

Trabajo Fin de Máster

Sistema de Energía Eléctrica

Estudio de Escenarios para Optimizar la Generación Renovable en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de Honduras

Autor: Olivia Mariela Domínguez Monge

Tutor: Juan Manuel Roldán Fernández

Manuel Burgos Payán

Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla

Sevilla, 2022



Trabajo Fin de Máster
Sistema de Energía Eléctrica

Estudio de Escenarios para Optimizar la Generación Renovable en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de Honduras

Autor:

Olivia Mariela Domínguez Monge

Tutores:

Juan Manuel Roldán

Manuel Burgos Payán

Dpto. de Ingeniería Eléctrica
Escuela Técnica Superior de Ingeniería
Universidad de Sevilla
Sevilla, 2022

Trabajo Fin de Máster: Estudio de Escenarios para Optimizar la Generación Renovable en el Sistema Eléctrico
Nacional Interconectado de Honduras

Autor: Olivia Mariela Domínguez Monge

Tutores: Juan Manuel Roldán Fernández, Manuel Burgos Payán

El tribunal nombrado para juzgar el Proyecto arriba indicado, compuesto por los siguientes miembros:

Presidente:

Vocales:

Secretario:

Acuerdan otorgarle la calificación de:

Sevilla, 2022

El Secretario del Tribunal

A Maria Ela Monge-Hermes Tulio
A Honduras-Argentina

Agradecimiento

Con gratitud a:

La Divinidad por todo don otorgado para vivir, soñar y superarme, familia Domínguez Monge por su aliento, inspiración y motivación, mi patria Honduras por acunar mi raíz y proveerla de alimento para crecimiento personal.

Universidad de Sevilla en adoptarme en su ser científico, como huésped, me acogieron marcando huella de mayor conocimiento que he de aportar a la humanidad donde fuera preciso.

Mis tutores, por ser la luz intelectual que, con tolerancia, respeto y confianza acompañaron en este proceso.

Ingeniero René Barrientos por ser mentor en el ejercicio profesional.

Equipo de compañeros en su totalidad, en particular Rosa, Vicente, Paul, Franco, Rubén, Emely por su amistad.

Olivia Mariela Domínguez Monge

Sevilla, 2022

La alta penetración de energía renovable en sistemas eléctricos que no disponen de robustez y con infraestructura diseñada para operar con centrales térmicas convencionales, amerita de análisis permanente para integrar tecnologías de generación con alta variabilidad e incertidumbre.

En lo cual, enfoco este trabajo de estudio de escenarios para optimizar la generación renovable en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado de Honduras, como muestra de idoneidad de la herramienta informática EnergyPlan.

Inicialmente se procedió a modelar el escenario base para el año 2022 con una proyección para la demanda del sistema de 10,87 TWh/año, se simuló sin requerimiento técnico para estabilizar a la red y posteriormente con requerimiento.

Analizando los resultados del escenario base y con el objetivo de visualizar el comportamiento del sistema a un corto plazo con el mayor aprovechamiento en la generación renovable, se proyectó un sistema para el año 2025 con demanda de 12,4 TWh/año, con mayor capacidad en potencia renovable y reducción en las centrales térmicas, siendo la referencia para modelar tres escenarios de estudio a fin de ir evaluando en cada escenario si se obtendría un ahorro para el sistema, mediante el valor actualizado neto de la inversión (V.A.N) a una tasa de descuento del 9%, y 5% en un período de 25 y 30 años.

El primer escenario se incorpora un sistema de almacenamiento con baterías conectado a la red, el segundo se adiciona una central con gas natural y finalizando con un parque de generación donde la rentabilidad en los costes sea producto del ahorro en los combustibles. Para cada escenario se analizó el comportamiento del sistema con el 10% de la capacidad de potencia para regulación y un mínimo de generación térmico de 200 MW.

Se espera que éste trabajo sea referente para acciones que optimicen la producción renovable cumpliendo con los criterios de calidad y seguridad para el suministro eléctrico.

Abstract

The high penetration of renewable energy in electrical systems that do not have robustness and with infrastructure designed to operate with conventional thermal power plants, deserves permanent analysis to integrate generation technologies with high variability and uncertainty.

In which, I focus this scenario study work to optimize renewable generation in the National Interconnected Electric System of Honduras, as a sample of the suitability of the EnergyPlan computer tool.

Initially, the base scenario for the year 2022 was modeled with a projection for the system demand of 10.87 TWh/year, it was simulated without a technical requirement to stabilize the network and later with a requirement.

Analyzing the results of the base scenario and with the objective of visualizing the behavior of the system in the short term with the greatest use in renewable generation, a system was projected for the year 2025 with a demand of 12.4 TWh/year, with greater capacity. in renewable power and reduction in thermal power plants, being the reference to model three study scenarios in order to evaluate in each scenario if a saving would be obtained for the system, through the net updated value of the investment (V.A.N) at a rate discount of 9%, and 5% in a period of 25 and 30 years.

The first scenario incorporates a storage system with batteries connected to the grid, the second adds a natural gas plant and ends with a generation park where cost profitability is the product of fuel savings. For each scenario, the behavior of the system was analyzed with 10% of the power capacity for regulation and a minimum thermal generation of 200 MW.

It is expected that this work will be a reference for actions that optimize renewable production, complying with the quality and safety criteria for the electricity supply.

Agradecimiento	ix
Resumen	xi
Abstract	xiii
Índice	xiv
Índice de Tablas	xv
Índice de Figuras	xvii
Notación	xix
1 Introducción	1
1.1. <i>Objetivos</i>	1
1.1.1. Objetivo general	1
1.1.2. Objetivos específicos	1
1.2. <i>Contexto Regulatorio Legal Regional del Subsector Eléctrico</i>	1
1.3. <i>Contexto Regulatorio Legal Nacional del Subsector Eléctrico</i>	2
1.4. <i>Descripción del Sistema Eléctrico de Honduras</i>	2
1.4.1. Demanda	3
1.4.2. Sistema de Generación	5
1.5. <i>Motivación</i>	6
2 Metodología	7
2.1. <i>Modelo Informático para Análisis de Sistemas de Energía</i>	7
2.1.1. Definición del Sistema Energético	9
2.1.2. Simulación técnica	16
2.1.3. Simulación económica	17
3 Resultados y Análisis	18
3.1. <i>Resultado de simulación y análisis</i>	18
3.1.1. Escenario Base	18
3.1.2. Escenario 1: Análisis técnico y económico al Escenario Base	20
3.1.3. Escenario 2: Mayor demanda, menor generación térmica y mayor generación renovable	22
3.1.4. Escenario 3: Sistema de almacenamiento con baterías conectado a la red.	28
3.1.5. Escenario 4: Incorporación de generación con gas natural	30
3.1.6. Escenario 5: Análisis con impacto positivo	32
4 Conclusiones	34
Referencias	37

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1–1. Potencia Instalada 2020-2022 (MW) [9] [14]	5
Tabla 2–1. Proyección de la demanda (TWh/año)	9
Tabla 2–2. Factores de emisión gases de efecto invernadero por combustible (Kg/GJ)	12
Tabla 2–3. Datos técnicos iniciales para almacenamiento con baterías [23]	13
Tabla 2–4. Costes de instalación centrales de generación de combustión interna (MUSD/MW)	14
Tabla 2–5. Costes de instalación centrales de generación con fuente renovable	15
Tabla 2–6. Proyección precio de combustible petróleo crudo (USD/barril)	15
Tabla 2–7. Proyección de precio por combustible utilizado (USD/GJ)	15
Tabla 2–8. Costes variables de O&M (USD/MWh)	16
Tabla 2–9. Datos utilizados para cálculo del V.A.N.	17
Tabla 3–1. Datos técnicos por tecnología para el caso base: modelo de referencia	18
Tabla 3–2. Parámetros técnicos para simular escenario base: modelo de referencia	19
Tabla 3–3. Escenario base: Resultados simulación	19
Tabla 3–4. Proyección mensual de la generación por tecnología (MW)	19
Tabla 3–5. Escenario 1: Parámetros técnicos para simulación	21
Tabla 3–6. Escenario 1: Costes anuales del Sistema (MUSD/año)	22
Tabla 3–7. Escenario 1: Costes totales anuales por tecnología de generación (MUSD/año)	22
Tabla 3–8. Escenario 2: adición y reducción de potencia en la matriz de generación por tecnología [11]	23
Tabla 3–9. Escenario 2: Proyección de costes por MW instalado por tecnología de generación, año 2025	23
Tabla 3–10. Escenario 2: proyección de precio para los combustibles , año 2025 (USD/GJ) [11]	23
Tabla 3–11. Escenario 2: Parámetros técnicos para simulación	24
Tabla 3–12. Escenario 2: Capacidad en potencia por tecnología	24
Tabla 3–13. Escenario 2: Resultados de simulación	25
Tabla 3–14. Escenario 2: Costes anuales del Sistema (MUSD/año)	25
Tabla 3–15. Escenario 2: Costes totales anuales por tecnología de generación (MUSD/año)	25
Tabla 3–16. Escenario 2: Parámetros técnicos para proyección de escenarios	26
Tabla 3–17. Escenario 2: Resultados de variables de estudio por escenario	26
Tabla 3–18. Proyección de la producción de energía para cada tecnología y escenarios (TWh/año)	27
Tabla 3–19. Costes anuales del Sistema para escenario 2-a, 2-b, 2-c (MUSD/año)	27
Tabla 3–20. Nomenclatura para ecuación 3-2 y 3-3	28
Tabla 3–21. Escenario 3: Parámetros técnicos para simulación	28
Tabla 3–22. Costes de instalación sistema de almacenamiento con baterías (MUSD/GWh)	29
Tabla 3–23. Escenario 3: Costes anuales del Sistema (MUSD/año)	30
Tabla 3–24. Escenario 4: Parámetros técnicos para simulación	30

Tabla 3–25. Comparación de variables de estudio por escenario	31
Tabla 3–26. Escenario 4: Costes anuales del Sistema (MUSD/año)	31
Tabla 3–27. Caso 4: Costes totales anuales por tecnología de generación (MUSD/año)	31
Tabla 3–28. Escenario 5: Capacidad en potencia por tecnología (MW)	32
Tabla 3–29. Escenario 5: Costes anuales del Sistema (MUSD/año)	33
Tabla 3–30. Escenario 5: Capacidad en potencia por tecnología (MW)	33
Tabla 3–31. Escenario 5-1: Costes anuales del Sistema (MUSD/año)	33

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1-1. Línea de interconexión eléctrica para Centroamérica [5].	2
Figura 1-2. Niveles de Tensión Sistema Eléctrico de Honduras [8]	3
Figura 1-3. Histórico demanda de energía y máxima demanda de potencia anual [11]	3
Figura 1-4. Curva de producción plantas solares, eólico y geotérmica (GWh) [12]	4
Figura 1-5. Curva de producción plantas térmicas e hidroeléctricas (GWh) [12]	4
Figura 1-6. Comparativa del comportamiento de la demanda en fin de semana y en día laboral (MW)	5
Figura 1-7. Histórico de energía generada por tecnología (GWh) [9]	6
Figura 2-1. Guía de proceso	7
Figura 2-2. Esquema general del modelo EnergyPlan [18]	8
Figura 2-3. Esquema general de la red de electricidad [18]	8
Figura 2-4. Ficha de entrada para la demanda de energía [18]	9
Figura 2-5. Ficha de entrada para suministro de energía [18]	10
Figura 2-6. Ficha de entrada para la distribución del combustible [18]	11
Figura 2-7. Ficha de entrada para generación renovable variable [18]	11
Figura 2-8. Ficha de entrada para almacenamiento [18]	12
Figura 2-9. Ventana gráfica para el ingreso de datos técnicos de almacenamiento [18]	13
Figura 3-1. Proyección mensual de la generación por tecnología (MW)	20
Figura 3-2. Porcentaje de proyección de energía generada por tipo de combustible	20
Figura 3-3. Proyección de la producción de energía que puede y no exportarse (MWh)	21
Figura 3-4. Proyección de la producción de energía exportable ante reducción de FV-eólico (MWh)	21
Figura 3-5. Proyección de importación ante reducción de producción fotovoltaica	24
Figura 3-6. Caso 2: Comparativa de costes anuales del sistema (MUSD/año)	27
Figura 3-7. Comportamiento de la producción con almacenamiento ante reducción de producción eólico y fotovoltaica	29
Figura 3-8. Resultados de incorporar almacenamiento a la matriz de generación del sistema.	29

Notación

EOR	Ente Operador Regional
CRIE	Comisión Regional de Integración Económica
MER	Mercado Eléctrico Regional
LGIE	Ley General de la Industria Eléctrica
MEN	Mercado Eléctrico Nacional
ODS	Operador del Sistema de Honduras
CREE	Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
SIN	Sistema Interconectado Nacional
DE	Demanda anual de electricidad
de	Demanda anual 2019 de electricidad
tc	Tasa de crecimiento de la demanda
PES	Suministro de energía primaria
RES	Fuente renovable variable
CO2	Emisión dióxido de carbono
CV	Coste variable
O&M	Coste operación y mantenimiento fijo
PHES	Almacenamiento de energía hidroeléctrica por bombeo
CAES	Almacenamiento por aire comprimido
CEEP	Exceso de producción de energía que no puede exportarse
EEP	Exceso de producción de energía que puede exportarse
VAN	Valor actualizado neto
Ah	Ahorro del sistema
I	Inversión total de la matriz de generación en el sistema
K	Tasa de descuento
I _x	Inversión total por potencia para cada tecnología de generación
C _x	Capacidad en potencia por tecnología de generación
P	Potencia para cada tecnología de generación
I _{anual-x}	Coste de inversión anual por tecnología de generación
P _{COF-x}	Costes fijos de operación y mantenimiento en porcentaje de la inversión

1 INTRODUCCIÓN

Con la definición de los objetivos y el conocimiento del marco regulatorio regional y nacional, se fundamenta el historial que determina la situación actual de Honduras, incidiendo en la motivación y para el desarrollo de éste trabajo.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo general

El objetivo general del trabajo es realizar un análisis del Sistema Eléctrico de Honduras con diferentes escenarios para optimizar la alta penetración de generación renovable.

