mercados



CAPÍTULO 7

En este capítulo se hará un análisis de los clientes conectados al SIN, de la energía eléctrica facturada por sector de consumo de la empresa distribuidora ENEE y también se presentan estadísticas de consumo per cápita de forma diaria, mensual y anual.

7.1 NÚMERO DE CLIENTES POR SECTOR DE CONSUMO

En el sistema de ENEE distribución a final de diciembre de 2025 se registran un número aproximado de 2,170,368¹³ clientes habiendo tomado en cuenta todos los sectores de consumo para ese año. El 92.10% pertenecen al sector residencial con un número de 1,998,955 abonados, el sector comercial posee un 6.91% de los abonados, lo que representa 149,986 abonados. Los demás sectores de consumo en cuanto al número de abonados porcentualmente están por debajo del 1%, sin embargo, esto no significa que su consumo de energía eléctrica no sea representativo.

NÚMERO DE CLIENTES POR SECTOR DE CONSUMO 2025		
SECTOR	NO. CLIENTES	PORCENTAJE
Residencial	1,998,955	92.10%
Comercial	149,986	6.91%
Industrial	498	0.02%
Gobierno	15,779	0.73%
Municipalidad	4,477	0.21%
Servicio Comunitario	673	0.03%
TOTAL	2,170,368	100.00%

Tabla 9 – Clientes por sector de consumo 2025.

Fuente: Gerencia de Distribución – ENEE.

7.2 CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTOR DE CONSUMO

El mayor consumo de energía eléctrica en el 2025 se encuentra en el sector residencial representando un 47.77% (3,529.79GWh), seguidamente le siguen el sector comercial e industrial con 26.36% (1,984.62GWh) y 19.61% (1,449.34GWh) respectivamente. A continuación, se muestra una tabla resumen con el resto de los sectores de consumo:

ENERGÍA POR SECTOR DE CONSUMO 2025 (GWh)		
TIPO DE TARIFA	TOTAL	PORCENTAJE
Autónomo	101.53	1.37%
Comercial	1,984.62	26.86%
Gobierno	218.64	2.96%
Industrial	1,449.34	19.61%
Municipal	105.80	1.43%
Residencial	3,529.79	47.77%
TOTAL	7,389.73	100.00%

¹³ De acuerdo con los análisis por la SEN en los informes de cobertura y acceso a la electricidad en Honduras elaborado año a año, existen un número mayor de clientes ENEE, pero estos no cuentan con medidor, por lo que, no aparecen en la base de datos comercial de ENEE Distribución en el dato reportado.

Tabla 10 – Energía facturada en Honduras por sector de consumo [MWh] 2025.

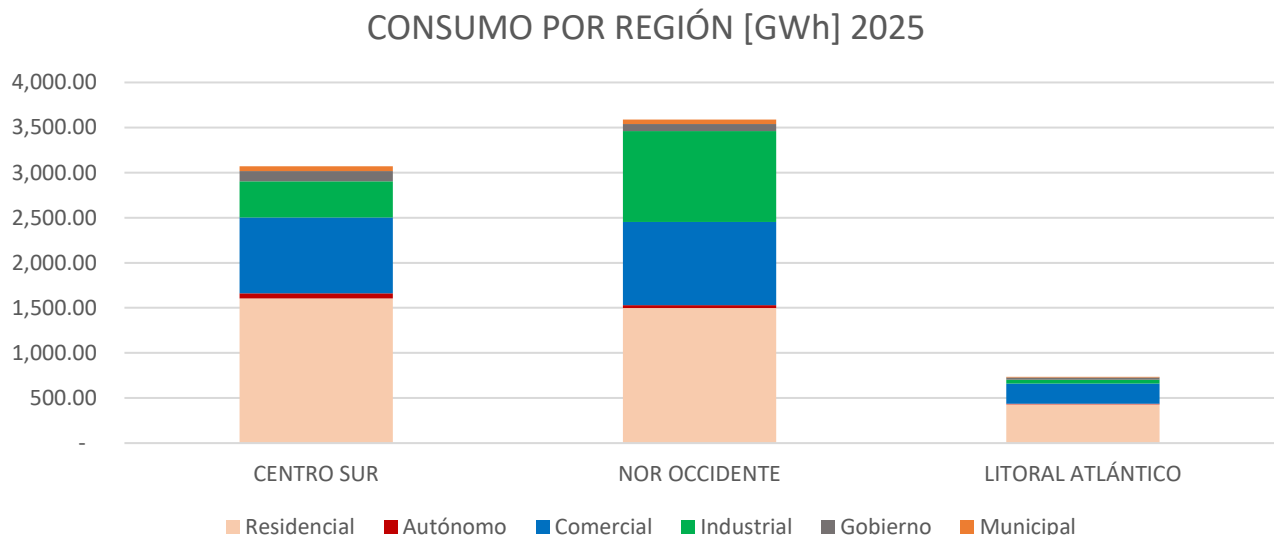
Fuente: Gerencia de Distribución – ENEE.

El cuadro anterior es una muestra de lo descrito al inicio de esta sección, por ejemplo, para el caso específico del sector industrial, aunque representó en 2025 solo un 0.06% del total del número de clientes, representan en consumo de energía eléctrica un 19.61% del total consumido por todos los sectores en 2025.

7.3 VENTA DE ENERGÍA POR REGIONES DEL PAÍS

En Honduras la demanda energía eléctrica se puede caracterizar según la región de consumo. Por ejemplo, en la zona noroccidental del país se encuentra la mayor parte de consumidores industriales, lo que resulta en un mayor consumo en comparación a las demás regiones.

Para el año 2025, el consumo de energía eléctrica del sector industrial, así como comercial, fue mayor en la región noroccidental. Sin embargo, el mayor consumo residencial se dio en la región centro sur. En la siguiente gráfica se pueden observar los totales de consumo por región del país.



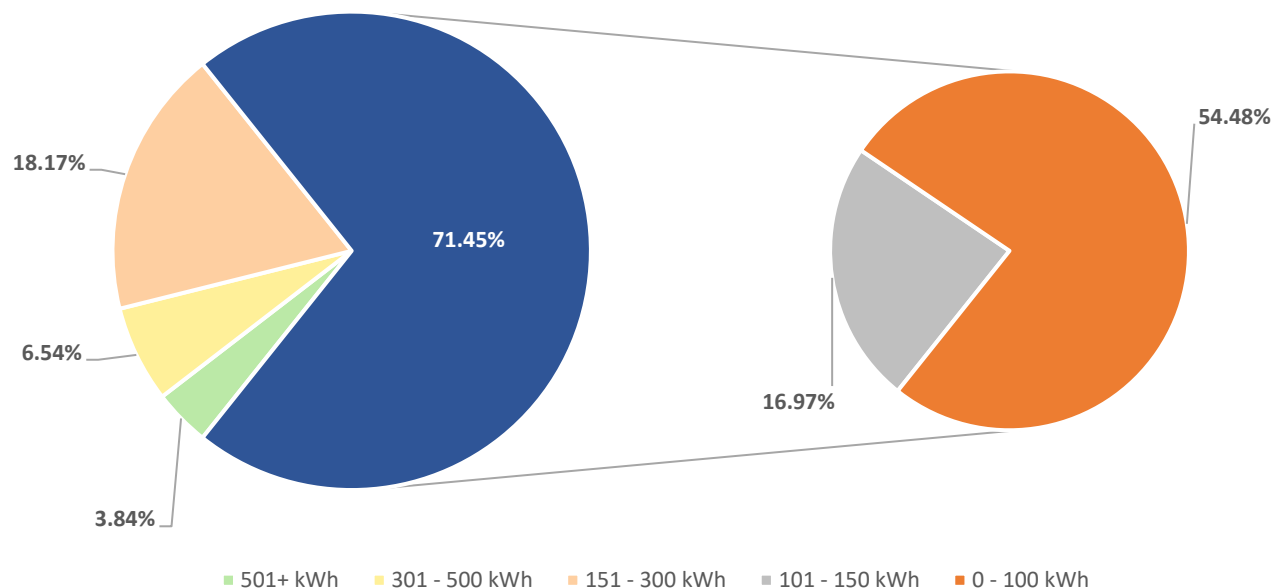
Gráfica 63 – Energía facturada en Honduras por región de consumo [GWh] 2025.

Fuente: Gerencia de Distribución – ENEE.

A pesar de la pequeña cantidad de clientes industriales, el consumo energético que estos representan es bastante significativo incluso comparable con el sector comercial residencial.

Por otro lado, al tomar el sector residencial y hacer una estratificación por rango de consumo se tienen los siguientes resultados:

PORCENTAJE DE CLIENTES POR RANGO DE CONSUMO EN EL SECTOR RESIDENCIAL



Gráfica 64 - Porcentaje de clientes por rango de consumo en el sector residencial 2025.

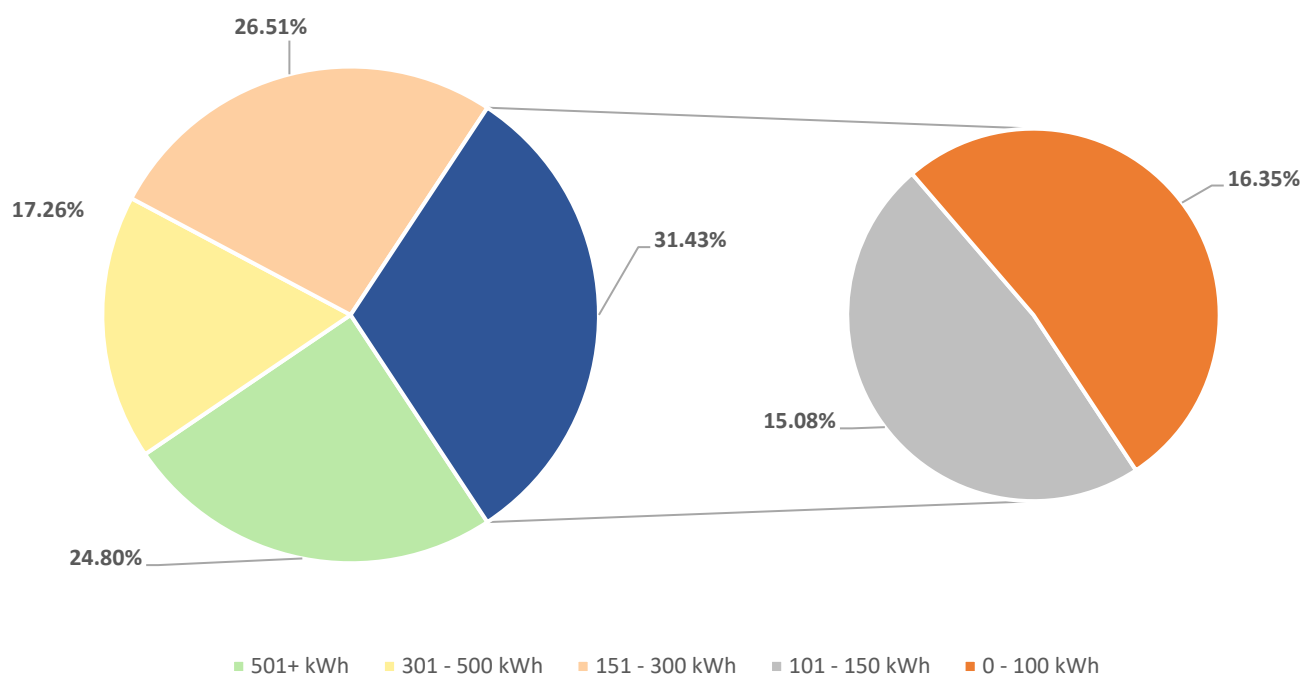
Fuente: Gerencia de Distribución – ENEE.

En la gráfica anterior se puede observar que el mayor número de clientes a nivel residencial se encuentra entre los usuarios que consumen de 0 kWh a 150 kWh representando un 71.45% del total. Sin embargo, de ese 71.96% el mayor número de abonados, 1,088,991 clientes, consumen un rango de 0 a 100 kWh; representando el 54.48% del total de clientes residenciales, lo anterior a diciembre de 2025.

Por otro lado, un 3.83% de clientes se encuentran en promedio arriba de un consumo de más de 500 kWh al mes en 2025, ese 3.83% representó a diciembre de 2025 un total de 76,537 clientes con alto consumo en el sector residencial.

A continuación, se muestra la relación por franja de consumo en función de la energía eléctrica:

PORCENTAJE DE ENERGÍA POR RANGO DE CONSUMO EN EL SECTOR RESIDENCIAL



Gráfica 65 - Porcentaje de energía por rango de consumo en el sector residencial.

Fuente: Gerencia de Distribución – ENEE.

En la gráfica se observa que, al hacer la relación dentro del sector residencial por franja de consumo, aunque solo un 3.84% del total de clientes residenciales se encuentran en un consumo por arriba de 500 kWh mensuales en 2025, ese pequeño porcentaje representa un 24.80% de la energía total consumida en el sector residencial, y el mayor consumo alrededor de un 31.43% se encuentra en la franja de 0-150 kWh.

7.4 CONSUMO PER CÁPITA

El consumo per cápita se conoce el consumo total de energía eléctrica de un país o región dividido por el número de sus habitantes en determinado periodo de tiempo. Es un indicador que permite conocer los índices de consumo de energía eléctrica en una población. A continuación, se muestra el consumo per cápita de energía eléctrica, diario, mensual y anual a partir del año 2015 hasta el 2025.¹⁴

¹⁴ Los valores de población correspondientes al año 2025 constituyen estimaciones derivadas de la Encuesta Permanente de Hogares de Propósitos Múltiples, con corte a julio de 2025 - INE.

Estadísticas históricas per cápita

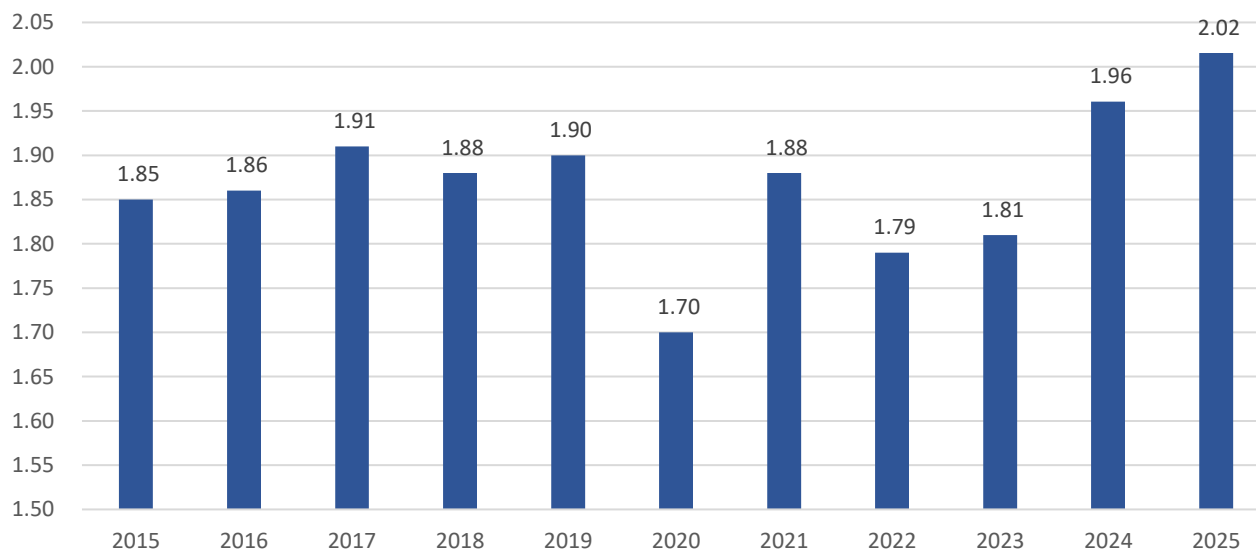
Año	Población	Consumo anual [kWh]	kWh/Hab día	kWh/Hab mes	kWh/Hab año
2015	8,576,532	5,803,406,594.00	1.85	56.39	676.66
2016	8,721,014	5,907,555,961.00	1.86	56.45	677.39
2017	8,866,351	6,176,347,689.00	1.91	58.05	696.61
2018	9,012,229	6,190,290,929.00	1.88	57.24	686.88
2019	9,158,345	6,355,540,106.00	1.90	57.83	693.96
2020	9,304,380	5,783,756,965.00	1.70	51.80	621.62
2021	9,568,736	6,580,820,600.00	1.88	57.31	687.74
2022	9,597,739	6,287,528,519.00	1.79	54.59	655.11
2023	9,745,149	6,440,875,167.00	1.81	55.08	660.93
2024	9,898,279	7,083,683,796.00	1.96	59.64	715.65
2025	10,045,495	7,389,726,475.00	2.02	61.30	735.63

Tabla 11 – Estadísticas históricas de consumo per cápita.

Fuente: Gerencia de Distribución – ENEE.

En cuanto al histórico del consumo per cápita, en la siguiente gráfica muestra un cálculo realizado desde 2015 a 2025:

HISTÓRICO DE CONSUMO PER CÁPITA [kWh/HAB DÍA]



Gráfica 66 - Histórico de consumo per cápita diario en Honduras [kWh/Hab día]

Fuente: Gerencia de Distribución – ENEE.

En 2025, el cálculo resulta en 2.02 (kWh/Hab al día), un valor mayor que 2024, esto puede significar que cada persona está utilizando más energía de lo que lo hacía antes. Esto se traduce en un mayor uso de recursos energéticos por habitante, lo que a su vez puede tener impactos significativos en el medio ambiente y en la economía.



SECRETARÍA
DE ENERGÍA

Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional.

Tarifas Eléctricas

Dirección General de Electricidad y Mercados

CAPÍTULO 8



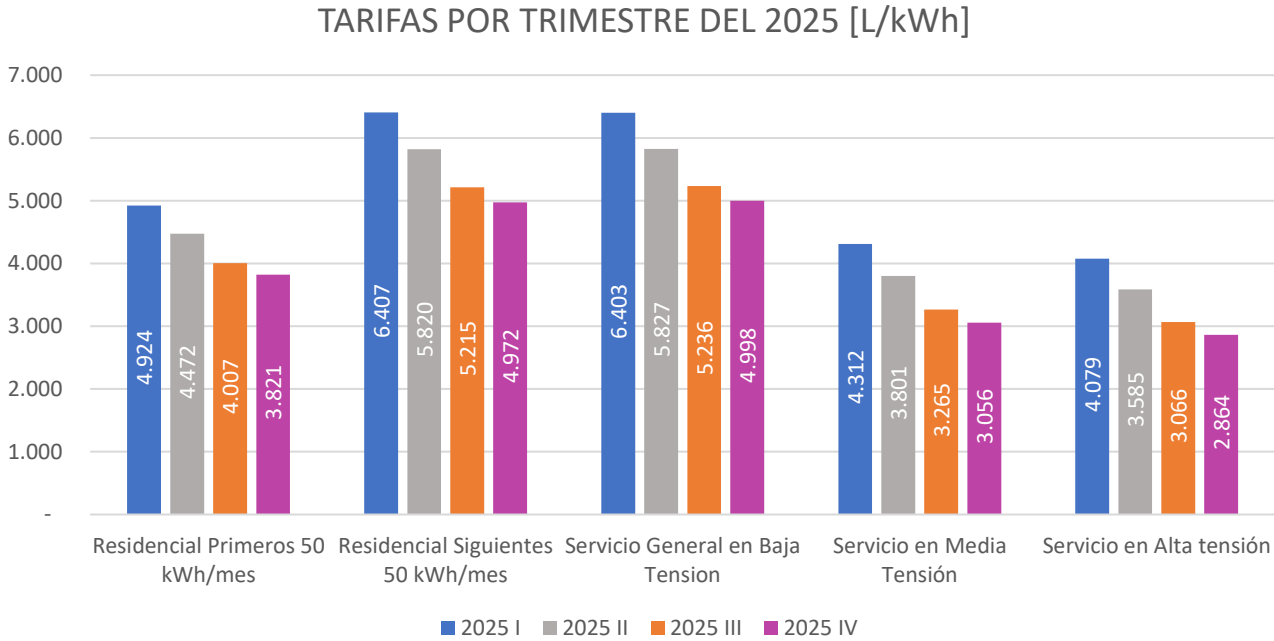
En el año 2016 la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) hizo público El Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales (Eléctrica, 2016) definiendo así, una nueva estructura tarifaria en función del nivel de tensión al cual se conecta un cliente regulado. Anterior a este esquema existía una clasificación denominada tarifa A, B, C, D y E que comprendía a cada sector de consumo (Residencial, Comercial, Industrial y entes gubernamentales) sin embargo esta fue reemplazada.

La estructura tarifaria vigente en Honduras desde 2016 se basa en cuatro clasificaciones; a) servicio residencial en baja tensión, b) servicio general en baja tensión, c) servicio en media tensión y d) servicio en alta tensión. Los clientes que se encuentra en el servicio general de baja tensión son los denominados clientes comerciales, mientras que en el servicio de media y alta tensión están posicionados los clientes Industriales.

8.1 PRECIOS TRIMESTRALES DE LA TARIFA ELÉCTRICA 2025

La CREE trimestralmente actualiza las tarifas para cada uno de los usuarios regulados del sistema con una metodología de cálculo ya establecida en el Reglamento de Tarifas (Eléctrica C. R., Reglamento de Tarifas, Resolución CREE-148, 2019) con el fin de reflejar los costos reales de generación, transmisión, distribución y demás costos de proveer el servicio eléctrico aprobado por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) a lo largo del tiempo.

A continuación, se muestra una gráfica con los precios de la energía eléctrica para cada tipo de usuario regulado.



Gráfica 67 - Tarifas Trimestrales [L/kWh] 2025.

