



GOBIERNO DE LA REPÚBLICA HONDURAS



INFORME ESTADÍSTICO ANUAL DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO

2019

PRESENTADO POR:

**DIRECCIÓN GENERAL DE
ELÉCTRICIDAD Y MERCADOS (DGEM)**



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



SECRETARÍA DE ESTADO
EN EL DESPACHO DE ENERGÍA

CONTENIDO

CONTENIDO.....	i
ÍNDICE DE TABLAS	iv
ÍNDICE DE GRÁFICOS.....	iv
ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	vi
GLOSARIO DE TÉRMINOS	vii
SIGLAS.....	vii
UNIDADES DE MEDIDA.....	viii
RESUMEN EJECUTIVO.....	ix
CAPACIDAD INSTALADA Y MATRIZ DE GENERACIÓN	ix
CLIENTES DEL SERVICIO.....	x
ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA Y ACCESO A LA ELECTRICIDAD	x
TARIFAS ELÉCTRICAS	xi
ENERGÍA ELÉCTRICA NO SUMINISTRADA.....	xi
PÉRDIDAS ELÉCTRICAS.....	xi
MERCADO ELÉCTRICO REGIONAL (MER).....	xi
SISTEMAS AISLADOS.....	xi
ABSTRACT.....	xiii
PRESENTACIÓN.....	xiv
CAPÍTULO 1 SUBSECTOR ELÉCTRICO HONDUREÑO	1
1.1 MARCO INSTITUCIONAL Y NORMATIVO	3
1.2 ORGANIZACIÓN DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO	4
CAPÍTULO 2 SISTEMA DE GENERACIÓN.....	7
2.1 POTENCIA INSTALADA.....	8
2.1.1 POTENCIA INSTALADA POR TIPO DE EMPRESA.....	10
2.1.2 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA POTENCIA INSTALADA.....	10
2.2 ENERGÍA ELECTRICA GENERADA	13
2.2.1 GENERACIÓN DE ENERGÍA POR TIPO DE EMPRESA	14
2.2.2 CONSUMO PROPIO POR TECNOLOGÍA.....	15
2.2.3 CONSUMO DE COMBUSTIBLES.....	16
2.2.4 GENERACIÓN HISTÓRICA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.....	17

2.3	CURVAS DE GENERACIÓN DIARIAS.....	20
2.3.1	CURVAS DE GENERACIÓN ANUALES (COMPORTAMIENTO ESTACIONAL)	24
2.4	ENERGÍA ELÉCTRICA COMPRADA.....	29
2.4.1	ENERGÍA ELÉCTRICA MENSUAL COMPRADA.....	29
CAPÍTULO 3	ANÁLISIS GEOGRÁFICO.....	30
3.1	MAPAS GEORREFERENCIADOS DE CENTRALES GENERADORAS POR TÉCNOLOGÍA	31
3.2	MAPAS GEORREFERENCIADOS DE POTENCIA INSTALADA.....	31
3.3	MAPAS DE POTENCIAL DE ENERGÍA RENOVABLE	31
3.4	POTENCIA INSTALADA NO RENOVABLE	39
CAPÍTULO 4	PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA.....	40
4.1	PRECIOS MONÓMICOS PROMEDIO DE LA ENERGÍA	41
4.2	PRECIOS MENSUALES DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS GENERADORAS	42
4.3	PRECIOS HISTÓRICOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA VENDIDA POR LOS GENERADORES.....	43
CAPÍTULO 5	SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN)	45
5.1	NIVELES DE TENSIÓN DE TRANSMISIÓN DEL SIN	46
CAPÍTULO 6	DEMANDA ELÉCTRICA	47
6.1	DEMANDA ELÉCTRICA DIARIA	48
6.2	CURVA DE DURACIÓN DE CARGA MÁXIMA	49
6.3	DEMANDA ELÉCTRICA MENSUAL MÁXIMA DEL 2019.....	50
6.4	EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA DEMANDA MÁXIMA DEL PAÍS.....	51
6.5	PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DEL PAÍS.....	52
CAPÍTULO 7	CLIENTES DEL SERVICIO ELÉCTRICO.....	53
7.1	NÚMERO DE CLIENTES POR SECTOR DE CONSUMO	54
7.2	CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTOR DE CONSUMO.....	54
7.3	VENTA DE ENERGÍA POR REGIONES DEL PAÍS.....	55
7.4	CONSUMO PER CÁPITA	56
CAPÍTULO 8	ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA Y ACCESO A LA ELÉCTRICIDAD.....	57
8.1	ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA (ICE).....	58
8.2	HISTÓRICO DEL ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA.....	58
8.3	ÍNDICE DE ACCESO A LA ELECTRICIDAD (IAE).....	60
8.4	MAPA DE ACCESO A LA ELECTRICIDAD	60
CAPÍTULO 9	TARIFAS ELÉCTRIAS.....	62
9.1	PRECIOS TRIMESTRALES DE LA TARIFA ELÉCTRICA 2019	63
9.2	HISTÓRICO DE PRECIOS TRIMESTRALES DE LA TARIFA ELÉCTRICA	65
CAPÍTULO 10	ENERGÍA NO SUMINISTRADA.....	67

10.1	ENERGÍA ELÉCTRICA NO SUMINISTRADA EN 2019	68
10.2	CÁLCULO DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS.....	69
10.3	PÉRDIDAS ELÉCTRICAS.....	70
CAPÍTULO 11 INTERCONEXIONES.....		74
11.1	HISTÓRICO DE TRANSACCIONES EN EL MER.....	75
11.2	SISTEMA DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA PARA LOS PAÍSES DE AMÉRICA CENTRAL (SIEPAC) 76	
11.3	LÍMITES DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN	77
11.4	MERCADO DE OPORTUNIDAD NACIONAL.....	78
CAPÍTULO 12 GENERACIÓN EN SISTEMAS AISLADOS NO CONECTADOS		80
12.1	ROATÁN ELECTRIC COMPANY – RECO	81
12.1.1	GENERACIÓN Y DEMANDA DE RECO.....	81
12.1.2	VALORES REPORTADOS DE CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	82
12.2	UTILA POWER COMPANY S.A DE C.V– UPCO	83
12.2.1	GENERACIÓN Y DEMANDA DE UPCO	83
12.2.2	VALORES REPORTADOS DE CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	84
12.3	BONACCO ELECTRIC COMPANY – BELCO	84
12.3.1	POTENCIA, GENERACIÓN Y DEMANDA DE BELCO.....	84
12.3.2	VALORES REPORTADOS DE CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	85
12.4	INVERSIONES ELÉCTRICAS DE LA MOSQUITIA (INELEM).....	85
12.4.1	POTENCIA, GENERACIÓN Y DEMANDA DE INELEM.....	86
12.4.2	CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	86
12.4.3	USUARIOS DE LA EMPRESA INELEM.....	86
12.4.4	INDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA DE LA EMPRESA INELEM	87
CAPÍTULO 13 PROYECTOS DE COBERTURA ELÉCTRICA NO CONECTADOS AL RED DEL SIN		88
13.1	PROGRAMAS DE ELECTRIFICACIÓN Y ACCESO A LA ENERGÍA ELÉCTRICA	89
13.1.1	ENERGIZING DEVELOPMENT (ENDEV)	89
13.1.2	PROYECTO DE INFRAESTRUCTURA RURAL (PIR-IDECOAS).....	89
13.1.3	PROGRAMA NACIONAL DE DESARROLLO RURAL SOSTENIBLE (PRONADERS).....	89
13.1.4	SECRETARÍA DE AGRICULTURA Y GANADERÍA (SAG)	90
13.2	GENERACIÓN DISTRIBUIDA	90
CONCLUSIONES		93
POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA Y RENOVABILIDAD DE LA MATRIZ DE GENERACIÓN		93

PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA	93
DEMANDA ELÉCTRICA	93
SECTORES DE CONSUMO	93
COBERTURA ELÉCTRICA Y ACCESO A LA ELECTRICIDAD.....	94
TARIFAS ELÉCTRICAS	94
ENERGÍA NO SUMINISTRADA.....	94
PÉRDIDAS ELÉCTRICAS.....	95
IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES EN EL MER.....	95
SISTEMAS AISLADOS.....	95
RECOMENDACIONES FINALES	96
ANEXOS	97
A.1 MATRIZ DE POTENCIA INSTALADA TOTAL.....	98
A.2 MATRIZ GENERACIÓN TOTAL.....	99
A.3 PLANTAS GENERADORAS EN EL AÑO 2019	100
BIBLIOGRAFÍA.....	104

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 – Potencia eléctrica instalada 2019.....	8
Tabla 2 - Generación de energía eléctrica [GWh] 2019	13
Tabla 3 - Histórico de demanda de energía eléctrica anual.....	48
Tabla 4 - Intervalos de duración de carga	50
Tabla 5 - Clientes por sector de consumo 2019.....	54
Tabla 6 - Energía facturada por sector de consumo [MWh] 2019.....	54
Tabla 7 - Energía facturada por región de consumo [MWh] 2019.....	55
Tabla 8 – Estadísticas históricas de consumo per cápita	56
Tabla 9 - Tarifas trimestres del 2019 [L/kWh].....	64
Tabla 10 - Histórico de pérdidas eléctricas (2015-2019).....	72
Tabla 11 - Capacidad de interconexión en el SIEPAC de Honduras	77
Tabla 12 -Máxima capacidad de transferencia de potencia entre áreas de control (Norte – Sur)...	78
Tabla 13 - Máxima capacidad de transferencia de potencia entre áreas de control (Sur - Norte)...	78
Tabla 14 - Potencia instalada [MW] de RECO	81
Tabla 15 - Plantas generadoras 2019	103

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfica 1 – Potencia eléctrica instalada por tipo de fuente.....	9
Gráfica 2 - Potencia instalada por tipo de empresa.....	10
Gráfica 3 - Histórico de potencia instalada [MW] 1967-2019.....	11
Gráfica 4 - Histórico de potencia eléctrica instalada por tipo de tecnología [MW] 1967-2019	12
Gráfica 5 -Porcentaje histórico de potencia instalada renovable 1967-2019.....	12

Gráfica 6 - Porcentaje de renovabilidad (energía generada)	14
Gráfica 7 - Energía generada por tipo de empresa 2019	15
Gráfica 8 - Comparación de energía neta generada y consumo propio 2019 [GWh]	16
Gráfica 9 - Consumo de combustibles fósiles para generación 2019 [MGal]	17
Gráfica 10 - Energía total anual (GWh) 2008-2019	17
Gráfica 11 - Histórico de generación acumulada (GWh) 2008-2019	18
Gráfica 12 - Porcentaje histórico de renovabilidad - Energía genera 2008-2019	19
Gráfica 13 - Generación histórica (GWh) por tipo de tecnología.....	19
Gráfica 14 - Curva típica de generación eólica [p. u.]	20
Gráfica 15 - Curva típica de generación solar [p. u.]	21
Gráfica 16 - Curva típica de generación fósil (bunker) zona sur [p. u.]	21
Gráfica 17 - Curva típica de generación fósil (bunker) zona norte [p. u.]	22
Gráfica 18 - Curva de generación típica de la central hidroeléctrica Francisco Morazán [p. u.]	22
Gráfica 19 - Curva típica de generación fósil en horas punta (bunker) [p. u.]	23
Gráfica 20 - Curva típica de generación fósil (Diésel) [p. u.]	23
Gráfica 21 - Curva de generación diaria para plantas de biomasa [p. u.]	24
Gráfica 22 - Curva de generación diaria para una planta geotérmica [p. u.]	24
Gráfica 23 - Curva de generación anual para plantas eólicas [GWh].....	25
Gráfica 24 - Curva de generación anual para plantas solares [GWh]	25
Gráfica 25 - Curva de generación anual de plantas hidroeléctricas privadas [GWh].....	26
Gráfica 26 - Curva de generación anual de plantas hidroeléctricas estatales [GWh].....	26
Gráfica 27 - Curva de generación anual de plantas térmicas a base combustibles fósiles [GWh] ...	27
Gráfica 28 - Curva de generación anual para plantas de biomasa [GWh]	27
Gráfica 29 - Curva de generación anual de una planta geotérmica [GWh]	28
Gráfica 30 - Energía total generada mensual en el año 2019 [GWh].....	28
Gráfica 31 - Energía mensual comprada por ENEE distribución 2019 [GWh]	29
Gráfica 32 - Promedio anual del precio monómico por tecnología de generación [USD/kWh]	41
Gráfica 33 - Cargos fijos y variables por tecnología [USD/kWh]	41
Gráfica 34 - Precio monómico mensual por tecnología 2019	42
Gráfica 35 - Energía eléctrica comprada por ENEE [GWh].....	42
Gráfica 36 - Precios históricos de la energía eléctrica por tecnología [USD/kWh]	43
Gráfica 38 - Precios históricos promedio del galón de bunker [USD/GAL]	44
Gráfica 37 - Precios históricos promedio del Diesel [USD/GAL]	44
Gráfica 39 - Demanda eléctrica diaria promedio 2019 [MW].....	48
Gráfica 40 - Curva de demanda del día con la demanda máxima del año 2019	49
Gráfica 41 - Curva de máxima duración de carga 2019 [MW]	49
Gráfica 42 - Demanda máxima mensual 2019 [MW]	50
Gráfica 43 - Porcentaje histórico de variación anual de la demanda eléctrica 1992-2019	51
Gráfica 44 - Histórico de demanda máxima anual [MW] 1992-2019	51
Gráfica 45 - Proyección de demanda [MW] 2020-2033.....	52
Gráfica 46 - variación porcentual anual de la proyección de demanda.....	52
Gráfica 47 - Energía facturada por región de consumo [GWh] 2019	55
Gráfica 48 - Histórico de consumo per cápita diario [kWh/hab día]	56
Gráfica 49 - Índice de cobertura eléctrica por departamento en 2019	58
Gráfica 50 - Porcentaje histórico de cobertura eléctrica 1999-2019	59
Gráfica 51 - Mapa de la red de distribución primaria de energía eléctrica	59
Gráfica 52 - Índice de acceso a la electricidad por departamento 2019	60
Gráfica 53 - Tarifas Trimestrales [L/kWh] 2019	63

Gráfica 54 - Variación porcentual promedio de tarifas trimestrales 2019.....	64
Gráfica 55 - Componentes del costo de la tarifa por trimestre del 2019	65
Gráfica 56 - Histórico de precios de la energía eléctrica.....	66
Gráfica 57 - Histórico de energía no suministrada 2011-2019 [MWh].....	68
Gráfica 58 – Energía mensual no suministrada [MWh] 2019	68
Gráfica 59 - Histórico de porcentaje de pérdidas eléctricas 2015-2019.....	71
Gráfica 60 - Porcentaje de variación de pérdidas eléctricas.....	73
Gráfica 61 - Energía mensual exportada e importada el 2019 [MWh]	75
Gráfica 65 - Participación de plantas generadoras en el mercado de oportunidad nacional 2019..	79
Gráfica 66 – Energía total vendida por planta en el mercado de oportunidad nacional.....	79
Gráfica 67 - Histórico de generación de RECO [GWh].....	81
Gráfica 68 - Consumo histórico de combustibles de RECO [kGal]	82
Gráfica 69 - Potencia instalada de UPCO 2019 [MW]	83
Gráfica 70 - Histórico de generación de UPCO [GWh]	83
Gráfica 71 - Consumo de Diésel UPCO [kGal]	84
Gráfica 72 - Histórico de generación de BELCO [GWh]	85
Gráfica 73 - Histórico de consumo de combustibles de BELCO [kGal].....	85
Gráfica 74 - Histórico de potencia instalada de INELEM 2003-2018 [kWh].....	86
Gráfica 75 - Cantidad de clientes por sector de consumo de INELEM 2019.....	87
Gráfica 76 – Histórico de cobertura eléctrica de INELEM 2002-2019.....	87
Gráfica 77 – Número de proyectos desconectados de la red.....	90
Gráfica 78 – Potencia instalada por región del para generación distribuida [MW]	91

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1 - Matriz de generación de electricidad 2019.....	ix
Ilustración 2 - Histórico del subsector eléctrico del país.....	2
Ilustración 3 - Organización del subsector energético nacional	6
Ilustración 4 - Potencia eléctrica instalada 2019	9
Ilustración 5 - Mapa de potencia instalada georreferenciado.....	31
Ilustración 6 - Mapa georreferenciado de potencia instalada renovable.....	32
Ilustración 7 - Mapa georreferenciado de centrales hidroeléctricas.....	33
Ilustración 8 - Mapa de potencial eólico de Honduras.....	34
Ilustración 9 - Mapa georreferenciado de centrales eólicas.....	35
Ilustración 10 - Mapa de potencial solar de Honduras	36
Ilustración 11 - Mapa georreferenciado de centrales solares	37
Ilustración 12 - Mapa georreferenciado de centrales de biomasa	38
Ilustración 13 - Mapa georreferenciado de centrales geotérmicas.....	38
Ilustración 14 - Mapa georreferenciado de centrales térmicas a base de combustibles fósiles	39
Ilustración 15 - Sistema Interconectado Nacional (SIN).....	46
Ilustración 16 - Mapa de acceso a la energía eléctrica por departamento 2019.....	61
Ilustración 17 - Diagrama para el cálculo de las pérdidas eléctricas del sistema	69
Ilustración 18 - Mapa de la línea de transmisión SIEMAC.....	77
Ilustración 19 - Potencia instalada total de Honduras.....	98
Ilustración 20 - Matriz de generación total de Honduras.....	99

GLOSARIO DE TÉRMINOS

SIGLAS

- BELCO:** Bonacco Electric Company
- CREE:** Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
- CRIE:** Comisión Regional de Interconexión Eléctrica
- ENDEV:** Energising Development
- ENEE:** Empresa Nacional de Energía Eléctrica.
- EOR:** Ente Operador Regional
- EPR:** Empresa Propietaria de la Red
- GIZ:** Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (Agencia Alemana para la Cooperación Internacional)
- IAE:** Índice de Acceso a la Electricidad
- ICE:** Índice de Cobertura Eléctrica
- IDCOAS:** 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:** Liquefied Petroleum Gas (Gas Licuado de Petróleo)
- MER:** Mercado Eléctrico Regional
- ODS:** Operador del Sistema
- PIR:** Proyecto de Infraestructura Rural
- PRONADERS:** Programa Nacional de Desarrollo Rural y Urbano Sostenible
- RECO:** Roatan 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

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 2019, el cual es una representación del comportamiento y características del subsector eléctrico hondureño, precisando 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 2019 fue de **2,755.62 MW**, distribuida en aproximadamente **104 centrales** generadoras, donde **1,024.60 MW (37.18 %)** instalados son de generadores a base de combustibles fósiles y **1,731.02 MW (62.82%)** corresponden a generación renovable.

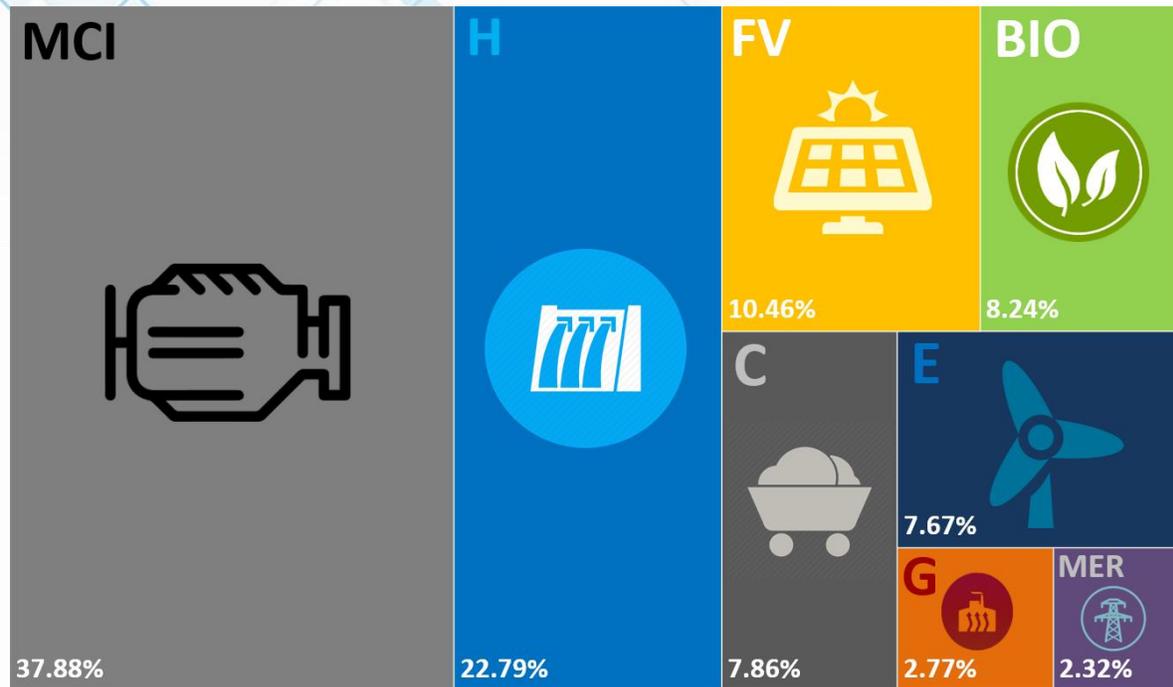


Ilustración 1 - Matriz de generación de electricidad 2019

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

La matriz de generación del país es relativamente diversificada, donde la generación térmica a base de combustibles fósiles tiene el mayor porcentaje de participación con un 37.88% (4,039.92 GWh) seguidos por la generación hidroeléctrica con un 22.79% (2,430.02 GWh), el tercer lugar lo ocupa la tecnología solar fotovoltaica con un 10.46% (1,115.53 GWh), en cuarto lugar, se ubican la generación térmica a base de biomasa con un 8.24% (878.78 GWh), para las plantas a base de carbón (coque) con un 7.86% (838.67 GWh), por último se ubican la generación eólica y la geotérmica con una participación del 7.67% (818.29 GWh) y 2.77% (295.92 GWh) respectivamente.

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 del 80% renovable para el 2038 (Legislativo, Plan de Nación y Visión del País Decreto Legislativo No. 286-2009, 2009).

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 2019 el precio monómico o unitario de generación más bajo rondaba en un promedio anual de 0.1162 USD/kWh para la tecnología geotérmica y el más alto fue de 0.1484 USD/kWh para la tecnología eólica. Sin embargo, la mayor cantidad de energía eléctrica comprada por parte de la ENEE fue a tecnologías a base de combustibles fósiles con 4,114.12 GWh a un precio promedio anual de 0.1176 USD/kWh, seguidos de 1,113.94 GWh de generadores hidroeléctricos con un precio promedio anual de 0.1275 USD/kWh.

Para el año 2019 el mes con mayor demanda fue mayo, alcanzando 1639.40 MW, el día 14 a las 11:44 h.

CLIENTES DEL SERVICIO

El principal sector de consumo es el sector residencial representando el 92.39 % del total de abonados los cuales consumieron el 2019, 2,588 GWh lo que representa un 40.72 % del consumo entre todos los sectores, el sector comercial consumió 1,864.43 GWh correspondiente a un 29.34% del consumo total y el sector industrial consumió 1,475.43 GWh equivalentes a un 23.22%.

Para el año 2019, en la zona noroccidental del país el sector que tuvo mayor consumo de energía eléctrica fue el sector industrial con 774.8 GWh representando el 28.43% del consumo total de esa zona, en la región Centro-Sur el sector residencial y comercial presentan el mayor consumo de energía eléctrica siendo de 2,169.99 GWh representando un 71.93% del total de esa región, por último para la región litoral Atlántico el mayor consumo se vio en el sector residencial con 267.19 GWh equivalente a un 43.59% de su consumo total.

La región centro-sur se presenta el mayor consumo del país con 47.47% seguida de la región noroccidental con un 42.88% y por último el litoral Atlántico con un 9.65%.

ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA Y ACCESO A LA ELECTRICIDAD

El índice de cobertura eléctrica (ICE) 2019 es de 85.01%, en el sector urbano ICE es de 95.23% y en el rural de 71.62%. los departamentos con menor ICE son Gracias a Dios (7.41%), El Paraíso (64.21%) y La Paz (64.86%), por otro lado, Islas de la Bahía (97.47%), Cortés (97.27%) y Ocotepeque (91.41%) que presentan los primeros lugares de cobertura.

El índice de acceso a la electricidad (IAE) para 2019 fue de 86.95% en todo el país, El departamento

de Cortés cuenta con el IAE más alto del país con un 97.66%, le siguen Islas de la Bahía y Ocotepeque con 97.5% y 94.30% respectivamente, Gracias a Dios tiene el IAE más bajo con un 16.86%.

TARIFAS ELÉCTRICAS

Los precios de la tarifa de la energía eléctrica para los usuarios conectados al SIN se fijan 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; siendo servicio residencial, servicio general en baja tensión, servicio en media tensión y servicio en alta tensión. Para el último trimestre del 2019 la tarifa más alta según el pliego tarifario de la CREE correspondía a los clientes con servicio general en baja tensión con 5.1195 L./kWh, y la tarifa más baja correspondía al servicio de alta tensión con 2.9952 L./kWh.

ENERGÍA ELÉCTRICA NO SUMINISTRADA

De manera histórica antes del 2017 el comportamiento de la energía eléctrica no suministrada debido a fallas era mayor que debida a mantenimientos, a partir del año 2017 esto se ha invertido, en el año 2019 hubo una menor energía eléctrica no suministrada con respecto al año 2018, teniendo 8,830.60 MWh no suministrados debido a fallas y 18,839.64 MWh debido a cortes por mantenimiento.

Del total de energía no suministrada del año 2019 un 24.95% se debe a cortes por mantenimiento, 11.69% a fallas, 26.63% a cortes de carga y 36.73% 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 julio de 2019 se redujeron a 28.63 % las pérdidas en el sistema de distribución sin embargo para el mes de noviembre este porcentaje aumentó a 30.32 %, el año se cerró con un 29.81% de pérdidas eléctricas en el sistema de distribución.

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 2019 se llegó a 5,864.50 MWh vendidos y 100,018.90 MWh comprados, comparando estas cifras con las del año 2018 se tiene que Honduras compro 3.8 veces menos energía y vendió 30.51% menos energía en el 2019.

SISTEMAS AISLADOS

En Honduras también existen sistemas aislados y microrredes de suministro eléctricos que no están conectados al Sistema Interconectado Regional (SIN), con el fin de brindar acceso a la energía eléctrica en aquellos lugares donde no llega la red de distribución, por ejemplo, las distribuidoras del departamento de Islas de la Bahía, Gracias a Dios y diversos ejecutores de proyectos de electrificación de sistemas no conectados a red.

Las distribuidoras que no están interconectadas con el SIN están ubicadas en: La isla de Roatán Bajo la administración eléctrica de RECO - Roatan Electric Company en la isla de Roatán con una potencia instalada de 40.70 MW, UPCO - Utila Power Company en la Isla de Utila con 5.60 MW , BELCO - Bonacco Electric Company en la Isla de Guanaja con 2.35 MW haciendo un total de 48.65 MW en Islas de la Bahía, y por ultimo INELEM- Inversiones Eléctricas de La Mosquitia en el departamento de Gracias a Dios con 0.8 MW instalados.

La energía eléctrica generada por RECO en el 2019 fue de 106.75 GWh, UPCO generó un total de 7.70 GWh, BELCO 5.87 GWh e INELEM 1,175.78 MWh.

ABSTRACT

This document constitutes an annual publication prepared by the General Directorate of Electricity and Markets of the Energy Secretariat of the Republic of Honduras, whose main objective is to integrate and relate all the sources of information related to the structure of electricity subsector of the country. It contains the main statistical data of the Honduran electricity sector until December 2019 and represents a consolidated document from the national electricity subsector.

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

In the second chapter, all the relevant information on the generation systems, installed power, generation matrix, generation curves and electrical energy purchased from private generators is presented, followed by geo-referenced maps of the generation plants for each of the technologies, as well as the generation potentials of renewable resources.

Chapter 4 shows the average cost or unit cost (monomic), variable and fixed prices of electrical energy for each type of technology, followed by an analysis of electrical demand accompanied by projections and historical data.

The number of clients by consumption sector, billing by consumption sector and sale of electrical energy by regions of the country is addressed in Chapter 6, later data on electricity coverage and access to electricity are presented. The electricity rates issued by the Regulatory Commission for Electric Energy are found in Chapter 8, below are statistical data related to the energy not supplied to the system, the historical behavior of electrical losses and energy transactions in the MER.

Chapter 11 presents isolated generation systems not connected to the Interconnected System Grid, the ultimate chapter deals with electricity coverage projects not connected to the distribution grid and, finally, the conclusions and recommendations are reflected.

All this information is obtained thanks to the collaboration of official and non-governmental institutions, mainly the Regulatory Commission for Electric Power - CREE, the Operator of the System - ODS, and the National Electric Power Company – ENEE.

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, tiene como objetivo principal integrar y relacionar todas las fuentes de información relacionada con la estructura del subsector eléctrico del país. Contiene los principales datos estadísticos de la industria eléctrica de Honduras hasta diciembre del 2019, y representa un documento consolidado del subsector eléctrico nacional.

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, seguidamente 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 los precios monómicos o unitarios, variables y fijos de la energía eléctrica por cada tipo de tecnología, seguidamente se realiza un análisis de la demanda eléctrica acompañado de proyecciones y datos históricos.

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 6, posteriormente se presentan datos de cobertura eléctrica y acceso a la electricidad. Las tarifas eléctricas emitidas por la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica se encuentran en el capítulo 8, seguidamente se presentan datos estadísticos relacionados con la energía no suministrada al sistema, el comportamiento histórico de las pérdidas eléctricas y las transiciones de energía en el MER.

En el capítulo 11 se presentan los sistemas de generación aislados no conectados a la red eléctrica, en el último capítulo se abordan los proyectos de cobertura eléctrica no conectados a la red de distribución y para finalizar se plasman las conclusiones y recomendaciones.

Toda esta información se obtuvo gracias a la colaboración de instituciones oficiales y no gubernamentales, principalmente la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica CREE, el Operador del Sistema ODS, y la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, (Subgerencia de Contratos de Generación, Subgerencia de Gestión Comercial Empresa de Generación ENEE, Subgerencia de Planificación y Gestión Comercial Empresa de Distribución ENEE).



DIRECCIÓN GENERAL DE
ELÉCTRICIDAD Y MERCADOS

CAPÍTULO 1 SUBSECTOR ELÉCTRICO HONDUREÑO



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



SECRETARÍA DE ESTADO
EN EL DESPACHO DE ENERGÍA

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 de la construcción y operación de las redes de transmisión y distribución, mediante lo dispuesto en el Decreto No. 48-1957.

Adicionalmente, el decreto explícitamente delegaba la función social a ENEE de electrificar el país. La creación de la ENEE como organismo autónomo de servicio público, tenía como objetivo principal la electrificación del país. 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.

ANTECEDENTES HISTÓRICOS		2007	LEY DE PROMOCIÓN A LA GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA CON RECURSOS RENOVABLES DECRETO #70-2007
1957	EMPRESA NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (ENEE) DECRETO #48-1957	2013	DECRETO #138-2013 (REFORMA DECRETO #70-2007)
LEY MARCO DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO (LMSE) DECRETO #158-94, PRIMERA REFORMA COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA ELÉCTRICA (CNEE)	1994	2014	LEY GENERAL DE LA INDUSTRIA ELÉCTRICA (LGIE) DECRETO #404-2013, SEGUNDA REFORMA
1997	REGLAMENTO DE LA LEY MARCO DEL SUBSECTOR ELÉCTRICO ACUERDO EJECUTIVO #934-97	2015	COMISIÓN REGULADORA DE ENERGÍA (CREE) DECRETO #72-2015
PRIMER LEY DE ENERGÍA RENOVABLE DECRETO #85-98 COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA (CNE) DECRETO #131-98	1998	2017	SECRETARÍA DE ESTADO EN EL DESPACHO DE ENERGÍA DECRETO EJECUTIVO PCM-048-2017

Ilustración 2 - Histórico del subsector eléctrico del país

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) de 1994 (Legislativo, Ley General de la Industria Eléctrica, 2014), promulgada mediante Decreto Legislativo No. 158-94), que productores de electricidad privados pudieran vender energía a la ENEE. La Ley imponía a la ENEE comprar a los productores privados sobre la base de contratos de compra de energía 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 basadas en motores de media velocidad con combustibles fósiles. Si bien la LMSE (Legislativo, Ley Marco del Subsector Eléctrico, Decreto No. 158-94, 1994) promovía

gradualmente la participación privada tanto en la producción como en la distribución de electricidad, por diversas razones la ENEE continuó manteniendo su estado monopólico en los servicios de electricidad, operación del sistema y mercado de electricidad a través de su Centro Nacional de Despacho (CND).

1.1 MARCO INSTITUCIONAL Y NORMATIVO

Como una segunda reforma del subsector eléctrico, la liberalización del mercado eléctrico comienza en 2014 tras la promulgación de 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 y remueve el modelo tradicional monopolista que tenía la ENEE como ente dominante en la prestación del servicio de electricidad. Esta reforma tuvo por objetivo mejorar la eficiencia económica del subsector eléctrico bajo una reestructuración y descentralización más profunda del subsector.

De acuerdo con las disposiciones de la LGIE, se liberaliza la generación de electricidad, mientras que las actividades relacionadas a la red eléctrica permanecen como monopolios 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 reglamentos están, por ejemplo:

1. Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica.¹
2. Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado (ROM).²
3. Reglamento de Compras de Capacidad Firme y Energía para la Empresa Distribuidora.³
4. Reglamento para el cálculo de tarifas al usuario final.⁴

La LGIE y sus reglamentos establecieron cambios sustanciales en el mercado eléctrico con el propósito de mejorar la competencia y apertura en el subsector eléctrico. Específicamente, las disposiciones de la Ley introdujeron, entre otros, temas importantes 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 realizado por el Operador del Sistema (ODS).
2. La LGIE en su artículo 11. “Generación de Energía Eléctrica”; establece que las empresas

¹ (Legislativo, Ley General de la Industria Eléctrica, 2014)

² (Eléctrica C. R., Reglamento de operación y administración del mercado mayorista, 2015)

³ (Eléctrica C. R., Reglamento de compras de capacidad firme y energía, 2015)

⁴ (Eléctrica C. R., Reglamento de Tarifas, Resolución CREE-148, 2019)

generadoras podrán vender sus productos a; empresas distribuidoras, consumidores calificados, otras empresas generadoras, comercializadoras 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 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. La LGIE también permite que empresas que participen como comercializadoras en el mercado eléctrico nacional, pero con la obligación de inscribirse en el registro público de empresas del subsector eléctrico de la CREE.
6. 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.
7. 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.
8. 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.
9. La escisión de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE) en una empresa de generación, una empresa de transmisión y operación del sistema, y al menos una empresa de distribución, bajo propiedad de una empresa matriz estatal.

1.2 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 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 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 por él para ese propósito. La Secretaría será igualmente responsable del seguimiento de las políticas adoptadas, y a este fin se creará 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 estará encargada de proponer al Consejo Nacional de Energía (CONAEN) la estrategia energética y las políticas relacionadas con el desarrollo integral y sostenible del sector energético. Asimismo, estará 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 desarrollará políticas y estrategias para el uso eficiente de la bioenergía, considerando que la leña es la mayor fuente de energía del país, esta tarea será 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 hidrocarbúricos 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.

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. La CREE cumple el rol de ente regulador, independiente, desconcentrado y adscrito al Gabinete de Regulación Económica.

El mercado mayorista de electricidad, que consiste en 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 del mercado según los costos marginales basados en el despacho económico realizado por el Operador del Sistema (ODS), este ente que se crea en la LGIE en el capítulo IV artículo 9, especificando sus funciones dentro del sistema eléctrico nacional. La creación del ODS es de naturaleza privada, pública o mixta y estará a cargo de la operación del sistema eléctrico nacional y administración del mercado mayorista de electricidad, bajo principios de independencia.

El ODS 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 estén en línea con la política energética, por ejemplo, cumplir las metas de participación de la energía renovable y reducción de emisiones. El ODS es una sociedad que presta un servicio eminentemente técnico, elabora normas y procedimientos sujetos a la aprobación del ente regulador, la CREE también audita los costos de funcionamiento del ODS.

ORGANIZACIÓN DEL SECTOR ENERGÉTICO NACIONAL

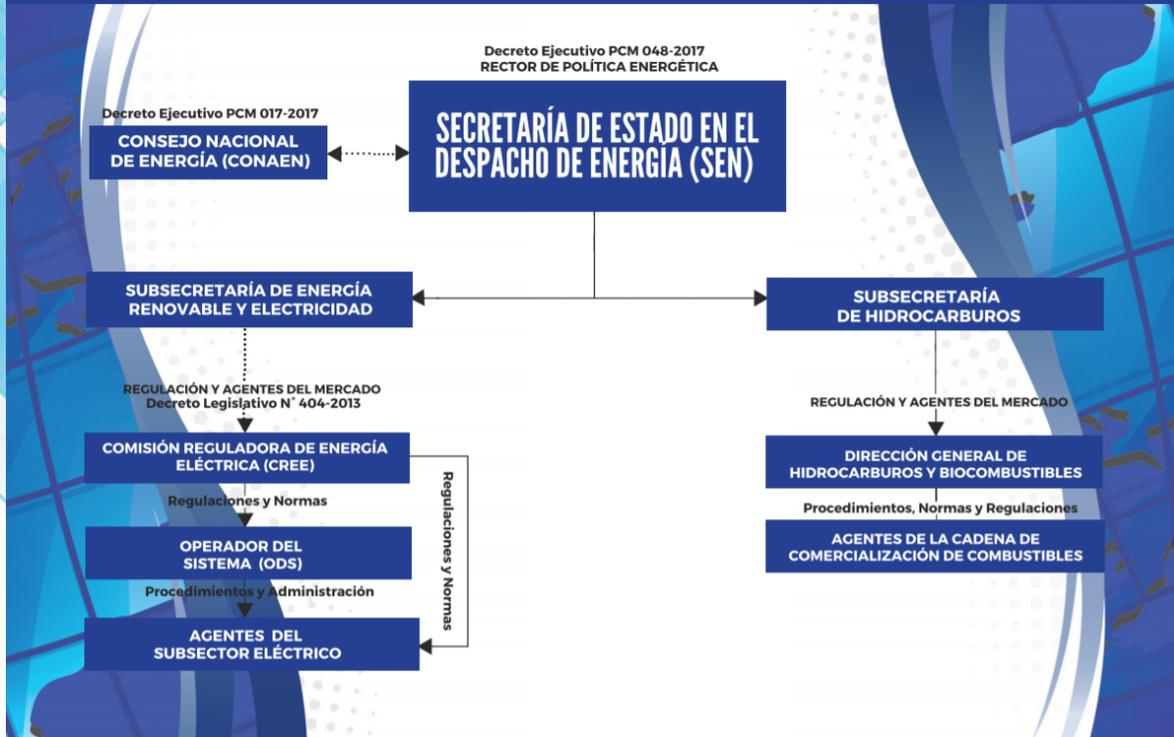


Ilustración 3 - Organización del subsector energético nacional

Fuente: Elaboración propia (SEN)

En la organización del subsector eléctrico, algunas instituciones como la CREE no depende administrativamente de la SEN, sin embargo, se trata de visualizar los tres roles: El ente rector encargado de las políticas públicas (SEN), el ente regulador y fiscalizador (CREE) y las empresas de producción y servicios para el sector energético.



DIRECCIÓN GENERAL DE
ELÉCTRICIDAD Y MERCADOS

CAPÍTULO 2 SISTEMA DE GENERACIÓN



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



SECRETARÍA DE ESTADO
EN EL DESPACHO DE ENERGÍA

En Honduras se cuenta con una matriz de generación de energía eléctrica 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 tecnología con la que cuenta Honduras en sus diversas tecnologías de generación de energía eléctrica para el año de 2019.