1.1.2. Objetivos específicos

- Modelar el sistema eléctrico de referencia para el período de un año.
- Desarrollar análisis técnico y económico del Sistema eléctrico de Honduras.
- Identificar nuevos escenarios para mejora al sistema de referencia.
- Examinar la idoneidad de la herramienta informática EnergyPlan para el análisis técnico y económico del sistema eléctrico de Honduras

1.2. Contexto Regulatorio Legal Regional del Subsector Eléctrico

El 13 de diciembre de 1991 se crea el Sistema de la Integración Centroamérica, conformado por ocho países, siendo cada país un sistema: Costa Rica, El Salvador, Guatemala, Honduras, Nicaragua, Panamá, Belice y Republica Dominicana, convirtiéndose en una región de paz, libertad y desarrollo [1].

En 1996, se suscribe el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, donde los países de Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá adquieren el compromiso de integrar sus sistemas eléctricos, materializándose con el proyecto para interconectar los sistemas de la región Centroamericana; el cual consta de la línea de transmisión de aproximadamente 1796,2 kilómetros a una tensión de 230 Kv, 28 bahías en 15 subestaciones y con la capacidad para transportar 300 MW de energía, a lo que se le determina como la Línea SIEPAC [2] [3].

El Tratado actúa mediante los organismos de operación y regulación del Mercado Eléctrico Regional: Ente Operador Regional (EOR) y la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE). Siendo así, como se crea un mercado eléctrico regional (MER), superpuesto a los mercados eléctricos nacionales con el objetivo que cada país disponga de un sistema de transmisión con criterios de calidad y seguridad, mayor capacidad de transmisión, integración a gran escala de las energías renovables y reducción en el coste de la generación, mediante la realización de transacciones de energía eléctrica empleando diferentes mecanismos de mercado, tal como se establece en el artículo 4 del Tratado Marco: “ *El mercado operará como una actividad permanente de transacciones comerciales de electricidad, con intercambios de corto plazo, derivados de un despacho de energía con criterio económico regional y mediante contratos de mediano y largo plazo entre los agentes. El mercado debe evolucionar gradualmente de una situación inicial/limitada hacia una más amplia, abierta y competitiva, apoyado en la infraestructura existente y futura, tanto nacional como regional.* ” [2] [4]



Figura 1-1. Línea de interconexión eléctrica para Centroamérica [5].

1.3. Contexto Regulatorio Legal Nacional del Subsector Eléctrico

En 1957, mediante decreto # 48-1957 se crea en Honduras la Empresa Nacional de Energía Eléctrica (ENEE), como empresa estatal integrada verticalmente en sus componentes de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica. En 1994 (decreto # 158-94) se da la primera reforma del subsector eléctrico hondureño, implementaba un modelo de mercado de único comprador, iniciando la ENEE a contratar el servicio de suministro de energía y potencia a generadores privados. A fin de potenciar tal acción, en el 2007 se crea la Ley de Promoción a la Generación de Energía Eléctrica con Recursos Renovables y su reforma (decretos # 70-2007, 138-2013), con el objetivo de incentivar a la producción de energía con recursos renovables que retribuyan a la reducción de la contaminación, generación empleo, conservación de los recursos naturales y esencialmente a la estabilidad de precios de la energía a largo plazo [6] [7].

Sin embargo, ante la necesidad de armonizar la legislación del subsector eléctrico hondureño con el Tratado Marco del Mercado Eléctrico Centroamericano, en 2014 se da la segunda reforma (decreto # 404-2013), creando la Ley General de la Industria Eléctrica (LGIE), con el propósito de crear un mercado abierto y competitivo, aplicando nuevas reglas para la operación y funcionamiento del subsector:

- Conformación de un nuevo modelo de mercado de energía eléctrica: Mercado Eléctrico Nacional (MEN), regulado y administrado por los organismos creados; Operador del Sistema (ODS) y de la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica (CREE).
- Modernización de la ENEE: Escindirse en una empresa de generación, una de transmisión y operación del sistema y al menos una de distribución.

El proceso de escisión y normativa no se ejecutó en su totalidad, dando lugar que la nueva administración Nacional implementara en 2022 una tercer reforma con la “*Ley Especial para Garantizar el Servicio de la Energía Eléctrica como un Bien Público de Seguridad Nacional y un Derecho Humano de Naturaleza Económica y Social*” [6], retornando a la ENEE, las facultades de administrar al mercado mayorista y operar el Sistema Interconectado Nacional.

1.4. Descripción del Sistema Eléctrico de Honduras

El Sistema Interconectado Nacional está conformado por la red de transmisión con niveles de tensión de 69, 138 y 230 Kv, longitudes de las líneas de aproximadamente 700, 1,025 y 1,015 km, totalizando 2741,5 km de líneas de transmisión, donde 845,86 km son líneas de 69 kV, 923 km de 138 kV y 971,65 km son de 230 kV y una red de distribución con niveles de 34,5 y 13,8 kV [8].



Figura 1-2. Niveles de Tensión Sistema Eléctrico de Honduras [8]

Adicionalmente, existen cuatro sistemas aislados que no están conectados al SIN: La Mosquitia con 0.8 MW instalados, Roatán con una potencia instalada de 40.70 MW, Isla de Utila con 5.60 MW, Isla de Guanaja con 2.35 MW [9] [10].

1.4.1. Demanda

La Figura 1-3, indica como la demanda del sistema históricamente ha ido en crecimiento, para el período 2007 – 2019 la tasa anual de crecimiento fue del 4.5% [11] a excepción del año 2020 que se redujo a consecuencia de las medidas aplicadas para el control de la pandemia Covid-19, declarada el 30 de enero del 2020 por la Organización Mundial de la Salud como una emergencia de salud pública a nivel internacional.

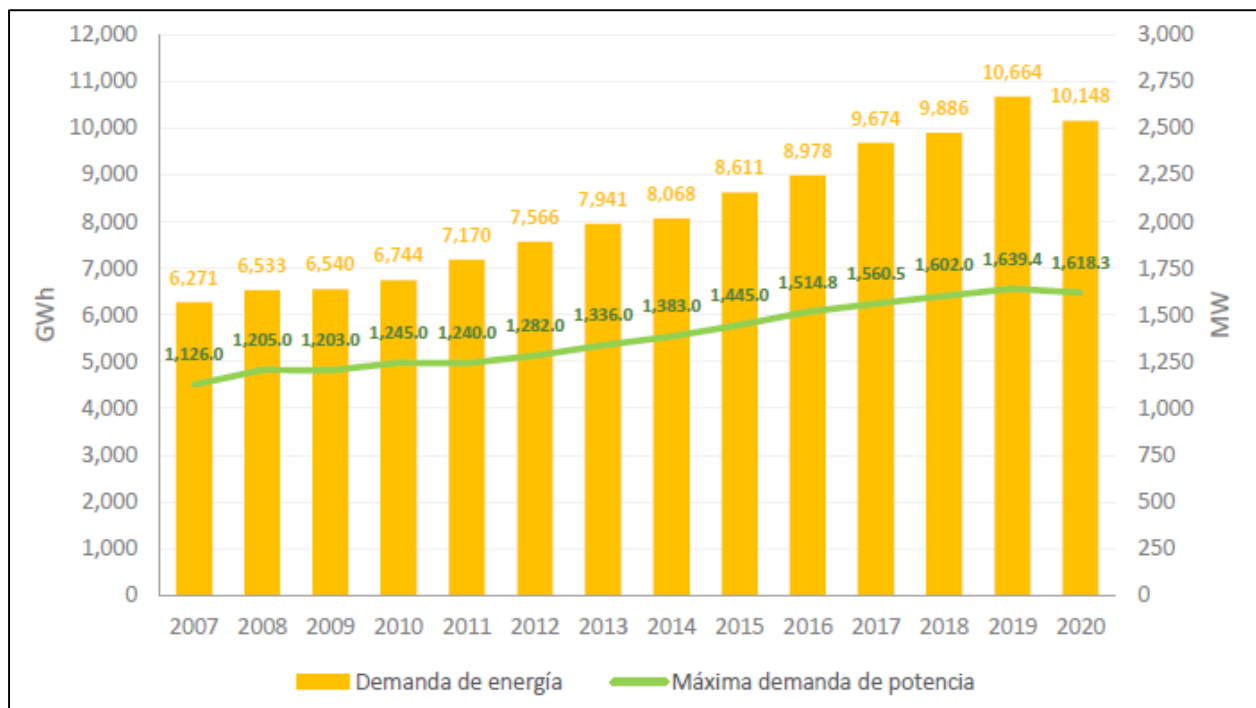


Figura 1-3. Histórico demanda de energía y máxima demanda de potencia anual [11]

La demanda del sistema es abastecida en su mayoría mediante la compra en el mercado de contratos de suministro de energía y potencia (PPA), adicionalmente en el mercado de oportunidad Nacional y Regional, en conformidad con la curva de generación por tecnología, que puede verse afectada por la estacionalidad del país.

A continuación, se presentan las curvas de producción para planta eólica, solar, hidroeléctrica, geotérmica y térmica para el año 2021 en donde las máximas producciones se dan entre los meses de febrero-abril (verano) para solar, eólica en julio y diciembre, hidroeléctrica entre septiembre-octubre (invierno), la geotérmica permanece constante y la térmica con picos máximos entre los meses de abril-junio, septiembre-octubre.

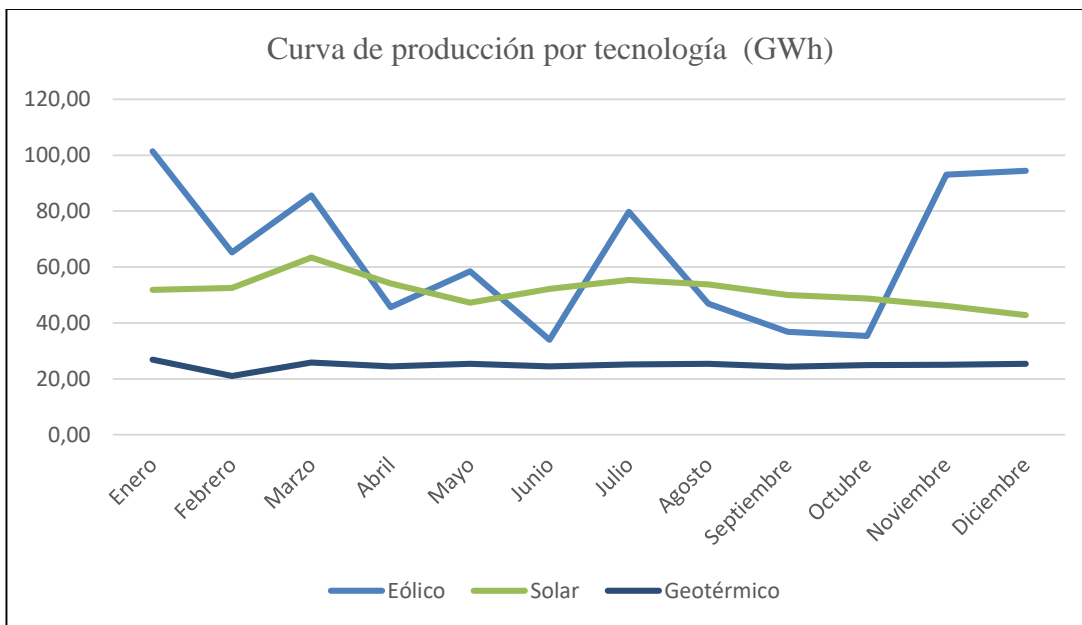


Figura 1-4. Curva de producción plantas solares, eólico y geotérmica (GWh) [12]