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

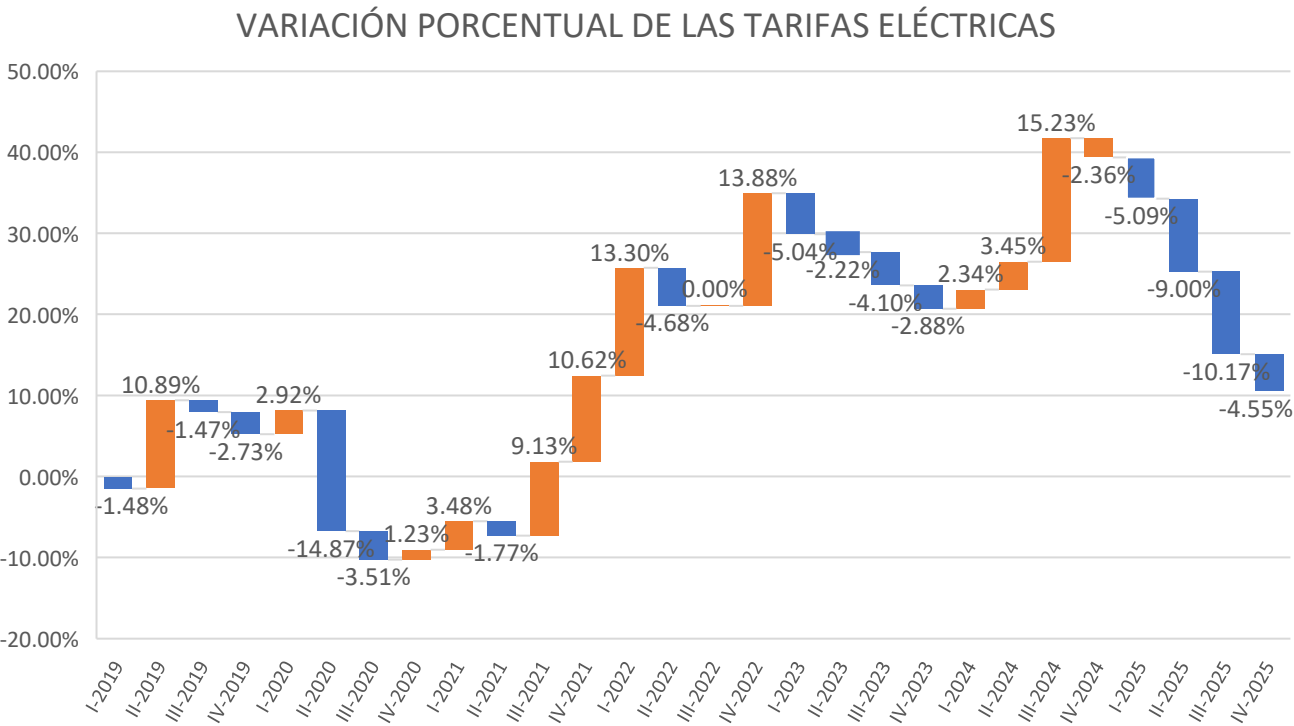
A continuación, se presentan los datos presentados en la gráfica anterior en forma de tabla.

Año	2025			
Trimestre	I	II	III	IV
Residencial Primeros 50 kWh/mes	4.924	4.472	4.007	3.821
Residencial Sigüientes 50 kWh/mes	6.407	5.820	5.215	4.972
Servicio General en Baja Tensión	6.403	5.827	5.236	4.998
Servicio en Media Tensión	4.312	3.801	3.265	3.056
Servicio en Alta tensión	4.079	3.585	3.066	2.864

Tabla 12 – Tarifas trimestres del 2025 [L/kWh]

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

El 2025 se cerró con las siguientes tarifas: residencial primeros 50 kWh/mes (3.821 L/kWh), residencial siguientes 50 kWh/mes (4.972 L/kWh), servicio general en baja tensión (4.998 L/kWh), servicio en media tensión (3.056 L/kWh) y servicio en alta tensión (2.864 L/kWh). En la siguiente gráfica se presenta la variación histórica promedio de las tarifas por trimestre desde 2019 a la fecha:



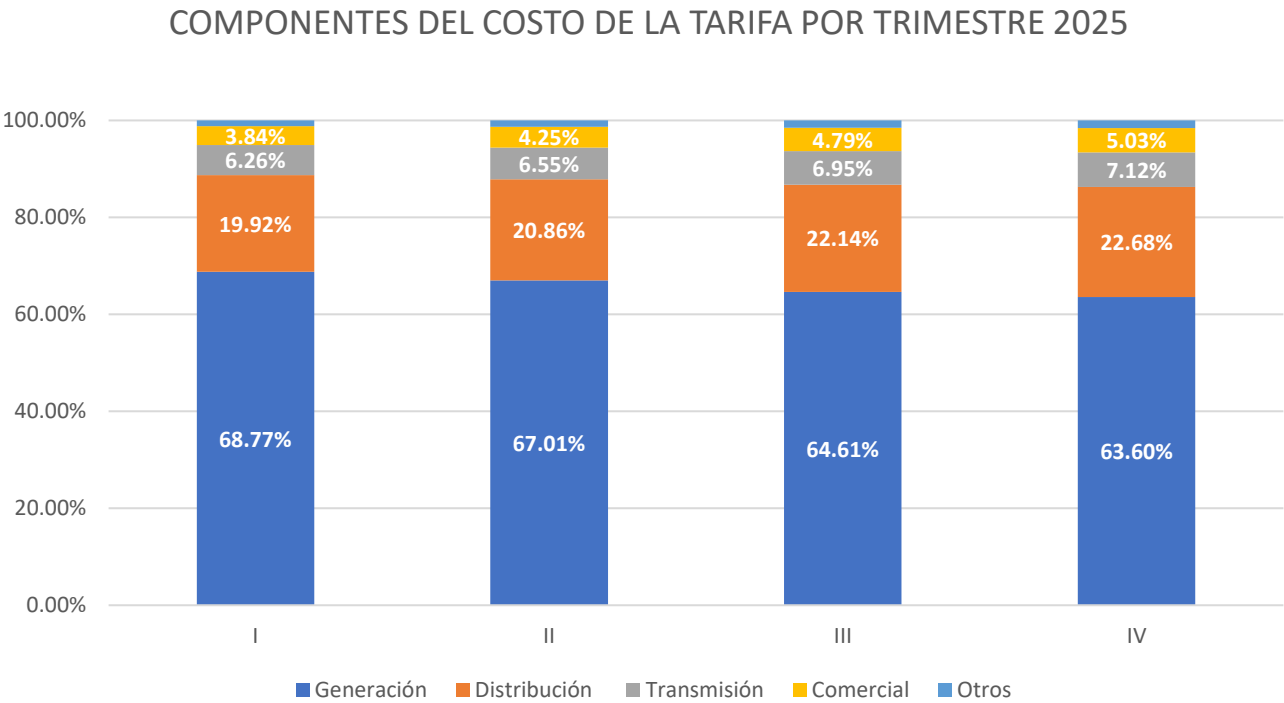
Gráfica 68 – Variación porcentual promedio de tarifas trimestrales 2019-2025.

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

Por otro lado, La tarifa eléctrica se constituye de varios costos atribuidos a la generación, transmisión, distribución y a la gestión comercial. Sin embargo, además, el precio de la tarifa eléctrica se ve afectado por factores externos como los precios de los derivados del petróleo, el deslizamiento del Lempira frente al dólar, así como las

estimaciones realizadas por el CND de los costos bases de generación en la planificación operativa de largo plazo.

En la siguiente gráfica se muestran los valores porcentuales pagados en cada uno de sus componentes para las tarifas trimestrales del 2025¹⁵.



Gráfica 69 - Componentes del costo de la tarifa por trimestre del 2025.

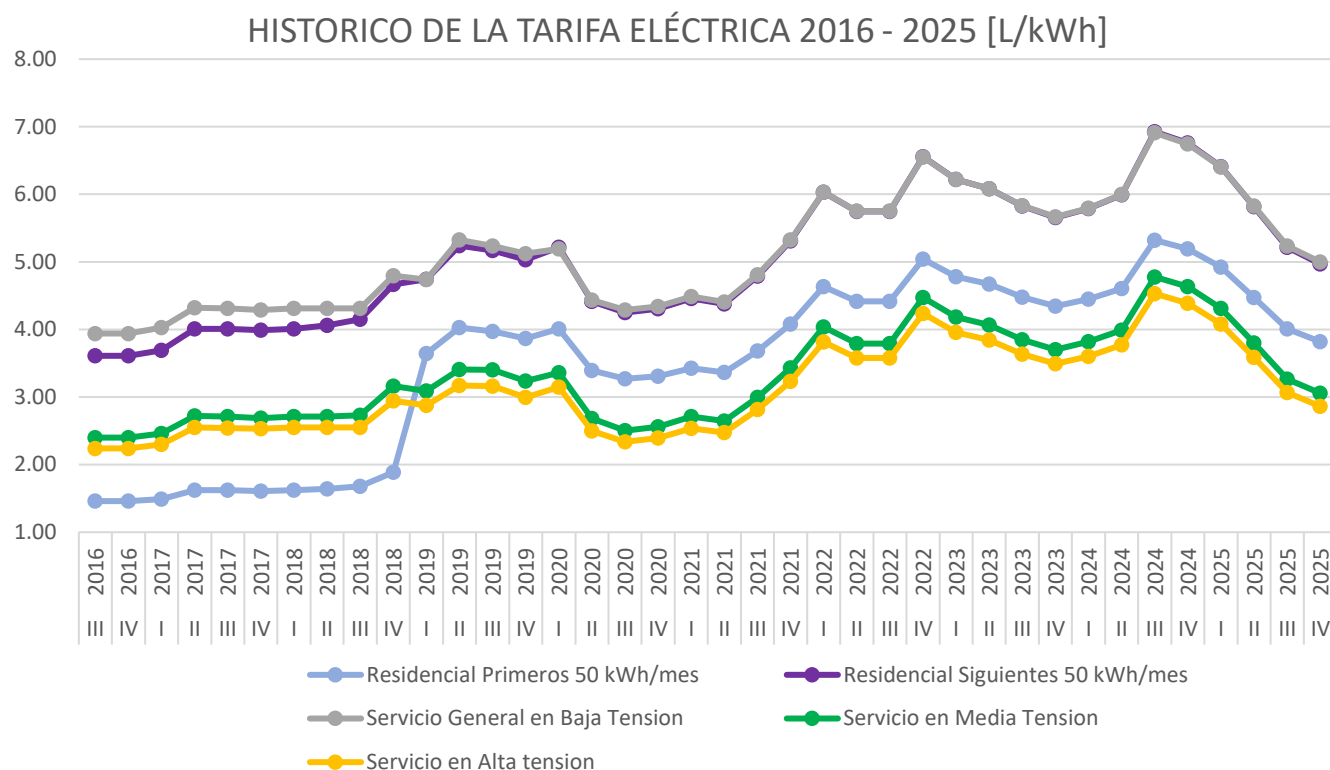
Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

En el gráfico anterior se puede observar que alrededor de un 66% del precio final de la factura se debe a costos de generación, y aproximadamente el 20% – 23% se debe a costos de distribución. El porcentaje restante se divide en costos de transmisión y comercialización.

8.2 HISTÓRICO DE PRECIOS TRIMESTRALES DE LA TARIFA ELÉCTRICA

La LGIE faculta a la CREE para fijar mediante una metodología y cálculo expresado en el reglamento de tarifas, los costos de generación, transmisión, operación del sistema, distribución, comercialización y alumbrado público. Estos posteriormente deberán verse reflejados en la tarifa aplicada a los usuarios regulados. A continuación, se muestra el comportamiento histórico de los precios de la energía eléctrica para el usuario final.

¹⁵ (Eléctrica C. R., CREE, s.f.)



En el gráfico anterior se puede observar el comportamiento histórico desde el tercer trimestre del 2016 hasta el cuarto trimestre de 2025 del pliego tarifario emitido por la CREE. Históricamente, la tarifa para el servicio residencial correspondiente a los primeros 50 kWh/mes era la más baja, pero esto cambió el primer trimestre del 2019 ya que sufrió un ajuste pasando de 1.890 L/kWh a 3.640 L/kWh. Con este nuevo precio se posicionó sobre la tarifa para el servicio en media y alta tensión.

Adicionalmente es importante destacar que, el hecho que el precio de la tarifa en media y alta tensión es más bajo que el resto de categorías radica en que (los usuarios de alta y media tensión) al conectarse a estos niveles de tensión no hacen uso de las redes de distribución reduciendo así ese costo que representa el uso de la red de distribución en la ciudad y asumiendo ellos mismo los costos que conllevan la infraestructura eléctrica requerida (transformadores) y costos asociados a perdidas eléctricas.

8.3 COSTOS BASES DE GENERACIÓN

Una de las variables más importantes en el cálculo de la tarifa, son los costos de generación. La LGIE (Decreto Legislativo 404-2013) en su artículo 21 establece que: El Operador del Sistema calculará anualmente, aplicando la metodología establecida en el Reglamento, los costos base de generación que entrarán en el cálculo de las tarifas a los usuarios finales de las distribuidoras que formen parte del Sistema Interconectado Nacional y los propondrá a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) para su aprobación.

La Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) examinará la propuesta del Operador del Sistema y solicitará los cambios que considere necesarios, en su caso. Concluido el proceso de revisión a satisfacción de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), esta última aprobará los costos base de generación para cada distribuidora.

A fin de reflejar los costos reales de generación a lo largo del tiempo, la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) ajustará los costos base de generación trimestralmente aplicando el método que indique el Reglamento. Para los sistemas de distribución que no forman parte del Sistema Interconectado Nacional, serán las propias empresas distribuidoras las que deberán calcular anualmente los costos base de generación y proponerlos a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), de conformidad con lo que disponga el Reglamento.

Los indicados costos de generación se basarán en los siguientes datos:

1. Costos de los contratos de compra de potencia y energía suscritos por la distribuidora;
2. Costos proyectados de la energía en el mercado eléctrico de oportunidad, los cuales deberán incluir componentes de potencia y de energía diferenciados por bloque horario; y,
3. Cantidades de potencia y energía provenientes de cada fuente.

Para aquellos contratos de compra de potencia y energía que la distribuidora haya suscrito mediante licitación pública, los costos se determinarán con base en los precios del contrato; para los contratos que hayan resultado de otros procedimientos de selección, la CREE determinará costos estándar en función de la tecnología y de la antigüedad de la central o centrales de que se trate.

Adicionalmente, según el Reglamento de Tarifas, los Costos Bases de Generación se definen como: La proyección de los costos totales de compra de potencia y energía, hasta la entrada a la red de distribución, el cual es calculado por el CND, que será ajustado trimestralmente y trasladado a tarifas, según la metodología que se establecerá en el Reglamento.

Sin embargo, en la Ley especial para garantizar el servicio de la energía eléctrica como un bien público de seguridad nacional y un derecho humano de naturaleza económica y social en la reforma del artículo 9 de la LGIE, dentro de las funciones otorgadas al nuevo operador del sistema interconectado nacional, siendo el Centro Nacional de Despacho (CND) se establece lo siguiente:

Calcular con la periodicidad que establezca el Reglamento, y proponer a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), para su aprobación, los costos de generación que entrarán en el cálculo de las tarifas a los usuarios finales.

Según el artículo 137 del Reglamento de Tarifas, El Costo Base de Energía se compone del costo de las compras previstas de energía en contratos y de las compras previstas de energía de oportunidad. La compra prevista de energía de oportunidad surge como la diferencia entre la demanda prevista de la Empresa Distribuidora y de la energía prevista cubierta por contratos.

Estos costos se ven afectados de manera directa por las siguientes variables:

- 1 Las características de la demanda (energía y potencia);
- 2 La composición de la matriz de generación de energía eléctrica;
- 3 El estado de los embalses y las previsiones hidrológicas;

- 4 Los precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica;
- 5 El monto de déficit, si hubiera.

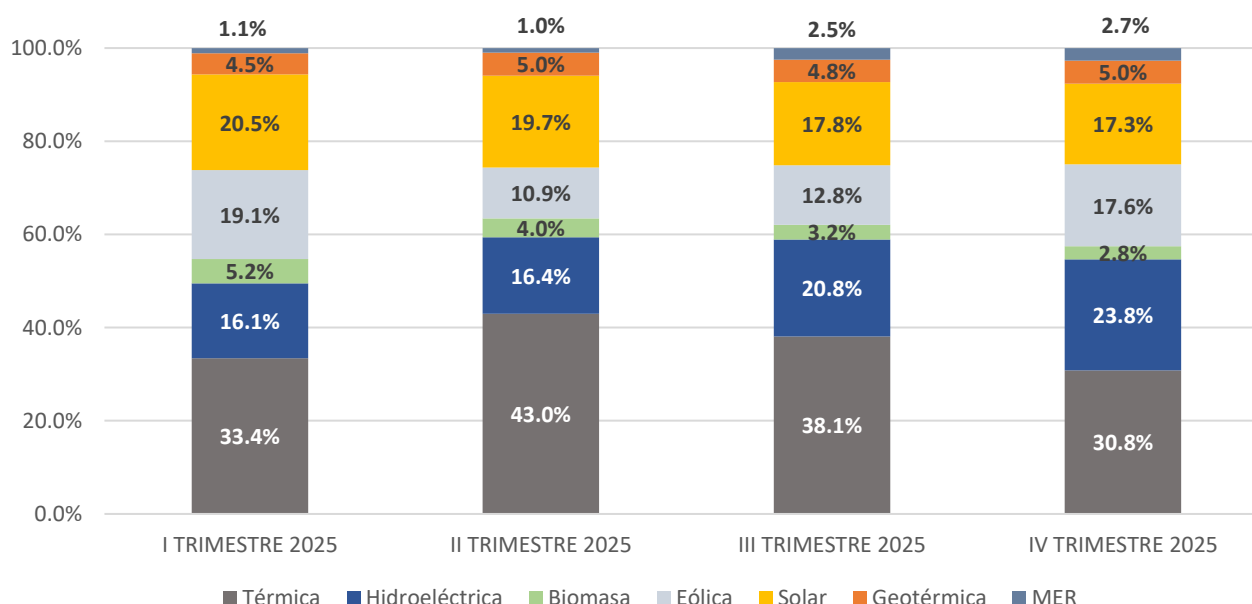
Para el año 2025 el costo medio de generación previsto en el mercado eléctrico nacional utilizado por la CREE en el cálculo de la tarifa de energía eléctrica fue obtenido a partir de las proyecciones anuales de Energía y Costo base de generación, resultando así de **133.33 USD/MWh**. Adicionalmente, el costo medio de generación en el mercado eléctrico nacional contempla los costos de generación incurridos en el mercado de contratos y en el mercado de oportunidad, siendo estos **132.89 USD/MWh** y **133.77 USD/MWh** respectivamente

Durante 2025, en promedio el peso que representa el mercado de contratos para el cálculo final del costo medio de generación general utilizado en el cálculo de la tarifa ronda el 51% de contribución, el otro 49% aproximadamente proviene del mercado de oportunidad. Es importante mencionar que los costos de generación asociados al MER representan un peso alrededor del 1.6% en el cálculo de este.

La importancia de examinar esta variable consiste en el hecho que del valor total de la tarifa promedio que pagan los usuarios del suministro eléctrico en Honduras, alrededor de un 60-70% de los costos proviene de la actividad de generación.

Por otro lado, a continuación, se muestra un gráfico donde se observa el peso por tecnología de generación en el cálculo del costo medio de generación final del mercado de contratos utilizado en el cálculo de la tarifa de energía eléctrica durante 2025:

CONTRIBUCIÓN ESTIMADA AL COSTO MEDIO DE GENERACIÓN PREVISTO POR
TECNOLOGÍA DEL MERCADO DE CONTRATOS 2025 UTILIZADA EN EL CÁLCULO
DE LA TARIFA DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2025



Gráfica 71 - Contribución por tecnología de generación en el cálculo del costo medio de generación final del mercado de contratos.

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

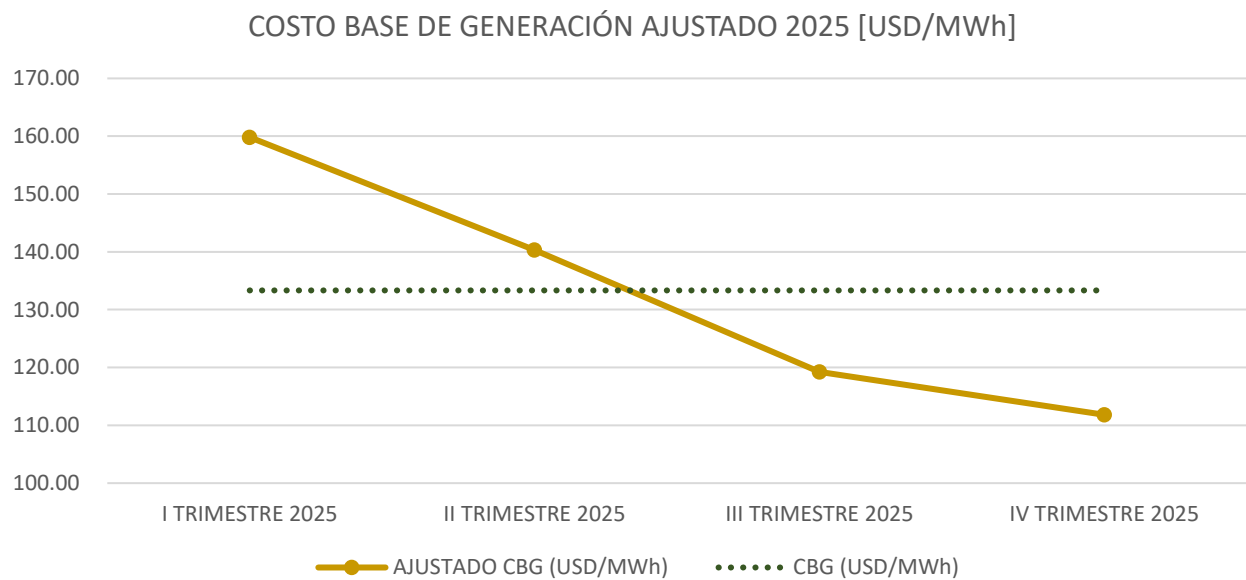
Del gráfico anterior es importante mencionar que dentro de los costos asociados a la generación (energía y potencia) de las tecnologías renovables, las fuentes solar y eólica son las que más contribuyen a componente de generación en el cálculo de la tarifa de energía eléctrica. Sin embargo, las tecnologías fósiles representan en general la mayor contribución con aproximadamente un 30-40% del total considerado en el componente de generación, lo cual es un indicador de lo sensible que es el costo medio ante los cambios en el precio internacional de los derivados del petróleo (bunker y Diesel) utilizados para la generación de energía eléctrica.

Por último, dentro de los costos bases de generación, es importante mencionar que dado que estos se actualizan trimestralmente existen algunas variaciones o diferencias trimestrales que intervienen en el costo medio final ajustado trimestre a trimestre. Es decir, con el fin de cumplir lo dispuesto en la LGIE, el Reglamento de tarifas establece el procedimiento para el ajuste trimestral del Costo Base de Generación, dicho procedimiento dispone que al completar la liquidación mensual el Operador del Sistema debe enviar a la CREE un documento indicando el costo total real de compra de energía (contratos y transacciones de oportunidad) y el costo de potencia firme (contratos y desvíos). Luego la CREE revisa el documento, con base en la información presentada calcula para cada ajuste tarifario el costo de generación real y su diferencia con el costo base previsto de los últimos tres meses que hayan sido liquidados. Además, calcula la relación entre la diferencia acumulada y la demanda de la energía prevista del próximo trimestre, y finalmente realiza la suma algebraica de esta relación, el precio de generación previsto para el período p y, si aplica, la relación entre otros ajustes solicitados por el Operador del Sistema y la demanda de la energía prevista del próximo trimestre.¹⁶

Una diferencia de mayor generación para un periodo previsto representa un acumulado (aumento) a ser tomado en cuanto el siguiente el cálculo trimestral de la tarifa. Una diferencia de menor generación para un periodo previsto representa un acumulado (disminución) a ser tomado en cuanto el siguiente el cálculo trimestral de la tarifa, lo anterior va ligado al costo que conlleva suplir la demanda eléctrica, sin embargo, esta sujeto de igual forma a otras variables mencionadas al inicio como: Las características de la demanda (energía y potencia), la composición de la matriz de generación de energía eléctrica, el estado de los embalses y las previsiones hidrológicas, los precios de los combustibles utilizados para la generación de energía eléctrica, el monto de déficit, si hubiera.