2.1 POTENCIA INSTALADA

POTENCIA INSTALADA AÑO 2019			
TIPOS DE GENERACION	MW	PORCENTAJE	No. DE PLANTAS
GENERACIÓN HIDRAÚLICA	728.95	26.45%	48
GENERACIÓN CON COMBUSTIBLES FÓSILES	919.60	33.37%	19
BIOMASA	221.30	8.03%	15
CARBÓN (COQUE)	105.00	3.81%	1
EÓLICO	235.00	8.53%	3
FOTOVOLTAICA	510.80	18.54%	17
GEOTÉRMICA	35.00	1.27%	1
TOTAL	2755.65	100.00%	104

Tabla 1 – Potencia eléctrica instalada 2019

Fuente: Operador del Sistema (ODS)

Se puede observar que el mayor porcentaje de potencia instalada corresponde a la tecnología térmica o termoeléctrica que es a base de combustible Bunker y Diesel con un 33.37% de la capacidad total del sistema seguida por la tecnología hidráulica con un 26.45% de la matriz total de potencia instalada. Es importante aclarar que la producción de energía eléctrica a partir del carbón incluye al carbón pet coque o coque de petróleo y al carbón mineral.

Dentro de la matriz de potencia eléctrica instalada el mayor número de centrales son de tecnología hidráulica, esto debido al 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 33.37% de la potencia instalada es de plantas térmicas o termoeléctricas a base de combustibles fósiles.

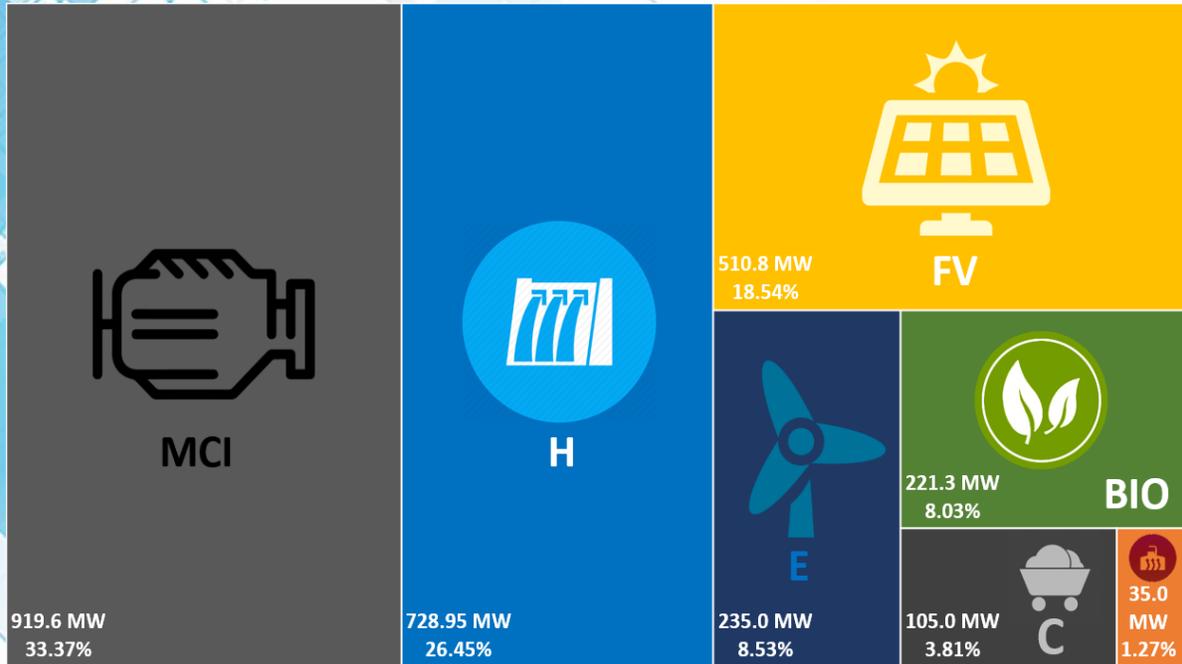
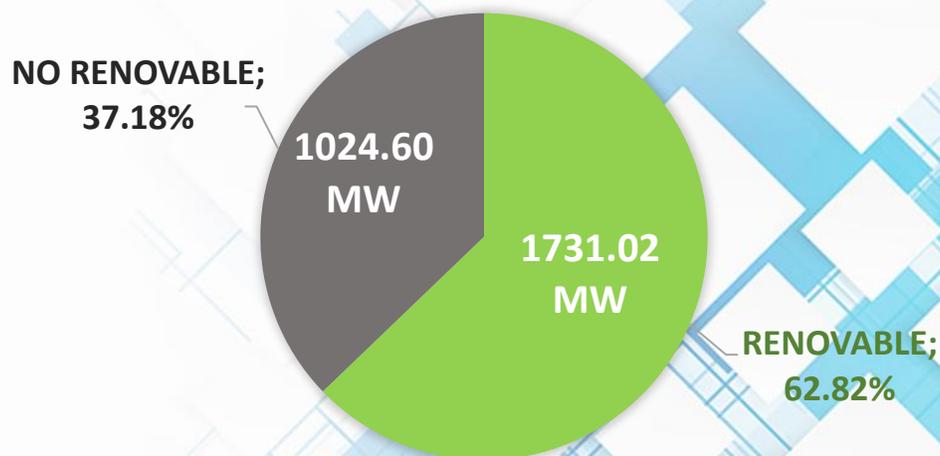


Ilustración 4 - Potencia eléctrica instalada 2019

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

Del total de la capacidad instalada para generación de energía eléctrica para el año 2019, el 62.82% de la capacidad instalada corresponde a fuentes de energía a base de recursos renovables (agua, sol, viento, geotermia, biomasa) y el resto (37.18%) con fuentes de energía no renovable como los combustibles de origen fósil: Bunker, Diésel y carbón.

RENOVABILIDAD - POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA



Gráfica 1 – Potencia eléctrica instalada por tipo de fuente

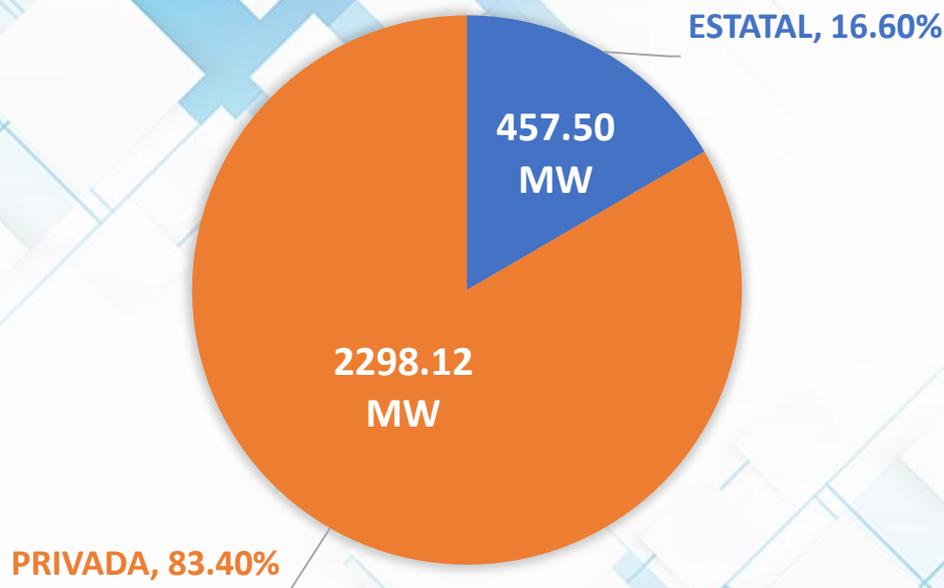
Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

La potencia instalada en el país para la generación de energía eléctrica debe apuntar a ser cada vez más renovable para lograr la sustitución de tecnologías contaminantes como las que utilizan combustibles fósiles, esto principalmente para cumplir los objetivos y metas de El Plan de Nación (decreto No. 286-2009).⁵

2.1.1 POTENCIA INSTALADA POR TIPO DE EMPRESA

De toda la capacidad de generación instalada en el sistema eléctrico hondureño las centrales generadoras estatales constituyen un 16,60% de la capacidad instalada en el país y el otro 83,40% representa a empresas eléctricas generadoras de capital privado.

POTENCIA INSTALADA POR TIPO DE EMPRESA



Gráfica 2 - Potencia instalada por tipo de empresa

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

Históricamente en Honduras, el origen de la generación eléctrica en su mayoría perteneció a empresas privadas. Algunas pequeñas poblaciones tenían sistemas de propiedad municipal, la mayoría de ellos alimentados por pequeñas centrales hidroeléctricas. Actualmente la mayoría de la potencia instalada también proviene del sector privado.

2.1.2 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA POTENCIA INSTALADA

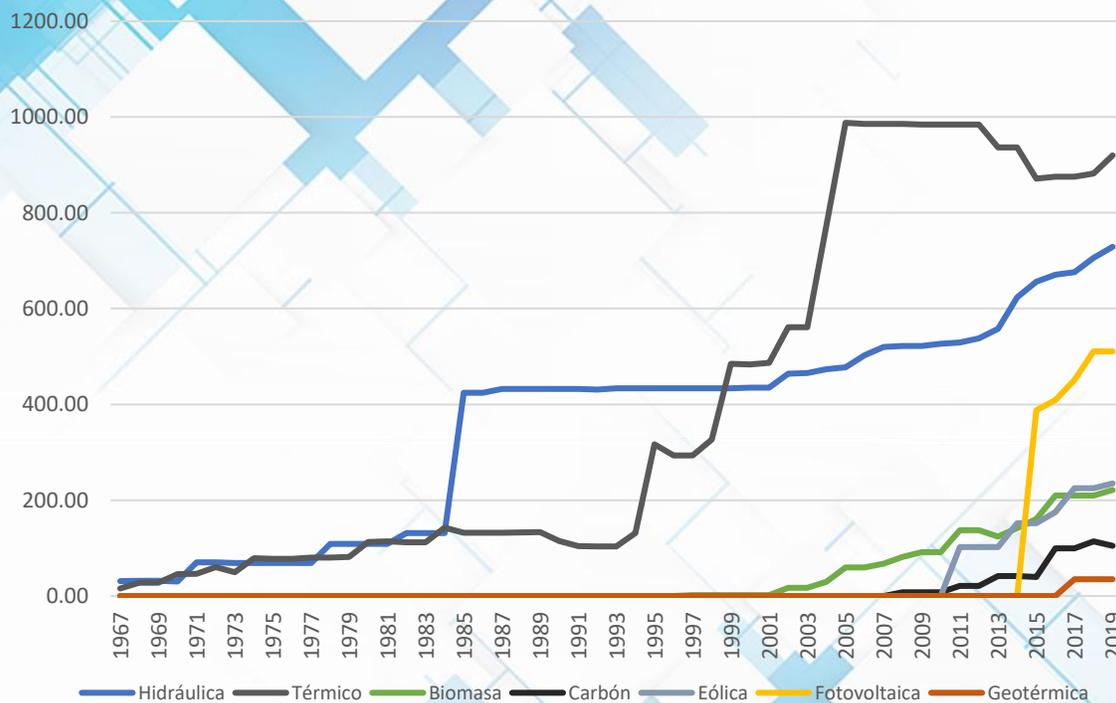
En Tegucigalpa, el servicio era provisto por una empresa del gobierno, la Empresa de Agua y Luz, responsable también por el suministro de agua potable a la capital. Cada una de estas entidades tenía un monopolio en su zona de operación. El sector energía eléctrica en Honduras fue manejado por las municipalidades hasta 1957, año en el cual se constituye a la Empresa Nacional de Energía

⁵ (Legislativo, Plan de Nación y Visión del País Decreto Legislativo No. 286-2009, 2009)

Eléctrica (ENEE). A partir de esos años la matriz energética 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, 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, en Honduras no sucedió de igual forma, 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.

HISTÓRICO DE POTENCIA INSTALADA 1967-2019 [MW]



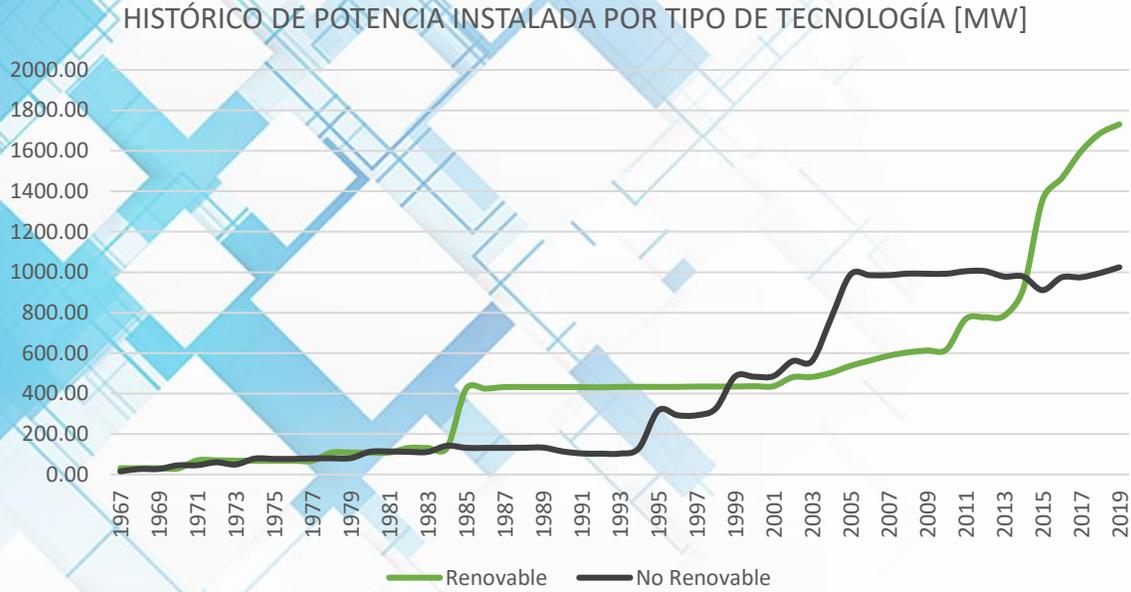
Gráfica 3 - Histórico de potencia instalada [MW] 1967-2019

Fuente: Elaboración propia (SEN)

El racionamiento hizo necesaria la participación de la empresa privada en generación de energía eléctrica, aprobándose la Ley Marco del 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 energética con las primeras generadoras a base en biomasa, luego la tecnología eólica se posiciona en el país con uno de los parques eólicos más grandes de la región centroamericana (primero 102 y actualmente 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 (35MW).

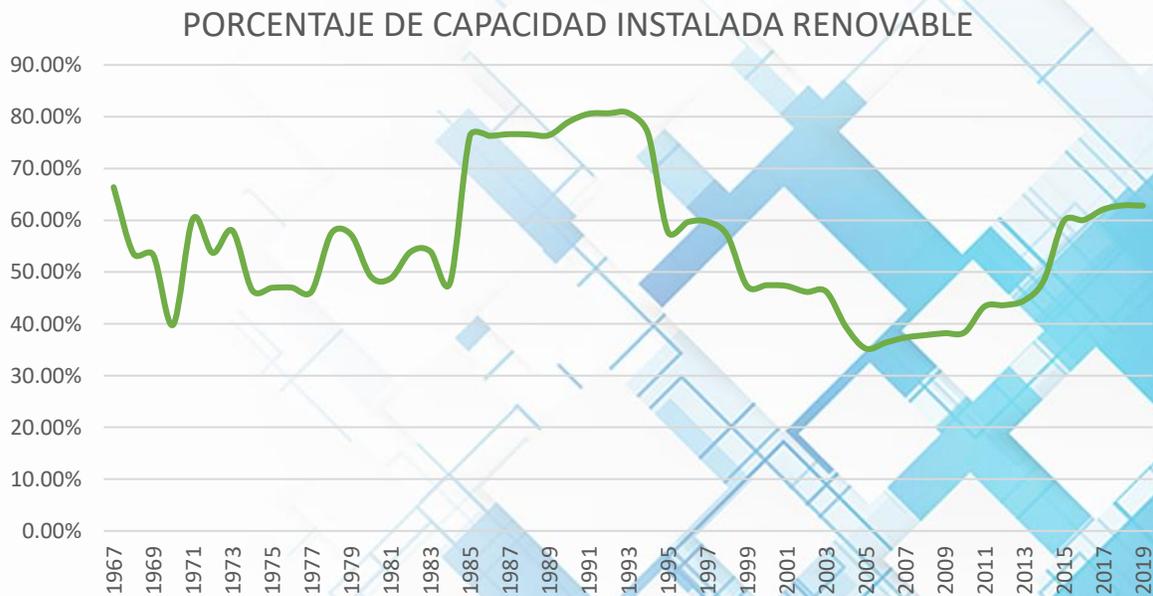
En el siguiente gráfico se muestra la evolución de la generación con fuentes renovables y no renovables entre los años 1967 y 2019.



Gráfica 4 - Histórico de potencia eléctrica instalada por tipo de tecnología [MW] 1967-2019

Fuente: Elaboración propia

El porcentaje de potencia instalada renovable en el año 2019 es de 62.82% 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 2019.



Gráfica 5 -Porcentaje histórico de potencia instalada renovable 1967-2019

Fuente: Elaboración propia

2.2 ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA

En la matriz de generación de energía eléctrica es importante aclarar 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 2019 desagregada por tipo de tecnología.

GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 2019 [GWh]				
TIPOS DE GENERACION	GEN. BRUTA	GEN. NETA	CONSUMO PRÓPIO	PORCENTAJE
HIDRAÚLICA	2430.02	2405.22	24.80	23.33%
FÓSIL	4039.92	3814.15	225.77	38.78%
BIOMASA	878.78	456.51	422.27	8.44%
CARBÓN (COKE)	838.67	347.64	491.03	8.05%
EÓLICO	818.29	818.29	0.00	7.86%
FOTOVOLTAICA	1115.53	1115.53	0.00	10.71%
GEOTÉRMICA	295.92	295.92	0.00	2.84%
TOTAL	10417.12	9253.25	1163.87	100.00%

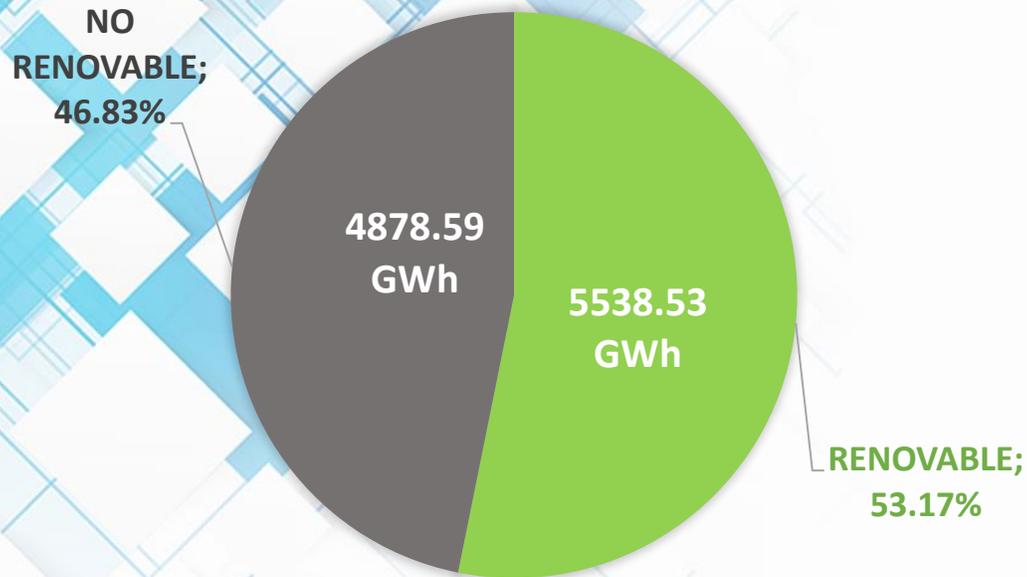
Tabla 2 - Generación de energía eléctrica [GWh] 2019

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

El mayor porcentaje de la generación de energía eléctrica para el año 2019 fue a base de combustibles fósiles con un 38.78% seguido por generación hidroeléctrica con un 23.33% del total de la matriz de generación en el país. La disminución de generación hidráulica con respecto al 2018 se debe a que fue un año con poca pluviosidad.

En el siguiente gráfico se muestra el porcentaje de participación de cada tecnología en la matriz de generación de energía eléctrica en 2019.

RENOVABILIDAD - ENERGÍA GENERADA



Gráfica 6 - Porcentaje de renovabilidad (energía generada)

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

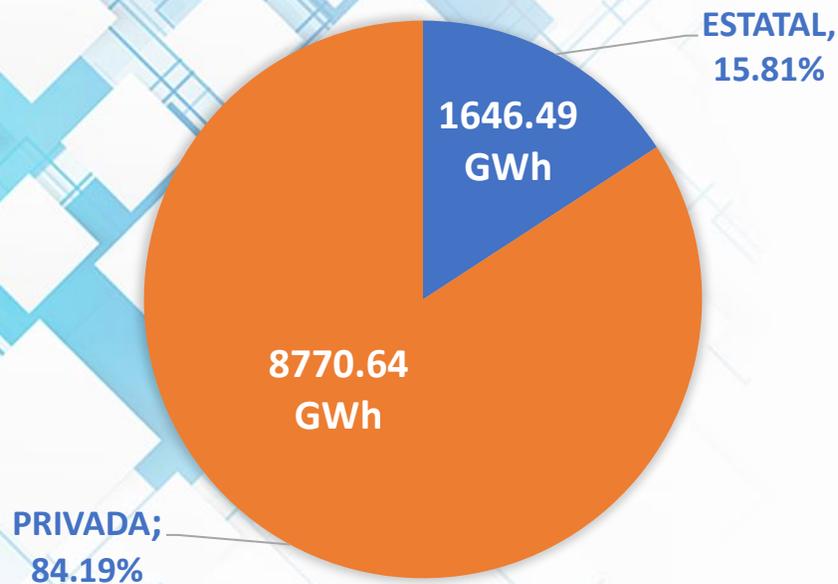
Como país hay compromisos reflejados en el Plan de Nación y Visión de País⁶, en este se indica que para el año 2038 la matriz de generación debe poseer un 80% de generación por medio de tecnologías renovables. Para el año 2019 el 53.17% de la generación fue a base de fuentes de energía renovables y un 46.83 % 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.

⁶ (Legislativo, Plan de Nación y Visión del País Decreto Legislativo No. 286-2009, 2009)

ENERGÍA GENERADA POR TIPO DE EMPRESA



Gráfica 7 - Energía generada por tipo de empresa 2019

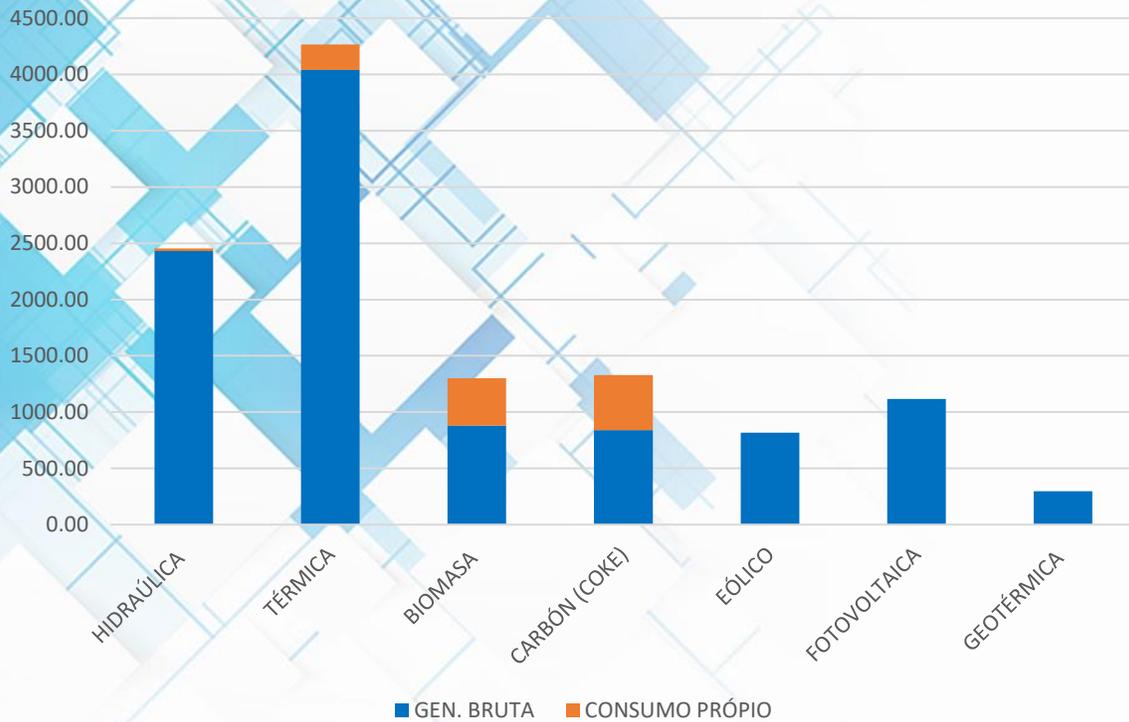
Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

En el gráfico anterior se muestra que el 84.19 % de la generación en Honduras proviene de empresas del sector privado, el 15.81% 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 2019. Se observa que la tecnología de generación térmica a base de biomasa presenta un consumo propio visible de 422.27 GWh (48% del total generado), esto es por su naturaleza de generación ya que en su mayoría son ingenios azucareros, que generan su propia energía eléctrica y venden el excedente a la empresa distribuidora. La energía generada neta es igual a la generación bruta menos el consumo propio.

GENERACIÓN BRUTA Y CONSUMO PROPIO [GWh]



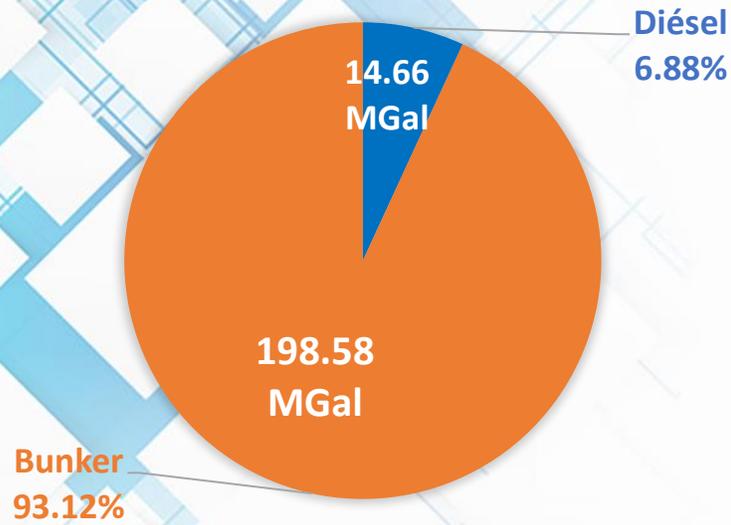
Gráfica 8 - Comparación de energía neta generada y consumo propio 2019 [GWh]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

2.2.3 CONSUMO DE COMBUSTIBLES

En Honduras la generación de energía eléctrica se produce a base de 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 Bunker y Diesel, dichas plantas térmicas privadas reportan mensualmente el consumo de combustible para la generación de energía eléctrica en kWh.

COMBUSTIBLE CONSUMIDO PARA GENERACIÓN 2019



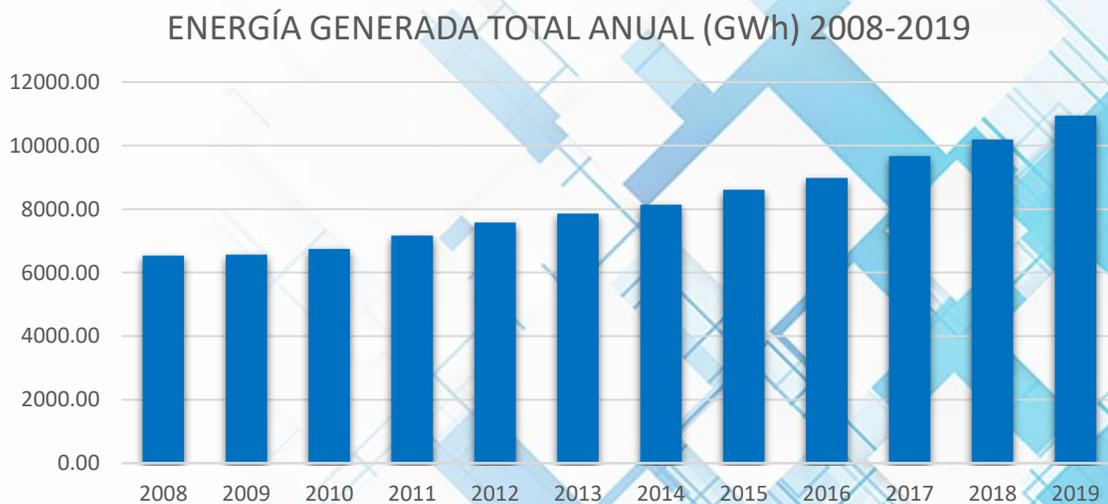
Gráfica 9 - Consumo de combustibles fósiles para generación 2019 [MGal]

Fuente: Subgerencia de Contratos de Generación (ENEE)

La relación de kWh generado/galón, corresponde para el año 2019 en las plantas terminas a base de Diesel de un promedio de 13.8181 kWh/gal y para las plantas que generan con bunker de 18.1103 kWh/gal.

2.2.4 GENERACIÓN HISTÓRICA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

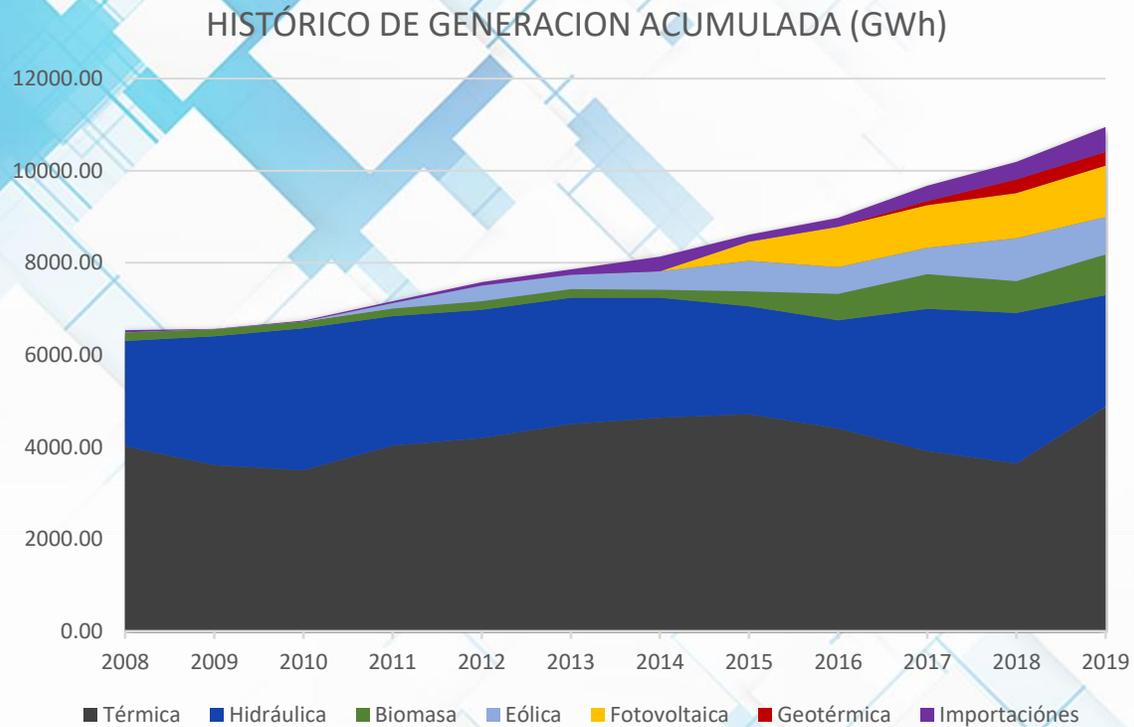
A continuación, se presenta una gráfica con el histórico de generación de energía eléctrica total anual desde 2008 a 2019.



Gráfica 10 - Energía total anual (GWh) 2008-2019

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

En el siguiente gráfico de áreas apiladas se presenta la generación histórica de energía eléctrica acumulada desde el 2008 hasta el 2019, se puede observar que la participación de tecnologías renovables no convencionales (hidráulicas y biomasa) comenzó en Honduras a partir del año 2011 con la entrada en operación del primer parque eólico, la generación con esta tecnología 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.



Gráfica 11 - Histórico de generación acumulada (GWh) 2008-2019

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

A continuación, se muestra el 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 y esto se debe 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 pero en 2019 este porcentaje disminuyó a un 53.21% de generación renovable, esta disminución de la renovabilidad 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.

PORCENTAJE HISTÓRICO DE RENOVABILIDAD (GENERACIÓN)



Gráfica 12 – Porcentaje histórico de renovabilidad - Energía genera 2008-2019

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 revirtiendo el porcentaje de participación de fuentes no renovables dando paso a la penetración de las fuentes de energía renovable.

GENERACIÓN ANUAL POR TECNOLOGÍA [GWh]



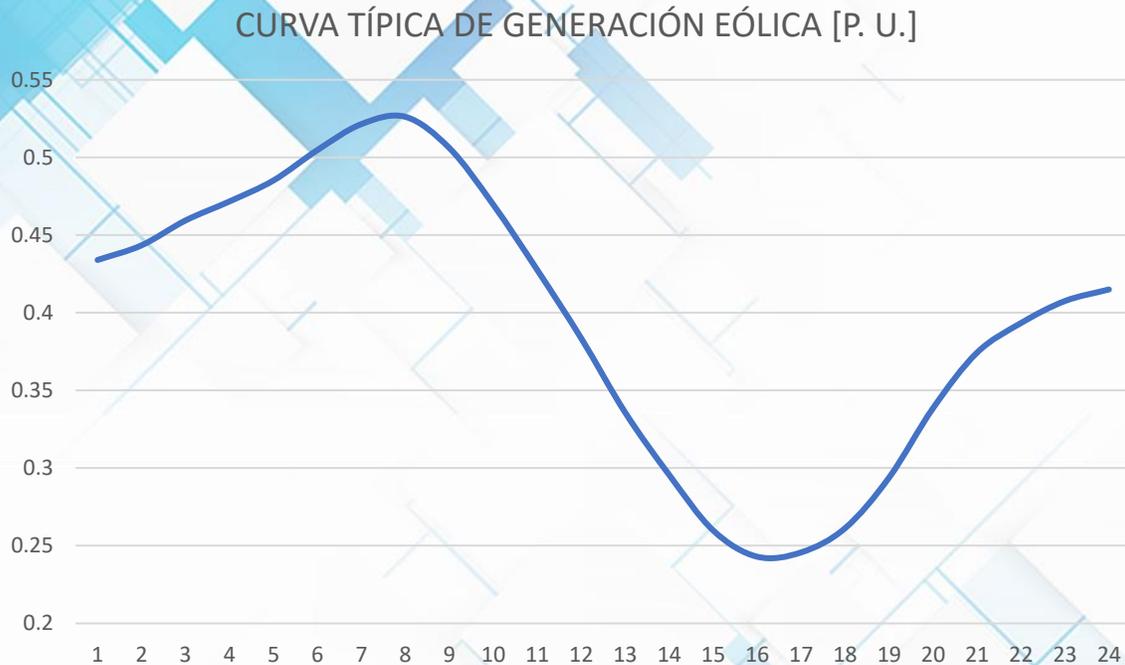
Gráfica 13 - Generación histórica (GWh) por tipo de tecnología

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

2.3 CURVAS DE GENERACIÓN DIARIAS

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

A continuación, se presenta una curva de típica de generación eólica diaria, la cual tiene sus máximos durante las primeras horas del día y un declive durante la tarde volviendo a levantar durante la noche, sin embargo, la amplitud de esta curva es muy variante por la naturaleza del recurso del viento.

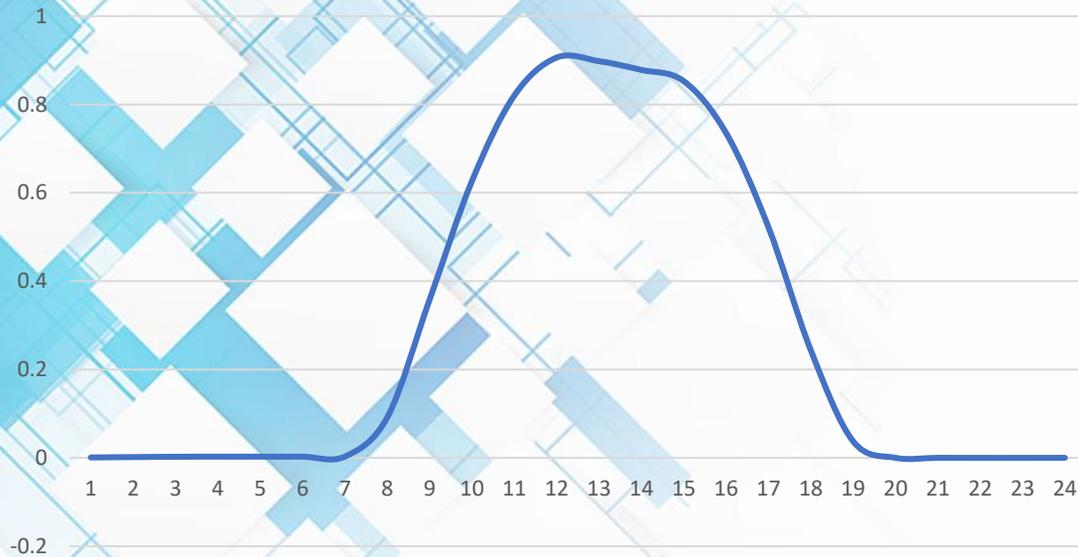


Gráfica 14 - Curva típica de generación eólica [p. u.]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

En el caso de la generación solar, la curva 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 17:00 horas hasta aproximadamente las 18:30 h cuando se deja de tener irradiación solar.

CURVA TÍPICA DE GENERACIÓN SOLAR [P. U.]