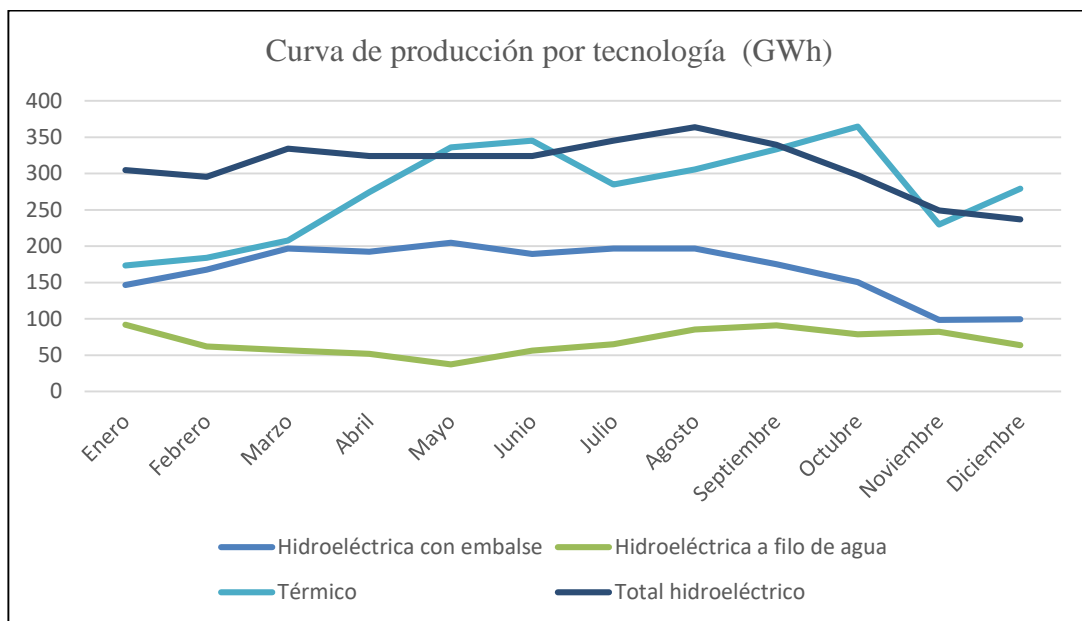


Figura 1-5. Curva de producción plantas térmicas e hidroeléctricas (GWh) [12]

La curva horaria de la demanda eléctrica está caracterizada por dos picos que se presentan entre las horas de 11:00 a 13:00 y de las 18:00 a las 20:00, correspondiente a las horas de almuerzo y cena, para los días laborales la demanda es menor y la máxima demanda de potencia puede presentarse entre los meses de febrero, marzo, abril o mayo.

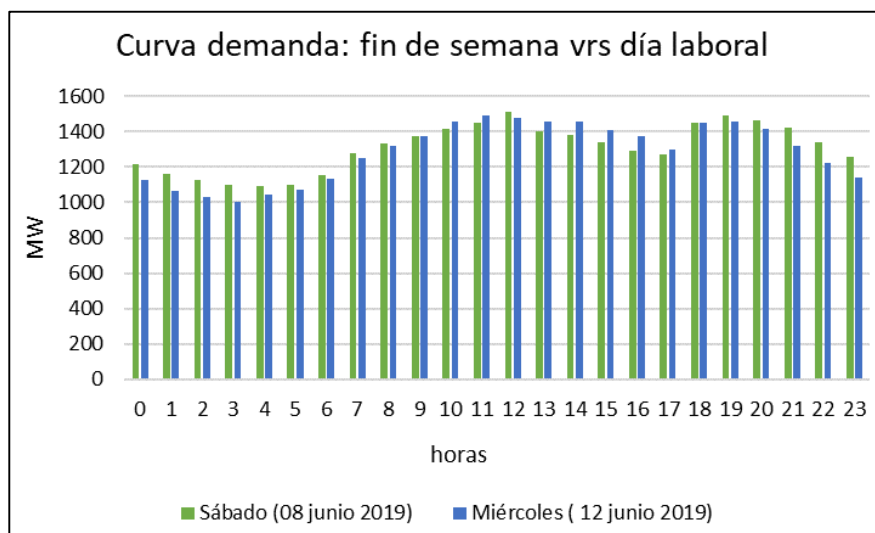


Figura 1-6. Comparativa del comportamiento de la demanda en fin de semana y en día laboral (MW)

1.4.2. Sistema de Generación

La matriz de generación ha ido diversificándose a partir del año 2015 por la aplicación de la segunda reforma al subsector a fin de cumplir con los compromisos internacionales de transformar la matriz de generación a 80% de producción renovable para el año 2038 [13].

La producción de energía para el año 2021 fue de 9649,00 GWh como resultado del 27,15% generación hidroeléctrica nacional con embalse, 11,60% plantas hidro fluyente privado, 0,04% de generación térmica nacional, 34,34% plantas térmicas privadas, , 4,83% plantas biomasa, 8,05% parque eólico, 10,91% parque fotovoltaico y 3,09% geotérmica, correspondiente a un total del 65,63% renovable y el 38,52% térmico [12]. Al presentarse déficit de generación se cumplimenta con importaciones entre un 1 a 3% anual [14].

Tabla 1–1. Potencia Instalada 2020-2022 (MW) [9] [14]

Tipo de Generación	2020		2021	2022
	MW	Porcentaje	MW	MW
Generación hidráulica	836,82	28,49%	848,9	918,9
Generación con combustible fósil	989,35	33,68%	869,9	869,9
Carbón coque	105,00	3,58%	105,00	105,00
Biomasa	221,29	7,53%	221,3	221,3
FV (solar)	510,78	17,39%	510,78	510,78
Eólica	235,00	8,00%	235,00	235,00
Geotérmica	39,00	1,33%	39,00	39,00

1.5. Motivación

Con las reformas implementadas en el subsector eléctrico hondureño, ha impulsado que la energía generada con tecnología renovable en los últimos años se incrementara, la Figura 1-7, presenta la evolución de la penetración renovable al sistema interconectado Nacional.

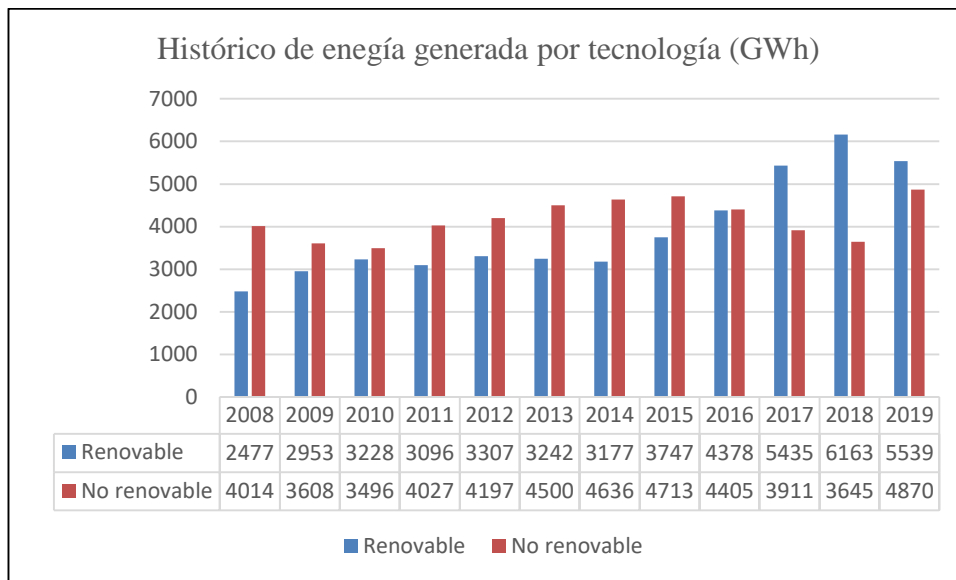


Figura 1-7. Histórico de energía generada por tecnología (GWh) [9]

La alta integración renovable especialmente de tecnologías con incertidumbre y variabilidad como ser la eólica y solar requieren de estrategias óptimas para el sistema de suministro eléctrico [15].

El Centro Nacional de Despacho limita a la capacidad de generación eólica y fotovoltaica, con el propósito de que el despacho sea realizado bajo los criterios de seguridad para el Sistema Interconectado Nacional (SIN), se estima que diariamente se realiza limitaciones de 276 MWh [16], principalmente por la alta variabilidad de generación eólica, fotovoltaica, baja demanda, estado de emergencia, evitar sobrecarga en los puntos de transformación de la zona norte, mantenimientos, mejora de reserva secundaria, huecos de tensión, fallas o indisponibilidad del SIN y derrame de agua en embalses de centrales hidroeléctricas estatales.

Ante este panorama, es necesario que haya una adecuada planificación de la generación y la transmisión acorde con la política energética del país.

El aplicar una herramienta que facilite el análisis del comportamiento del sistema ante una matriz de generación diversificada con alto porcentaje de energía renovable y con la finalidad de proyectar escenarios que optimicen al recurso renovable no convencional en beneficio del consumidor final, implica una ayuda para evaluar el impacto técnico y económico a corto plazo del sistema eléctrico e insumo para la investigación y formulación de normativas para la administración de nuevas tecnologías.

2 METODOLOGÍA

El presente capítulo detalla un proceso lógico de acciones que desde mi motivación hasta el planteamiento de nuevos escenarios para mejoras al Sistema Eléctrico Hondureño dan como resultado éste trabajo.

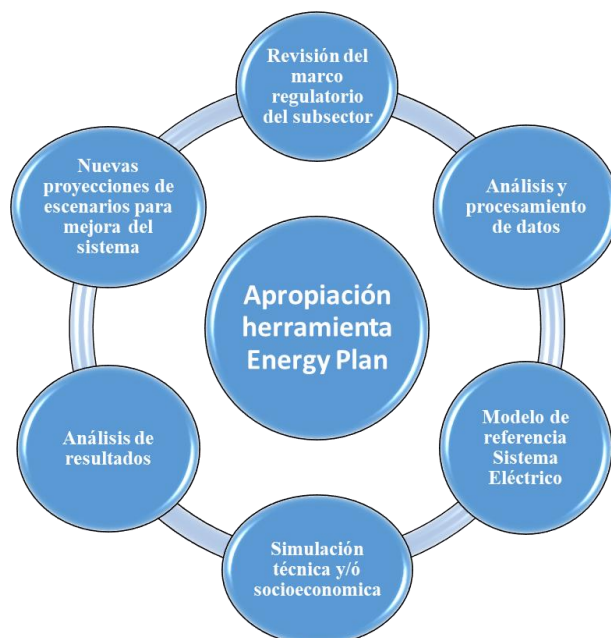


Figura 2-1. Guía de proceso

La Figura 2-1 muestra la interrelación del proceso, centralizado con la apropiación de la herramienta hasta el análisis de resultados, proyectando nuevos escenarios para la mejora de sistema eléctrico de acorde a necesidades y prioridades.

2.1. Modelo Informático para Análisis de Sistemas de Energía

El modelo EnergyPlan, es un modelo determinista de entradas y salidas para análisis de sistemas energéticos de manera horaria para un año, realiza simulación técnica o económica, integrando diferentes tecnologías a redes de electricidad, gas, calefacción urbana, refrigeración y transporte [17].

El análisis técnico identifica la solución que consuma menos combustible minimizando las importaciones o exportaciones de electricidad, en cambio la simulación económica es reducir los costes partiendo de los costes económicos asociados a cada tecnología de generación [18].

En la figura 2.2, se muestra el esquema general del modelo, que consta de seis componentes principales:

- Demanda: Se considera para calefacción, electricidad, refrigeración, transporte y desalinización.
- Suministro: Unidades para producción de energía; cogeneración, eólica, fotovoltaica, centrales eléctricas térmicas, geotérmica, hidroeléctricas, biogás, biomasa.
- Almacenamiento: electricidad, térmico y de combustibles.

- Coste: combustible, impuestos, costes operativos variables y fijos y costes de inversión.
- Simulación: simula al sistema creado mediante requerimientos técnicos y económicos.
- Salida: resultados de la simulación, proporciona los costes del sistema, cuantifica las emisiones de dióxido de carbono y balance de energía considerando las exportaciones e importaciones.