A continuación, se muestra el costo base de generación ajustado comparado al costo base de generación previsto para cada trimestre de 2025:

¹⁶ Tomado de los Informes trimestrales del costo base de generación publicados en la página de la CREE.



Gráfica 72 - Costo base de generación ajustado para cada trimestre 2025.

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

Claramente, con los ajustes por la diferencia entre cada trimestre de los costos medios reales y previstos, el costo medio de generación ajustado sufre modificaciones importantes en su valor final.



SECRETARÍA
DE ENERGÍA

Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional.

Energía No Suministrada

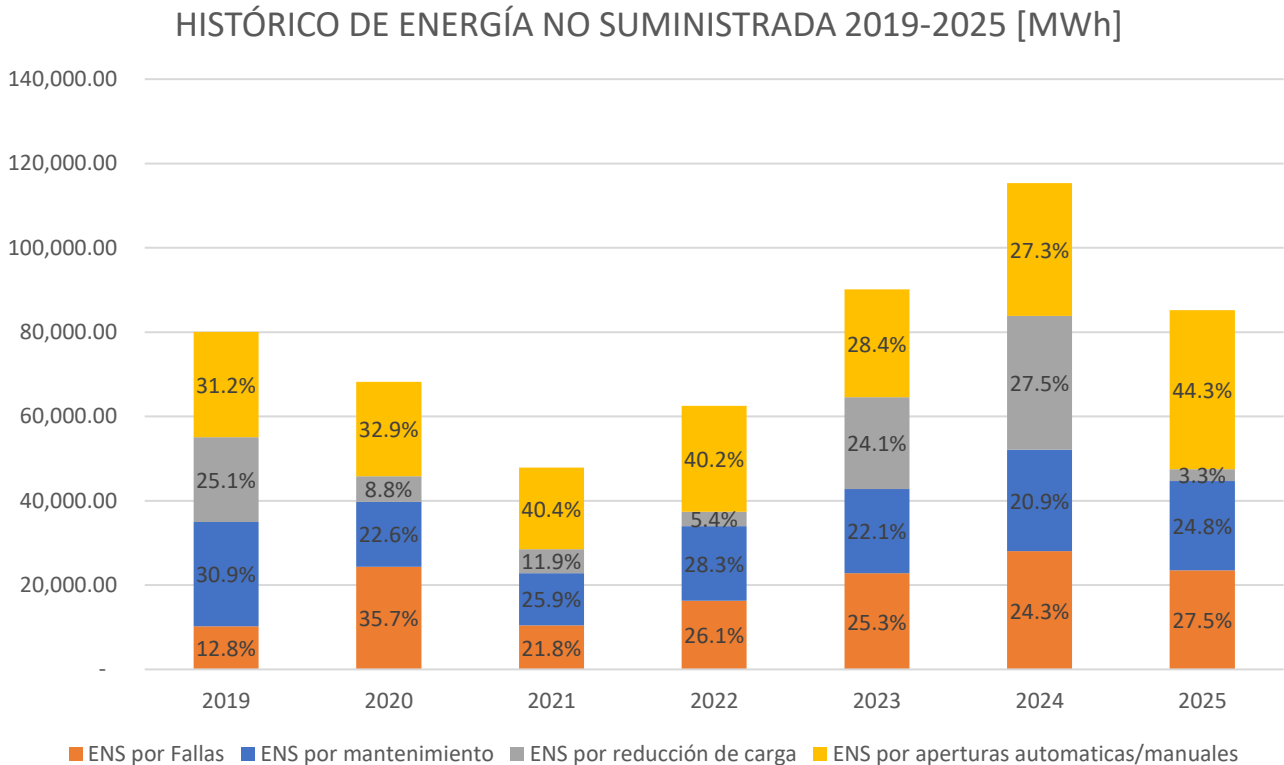
Dirección General de Electricidad y Mercados



CAPÍTULO 9

La energía eléctrica no suministrada en este capítulo esta categorizada en cuatro categorías o razones: Mantenimientos, fallas, reducción de carga y apertura automática o manuales. En 2025, la energía total no suministrada fue de 85,226.86 MWh entre cortes por mantenimiento, fallas, reducción de carga y aperturas automáticas y/o manuales. De estas cuatro categorías se tiene registro desde 2019 a la fecha, no obstante, antes de 2019 solo se tienen registros contabilizados por razones de falla y mantenimientos.

A continuación, se muestra un gráfico del histórico de energía no suministrada debido a los 4 eventos principales a partir de 2019.



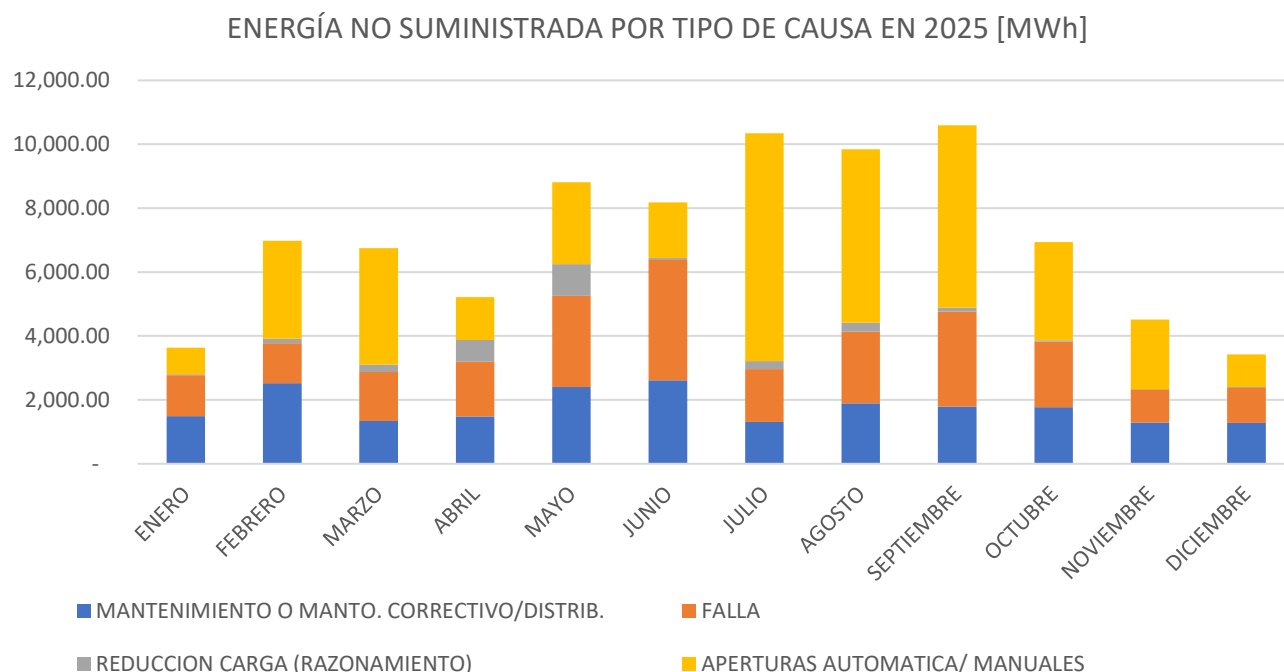
Gráfica 73 - Histórico de energía no suministrada 2011-2025 [MWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND) (Informes de Operación del Mercado)

Entre 2022 y 2024, las fallas reportadas representaron la principal causa de energía no suministrada. Sin embargo, en 2025 esta tendencia cambió, pasando a predominar las aperturas automáticas y manuales.

9.1 ENERGÍA ELÉCTRICA NO SUMINISTRADA EN 2025

En la siguiente gráfica se muestra la energía eléctrica no suministrada durante 2025 desagregada por las cuatro categorías mencionadas anteriormente (mantenimiento, fallas, reducción de carga y aperturas automáticas o manuales). Durante el mes de septiembre se registró la mayor cantidad de energía eléctrica no suministrada con 10,590.77 MWh, sin embargo, esta tendencia se siguió a partir del mes de julio, hasta caer en octubre.



Gráfica 74 – Energía mensual no suministrada en Honduras 2019-2025 [MWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

Del total de energía eléctrica no suministrada en el año 2025, un 24.85% se debe a cortes por mantenimiento, un 27.53% a fallas, un 3.35% a reducción de carga y el 44.27% restante se debió a aperturas manuales o automáticas.¹⁷

9.2 CÁLCULO DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS

Para el cálculo de las pérdidas eléctricas se toman en cuenta varios factores relacionados con el sistema de distribución y transmisión, los puntos de demanda, las centrales de generación y el nivel de tensión al que están conectados.

A continuación, se muestra la metodología para el cálculo de pérdidas eléctricas totales del sistema, utilizando el siguiente diagrama.

¹⁷ El Centro Nacional de Despacho, define: 1) La reducción de carga: como reducción carga +bajo voltaje+alivio sobrecarga; y 2) aperturas automáticas/ manuales: como baja frecuencia, consecuencia, maniobras relacionadas u operación.

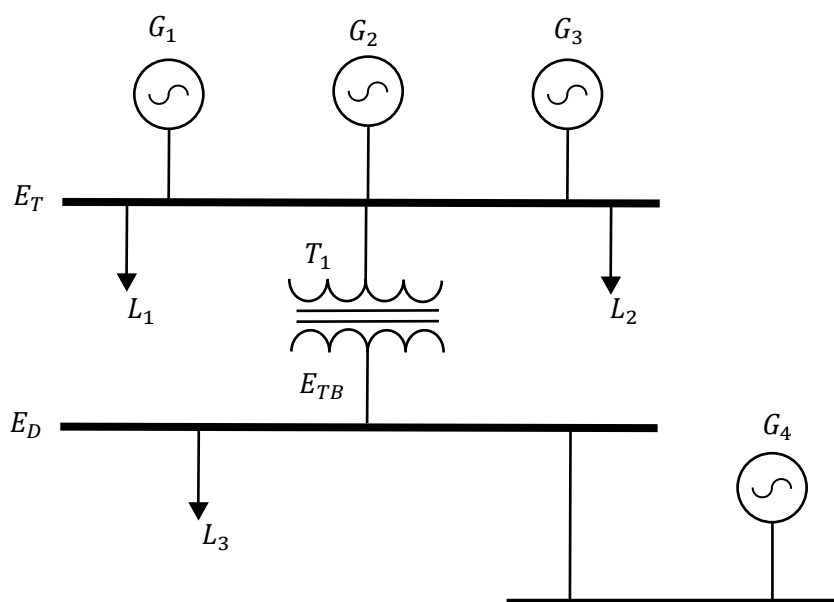


Ilustración 19 - Diagrama para cálculo de pérdidas eléctricas.

Fuente: Elaboración propia de Secretaría de Energía (SEN) a partir de datos ENEE Distribución.

Donde:

G_1 : Generación ENEE	L_1 : Demanda en alta y media tensión
G_2 : Generación privada no distribuida	L_2 : Demanda de autoprodutores
G_3 : Generación de autoprodutores	L_3 : Demanda en baja tensión
G_4 : Generación distribuida	T_1 : Transformador de distribución

Cada carga (L) tiene su correspondiente facturación asociada, por ejemplo, la carga L_3 correspondiente a la demanda en baja tensión, tiene asociada la energía facturada en baja tensión E_D . De modo que las variables a utilizarse son:

E_{AM} : Energía facturada en alta y media tensión correspondiente a L_1 .
 E_{Auto} : Energía facturada por autoprodutores correspondiente a L_2 .
 E_B : Energía facturada en baja tensión, correspondiente a L_3
 E_T : Energía medida en alta y media tensión (transmisión)
 E_D : Energía medida en baja tensión (distribución)
 E_{TB} : Energía inyectada al sistema de distribución del sistema de alta y media tensión.

Idealmente la energía facturada en baja tensión E_B debe ser igual a la energía medida en baja tensión E_D , pero si se considera el porcentaje de pérdidas en el sistema de distribución P_D , se relacionan de la siguiente forma:

$$E_B = (1 - P_D) E_D$$

Donde la energía medida en distribución es igual a la suma de la generación distribuida G_4 y la energía inyectada proveniente del sistema de alta y media tensión E_{TB} :

$$E_D = G_4 + E_{TB}$$

Por lo tanto, las pérdidas eléctricas en distribución son iguales a:

$$P_D = 1 - E_B/E_D$$

En el sistema de transmisión, idealmente la suma de la energía facturada en alta y media tensión E_{AM} , la energía inyectada hacia el sistema de distribución E_{TB} y Energía facturada por auto-productores E_{Auto} , debe ser igual a la suma de la generación inyectada en alta y media tensión, que son la suma de G_1 , G_2 y G_3 .

Ahora bien, considerando el porcentaje de pérdidas en el sistema de transmisión P_T , lo antes expuesto se relaciona de la siguiente forma:

$$E_{AM} + E_{Auto} + E_{TB} = (1 - P_T)(G_1 + G_2 + G_3)$$

Por lo tanto, las pérdidas eléctricas en transmisión son iguales a:

$$P_T = 1 - \frac{E_{AM} + E_{Auto} + E_{TB}}{G_1 + G_2 + G_3}$$

$$P_T = 1 - E_T/G_T$$

Donde:

$$E_T = E_{AM} + E_{Auto} + E_{TB}$$

$$G_T = G_1 + G_2 + G_3$$

Por último, las pérdidas totales son la suma de las perdidas en distribución más las perdidas en transmisión:

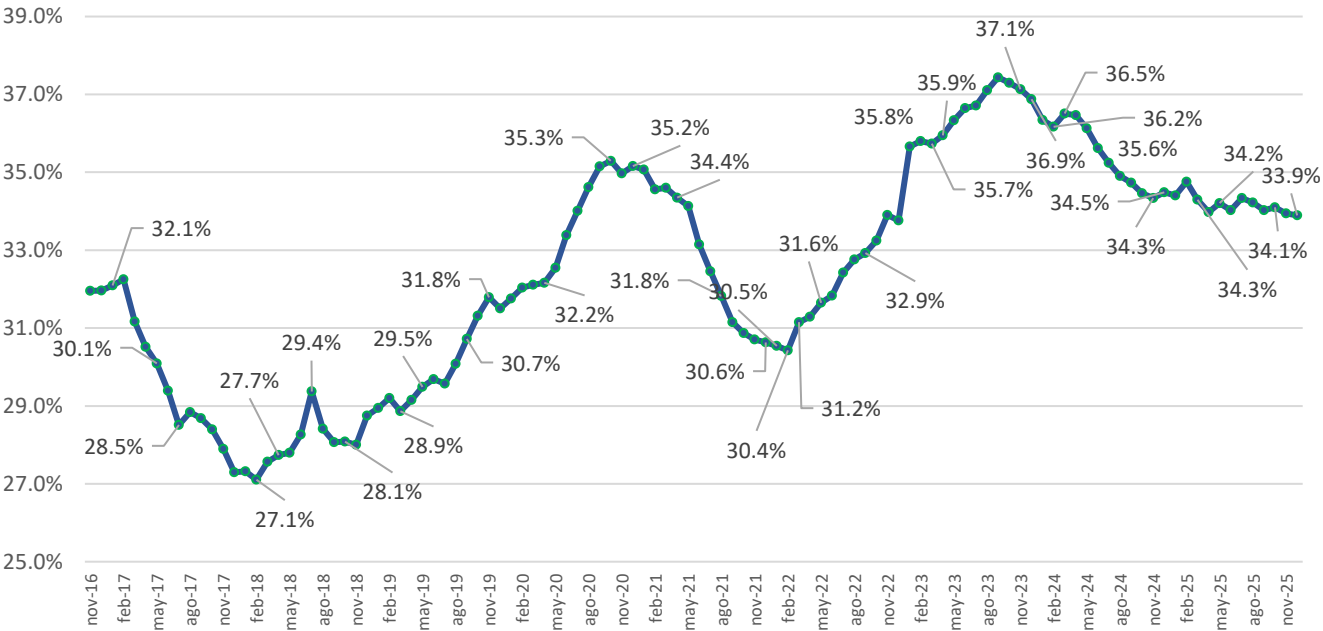
$$P_{TOTAL} = P_D + P_T$$

9.3 PÉRDIDAS ELÉCTRICAS

El estudio de pérdidas eléctricas tiene dos componentes principales; 1) las pérdidas técnicas, las cuales están relacionadas con fenómenos físicos, efectos del paso de la corriente eléctrica en los conductores que transportan la energía eléctrica (Efecto Joule); 2) las pérdidas no técnicas que consiste en aspectos comerciales que van desde los problemas de medición, hasta el hurto y no pago del servicio de energía eléctrica.

En el siguiente gráfico se muestra el comportamiento histórico de las pérdidas eléctricas en el sistema de distribución desde el año 2015 hasta el mes de diciembre de 2025. Se puede observar que desde el año 2016 ocurrió una reducción de pérdidas eléctricas pasando de 33.38% a 27.11%. Pero a partir de febrero de 2018 se presentó un crecimiento en las pérdidas eléctricas hasta diciembre de 2020, en diciembre del 2025 el porcentaje de pérdidas eléctricas alcanzó un 34.5%.

PORCENTAJE HISTÓRICO DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS



Gráfica 75 - Histórico de porcentaje de pérdidas eléctricas de Honduras 2015-2025.

Fuente: Gerencia de Distribución – ENEE.

La grafica anterior denota que en los últimos tres años existe una tendencia a la reducción del indicador de pérdidas eléctricas., lo cual es favorable para la distribuidora ENEE.

En la siguiente tabla se observan los datos presentados de la gráfica anterior para cada mes desde el año 2016 hasta el 2025. También se presenta el porcentaje de variación de pérdidas eléctricas que se tuvo con respecto al mes anterior.

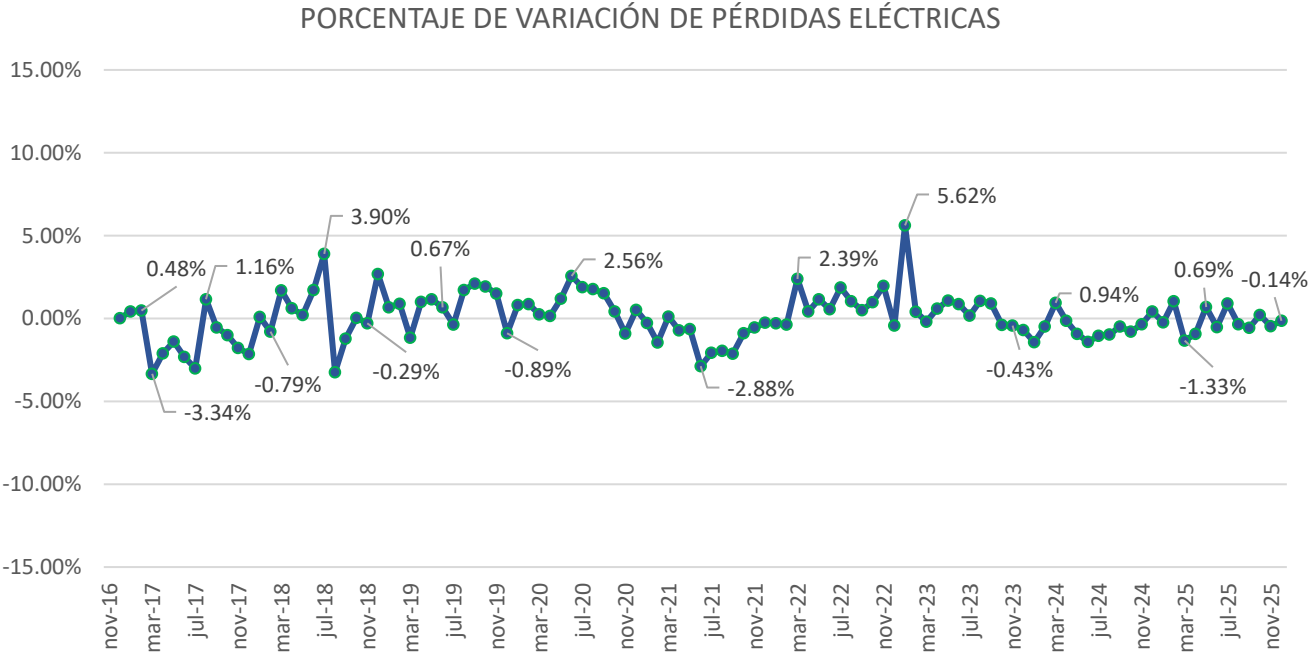
HISTÓRICO DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS					
FECHAS	% DE PÉRDIDAS	% DE VARIACIÓN	FECHAS	% DE PÉRDIDAS	% DE VARIACIÓN
ene-16	32.86%	0.00%	ene-21	35.07%	-0.26%
feb-16	32.92%	0.18%	feb-21	34.56%	-1.45%
mar-16	33.12%	0.61%	mar-21	34.60%	0.12%
abr-16	33.38%	0.79%	abr-21	34.35%	-0.72%
may-16	32.79%	-1.77%	may-21	34.13%	-0.64%
jun-16	33.11%	0.98%	jun-21	33.15%	-2.88%
jul-16	32.79%	-0.97%	jul-21	32.46%	-2.08%
ago-16	32.91%	0.37%	ago-21	31.83%	-1.95%
sept-16	32.89%	-0.06%	sept-21	31.15%	-2.13%
oct-16	32.61%	-0.85%	oct-21	30.87%	-0.88%
nov-16	31.95%	-2.01%	nov-21	30.71%	-0.53%
dic-16	31.96%	0.02%	dic-21	30.63%	-0.25%
ene-17	32.09%	0.42%	ene-22	30.54%	-0.29%
feb-17	32.25%	0.48%	feb-22	30.43%	-0.37%
mar-17	31.17%	-3.34%	mar-22	31.15%	2.39%
abr-17	30.51%	-2.10%	abr-22	31.29%	0.43%
may-17	30.09%	-1.38%	may-22	31.65%	1.16%
jun-17	29.40%	-2.32%	jun-22	31.83%	0.57%
jul-17	28.51%	-3.01%	jul-22	32.42%	1.87%
ago-17	28.84%	1.16%	ago-22	32.76%	1.03%
sept-17	28.69%	-0.54%	sept-22	32.93%	0.51%
oct-17	28.40%	-1.00%	oct-22	33.25%	0.98%
nov-17	27.89%	-1.78%	nov-22	33.90%	1.97%
dic-17	27.30%	-2.15%	dic-22	33.8%	-0.42%
ene-18	27.32%	0.10%	ene-23	35.7%	5.62%
feb-18	27.11%	-0.79%	feb-23	35.8%	0.40%
mar-18	27.57%	1.70%	mar-23	35.7%	-0.19%
abr-18	27.74%	0.61%	abr-23	35.9%	0.60%
may-18	27.79%	0.21%	may-23	36.3%	1.08%
jun-18	28.27%	1.71%	jun-23	36.7%	0.86%
jul-18	29.37%	3.90%	jul-23	36.7%	0.17%
ago-18	28.42%	-3.25%	ago-23	37.1%	1.07%
sept-18	28.07%	-1.21%	sept-23	37.4%	0.90%
oct-18	28.08%	0.04%	oct-23	37.3%	-0.39%
nov-18	28.00%	-0.29%	nov-23	37.1%	-0.43%
dic-18	28.75%	2.68%	dic-23	36.9%	-0.69%
ene-19	28.95%	0.68%	ene-24	36.3%	-1.44%
feb-19	29.20%	0.88%	feb-24	36.2%	-0.49%
mar-19	28.86%	-1.16%	mar-24	36.5%	0.94%
abr-19	29.15%	1.00%	abr-24	36.5%	-0.13%
may-19	29.49%	1.16%	may-24	36.1%	-0.92%
jun-19	29.69%	0.67%	jun-24	35.6%	-1.42%

jul-19	29.58%	-0.37%	jul-24	35.2%	-1.04%
ago-19	30.08%	1.71%	ago-24	34.9%	-0.97%
sept-19	30.72%	2.11%	sept-24	34.7%	-0.48%
oct-19	31.31%	1.94%	oct-24	34.5%	-0.79%
nov-19	31.79%	1.51%	nov-24	34.3%	-0.36%
dic-19	31.50%	-0.89%	dic-24	34.5%	0.43%
ene-20	31.76%	0.81%	ene-25	34.4%	-0.24%
feb-20	32.03%	0.86%	feb-25	34.8%	1.04%
mar-20	32.11%	0.24%	mar-25	34.3%	-1.33%
abr-20	32.16%	0.16%	abr-25	34.0%	-0.93%
may-20	32.55%	1.20%	may-25	34.2%	0.69%
jun-20	33.38%	2.56%	jun-25	34.0%	-0.53%
jul-20	34.01%	1.88%	jul-25	34.3%	0.91%
ago-20	34.62%	1.78%	ago-25	34.2%	-0.34%
sept-20	35.15%	1.53%	sept-25	34.0%	-0.57%
oct-20	35.29%	0.42%	oct-25	34.1%	0.22%
nov-20	34.97%	-0.91%	nov-25	33.9%	-0.47%
dic-20	35.16%	0.53%	dic-25	33.9%	-0.14%

Tabla 13 – Histórico de pérdidas eléctricas (2016-2025).