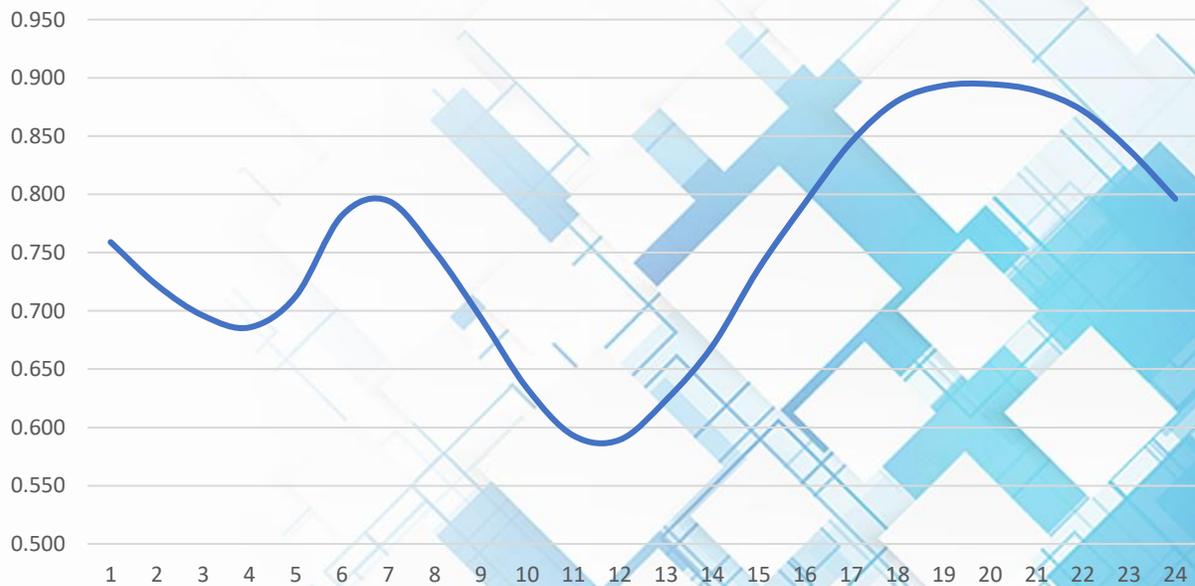


Gráfica 15 - Curva típica de generación solar [p. u.]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

Para el caso de un generador térmico base de combustibles fósiles en la zona sur, su mayor pico de generación se produce en la noche y presenta un declive en durante la mitad del día. A pesar de que una planta es 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 y un pico en la noche.

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

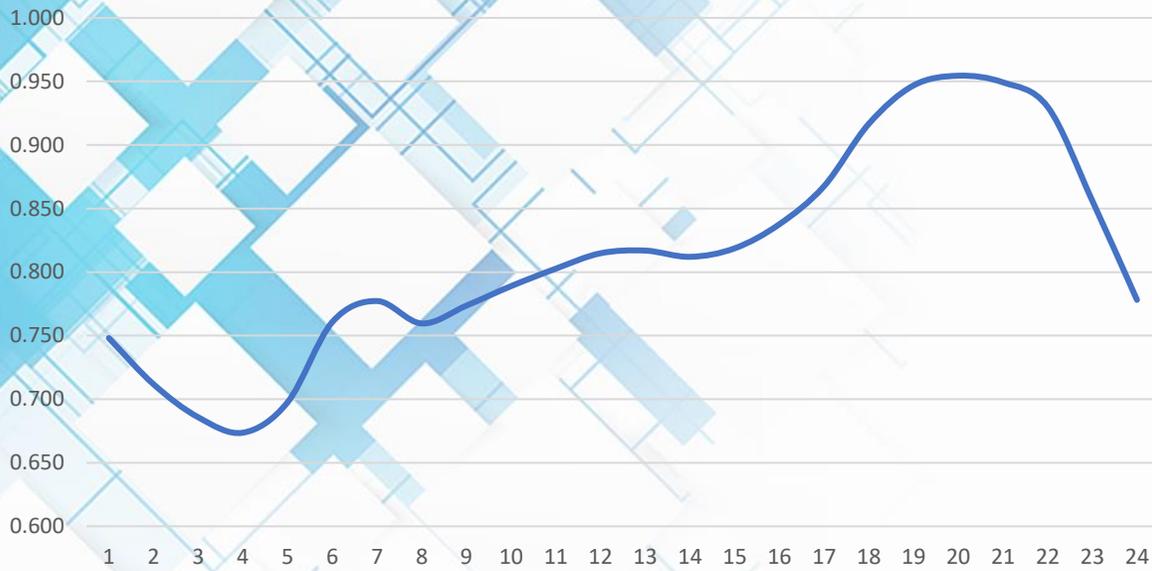


Gráfica 16 - Curva típica de generación fósil (bunker) zona sur [p. u.]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

En la zona norte del país, no se observa el fenómeno de la zona sur, causando una curva de generación más constante en un día promedio teniendo su pico de generación durante la noche.

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

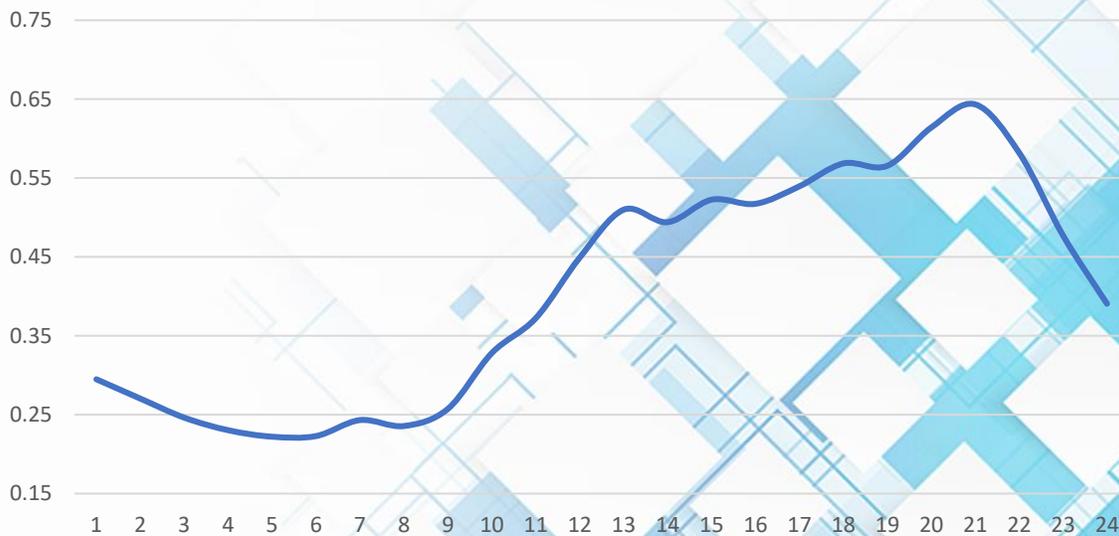


Gráfica 17 - Curva típica de generación fósil (bunker) zona norte [p. u.]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

La central hidroeléctrica Francisco Morazán tiene un comportamiento muy interesante ya que es uno de los generadores que ofrecen firmeza al sistema, especialmente por la noche cuando no hay generación solar.

CURVA DE GENERACIÓN TÍPICA DE LA CENTRAL F.M.[P. U.]

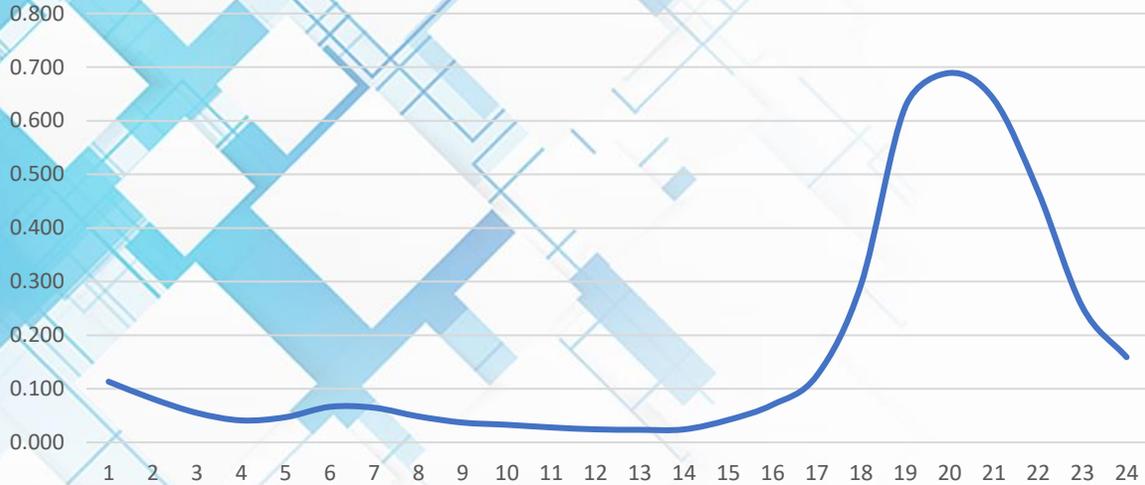


Gráfica 18 - Curva de generación típica de la central hidroeléctrica Francisco Morazán [p. u.]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

Debido al despacho económico óptimo existen plantas que solo se despachan en hora punta por sus costos marginales elevados. A continuación, se puede ver el comportamiento promedio de estas plantas térmicas fósiles que generan con su mayor capacidad en horas punta.

CURVA DE GENERACIÓN FÓSIL (BUNKER) EN HORAS PUNTA [P. U.]

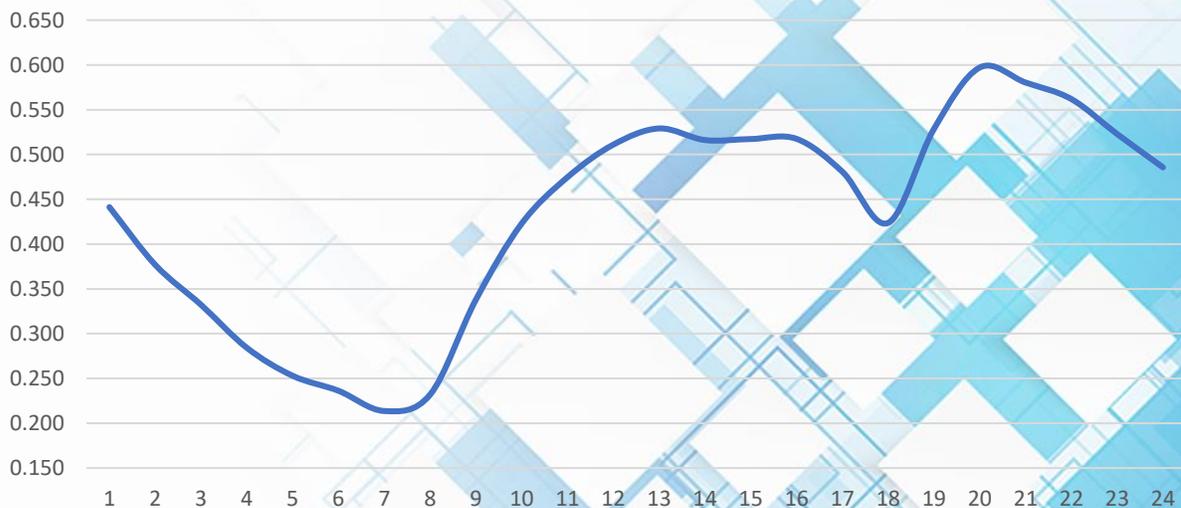


Gráfica 19 - Curva típica de generación fósil en horas punta (bunker) [p. u.]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

Estas plantas que se han titulado “plantas térmicas de horas punta” porque se despachan en horas donde el sistema tiene su mayor exigencia y no tiene opciones de despacho con otras tecnologías más económicas. El comportamiento de una planta de Diésel muy similar a la de una térmica base, pero esto se debe a la ubicación de estos motores dado su generación es sumamente importante para suplir la demanda especialmente en la región litoral del país. A continuación, se muestra el comportamiento típico de una planta térmica a base de Diésel en un día promedio del año.

CURVA TÍPICA DE GENERACIÓN FÓSIL (DIÉSEL) [P. U.]

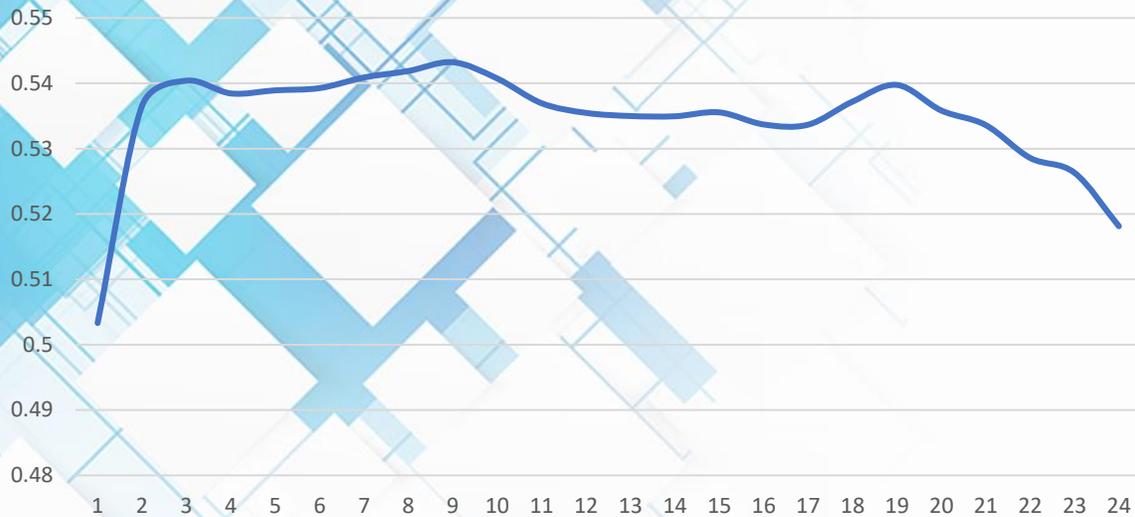


Gráfica 20 - Curva típica de generación fósil (Diésel) [p. u.]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

El comportamiento de una planta térmica a base de biomasa, estas plantas se caracterizan por ser sumamente variables entre días, entre todas no existe un patrón normalizado, pero a continuación se muestra una curva donde se refleja de mejor manera el comportamiento de su generación.

CURVA DE GENERACIÓN DE UNA PLANTA DE BIOMASA [P. U.]

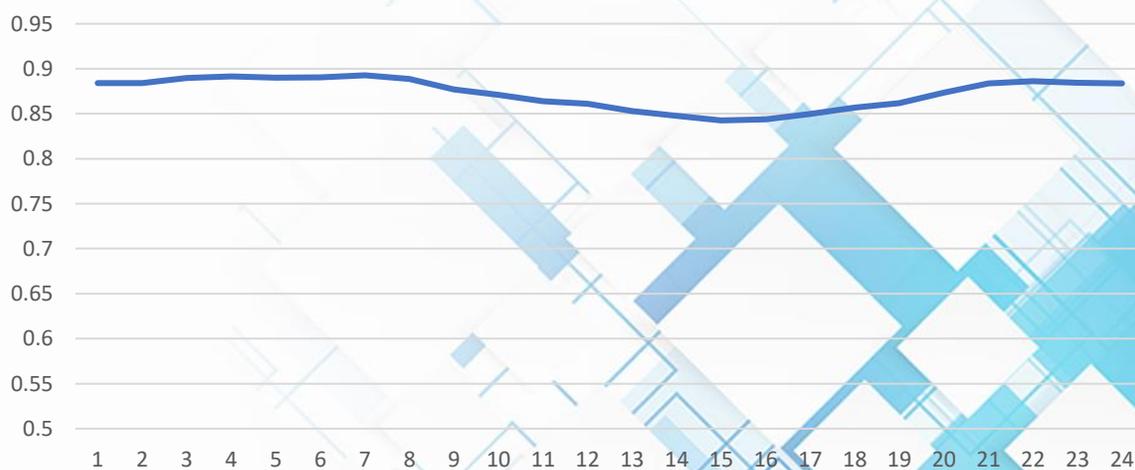


Gráfica 21 - Curva de generación diaria para plantas de biomasa [p. u.]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

Finalmente se presenta el comportamiento promedio diario de la única planta geotérmica que posee el país.

CURVA DE GENERACIÓN DE UNA PLANTA GEOTÉRMICA [P. U.]



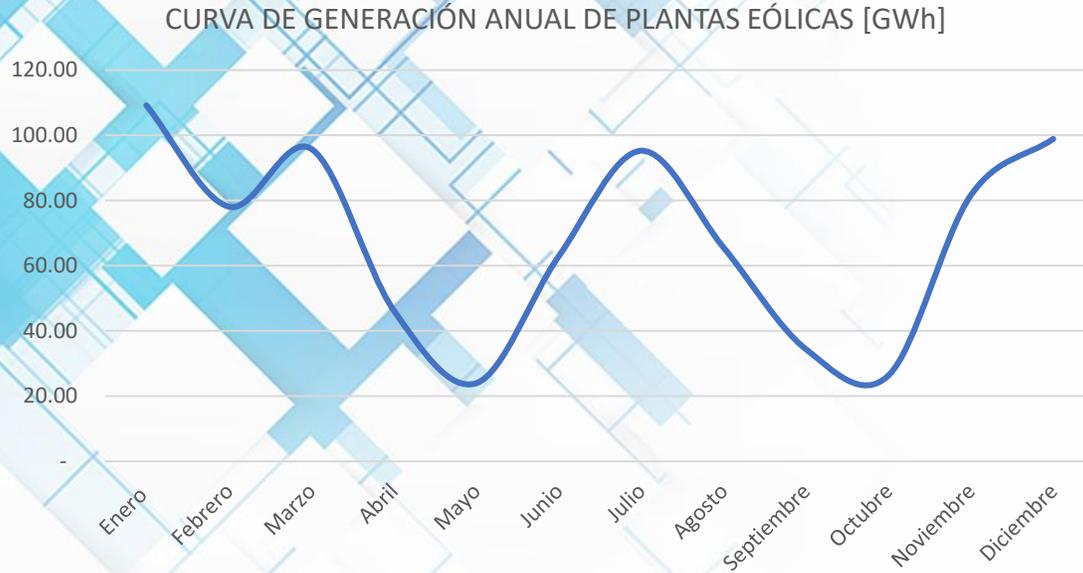
Gráfica 22 - Curva de generación diaria para una planta geotérmica [p. u.]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

2.3.1 CURVAS DE GENERACIÓN ANUALES (COMPORTAMIENTO ESTACIONAL)

Haciendo un análisis mensual por cada tipo de tecnología se puede observar el comportamiento

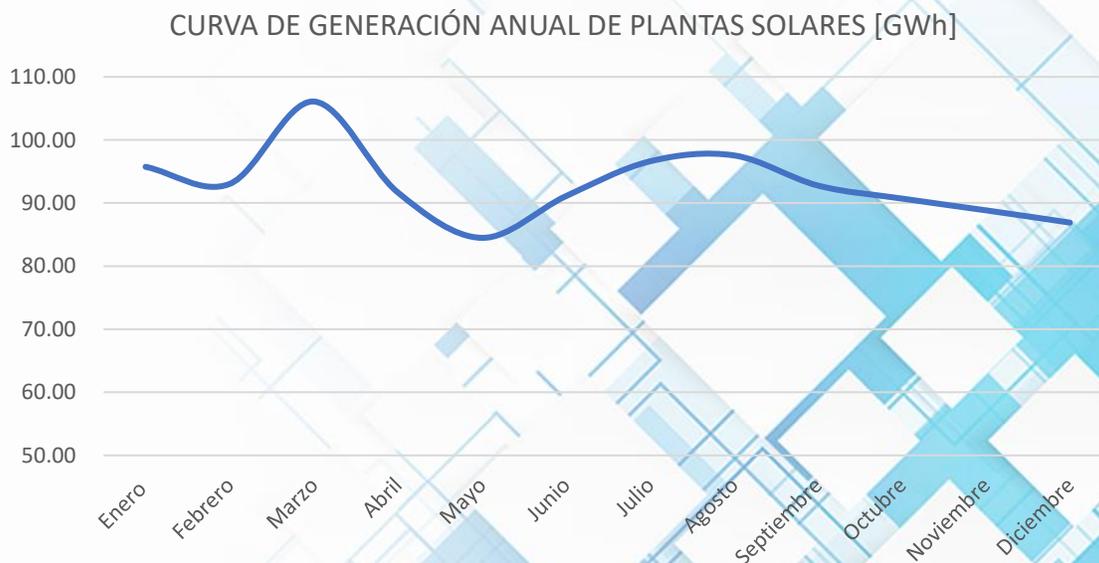
anual de la generación y así analizar su estacionalidad para el año 2019. Para el caso de la tecnología eólica se tiene una mayor generación a inicio del año y entre los meses de junio, julio y agosto, la generación se reduce en los meses de abril, mayo, septiembre y octubre debido a una disminución que presenta la velocidad del viento en estos meses.



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

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

La curva de generación solar fotovoltaica es poco variante la mayor parte del año, en los meses de marzo y abril se observa un pequeño pico de generación ya que es donde tiene lugar la parte más intensa del verano.

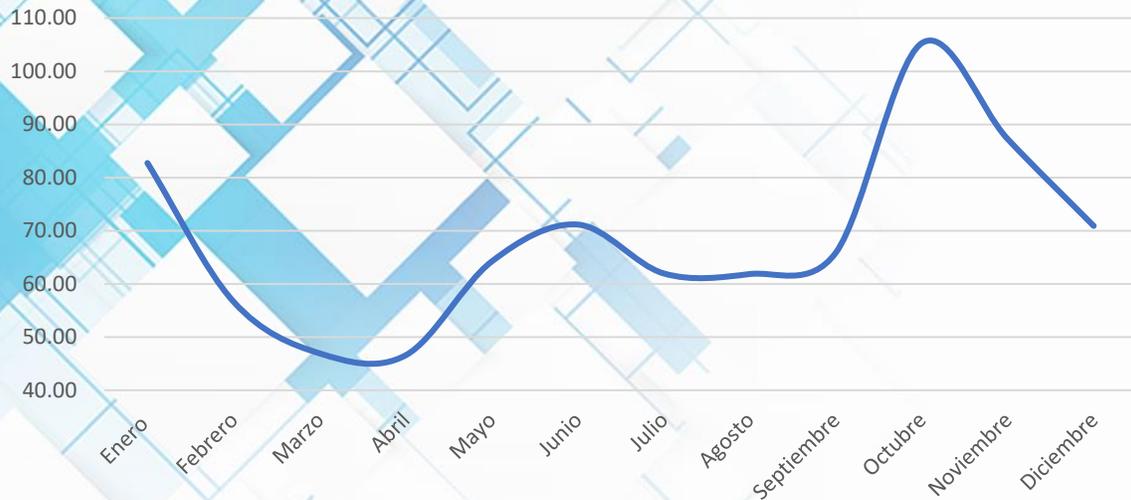


Gráfica 24 - Curva de generación anual para plantas solares [GWh]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

En la estación más seca (verano) los caudales de los ríos bajan considerablemente por lo tanto la producción de energía por parte de las generadoras hidroeléctricas se reduce, sin embargo, al final de la estación lluviosa (octubre, noviembre) 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.

CURVA DE GENERACIÓN ANUAL DE HIDROELÉCTRICAS PRIVADAS [GWh]

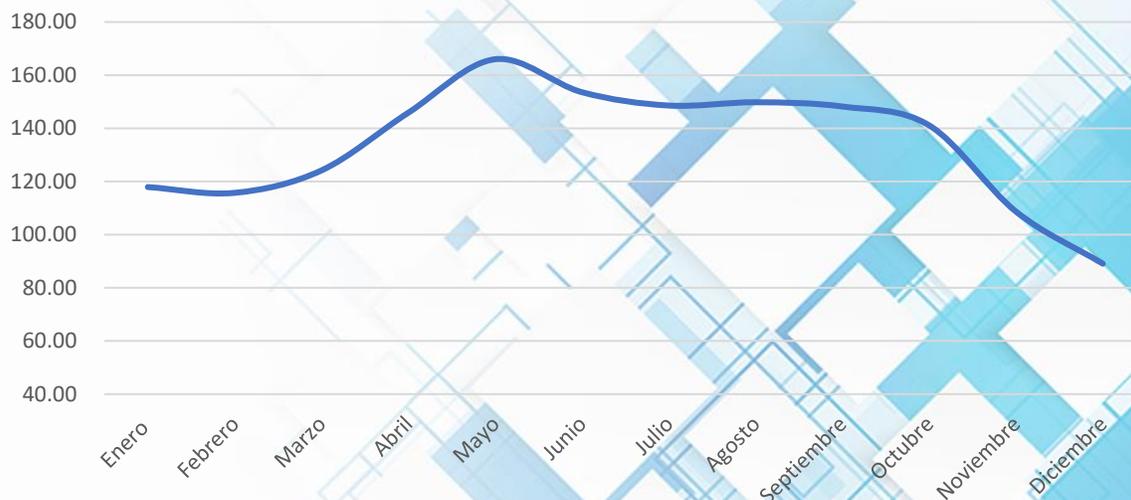


Gráfica 25 - Curva de generación anual de plantas hidroeléctricas privadas [GWh]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

En el comportamiento de la generación hidroeléctrica estatal, se observa que la Central Hidroeléctrica Francisco Morazán tiene un aporte de generación importante durante la temporada seca del año en los meses de mayor demanda que son abril y mayo. A continuación, se muestra una gráfica representando la generación anual de las plantas hidroeléctricas estatales.

CURVA GENERACIÓN ANUAL DE HIDROELÉCTRICAS ESTATALES [GWh]



Gráfica 26 - Curva de generación anual de plantas hidroeléctricas estatales [GWh]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

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, los embalses están a bajo nivel y se necesita potencia firme especialmente durante el pico de la noche.

CURVA DE GENERACIÓN ANUAL DE PLANTAS TÉRMICAS [GWh]

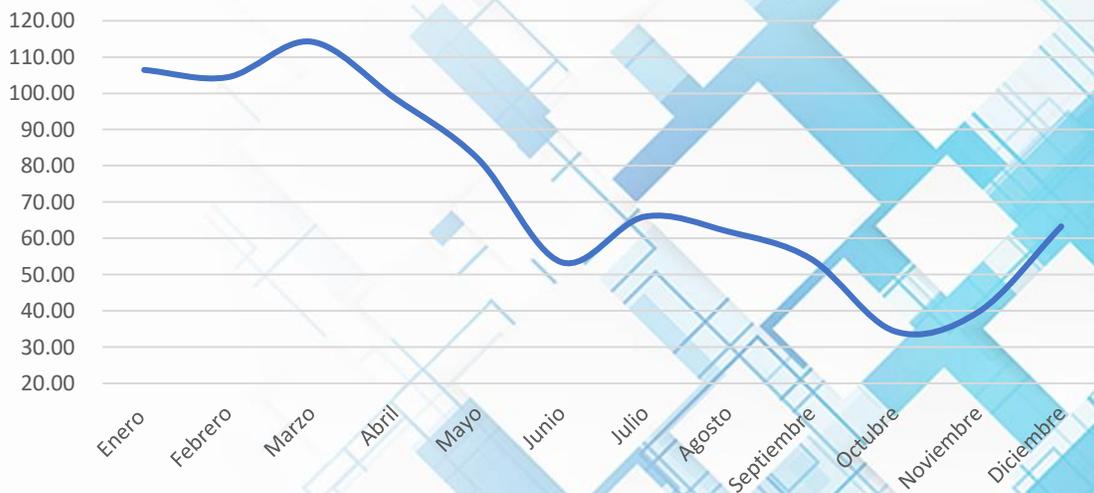


Gráfica 27 - Curva de generación anual de plantas térmicas a base combustibles fósiles [GWh]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

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

CURVA DE GENERACIÓN ANUAL DE PLANTAS DE BIOMASA [GWh]

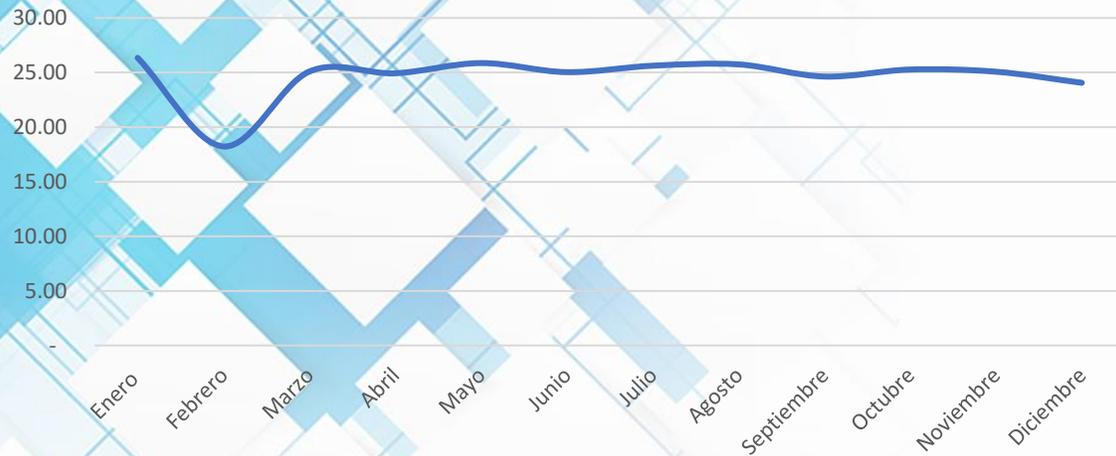


Gráfica 28 - Curva de generación anual para plantas de biomasa [GWh]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

Finalmente, la curva de generación anual se presenta la curva de una planta geotérmica es casi constante debido a su alto factor de planta durante todo el año siendo este entre 97% y 99% mensual.

CURVA DE GENERACIÓN ANUAL DE GEOPLATANARES [GWh]

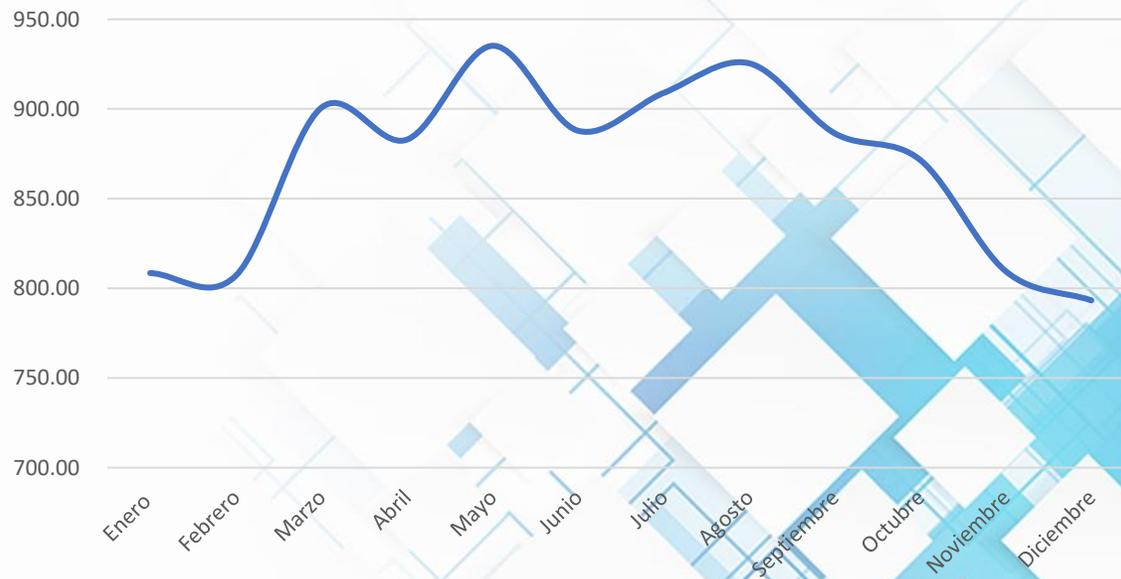


Gráfica 29 - Curva de generación anual de una planta geotérmica [GWh]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

En la siguiente grafica se presenta la generación total de energía para cada mes del año 2019.

ENERGÍA TOTAL GENERADA MENSUAL [GWh]



Gráfica 30 - Energía total generada mensual en el año 2019 [GWh]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

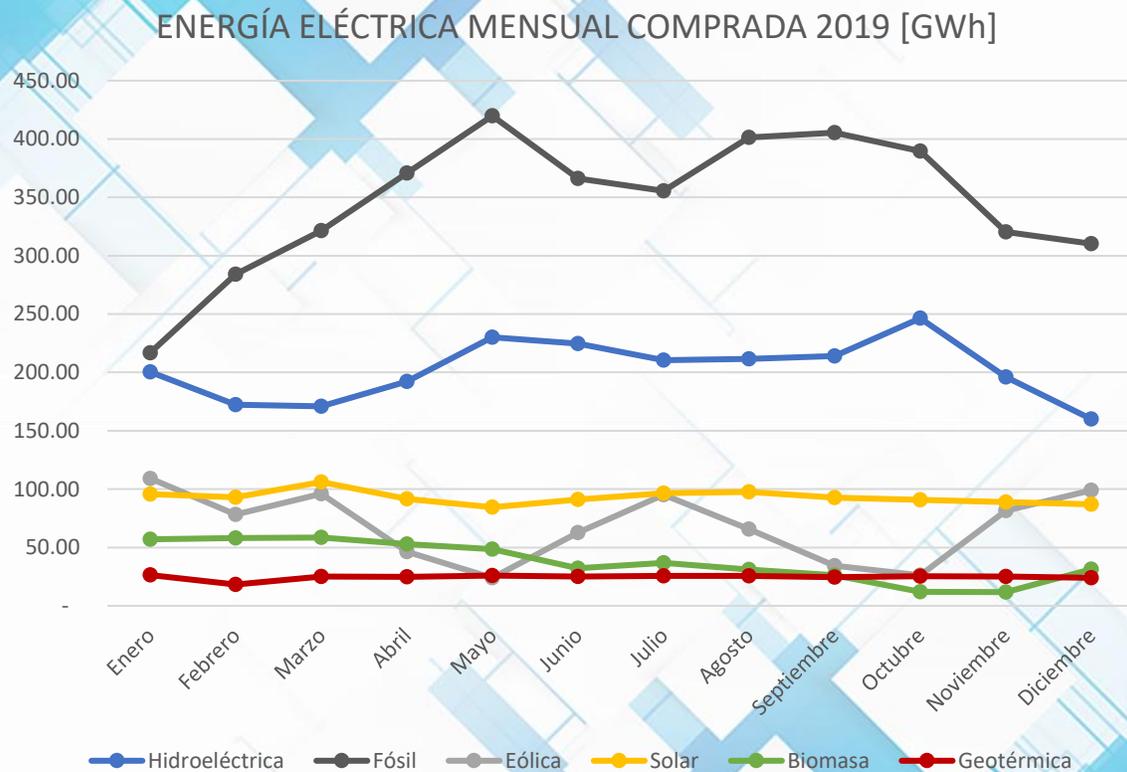
Los meses en los que se presentan los picos de generación son mayo y agosto, como era de esperarse en los meses de enero y diciembre la generación es más baja debido a que son los meses con menor demanda eléctrica.

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 2019 se registraron la compra 9,277.54 GWh, de los cuales 4,161.79 provienen de fuentes no renovables (Bunker, Diésel y pet coque) y 5,115.75 GWh de fuentes renovables.

2.4.1 ENERGÍA ELÉCTRICA MENSUAL COMPRADA

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 2019 [GWh]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)



DIRECCIÓN GENERAL DE
ELÉCTRICIDAD Y MERCADOS

CAPÍTULO 3 ANÁLISIS GEOGRÁFICO



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



SECRETARÍA DE ESTADO
EN EL DESPACHO DE ENERGÍA

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

3.1 MAPAS GEORREFERENCIADOS DE CENTRALES GENERADORAS POR TÉCNOLOGÍA

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 de todas las tecnologías existentes en el territorio nacional.

3.2 MAPAS GEORREFERENCIADOS DE POTENCIA INSTALADA

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

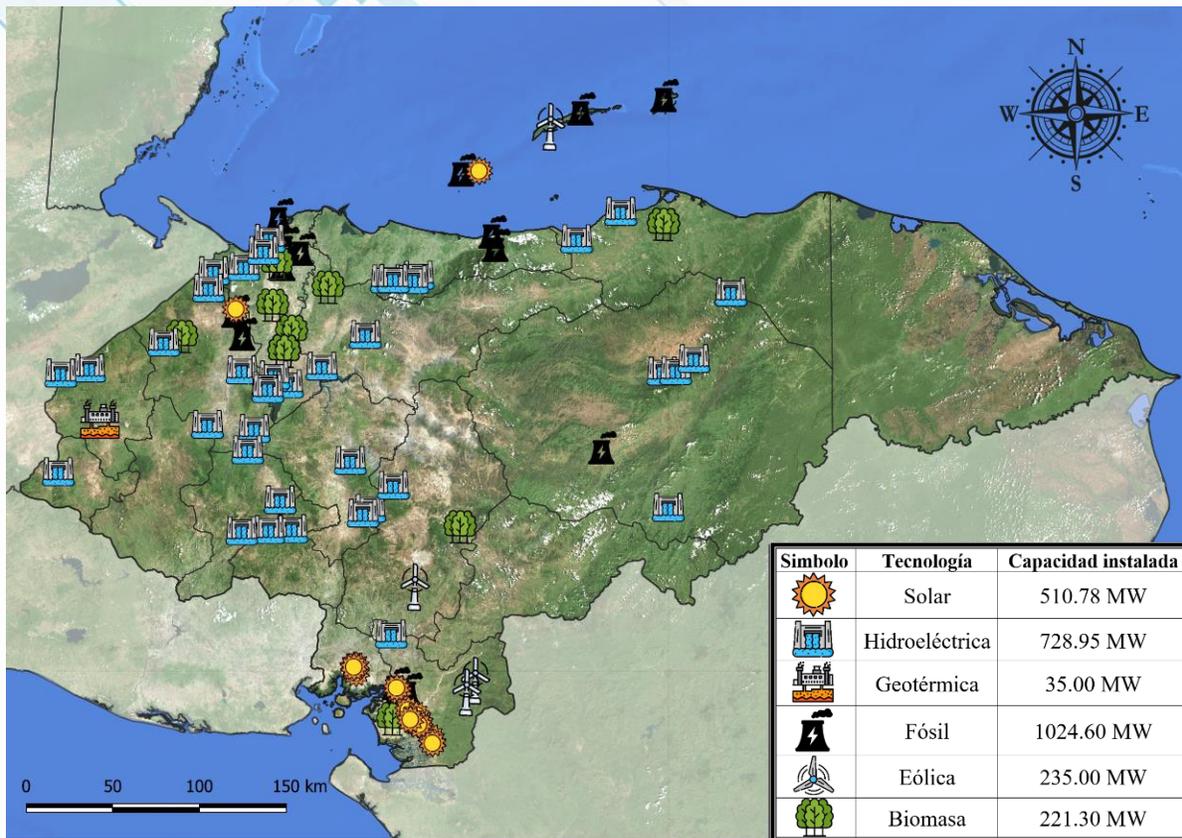


Ilustración 5 - Mapa de potencia instalada georreferenciado

Fuente: Elaboración propia (SEN)

3.3 MAPAS DE POTENCIAL DE ENERGÍA RENOVABLE

A continuación de muestra el mapa de potencia eléctrica instalada para tecnologías renovables conectadas al Sistema Interconectado Nacional (SIN):

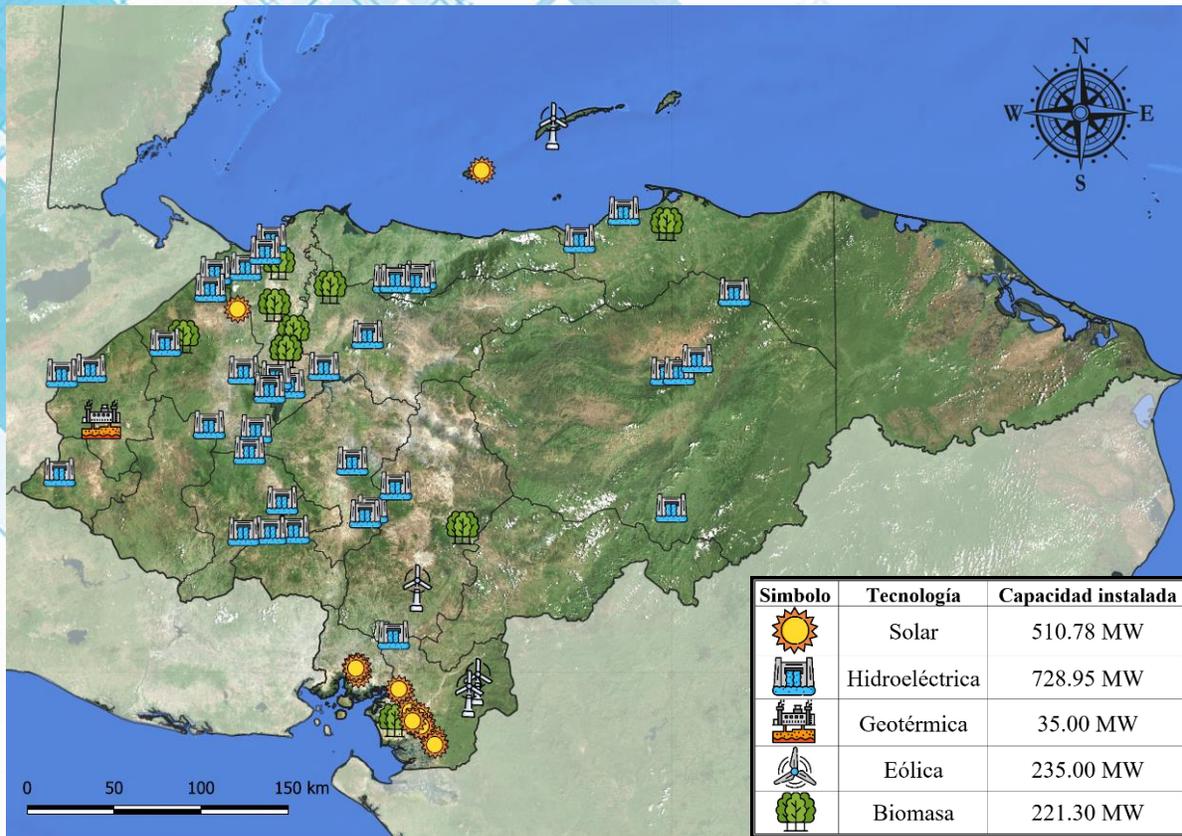


Ilustración 6 - Mapa georreferenciado de potencia instalada renovable

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.