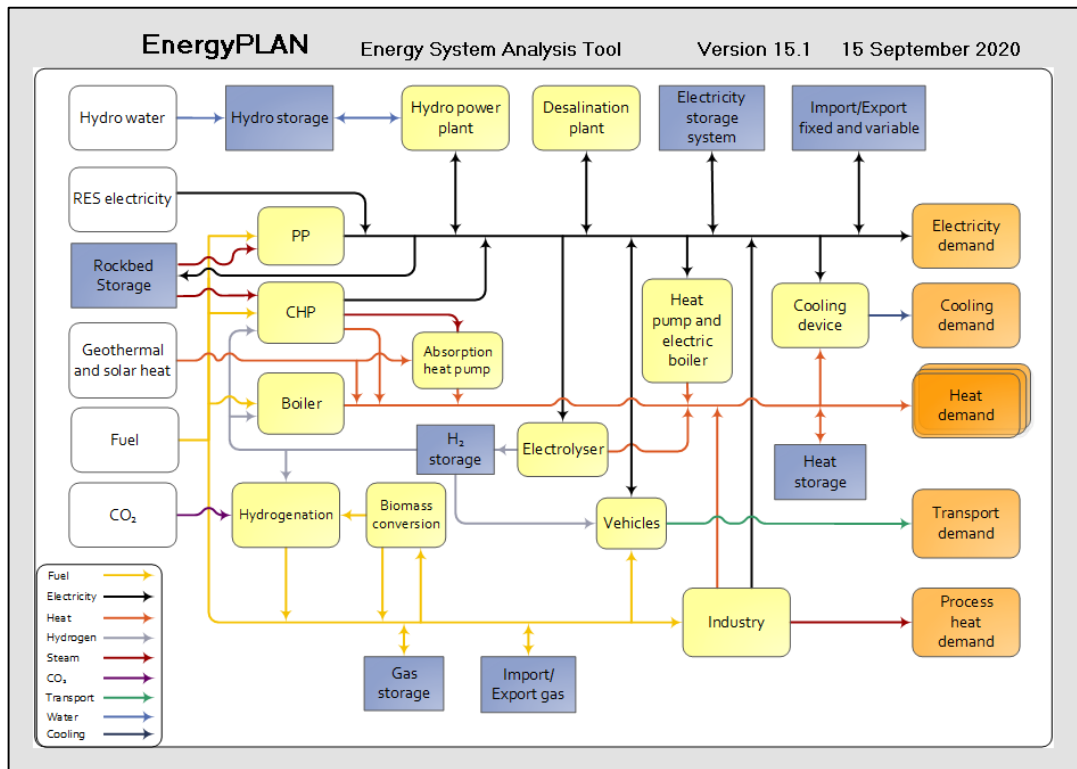


Figura 2-2. Esquema general del modelo EnergyPlan [18]

Para el desarrollo del trabajo se consideró únicamente la red de electricidad, por lo que en las secciones siguientes se presenta la descripción de los ficheros de entradas y las salidas para cada componente que define al sistema de estudio para electricidad.

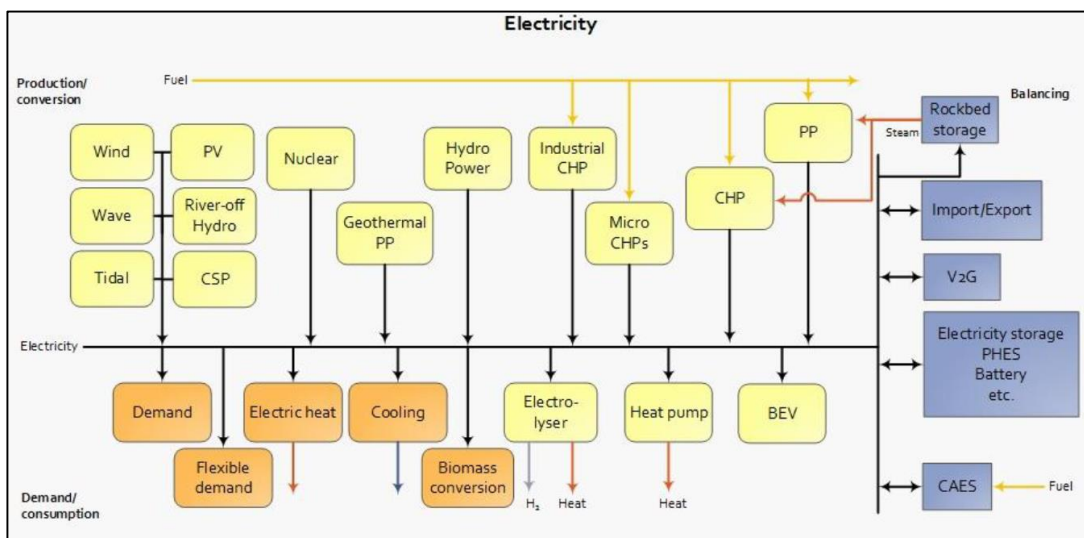


Figura 2-3. Esquema general de la red de electricidad [18]

2.1.1. Definición del Sistema Energético

En las siguientes secciones se expone los componentes y la obtención de los datos técnicos y económicos para crear el modelo base del sistema eléctrico hondureño.

2.1.1.1. Demanda

Los datos técnicos utilizados como entrada en la ficha de demanda son la demanda total para un año con su archivo de distribución horaria, conteniendo 8784 datos en formato de texto.

Se analizó el comportamiento de la demanda de energía para los años 2019 y 2020, encontrándose en el año 2020 desplazamiento en la curva de demanda por efecto de las medidas implementadas para la pandemia COVID-19, por lo que se empleó la demanda anual de energía para el año 2019, con tasa de crecimiento del 4.5% anual, proyectándola hasta el año 2025, en la Tabla 2-1 se presentan los resultados.

Se desarrolló un programa en Matlab para procesar los datos a utilizar en el archivo de distribución horaria de la demanda, datos proporcionados por el Operador del Sistema de Honduras.

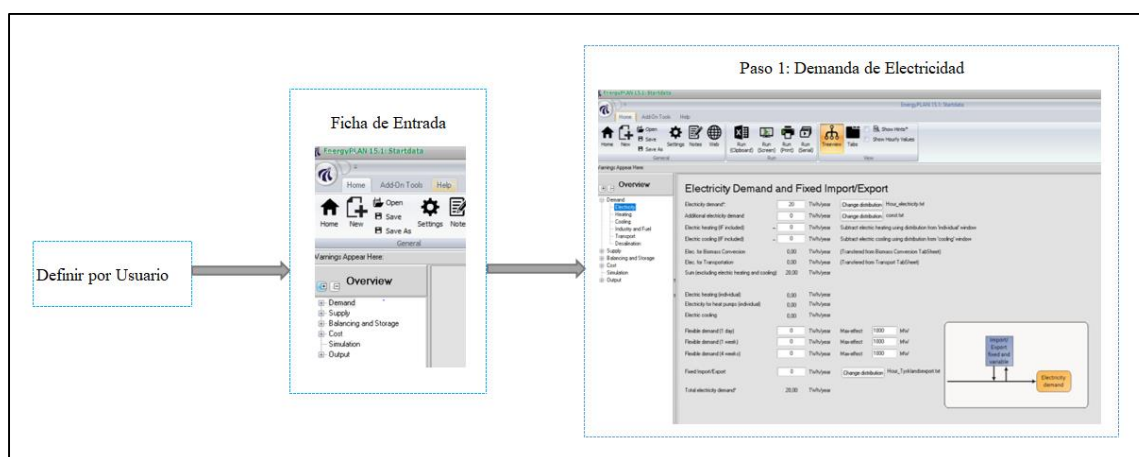


Figura 2-4. Ficha de entrada para la demanda de energía [18]

Tabla 2–1. Proyección de la demanda (TWh/año)

Año	TWh/año
2022	10,87
2023	11,36
2024	11,87
2025	12,40

2.1.1.2. Suministro

En la Figura 2.5, se detallan las entradas que pueden considerarse en la ficha de suministro de energía, siendo de nuestro interés modelar las centrales eléctricas (térmicas, geotérmica, hidroeléctrica con embalse), generación con energía renovable variable (eólico, fotovoltaico, hidroeléctrica con agua fluyente), la distribución de combustible para las centrales y emisiones de dióxido de carbono contenido en los combustibles.

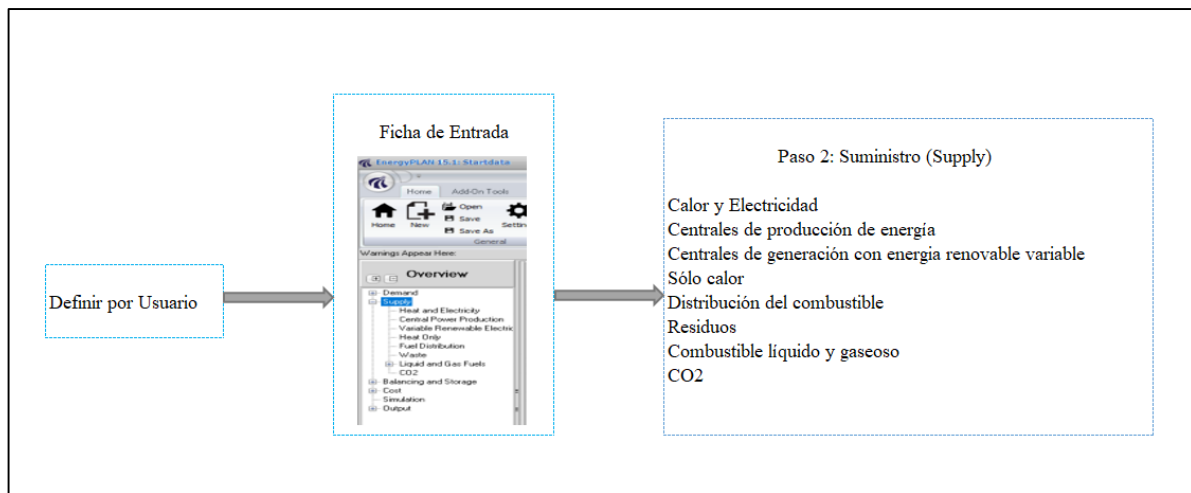


Figura 2-5. Ficha de entrada para suministro de energía [18]

En el modelado de las centrales eléctricas se requiere los datos de entrada de la capacidad en MW, eficiencia de la planta y su archivo de distribución horaria de la producción, a excepción de la central térmica que se emplea una distribución del combustible.

El programa considera dos categorías para el ingreso de datos si existen centrales eléctricas térmicas que utilizan combustibles (gas natural, carbón, fueloil, biomasa) para generar:

1. Únicamente electricidad.
2. Calefacción y electricidad.

Dada la combinación de centrales en el sistema eléctrico hondureño, centrales con eficiencia alta y bajo coste, alto coste con eficiencia baja [19], se totalizó la capacidad instalada de las centrales eléctricas sumando las potencias de las plantas de carbón, búnker, diésel y biomasa de la matriz de generación 2022, indicado en la Tabla 1-1 e ingresando el dato en la casilla correspondiente a “únicamente electricidad”.

En la distribución del combustible, la producción de carbón en el año 2020 fue 0,42 TWh/año, 0,38 TWh/año para el 2021, al no presentar mayor diferencia en la producción ente los años 2020 y 2021, debido que no hubo aumento de la potencia [9] se consideró la producción del 2020 fija y una producción variable proporcional a la capacidad total instalada únicamente para el petróleo y biomasa de 0,79 y 0,2 TWh/año. La distribución de combustible variará según la capacidad instalada por fuente de generación considerada.

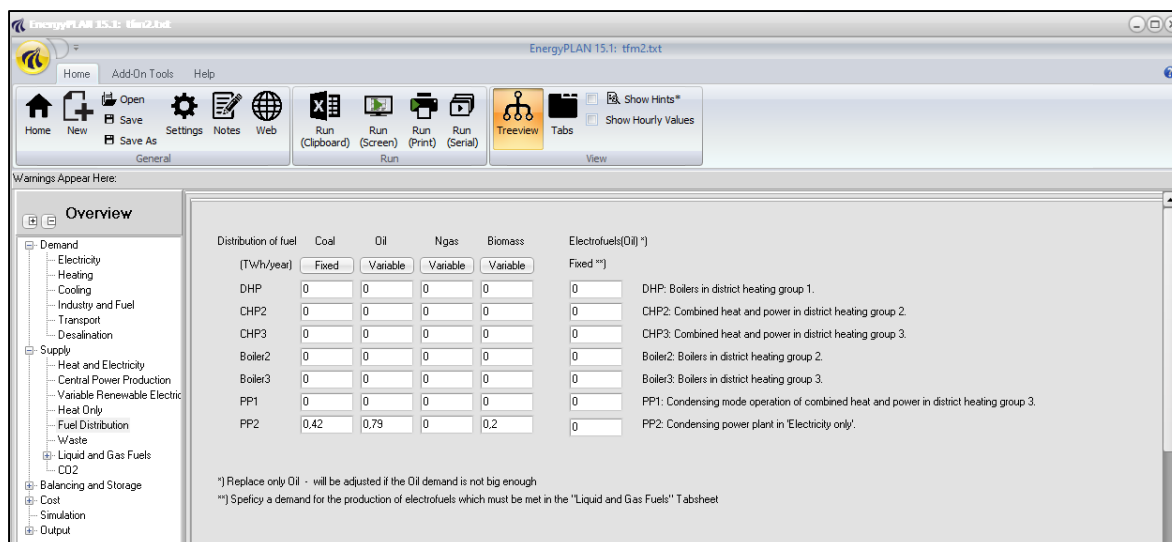


Figura 2-6. Ficha de entrada para la distribución del combustible [18]

Para la generación hidroeléctrica con embalse se consideró un archivo de distribución horaria constante, considerando el comportamiento de la producción anual y siendo una planta base en el sistema.

Las centrales eólica, solar e hidroeléctrica de agua fluyente se utilizó como base la capacidad para el año 2022 indicado en Tabla 1-1 con su archivo de distribución horaria, adicionalmente se puede ingresar una cuota para la estabilización de la red y un factor de corrección entre 0-1 en donde el modelo ajusta la distribución horaria ingresada, identificando las horas de menor producción e incrementando sin exceder la producción a plena carga, para las horas 0 no hay modificación [19].