Fuente: Gerencia de Distribución – ENEE.

En la siguiente gráfica se presenta el porcentaje de variación del indicador interanual de las pérdidas eléctricas mes a mes de forma histórica.



Gráfica 76 - Histórico de porcentaje de pérdidas eléctricas de Honduras 2015-2025.

Fuente: Gerencia de Distribución – ENEE.

9.4 CONFIABILIDAD EN EL SERVICIO DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Existen parámetros que cuantifican la confiabilidad del servicio de energía eléctrica, estos parámetros son:

SAIFI - Frecuencia Media de Interrupciones por Cliente (por Año o por mes).

SAIDI - Tiempo total promedio de interrupción por cliente, por año (o por mes).

CAIDI - Duración promedio de cada interrupción = SAIDI / SAIFI

ASAI - Disponibilidad promedio del sistema = $1 - (\text{SAIDI} / 8760)$ para un año o $1 - (\text{SAIDI} / 730)$ para un mes.

A continuación, se muestra un histórico de las variables anteriormente mencionadas hasta 2022, a partir de 2023 no se pudieron obtener datos de referencia:

Grupo de Estudio		Grupo 1 >= 100,000 Habitantes				Grupo 1 <= 100,000 Habitantes			
Año	Mes	SAIDI (Hrs)	SAIFI (Veces)	ASAI %	CAIDI (Hrs)	SAIDI (Hrs)	SAIFI (Veces)	ASAI %	CAIDI (Hrs)
2018	Julio	0.77	1.19	99.89%	0.65	1.57	1.67	99.78%	0.94
2018	Agosto	2.23	1.42	99.69%	1.57	1.13	1.51	99.85%	1.22
2018	Septiembre	2.38	1.58	99.67%	1.51	0.97	1.22	99.87%	0.8
2018	Octubre	0.86	1.07	99.88%	0.80	0.96	1.15	99.87%	0.83
2018	Noviembre	1.23	0.87	99.83%	1.41	0.52	0.59	99.93%	0.88
2018	Diciembre	0.92	0.77	99.87%	1.19	0.7	0.65	99.90%	1.08
2019	Enero	0.56	0.72	99.92%	0.78	0.5	0.37	99.93%	1.35
2019	Febrero	0.75	0.7	99.90%	1.07	0.65	0.42	99.91%	1.55
2019	Marzo	1.12	0.5	99.85%	2.24	1.49	0.99	99.80%	1.51
2019	Abril	1.06	1.14	99.85%	0.93	0.67	0.99	99.91%	0.68
2019	Mayo	1.36	1.31	99.81%	1.04	1.74	1.83	99.76%	0.95
2019	Junio	1.53	1.45	99.79%	1.06	1.18	1.41	99.84%	0.84
2019	Julio	1.63	1.24	99.78%	1.31	1.59	1.28	99.78%	1.24
2019	Agosto	5.62	1.48	99.23%	3.80	5.12	2	99.30%	2.56
2019	Septiembre	1.86	1.27	99.75%	1.46	2.24	2.53	99.69%	0.89
2019	Octubre	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
2019	Noviembre	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
2019	Diciembre	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
2020	Enero	0.88	0.72	99.88%	1.22	1.53	0.83	99.79%	1.84
2020	Febrero	0.91	368	99.88%	0.00	1.01	1.11	99.86%	0.91
2020	Marzo	0.85	0.93	99.88%	0.91	1.07	1.2	99.85%	0.89
2020	Abril	0.62	0.72	99.92%	0.86	0.96	1.21	99.87%	0.79
2020	Mayo	1.88	2.05	99.74%	0.92	3.93	3.51	99.46%	1.12
2020	Junio	1.48	1.49	99.80%	0.99	1.39	1.57	99.81%	0.89
2020	Julio	1.16	1.26	99.84%	0.92	1.71	1.73	99.77%	0.99
2020	Agosto	1.54	1.67	99.79%	0.92	1.49	1.79	99.80%	0.83
2020	Septiembre	1.49	1.43	99.80%	1.04	5.19	3.11	99.29%	1.67
2020	Octubre	2.51	1.75	99.66%	1.43	1.86	1.72	99.75%	1.08
2020	Noviembre	1.55	1.37	99.79%	1.13	2	2.61	99.73%	0.77
2020	Diciembre	1.63	1.06	99.78%	1.54	0.89	0.84	99.88%	1.06

2021	Enero	1.22	0.93	99.83%	1.31	1.54	0.77	99.79%	2
2021	Febrero	1.43	0.95	99.80%	1.51	1.3	0.89	99.82%	1.46
2021	Marzo	1.46	0.88	99.80%	1.66	1.48	1.77	99.80%	0.84
2021	Abril	1.56	1.29	99.79%	1.21	2.85	1.31	99.61%	2.18
2021	Mayo	1.83	1.47	99.75%	1.24	0.38	0.78	99.95%	0.49
2021	Junio	1.63	1.46	99.78%	1.12	1.2	1.67	99.84%	0.72
2021	Julio	1.3	1.34	99.82%	0.97	1	1.37	99.86%	0.73
2021	Agosto	1.24	1.28	99.83%	0.97	1.22	1.36	99.83%	0.9
2021	Septiembre	1.17	1.1	99.84%	1.06	1.07	1.6	99.85%	0.67
2021	Octubre	0.85	0.96	99.88%	0.89	1.48	1.57	99.80%	0.94
2021	Noviembre	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
2021	Diciembre	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I	S/I
2022	Enero	1.26	0.75	99.83%	1.68	0.36	0.55	99.95%	0.65
2022	Febrero	0.65	0.63	99.91%	1.03	1.24	0.75	99.83%	1.65
2022	Marzo	0.82	0.9	99.89%	0.91	1.2	0.77	99.84%	1.56
2022	Abril	1.6	1.25	99.78%	1.28	1.38	1.14	99.81%	1.21
2022	Mayo	2	1.94	99.73%	1.03	1.22	1.34	99.83%	0.91
2022	Junio	1.9	1.59	99.74%	1.19	1.78	1.79	99.76%	0.99
2022	Julio	1.15	1.12	99.84%	1.03	0.99	0.81	99.86%	1.22
2022	Agosto	1.35	1.41	99.82%	0.96	1.51	1.7	99.79%	0.89
2022	Septiembre	1.6	1.64	99.78%	0.98	1.06	1.44	99.85%	0.74
2022	Octubre	1.1	1	99.85%	1.10	1.06	1.11	99.85%	0.95
2022	Noviembre	0.9	0.84	99.88%	1.07	1.67	1.16	99.77%	1.44
2022	Diciembre	0.5	0.5	99.93%	1.00	1.53	1.75	99.79%	0.87

Tabla 14 – Histórico de variables de calidad del servicio de energía eléctrica.

Fuente: Informes Manitoba



SECRETARÍA
DE ENERGÍA

Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional.

Interconexiones

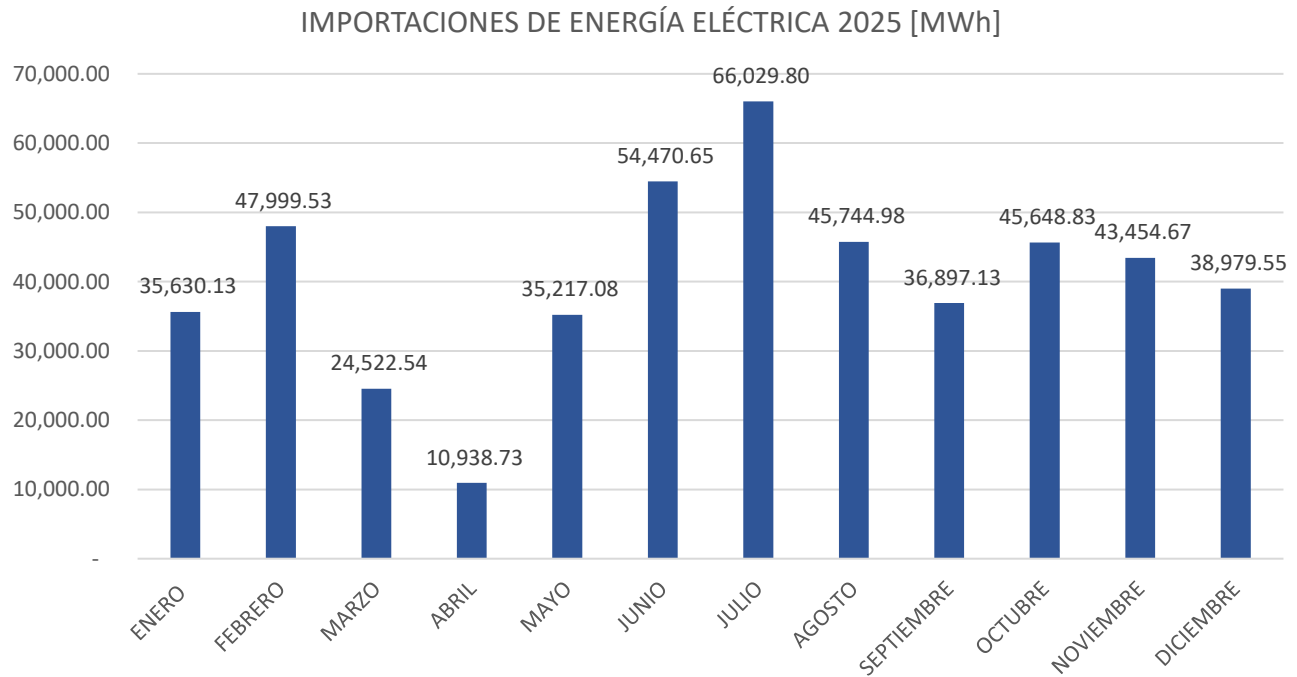
Dirección General de Electricidad y Mercados



CAPÍTULO 10

Honduras es parte del Mercado Eléctrico Regional (MER), donde los agentes de mercado debidamente autorizados tienen la facultad de realizar transacciones de energía eléctrica. En ese sentido los agentes del mercado nacional pueden comprar y vender energía eléctrica a diversos agentes comerciales de los países miembros del MER.

A continuación, se muestran las transacciones en el MER de parte de Honduras para cada mes durante 2025 en MWh:



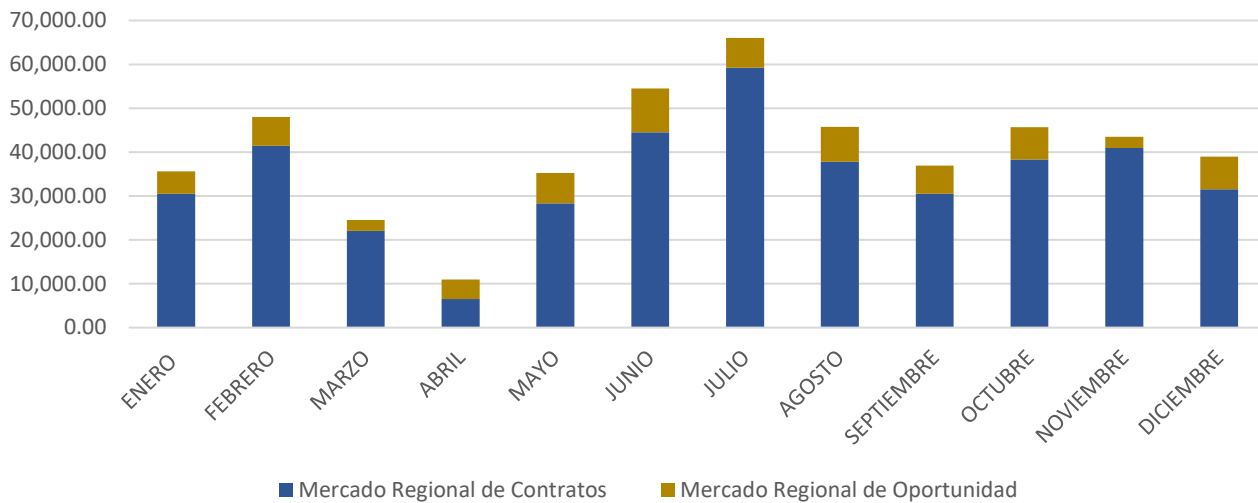
Gráfica 77 - Energía mensual importada por Honduras en 2025 [MWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)/EOR

Durante los meses de junio y julio de 2025, se realizó la mayor cantidad de importación de energía eléctrica por parte de Honduras en el MER, sin embargo, en 2025 se registró una pequeña cantidad de exportación de energía hacia el Mercado Eléctrico Regional siendo de 3.97 GWh. Por otro lado, en los meses críticos de marzo y abril se dio la menor cantidad de transacciones de energía por importación en el MER de parte de Honduras, esto vinculado con el hecho de la disponibilidad de recursos de generación en el MER durante la estación seca del año y donde se produce una mayor demanda en los países.

Seguidamente, del total de energía importada desde el MER por parte de Honduras, un 84.74% provino del Mercado Eléctrico Regional de Contratos y el resto (15.26%), del Mercado Eléctrico Regional de Oportunidad. A continuación, se muestra un gráfico que describe lo anterior:

IMPORTACIONES DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2025 [MWh] POR TIPO DE MERCADO REGIONAL



Gráfica 78 - Energía mensual importada por Honduras por tipo en el MER en 2025 [MWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)/EOR

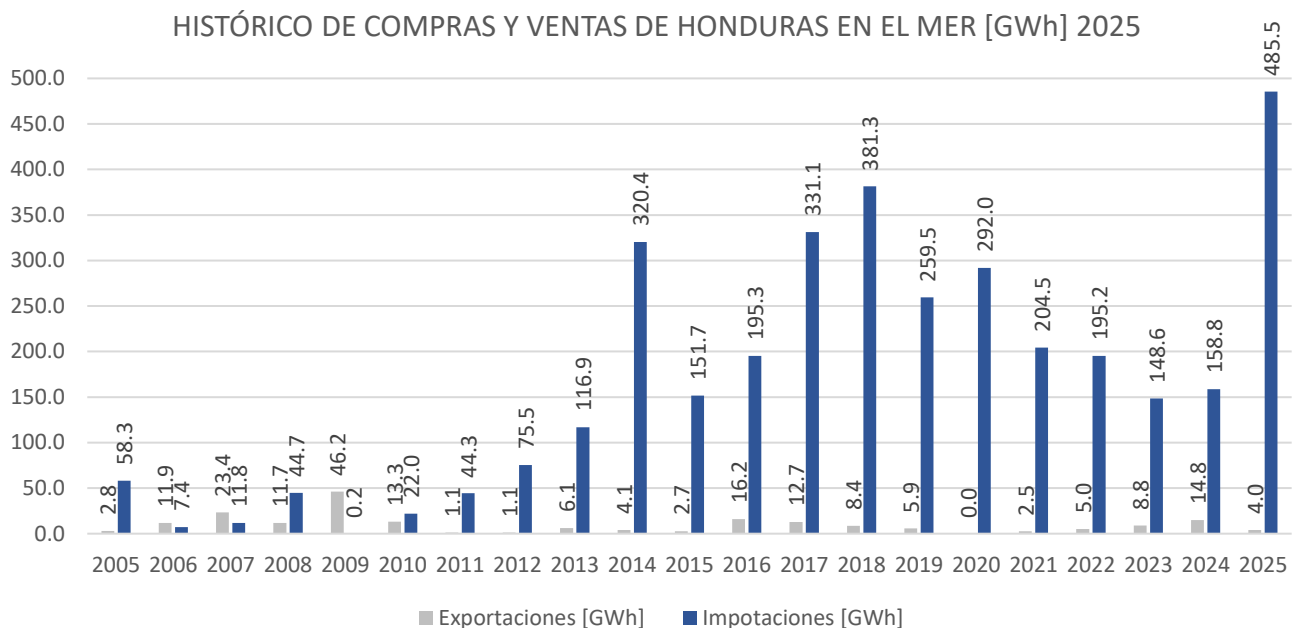
10.1 HISTÓRICO DE TRANSACCIONES EN EL MER

Desde el 2005, Honduras realiza transacciones de importación y exportación de energía eléctrica en el MER mediante las interconexiones con El Salvador, Guatemala y Nicaragua.

La siguiente gráfica muestra un histórico anual de todas transacciones realizadas por Honduras en el MER desde el 2005 hasta 2025 y se puede observar que históricamente Honduras ha sido un país mayoritariamente importador de energía eléctrica. En el 2025 Honduras compró 485.53 GWh lo que representó un aumento de aproximadamente 205.6% en la compra de energía con respecto al 2024.

Por otro lado, respecto las exportaciones o inyecciones en el MER, en 2025 las exportaciones de Honduras fueron menores respecto 2024 en un 73.19%.

A continuación, se muestra un cuadro histórico del comportamiento de las importaciones y exportaciones de parte de Honduras en el MER desde 2005 a 2025:



Gráfica 79 - Histórico de compras y ventas de energía eléctrica en el MER [GWh]

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)/EOR

10.2 SISTEMA DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA PARA LOS PAÍSES DE AMÉRICA CENTRAL (SIEPAC)

En el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central y su primer protocolo, ratificados entre los años 1997 y 1998, por los respectivos congresos de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, crearon los organismos regionales de operación y regulación del Mercado Eléctrico Regional (MER), estos organismos son el Ente Operador Regional (EOR) y la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE). Se define al EOR para el desarrollo del primer sistema de interconexión regional (infraestructura SIEPAC).

El componente de infraestructura, bajo responsabilidad de la EPR, consistió primordialmente en el diseño, ingeniería y construcción de aproximadamente 1,793 kilómetros de líneas de transmisión de 230 kV con previsión en torres para un segundo circuito futuro, estas líneas conectan a 15 subestaciones de los países de la región, mediante 28 bahías de acceso, también se incluyen equipos de compensación reactiva. La infraestructura inicial, en conjunto con refuerzos de los sistemas de transmisión nacionales, permitirán disponer inicialmente de una capacidad confiable y segura de 300 MW para transportar de energía entre los países de la región, la cual se podrá duplicar cuando se habilite el segundo circuito.

El costo de esta infraestructura de transmisión, incluyendo la previsión en torres para un segundo circuito futuro, se ha estimado en cuatrocientos noventa y cuatro millones de dólares (US\$ 494,000,000.00), costo que se considera bajo para una infraestructura lineal de aproximadamente 1,800 km que tuvo que afectar con su trazado continuo a cerca de 8,000 propietarios de terrenos, resolviendo e integrando las diversas tecnologías de las subestaciones de la región y superando múltiples trámites en los seis países. En el siguiente mapa se muestra el primer sistema de transmisión regional, la línea SIEPAC.

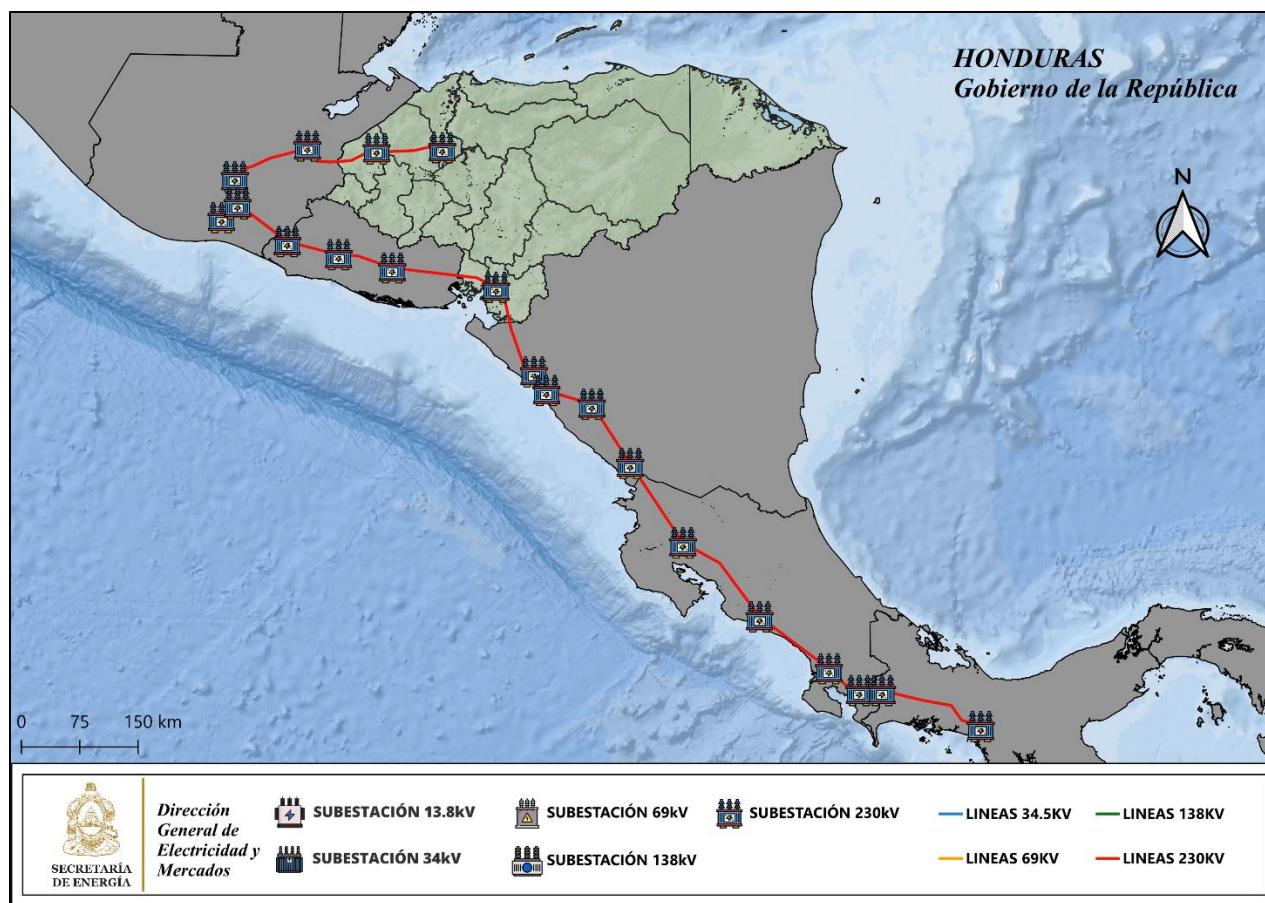


Ilustración 20 - Mapa de la línea de transmisión SIEPAC.