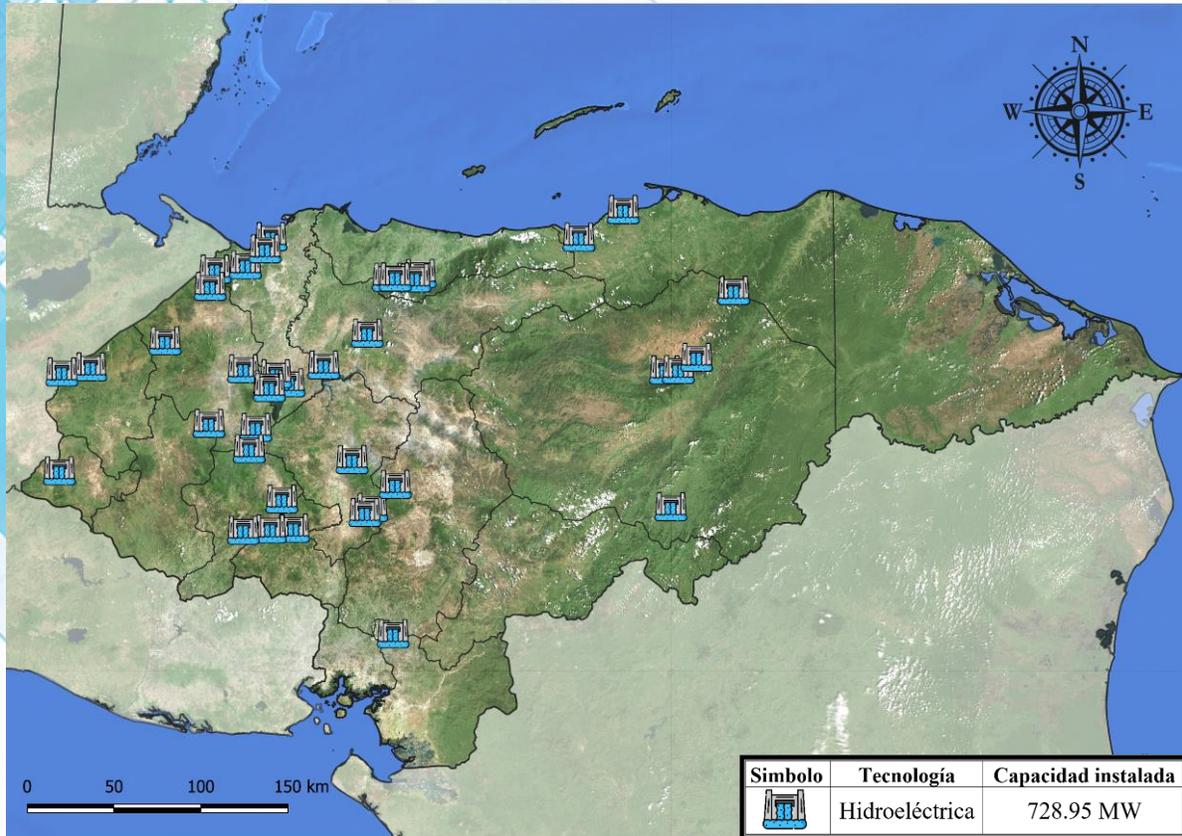


Ilustración 7 - Mapa georreferenciado de centrales hidroeléctricas

Fuente: Elaboración propia (SEN)

En el siguiente mapa se muestra el potencial eólico del país, se observar que este potencial se concentra en la zona centro-sur del país.

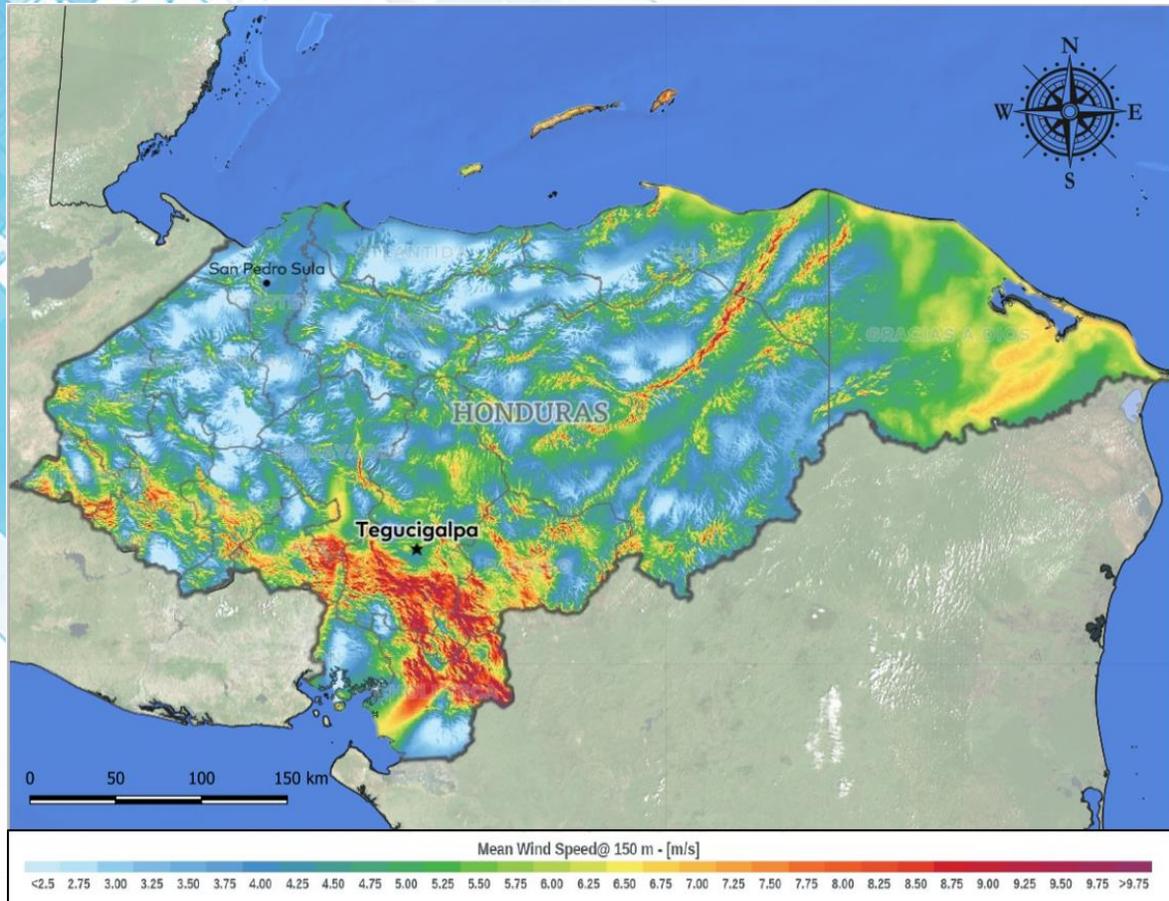


Ilustración 8 - Mapa de potencial eólico de Honduras

Fuente: International Renewable Energy Agency IRENA

Las tres centrales de generación eólica conectadas al SIN se ubican en la región centro-sur del país, 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 3.9 MW de capacidad instalada.

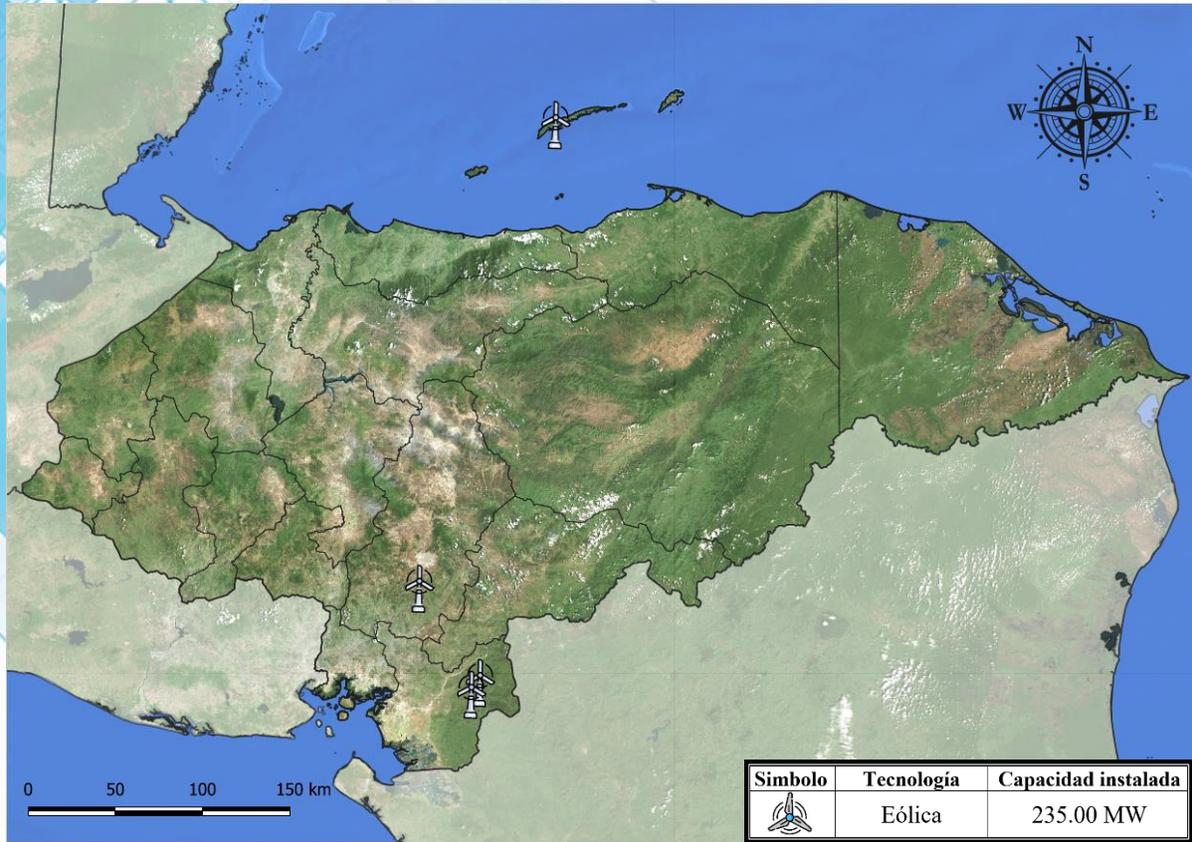


Ilustración 9 - Mapa georreferenciado de centrales eólicas

Fuente: Elaboración propia (SEN)

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

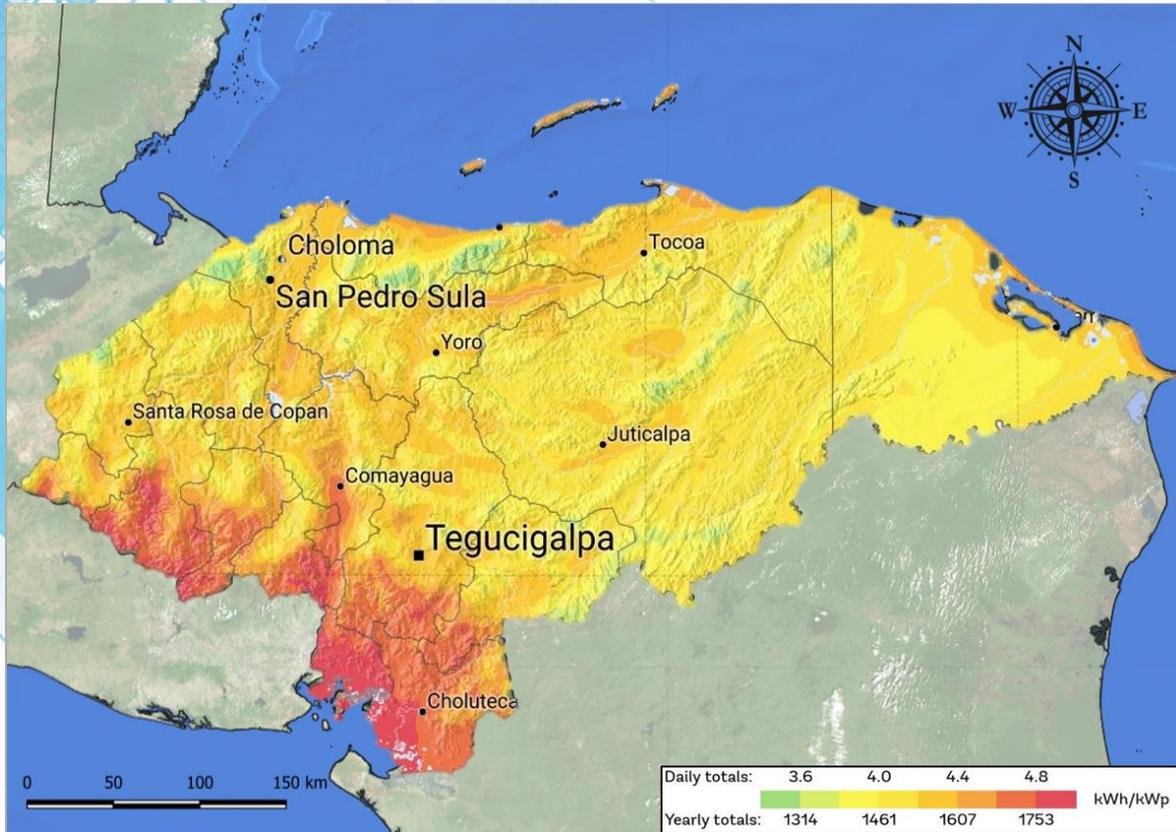


Ilustración 10 - Mapa de potencial solar de Honduras

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, se encuentran distribuidas principalmente en los dos departamentos ,12 centrales en el departamento de Choluteca y 4 en el departamento de Valle, sin embargo, hay una central en el norte del país y otra en el sistema aislado de las Islas de la Bahía.

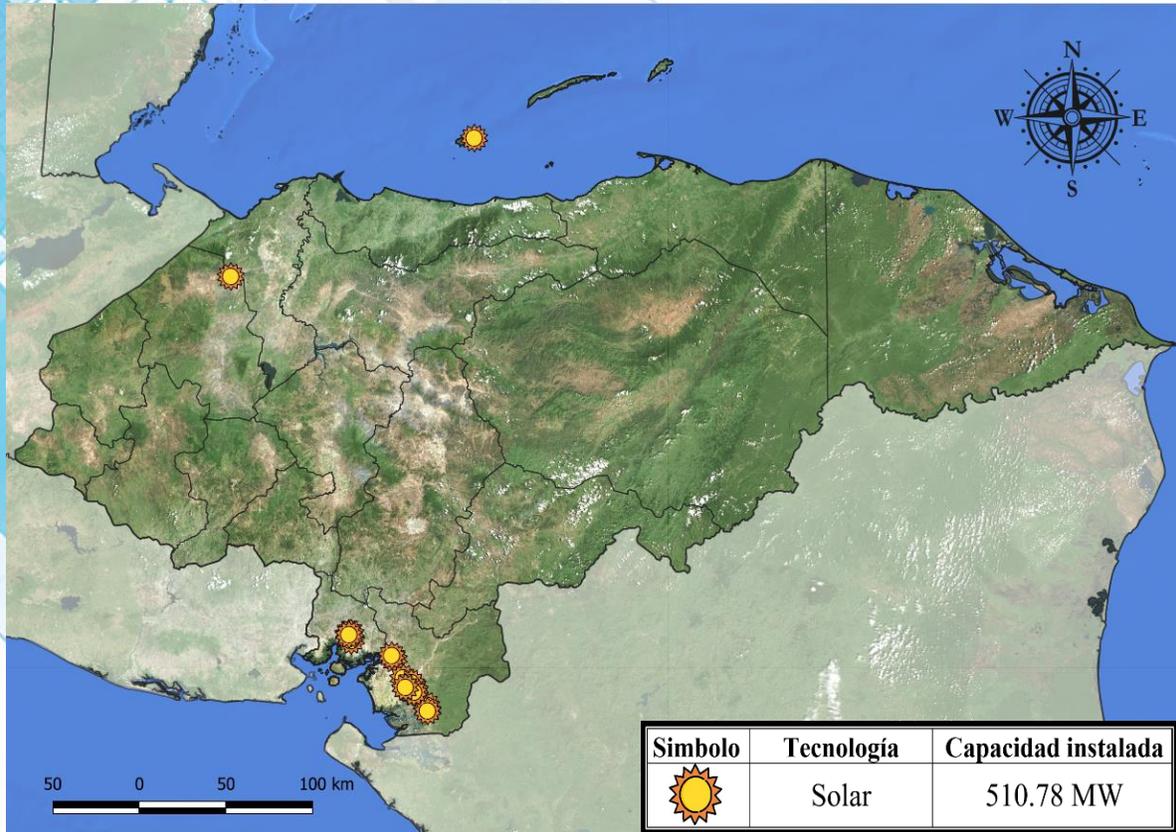


Ilustración 11 - Mapa georreferenciado de centrales solares

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. El total hay 15 plantas y su mayoría están ubicadas en la zona norte del país.

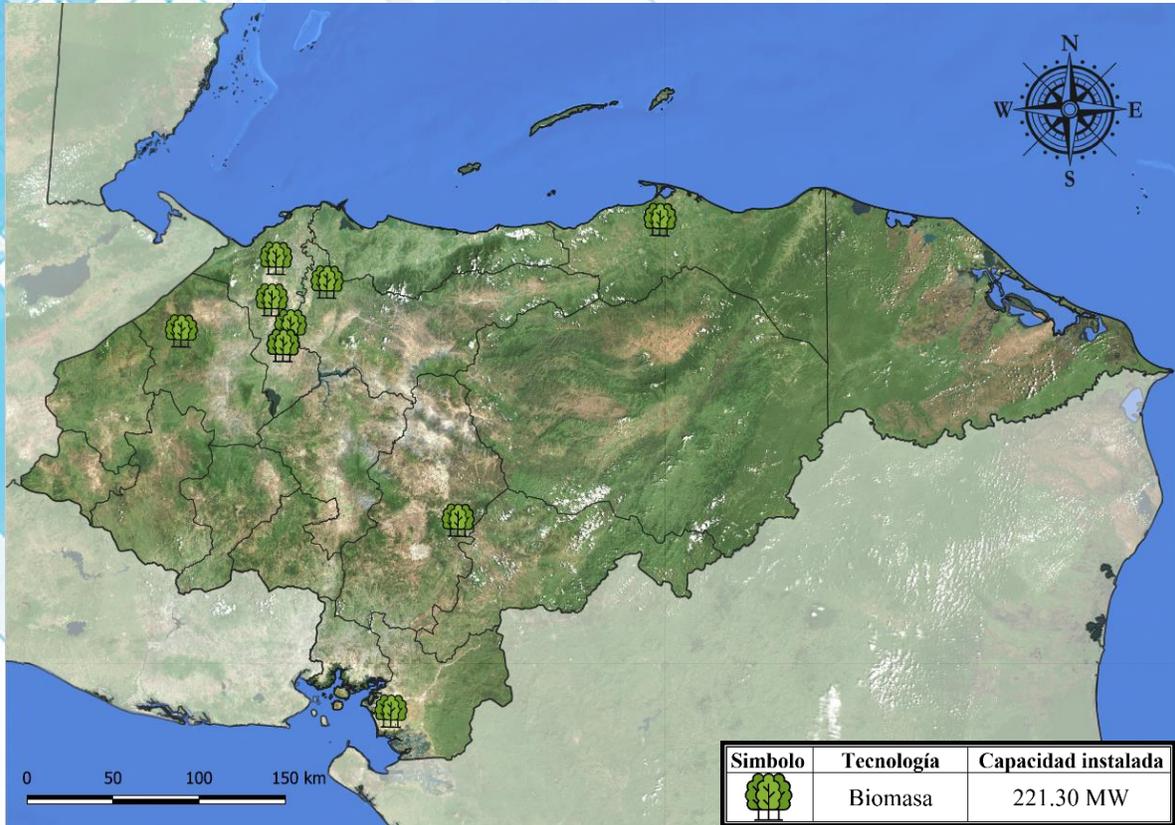


Ilustración 12 - Mapa georreferenciado de centrales de biomasa

Fuente: Elaboración propia (SEN)

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

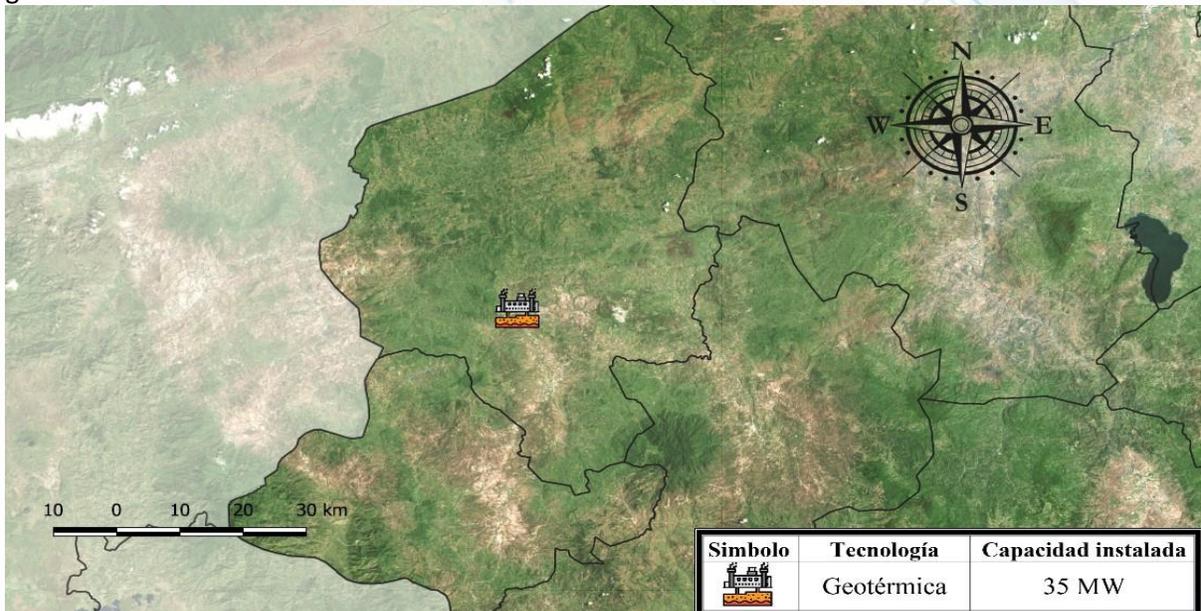


Ilustración 13 - Mapa georreferenciado de centrales geotérmicas

Fuente: Elaboración propia (SEN)

3.4 POTENCIA INSTALADA NO RENOVABLE

Las plantas o centrales de generación no renovables en su gran mayoría están ubicadas cerca de los puertos marítimos cercanos al desembarque de combustibles (Bunker o Diesel), estas están ubicadas en la zona norte, sur y en el litoral atlántico.

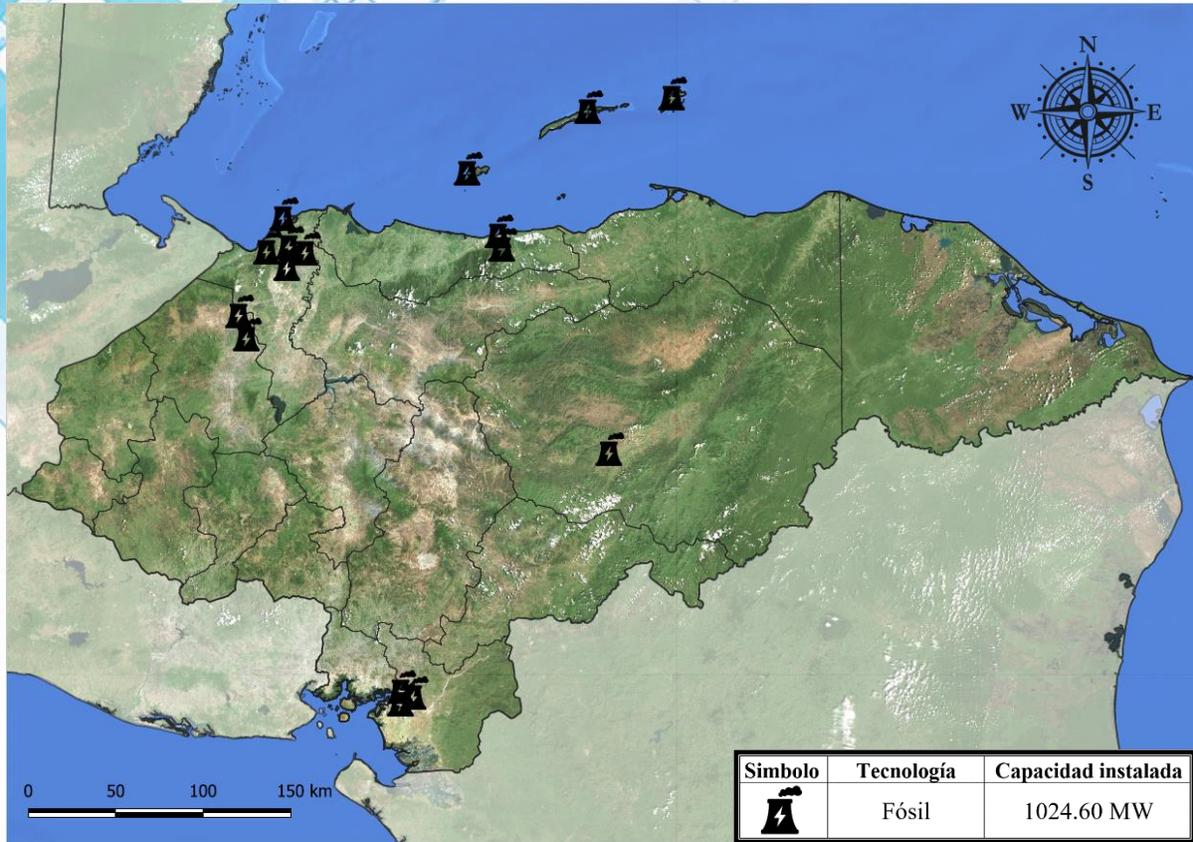
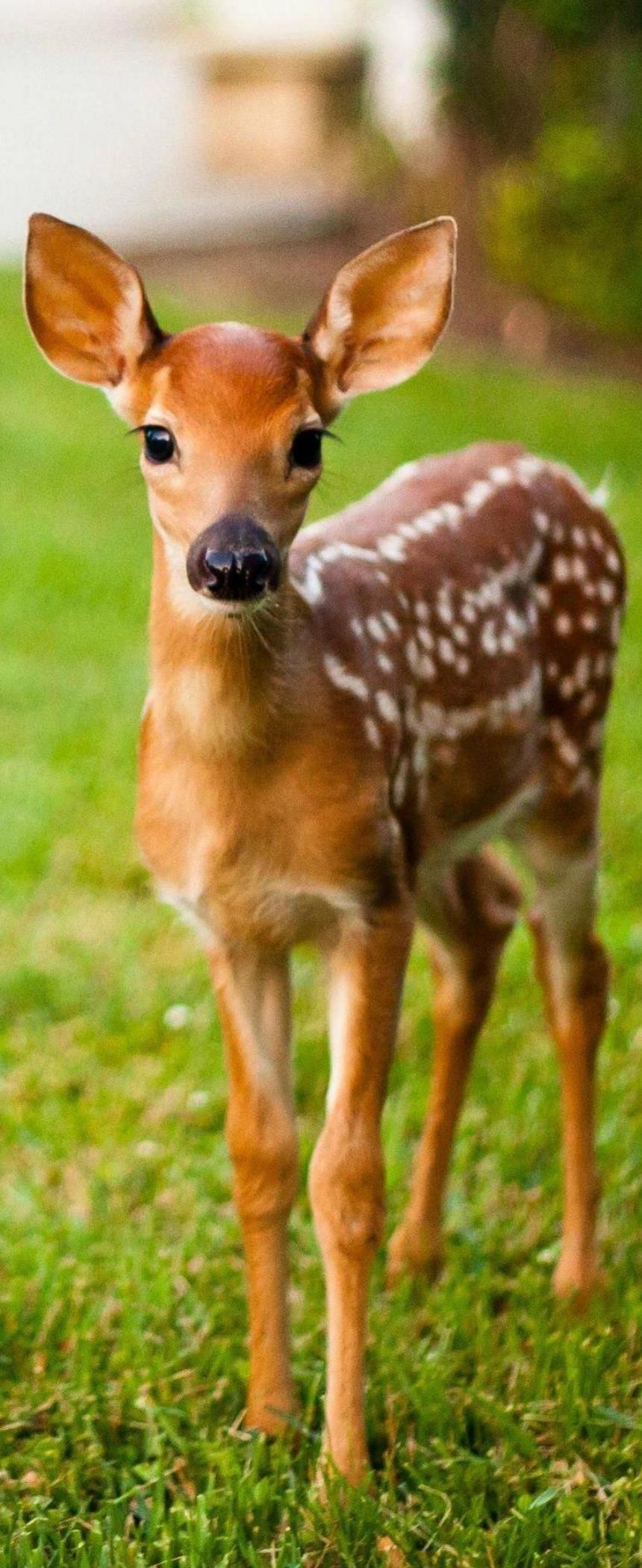


Ilustración 14 - Mapa georreferenciado de centrales térmicas a base de combustibles fósiles

Fuente: Elaboración propia (SEN)



DIRECCIÓN GENERAL DE
ELÉCTRICIDAD Y MERCADOS

CAPÍTULO 4 PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS

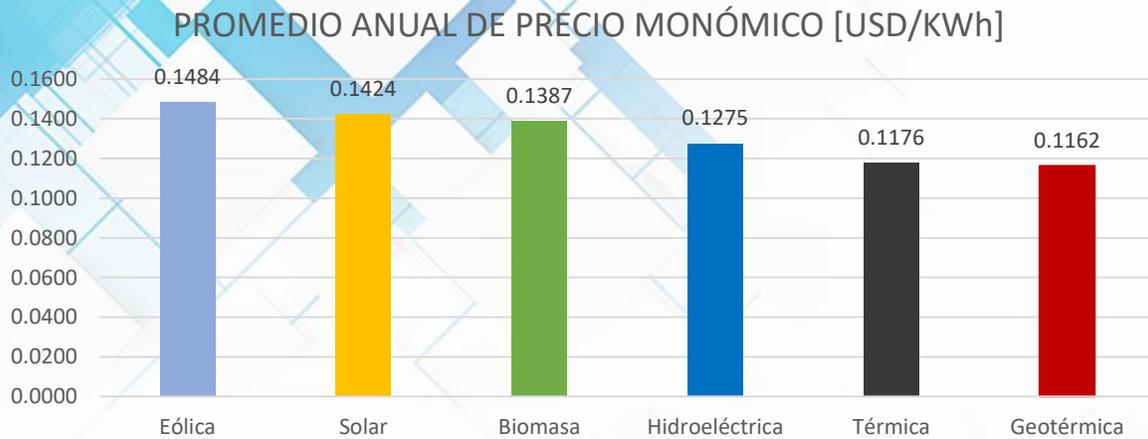


SECRETARÍA DE ESTADO
EN EL DESPACHO DE ENERGÍA

En este capítulo se presenta el análisis de estimación de precios de cada tecnología de generación del subsector eléctrico, se ilustrará con gráficas comparativas, variaciones mensuales de precios, también se abordarán los consumos de combustibles fósiles para generación de energía eléctrica en el año 2019.

4.1 PRECIOS MONÓMICOS PROMEDIO DE LA ENERGÍA

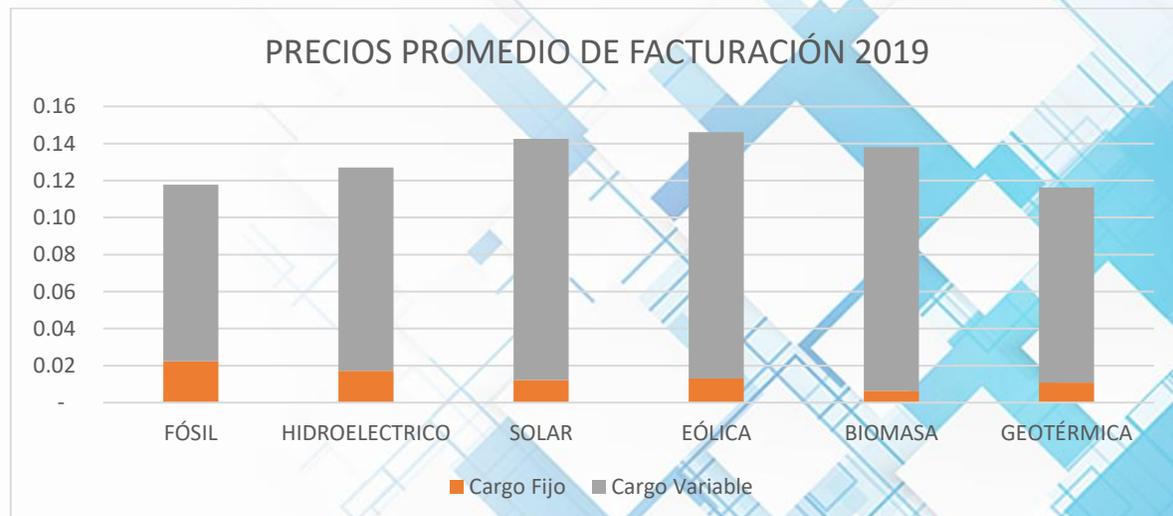
El precio promedio anual de generación de energía eléctrica para 2019 se muestra en la siguiente gráfica, se puede ver claramente que dentro de las fuentes de renovables la que tiene el mayor precio en promedio es la tecnología eólica por lo contrario la más económica es la tecnología geotérmica.



Gráfica 32 - Promedio anual del 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:

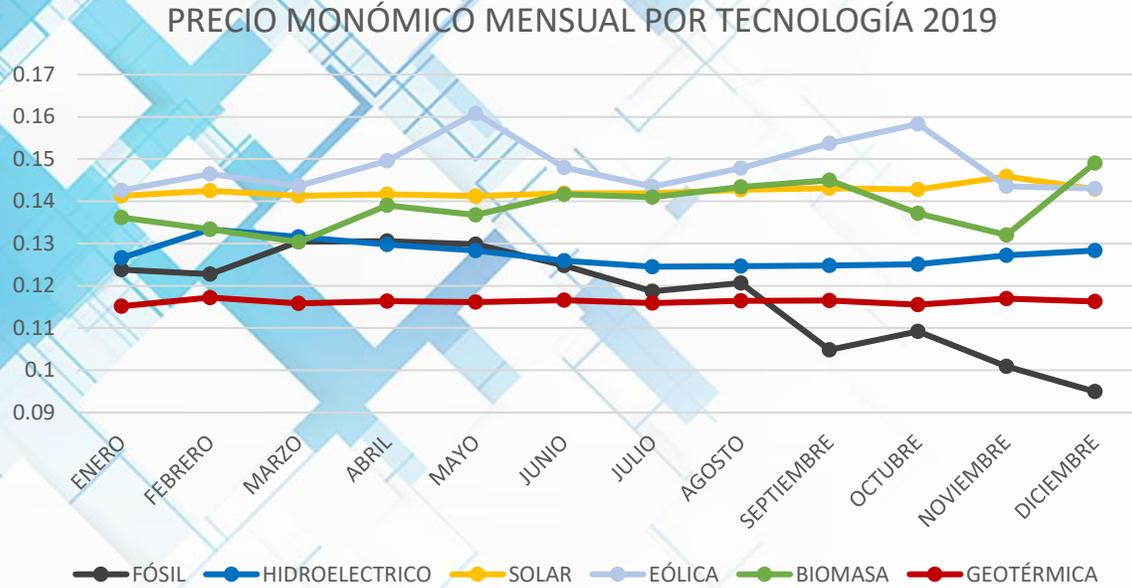


Gráfica 33 - Cargos fijos y variables por tecnología [USD/kWh]

Fuente: Subgerencia de Contratos de Generación – ENEE.

4.2 PRECIOS MENSUALES DE LA ENERGÍA VENDIDA POR LAS EMPRESAS GENERADORAS

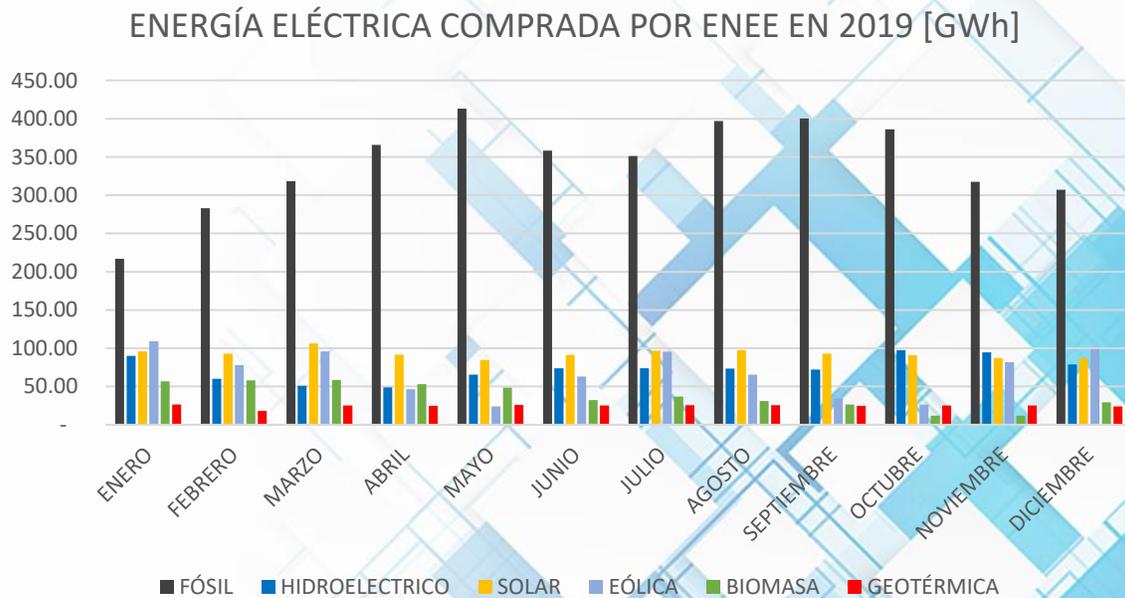
Mensualmente los precios de la energía varían, en la siguiente gráfica se presenta la tendencia mensual que tomaron esos precios por cada tecnología de generación.