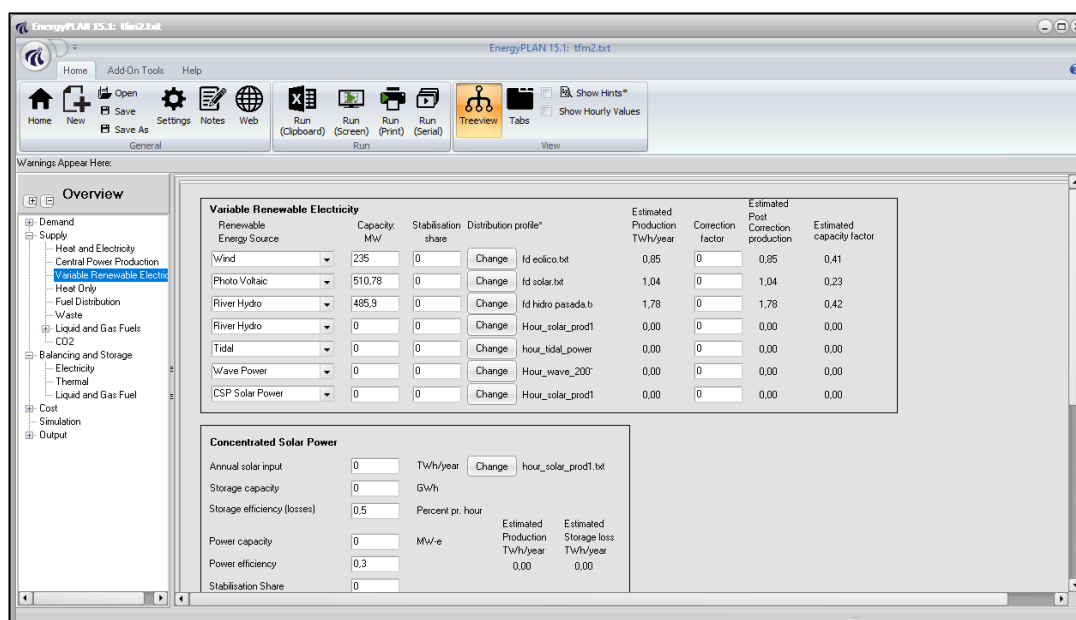


Figura 2-7. Ficha de entrada para generación renovable variable [18]

Finalmente, para los factores de emisión de carbono EnergyPlan requiere los datos en unidades de Kg/GJ, habiéndose realizado una revisión en Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) y la Dirección de Planeamiento de la Secretaría de Energía de Honduras, para el combustible de gas licuado, biocombustible, gas natural y carbón coque se emplearon los factores para la categoría de combustión estacionaria (KgCO₂/TJ) [20] [22] y para diésel, fueloil y gasolina se utilizó el factor (tCO₂/MWh) específico para Honduras [21].

Tabla 2–2. Factores de emisión gases de efecto invernadero por combustible (Kg/GJ)

Combustible	tCO2/MWh	KgCO2/TJ	Kg/GJ
Diésel, fueloil y gasolina	0,6092		169,22
Gas licuado de petróleo GLP		63100	63,10
Biocombustible		100000	100,00
Gas natural		56100	56,10
Carbón coque		97500	97,50

2.1.1.3. Almacenamiento

El modelo considera tecnologías de almacenamiento de calor, electricidad e hidrógeno y almacenamiento de aire comprimido (CAES).

EnergyPlan modela el almacenamiento de electricidad como almacenamiento de energía hidroeléctrica por bombeo (PHES), con la opción de permitir el funcionamiento simultáneo de la turbina y bomba, es decir, almacena el exceso de energía y entrega cuando es requerido para el balance y estabilidad de la red, por lo que puede emplearse para modelar otro tipo de tecnologías como pueden ser almacenamiento con baterías.

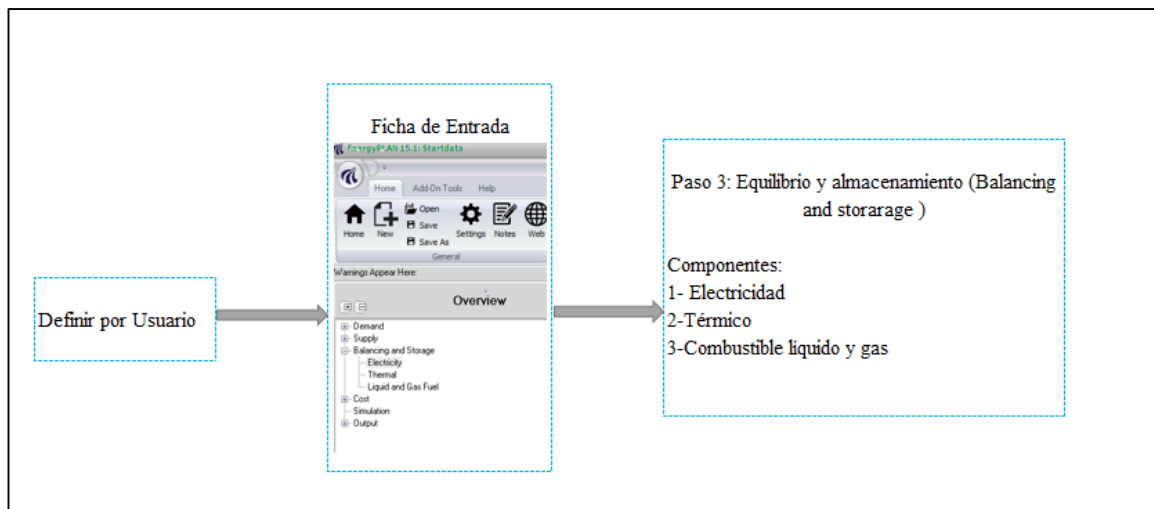


Figura 2-8. Ficha de entrada para almacenamiento [18]

Los datos técnicos requeridos son el almacenamiento en GWh, la capacidad y eficiencia para la turbina- bomba, en [23] se considera la estructura de los costes y dimensionamiento del sistema de almacenamiento con baterías de 50 MW/200MWh (almacenamiento para 4 horas), siendo la referencia en los datos iniciales para la simulación e ir en aumento hasta minimizar el exceso de producción renovable que no puede ser exportada por la restricción de la línea de interconexión regional, suplir la demanda y así obtener el óptimo del sistema.

Tabla 2-3. Datos técnicos iniciales para almacenamiento con baterías [23]

Tecnología	MW	Eficiencia
Turbina	50	0,8
Bomba	50	0,8

En la Figura 2-9 se ilustra la ventana gráfica para el ingreso de los datos requeridos.

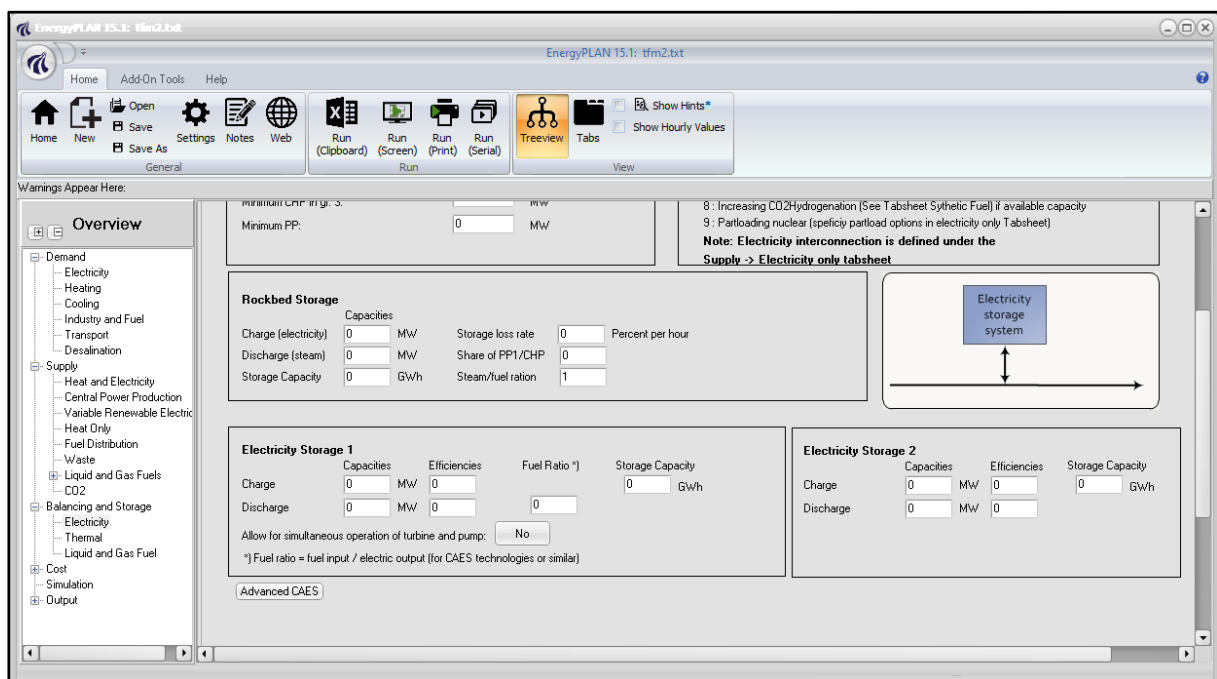


Figura 2-9. Ventana gráfica para el ingreso de datos técnicos de almacenamiento [18]

2.1.1.4. Coste

Se requiere de un archivo de inicialización para los costes del sistema, el programa incluye plantillas que pueden utilizarse como base, para nuestro estudio se creó una plantilla con la información que se investigó para Honduras y la región de América.

Se definen los siguientes costes:

1. Costes de inversión, operación y mantenimiento fijo por tecnología.
2. Combustible.
3. Costes de operación y mantenimiento variable.
4. Emisión de dióxido de carbono.

En la ficha de costes de inversión, el modelo requiere las capacidades en potencia para las centrales de generación por tecnología, el precio por unidad, tiempo de vida útil de la central, los costes fijos de operación y mantenimiento expresado en porcentaje del coste de inversión y una tasa de descuento.

La ecuación 2-1 indica el cálculo para la inversión total por potencia para cada tecnología (I_x), donde C_x es la capacidad y P el precio por unidad.

$$I_x = C_x * P \quad (2-1)$$

EnergyPlan calcula para cada tecnología de generación los costes anuales de inversión como se indica en ecuación 2-2 y de operación y mantenimiento fijo, ecuación 2-3.

Siendo n el tiempo de vida útil en años por tecnología, k la tasa de descuento y P_{COF-x} los costes fijos de operación y mantenimiento expresados en porcentaje del coste la inversión.

$$I_{anual-x} = I_x * k / [1 - (1 + k)^{-n}] \quad (2-2)$$

$$I_{COF-x} = P_{COF-x} * I_x \quad (2-3)$$

Los costes para las centrales con combustión interna (búnker y gas natural), son el producto de la revisión, análisis y comparativa de tres fuentes; base de datos del programa EnergyPlan [24], informe de la Comisión Federal de México [25] y del Operador del Sistema Hondureño [11], para el carbón se consideró el coste de operación y mantenimiento de la base de datos del programa EnergyPlan [24] y para el coste de inversión se consultó a desarrolladores de este tipo de centrales en el medio local, obteniéndose así los datos indicados en la tabla 2-4. Las centrales de biomasa se modelaron con los costes definidos para la tecnología de búnker.

Tabla 2-4. Costes de instalación centrales de generación de combustión interna (MUSD/MW)

Tecnología	Coste Inversión MUSD/MW	O&M fijo (% inversión)	Período Años
Búnker	0,946	3,7	25
Gas natural	0,747	3,7	25
Carbón	1,2	1,6	25

Para las plantas de generación fotovoltaica, hidroeléctrica, geotérmica y eólica los datos seleccionados fueron para la región de Centroamérica basados en información publicada por IRENA [26]. Las centrales hidroeléctricas presentan un mayor coste de operación y mantenimiento fijo respecto a las demás tecnologías.

Tabla 2–5. Costes de instalación centrales de generación con fuente renovable

Tecnología	Coste Inversión (MUSD/MW)	O&M fijo (% de la inversión)	Período (años)
FV (solar)	1,101	1	25
Eólica	2,062	1,5	25
Geotérmica	4,468	1,5	30
Hidroeléctrica de agua fluyente	2,459	3,0	50
Hidroeléctrica con embalse	1,870	2,2	50

Para modelar la capacidad de interconexión se supone que la producción de energía es proveniente de una hidroeléctrica con embalse.

A fin de definir los costes de combustible en las tecnologías de motores a combustión interna, gas natural, carbón y biomasa, el precio del búnker (heavy fuel oil) se basa en la publicación “Short Term Energy Outlook” [27], donde se declaran las proyecciones a corto plazo del petróleo crudo (West Texas Intermediate Crude Oil Spot Price WTI), considerando que el búnker es un derivado, su precios son proporcionales por lo que de acuerdo a [19] se aplicó la relación entre el crudo y fuel oil de 1 a 0,70, en el diésel de 1 a 1,25.