Fuente: Elaboración propia (SEN)

10.3 LÍMITES DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN

A continuación, se presenta el resumen de los valores de máxima capacidad de transferencia entre áreas de control adyacentes para los tres escenarios de demanda que son máxima, media y mínima en dirección Norte - Sur y Sur - Norte del trifujo.

DEMANDA	MÁXIMA CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA (NORTE-SUR)			
	GT-SV + GT-HN + SV-HN	HN-NI	NI-CR	CR-PA
MÁXIMA	300	260	230	10
MEDIA	300	250	300	10
MÍNIMA	300	230	300	10

Tabla 15 -Máxima capacidad de transferencia de potencia entre áreas de control (Norte – Sur)

Fuente: Ente Operador Regional (EOR)

MÁXIMA CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA (SUR-NORTE)				
DEMANDA	GT-SV + GT-HN + SV-HN	NI-HN	CR-NI	PA-CR
MÁXIMA	300	250	300	200
MEDIA	300	140	280	200
MÍNIMA	300	250	300	200

Tabla 16 - Máxima capacidad de transferencia de potencia entre áreas de control (Sur - Norte)

Fuente: Ente Operador Regional (EOR)

Los valores mostrados en las tablas anteriores representan la máxima capacidad de transferencias simultáneas a través de Guatemala, El Salvador y Honduras. Considerando que se puede dar cualquier otra combinación de valores de importación simultánea.

A continuación, se muestra una tabla con el detalle horario de las máximas transferencias entre áreas de control del sistema eléctrico regional:

Período	GUATEMALA-EL SALVADOR + GUATEMALA- HONDURAS + EL SALVADOR-HONDURAS (MW)	GUATEMALA-EL SALVADOR + GUATEMALA- HONDURAS + EL SALVADOR- HONDURAS (MW)	HONDURAS- NICARAGUA (MW)		NICARAGUA-COSTA RICA (MW)		COSTA RICA - PANAMÁ (MW)	
	N→S	S→N	N→S	S→N	N→S	S→N	N→S	S→N
0	300	300	210	250	300	300	10	200
1	300	300	210	250	300	300	10	200
2	300	300	210	250	300	300	10	200
3	300	300	210	250	300	300	10	200
4	300	300	210	250	300	300	10	200
5	300	300	210	250	300	300	10	200
6	300	300	220	150	300	300	10	200
7	300	300	220	150	300	300	10	200
8	300	300	220	150	300	300	10	200
9	300	300	220	150	300	300	10	200
10	300	300	220	150	300	300	10	200
11	300	300	220	150	300	300	10	200
12	300	300	220	150	300	300	10	200
13	300	300	220	150	300	300	10	200
14	300	300	220	150	300	300	10	200
15	300	300	220	150	300	300	10	200
16	300	300	220	150	300	300	10	200
17	300	300	210	240	300	300	10	200
18	300	300	210	240	300	300	10	200
19	300	300	210	240	300	300	10	200
20	300	300	210	240	300	300	10	200
21	300	300	210	240	300	300	10	200
22	300	300	210	250	300	300	10	200
23	300	300	210	250	300	300	10	200

Tabla 17 – Máximas transferencias de potencia en el sistema eléctrico regional

Fuente: Ente Operador Regional (EOR)

N→S: Máxima transferencia en sentido Norte-Sur.

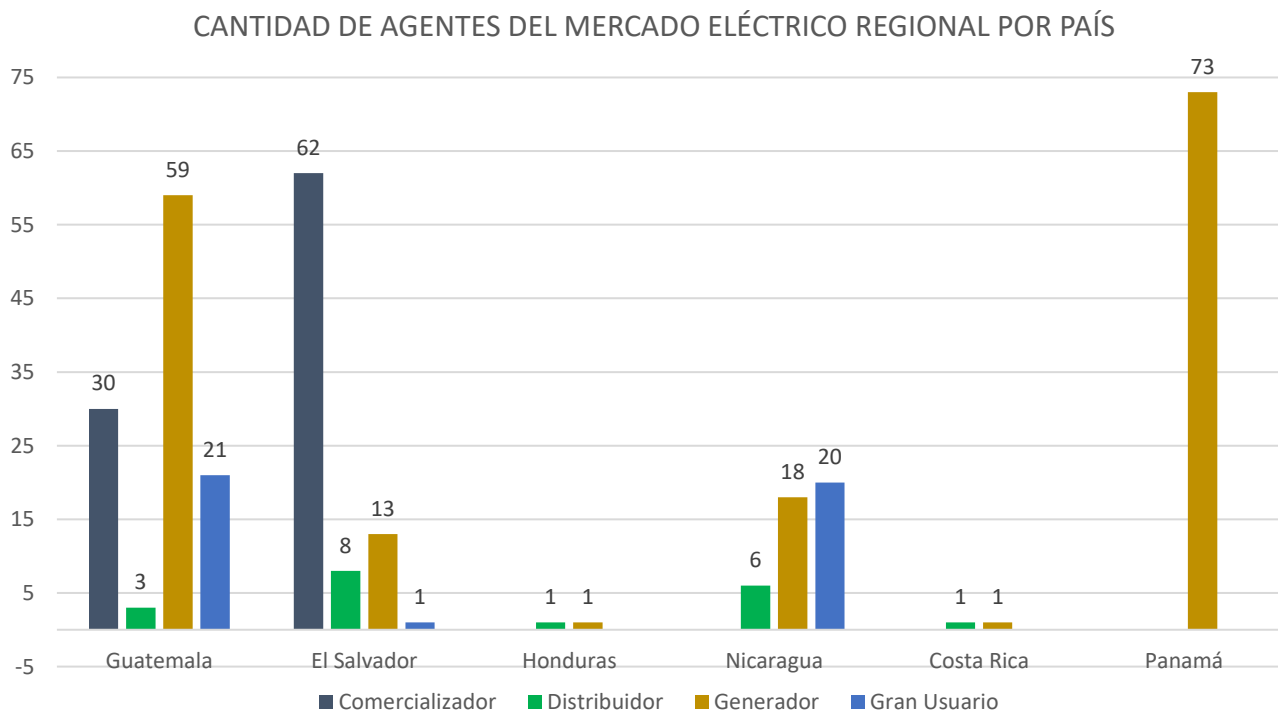
S→N: Máxima transferencia en sentido Sur-Norte.

Los valores indicados en la tabla anterior representan la máxima potencia que puede transferirse entre las áreas de control cumpliéndose en cada período los Criterios de Calidad, Seguridad y Desempeño (CCSD) establecidos en el RMER (Capítulo 16, libro III), El EOR utiliza la tabla anterior como valores iniciales de máximas transferencias para la ejecución del Predespacho Regional. En caso de que la transferencia resultante de importación, exportación o porteo exceda los valores seguros particulares de un área de control conforme a los CCSD, el EOR realizará los ajustes correspondientes.

Por otro lado, algunos valores pueden cambiar en dependencia de los mantenimientos programados y no programados (indisponibilidades) informados por los OS/OM según el numeral 5.12.1, inciso a), literal i del Libro II del RMER.

10.4 AGENTES DEL MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL

El Mercado Eléctrico Regional tiene diversos tipos de agentes dentro de los cuales se encuentran los comercializadores, distribuidores, generadores y grandes usuarios, según los datos reportados por el MER se cuenta con un total de 92 comercializadores, 19 distribuidores, 165 generadores y 42 grandes usuarios para un total general de 318 agentes del mercado.



Gráfica 80 - Cantidad de agentes del Mercado Eléctrico Regional por país del MER.

Fuente: Ente Operador Regional (EOR)

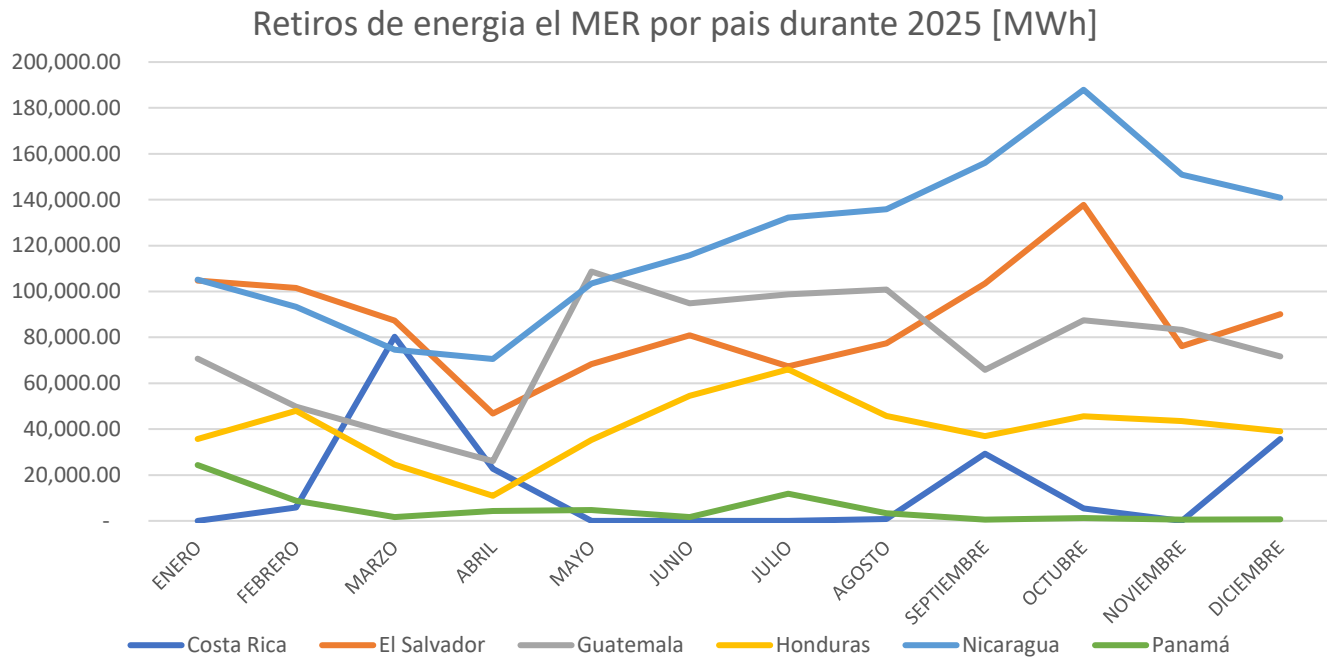
Nótese en las gráficas anteriores que Guatemala fue el país en 2025 en inyectar mayor cantidad de energía (1,270,064.21 MWh) en el MER y Nicaragua el país en retirar la mayor cantidad de energía (1,466,678.7 MWh), siguiendo la misma tendencia del 2024. A continuación, se muestra una tabla resumen con la que se construyeron los mapas anteriores:

Inyecciones y retiros de energía por país del MER [MWh]							
Tipo	Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá	Total
Inyección	1,270,064.21	1,140,480.09	3,968.16	2.00	510,785.56	1,192,538.05	4,117,838.08
Retiro	895,220.10	1,042,034.54	485,533.62	1,466,678.74	180,053.63	63,892.98	4,133,413.60

Tabla 18 - Inyecciones y retiros de energía por país del MER [MWh] 2025

Fuente: Ente Operador Regional (EOR)

Al ver los retiros de energía por país durante 2025 se obtiene la siguiente gráfica:



Gráfica 81 – Retiros de energía MER por país durante 2025. [MWh]

Fuente: Ente Operador Regional (EOR)

La gráfica muestra que, durante 2025, los retiros de energía del Mercado Eléctrico Regional presentaron variaciones importantes a lo largo del año. En términos generales, se observa una disminución durante los primeros meses, seguida de un aumento progresivo a partir de mayo, alcanzando los mayores niveles entre septiembre y octubre.

Este comportamiento puede relacionarse con cambios en las necesidades de abastecimiento y en la disponibilidad de los recursos de generación de cada país, lo que incrementó temporalmente el uso del MER para cubrir la demanda eléctrica.

Con respecto a los precios de la energía a continuación, se presenta una tabla con los precios promedio ex - ante para el 2025.

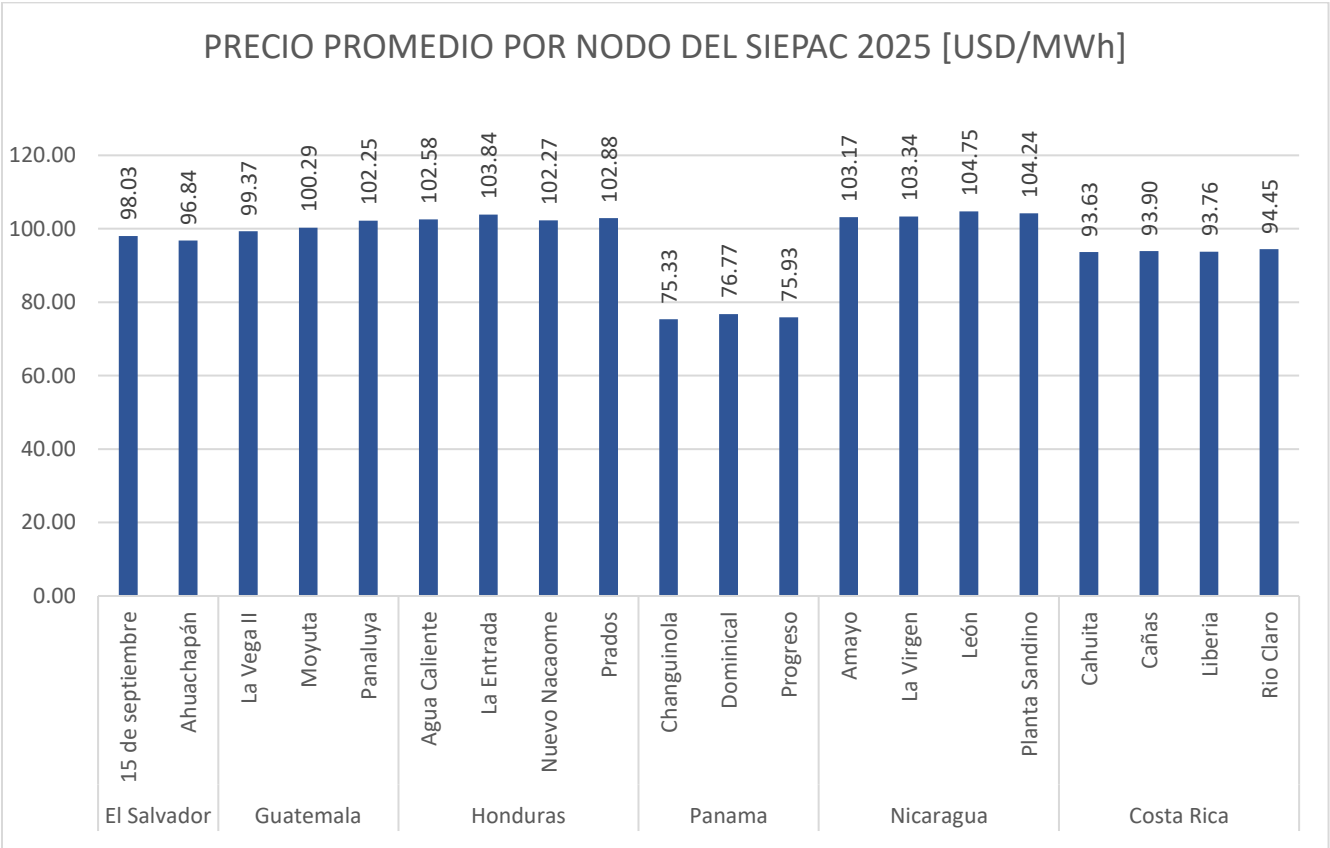
Precios promedio ex - ante 2025 del MER [USD/MWh]					
Guatemala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panamá
100.64	97.44	102.89	103.87	93.93	76.01

Tabla 19 - Precios promedio ex - ante 2025 del MER [USD/MWh]

Fuente: Ente Operador Regional (EOR)

En la tabla anterior se puede ver que la energía con el precio promedio más barato en 2025 fue en los nodos de retiro en Panamá, por el contrario, el precio promedio más caro de los nodos por país fue en Nicaragua.

A continuación, se presenta una gráfica con los precios promedio anuales por nodo del SIEPAC:



Gráfica 82 - Precios promedio por nodo del SIEPAC 2025 [USD/MWh]

Fuente: Ente Operador Regional (EOR)



SECRETARÍA
DE ENERGÍA

Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional.

Generación En Sistemas Aislados

Dirección General de Electricidad y Mercados



CAPÍTULO 11

En este capítulo se muestran los datos estadísticos más importantes relacionados con las distribuidoras de los sistemas aislados de Islas de la Bahía. Las compañías que se encuentran en cada isla del departamento son: RECO - Roatán Electric Company en la isla de Roatán, BELCO - Bonacco Electric Company en Guanaja y UPCO - Útila Power Company en Útila. En el departamento de Gracias a Dios se encuentra INELEM - Inversiones Eléctricas de La Mosquitia y el Grupo Energías Unidas. En estos sistemas aislados, las distribuidoras también realizan actividades de generación.

11.1 ROATÁN ELECTRIC COMPANY – RECO

RECO (Roatán Electric Company) es una empresa de servicios eléctricos para la isla de Roatán, ubicada en el departamento de Islas de la Bahía. RECO ofrece el servicio de generación y distribución a los municipios de Roatán y Santos Guardiola. A continuación, se presentan los datos de potencia instalada y generación histórica entre el año 2015 al 2025:

HISTÓRICO DE POTENCIA INSTALADA RECO [MW]											
TIPO DE PLANTA	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Planta LPG	0	0	28	28	28	28	28	28	28	28	53
Planta Diesel	16	16	16	12.7	12.7	12.7	7	7	4	6	4
Eólica	0	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	3.8	4	3.5	3	4
Solar	0	0	0	0	0	0	11	12	10	12.4	12.4
TOTAL	16	19.8	47.8	44.5	44.5	44.5	49.8	51	46	50.1	73.35

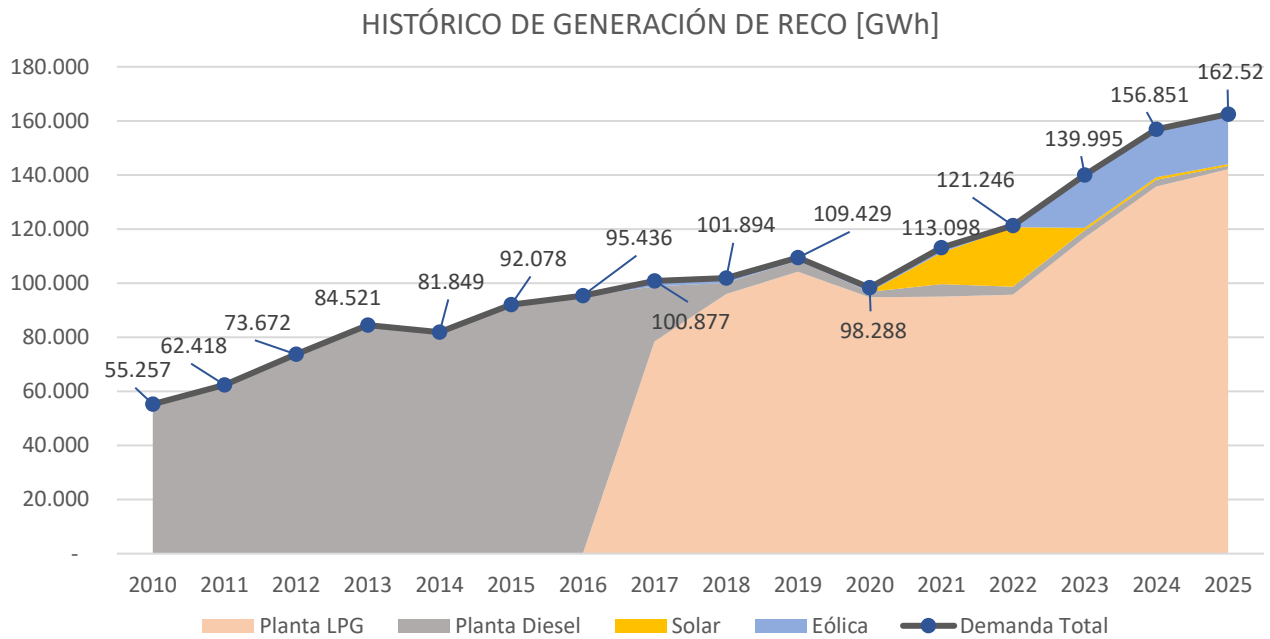
Tabla 20 - Potencia instalada [MW] de RECO

Fuente: ROATAN ELECTRIC COMPANY

En la tabla anterior se puede observar que esta distribuidora ha transformado su parque de generación, pasando de motores de Diesel a plantas de GLP y en los últimos años se han instalado plantas solares y eólicas con el objetivo de disminuir sus emisiones totales de CO2.

Al calcular un índice de renovabilidad en función de la potencia instalada, RECO cuenta con un 21.68% de potencia de generación a base de fuentes renovable, predominando aun las fuentes de generación mediante recursos fósiles.