Gráfica 34 - Precio monómico mensual por tecnología 2019

Fuente: Subgerencia de Contratos de Generación – ENEE.

Dado los precios monómicos anteriores se hace una comparativa acerca de, la tecnología a la que se le compró más energía eléctrica durante cada mes del año 2019.

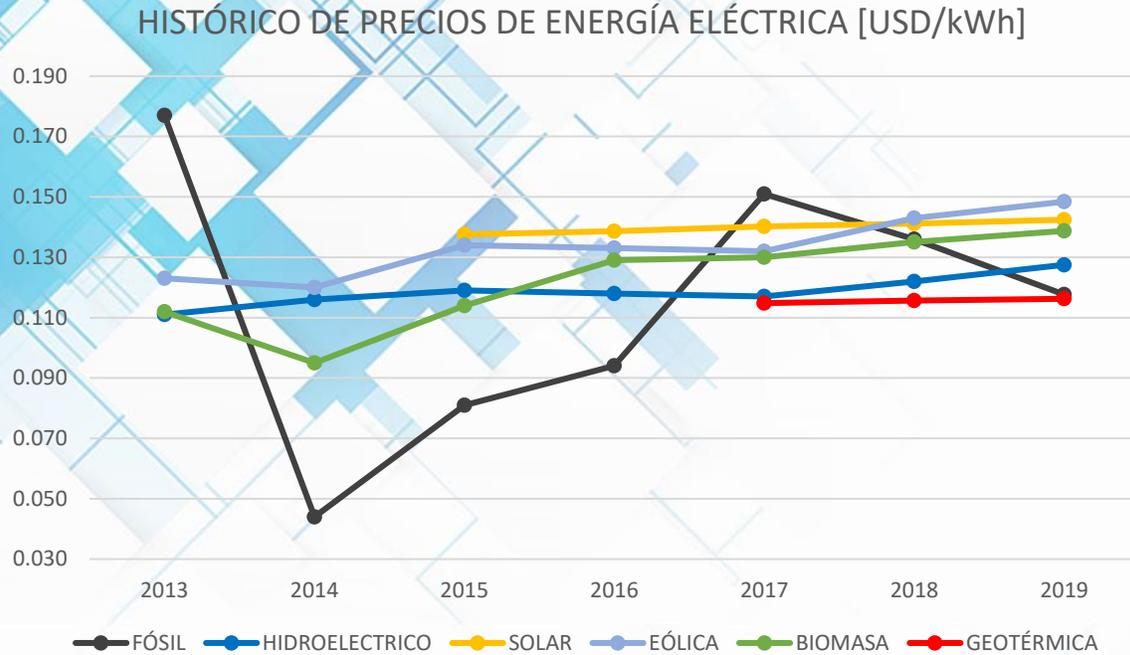


Gráfica 35 - Energía eléctrica comprada por ENEE [GWh]

Fuente: Subgerencia de Contratos de Generación – ENEE.

4.3 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, se puede observar que generalmente en los últimos años las tecnologías renovables han estado por arriba de los precios para tecnologías no renovables.



Gráfica 36 - Precios históricos de la energía eléctrica por tecnología [USD/kWh]

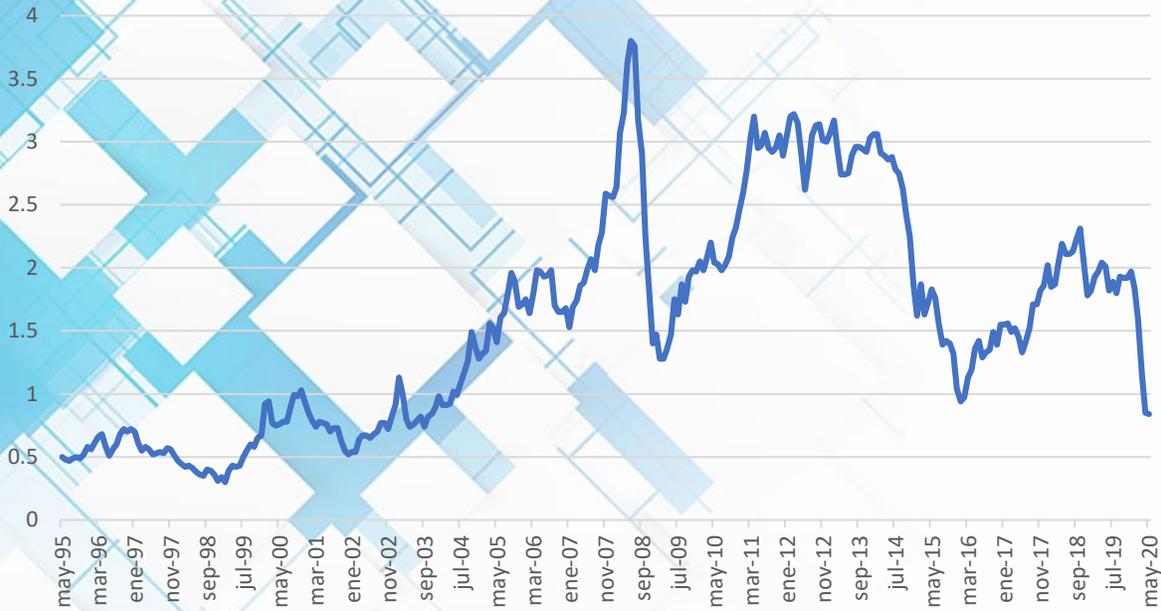
Fuente: Subgerencia de Contratos de Generación – ENEE.

Se observa que los precios de las tecnologías a base de combustibles fósiles son altamente volátiles mientras que las tecnologías renovables que prácticamente se mantiene constantes, este comportamiento se debe a las variaciones de precio de los derivados del petróleo, este factor incide directamente en los costos variables de este tipo de plantas generadoras.

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 los derivados del petróleo y estos eran mayores respecto a cualquier otra tecnología.

A continuación, se presenta una gráfica con los precios del históricos del bunker, se obtuvo mediante un promedio de tres precios; Brent Fechado, Intermedio de Texas Oeste y Dubai Fateh, y se representa el precio en dólares americanos por galón.

PRECIOS HISTÓRICOS PROMEDIO DEL GALÓN DE BUNKER [USD/GAL]



Gráfica 37 - Precios históricos promedio del galón de bunker [USD/GAL]

Fuente: Banco mundial

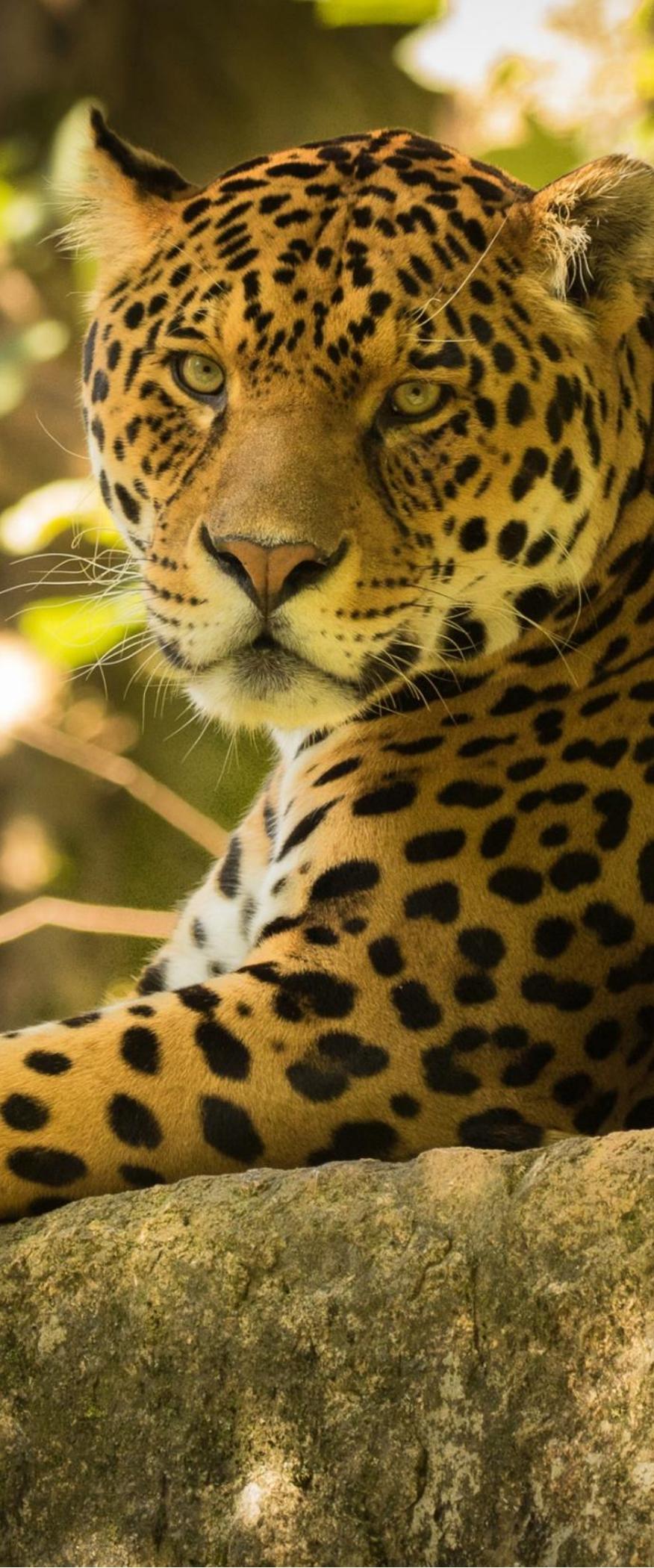
En la siguiente gráfica se muestra el precio histórico promedio del Diesel en dólares americanos por galón.

PRECIOS HISTÓRICOS DEL DIESEL [USD/GAL]



Gráfica 38 - Precios históricos promedio del Diesel [USD/GAL]

Fuente: Banco mundial



DIRECCIÓN GENERAL DE
ELÉCTRICIDAD Y MERCADOS

CAPÍTULO 5 SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL (SIN)



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



SECRETARÍA DE ESTADO
EN EL DESPACHO DE ENERGÍA

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

5.1 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.

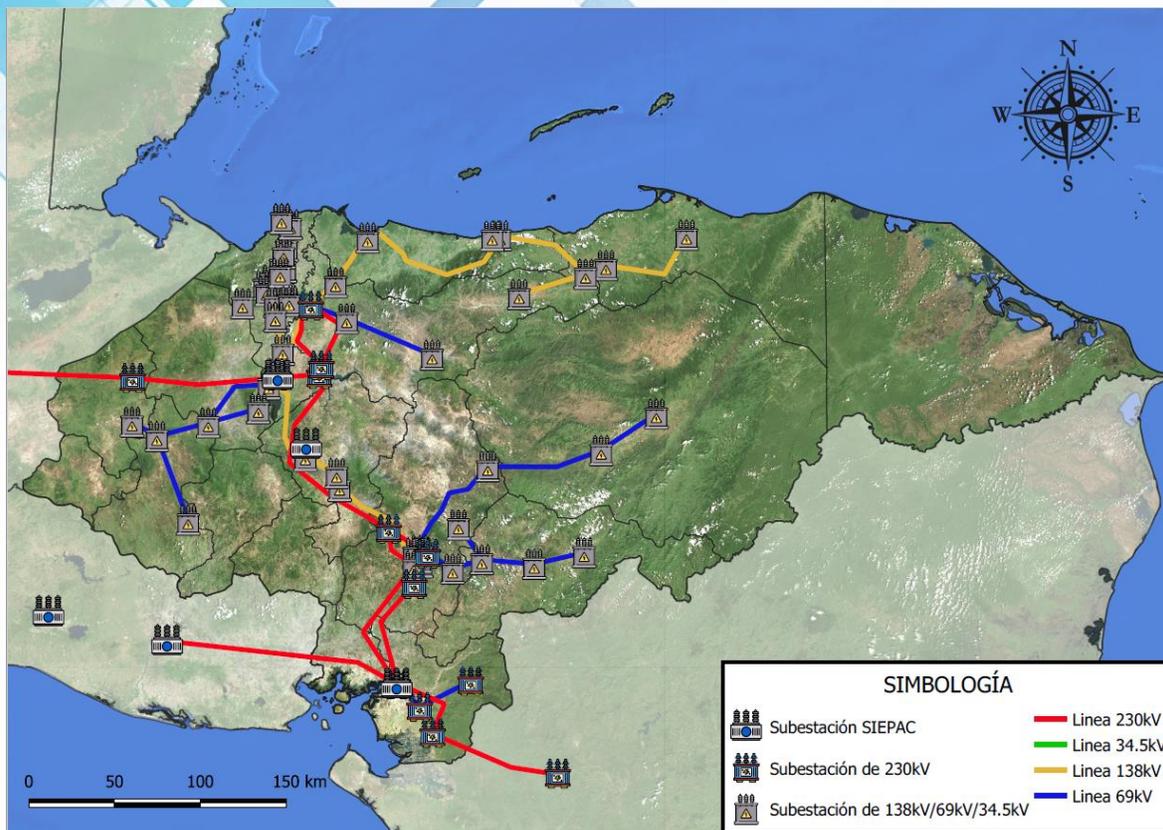


Ilustración 15 - Sistema Interconectado Nacional (SIN)

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. El del Sistema Interconectado Nacional (SIN) está conformado por 77 subestaciones y 2741.35 km de líneas de transmisión donde 845.86 km son líneas de 69 kV, 923 km son de 138 kV y finalmente 971.65 km son de 230 kV.



DIRECCIÓN GENERAL DE
ELÉCTRICIDAD Y MERCADOS

CAPÍTULO 6 DEMANDA ELÉCTRICA



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



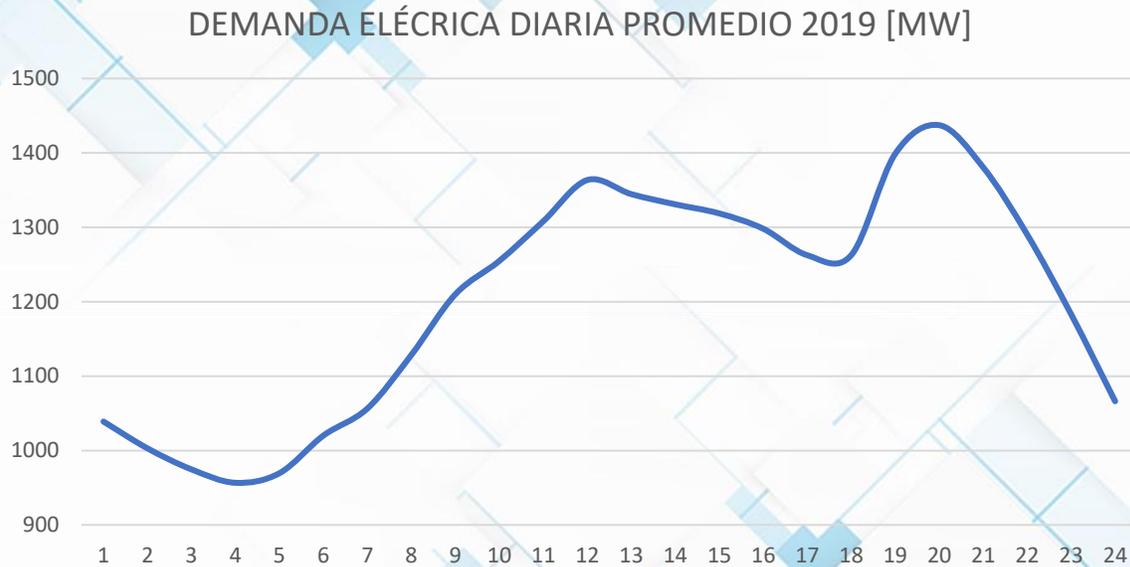
SECRETARÍA DE ESTADO
EN EL DESPACHO DE ENERGÍA

En esta sección se muestra información de la demanda eléctrica de Honduras, se presentarán curvas de demanda máxima y promedio tanto en intervalos de tiempo diarios como anuales, se incluye una curva de duración de carga para el año 2019, el histórico de crecimiento de la demanda eléctrica del país a lo largo de los años hasta la actualidad y finalmente una proyección de demanda hasta el año 2033.

6.1 DEMANDA ELÉCTRICA DIARIA

La demanda eléctrica diaria tiene dos valores máximos, uno de día en promedio entre las 11:00 h y las 13:00 h, el otro pico de demanda es por la noche, siendo este el mayor del día, y tiene lugar entre las 19:00 h y las 21:00 h. La curva de demanda eléctrica en 2019 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 2019.



Gráfica 39 - Demanda eléctrica diaria promedio 2019 [MW]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

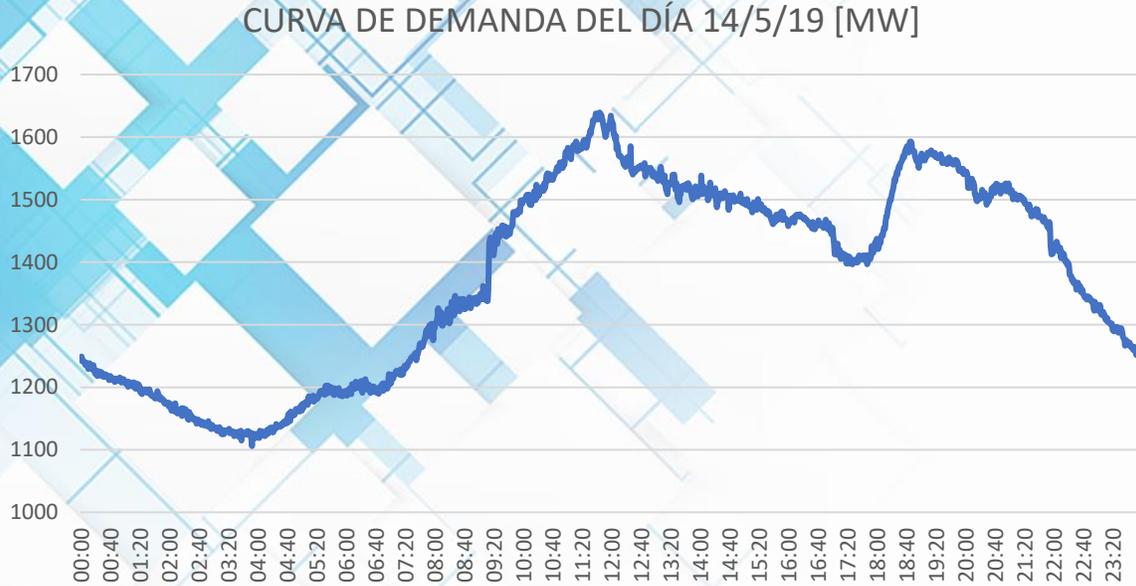
A continuación, se muestra la demanda de energía eléctrica requerida para suplir todo un año y el factor de carga desde el año 2015 a 2019.

HISTÓRICO DE DEMANDA ELÉCTRICA ANUAL				
AÑO	MW-AÑO	MWh	DEM. MAX [MW]	FACTOR DE CARGA
2015	1,014.80	8,889,630.20	1,445.50	70.20%
2016	1,048.77	9,187,248.13	1,514.80	69.24%
2017	1,085.48	9,508,834.78	1,560.50	69.56%
2018	1,152.30	10,094,124.43	1,602.00	71.93%
2019	1,188.14	10,408,104.21	1,639.40	72.47%

Tabla 3 - Histórico de demanda de energía eléctrica anual

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

Se observa que la demanda de energía eléctrica es creciente para los últimos años, debido a nuevos usuarios residenciales, comerciales e industriales que se conectan al sistema. El día con demanda máxima para el año 2019 ocurrió el 14 de mayo, registrándose a las 11:44 h una demanda de 1639.40 MW.

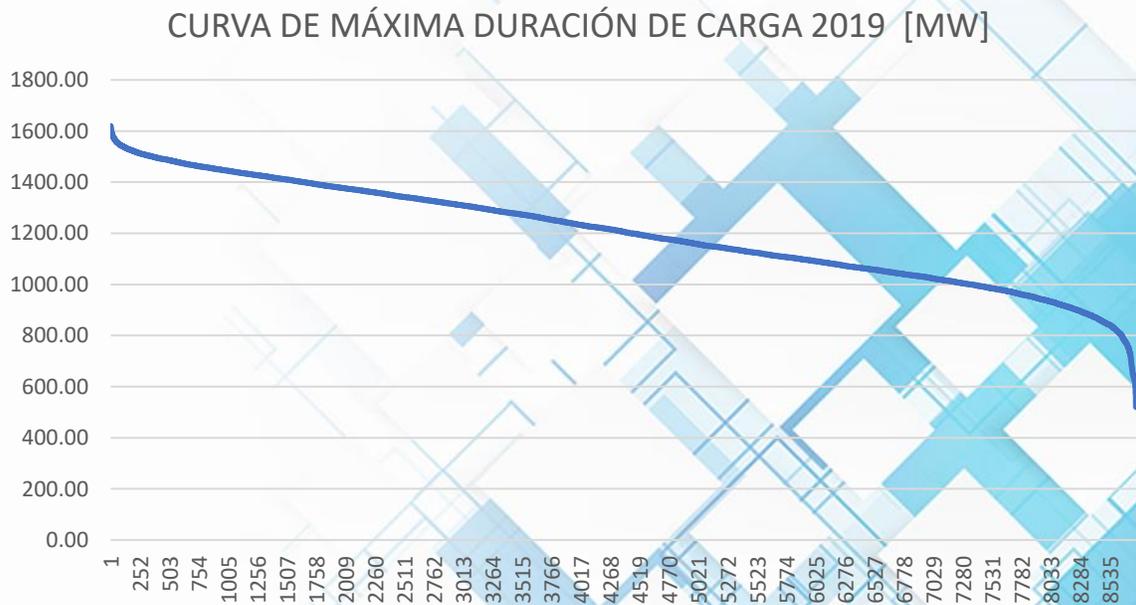


Gráfica 40 - Curva de demanda del día con la demanda máxima del año 2019

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

6.2 CURVA DE DURACIÓN DE CARGA MÁXIMA

Al ordenar de mayor a menor los datos de demanda horaria se obtiene la siguiente curva.



Gráfica 41 - Curva de máxima duración de carga 2019 [MW]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

De las 8760 horas del año, el 10.29% del tiempo la demanda se mantuvo sobre los 1450 WM, el 73.50% estuvo entre 1449 MW y 1000 MW y un 16.21% del tiempo la demanda estaba por debajo de los 1000 MW.

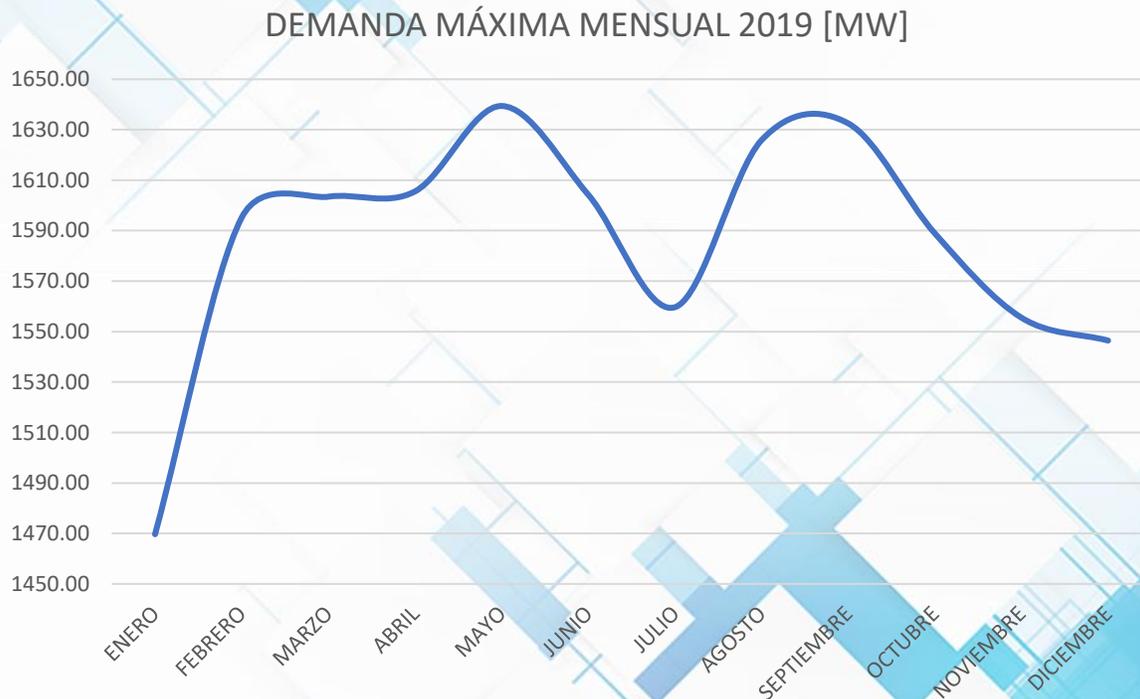
INTERVALOS DE DURACIÓN DE CARGA		
COTA DE DEMANDA [MW]	CANTIDAD DE HORAS	PORCENTAJE DE TIEMPO
DEM>1450	901	10.29%
1000<DEM<1450	6439	73.50%
DEM<1000	1420	16.21%

Tabla 4 - Intervalos de duración de carga

Fuente: Elaboración propia (SEN)

6.3 DEMANDA ELÉCTRICA MENSUAL MÁXIMA DEL 2019

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 42 - Demanda máxima mensual 2019 [MW]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

En el mes de enero se registró el menor valor de demanda eléctrica, por otro lado, en los meses de mayo y septiembre se registraron las mayores demandas en el sistema eléctrico, para el caso de mayo esto se debe a la temporada de verano ya que hay un mayor uso de equipos de refrigeración en centros comerciales y residencias.

6.4 EVOLUCIÓN HISTÓRICA DE LA DEMANDA MÁXIMA DEL PAÍS

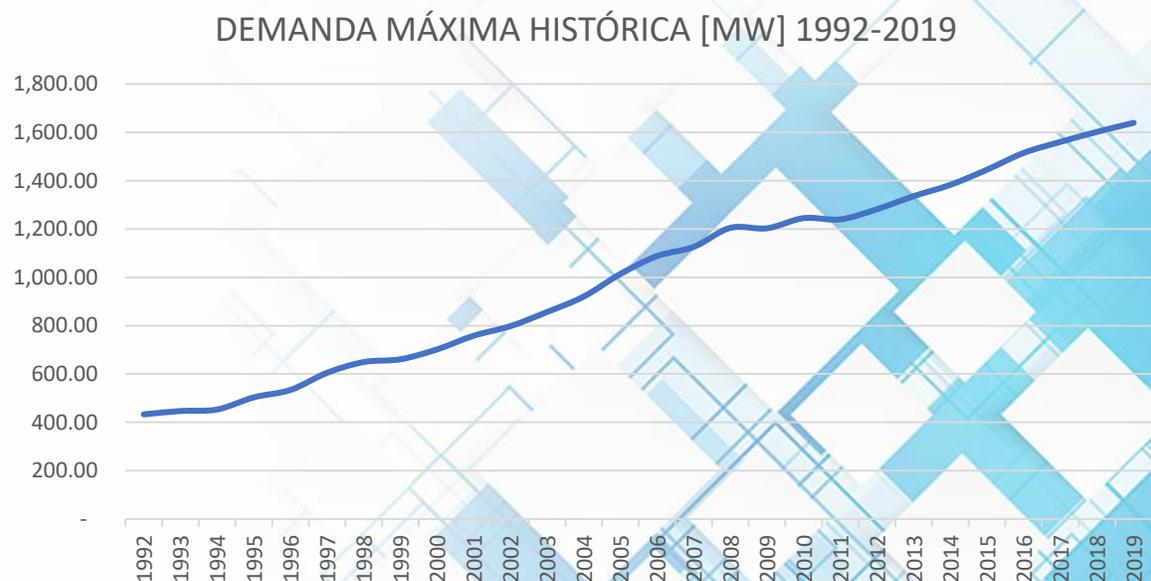
Conforme crece la población y el desarrollo económico también crece la demanda eléctrica en el país, en el siguiente gráfico se representan las tasas de crecimiento histórica de la demanda con respecto al año anterior. En la siguiente gráfica se muestra la variación porcentual de demanda (potencia) con respecto al año anterior:



Gráfica 43 - Porcentaje histórico de variación anual de la demanda eléctrica 1992-2019

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

La demanda en 2019 tuvo un crecimiento menor en comparación con el año 2018, este crecimiento para 2019 fue de 2.33%. En el siguiente gráfico se muestra el histórico de demanda máxima anual desde el año 1992 hasta el año 2019.

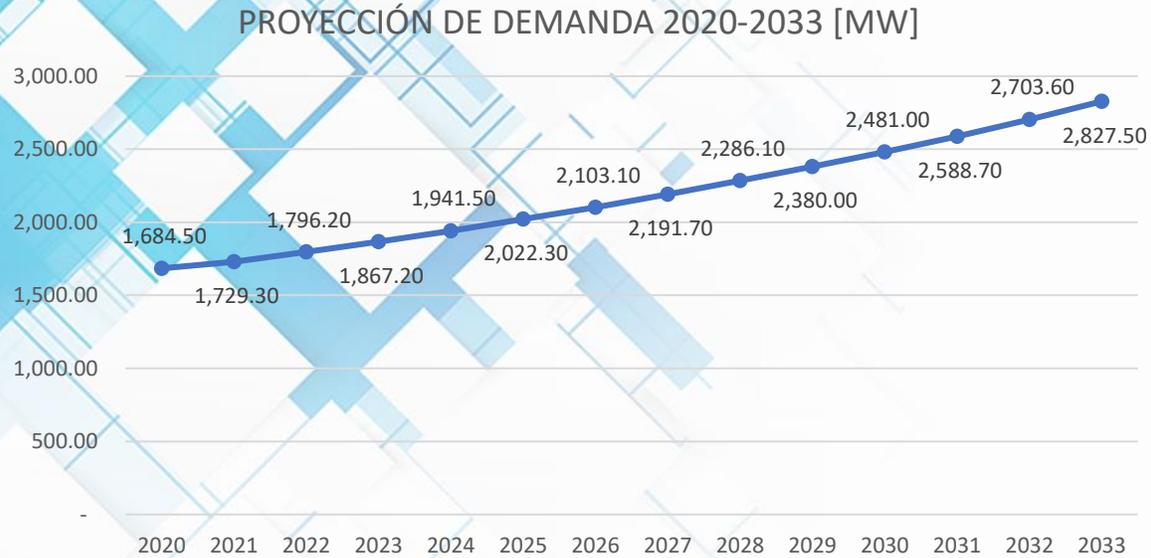


Gráfica 44 - Histórico de demanda máxima anual [MW] 1992-2019

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

6.5 PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ELÉCTRICA DEL PAÍS

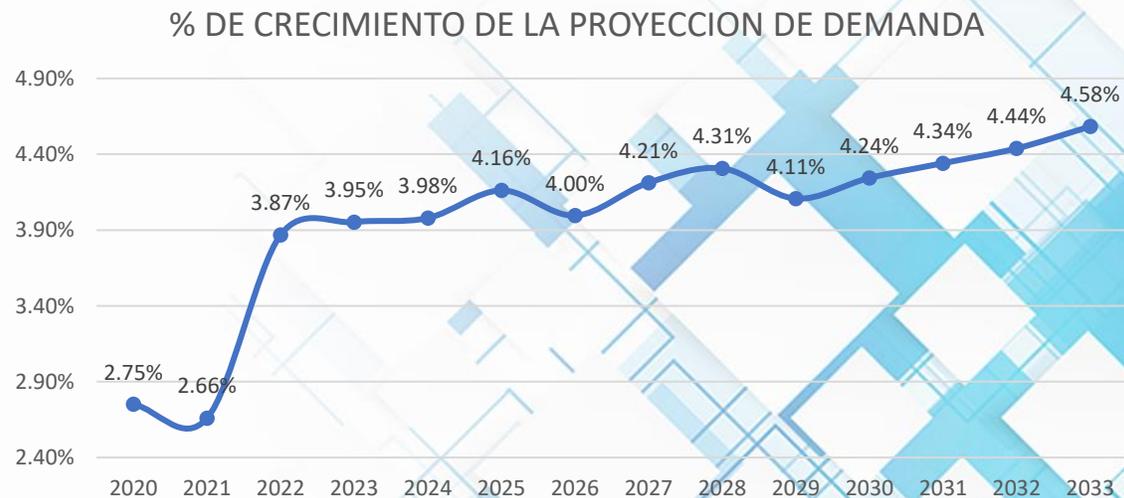
En la siguiente gráfica se puede observar la proyección de la demanda eléctrica realizada por la Gerencia de Planificación, Cambio e Innovación Empresarial, de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), donde se estima una demanda de 2,827.50 MW para el año 2033.



Gráfica 45 - Proyección de demanda [MW] 2020-2033

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

En el siguiente gráfico se presenta el porcentaje de crecimiento de demanda con respecto al año anterior, para los últimos años se observa un crecimiento sostenido de alrededor del 4% en la demanda de energía eléctrica.



Gráfica 46 - variación porcentual anual de la proyección de demanda

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



DIRECCIÓN GENERAL DE
ELÉCTRICIDAD Y MERCADOS

CAPÍTULO 7 CLIENTES DEL SERVICIO ELÉCTRICO



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



SECRETARÍA DE ESTADO
EN EL DESPACHO DE ENERGÍA

En este capítulo se hará un análisis de los clientes, energía facturada por sector de consumo de la empresa distribuidora, también se presentan estadísticas de consumo por habitante de forma diaria, mensual y anual.

7.1 NÚMERO DE CLIENTES POR SECTOR DE CONSUMO

En el sistema de ENEE distribución se registran 1,873,623 clientes sumando todos los sectores de consumo para el año 2019. De los cuales el 92.39% pertenecen al sector residencial con un número de 1,731,021 abonados, el sector comercial posee un 6.63% de los abonados, lo que representa 124,199 abonados, los demás sectores de consumo porcentualmente están por debajo del 1% sin embargo esto no significa que su consumo de energía eléctrica no sea representativo.

CLIENTES POR SECTOR 2019		
SECTOR	NO. DE CLIENTES	PORCENTAJE
RESIDENCIAL	1,731,021	92.39%
SERVICIO COMUNITARIO	304	0.02%
COMERCIAL	124,199	6.63%
INDUSTRIAL	1,309	0.07%
GOBIERNO	10,981	0.59%
AUTÓNOMO	3,188	0.17%
MUNICIPALIDAD	2,621	0.14%
TOTAL	1,873,623	100.00%

Tabla 5 - Clientes por sector de consumo 2019

Fuente: Subgerencia de Planificación y Gestión Comercial – ENEE.

7.2 CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA POR SECTOR DE CONSUMO

El consumo de energía eléctrica en MWh para cada sector en el 2019 se muestra en la siguiente tabla, se puede ver que el mayor consumo se encuentra en el sector residencial con un consumo porcentual de 40.72%.

ENERGÍA FACTURADA POR SECTOR 2019		
SECTOR	ENERGÍA FACTURADA [MWh]	PORCENTAJE
RESIDENCIAL	2,588,161.98	40.72%
SERVICIO-COMUNITARIO	6,163.93	0.10%
COMERCIAL	1,864,432.74	29.34%
INDUSTRIAL	1,475,448.85	23.22%
GOBIERNO	171,781.93	2.70%
AUTONOMO	162,631.40	2.56%
MUNICIPALIDAD	86,919.29	1.37%
TOTAL	6,355,540.11	100.00%

Tabla 6 - Energía facturada por sector de consumo [MWh] 2019

Fuente: Subgerencia de Planificación y Gestión Comercial – ENEE

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 representa un mayor consumo en comparación a las demás regiones.

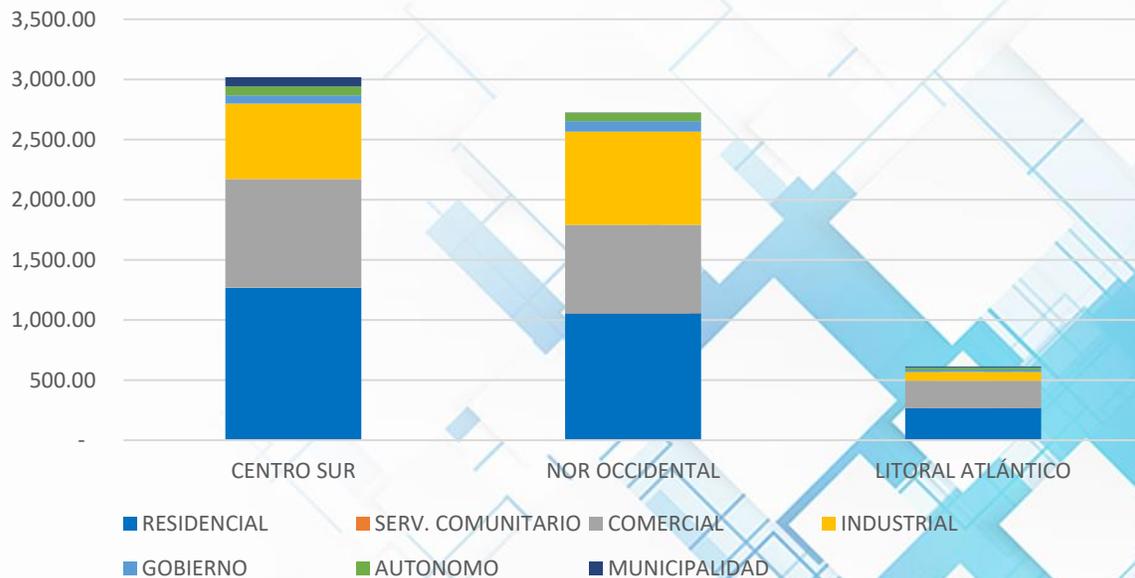
ENERGÍA FACTURADA POR SECTOR [MWh] 2019			
SECTOR	CENTRO SUR	NOR OCCIDENTAL	LITORAL ATLÁNTICO
RESIDENCIAL	1,265,654.77	1,055,314.54	267,192.67
SERV. COMUNITARIO	2,905.06	2,509.65	749.21
COMERCIAL	904,336.68	732,929.34	227,166.71
INDUSTRIAL	626,101.76	774,804.72	74,542.37
GOBIERNO	67,072.80	86,616.38	18,092.74
AUTONOMO	75,212.43	69,342.75	18,076.22
MUNICIPALIDAD	75,706.96	4,024.94	7,187.39
TOTAL	3,016,990.46	2,725,542.32	613,007.31

Tabla 7 - Energía facturada por región de consumo [MWh] 2019

Fuente: Subgerencia de Planificación y Gestión Comercial – ENEE

Para el año 2019, el consumo de energía eléctrica del sector industrial fue mayor en la región noroccidental, en el sector comercial el mayor consumo está en la región centro-sur, en la siguiente gráfica se pueden observar los totales de consumo por región del país.

ENERGÍA FACTURADA POR REGIÓN [GWh] 2019



Gráfica 47 – Energía facturada por región de consumo [GWh] 2019

Fuente: Subgerencia de Planificación y Gestión Comercial (ENEE)

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

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 2019.