Para el precio del gas natural se utiliza la proyección del EIA al Henry Hub que para el mes de julio del 2022 fue de 7,28 dólar por MMBtu [27], sumando los costes asociados para utilizar el combustible en el puerto de Honduras se emplearon para éste estudio los datos proporcionados por el Operador del Sistema de Honduras [11], al igual que para los precios del carbón. Para la biomasa se utilizó la data de costes de EnergyPlan, que define una proyección desde el 2015 hasta el año 2035 [24].

Tabla 2–6. Proyección precio de combustible petróleo crudo (USD/barril)

Tecnología	2021	2022	2023
Petróleo crudo	68,21	98,71	89,13

Tabla 2–7. Proyección de precio por combustible utilizado (USD/GJ)

Combustible	2021	2022	2023
Fueloil	7,8	11,29	10,19
Diésel	13,93	20,16	18,30
Gas Natural	7,6	7,45	7,55
Carbón	4,21	4,13	4,06
Biomasa	4,61	4,61	6,02

En los costes variables de operación y mantenimiento para las centrales hidroeléctricas se considera la estimación por IRENA de 3 USD/MWh [26], para la geotérmica no se obtuvo datos de la región por lo que se utilizó la base de datos de costes proporcionados por EnergyPlan que es de 15,06 USD/MWh [24] y para las plantas térmica se consultó con desarrolladores de proyectos proporcionando una proyección de 7,3 USD/MWh para plantas que generen con búnker. Sin embargo, estos costes pueden presentar variaciones significativas en función de las tecnologías aplicadas en el sistema.

Y concluyendo con el archivo de costes, para el precio de emisiones se ha considerado el dato de EnergyPlan de 11,04 USD t/CO₂ [24] y una tasa de descuento real del 9% aplicable a las actividades de generación en Honduras, fue el resultado de la consultoría desarrollada por Mercados Energéticos Consultores para la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica [11].

Tabla 2–8. Costes variables de O&M (USD/MWh)

Tecnología	USD/MWh
Hydroeléctrica	3
Térmica	7,3
Geotérmica	15,06

2.1.2. Simulación técnica

La simulación técnica realiza un análisis del sistema considerando la restricción en la capacidad de la línea de interconexión regional para la exportación/importación, las estrategias de regulación establecidas que reduzcan el exceso de producción renovable que no puede ser exportada y el porcentaje de la capacidad en potencia de las centrales eléctricas para estabilizar la red con el objetivo de encontrar el óptimo del sistema creado y satisfacer la demanda. El resultado es un balance energético anual y las emisiones de CO₂.

La simulación técnica tiene cuatro opciones:

1. Equilibrio de la demanda de calor.
2. Equilibrio de la demanda de calor y electricidad.
3. Equilibrio de la demanda de calor y electricidad para la estabilización de la red.
4. Equilibrio de la demanda de calor con triple tarifa.

Hay siete estrategias principales de regulación que minimizan el exceso de producción, siendo posible especificar una o más que tendrán prioridad según el orden establecido:

1. Reducción de RES1 y RES2.
2. Reducción de la producción de la cogeneración en el grupo 2.
3. Reducción de la producción de la cogeneración en el grupo 2.
4. Sustitución de la producción de la caldera por la calefacción en el grupo 2.
5. Sustitución de la producción de la caldera por la calefacción en el grupo 2.
6. Reducción de RES3.

7. Reducción de producción combinando RES1, RES2 y RES3

Para nuestro estudio se definió a RES1 para eólica, RES2 fotovoltaica y RES3 hidroeléctrica de agua fluuyente y aplicó la opción 3 de simulación, reduce la producción de centrales eléctricas y de cogeneración cuando hay exceso de producción renovable y si es necesario reduce la cogeneración para la estabilidad de la red, de esta manera se optimiza la producción renovable.

2.1.3. Simulación económica

El análisis económico busca obtener la solución de menor coste para el Sistema, se ejecuta por dos categorías:

1. Costes socioeconómicos: Minimizar los costes de proporcionar la energía al usuario final, para ello los impuestos no son incluidos, se puede ejecutar por los siguientes pasos:
 - Determinar el funcionamiento óptimo del Sistema, con el mínimo de exceso de producción que no puede exportarse al no disponer de la capacidad de transmisión necesaria por la restricción de la línea de interconexión regional, mínimo de importaciones y de emisiones de dióxido de carbono (análisis técnico).
 - Identificar el coste asociado a la simulación técnica mediante el archivo de costes creado.
2. Coste económico: Los impuestos son incluidos, reflejando el costo real.

Obteniendo el coste del sistema asociado al análisis técnico para cada escenario, se evalúa la rentabilidad de las inversiones en el parque de generación del sistema, mediante la obtención del valor actualizado neto de una inversión (VAN) indicado en la ecuación 2-4. Siendo N el número de años que dura la inversión, k_n la tasa de descuento para cada uno de los años y Ah_n el ahorro por cada año.

La ecuación 2-5 indica el cálculo para el ahorro en el sistema, siendo el coste del escenario 2 con demanda de 12,4 TWh/año la referencia para cada nuevo escenario desarrollado con esa misma demanda.

Para este trabajo se calcula el ahorro para el sistema para un año y se considera que es el mismo para todo el periodo de estudio ($Ah_n=Ah$), con la misma tasa de descuento en todos los años ($k_n=k$), siendo una simplificación de la realidad, lo que la ecuación 2-4 se reduce a la ecuación 2-6. Siendo I la inversión adicional sobre el escenario de referencia.

$$VAN(I) = -I + \sum_{n=1}^N Ah_n = -I + \sum_{n=1}^N \frac{Ah_n}{\prod_{n=1}^N (1+K_n)} \quad (2-4)$$

$$Ah_n = \text{coste escenario referencia} - \text{coste nuevo escenario} \quad (2-5)$$

$$VAN(I) = -I + Ah \frac{(1+K)^N - 1}{K(1+K)^N} \quad (2-6)$$

La tasa de descuento utilizada es del 9% aplicable para las actividades de generación en Honduras [11] a un período de 25 años, adicionalmente se evalúa considerando una tasa del 5% y a 30 años en cada escenario, como se indica en la Tabla 2-9.

Tabla 2-9. Datos utilizados para cálculo del V.A.N.

Escenario	Tasa de descuento		Período (años)	
	9 %	5%	25	30

3 RESULTADOS Y ANÁLISIS

En el presente capítulo se exponen los resultados y análisis obtenidos de la aplicabilidad del procedimiento descrito en la sección anterior a los diferentes escenarios formulados para la mejora al sistema eléctrico hondureño.

3.1. Resultado de simulación y análisis

Partiendo de análisis técnico y económico del modelo de referencia del Sistema Eléctrico de Honduras, se simularon nuevos escenarios que contribuyan al planeamiento energético del Sistema.

3.1.1. Escenario Base

En la ecuación 3-1 se presenta el cálculo para la demanda del sistema base, utilizando la demanda total y horaria por energía del sistema Nacional en el año 2019, se le aplicó un crecimiento del 4,5% para proyectar la demanda 2022 con su correspondiente archivo de distribución horaria, obteniendo una demanda de 10,87 TWh/año proyectada para el 2022.

La Tabla 3-1 detalla los datos técnicos requeridos para las centrales de generación de energía eléctrica que conforman la matriz energética para el 2022, adicionalmente para la generación hidroeléctrica con embalse, hidroeléctrica fluyente, geotérmica, eólica, FV solar se requiere del archivo de distribución horaria para el período de un año.

$$DE = de + tc \quad (3-1)$$

Tabla 3-1. Datos técnicos por tecnología para el caso base: modelo de referencia

Central de generación	Potencia (MW)	Eficiencia
Hidráulica de embalse	433,00	0,85
Hidráulica fluyente	485,90	
Térmica	1196,20	0,47
FV (solar)	510,78	
Eólica	235,00	
Geotérmica	39,00	0,23
Línea de interconexión regional	300,00	

La tabla 3-2 detalla los considerandos para simular el escenario base.

Tabla 3–2. Parámetros técnicos para simular escenario base: modelo de referencia

Escenario base: Modelo de referencia		
Categoría de simulación	Requerimientos para estabilización de la red eléctrica	Criterio para regular exceso de producción
3-técnica	Ninguna	Ninguna

La tabla 3-3 y 3-4 detallan los resultados de las variables de estudio; la producción primaria de energía en el sistema (PES), las emisiones de dióxido de carbono, exportación e importación de energía, exceso de producción de energía que no puede exportarse por la restricción en la capacidad de la línea de interconexión regional (CEEP) y coste total anual del sistema.

Para el escenario base, la demanda del sistema es abastecida sin requerir de la importación y exportación de energía.

Tabla 3–3. Escenario base: Resultados simulación

Coste anual del sistema	CEEP	Total PES	Exportación	Importación	CO2
MUSD/año	TWh/año	TWh/año	TWh/año	TWh/año	TWh/año
0	0	16,73	0	0	5,315

Tabla 3–4. Proyección mensual de la generación por tecnología (MW)

Mes	Demanda	Eólica	FV	Hidroeléctrica fluyente	Hidroeléctrica con embalse	Térmica	Geotérmica
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW
Enero	1124	153	119	242	195	380	34
Febrero	1227	123	129	183	195	570	27
Marzo	1245	134	140	139	195	605	32
Abril	1255	67	123	141	195	697	32
Mayo	1306	34	103	185	195	756	34
Junio	1282	90	124	212	195	628	34
Julio	1267	133	127	179	195	600	33
Agosto	1303	92	124	177	195	683	34
Septiembre	1292	50	119	197	195	699	33
Octubre	1241	37	112	305	195	559	33
Noviembre	1185	118	110	262	195	468	34
Diciembre	1124	138	98	208	195	454	31
Total (TWh/año):	10,87	0,85	1,04	1,78	1,71	5,19	0,29
Porcentaje	100%	8%	10%	16%	16%	48%	3%

La producción de energía renovable es del 5,67 TWh/año correspondiente a un 52% y la no renovable de 5,19 TWh/año (48%). En la Figura 3-1 se representa el comportamiento de la proyección mensual por tecnología para el período de un año y en la Figura 3-2 el porcentaje de energía generada por tipo de combustible.

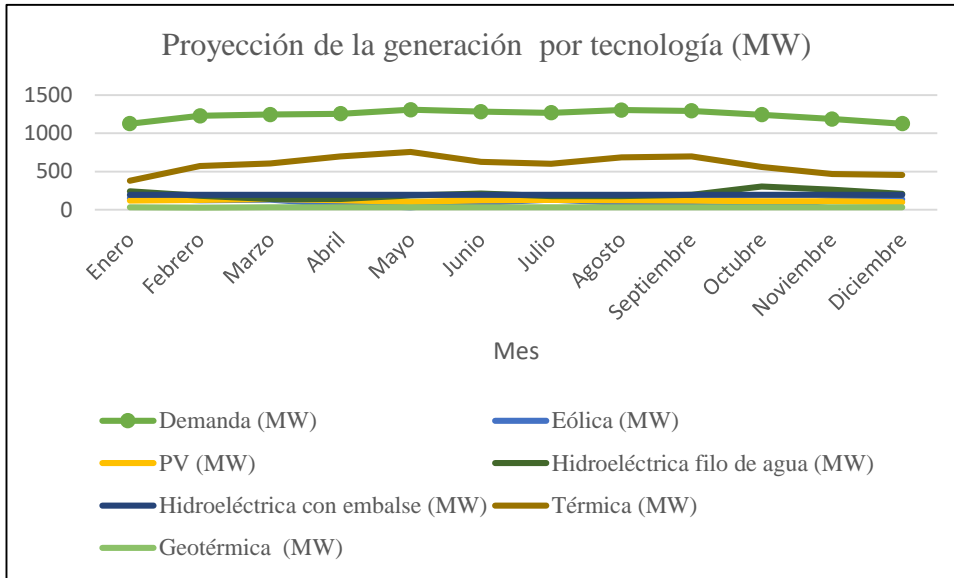


Figura 3-1. Proyección mensual de la generación por tecnología (MW)

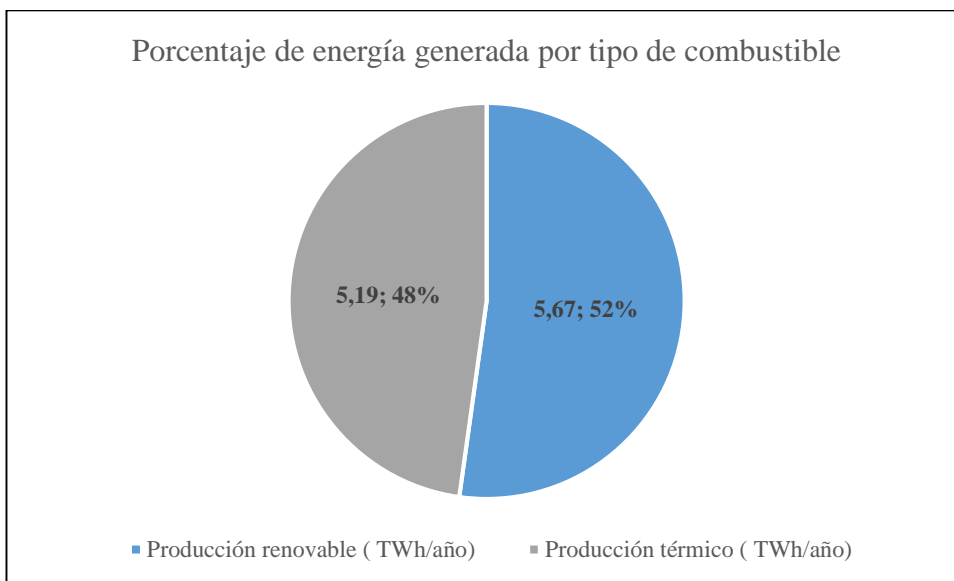


Figura 3-2. Porcentaje de proyección de energía generada por tipo de combustible

3.1.2 Escenario 1: Análisis técnico y económico al Escenario Base

Para éste caso de estudio se selecciona el desarrollo del escenario base y se le ingresa el archivo de costes creado según lo indicado en la sección 2.1.1.4, se simula definiendo los parámetros técnicos establecidos en la Tabla 3-5 y el requerimiento para estabilizar la red, el cual es un porcentaje de la capacidad en potencia de las centrales eléctricas para proporcionar el servicio de regulación de frecuencia y evitar desequilibrio entre la oferta y demanda del sistema, adicionalmente se estableció un mínimo técnico de la potencia térmica de 300 MW.