11.1.1 GENERACIÓN Y DEMANDA DE RECO



Gráfica 83 - Histórico de generación de RECO 2015-2025[GWh]

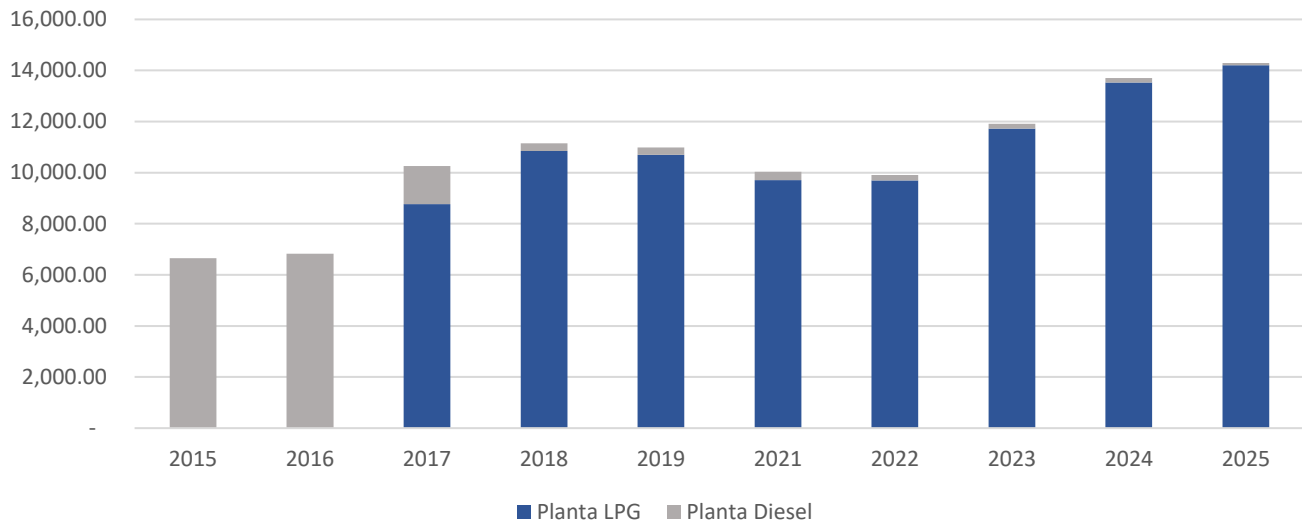
Fuente: RECO

En la gráfica anterior se muestra el histórico de generación de RECO, siendo importante resaltar que a partir del 2015 se ha sobrepasado los 90 GWh, sin embargo, a partir de 2017 la mayor parte de generación proviene de las plantas LPG que se incorporaron ese año. En 2025 la generación por parte de RECO fue mayor en un 3.62% con respecto al 2024 llegando a 162.52 GWh. A diciembre de 2025, se registra un total de 23,158 clientes conectados a la red de distribución, con una demanda máxima de 26.35 MW, alcanzada durante el mes de junio de 2025.

11.1.2 VALORES REPORTADOS DE CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA

RECO antes del año 2017 generaba su energía eléctrica a partir de motores diésel, pero desde 2017 se incluyó en su parque de generación una nueva tecnología a base de LPG. A continuación, se muestra el comportamiento histórico de los valores reportados de consumo de los combustibles para generar energía y satisfacer la demanda eléctrica de Roatán.

CONSUMO HISTÓRICO DE COMBUSTIBLE DE RECO [kGa]



Gráfica 84 - Consumo histórico de combustibles de RECO [kGa]

Fuente: RECO

Del gráfico anterior, se denota que el mayor consumo de combustible en los últimos se centra en la planta LPG, siendo un 99.4% en 2025 del consumo total de combustibles.

11.2 VALORES REPORTADOS DE CLIENTES POR SECTOR DE CONSUMO RECO 2025

A continuación, se muestra una tabla resumen de los clientes reportados por RECO estratificados por sector de consumo y adicionalmente cual fue su tarifa promedio en 2025:

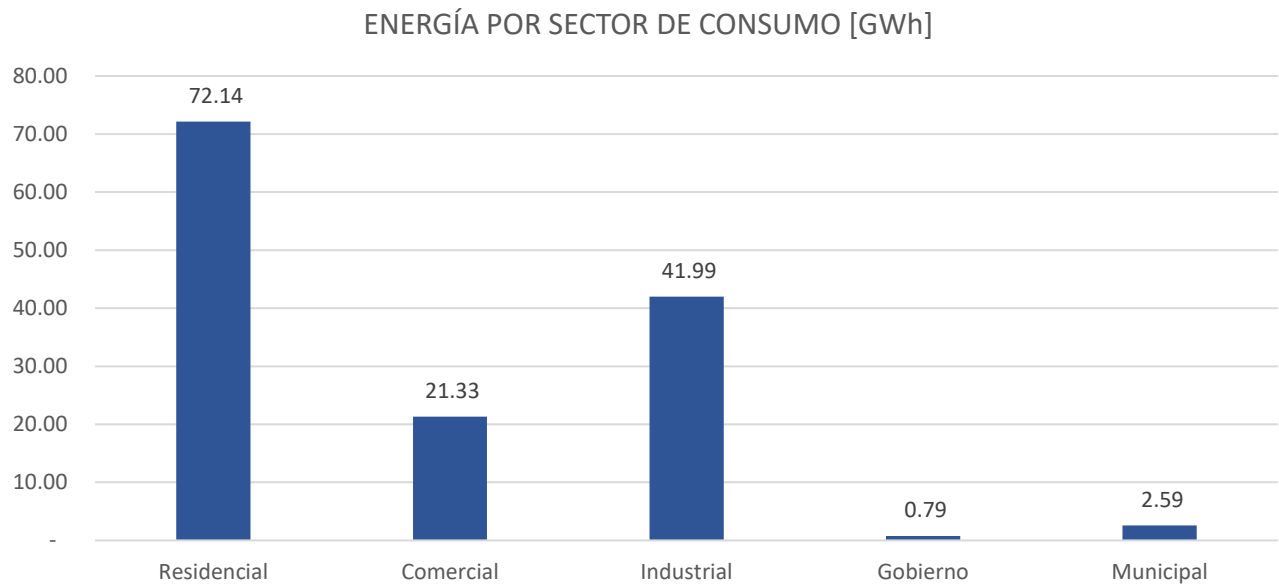
NÚMERO DE CLIENTES POR SECTOR DE CONSUMO 2025			
SECTOR	CLIENTES	PORCENTAJE	TARIFA PROMEDIO L/kWh
Residencial	20,999	90.68%	7.48
Comercial	1,886	8.14%	7.26
Industrial	100	0.43%	8.60
Gobierno	121	0.52%	7.29
Municipal	52	0.22%	7.29
TOTAL	23,158	100%	7.58

Tabla 21 - Clientes por sector de consumo [MW] de RECO

Fuente: ROATAN ELECTRIC COMPANY

El mayor porcentaje de clientes se encuentra en la franja de consumo de consumo residencial (90.68%), y la tarifa más baja rondó en 2025 en promedio los 7.26 L/kWh para el sector de consumo comercial.

11.3 DATOS DE DEMANDA POR SECTOR DE CONSUMO -RECO



Gráfica 85 - Energía por sector de consumo RECO [GWh]

Fuente: ROATAN ELECTRIC COMPANY

Al analizar los datos desde punto de vista de la energía el sector residencial siempre tiene el mayor consumo con un 51.96% del consumo total, sin embargo, el segundo lugar lo tiene el sector industrial con el 30.24% del consumo total de Roatán.

11.4 ÚTILA POWER COMPANY S.A DE C.V– UPCO

En la isla de Utila la compañía distribuidora es UPCO (Utila Power Company), y a continuación, se muestran los datos de potencia instalada:

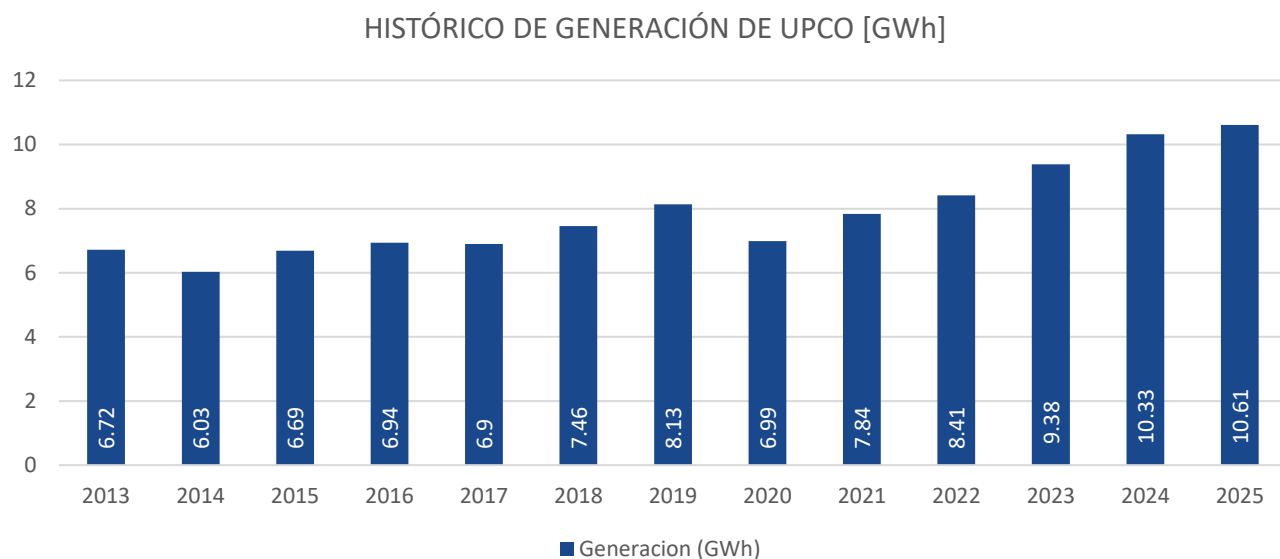
CAPACIDAD INSTALADA [MW] UPCO						
AÑO	2020	2021	2022	2023	2024	2025
Diesel	5.4	4.7	3.45	3.54	4.05	4.05
Fotovoltaico	0.2	0.2	0.19	0.2	0.19	0.19
TOTAL	5.6	4.9	3.64	3.74	4.24	4.24

Tabla 22 - Histórico de potencia instalada de UPCO [MW]

Fuente: Útila Power Company S.A de C.V.

11.4.1 GENERACIÓN Y DEMANDA DE UPCO

A partir de 2017 UPCO comenzó a incorporar generación fotovoltaica, aunque su aporte es poco con respecto a la generación total, a continuación, se muestra el grafico del histórico de generación de UPCO desde 2013 a 2025:



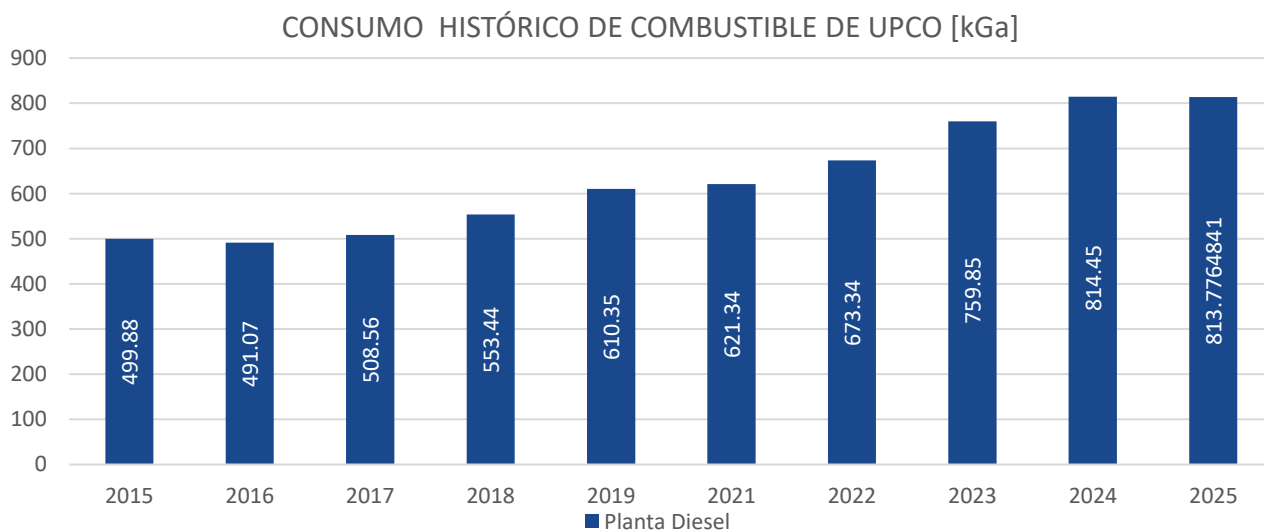
Gráfica 86 - Histórico de generación de UPCO [GWh]

Fuente: Utila Power Company S.A de C.V.

A partir de 2021, la generación de UPCO ha venido creciendo alrededor de un 10% anual, hasta estabilizarse en 2025 con un crecimiento del 2.77% respecto al 2024. Durante 2025, el pico de demanda eléctrica fue de 2.07 MW en el mes de octubre, 7% más alta a la demanda máxima presentada en el 2024 (1.94 MW).

11.4.2 VALORES REPORTADOS DE CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA

UPCO cuenta con cuatro generadores diésel, para la generación de energía eléctrica, a continuación, se muestra los valores históricos reportados de combustible consumido por parte de estos generadores.



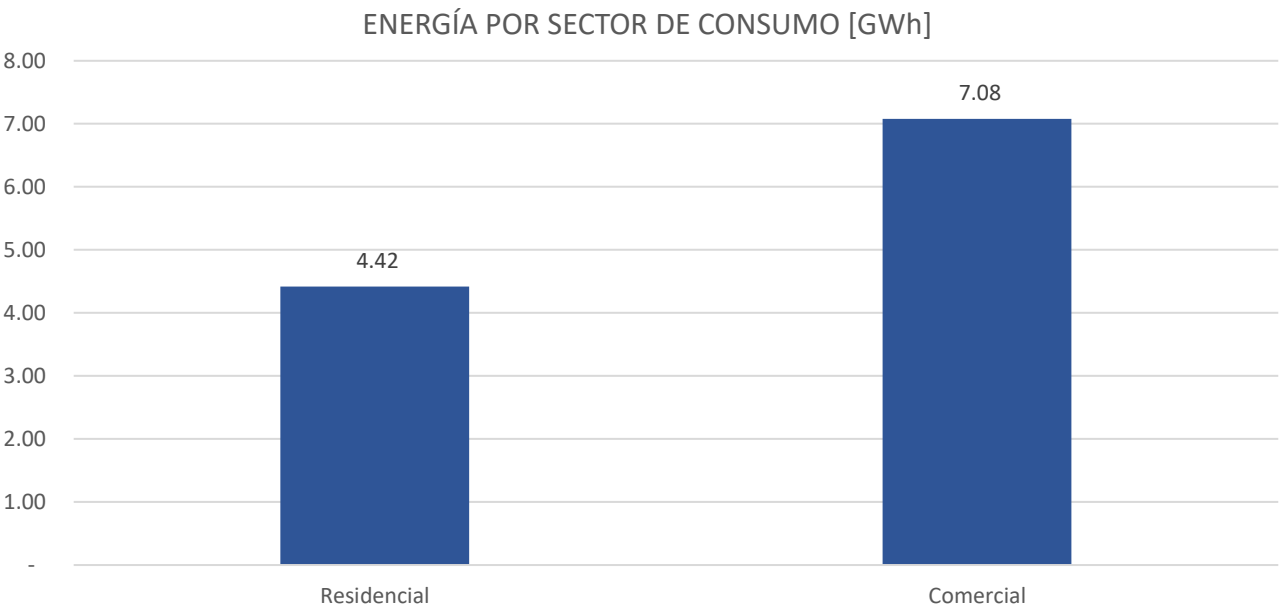
Gráfica 87 - Consumo de diésel UPCO [kGa]

Fuente: Utila Power Company S.A de C.V.

En la gráfica anterior se puede notar el crecimiento sostenido del consumo de combustible diesel por parte de UPCO producto de su correlación con el crecimiento de la demanda en los últimos años.

11.4.3 VALORES REPORTADOS DE CLIENTES POR SECTOR DE CONSUMO UPCO 2025

Según datos a diciembre de 2025, el sector con la mayor cantidad de clientes es el sector residencial con 1,556 clientes y un consumo anual del 4.42 GWh, el sector comercial cuenta con 1,306 clientes y un consumo anual de 7.08 GWh. A continuación, se muestra el gráfico de la energía por sector de consumo.



Gráfica 88 - Energía por sector de consumo UPCO [GWh]

Fuente: UPCO

A continuación, se muestra una tabla resumen de los clientes reportados por UPCO estratificados por sector de consumo y adicionalmente cual fue su tarifa promedio en 2025:

NÚMERO DE CLIENTES POR SECTOR DE CONSUMO 2025			
SECTOR	CLIENTES	PORCENTAJE	TARIFA PROMEDIO L/kWh
Residencial	1,556	54.37%	11.20
Comercial	1,306	45.63%	11.20
TOTAL	2,862	100%	11.20

Tabla 23 - Número de clientes por sector de UPCO [MW]

Fuente: Utila Power Company S.A de C.V.

Solo existen dos categorías de clientes, residenciales y comerciales, y la tarifa es la misma para ambos sectores siendo en promedio 11.20 L/kWh en 2025, esta tarifa tuvo una disminución de 5.25% respecto a 2024.

11.5 PROYECTO PERLA

PERLA es un proyecto de electrificación basado en un sistema hibrido de paneles y motores Diesel, teniendo dos componentes, uno destinado para la Isla de Guanaja en Islas de la Bahía y el otro para Brus Laguna en Gracias a Dios, garantizando el acceso al servicio de energía eléctrica en la región, mejorando las condiciones de vida del pueblo, promoviendo el desarrollo socioeconómico, esto en el marco de una cooperación entre el gobierno de Honduras y el BID.

El proyecto Perla de Brus Laguna en Gracias a Dios cuenta con 400kW picos de solar con un sistema de almacenamiento de 420kW/1.68MWh y un generador Diesel de 624kW.

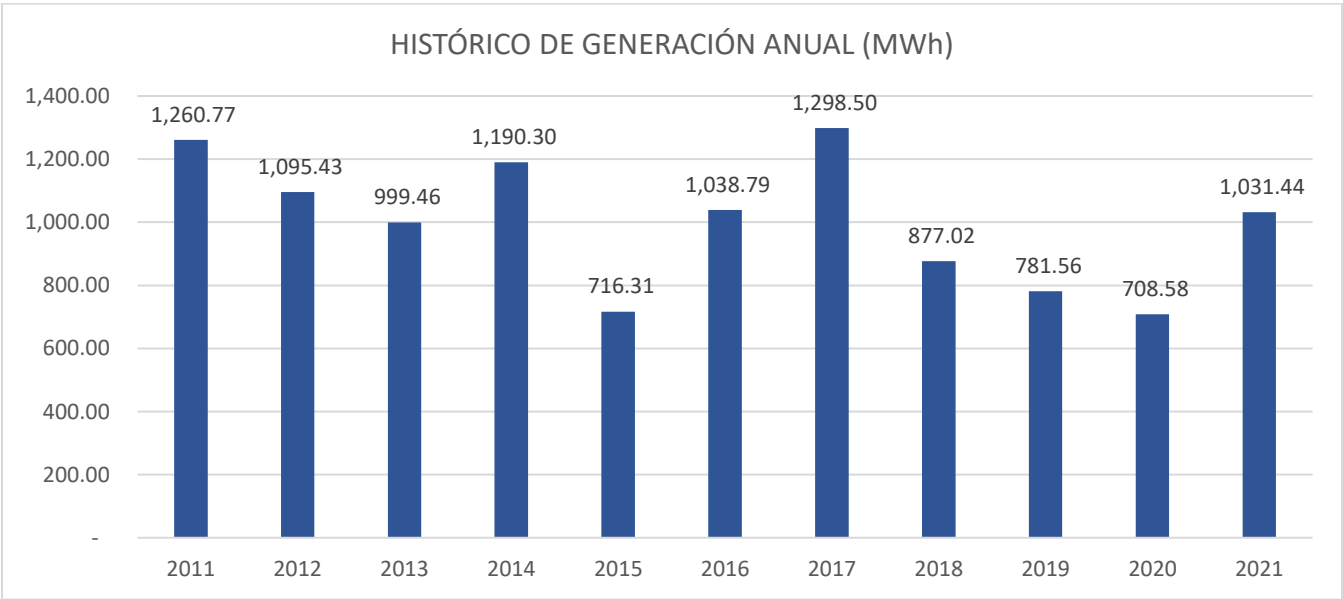
El proyecto Perla de Guanaja en Islas de la Bahía cuenta con 2.92MW picos de solar con un sistema de almacenamiento de 6.88MWh y un generador Diesel de 2,684kW.

11.6 INVERSIONES ELÉCTRICAS DE LA MOSQUITIA (INELEM)

Inversiones Eléctricas de la Mosquita es una empresa brinda el servicio eléctrico a Puerto Lempira, departamento de Gracias a Dios. A continuación, se presentan datos sobre su potencia instalada, energía generada y número de clientes por sector. En los siguientes apartados se presentará información hasta 2021, ya que no se obtuvo acceso a información de 2025.

11.6.1 POTENCIA, GENERACIÓN Y DEMANDA DE INELEM

La siguiente grafica muestra la generación histórica de energía eléctrica de INELEM desde 2011 a 2021:

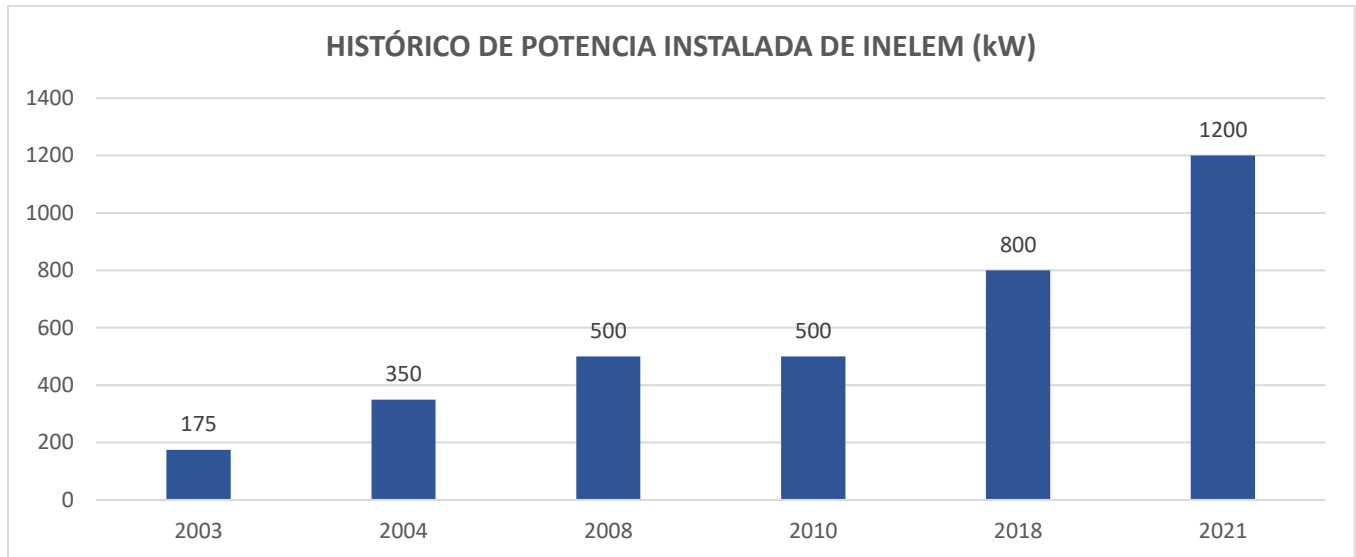


Gráfica 89 - Histórico de generación anual de INELEM [MWh]

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

Esta empresa cuenta con motores de combustión interna a base de diésel, en sus planes de expansión tiene el proyecto de llegar a un 1MW de potencia instalada en conjunto con una ampliación de 500 metros para la red primaria y 2,000 metros para la red secundaria.