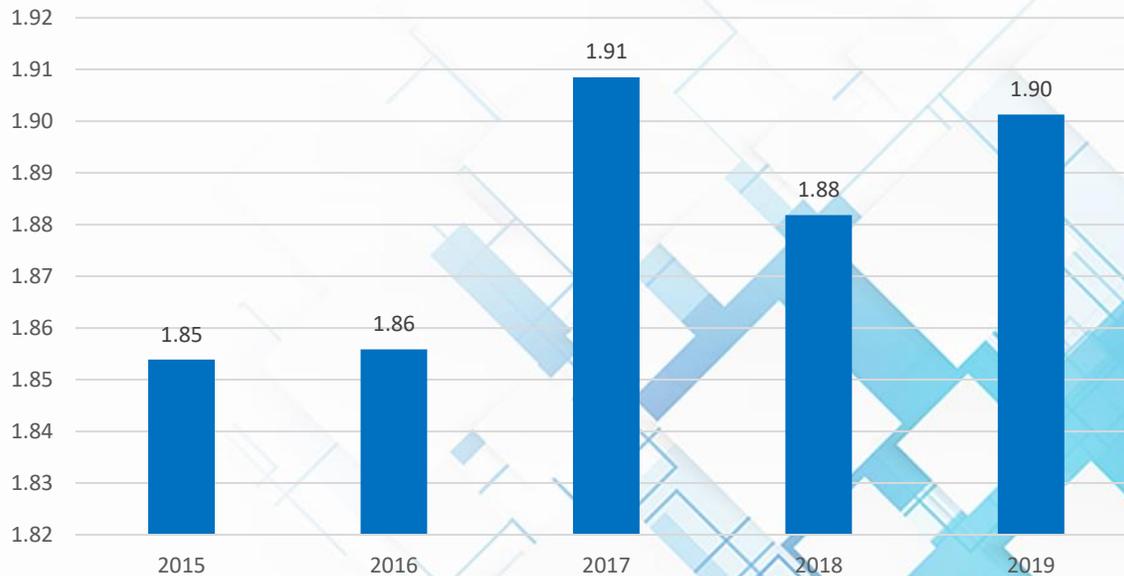
ESTADÍSTICAS HISTÓRICAS PER CÁPITA					
Año	Población	Consumo anual [kWh]	kWh/hab día	kWh/hab mes	kWh/hab año
2015	8,576,532	5,803,406,594.00	1.85	56.39	676.66
2016	8,721,014	5,907,555,961.00	1.86	56.45	677.39
2017	8,866,351	6,176,347,689.00	1.91	58.05	696.61
2018	9,012,229	6,190,290,929.00	1.88	57.24	686.88
2019	9,158,345	6,355,540,106.00	1.90	57.83	693.96

Tabla 8 – Estadísticas históricas de consumo per cápita

Fuente: Subgerencia de Planificación y Gestión Comercial (ENEE)

En la siguiente gráfica se puede observar que en los últimos cinco años el mayor consumo per cápita fue en 2017 con un valor de 1.91 kWh/hab diarios, en 2019 se superó consumo diario por habitante del 2018 (1.88 kWh/hab día) llegando a 1.90 kWh/hab diarios.

HISTÓRICO DE CONSUMO PER CÁPITA DIARIO [kWh/hab día]



Gráfica 48 - Histórico de consumo per cápita diario [kWh/hab día]

Fuente: Subgerencia de Planificación y Gestión Comercial (ENEE)



DIRECCIÓN GENERAL DE
ELÉCTRICIDAD Y MERCADOS

CAPÍTULO 8 INDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA Y ACCESO A LA ELÉCTRICIDAD



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS

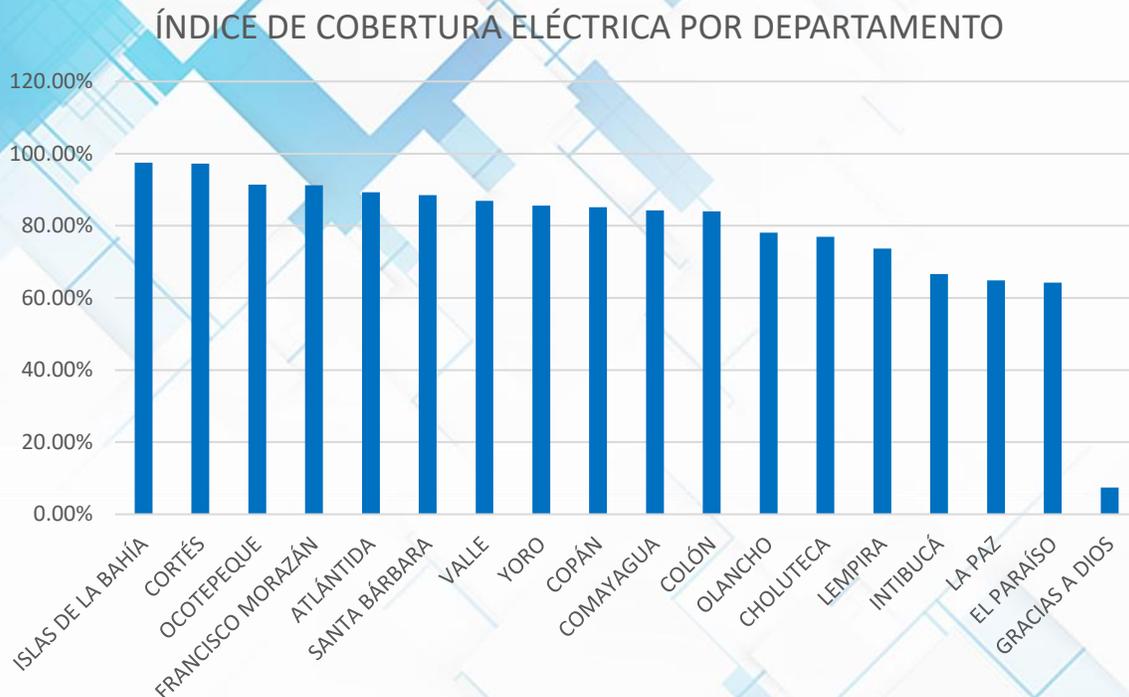


SECRETARÍA DE ESTADO
EN EL DESPACHO DE ENERGÍA

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, 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).

8.1 ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA (ICE)

A continuación, se muestra el ICE por departamento del país para el año 2019.



Gráfica 49 - Índice de cobertura eléctrica por departamento en 2019

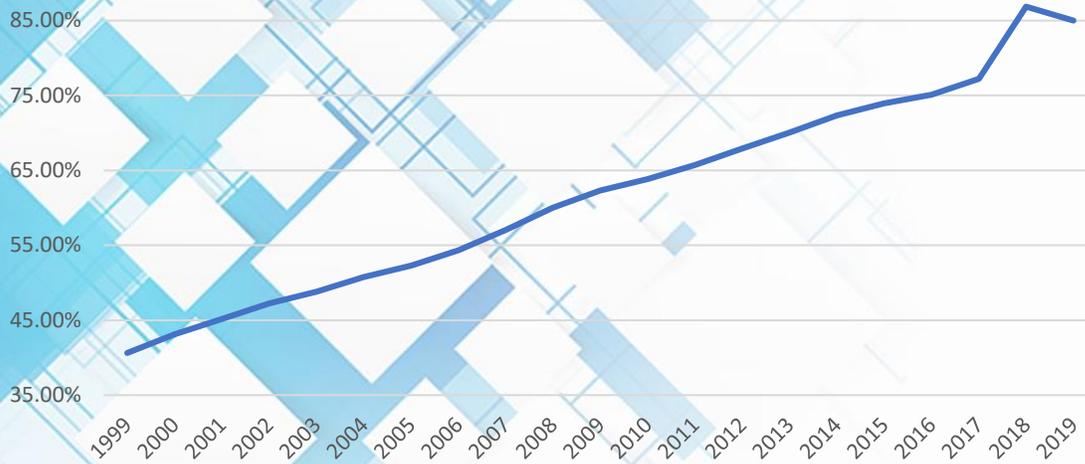
Fuente: Unidad de acceso y cobertura eléctrica (SEN)

En la gráfica anterior se observa que los departamentos con menor cobertura eléctrica son Gracias a Dios (7.41%), El Paraíso (64.21%) y La Paz (64.84%) en contraste con Islas de la Bahía (97.47%), Cortés (97.27%) y Ocotepeque (91.41%) que presentan los primeros lugares de cobertura.

8.2 HISTÓRICO DEL ÍNDICE DE COBERTURA ELÉCTRICA

A continuación, se presenta un histórico de cobertura eléctrica desde el año 1999 al 2019, donde se puede apreciar una tendencia creciente de los datos para cada año.

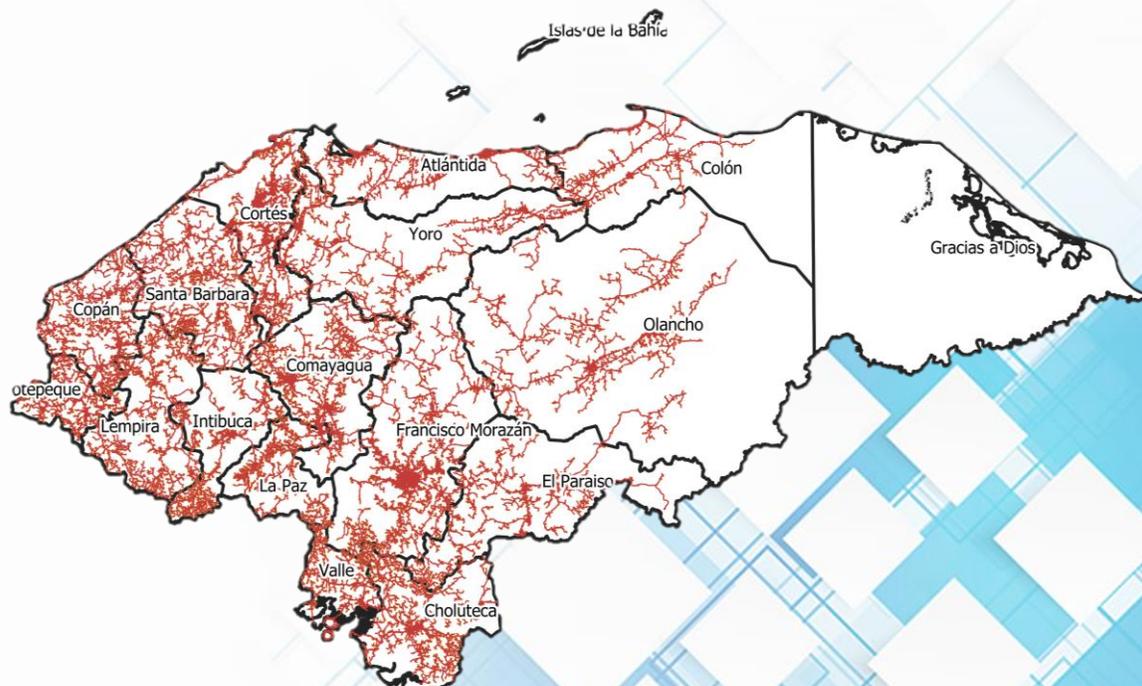
PORCENTAJE HISTÓRICO DE COBERTURA ELÉCTRICA



Gráfica 50 - Porcentaje histórico de cobertura eléctrica 1999-2019

En el gráfico anterior se observa la tendencia creciente del índice de cobertura eléctrica en Honduras desde el año 1999 hasta el año 2019. El índice de cobertura eléctrica 2019 es de 85.01%, con respecto a la población urbana el ICE es de 95.23% y en el sector rural es de 71.62%.

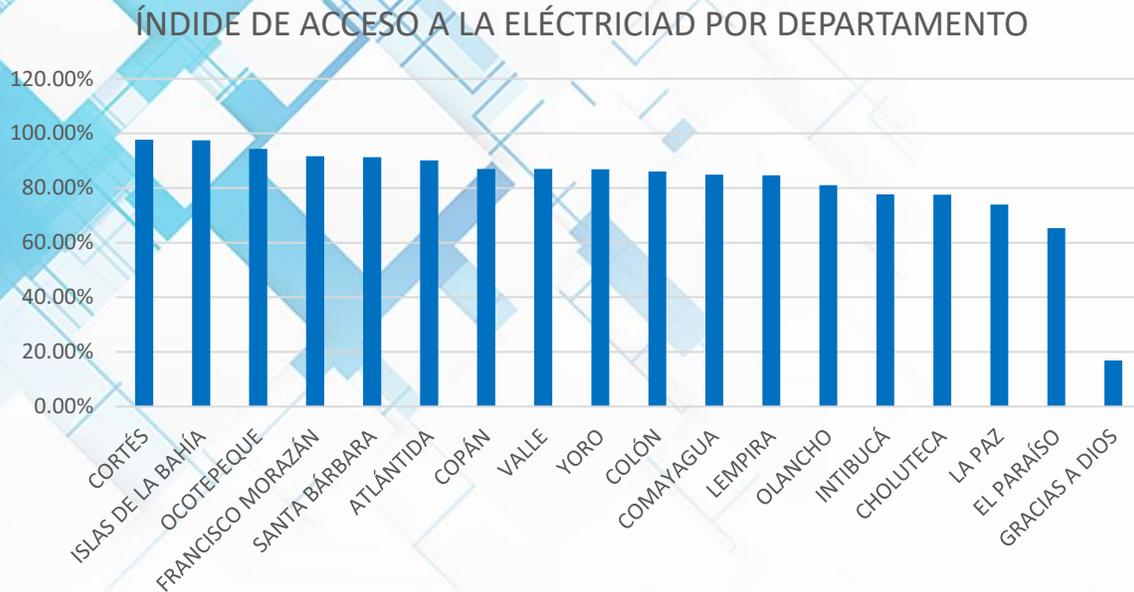
A continuación, se muestra un mapa ilustrativo de la red de distribución de media tensión de la ENEE a 2018.



Gráfica 51 - Mapa de la red de distribución primaria de energía eléctrica

8.3 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 se incluye las viviendas que tienen acceso a la electricidad ya sea por la red de distribución como por sistemas aislados desconectados de la red.



Gráfica 52 - Índice de acceso a la electricidad por departamento en 2019

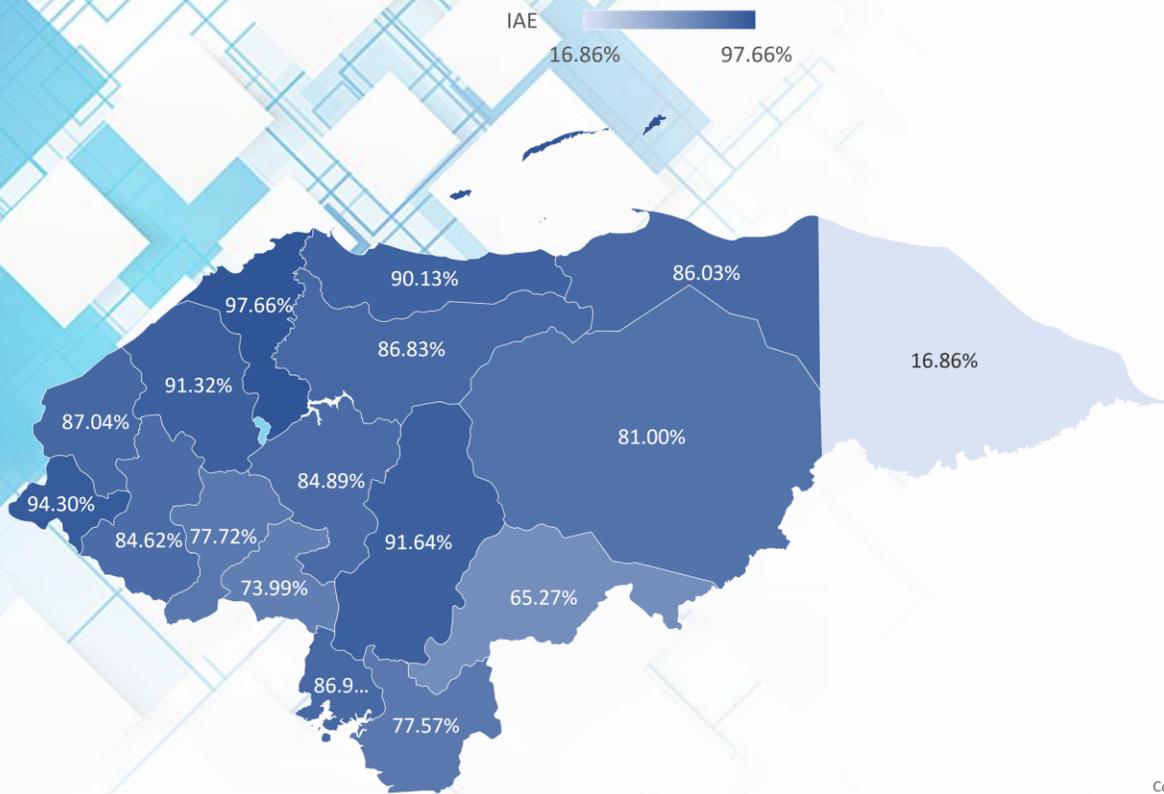
Fuente: Unidad de acceso y cobertura eléctrica (SEN)

A diferencia del índice de cobertura eléctrica en este caso el departamento de Cortés se encuentra en el primer lugar con un 97.66% de IAE, seguido de Islas de la Bahía y Ocotepeque con 97.5% y 94.30% respectivamente, El departamento de Gracias a Dios tiene el IAE más bajo con un 16.86%.

8.4 MAPA DE ACCESO A LA ELECTRICIDAD

A continuación, se muestra un mapa de la cobertura eléctrica por departamento de Honduras para el año 2019, los departamentos con color más oscuro representan los que tienen mayor índice de cobertura eléctrica.

Se puede ver en el mapa que el departamento con menor índice de acceso a la electricidad es Gracias Dios con 16.86% seguido por El Paraíso con 65.27%, el departamento con el mayor porcentaje de IAE son Cortés e Islas de la Bahía con 97.66% y 97.52% respectivamente.



Con tecnología de Bing
© Microsoft, TomTom

Ilustración 16 - Mapa de acceso a la energía eléctrica por departamento 2019



DIRECCIÓN GENERAL DE
ELÉCTRICIDAD Y MERCADOS

CAPÍTULO 9 TARIFAS ELÉCTRICAS



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



SECRETARÍA DE ESTADO
EN EL DESPACHO DE ENERGÍA

En el año 2016 la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE) hizo público El Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales (Eléctrica C. R., Reglamento para el Cálculo de Tarifas Provisionales, 2016) definiendo una nueva estructura tarifaria basada en el nivel de tensión al cual se conecta un cliente regulado. Anterior a esta estructura 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 dicha estructura fue remplazada.

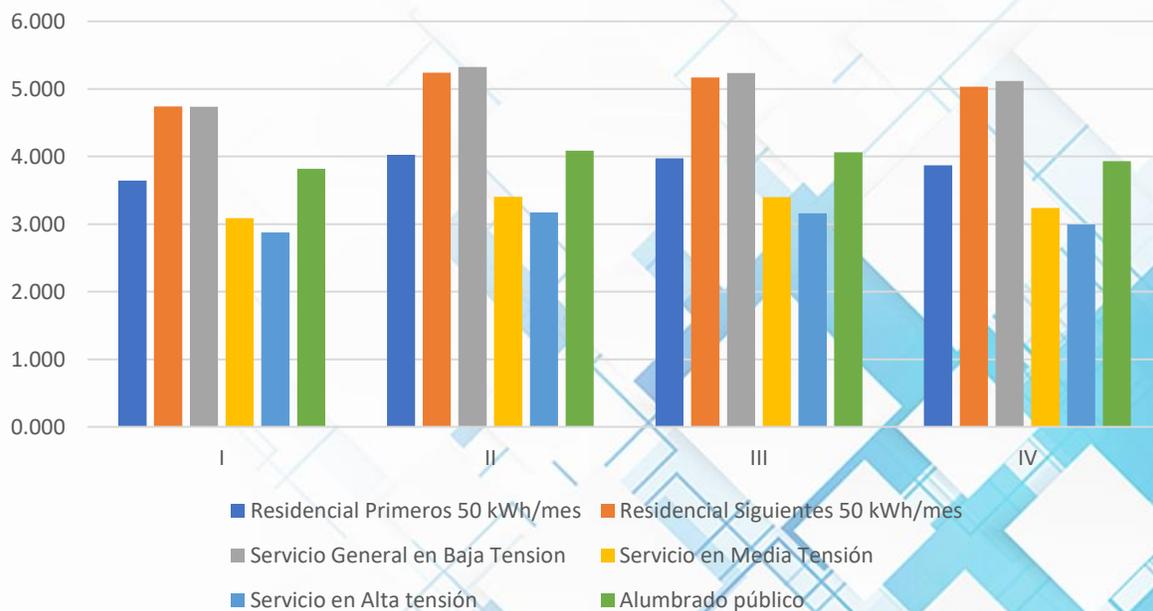
A continuación, se muestra la estructura tarifaria vigente en Honduras desde 2016 basada en cuatro clasificaciones; servicio residencial en baja tensión, servicio general en baja tensión, servicio en media tensión y servicio en alta tensión. Los clientes que se encuentra en el servicio general de baja tensión son los denominados clientes comerciales, en el servicio de media y alta tensión están los clientes Industriales, más adelante en este informe se hará una clasificación de Industrial C e Industriales D.

9.1 PRECIOS TRIMESTRALES DE LA TARIFA ELÉCTRICA 2019

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 a lo largo del tiempo.

A continuación, se muestra una gráfica con los precios de la energía eléctrica para cada tipo de usuario regulado, así como la tarifa de alumbrado público para cada trimestre de 2019

TARIFAS TRIMESTRALES [L/kWh] 2019



Gráfica 53 - Tarifas Trimestrales [L/kWh] 2019

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

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

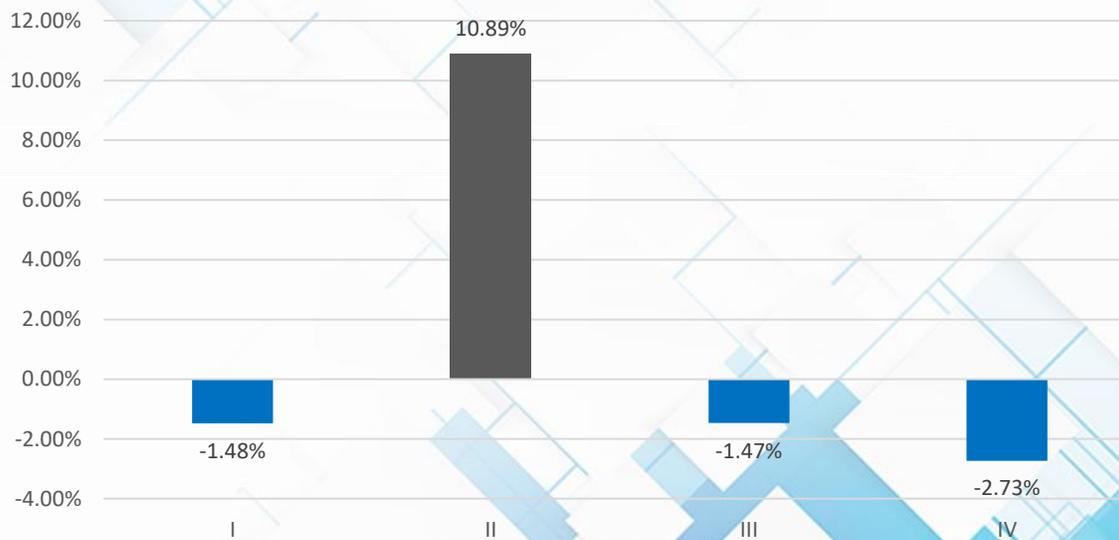
AÑO	2019	2019	2019	2019
TRIMESTRE	I	II	III	IV
Residencial Primeros 50 kWh/mes	3.6430	4.0274	3.9728	3.8678
Residencial Siguietes 50 kWh/mes	4.7404	5.2406	5.1696	5.0330
Servicio General en Baja Tensión	4.7373	5.3266	5.2364	5.1195
Servicio en Media Tensión	3.0883	3.4056	3.4006	3.2387
Servicio en Alta tensión	2.8755	3.1710	3.1601	2.9952
Alumbrado público	3.8178	4.0848	4.0615	3.9286

Tabla 9 - Tarifas trimestres del 2019 [L/kWh]

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

El 2019 se cerró con las siguientes tarifas; Residencial primeros 50 kWh/mes (3.8678 L/kWh), Residencial siguientes 50 kWh/mes (5.0330 L/kWh), servicio general en baja tensión (5.1195 L/kWh), servicio en media tensión (3.2387 L/kWh) y servicio en alta tensión (2.9952 L/kWh). En la siguiente gráfica se presenta la variación promedio de las tarifas entre cada trimestre del año 2019.

VARIACIÓN PORCENTUAL DE TARIFAS PROMEDIO



Gráfica 54 - Variación porcentual promedio de tarifas trimestrales 2019.

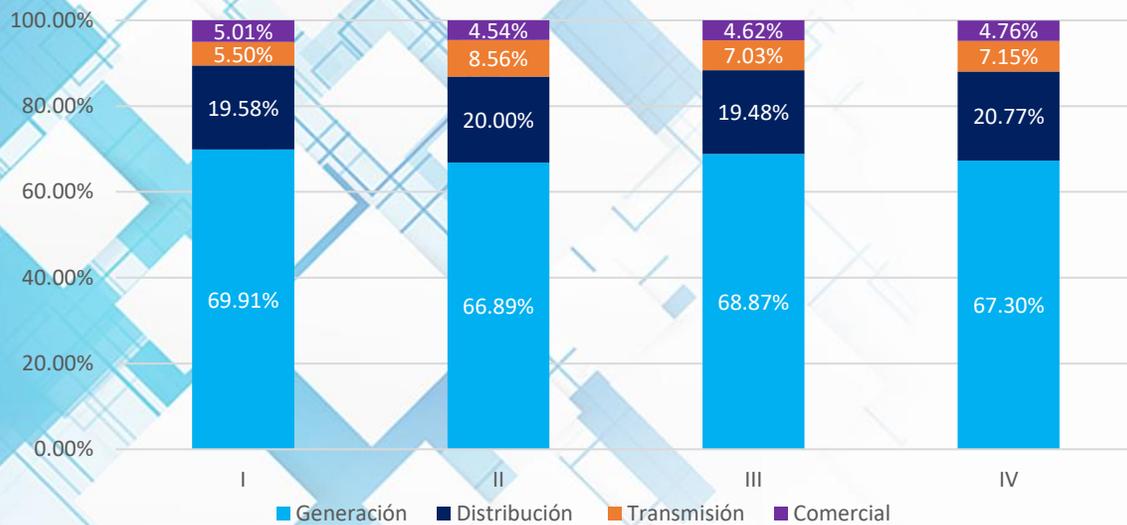
Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

La tarifa eléctrica se constituye de varios costos atribuidos a la generación, transmisión, distribución y a la gestión comercial, sin embargo, el precio de la tarifa eléctrica se ve afectado por factores externos como los precios de los derivados del petróleo y el deslizamiento de la moneda frente al dólar.

En la siguiente gráfica se muestran los valores porcentuales pagados en cada uno de sus componentes para las tarifas trimestrales del 2019⁷.

⁷ (Eléctrica C. R., CREE, s.f.)

COMPONENTES DEL COSTO DE LA TARIFA 2019



Gráfica 55 - Componentes del costo de la tarifa por trimestre del 2019

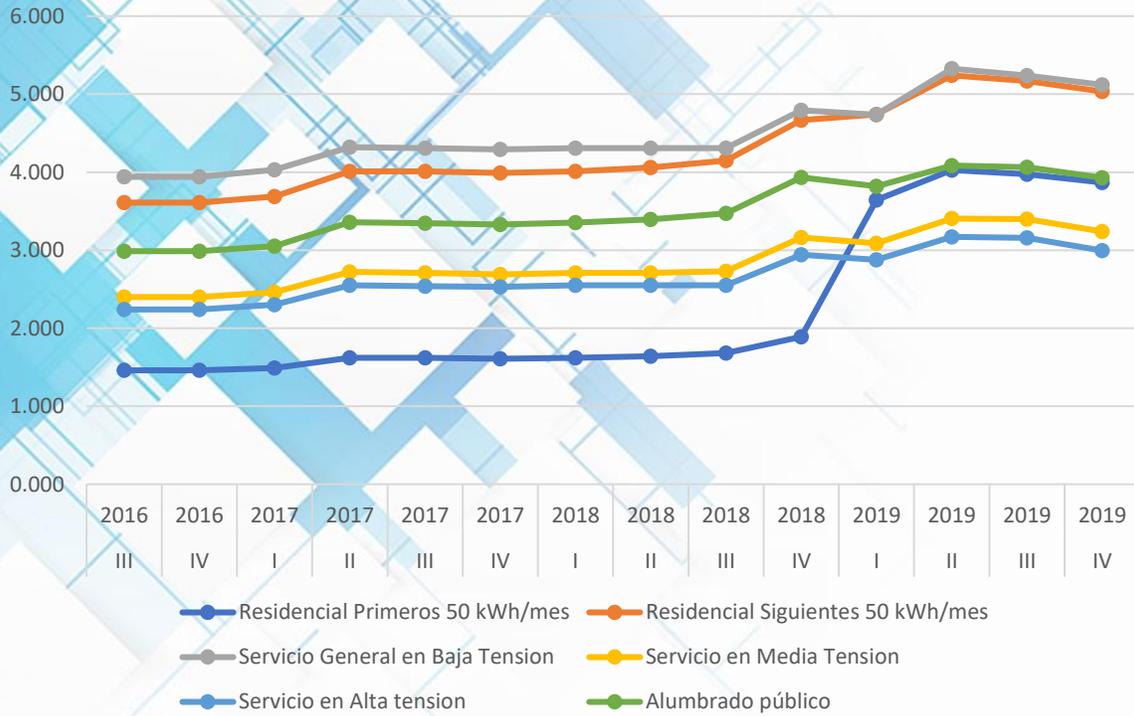
Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

En el gráfico anterior se puede observar que entre un 60 - 70% del precio final de la factura se debe a costos de generación y aproximadamente el 20 % se debe a costos de distribución, el porcentaje restante se divide en costos de transmisión y comercialización.

9.2 HISTÓRICO DE PRECIOS TRIMESTRALES DE LA TARIFA ELÉCTRICA

La LGIE faculta a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica 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 que se verán 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.

HISTÓRICO DE PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA



Gráfica 56 - Histórico de precios de la energía eléctrica

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

En el gráfico anterior se puede observar el comportamiento histórico desde 2016 hasta el último trimestre de 2019 del pliego tarifario emitido por la CREE. Históricamente la tarifa para 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, sin embargo el gobierno aprobó un subsidio para disminuir el impacto del aumento en el sector residencial, en la tarifa de los siguientes 50 kWh/mes la variación fue más pequeña pasando de 4.670 L/kWh a 4.740 L/kWh.

A partir del segundo trimestre del 2019 se presentaron disminuciones en los precios de todas las tarifas eléctricas, sin embargo, siempre se mantiene el precio más alto para el servicio general en baja tensión y el más bajo para el servicio en alta tensión.



DIRECCIÓN GENERAL DE
ELÉCTRICIDAD Y MERCADOS

CAPÍTULO 10 ENERGÍA NO SUMINISTRADA



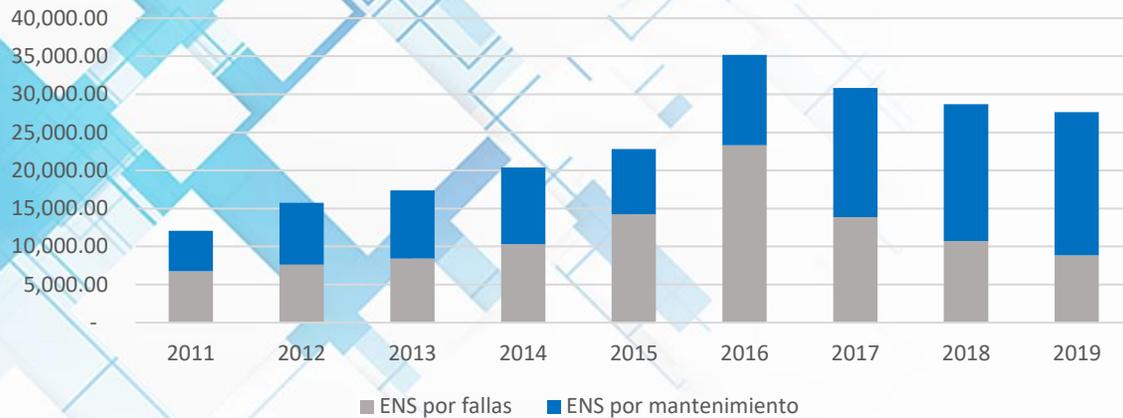
GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



SECRETARÍA DE ESTADO
EN EL DESPACHO DE ENERGÍA

El comportamiento histórico de la energía eléctrica no suministrada se debía principalmente a fallas del sistema y en segundo lugar a cortes por mantenimiento, en los últimos años esto se ha invertido. A partir del 2016 en hasta el 2019 la energía total no suministrada ha disminuido con respecto a los años anteriores, en el 2019 se obtuvo un total de 27,670.24 MWh no suministrados.

HISTÓRICO DE ENERGÍA NO SUMINISTRADA [MWh]



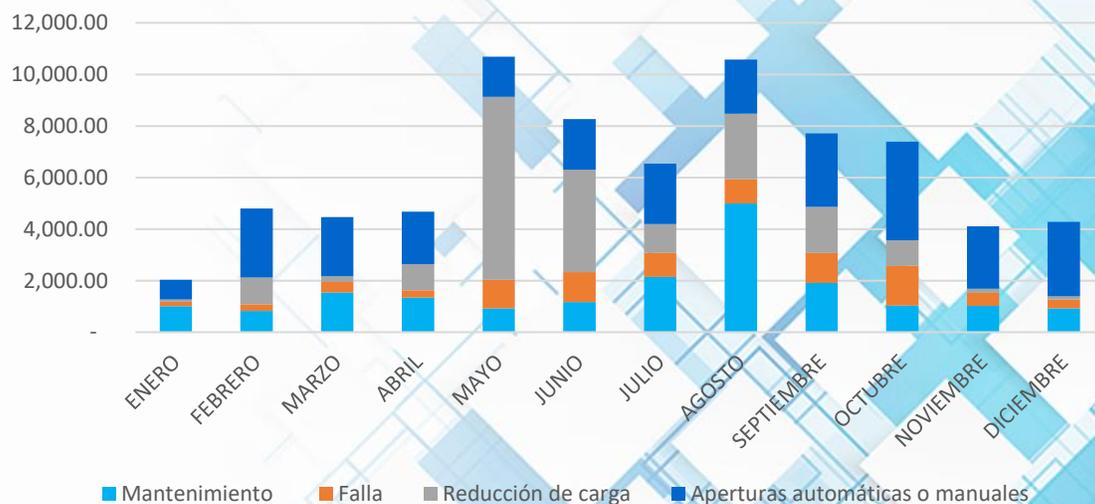
Gráfica 57 - Histórico de energía no suministrada 2011-2019 [MWh]

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

10.1 ENERGÍA ELÉCTRICA NO SUMINISTRADA EN 2019

En siguiente gráfica se muestra la energía eléctrica no suministrada desagregada por mantenimiento, fallas, reducción de carga y aperturas automáticas o manuales, siendo julio el mes donde se registra la mayor cantidad de energía eléctrica no suministrada por fallas con 941.19 MWh.

ENERGÍA MENSUAL NO SUMINISTRADA [MWh] 2019



Gráfica 58 – Energía mensual no suministrada [MWh] 2019

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

Del total de energía eléctrica no suministrada del año 2019 un 24.95% se debe a cortes por mantenimiento, 11.69% a fallas, 26.63% a cortes de carga y 36.73% se debió a aperturas manuales o automáticas.

10.2 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.

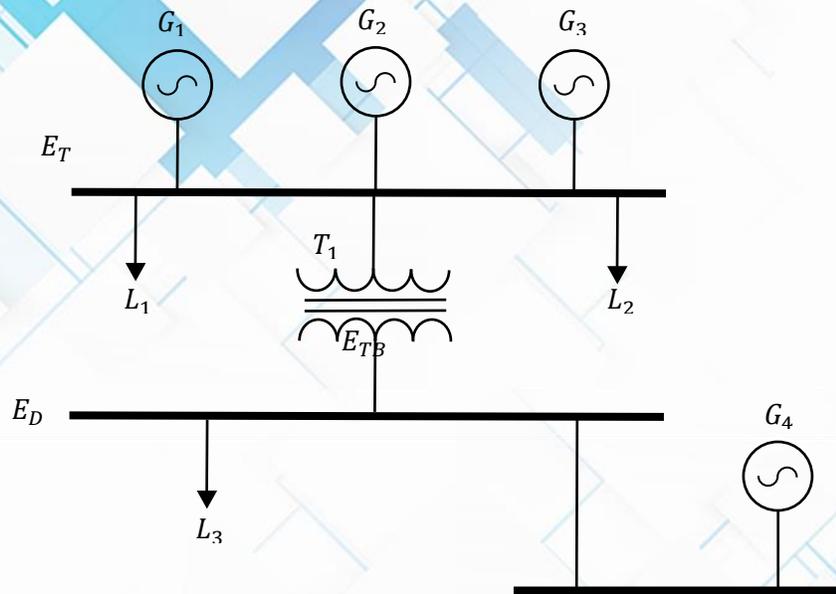


Ilustración 17 - Diagrama para el cálculo de las pérdidas eléctricas del sistema

Fuente: Secretaría de Energía (SEN)

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_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 autoprodutores 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 pérdidas en distribución más las pérdidas en transmisión:

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

10.3 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, al hurto de energía eléctrica.

En el siguiente gráfico se muestra el comportamiento histórico de las pérdidas eléctricas en el sistema de distribución desde el año 2016 hasta el último trimestre de 2019. Se puede observar que desde el año 2017 ocurrió una reducción de pérdidas eléctricas pasando de 32.09% a 23.63% en abril de 2018, a partir de ese mes (abril de 2018) se presentó un crecimiento en las pérdidas eléctricas, para diciembre del 2019 el porcentaje de perdidas eléctricas fue de 29.81%.

Los datos resaltados en etiquetas en la gráfica anterior representan el porcentaje de pérdidas con el que se finalizó cada semestre desde el 2015 hasta el 2019.