Tabla 3–5. Escenario 1: Parámetros técnicos para simulación

Escenario 1			
Categoría de simulación	Requerimientos para estabilización de la red eléctrica	Criterio para regular exceso de producción	Mínimo técnico térmico (MW)
3-técnica	10%	1	300

A consecuencia del requerimiento para estabilizar la red y la cuota mínima de producción térmica, se obtiene que 0,078 TWh/año de la producción de energía sea exportable por no superar la capacidad de la línea de interconexión regional (EEP) y 0,000662 TWh/año no pueda exportarse.

Al aplicar el criterio para regular el exceso de producción con la reducción de la generación eólica y solar descrito en la sección 2.1.2, se elimina el exceso de generación que no puede exportarse, evitando de ésta manera el valor inadvertido de potencia en las transferencias pactadas entre las áreas de control e incurrir en penalizaciones económicas para el Sistema Nacional Hondureño.

En la a Figura 3-3 y 3-4 se visualiza la proyección de la producción de energía que puede y no exportarse y el efecto cuando se reduce la producción eólica y solar.

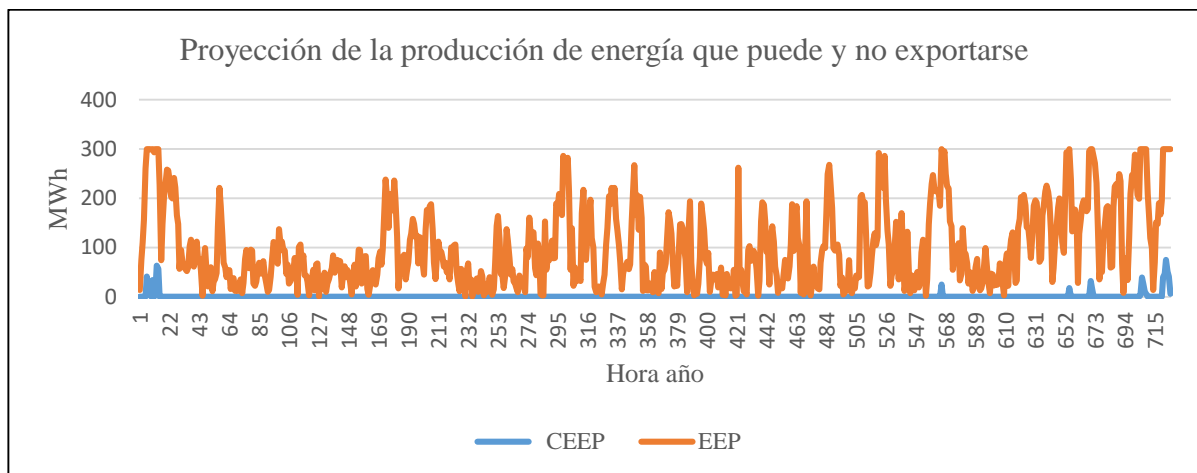


Figura 3-3. Proyección de la producción de energía que puede y no exportarse (MWh)

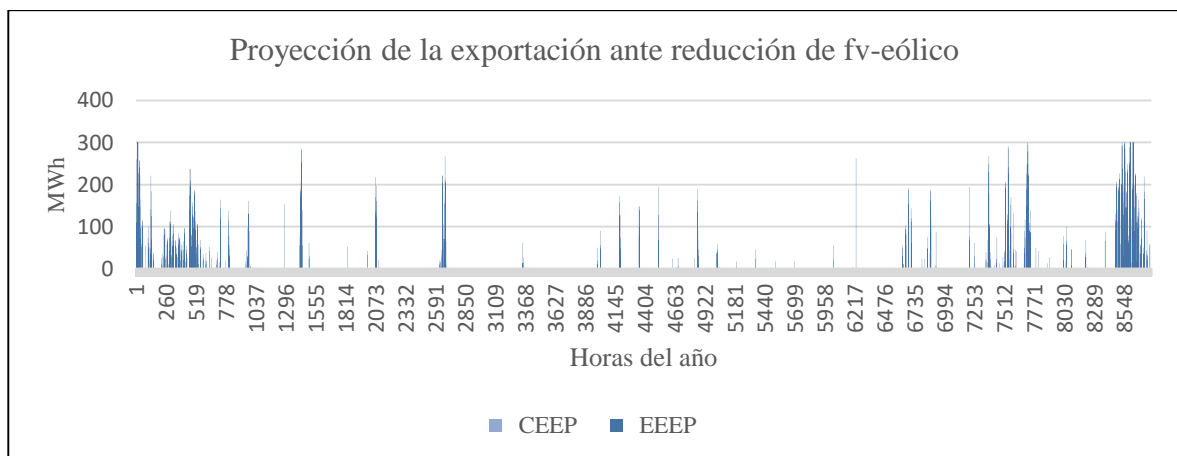


Figura 3-4. Proyección de la producción de energía exportable ante reducción de FV-eólico (MWh)

A continuación, se indican los costes asociados a la simulación técnica del sistema en escenario 1.

Tabla 3–6. Escenario 1: Costes anuales del Sistema (MUSD/año)

Escenario	Coste total del sistema	CV	O&M fijo	Coste de inversión anual	Coste Emisiones
	MUSD/año	MUSD/año	MUSD/año	MUSD/año	(MUSD)
Escenario 1	1111,00	515,00	124,00	472,00	59,58

Tabla 3–7. Escenario 1: Costes totales anuales por tecnología de generación (MUSD/año)

Tecnología	Potencia	Coste total de inversión	Coste de inversión anual	Coste de O&M fijo anual
	MW	MUSD	MUSD/Año	MUSD/Año
Térmico	1196,19	1132,00	115,00	42,00
Interconexión	300,00	561,00	51,00	12,00
Eólico	235,00	485,00	49,00	7,00
Fotovoltaico	510,78	562,00	57,00	6,00
Hidroeléctrica fluyente	485,90	1195,00	109,00	36,00
Hidroeléctrica con embalse	433,00	810,00	74,00	18,00
Geotérmica	39,00	174,00	17,00	2,61
Total	3199,87	4919,19	472,00	124,00

3.1.3 Escenario 2: Mayor demanda, menor generación térmica y mayor generación renovable

Con fundamento en el escenario base se desarrolla el escenario 2, a fin de identificar la evolución del sistema eléctrico para el año 2025, en su demanda y matriz energética.

Se proyecta que aplicando la tasa de crecimiento del 4,5%, la demanda incrementará de 10,87 TWh/año (demanda proyectada 2022) a 12,4 TWh/año para el 2025.

En la Tabla 3-8 se identifica las futuras adiciones a la capacidad de generación renovable y reducción en la generación térmica del sistema, consideradas en el Plan Indicativo de la Expansión de la Generación 2022-2031 para el Sistema Interconectado Nacional de Honduras [11].

Para modelar el escenario 5, se considera la proyección de la demanda de 12,4 TWh/año establecida en la Tabla 2-1 y en la Tabla 3-9 se proyectan para el 2025 los costes por MW instalado para la central de generación eólica y solar según la Agencia Internacional de Energía Renovable, sin embargo, en el archivo de costes no se considera cambio para las tecnologías, por la presencia de los fenómenos de Huracanes y pandemia que han

afectado al país que a la fecha no se logra superar, por lo que se utiliza el archivo de coste ingresado para el escenario base.

Tabla 3–8. Escenario 2: adición y reducción de potencia en la matriz de generación por tecnología [11]

Tecnología	Potencia (MW)
Hidroeléctrica fluyente	4,00
Hidroeléctrica con embalse	258,50
FV- solar	100,00
Eólica	100,00
Carbón	-105,00

Tabla 3–9. Escenario 2: Proyección de costes por MW instalado por tecnología de generación, año 2025

Tecnología	Coste Inversión (MUSD/MW)
FV(solar)	0,79
Eólica	1,370

A continuación, se detalla la proyección de precio para los combustibles, se proyecta un incremento para el carbón y biomasa.

Tabla 3–10. Escenario 2: proyección de precio para los combustibles , año 2025 (USD/GJ) [11]

Combustible	2025
Fuel oil	11,29
Gas Natural	7,40
Carbón	4,46
Biomasa	6,024

En las siguientes tablas se presenta los parámetros técnicos considerados en simulación y la potencia por tecnología resultante de aplicar los datos de la Tabla 3-8 en la matriz de generación del escenario base.

Tabla 3–11. Escenario 2: Parámetros técnicos para simulación

Escenario 2			
Categoría de simulación	Requerimientos para estabilización de la red eléctrica	Criterio para regular exceso de producción	Mínimo técnico térmico (MW)
3-técnica	Ninguna	Ninguna	0

Tabla 3–12. Escenario 2: Capacidad en potencia por tecnología

Tecnología	Potencia (MW)
Motor a combustión interna (búnker)	1091,00
Interconexión	300,00
Eólico	335,00
Fotovoltaico	610,78
Hidroeléctrica fluyente	490,00
Hidroeléctrica con embalse	692,00
Geotérmica	39,00
Total	3557,78

Como resultado de simular el escenario 2, con las potencias establecidas en la Tabla 3-12 y los parámetros técnicos en Tabla 3-11, se identifica que para cubrir la demanda se incrementa la importación en las horas donde la contribución en producción fotovoltaica se reduce al no ser una generación constante dado su condicionamiento al recurso y factores naturales y el sistema presenta déficit de potencia firme por la reducción de la capacidad del parque térmico, en Figura 3-5 se observa el comportamiento de sistema.

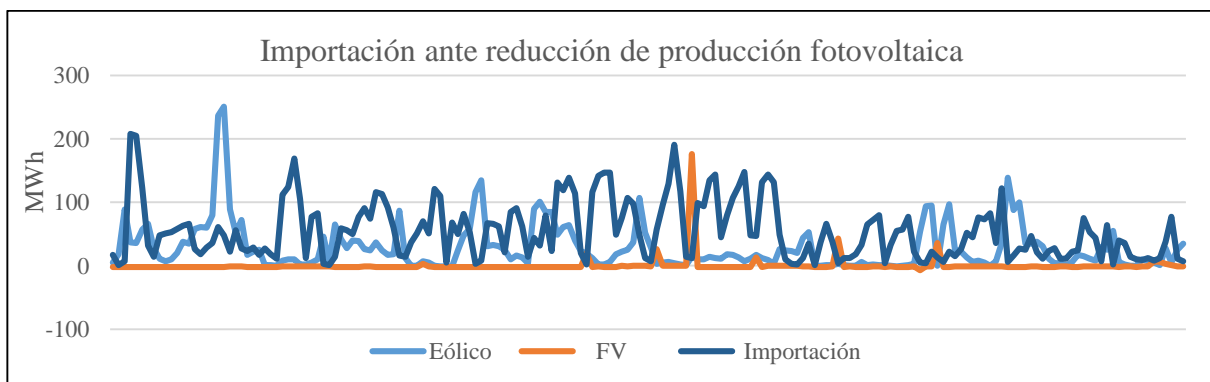


Figura 3-5. Proyección de importación ante reducción de producción fotovoltaica

Los costes resultantes para el sistema y por tecnología de generación se indican en las tablas siguientes:

Tabla 3–13. Escenario 2: Resultados de simulación

Coste total	CEEP	Total PES	Exportación	Importación	CO2
MUSD	TWh/año	TWh/año	TWh/año	TWh/año	TWh/año
1201,44	0	18,17	0,01	0,01	5,295

Tabla 3–14. Escenario 2: Costes anuales del Sistema (MUSD/año)

Escenario	Coste total del sistema	CV	O&M fijo	Coste de inversión anual	Coste Emisiones
	MUSD/año	MUSD/año	MUSD/año	MUSD/año	(MUSD)
Escenario 2	1201,44	527,00	134,52	539,92	58,45

Tabla 3–15. Escenario 2: Costes totales anuales por tecnología de generación (MUSD/año)

Tecnología	Capacidad	Coste de inversión total	Coste de inversión anual	Coste de O&M fijo anual
	MW	MUSD	MUSD/Año	MUSD/Año
Motor a combustión interna (búnker)	1091,00	1032,86	105,00	38,00
Interconexión	300,00	561,00	51,17	12,30
Eólico	335,00	690,77	70,32	10,30
Fotovoltaico	610,78	672,71	68,48	6,72
Hidroeléctrica fluyente	490,00	1204,91	109,90	36,15
Hidroeléctrica con embalse	692,00	1294,04	118,05	28,44
Geotérmica	39,00	174,25	16,90	2,61
Total	3557,58	5630,54	539,92	134,52

Ante el análisis de resultados al escenario 2, se plantean escenarios estableciendo una cuota de producción de las centrales para estabilizar la red, que de acuerdo con el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional en su libro III indica que cada una de las áreas de control debe contar con la reserva rodante de regulación primaria necesaria para limitar las desviaciones de frecuencia durante la operación normal ante la ocurrencia de contingencias, siendo la reserva como mínimo el 5% de la demanda durante los períodos de demanda máxima, media y mínimo [3].