El siguiente gráfico muestra un histórico de la potencia instalada de esta empresa desde el año 2003 hasta el 2021.

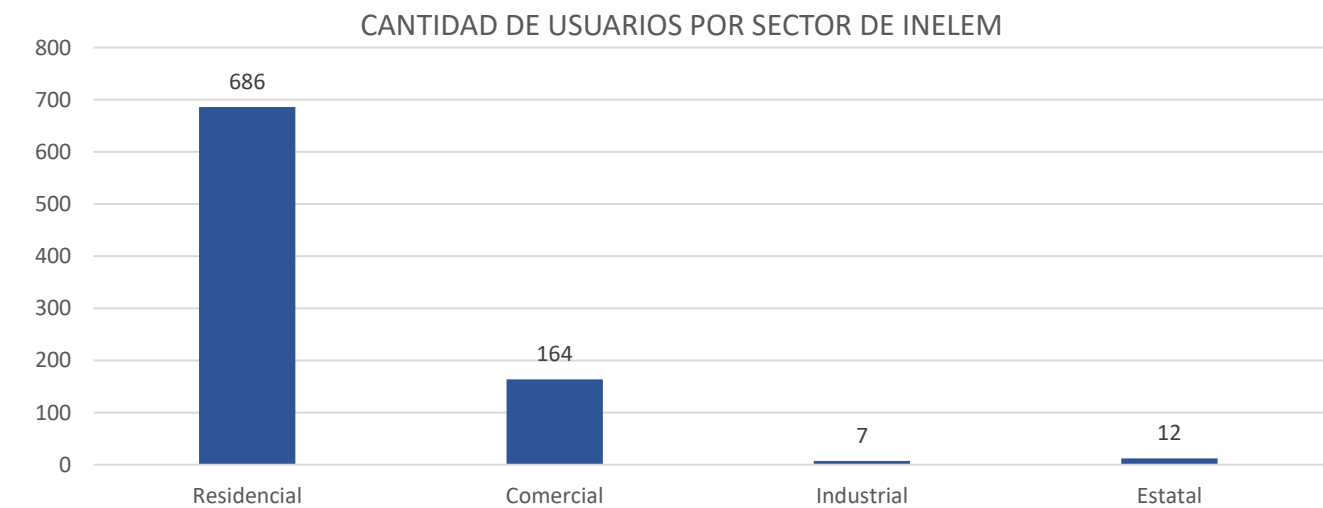


Gráfica 90 - Histórico de potencia instalada de INELEM 2003-2021 [kWh]

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

11.6.2 USUARIOS DE LA EMPRESA INELEM

La gran mayoría de usuarios de esta empresa son del sector residencial con 616 clientes seguido del sector comercial con 132 usuarios.

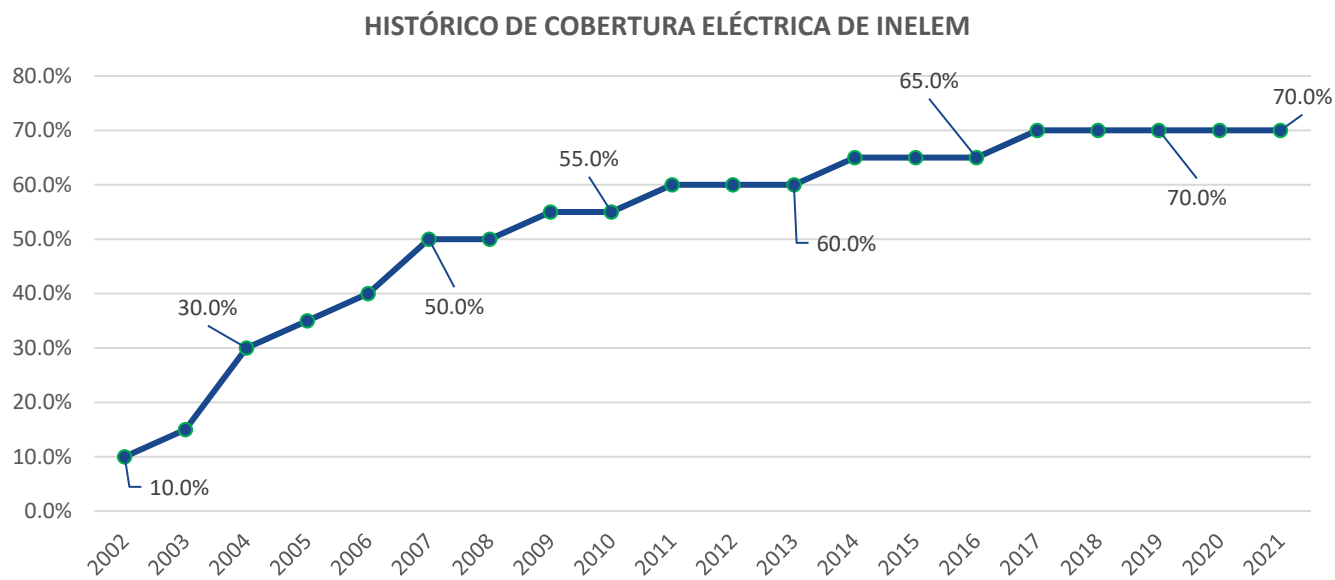


Gráfica 91 - Cantidad de clientes por sector de consumo de INELEM 2022

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

11.6.3 ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA DE LA EMPRESA INELEM

A lo largo de los años el índice de cobertura eléctrica ha tenido una tendencia creciente debido a la ampliación de su red de distribución, en el siguiente gráfico se presenta el índice de cobertura histórico de Puerto Lempira desde el año 2002 hasta 2021.



Gráfica 92 – Histórico de cobertura eléctrica de INELEM 2002-2021

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

11.7 COMPAÑÍA DE ENERGÍA GAS Y AGUA, SOCIEDAD ANÓNIMA (CEGASA)

La compañía de energía gas y agua, sociedad anónima es una empresa de capital privado, ubicada en el municipio de Puerto Lempira, departamento de Gracias a Dios, específicamente en la aldea de Kaukira, la cual brinda entre otros servicios la energía eléctrica. A continuación, se presentan los datos recabados de la empresa. En los siguientes apartados se presentará información hasta 2022, ya que no se obtuvo acceso a información desde 2023.

11.7.1 POTENCIA, ENERGÍA GENERADA, CONSUMO DE COMBUSTIBLE Y DEMANDA MÁXIMA

Esta empresa cuenta con motores de combustión interna a base de diésel con una potencia de 250 kW. En cuanto a la energía generada solo se tienen datos del mes de septiembre a diciembre del 2022, debido que hasta dicho mes se instalaron equipos de medición para llevar registro correspondiente, la energía generada en esos meses fue de 584.9 MWh. Por otra parte, el consumo de combustible para la generación de energía eléctrica también se tiene registros desde el mes de septiembre a diciembre del 2022 y es de 20,088 galones de Diesel. Por último, la demanda máxima registrada por el sistema durante esos 4 meses fue de 147.2 KW que se registró en el mes de diciembre.

11.7.2 CLIENTES CEGASA

A continuación, se muestra la cantidad de clientes por sector de consumo de la empresa CEGASA.



Gráfica 93 - Número de clientes por consumo CEGASA

11.7.3 COBERTURA ELÉCTRICA Y PLANES DE EXPANSIÓN

La aldea de Kaukira es una franja de tierra por lo tanto la red de distribución se reduce a una línea de 13.8 kV. En cuanto a población tiene aproximadamente de 1,084 viviendas de las cuales para diciembre de 2022 cuentan con electricidad 222 viviendas, por lo tanto, el índice de cobertura eléctrica es de 20.48%.



SECRETARÍA
DE ENERGÍA

Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional.

Energía Distribuida

Dirección General de Electricidad y Mercados



CAPÍTULO 12

Los proyectos de electrificación y de acceso a la energía en las comunidades rurales, forman parte de la agenda de organismos internacionales de cooperación y también del Estado de Honduras para reducir la pobreza, elevar la calidad de vida de los ciudadanos en los sectores rurales e integrarlos al proceso de desarrollo económico y social del país.

Los objetivos de estos proyectos apuntan a solucionar las carencias de electricidad, y con ello a mejorar la calidad del abastecimiento energético de viviendas y centros comunitarios en el sector rural, mejorando así su calidad de vida y oportunidades de acceso a la educación y salud.

12.1 ENERGÍA DISTRIBUIDA FUERA DE RED

En Honduras existen diversos programas de electrificación y acceso a la energía eléctrica, a continuación, se hace una revisión de los más importantes que funcionan en el país.

12.1.1 ENERGIZING DEVELOPMENT (ENDEV)

Energizing Development (EnDev) fue una asociación de acceso a la energía financiada actualmente por seis países donantes; Holanda, Alemania, Noruega, Reino Unido, Suiza y Suecia. EnDev ha promovido el acceso sostenible a servicios modernos de energía, estos servicios satisficieron muchas necesidades de la población en el área rural. En Honduras EnDev trabajó junto con la Agencia Alemana de Cooperación Internacional (Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit o GIZ), brindando apoyo al país a través de programas regionales que promueven las energías renovables y la eficiencia energética.¹⁸

EnDev ha electrificado un total de 5,834 viviendas mediante proyectos de energía fotovoltaica, en total se estima que, la potencia instalada de todos los proyectos a nivel nacional equivale a 202 kW. Entre el 2001 y 2018, se han electrificado alrededor de 5,834 viviendas particulares, además de 97 centros comunales, 15 establecimientos de salud y 91 centros escolares.

EnDev también cuenta con proyectos acceso a la electricidad a través de pequeñas centrales hidroeléctricas, y en 2021 benefició a 990 viviendas con este servicio, estos proyectos han sido desarrollados en siete departamentos (Atlántida, Colon, Cortes, El Paraíso, Lempira, Olancho y Yoro) y se estima una potencia instalada de 210 kVA.

12.1.2 PROYECTO DE INFRAESTRUCTURA RURAL (PIR-IDECOAS)

El Gobierno de Honduras, gestionó un crédito con la Asociación Internacional de Fomento (AIF) del Banco Mundial (BM), dirigido a atender diversas necesidades en los sectores de rehabilitación de caminos, agua, saneamiento y electrificación en ciertas zonas rurales del país, proporcionando una serie de diseños, obras, programas de asistencia, estudios, capacitaciones y otros componentes. El FHIS actuó como el ente administrador y ejecutor a través del Proyecto de Infraestructura Rural (PIR).

El Fondo Hondureño de Inversión Social (FHIS) actuó como el ente administrador y ejecutor a través del Proyecto de Infraestructura Rural (PIR), proyecto cuya área de influencia son las comunidades rurales que cumplen criterios de selección relacionadas con las condiciones de pobreza y organización comunitaria. Este proyecto inició en el

¹⁸ EnDev Honduras presentó su evento de cierre en noviembre del 2019.

occidente del país con las mancomunidades CRA (Consejo Nacional Ambiental), que comprende siete municipios de Santa Bárbara y diez municipios del norte de Copán con población CHORTÍ. Posteriormente, el Proyecto incorporó a cuatro mancomunidades más: MAMBOCAURE en Choluteca, MAMCEPAZ en La Paz, GÜISAYOTE, en Ocotepeque y MAMNO en Olancho. En el 2011, se incorpora al área de influencia del Proyecto las Mancomunidades de AMFI en Intibucá, MANOFM de Francisco Morazán y CAFEG en Lempira.

La cantidad de sistemas instalados con tecnología solar fotovoltaica desarrollados por el PIR ronda un total de 9,228 viviendas y 248 escuelas, donde los departamentos más beneficiados son: Olancho, el Paraíso, Francisco Morazán y Yoro.

El PIR, también participó en la implementación del Proyecto Micro hidroeléctrico "La Atravesada", ubicado en la comunidad de San Marcos, municipio de Florida, Copán. Esta microrred provee el servicio eléctrico a tres comunidades de la zona, con un total de 111 viviendas conectadas, se encuentra operando desde 2012.

12.1.3 PROGRAMA NACIONAL DE DESARROLLO RURAL SOSTENIBLE (PRONADERS)

El Programa Nacional de Desarrollo Rural y Urbano Sostenible (PRONADERS) fue creado mediante Decreto No. 137-2011 como un órgano desconcentrado de la Secretaría de Estado en los Despachos de Agricultura y Ganadería (SAGPRONADERS); a través del Proyecto Energía Rural ha implementado sistemas solares fotovoltaicos (SFA) para brindar acceso a la electricidad, y mejorar las condiciones de vida para 21,036 familias de escasos recursos, con capacidad instalada de 130 Wp por vivienda; 416 centros educativos con capacidad de 640 Wp cada uno y 34 establecimientos de salud con capacidad unitaria de 2,000 Wp. Se ha fomentado la formación y organización comunitaria en Juntas de Energía y Cajas Rurales. Adicionalmente se cuenta con un componente de capacitación técnica a miembros de las comunidades para el mantenimiento de los sistemas.

En su primera fase, el Pro- Energía Rural se extendió en seis departamentos del occidente del país: Ocotepeque, Lempira, Copán, Intibucá, Santa Bárbara y La Paz; con la inclusión de 1,226 comunidades y una potencia total instalada estimada en 3.07MWp.

La segunda fase, en proceso de implementación, comprende los departamentos de Lempira, Intibucá, Santa Bárbara y La Paz, con una ampliación de 2,347 SFA (300 Wp cada uno) y una potencia instalada aproximada de 704 kWp.

12.1.4 PROYECTOS DE ELECTRIFICACIÓN DESARROLLADOS DE FORMA PRIVADA

Desde 1994, algunas empresas se han dedicado a la comercialización e instalación de sistemas solares fotovoltaicos domiciliarios, así como para usos productivos de forma privada.

La Asociación de Proveedores de Soluciones de Energía Renovable Distribuida de Honduras (APRODERDH), agrupa a una cantidad considerable de empresas privadas comercializadoras y distribuidoras de sistemas basados en generación renovable con el objetivo de promover su uso para autoconsumo.

A continuación, se menciona las empresas privadas de las cuales se han obtenido datos referenciales.

12.1.5 VILLAGE INFRASTRUCTURE ANGELS (VIA)

Es una organización dirigida por un grupo de profesionales con amplia experiencia en administrar proyectos de micro infraestructura en algunos de los lugares más remotos del mundo. VIA tiene dos ejes principales de trabajo; conecta a los inversores con los proyectos de infraestructura de aldeas y ayuda a otros a desarrollar proyectos similares.

En Honduras, VIA ha instalado un total de 2,032 sistemas de 2.7 Wp y 6 Wp. Se planea agregar 718 sistemas adicionales en Gracias a Dios, municipio de Puerto Lempira. Cabe mencionar que, del total de sistemas instalados, únicamente se encuentran en funcionamiento 1,582; el resto se reporta en desuso por las razones descritas a continuación:

1. COVID-19
2. Huracán ETA
3. Huracán IOTA
4. Beneficiarios (Clientes) fallecidos
5. Reportes de robo
6. Sistemas defectuosos o en mal estado

En la actualidad, esta organización dejó de impulsar el proyecto dadas las razones mencionadas anteriormente, por lo que los inversionistas han decidido detener el proyecto.

12.1.6 ENERGÍA SIN FRONTERAS (ESF)

Es una ONG española que inició en el 2003 por un grupo de directivos del sector energético español con la finalidad de contribuir al Acceso Universal de la Energía. Formada por 180 voluntarios, la mayoría ingenieros. Además de buscar soluciones para el Acceso a la Energía, ESF también contribuye con acceso al agua y saneamiento, sobre todo en las comunidades más aisladas y alejadas, las cuales son comúnmente las más vulnerables.

Energía Sin Fronteras ha considerado un modelo de negocio para contribuir al Acceso Universal de la Energía, en los lugares donde no está previsto que se expanda la red eléctrica convencional, llamado modelo Corylus.

El modelo Corylus aplica el uso de las últimas innovaciones tecnológicas de energía renovable fotovoltaica, busca la mayor eficiencia energética y promueve la colaboración de la municipalidad y la participación comunitaria, mediante la creación de comités comunitarios, que previa formación, actúan con la población ayudándoles tanto a la instalación como en el pago y uso de los equipos. El proyecto está siendo una Fuente de aprendizaje para los esfuerzos de electrificación que deberán ser desarrollados en el futuro, no sólo en aspectos técnicos, sino también como modelos de gestión utilizado para lograr la sostenibilidad.

Desde el año 2018 se está desarrollando, en colaboración con la ONG Ayuda en Acción, el modelo Corylus en comunidades indígenas, mayoritariamente tolupanas, en los municipios de Victoria y Sulaco, y, desde el 2021, en el municipio de Yoro previendo expandirse hacia Yorito. Corylus ha conseguido que unas dos mil familias en Honduras puedan acceder a la electricidad y tengan sus necesidades energéticas satisfechas, mediante equipos solares fotovoltaicos.



**SECRETARÍA
DE ENERGÍA**

Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional.

Conclusiones y consideraciones finales

Dirección General de Electricidad y Mercados

Los datos estadísticos funcionan como insumo para realizar estudios más especializados como los indicadores energéticos de un país, por lo tanto, la certeza de estos es de suma importancia al momento tomar decisiones y generar políticas públicas orientadas al subsector eléctrico nacional.

POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA Y RENOVABILIDAD DE LA MATRIZ DE GENERACIÓN

La potencia eléctrica instalada en el país en 2025 fue de **3,577.04 MW**, distribuida en aproximadamente 117 centrales generadoras conectadas al Sistema Interconectado Nacional. De esta capacidad, **2,020.28 MW (56.48%)** corresponden a fuentes renovables y **1,556.76 MW (43.52%)** a fuentes no renovables, incluyendo generación fósil y carbón/coque. La tecnología con mayor participación en potencia instalada fue la generación térmica a base de combustibles fósiles con **1,451.8 MW**, equivalente al **40.59%** del total, seguida por la generación hidroeléctrica con **934.3 MW (26.12%)** y la generación solar fotovoltaica con **562.5 MW (15.73%)**.

En cuanto a la matriz de generación eléctrica del país, durante 2025 la generación térmica a base de combustibles fósiles mantuvo la mayor participación con 4,375.56 GWh, equivalente al 35.60% del total generado. Le siguió la generación hidroeléctrica con 3,933.44 GWh (32.00%), la generación solar fotovoltaica con 1,093.72 GWh (8.90%), la biomasa con 908.76 GWh (7.39%), la generación a base de coque de petróleo con 859.53 GWh (6.99%), la generación eólica con 832.75 GWh (6.77%) y la geotérmica con 287.91 GWh (2.34%).

El índice de renovabilidad de la generación de energía eléctrica para el año 2025 fue de 57.41%, mostrando un aumento respecto al valor registrado en 2024.

DEMANDA ELÉCTRICA

El día con demanda máxima para el año 2025 ocurrió el 21 de mayo, registrándose a las 19:36 h una demanda de 2,086.72 MW. De las 8,760 horas del año, el 47.53% del tiempo la demanda se mantuvo sobre los 1,450 MW, el 50.57% estuvo entre 1,000 MW y 1,450 MW, y un 1.62% del tiempo la demanda estuvo por debajo de los 1,000 MW.

En el mes de enero de 2025 se registró el menor pico de demanda eléctrica máxima mensual con 1,676.69 MW; por otro lado, en el mes de mayo se registró la mayor demanda en el sistema eléctrico con 2,086.76 MW. Asimismo, durante los meses de abril y mayo también se observaron niveles elevados de demanda, asociados principalmente a la temporada seca del año y al mayor uso de equipos de refrigeración en centros comerciales y residencias.

PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica – ENEE, es actualmente la única distribuidora que compra energía eléctrica a los generadores, la cual es transportada a través del Sistema Interconectado Nacional (SIN), hasta llegar al consumidor final. En 2025, el precio monómico o unitario de generación a partir de fuentes renovables ponderado anual más bajo fue de 0.1271 USD/kWh para la tecnología renovable a base de geotermia y el más alto fue la tecnología eólica con 0.1475 USD/kWh. Por otro lado, el precio monómico ponderado anual de la energía térmica a base de combustibles fósiles fue de 0.1398 USD/kWh. La mayor cantidad de energía eléctrica comprada por parte de la ENEE en el mercado de contratos fue de tecnologías a base de combustibles fósiles con 3,492.16 GWh, seguidos de 1,233.81 GWh de generadores hidroeléctricos con un precio ponderado anual de 0.1390 USD/kWh.

SECTORES DE CONSUMO

El principal sector de consumo es el sector residencial representando el 92.12% del total de abonados, los cuales consumieron 3,529.79 GWh, lo que representa un 47.77% del consumo entre todos los sectores. El sector comercial consumió 1,984.62 GWh, correspondiente a un 26.86% del consumo total, y el sector industrial consumió 1,449.34 GWh, equivalentes a un 19.61%.

A nivel residencial, los usuarios que consumen de 0 kWh a 100 kWh representan un 54.49% del total de clientes, mientras que los clientes con consumo entre 101 kWh y 150 kWh representan el 16.97%. En conjunto, ambos rangos representan el 71.46% de todos los abonados residenciales. Por otra parte, solamente un 3.83% de clientes se encuentran en promedio arriba de un consumo de más de 500 kWh al mes en 2025; ese porcentaje representó a diciembre de 2025 un total de 76,537 clientes con alto consumo en el sector residencial. Sin embargo, ese pequeño porcentaje representa un 24.48% de la energía total consumida en el sector residencial.

ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA Y ACCESO A LA ELECTRICIDAD (DATOS A DICIEMBRE 2025)

El índice de cobertura eléctrica (ICE) 2025 es de 84.64%, en el sector urbano ICE es de 94.38% y en el rural de 72.86%; los departamentos con menor cobertura eléctrica son Gracias a Dios (10.44%), El Paraíso (64.05%) y La Paz (71.43%) y. En contraste con Islas de la Bahía (98.32%), Cortés (96.10%), y Valle (91.01%) presentan los primeros lugares de cobertura.