PORCENTAJE HISTÓRICO DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS



Gráfica 59 - Histórico de porcentaje de pérdidas eléctricas 2015-2019

Fuente: Subgerencia de Planificación y Gestión Comercial (ENEE)

En la siguiente tabla se observan los datos presentados de la gráfica anterior para cada mes desde el año 2015 hasta el 2019, 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-15	31.45%		jul-17	28.51%	-3.03%
feb-15	31.27%	-0.57%	ago-17	28.84%	1.16%
mar-15	31.41%	0.45%	sep-17	28.69%	-0.52%
abr-15	31.40%	-0.03%	oct-17	28.40%	-1.01%

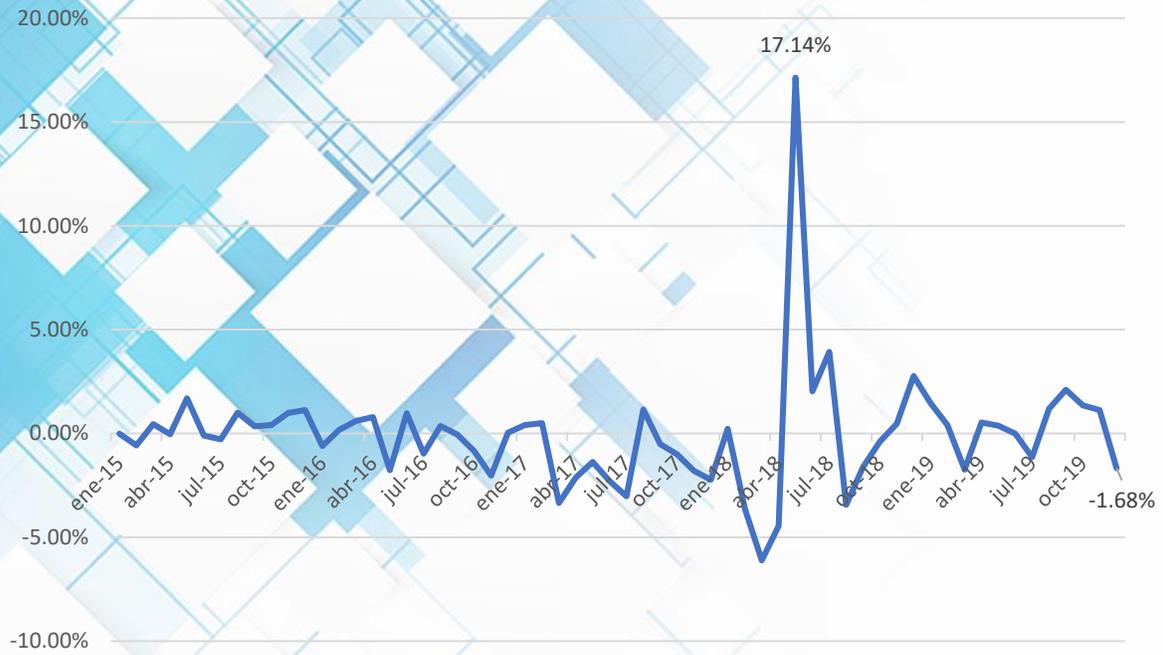
may-15	31.93%	1.69%	nov-17	27.89%	-1.80%
jun-15	31.90%	-0.09%	dic-17	27.27%	-2.22%
jul-15	31.81%	-0.28%	ene-18	27.33%	0.22%
ago-15	32.13%	1.01%	feb-18	26.34%	-3.62%
sep-15	32.24%	0.34%	mar-18	24.73%	-6.11%
oct-15	32.37%	0.40%	abr-18	23.63%	-4.45%
nov-15	32.69%	0.99%	may-18	27.68%	17.14%
dic-15	33.06%	1.13%	jun-18	28.24%	2.02%
ene-16	32.86%	-0.60%	jul-18	29.35%	3.93%
feb-16	32.92%	0.18%	ago-18	28.34%	-3.44%
mar-16	33.12%	0.61%	sep-18	27.88%	-1.62%
abr-16	33.38%	0.79%	oct-18	27.77%	-0.39%
may-16	32.79%	-1.77%	nov-18	27.90%	0.47%
jun-16	33.11%	0.98%	dic-18	28.67%	2.76%
jul-16	32.79%	-0.97%	ene-19	29.09%	1.46%
ago-16	32.91%	0.37%	feb-19	29.21%	0.41%
sep-16	32.89%	-0.06%	mar-19	28.70%	-1.75%
oct-16	32.61%	-0.85%	abr-19	28.85%	0.52%
nov-16	31.95%	-2.02%	may-19	28.96%	0.38%
dic-16	31.96%	0.03%	jun-19	28.96%	0.00%
ene-17	32.09%	0.41%	jul-19	28.63%	-1.14%
feb-17	32.25%	0.50%	ago-19	28.97%	1.19%
mar-17	31.17%	-3.35%	sep-19	29.58%	2.11%
abr-17	30.51%	-2.12%	oct-19	29.98%	1.35%
may-17	30.09%	-1.38%	nov-19	30.32%	1.13%
jun-17	29.40%	-2.29%	dic-19	29.81%	-1.68%

Tabla 10 - Histórico de pérdidas eléctricas (2015-2019)

Fuente: Subgerencia de Planificación y Gestión Comercial (ENEE)

En la siguiente gráfica se presenta el porcentaje de variación de las pérdidas eléctricas, se puede observar que a partir de abril de 2018 el porcentaje de pérdidas se incrementó al mes siguiente en un 17.14%.

PORCENTAJE DE VARIACIÓN DE PÉRDIDAS ELÉCTRICAS



Gráfica 60 - Porcentaje de variación de pérdidas eléctricas

Fuente: Subgerencia de Planificación y Gestión Comercial (ENEE)



DIRECCIÓN GENERAL DE
ELÉCTRICIDAD Y MERCADOS

CAPÍTULO 11 INTERCONEXIONES



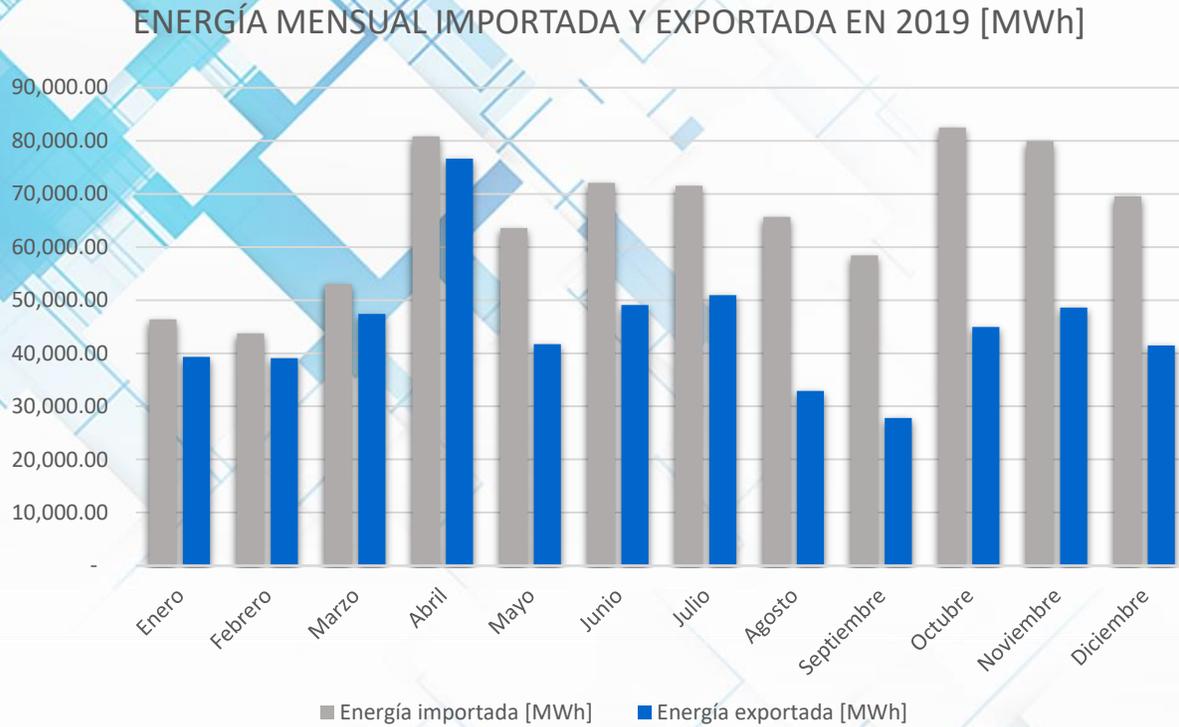
GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



SECRETARÍA DE ESTADO
EN EL DESPACHO DE ENERGÍA

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 muestra las transacciones en el MER a para cada mes de 2019 en MWh.



Gráfica 61 - Energía mensual exportada e importada en 2019 [MWh]

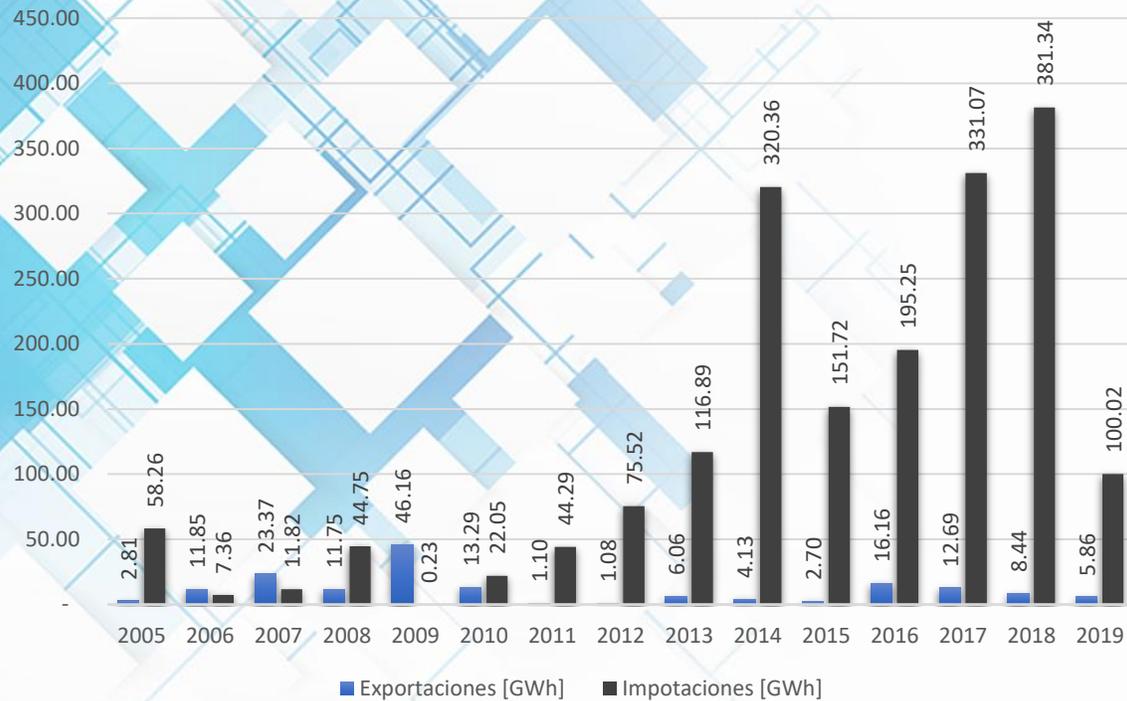
Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

11.1 HISTÓRICO DE TRANSACCIONES 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.

La siguiente gráfica muestra un histórico anual de todas transacciones realizadas por Honduras en el MER desde el 2005 hasta 2019, se puede observar que históricamente Honduras ha sido un país mayoritariamente importador de energía eléctrica, en 2019 se llegó a 5,864.50 MWh vendidos y 100,018.90 MWh comprados, comparando estas cifras con las del año 2018 se tiene que Honduras compro 3.8 veces menos energía y vendió 30.51% menos energía en el 2019.

HISTÓRICO DE COMPRAS Y VENTAS EN EL MER [GWh]



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

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

11.2 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, estos organismos son el Ente Operador Regional (EOR) y la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE), se define al EPR 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, línea SIEPAC.

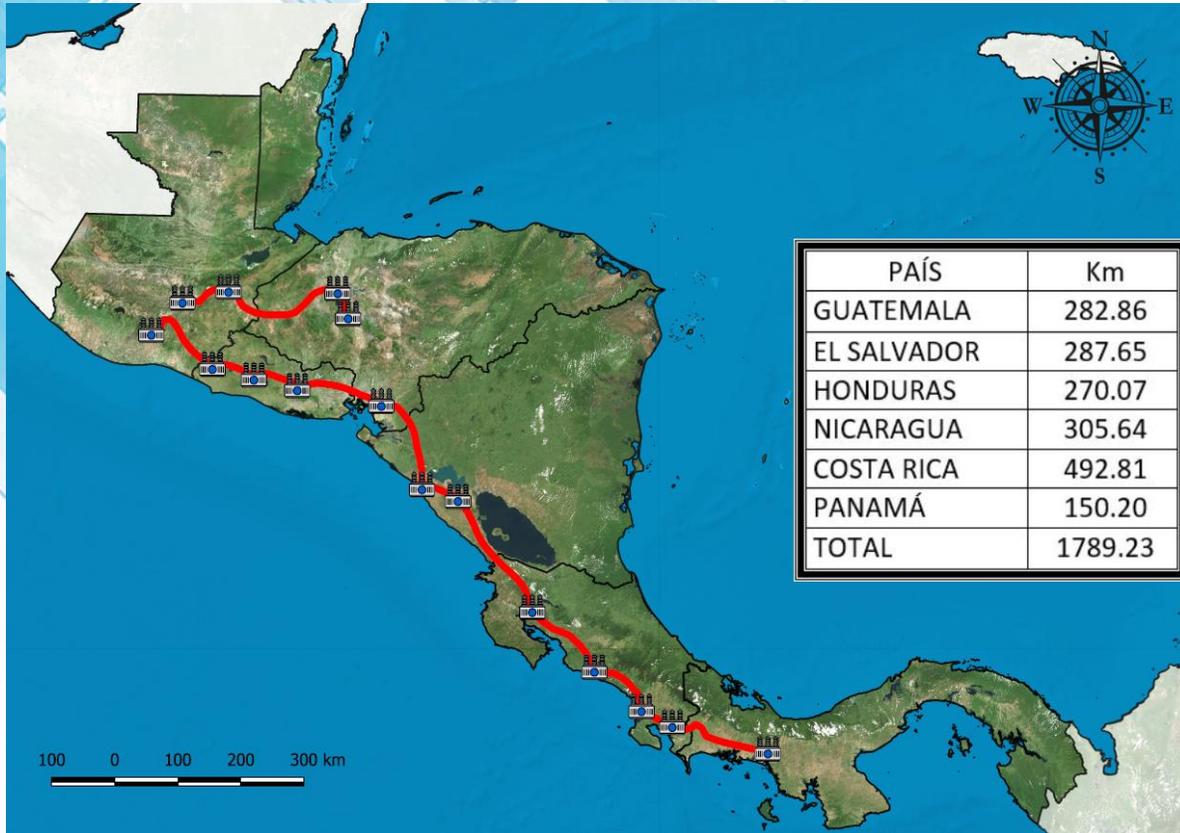


Ilustración 18 - Mapa de la línea de transmisión SIEPAC

Fuente: Elaboración propia (SEN)

11.3 LÍMITES DE CAPACIDAD DE TRANSMISIÓN

En la siguiente tabla se especifican las capacidades de transmisión tanto de exportación como de importación que tiene Honduras con Guatemala, El Salvador y Nicaragua.

CAPACIDAD DE INTERCONEXIÓN		
INTERCONEXIÓN	EXPORTACIÓN [MW]	IMPORTACIÓN [MW]
Honduras - Nicaragua	170	190
Honduras - Guatemala	160	220
Honduras - El Salvador	200	140

Tabla 11 - Capacidad de interconexión en el SIEPAC de Honduras

Fuente: Ente Operador Regional (EOR)

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

MÁXIMA CAPACIDAD DE TRANSFERENCIA DE POTENCIA (NORTE-SUR)				
DEMANDA	GT-SV + GT-HN + SV-HN	HN-NI	NI-CR	CR-PA
MÁXIMA	300	210	180	130
MEDIA	300	190	190	100
MÍNIMA	300	150	180	100

Tabla 12 - 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	220	220	150
MEDIA	300	210	230	50
MÍNIMA	300	280	220	100

Tabla 13 - Máxima capacidad de transferencia de potencia entre áreas de control (Sur - Norte)

Fuente: Ente Operador Regional (EOR)

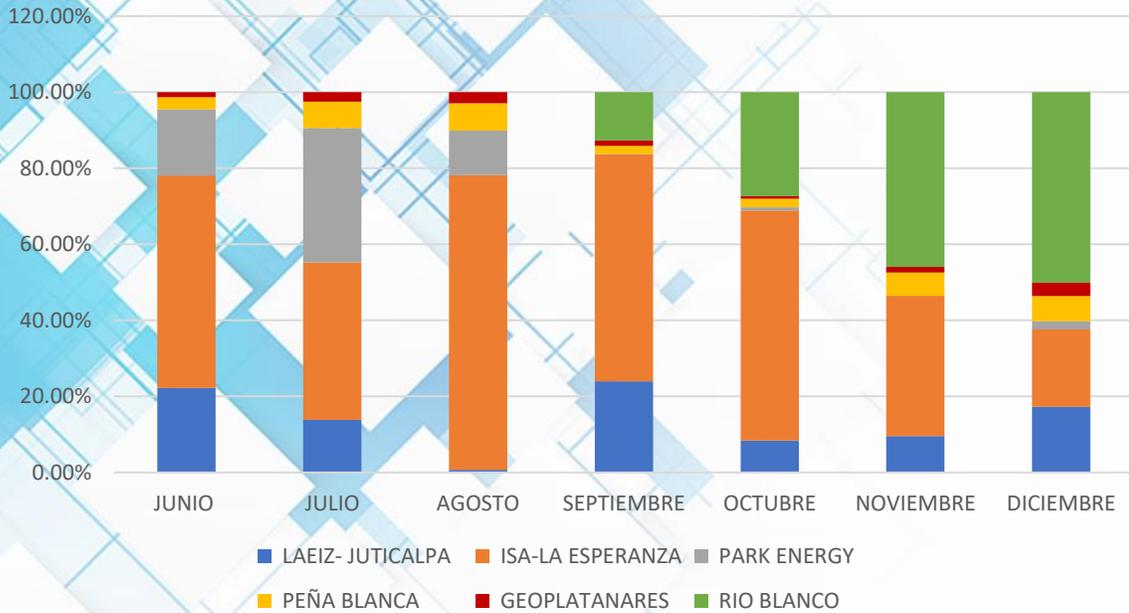
Los valores mostrados en las tablas anteriores representan la máxima capacidad de transferencias simultáneas a través de Guatemala, El Salvador y Honduras. Considerando que se puede dar cualquier combinación de valores de importación simultánea se deberán cumplir las máximas capacidades mostradas en las gráficas al inicio de esta sección.⁸

11.4 MERCADO DE OPORTUNIDAD NACIONAL

Dentro del mercado de oportunidad nacional en 2019 participaron seis centrales de generación, las cuales son LAEIZ-Juticalpa, ISA-La Esperanza, Park Energy, Peña Blanca, Geoplatanares y Río Blanco, a continuación, se muestra el porcentaje de participación que tuvieron en el año 2019 a partir del mes de julio hasta diciembre.

⁸ (Ente Operador Regional, Junio 2020)

PARTICIPACIÓN DE PLANTAS EN EL MERCADO NACIONAL

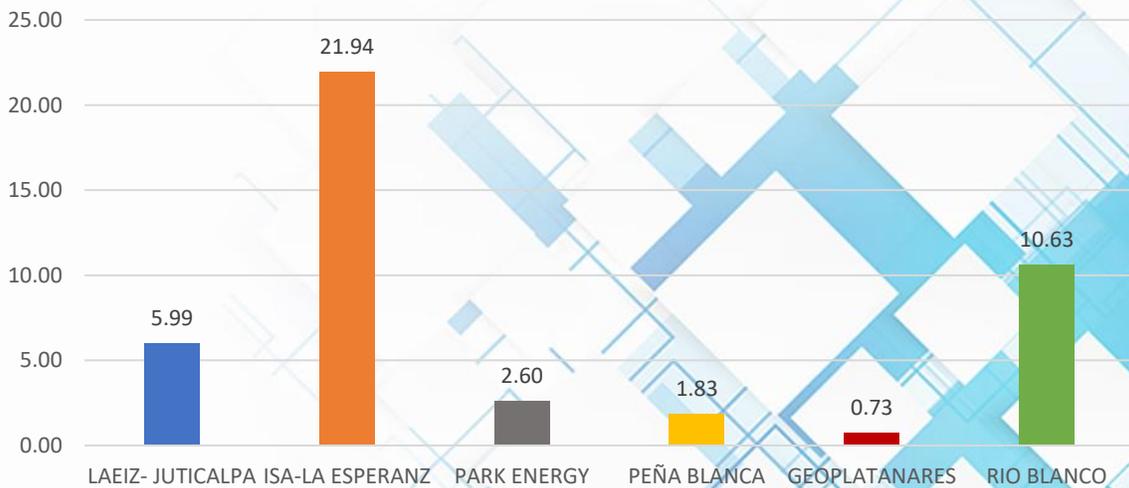


Gráfica 62 - Participación de plantas generadoras en el mercado de oportunidad nacional 2019

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)

La planta que mayor porcentaje de participación en cada mes es ISA-La Esperanza, seguida de Río Blanco, el 2019 en total se vendieron 43.711 GWh. En la siguiente gráfica se presenta la energía eléctrica vendida total a final de año para cada planta en el mercado de oportunidad nacional.

ENERGÍA VENDIDA EN EL MERCADO NACIONAL [GWh]



Gráfica 63 – Energía total vendida por planta en el mercado de oportunidad nacional

Fuente: Operador Del Sistema (ODS)



DIRECCIÓN GENERAL DE
ELÉCTRICIDAD Y MERCADOS

CAPÍTULO 12 GENERACIÓN EN SISTEMAS AISLADOS



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



SECRETARÍA DE ESTADO
EN EL DESPACHO DE ENERGÍA

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 - Roatan Electric Company en la isla de Roatán, BELCO - Bonacco Electric Company en Guanaja y UPCO - Utila Power Company en Utila. En el departamento de Gracias a Dios se encuentra INELEM - Inversiones Eléctricas de La Mosquitia, en estos sistemas aislados las distribuidoras también realizan actividades de generación.

12.1 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 desde el año 2015 al 2018.

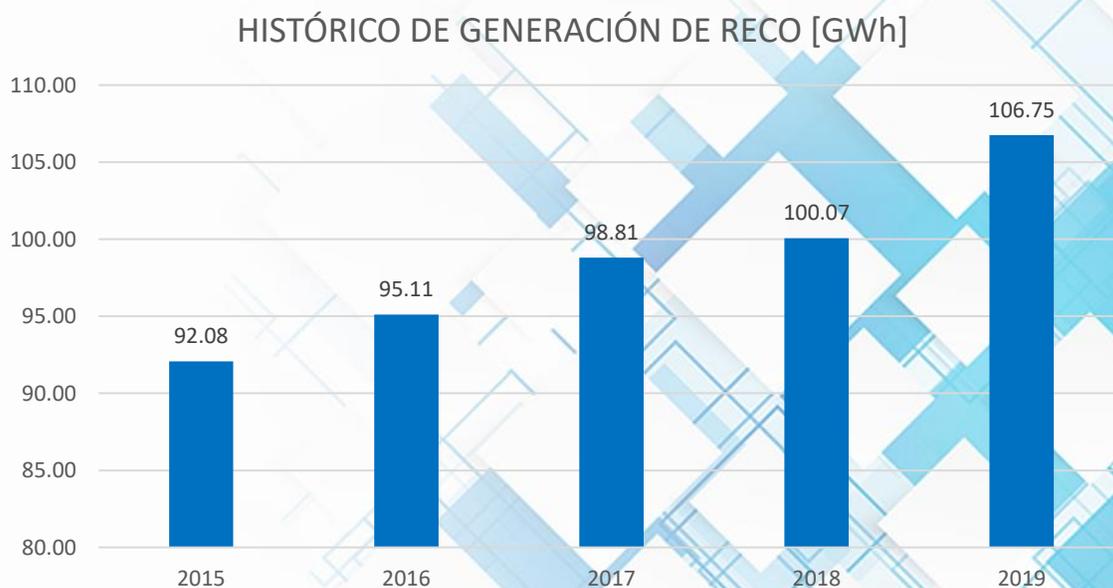
POTENCIA INSTALADA				
TIPO DE PLANTA	2015 [MW]	2016 [MW]	2017 [MW]	2018 [MW]
Planta LPG			28.00	28.00
Planta Diesel	16.00	16.00	16.00	12.70
TOTAL	16.00	16.00	44.00	40.70

Tabla 14 - Potencia instalada [MW] de RECO

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

En la tabla anterior se puede observar que esta distribuidora solamente tiene generación a base de plantas térmicas de Gas Licuado de Petróleo (LPG) y Diesel. Inicialmente la distribuidora solo contaba con plantas de motores Diesel, pero a partir de 2017 han incluido plantas de LPG en su parque de potencia instalada sumando 40.70 MW en total hasta 2018.

12.1.1 GENERACIÓN Y DEMANDA DE RECO



Gráfica 64 - Histórico de generación de RECO [GWh]

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

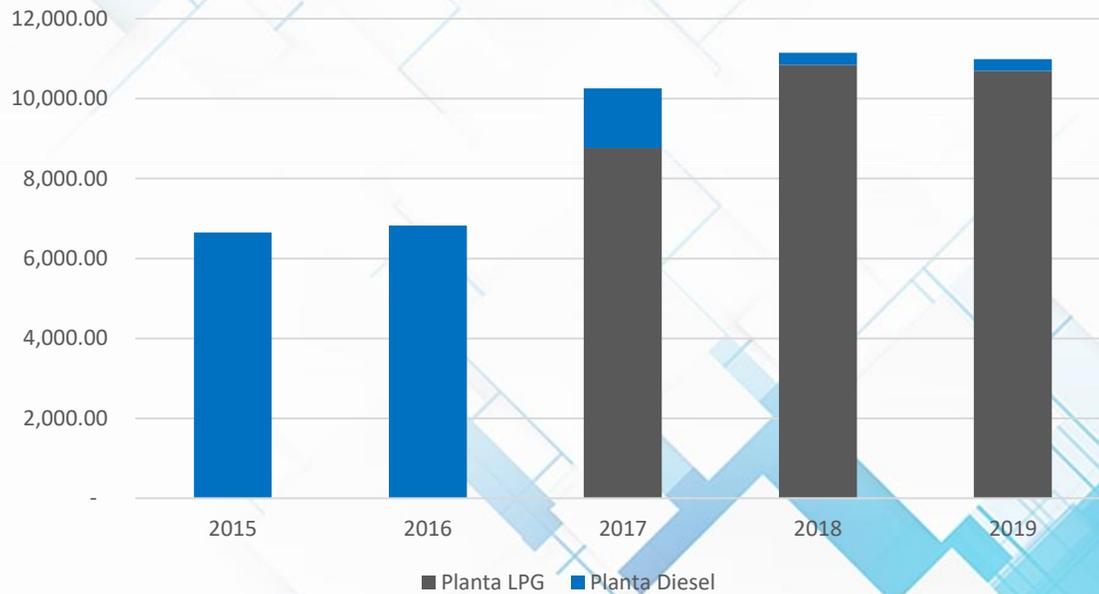
En la gráfica anterior se muestra el histórico de generación de RECO, es importante notar que siempre se ha sobrepasado los 90 GWh, sin embargo, a partir de 2017 la mayor parte de generación proviene de las plantas LPG que se incorporaron ese año. La demanda eléctrica de RECO en 2019 fue de 18.84 MW. Cuentan con un número de 17,825 clientes conectados a su red de distribución hasta diciembre de 2019.

RECO también cuenta con la empresa filial Trade Winds Energy S.A. DE C.V. siendo un parque eólico ubicado en Loma Brass Hill. La Potencia instalada que presenta esta empresa es de 3.9 MW en 2018 teniendo una demanda máxima en 2018 de 3.10MW.

12.1.2 VALORES REPORTADOS DE CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA

RECO antes del año 2017 generaba su energía eléctrica a partir de motores Diesel, 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 COMBUSTIBLES DE RECO [kGal]

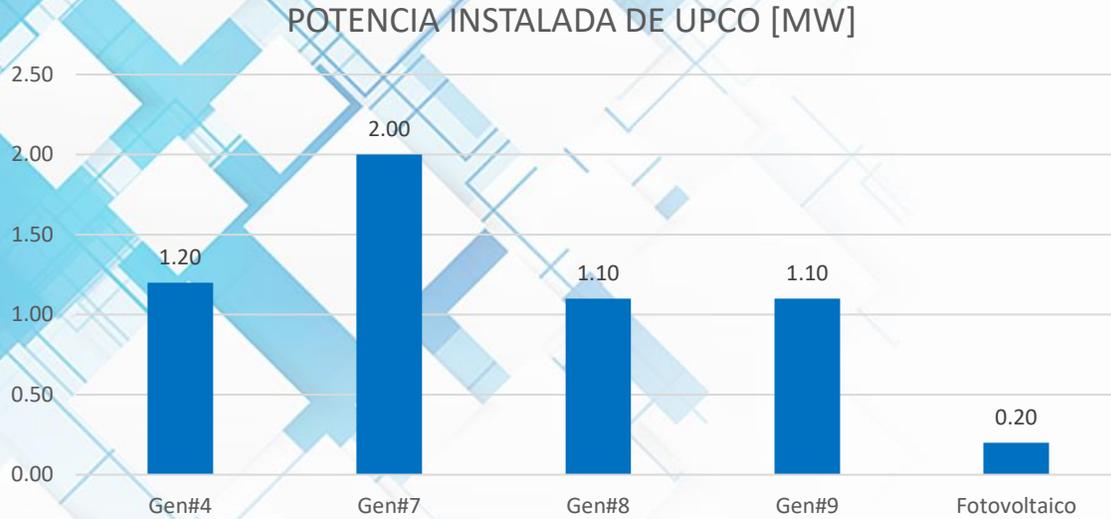


Gráfica 65 - Consumo histórico de combustibles de RECO [kGal]

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

12.2 UTILA POWER COMPANY S.A DE C.V– UPCO

En la isla de Utila la compañía distribuidora es UPCO (Utila Power Company), a continuación, se muestran los datos de potencia instalada para el año 2019.

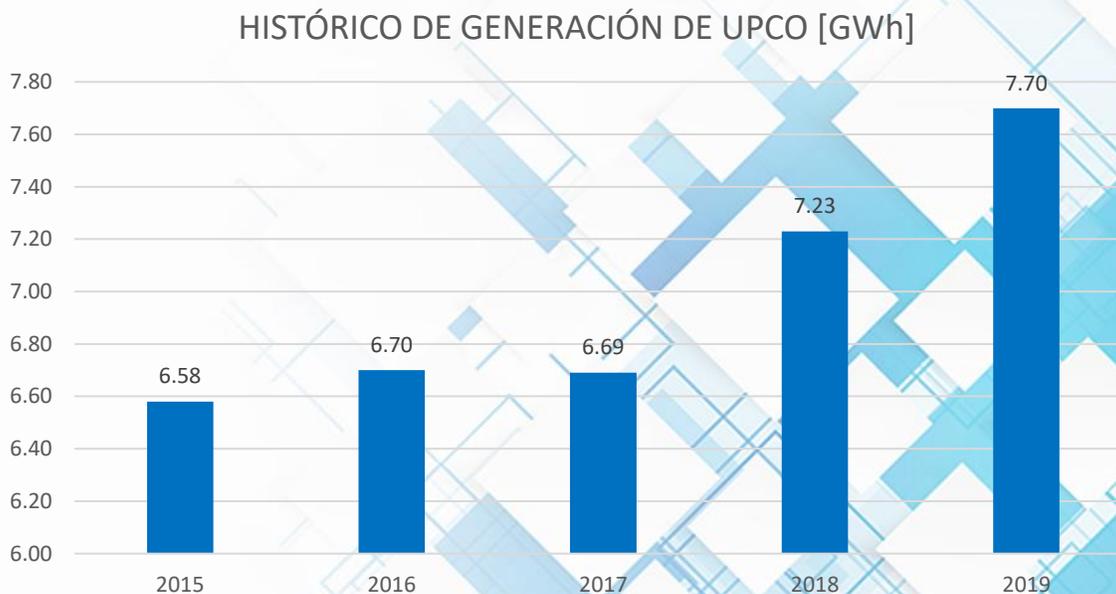


Gráfica 66 - Potencia instalada de UPCO 2019 [MW]

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

12.2.1 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, representa la apertura para la inclusión de tecnologías a base de fuentes renovables en Utila. La demanda eléctrica de UPCO en 2019 fue de 1.941 MW.

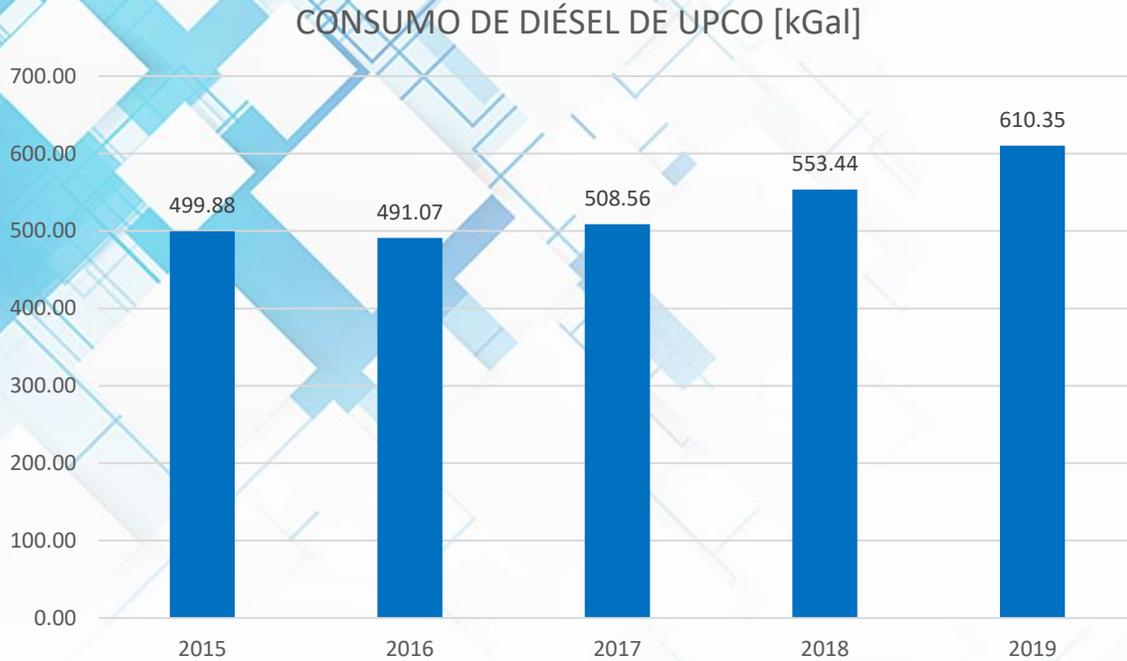


Gráfica 67 - Histórico de generación de UPCO [GWh]

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

12.2.2 VALORES REPORTADOS DE CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA

UPCO cuenta con cuatro generadores Diesel, para la generación de energía eléctrica, a continuación, se muestra los valores históricos reportados de combustible consumido por parte de estos generadores, en 2019 cuenta con 2,353 usuarios.



Gráfica 68 - Consumo de Diésel UPCO [kGal]

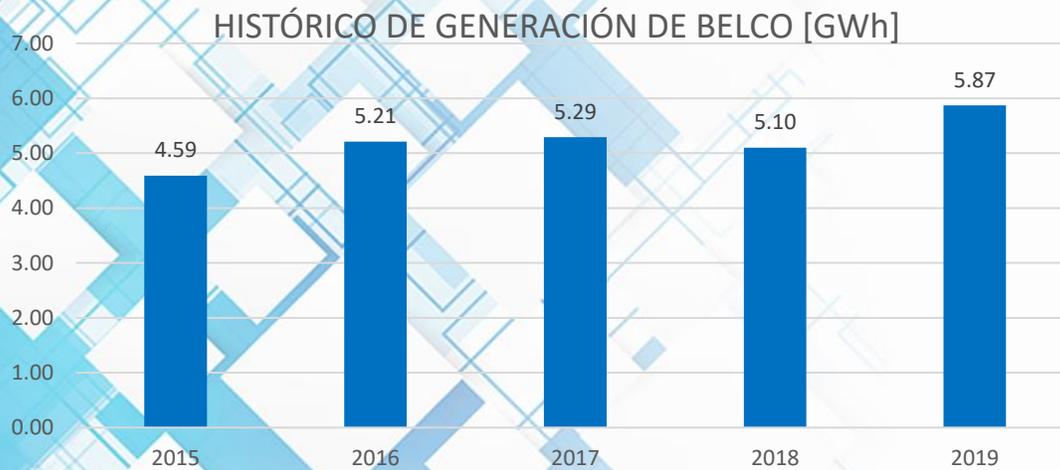
Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

12.3 BONACCO ELECTRIC COMPANY – BELCO

BELCO (Bonacco Electric Company) es una empresa generadora, distribuidora y comercializadora de energía eléctrica en el municipio de Guanaja, Islas de la Bahía. A continuación, se presentan los datos de potencia instalada y Generación Histórica de BELCO desde el año 2015 hasta el 2019. BELCO cuenta con una potencia instalada de 2.350 MW compuesta de plantas térmicas a base de motores Diesel.

12.3.1 POTENCIA, GENERACIÓN Y DEMANDA DE BELCO

La generación de energía eléctrica por parte de BELCO tuvo una leve disminución en el año 2018 con respecto a 2016 y 2017, pero el 2019 tuvo su máxima generación histórica. La demanda máxima registrada por BELCO el 2019 fue de 1,100 kW y cuenta a 2019 con 1807 clientes conectados a su red de distribución. A continuación, se muestra la generación histórica anual de BELCO.

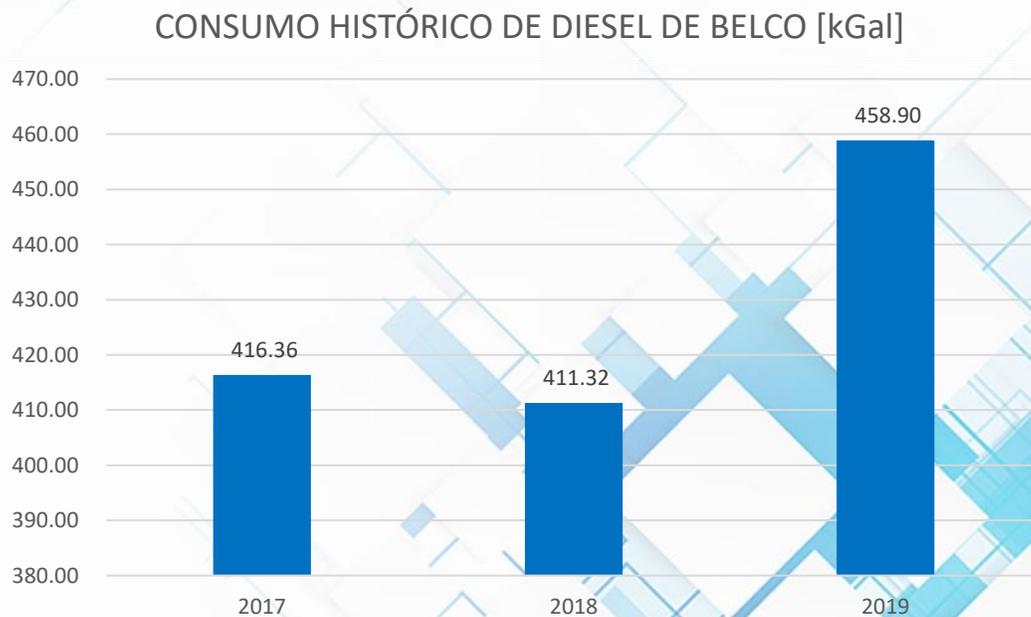


Gráfica 69 - Histórico de generación de BELCO [GWh]

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

12.3.2 VALORES REPORTADOS DE CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA

El consumo de combustible para la generación de energía eléctrica tuvo un aumento de 47.58 kGal (10.36 %) de combustible Diesel para el año 2019 con respecto al 2018.