El índice de acceso a la electricidad (IAE) para 2025 es de 86.44% en todo el país, el primer lugar de acceso a la electricidad lo tiene Islas de la Bahía con un 98.37% de, seguido de Cortés y Francisco Morazán con 96.45% y 91.25% respectivamente. El departamento de Gracias a Dios tiene el IAE más bajo con un 23.39%.

TARIFAS ELÉCTRICAS

El valor de las tarifas para los usuarios regulados conectados al SIN se revisan y aprueban trimestralmente por parte la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE), a través de los pliegos tarifarios donde se especifica la tarifa eléctrica según el nivel de tensión al cual los clientes se conectan; esta categorización se define como servicio residencial, servicio general en baja tensión, servicio en media tensión y servicio en alta tensión. El 2025 se cerró en el cuarto trimestre con las siguientes tarifas: residencial primeros 50 kWh/mes (3.821 L/kWh), residencial siguientes 50 kWh/mes (4.972 L/kWh), servicio general en baja tensión (4.998 L/kWh), servicio en media tensión (3.056 L/kWh) y servicio en alta tensión (2.864 L/kWh).

ENERGÍA NO SUMINISTRADA

En el año 2025 la mayor cantidad de energía no suministrada fue debido a aperturas automáticas/manuales, ascendiendo a un valor de 37,730.06 MWh no suministrados. El mes con mayor incidencia de energía no suministrada en 2025 fue septiembre, con 10,590.77 MWh, donde las aperturas automáticas/manuales representaron el mayor porcentaje de las causas, seguido de fallas, mantenimientos y reducción de carga.

Finalmente, del total de energía eléctrica no suministrada en el año 2025, un 24.85% se debe a cortes por mantenimiento, un 27.53% a fallas, un 3.35% a reducción de carga y el 44.27% restante se debió a aperturas manuales o automáticas.

PÉRDIDAS ELÉCTRICAS

Los niveles de pérdidas eléctricas tienen un impacto significativo en las finanzas de las empresas distribuidoras. En enero de 2025 las pérdidas en el sistema fueron de 34.4%, y el año se cerró con un 33.89% de pérdidas eléctricas a nivel del sistema de distribución. Estos valores incluyen pérdidas técnicas y no técnicas, y representan una reducción favorable de alrededor de 1.48% en 2025.

IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES EN EL MER

Honduras realiza transacciones de importación y exportación de energía eléctrica en el MER mediante las interconexiones con El Salvador, Guatemala y Nicaragua. Históricamente nuestro país ha sido mayormente comprador de energía eléctrica. En el 2025 Honduras compró 485.53 GWh, lo que representó un aumento de 205.6% en la compra de energía con respecto al 2024.

Las importaciones en el MER representaron alrededor de un 3.80% del total de la energía requerida para suplir la demanda eléctrica en el país.

SISTEMAS AISLADOS

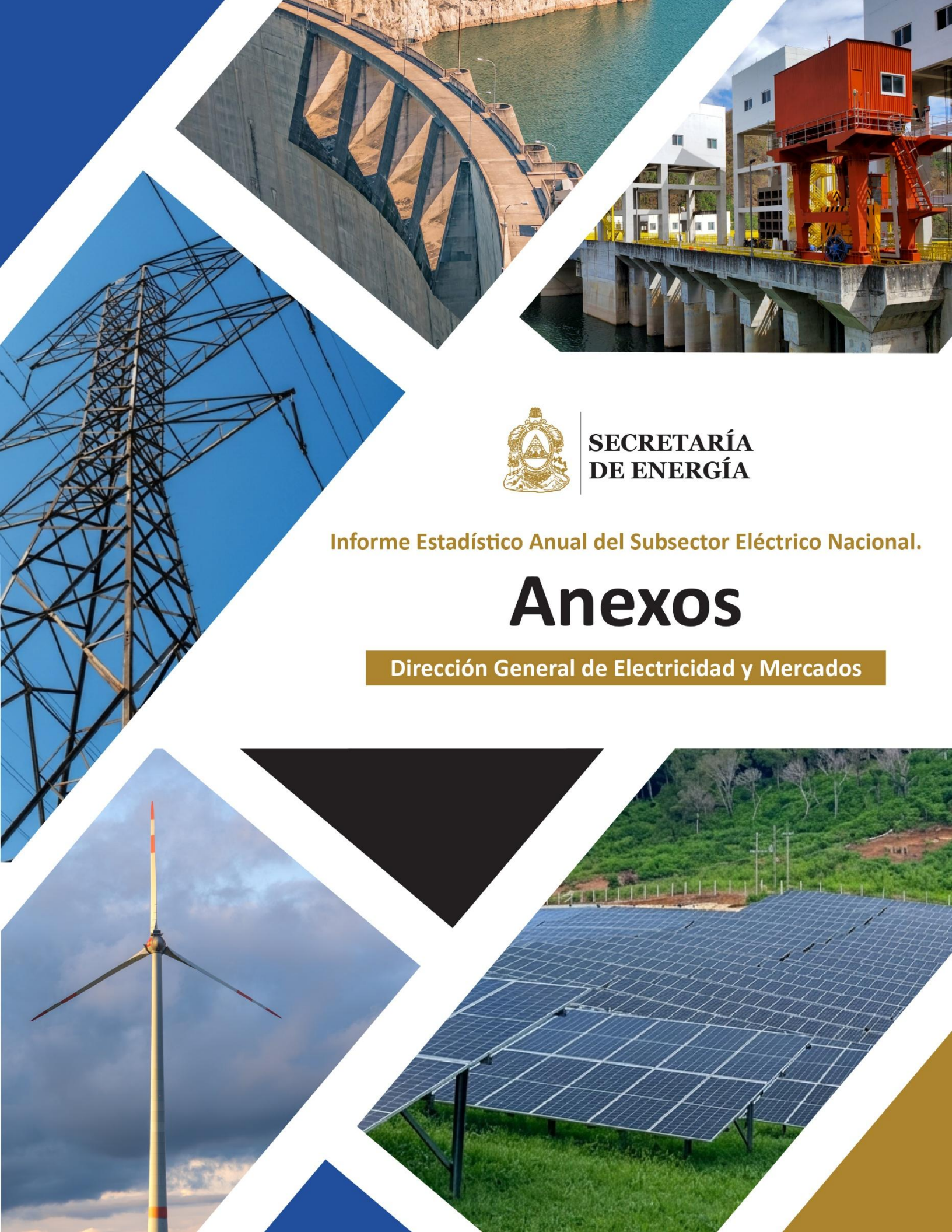
Las distribuidoras que no están interconectadas con el SIN están ubicadas en los departamentos de Islas de la Bahía y Gracias a Dios. En estos sistemas se encuentran RECO con 73.35 MW, UPCO con 4.24 MW, INELEM con 1.2 MW y CEGASA con 0.25 MW. Adicionalmente, se encuentra el proyecto Perla de Guanaja con 2.92 MW picos de solar, un sistema de almacenamiento de 6.88 MWh y un generador diésel de 2,684 kW; así como el proyecto Perla de Brus Laguna con 400 kW picos de solar, un sistema de almacenamiento de 420 kW/1.68 MWh y un generador diésel de 624 kW.

La energía eléctrica generada por RECO en 2025 fue de 162.52 GWh, lo que representó un crecimiento de 3.62% respecto a 2024. Por su parte, UPCO generó un total de 10.61 GWh en 2025 y registró una demanda máxima de 2.07 MW en el mes de octubre.

CONSIDERACIONES FINALES

1. Los datos estadísticos presentados en este informe provienen de fuentes de información que corresponden a diversas instituciones gubernamentales y no gubernamentales, las cuales describen el comportamiento dinámico del subsector eléctrico, por lo tanto dentro del marco legal correspondiente (Consejo de Secretarios de Estado, 2021)¹⁹ de la creación de la Secretaría de Energía en el literal “g” expresa como una de sus facultades el procesamiento de los datos estadísticos y elaboración de indicadores energéticos del país; por lo cual se recomienda crear convenios interinstitucionales con las fuentes de información para que los datos estadísticos sean enviados de manera oficial y periódicamente a la SEN; y así obtener un mayor dinamismo de la información para un procesamiento más eficiente en tiempo y forma.
2. La información estadística es de suma importancia, ya que es fundamental para explicar el comportamiento en el tiempo de las distintas variables que describen el subsector eléctrico, por lo cual es necesario que las diversas fuentes de información cuenten con un mejor almacenamiento y presentación de los datos estadísticos para el uso general y específico de la Secretaría de Energía, tanto para fines de estudio, así como la planificación del subsector eléctrico.
3. El estudio estadístico del subsector eléctrico en el país es sumamente amplio, por lo cual es necesario que las diversas fuentes de información implementen herramientas informáticas que sean compartidas con la SEN para el tratamiento de datos estadísticos para un uso más seguro y eficiente.

¹⁹ (Consejo de Secretarios de Estado, 2021)



**SECRETARÍA
DE ENERGÍA**

Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico Nacional.

Anexos

Dirección General de Electricidad y Mercados

PLANTAS GENERADORAS EN EL AÑO 2025

A continuación, se presenta una lista de cada una de las generadoras activas durante al año 2025, clasificadas por tipo de tecnología; se muestra también su respectiva potencia instalada, generación bruta y el consumo propio.

PLANTA	TÉRMICA			
	CAPACIDAD INSTALADA [MW]	GENERACIÓN BRUTA [GWh]	CONSUMO PROPIO [GWh]	GENERACIÓN NETA [GWh]
ARRENDAMIENTO LAEISZ DANLI	11	20.51	0.10	20.41
ARRENDAMIENTO LAEISZ SAN ISIDRO	20	13.77	0.28	13.48
ARRENDAMIENTO LAEISZ EL NISPERO	10	10.92	0.13	10.80
ARRENDAMIENTO LAEISZ EL PROGRESO	30	9.11	0.29	8.82
ARRENDAMIENTO SANTA MARTA	20	6.34	0.17	6.17
ARRENDAMIENTO SANTA ROSA	22.04	59.00	0.23	58.76
ARRENDAMIENTO VILLANUEVA	90	11.96	0.70	11.25
BRASSAVOLA	133.59	3.62	0.97	2.65
CEIBA TERMICA	10	6.62	-	6.62
COG. ENERSA	17	59.15	0.42	58.73
EL FARO	43	139.47	4.81	134.66
ELCATEX	21.8	-	-	-
ELCOSA	80	93.48	2.62	90.85
EMCE CHOLOMA	48	23.87	0.71	23.16
ENERSA	259	1,603.65	0.31	1,603.35
LAEISZ REGULETO / LA ENSENADA	44	270.12	10.87	259.26
LA PUERTA	15	-	-	-
LAEISZ CEIBA	20	46.03	0.03	46.00
LAEISZ JUTICALPA	35	12.43	0.18	12.25
LAEISZ SAN ISIDRO	20	63.04	0.02	63.02
LAESIZ LA ESPERANZA	12	18.68	0.04	18.65
LUFUSSA TRES	240	1,324.66	8.82	1,315.84
LUFUSSA VALLE	84	101.70	4.07	97.63
LUFUSSA UNO	39.5	-	-	-
PARK ENERG	11	92.19	90.81	1.38
PECSA	70.33	329.89	271.97	57.92
PLANTA TÉRMICA LAEISZ	27	5.04	0.32	4.71
SANTA FE	1.5	0.06	0.00	0.06
TERMICA VILLANUEVA	17	50.26	36.58	13.67
TOTAL TÉRMICO	1,451.76	4,375.56	435.46	3,940.11

Tabla 24 - Generación de plantas a base de combustibles fósiles 2025

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

HIDROELÉCTRICA				
PLANTA	CAPACIDAD INSTALADA [MW]	GENERACIÓN BRUTA [GWh]	CONSUMO PROPIO [GWh]	GENERACIÓN NETA [GWh]
AGUA VERDE	1	6.94	0.04	6.89
ARENAL	65.8	183.92	2.09	181.83
AURORA I	9.36	28.49	0.16	28.33
BABILONIA	4.4	34.09	0.07	34.02
CANJEL	3	10.70	0.08	10.62
CAÑAVERAL	29	98.31	0.14	98.17
CECECAPA	3.04	18.58	0.23	18.35
CHACHAGUALA	13.9	11.37	0.15	11.22
CHAMELECON	11.8	67.68	0.01	67.67
CHURUNE	6.6	21.10	0.43	20.67
CORONADO	7	39.71	0.03	39.68
CORRAL DE PIEDRAS	2.75	2.24	0.16	2.07
CORTECITO	5.5	18.86	0.34	18.51
COYOLAR	1.8	-	-	-
CUYAGUAL	7	23.80	0.54	23.26
CUYAMAPA	12.8	64.11	0.71	63.40
CUYAMEL	10.57	31.38	0.68	30.70
EL CAJÓN	300	1,688.11	-	1,688.11
EL CISNE	1	-	-	-
EL NISPERO	22.5	63.15	-	63.15
EL NISPERO II	6	9.30	0.49	8.81
GENERA LOS LAURELES	4.8	29.64	0.14	29.50
HIDRO YOJOA	0.7	1.63	0.25	1.38
LA ESPERANZA	14	38.05	0.92	37.14
LA GLORIA	6.2	29.62	0.40	29.22
LAS NIEVES	0.5	-	-	-
LOS LAURELES	3.5	3.11	0.06	3.05
MANGUNGO	1.45	9.89	0.09	9.80
MATARRAS I	1.7	10.31	0.10	10.21
MEZAPA	9	48.99	1.40	47.58
MORJAS	10.2	38.82	0.40	38.42
NACAOME	28.05	31.59	0.49	31.11
PATUCA III 230KV	104	301.07	5.27	295.80
PENCALIGUE	17.24	55.03	1.62	53.41
PEÑA BLANCA	2.05	14.79	0.02	14.77
RÍO BETULIA	9.46	10.68	0.25	10.43
RÍO BLANCO	5.3	38.37	0.00	38.37
RÍO FRÍO	3.8	12.56	0.26	12.31
RIO GUINEO	1.38	2.67	0.00	2.67
RIO LINDO	80	342.92	1.09	341.83
RÍO QUILIO	1.3	5.22	0.17	5.05
SAN ALEJO	2.2	4.67	0.16	4.51
SAN CARLOS	4.2	15.61	0.09	15.53
SAN JUAN PUEBLO	6.96	42.13	0.40	41.73
SAN MARTIN	3	20.78	0.73	20.05

HIDROELÉCTRICA

PLANTA	CAPACIDAD INSTALADA [MW]	GENERACIÓN BRUTA [GWh]	CONSUMO PROPIO [GWh]	GENERACIÓN NETA [GWh]
SANTA MARÍA DEL REAL	1.2	0.72	0.00	0.71
SAZAGUA	9.9	36.85	1.01	35.84
SHOL	33.75	106.66	1.74	104.93
VEGONA	40	236.94	2.85	234.09
ZACAPA HIDRO	0.56	3.09	0.10	2.99
ZINGUIZAPA	3.1	19.20	1.51	17.69
TOTAL HIDROELÉCTRICO	934.32	3,933.44	27.87	3,905.58

Tabla 25 - Generación de plantas hidroeléctricas 2025

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

EÓLICAS

PLANTA	CAPACIDAD INSTALADA [MW]	GENERACIÓN BRUTA [GWh]	CONSUMO PROPIO [GWh]	GENERACIÓN NETA [GWh]
CERRO DE HULA	126.0	416.43	0.40	416.03
CHINCHAYOTE	48.3	214.56	0.25	214.31
PLANTA SAN MARCOS	63.8	201.76	0.23	201.54
TOTAL EÓLICO	238.10	832.75	0.88	831.87

Tabla 26 - Generación de plantas eólicas 2025

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

SOLAR

PLANTA	CAPACIDAD INSTALADA [MW]	GENERACIÓN BRUTA [GWh]	CONSUMO PROPIO [GWh]	GENERACIÓN NETA [GWh]
CHOLUTeca I	20	42.58	0.31	42.27
CHOLUTeca II	30	61.07	0.38	60.68
CIHESA	46	87.24	0.51	86.73
CINCO ESTRELLAS	50	107.43	1.17	106.26
COHESSA	50	111.52	0.55	110.96
EL POLLITO	20	24.34	0.69	23.64
ENERBASA	21.12	38.26	0.43	37.83
ENERESA (SOLAR)	12.6	1.61	0.07	1.54
FOTERSA	20	42.16	0.20	41.96
FRAY LAZARO	5	7.67	0.04	7.63
HELIOS	25	60.03	0.99	59.04
LAJAS	10.19	17.19	0.20	16.99
LLANOS DEL SUR	13.75	23.45	0.12	23.33
MARCOVIA	40.5	78.51	0.52	77.99
MECER	25.6	55.88	0.25	55.63
NACAOME I	44.5	92.81	0.62	92.19
PRADOS-SUR	28.75	44.49	0.54	43.95

SOLAR

PLANTA	CAPACIDAD INSTALADA [MW]	GENERACIÓN BRUTA [GWh]	CONSUMO PROPIO [GWh]	GENERACIÓN NETA [GWh]
NACAOME II	49.5	81.19	0.52	80.67
SOPOSA	50	116.28	0.53	115.76
TOTAL SOLAR	562.51	1,093.72	8.65	1,085.07

Tabla 27 - Generación de plantas solares 2025

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

BIOMASA

PLANTA	CAPACIDAD INSTALADA [MW]	GENERACIÓN BRUTA [GWh]	CONSUMO PROPIO [GWh]	GENERACIÓN NETA [GWh]
ACEYDESA	4.8	9.56	9.17	0.40
AZUNOSA	19.3	35.80	17.08	18.72
BIOGAS Y ENERGIA SA	3.21	9.02	0.08	8.94
CAHSA	30	87.94	47.46	40.49
CARACOL KNITS	18.1	136.50	115.28	21.22
CELSUR BIOMASA	44	170.26	50.27	119.99
CHUMBAGUA	20	64.52	26.49	38.04
ECOPALSA	5.62	3.45	2.43	1.03
EXPORTADORA DEL ATLANTICO	2.6	-	-	-
GREEN POWER PLANT	43.8	266.88	62.34	204.55
LOS PINOS	3.5	-	-	-
MPP	18.1	3.25	3.25	0.00
PALMASA	1.8	-	-	-
TRES VALLES	30	121.56	58.07	63.50
YODECO	0.52	-	-	-
TOTAL BIOMASA	245.35	908.76	391.89	516.87

Tabla 28 - Generación de plantas a base de biomasa 2025

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

GEOTÉRMICA

PLANTA	CAPACIDAD INSTALADA [MW]	GENERACIÓN BRUTA [GWh]	CONSUMO PROPIO [GWh]	GENERACIÓN NETA [GWh]
GEOPLATANARES	40	287.91	62.43	225.49

Tabla 29 - Generación de plantas geotérmicas 2025

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

CARBÓN (COQUE DE PRETROLEO)

PLANTA	CAPACIDAD INSTALADA [MW]	GENERACIÓN BRUTA [GWh]	CONSUMO PROPIO [GWh]	GENERACIÓN NETA [GWh]
BECOSA	105	859.53	546.00	313.53

Tabla 30 - Generación de plantas a base de coque de petróleo 2025

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

GENERACIÓN TOTAL 2025

	CAPACIDAD INSTALADA [MW]	GENERACIÓN BRUTA [GWh]	CONSUMO PROPIO [GWh]	GENERACIÓN NETA [GWh]
TOTAL	3,577.0	12,291.7	1,473.2	10,818.5

Tabla 31 - Generación total 2025

Fuente: Centro Nacional de Despacho (CND)

BIBLIOGRAFÍA

- Centro Nacional de Despacho. (2025). *Informe Anual de la Operación del Mercado Eléctrico Nacional*. Tegucigalpa: CND.
- Consejo de Secretarios de Estado, L. G. (12 de Marzo de 2021). *PCM 048-2017*. Obtenido de <http://www.consejosecretariosdeestado.gob.hn/2017/PCM%20048-2017.pdf>
- CREE. (Julio de 2022). *Ley General de la Industria Eléctrica*. Obtenido de CREE: https://www.cree.gob.hn/wp-content/uploads/2019/02/LGIE-versi%C3%B3n-consolidada_CREE_jul_2022.pdf
- Dirección General de Hidrocarburos y Biocombustibles, S. d. (12 de Febrero de 2025). Histórico de precios Spot de Fuel Oil y Diésel. (D. G. Mercados, Entrevistador) Obtenido de Index Mundi: <https://www.indexmundi.com/es/precios-de-mercado/?mercancia=petroleo-crudo&meses=300>
- Ejecutivo, P. (2017). *Decreto Ejecutivo No. PCM-048-2017*. Tegucigalpa: La Gaceta.
- Eléctrica, C. R. (2015). *Reglamento de operación y administración del mercado mayorista*. Tegucigalpa: La Gaceta.
- Eléctrica, C. R. (2016). *Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales*. Tegucigalpa: La Gaceta.
- Eléctrica, C. R. (2019). *Reglamento de Tarifas, Resolución CREE-148*. Tegucigalpa: La Gaceta.
- Eléctrica, C. R. (s.f.). *CREE*. Recuperado el 5 de Junio de 2020, de <https://www.cree.gob.hn/informe-trimestral-de-tarifas/>
- Eléctrica, E. N. (s.f.). *ENEE*. Recuperado el 15 de Mayo de 2020, de <http://www.enee.hn/index.php/planificacionicono/182-boletines-estadisticos>
- Ente Operador Regional. (2025). *Actualización de valores de máximas capacidades de transferencia de potencia*. EOR.
- Figueroa, G. c. (2017). *La Geotermia en Honduras*. Diagnóstico de clima de inversión.
- Gaceta, L. (12 de Marzo de 2022). *enee.hn*. Obtenido de http://www.enee.hn/Portal_transparencia/2015/Regulacion/Diario%20oficial%20la%20gaceta/DIARIO%20LA%20GACETA%20DECRETO%2048-1957.pdf
- Honduras, C. N. (2010). *República de Honduras Visión de País 2010-2038 y Plan de Nación 2010-2022*. Tegucigalpa: Diario Oficial la Gaceta.
- INE. (2025). *Resumen Ejecutivo Resultados LXXXIII Encuesta Permanente de Hogares de Propósitos Múltiples*.
- Legislativo, P. (1994). *Ley Marco del Subsector Eléctrico, Decreto No. 158-94*. Tegucigalpa: La Gaceta.
- Legislativo, P. (2009). *Plan de Nación y Visión del País Decreto Legislativo No. 286-2009*. Tegucigalpa: La Gaceta.
- Legislativo, P. (2014). *Ley General de la Industria Eléctrica*. Tegucigalpa: La Gaceta.
- (2026). *Plan de Gobierno 2026-2030*. Tegucigalpa, M.D.C.
- Poder Legislativo. (2022). *LEY ESPECIAL PARA GARANTIZAR EL SERVICIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA COMO UN BIEN PÚBLICO DE SEGURIDAD NACIONAL Y UN DERECHO HUMANO DE NATURALEZA ECONÓMICA Y SOCIAL*. Tegucigalpa: La Gaceta.
- SEN, S. d. (2024). *Estadísticas del Subsector Eléctrico Hondureño*. Tegucigalpa.