Gráfica 70 - Histórico de consumo de combustibles de BELCO [kGal]

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

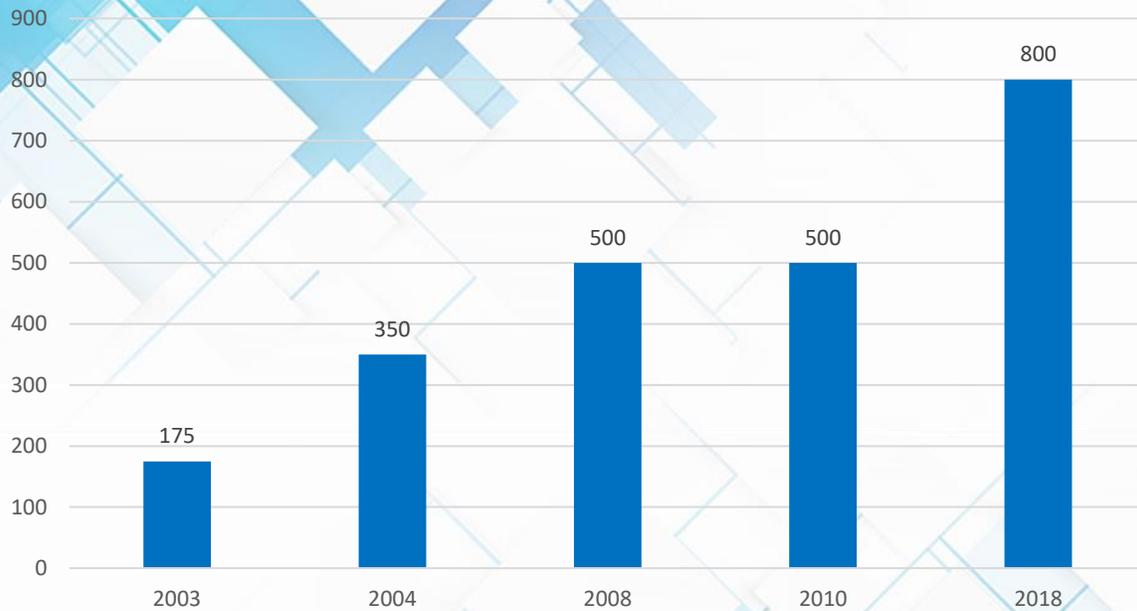
12.4 INVERSIONES ELÉCTRICAS DE LA MOSQUITIA (INELEM)

Inversiones eléctricas de la Mosquita es una empresa brinda el servicio eléctrico a Puerto Lempira, departamento de Gracias a Dios, se presentan datos sobre su potencia instalada, energía generada y número de clientes por sector.

12.4.1 POTENCIA, GENERACIÓN Y DEMANDA DE INELEM

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 2000 metros para la red secundaria, a continuación, se muestra un histórico de la potencia instalada de esta empresa desde el año 2003 hasta el 2018.

HISTÓRICO DE POTENCIA INSTALADA DE INELEM [kWh]



Gráfica 71 - Histórico de potencia instalada de INELEM 2003-2018 [kWh]

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

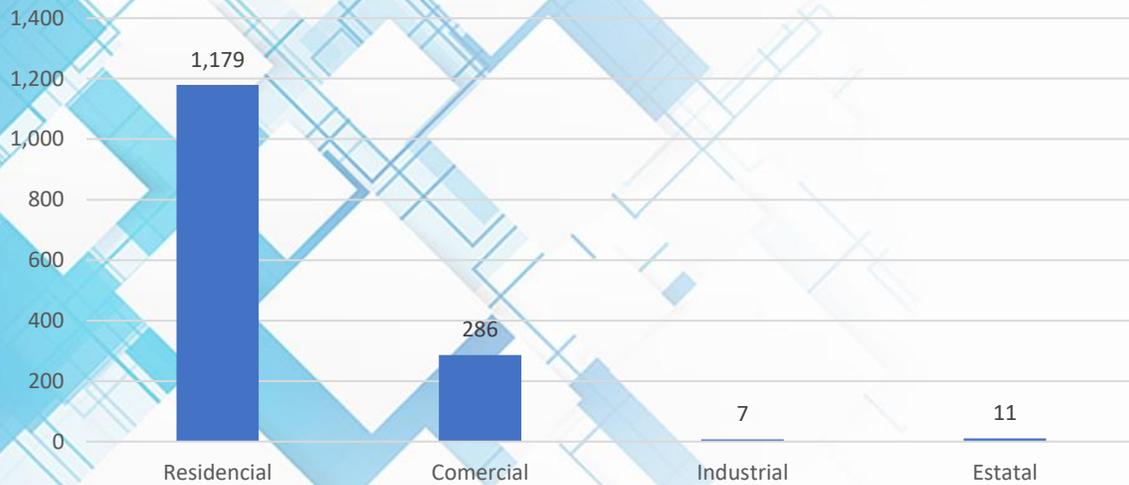
12.4.2 CONSUMO DE COMBUSTIBLES PARA GENERACIÓN ELÉCTRICA

INELEM brinda el servicio de energía eléctrica con motores de combustión interna a base de Diésel, en el año 2019 el consumo de combustible fue de 141,093 galones y el total de energía generada fue de 1,175.78 MWh.

12.4.3 USUARIOS DE LA EMPRESA INELEM

La gran mayoría de usuarios de esta empresa son del sector residencial con 1,179 clientes seguido por el sector comercial con 286 usuarios, y 7 usuarios industriales.

CANTIDAD DE USUARIOS POR SECTOR DE INELEM



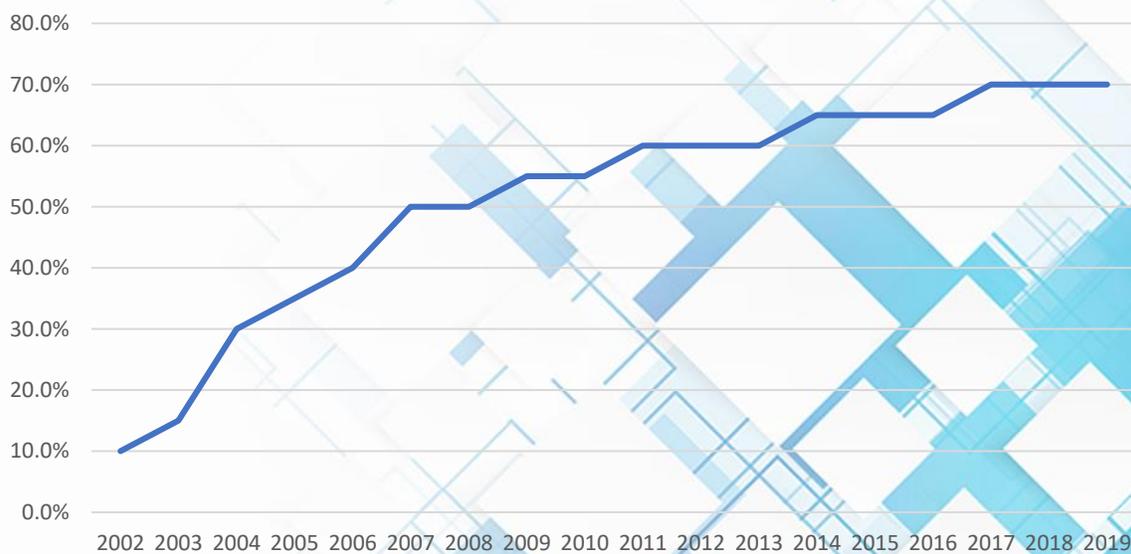
Gráfica 72 - Cantidad de clientes por sector de consumo de INELEM 2019

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)

12.4.4 INDICE 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 la índice cobertura histórico de Puerto Lempira desde el año 2002 hasta 2019.

HISTÓRICO DE COBERTURA ELECTRICA DE INELEM



Gráfica 73 – Histórico de cobertura eléctrica de INELEM 2002-2019

Fuente: Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE)



DIRECCIÓN GENERAL DE
ELÉCTRICIDAD Y MERCADOS

CAPÍTULO 13

PROYECTOS DE COBERTURA ELÉCTRICA NO CONECTADOS AL SIN



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



SECRETARÍA DE ESTADO
EN EL DESPACHO DE ENERGÍA

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 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 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.

13.1 PROGRAMAS DE ELECTRIFICACIÓN Y ACCESO A LA ENERGÍA ELÉCTRICA

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.

13.1.1 ENERGIZING DEVELOPMENT (ENDEV)

Energising Development (EnDev) es una asociación de acceso a la energía financiada actualmente por seis países donantes; Holanda, Alemania, Noruega, Reino Unido, Suiza y Suecia. EnDev promueve el acceso sostenible a servicios modernos de energía, estos servicios satisfacen muchas necesidades de la población en el área rural. En Honduras EnDev trabaja 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.

13.1.2 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 actúa como el ente administrador y ejecutor a través del Proyecto de Infraestructura Rural (PIR).

El PIR es un proyecto cuya área de influencia son las comunidades rurales de los municipios que están asociados en mancomunidades que cumplen criterios de selección relacionadas con las condiciones de pobreza y organización comunitaria. Este proyecto inició en el occidente del país con las mancomunidades que comprenden siete municipios del departamento de Santa Bárbara y municipios con población CHORTI que está integrada por diez municipios del norte del departamento de Copán. Posteriormente, el proyecto incorporó a cuatro mancomunidades más: MAMBOCAURE en el departamento de 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 el departamento de Intibucá, MANOFM del departamento de Francisco Morazán y CAFEG del departamento de Lempira.

13.1.3 PROGRAMA NACIONAL DE DESARROLLO RURAL SOSTENIBLE (PRONADERS)

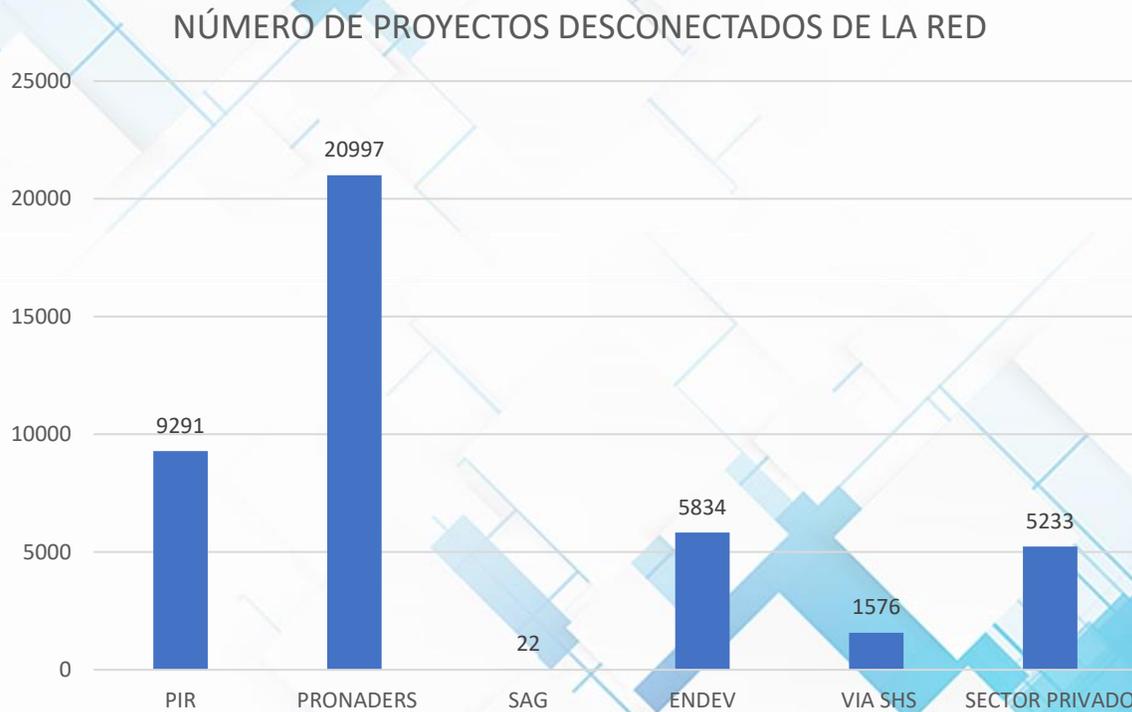
Es un programa de sostenibilidad implementado a partir del año 2000 por la Secretaría de

Agricultura y Ganadería. El cual busca contribuir al mejoramiento de la calidad de vida de las comunidades urbanas y rurales, a través del desarrollo humano social, ambiental y productivo, basado en la autogestión y la participación comunitaria, con un enfoque del manejo sostenible de los recursos naturales, enfatizando en aquellos aspectos que tiendan a disminuir la vulnerabilidad ambiental y la debilidad de los procesos de participación social, especialmente en las comunidades rurales y urbanas.

13.1.4 SECRETARÍA DE AGRICULTURA Y GANADERÍA (SAG)

La Secretaría de Agricultura y Ganadería con el objetivo de mejorar la productividad y competitividad de pequeños productores rurales a través del establecimiento de alianzas productivas estratégicas, por lo que se han desarrollado iniciativas piloto en los departamentos de La Paz y Lempira.

A continuación, se muestra un resumen de número de proyectos instalados por los ejecutores mencionados.



Gráfica 74 – Número de proyectos desconectados de la red

Fuente: Secretaría de Energía (SEN)

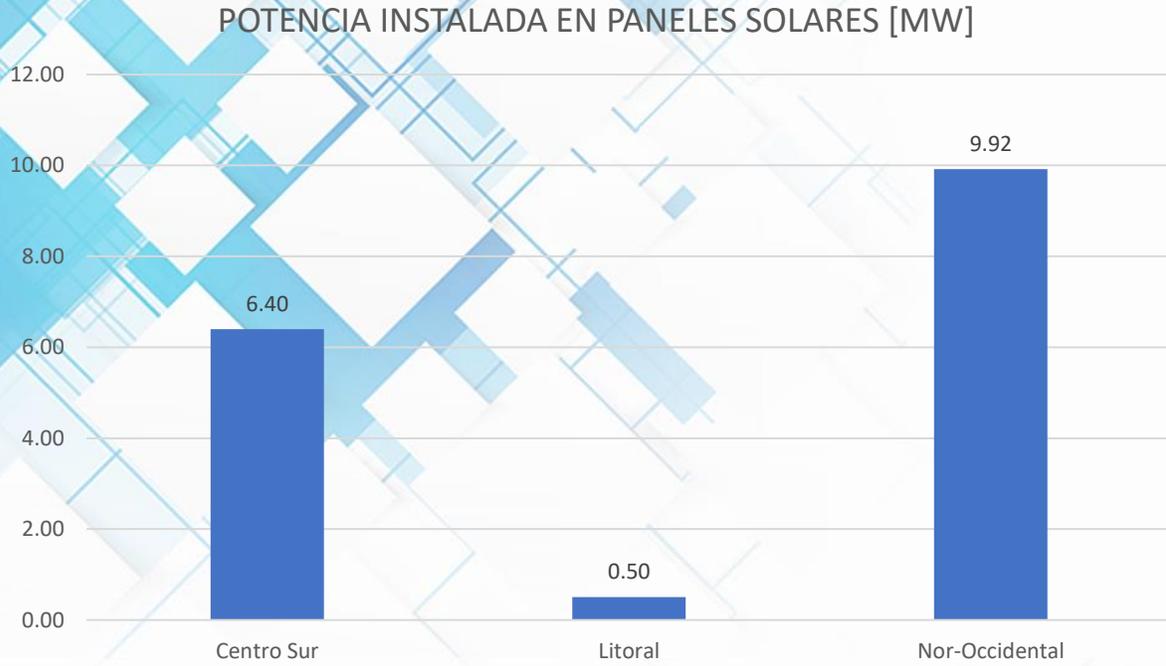
EnDev también cuenta con proyectos acceso a la electricidad a través de pequeñas centrales hidroeléctricas, beneficiando en 2019 a 990 viviendas con este servicio.

13.2 GENERACIÓN DISTRIBUIDA

La tecnología fotovoltaica comenzó en el área rural con la instalación de paneles solares para abastecer de energía eléctrica a viviendas y algunos centros educativos, algunas de las empresas

que tuvieron participación en estos proyectos fueron PROSOL, Soluz, Solaris, Cadelga y ENERSOL.

A continuación, se muestra una gráfica con la potencia instalada para generación distribuida por medio de paneles solares fotovoltaicos en cada una de las regiones del país.



Gráfica 75 – Potencia instalada por región del para generación distribuida [MW]

Fuente: Dirección General de Energía Renovable y Eficiencia Energética SEN.



DIRECCIÓN GENERAL DE
ELÉCTRICIDAD Y MERCADOS

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES FINALES



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



SECRETARÍA DE ESTADO
EN EL DESPACHO DE ENERGÍA

CONCLUSIONES

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 sector de energía eléctrica.

POTENCIA ELÉCTRICA INSTALADA Y RENOVABILIDAD DE LA MATRIZ DE GENERACIÓN

La potencia eléctrica instalada total para el año 2019 fue de 2755.62 MW presentando un incremento de 73.21 MW con respecto a la potencia instalada total del 2018. En 2019 el 53.21% de la generación fue a base de fuentes de energía renovables y un 46.79 % mediante fuentes no renovables, hasta el 2018 se tenía una tendencia creciente del porcentaje de renovabilidad con respecto a la energía generada, pero en 2019 se eso se revirtió finalizando el año con un 53.21% de generación renovable, la disminución con respecto al 2018 fue de 9.67%.

PRECIOS DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA

La Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), es actualmente la única distribuidora que compra energía eléctrica a las empresas generadoras, en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). En 2019 el precio monómico de generación más bajo fue en un promedio anual de 0.1162 USD/kWh para la tecnología geotérmica y el más alto fue de 0.1484 USD/kWh para la tecnología eólica. Sin embargo, la mayor fuente de energía eléctrica comprada por parte de la ENEE fue a la generación térmica con 4,114.12 GWh, seguidos de 1,113.94 GWh de generadores hidroeléctricos.

DEMANDA ELÉCTRICA

El día con demanda eléctrica máxima para el año 2019 ocurrió el 14 de mayo, registrándose a las 11:44 h una demanda de 1639.40 MW. De las 8760 horas del año, el 10.29% del tiempo la demanda se mantuvo sobre los 1450 WM, el 73.50% estuvo entre 1449 MW y 1000 MW y un 16.21% del tiempo la demanda estaba por debajo de los 1000 MW.

En el mes de enero se registró el menor valor de demanda eléctrica, por otro lado, en los meses de mayo y septiembre se registraron las mayores demandas en el sistema eléctrico, para el caso de mayo esto se debe a la temporada de verano ya que hay un mayor uso de equipos de refrigeración en centros comerciales y residencias.

SECTORES DE CONSUMO

El principal sector de consumo de electricidad es el residencial representando el 92.39 % del total de abonados los cuales consumieron el 2019, 2,588 GWh lo que representa un 40.72 % del consumo entre todos los sectores, el sector comercial consumió 1,864.43 GWh correspondiente a un 29.34% del consumo total y el sector industrial consumió 1,475.43 GWh equivalentes a un 23.22%.

Para el año 2019, en la zona noroccidental del país el sector que tuvo mayor consumo de energía eléctrica fue el sector industrial con 774.8 GWh representando el 28.43% del consumo total de esa zona, en la región Centro-Sur el sector residencial y comercial presentan el mayor consumo de energía eléctrica siendo de 2,169.99 GWh representando un 71.93% del total de esa región, por último para la región litoral Atlántico el mayor consumo se dio en el sector residencial con 267.19 GWh equivalente a un 43.59% de su consumo total.

La región centro-sur se presenta el mayor consumo de electricidad del país con 47.47% seguida de la región noroccidental con un 42.88% y por último el litoral Atlántico con un 9.65%

COBERTURA ELÉCTRICA Y ACCESO A LA ELECTRICIDAD

En Honduras el índice de cobertura eléctrica-ICE para el año 2019 fue de 85.01%, con respecto a la población urbana el ICE es de 95.23% y en el sector rural es de 71.62%. En Honduras también existen sistemas aislados y microrredes de suministro eléctricos que no están conectados al Sistema Interconectado Regional (SIN), con el fin de brindar acceso a la energía eléctrica en aquellos lugares donde no llega la red de distribución, por ejemplo, las distribuidoras del departamento de Islas de la Bahía, Gracias a Dios y diversos ejecutores de proyectos de electrificación de sistemas no conectados a red.

El índice de acceso a la electricidad es de 86.95%, el departamento de Cortés tiene el IAE más alto con 97.66%, seguido de Islas de la Bahía y Ocotepeque con 97.5% y 94.30% respectivamente, Gracias a Dios tiene el IAE más bajo con un 16.86%.

TARIFAS ELÉCTRICAS

El 2019 se cerró con las siguientes tarifas; Residencial primeros 50 kWh/mes (3.8678 L/kWh), Residencial siguientes 50 kWh/mes (5.0330 L/kWh), servicio general en baja tensión (5.1195 L/kWh), servicio en media tensión (3.2387 L/kWh) y servicio en alta tensión (2.9952 L/kWh), la tarifa más alta según el pliego tarifario de la CREE correspondía a los clientes con servicio general en baja tensión con 5.1195 L./kWh, y la tarifa más baja correspondía al servicio de alta tensión con 2.9952 L./kWh.

A partir del segundo trimestre del 2019 se presentaron disminuciones en los precios de todas las tarifas eléctricas, sin embargo, siempre se mantiene el precio alto para el servicio general en baja tensión y el más bajo para el servicio en alta tensión.

ENERGÍA NO SUMINISTRADA

El comportamiento histórico de la energía eléctrica no suministrada se debía principalmente a fallas del sistema y en segundo lugar a cortes por mantenimiento, en los últimos años esto se ha invertido. A partir del 2016 en hasta el 2019 la energía total no suministrada ha disminuido con respecto a los años anteriores, en el 2019 se obtuvo un total de 27,670.24 MWh no suministrados. Del total de energía no suministrada del año 2019 un 24.95% se debe a cortes por mantenimiento, 11.69% a fallas, 26.63% a cortes de carga y 36.73% 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 julio de 2019 se redujeron a 28.63 % las pérdidas en el sistema de distribución sin embargo para el mes de noviembre este porcentaje aumentó a 30.32 %, el año se cerró con un 29.81% de pérdidas.

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 2019 se llegó a 5,864.50 MWh vendidos y 100,018.90 MWh comprados, comparando estas cifras con las del año 2018 se tiene que Honduras compro 3.8 veces menos energía y vendió 30.51% menos energía en el 2019.

SISTEMAS AISLADOS

Las distribuidoras que no están interconectadas con el SIN están ubicadas en: La isla de Roatán Bajo la administración eléctrica de RECO con una potencia instalada de 40.70 MW, UPCO en la Isla de Utila con 5.60 MW, BELCO en la Isla de Guanaja con 2.35 MW haciendo un total de 48.65 MW en Islas de la Bahía, y por último INELEM en Gracias a Dios con 0.8 MW instalados.

La energía eléctrica generada por RECO en el 2019 fue de 106.75 GWh, UPCO generó un total de 7.70 GWh, BELCO 5.87 GWh e INELEM 1,175.78 MWh.

RECOMENDACIONES 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 al PCM 048-2017 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 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 para fines de estudio y 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 Secretaría de Energía para el tratamiento de datos estadísticos para un uso más seguro y eficiente.



DIRECCIÓN GENERAL DE
ELÉCTRICIDAD Y MERCADOS

ANEXOS



GOBIERNO DE LA
REPÚBLICA DE HONDURAS



SECRETARÍA DE ESTADO
EN EL DESPACHO DE ENERGÍA

A.1 MATRIZ DE POTENCIA INSTALADA TOTAL

En el presente anexo se presenta la matriz de potencia instalada total, considerando lo instalado en los sistemas de generación aislados a la potencia instalada conectada al SIN, el mayor porcentaje de potencia instalada corresponde a la tecnología térmica o termoeléctrica que es a base de combustible Bunker y Diesel con un 33.37% de la capacidad total del sistema seguida por la tecnología hidráulica con un 26.45% de la matriz total de potencia instalada. Es importante aclarar que la producción de energía eléctrica a partir del carbón incluye al carbón pet coque o coque de petróleo y al carbón mineral.

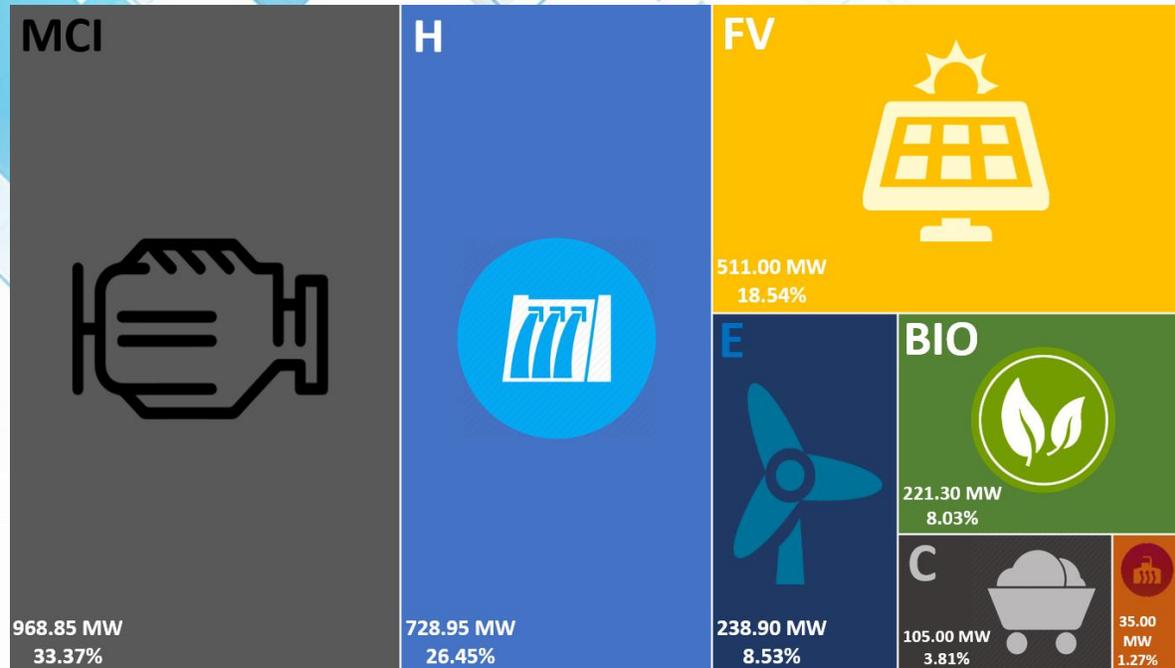


Ilustración 19 - Potencia instalada total de Honduras

Fuente: Secretaría de Energía (SEN)

A.2 MATRIZ GENERACIÓN TOTAL

En este anexo se muestra la matriz de generación total del país incluye la generación en sistemas aislados a la generación del SIN, la generación térmica a base de combustibles fósiles tiene el mayor porcentaje de participación con un 38.58% (4,160.24 GWh) seguidos por la generación hidroeléctrica con un 22.53% (2,430.02 GWh), el tercer lugar lo ocupa la tecnología solar fotovoltaica con un 10.34% (1,115.53 GWh), en cuarto lugar, se ubican la generación térmica a base de biomasa con un 8.15% (878.78 GWh), para las plantas a base de carbón (coque) con un 7.78% (838.69 GWh), por último se ubican la generación eólica y la geotérmica con una participación del 7.59% (818.29 GWh) y 2.74% (295.92 GWh) respectivamente.

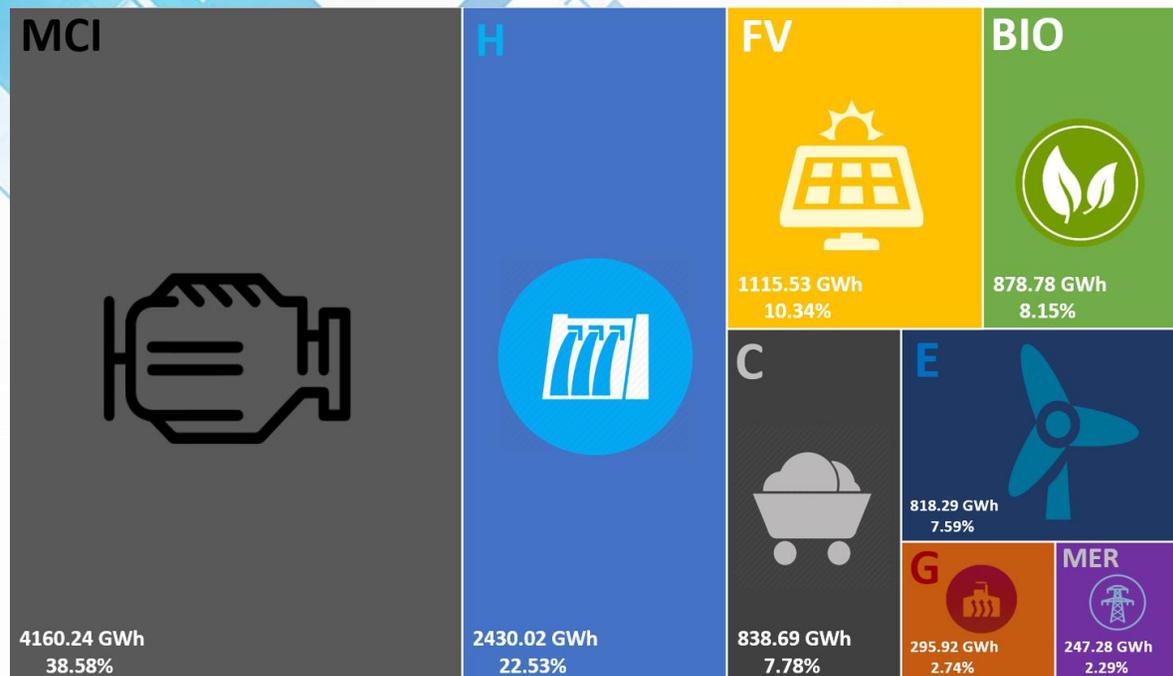


Ilustración 20 - Matriz de generación total de Honduras.

Fuente: Secretaría de Energía (SEN)

A.3 PLANTAS GENERADORAS EN EL AÑO 2019

A continuación, se presenta una lista de cada una de las generadoras activas durante al año 2019, clasificadas por tipo de tecnología; se muestra también su respectiva potencia instalada, generación bruta y el consumo propio.

PLANTAS GENERADORAS ENERO-DICIEMBRE 2019				
NOMBRE DE LA PLANTA	POT. INSTALADA [MW]	GEN. NETA [MWh]	GEN. BRUTA [MWh]	CONSUMO PROPIO [MWh]
HIDROELÉCTRICAS ESTATALES				
CAÑAVERAL	29.00	94222.66	94991.37	768.71
EL CAJÓN	300.00	1085795.23	1107085.42	21290.19
EL NÍSPERO	22.50	35255.07	35255.07	0.00
RÍO LINDO	80.00	366395.14	368628.47	2233.33
STA. MARÍA d/REAL	1.20	2695.69	2695.69	0.00
TOTAL	432.70	1584363.78	1608656.02	24292.24
GENERACIÓN TÉRMICA PLANTAS DE ENEE (FÓSIL-BUNKER)				
LP_HITACHI	10.00	6896.21	6896.21	0.00
SANTA FE	4.80	152.89	152.89	0.00
CEIBA TERMICA	10.00	30782.08	30782.08	0.00
TOTAL	24.80	37831.18	37831.18	0.00
PLANTAS PRIVADAS (FÓSIL-BUNKER)				
EMCE CHOLOMA	50.00	127576.27	129349.34	1773.07
ENERSA	230.00	1661684.13	1727645.03	65960.90
EXCESO ENERSA 30 MW	30.00	0.00	0.00	0.00
LUFUSSA VALLE	70.00	187927.98	191799.06	3871.08
LUFUSSA III	240.00	1517944.46	1547560.71	29616.25
ELCOSA	80.00	0.00	0.00	0.00
LUFUSSA	39.50	0.00	0.00	0.00
EXCESO LUFUSSA	30.50	0.00	0.00	0.00
TOTAL	770.00	3495132.85	3596354.14	101221.30
GENERACIÓN DE OTRAS FUENTES (FÓSIL-BUNKER)				
ELCATEX	21.80	0.00	72509.12	72509.12
GREEN VALLEY	11.00	5867.24	57909.28	52042.04
COG. ENERSA	10.00	65670.24	65670.24	0.00
TOTAL	42.80	71537.49	196088.65	124551.16

HIDROELÉCTRICAS PRIVADAS				
NACAOME	28.12	23105.06	23612.44	507.38
ZACAPA HIDRO	0.75	1708.25	1708.25	0.00
RIO BLANCO	5.00	34312.62	34312.62	0.00
LAS NIEVES	0.50	44.50	44.50	0.00
LA ESPERANZA	13.50	26268.04	26268.04	0.00
BABILONIA(ENERGISA)	4.30	13962.28	13962.28	0.00
HIDRO YOJOA	0.63	1271.73	1271.73	0.00
CECECAPA	3.00	11241.74	11241.74	0.00
CUYAMAPA	12.40	40111.07	40111.07	0.00
CUYAMEL	7.80	23163.06	23163.06	0.00
CORTECITO	5.30	14921.07	14921.07	0.00
LAS GLORIAS	6.00	15582.08	15582.08	0.00
SAN CARLOS	4.00	12185.91	12185.91	0.00
CORONADO	7.00	24455.24	24455.24	0.00
MANGUNGO 1	1.50	7797.91	7797.91	0.00
SAN JUAN(CONTEMPO)	6.55	29538.54	29538.54	0.00
EL CISNE	0.71	2019.17	2019.17	0.00
LAURELES(EGERETO)	3.50	2561.81	2561.81	0.00
CHAMELECON	12.00	39290.68	39290.68	0.00
MORJA II	8.60	24979.60	24979.60	0.00
SAN MARTIN	3.00	12253.20	12253.20	0.00
AURORA I	9.00	14956.65	14956.65	0.00
PEÑA BLANCA	0.90	9311.04	9311.04	0.00
GENERA(LAURELES)	5.20	19314.43	19314.43	0.00
VEGONA	40.00	174782.08	174782.08	0.00
MATARRAS	1.70	8314.92	8314.92	0.00
RIO GUINEO	1.38	2280.17	2280.17	0.00
MEZAPA(SEMSA)	10.50	30972.12	30972.12	0.00
PURINGLA SAZAGUA	10.00	24148.25	24148.25	0.00
ZINGUIZAPA	3.10	10705.13	10705.13	0.00
RIO BETULIA	8.33	13779.72	13779.72	0.00
CANJEL(BLUE ENERGY)	3.00	6836.44	6836.44	0.00
SHOL(OJO DE AGUA)	24.30	62126.16	62126.16	0.00
QUILIO	1.10	4432.29	4432.29	0.00
COYOLAR	1.80	0.00	0.00	0.00
AGUA VERDE	1.00	5561.22	5561.22	0.00
CHACHAGUALA	6.80	6904.72	6904.72	0.00
PHP-NISPERO 2	6.00	9023.44	9023.44	0.00
CHURUNE (INVERSA)	3.00	12309.82	12309.82	0.00
CORRAL DE PIEDRA(ENERCO)	2.78	2847.69	2847.69	0.00

PENCALIGUE(HIDROCCI)	13.00	30444.99	30444.99	0.00
SAN ALEJO	2.20	1816.09	1816.09	0.00
CUYAGUAL	7.00	9212.32	9212.32	0.00
TOTAL	296.25	820853.26	821360.64	507.38

BIOMASA				
TRES VALLES	17.80	37727.77	88778.78	51051.01
CAHSA	30.00	36732.65	81446.50	44713.85
AZUNOSA	14.00	5219.95	19859.01	14639.06
CHUMBAGUA	20.00	36448.13	60461.84	24013.71
ECOPALSA	1.27	4325.86	8882.22	4556.36
CELSUR BIOMASA	44.25	107587.53	153538.57	45951.04
YODECO	0.30	0.00	341.38	341.38
ACEYDESA	5.50	1442.56	14642.39	13199.83
MPP	18.00	23328.83	26189.27	2860.45
CARACOL KNITS	18.10	12891.19	109625.82	96734.64
PALMASA	1.80	0.00	0.00	0.00
BIOGAS Y ENERGIA SA	1.17	3877.38	3877.38	0.00
EXPORTADORA DEL ATLANTICO	2.60	0.00	0.00	0.00
GPP(HGPC)	43.00	180271.77	299999.25	119727.48
LOS PINOS	3.50	6653.04	11136.41	4483.37
TOTAL	221.29	456506.65	878778.83	422272.18
CARBON (PET-COQUE)				
BECOSA	105.00	347639.53	838669.91	491030.38
TOTAL	105.00	347639.53	838669.91	491030.38
EÓLICO				
MESOAMERICA	125.00	404830.97	404830.97	0.00
SAN MARCOS	50.00	206420.45	206420.45	0.00
CHICHAYOTE	60.00	207038.58	207038.58	0.00
TOTAL	235.00	818289.99	818289.99	0.00

SOLAR FOTOVOLTAICO				
ENERBASA	25.00	40843.72	40843.72	0.00
MARCOVIA(ESCA)	35.00	86233.87	86233.87	0.00
COHESSA	50.00	127103.52	127103.52	0.00
SOPOSA	50.00	125862.30	125862.30	0.00
MECER	25.00	60548.52	60548.52	0.00
LLANOS DEL SUR	14.81	27683.32	27683.32	0.00
LOS POLLITOS	20.00	32052.45	32052.45	0.00
FOTERSA	20.00	46287.99	46287.99	0.00
CINCO ESTRELLAS	50.00	117739.75	117739.75	0.00
CHOLUTECA UNO	20.00	44892.22	44892.22	0.00
CHOLUTECA DOS	30.00	66228.60	66228.60	0.00
PRODERSA(NAC 2)	50.00	100211.95	100211.95	0.00
PACIFIC (NAC 1)	50.00	101048.62	101048.62	0.00
HELIOS(GENERSA)	25.00	65625.07	65625.07	0.00
LAJAS	10.00	13369.20	13369.20	0.00
FRAY LAZARO	5.00	0.00	0.00	0.00
PRADOS-SUR	30.97	59796.05	59796.05	0.00
TOTAL	510.78	1115527.17	1115527.17	0.00
GEOTÉRMICA				
GEOPLATANARES	35.00	295918.14	295918.14	0.00
TOTAL	35.00	295918.14	295918.14	0.00
ARRENDAMIENTO (FÓSIL-DIESEL)				
NACIONAL ING_CTE	5.00	0.00	0.00	0.00
LAEISZ-SN ISIDRO	20.00	102724.21	102724.21	0.00
LAEISZ-JUTICALPA	7.00	11847.18	11847.18	0.00
LAEISZ-CEIBA	20.00	77055.86	77055.86	0.00
LAIESZ LA ENSENADA	30.00	18022.26	18022.26	0.00
TOTAL	82.00	209649.51	209649.51	0.00
TOTAL GENERAL	2755.62	9253249.56	10417124.19	0.00

Tabla 15 - Plantas generadoras 2019

Fuente: Operador del Sistema (ODS)

BIBLIOGRAFÍA

- Ejecutivo, P. (2017). *Decreto Ejecutivo No. PCM-048-2017*. Tegucigalpa: La Gaceta.
- Eléctrica, C. R. (2015). *Reglamento de compras de capacidad firme y energía*. 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>
- Energía, S. d. (2018). *Estadísticas del Subsector Eléctrico Hondureño*. Tegucigalpa. Ente Operador Regional. (Junio 2020). *Anexo II Gráficas MCTP*. EOR.
- Figuroa, G. c. (2017). *La Geotermia en Honduras*. Diagnóstico de clima de inversión.
- Honduras, C. N. (2010). *República de Honduras Visión de País 2010-2038 y Plan de Nación 2010-2022*. Tegucigalpa: Diario Oficial la Gaceta.
- 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.
- Sistema, O. D. (2019). *Informe Anual de la Operación del Mercado Eléctrico Nacional*. Tegucigalpa.