Por lo que se aplicó un porcentaje del 10% y un mínimo térmico de 200 MW habiéndose analizado que anualmente una única planta térmica de 220 MW contribuye con el 14% de la producción total del sistema [12], dado que la plata está ubicada al norte del país y por la característica de la red eléctrica se presenta congestión para transmitir la generación eólica y solar del sur al norte, siendo en el sur dónde está el parque eólico y solar, por lo que la planta térmica opera como una central base y de regulación. La Tabla 3-16 presenta los requerimientos técnicos para la simulación.

Tabla 3–16. Escenario 2: Parámetros técnicos para proyección de escenarios

Escenarios					
Escenario	Categoría de simulación	Requerimiento para estabilizar la red eléctrica	Producción térmica mínima	Sistema de almacenamiento	Reducción renovable
		%	MWh	GWh	
Esc. 2-a	3-técnica	10	200	No	No
Esc. 2-b	3-técnica	10	200	No	FV, eólico
Esc. 2-c	3-técnica	10	200	No	Eólico, FV, hidro

Al modelar el escenario 2 con el requerimiento para estabilizar a la red y con el mínimo térmico se genera excedente en la producción que no puede exportarse, minimizándose al limitar la generación eólica, solar e hidroeléctrica. La Tabla 3-17 presenta los resultados.

Tabla 3–17. Escenario 2: Resultados de variables de estudio por escenario

Escenario	Coste anual	EEP	CEEP	Producción de energía total exportable	Importación
	MUSD	TWh/año	TWh/año	TWh/año	TWh/año
Escenario 2	1201,44	0,010	0	0,01	0,010
Esc. a	1207,44	0,065669	0,000935	0,066604	0,010024
Esc. b	1207,44	0,065669	0	0,65669	0,010024
Esc. c	1207,44	0,065669	0	0,065696	0,010018

La Tabla 3-18 muestra el balance de la producción de energía por tecnología luego de limitar a la generación eólica, solar e hidroeléctrica.

Tabla 3–18. Proyección de la producción de energía para cada tecnología y escenarios (TWh/año)

Escenario	Eólico	FV	Hidro fluyente	Hidro con embalse	Térmico	Geotérmica.
	TWh/año	TWh/año	TWh/año	TWh/año	TWh/año	TWh/año
Escenario 2	1,21841	1,249465	1,794108	2,731824	5,179517	0,286531
Esc. a	1,217488	1,249447	1,794108	2,731824	5,179517	0,286531
Esc. b	1,217648	1,255957	1,78756	2,731824	5,179517	0,286531
Esc. c	1,21841	1,249465	1,794108	2,731824	5,179517	0,286531

Se evidencia en Figura 3.6 que al establecer un mínimo de producción térmico los costes variables anuales se incrementan y por ende el coste del sistema.

Tabla 3–19. Costes anuales del Sistema para escenario 2-a, 2-b, 2-c (MUSD/año)

Escenario	Coste total del sistema	CV	O&M fijo	Coste de inversión anual	Coste Emisiones
	MUSD/año	MUSD/año	MUSD/año	MUSD/año	(MUSD)
Escenario 2-a, 2-b, 2-c	1207,44	533,00	134,52	539,92	59,14

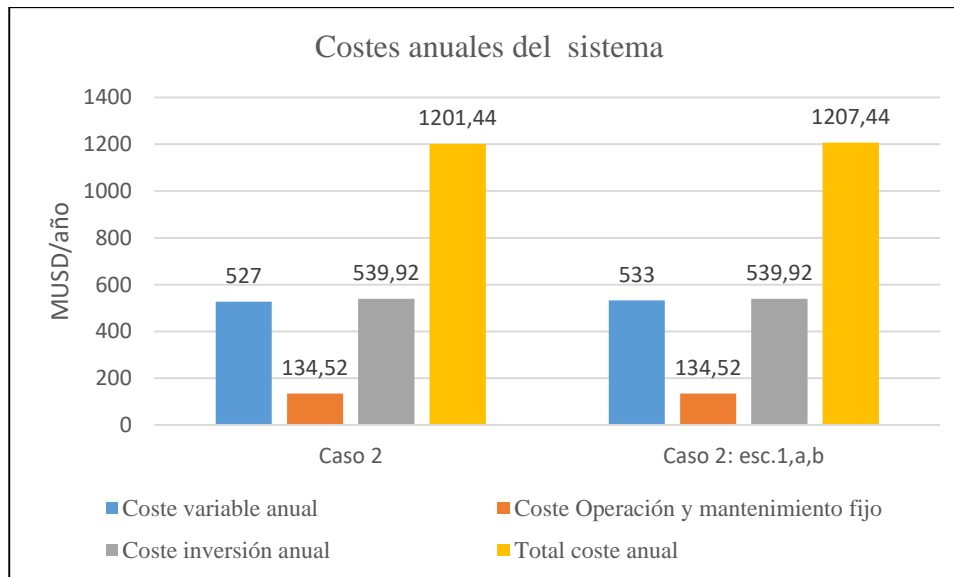


Figura 3-6. Caso 2: Comparativa de costes anuales del sistema (MUSD/año)

Concluyendo para el escenario 2, se presenta un análisis para cuantificar monetariamente la energía en exceso que está disponible pero no puede ser despachada.

De acuerdo al boletín de la Empresa Nacional de Energía Eléctrica, actualmente la producción de energía eólica y solar es proveniente de la compra por medio de contratos de suministro de energía y potencia entre la ENEE y la empresa privada [14] [12], mismos que pueden consultarse en la biblioteca de la Universidad Nacional Autónoma de Honduras [28], de dónde se obtuvo la ecuación 3-2 y 3-3.

$$(IIS_i) = PBE_{ik} * EI_i \quad (3-2)$$

$$(EI_i) = (HI_i - 6) * CME * FPG \quad (3-3)$$

Tabla 3–20. Nomenclatura para ecuación 3-2 y 3-3

Variable	Descripción
IIS_i	Pago por indemnización por indisponibilidad del SIN
PBE_{ik}	Precio base de la energía para el mes i del año k
EI_i	Energía Mensual a indemnizar (MWh)
HI_i	Cantidad de hora acumulada de indisponibilidad
CME	Capacidad máxima a entregar
FPG	Factor de planta garantizado

De los resultados de la simulación para el escenario 2-a se obtuvo que 0,065669TWh/año de la producción es exportable y 0,000935 TWh/año no lo sea. En el supuesto que la capacidad máxima sea de 610,78 MW de solar a un precio base de 114.14 USD/MWh, una hora acumulada de indisponibilidad mensual y un factor de planta de 14%, se obtiene un coste estimado mensual de 9758,97 USD para la energía disponible que no puede ser despachada, implicando un coste adicional para el sistema.

3.1.4 Escenario 3: Sistema de almacenamiento con baterías conectado a la red.

Para modelar el escenario 3, se consideró los datos de demanda y de capacidades de generación por tecnología empleados para el escenario 2, incorporando un sistema de almacenamiento con baterías conectado a la red del sistema eléctrico interconectado de Honduras.

Los 28 GWh para el sistema de almacenamiento indicado en la Tabla 3-21, fue el resultado de aplicar el procedimiento detallado en la sección 2.1.1.3.

Tabla 3–21. Escenario 3: Parámetros técnicos para simulación

Escenarios					
Escenario	Categoría de simulación	Requerimiento para estabilizar la red eléctrica	Producción térmica mínima	Sistema de almacenamiento	Reducción renovable
		%	MWh	GWh	
Escenario 3	3-técnica	10	200	28	No

Ante la incorporación del sistema de almacenamiento con baterías conectada a la red, se modifica el archivo de costes, aplicando el precio proyectado para los combustibles indicados en la Tabla 3-10 y adicionando los costes asociados a la tecnología de almacenamiento, suponiendo baterías tipo Litio-ION LFP, capacidad superior a 1000 MW con 4 horas de duración [23] [29] .

Tabla 3–22. Costes de instalación sistema de almacenamiento con baterías (MUSD/GWh)

Tecnología	Coste Inversión (MUSD/GWh)	O&M fijo (% de la inversión)	Período (años)
Almacenamiento-baterías	363	1,7	10

Como resultado de incorporar los 28 GWh de almacenamiento con baterías a la matriz de generación, se reduce la producción renovable que no puede exportarse y la importación, supliendo con la producción térmica (PP2) la demanda máxima en el horario nocturno ante la reducción de generación eólica y fotovoltaica, como se indica en la figura 3-7 y 3-8, sin embargo, cuando en las horas del día hay una sobreproducción fotovoltaica se reduce la producción térmica permitiendo la exportación de la generación fotovoltaica.

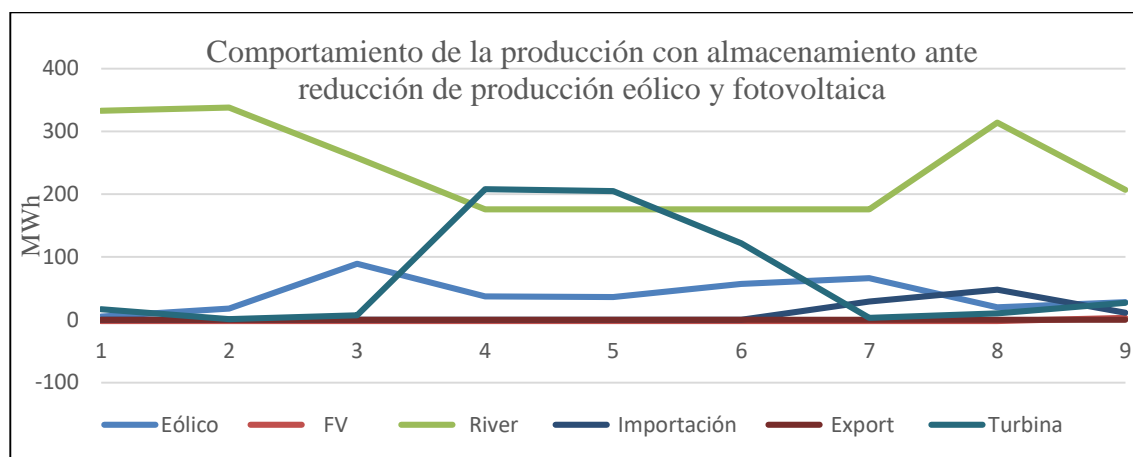


Figura 3-7. Comportamiento de la producción con almacenamiento ante reducción de producción eólico y fotovoltaica

Hora	Demand	Eólico	FV	River	Hydro	PP2	Geother	Importac	Export	CEEP	EEP	Turbina
19	1756	5	-2	333	311	1091	0	0	0	0	0	17
20	1757	18	-2	338	311	1091	0	0	0	0	0	1
21	1754	89	-2	258	311	1091	0	0	0	0	0	7
19	1820	37	-2	176	311	1091	0	0	0	0	0	208
20	1816	36	-2	176	311	1091	0	0	0	0	0	205
21	1755	57	-2	176	311	1091	0	0	0	0	0	122
22	1674	66	-2	176	311	1091	0	29	0	0	0	3
19	1826	20	-2	314	311	1091	34	48	0	0	0	10
18	1705	28	3	207	311	1091	26	11	0	0	0	27

Figura 3-8. Resultados de incorporar almacenamiento a la matriz de generación del sistema.

En la Tabla 3-23 se presentan los costes del sistema como resultado de incorporar el sistema de almacenamiento.

Tabla 3–23. Escenario 3: Costes anuales del Sistema (MUSD/año)

Escenario	Coste total del sistema	CV	O&M fijo	Coste de inversión anual	Coste Emisiones	VAN (tasa 9% a 25 años)
	MUSD/año	MUSD/año	MUSD/año	MUSD/año	(MUSD)	MUSD
Escenario 3	2964,00	533,00	308,00	2123,00	59,14	-11868,02

Si en lugar del sistema de almacenamiento se aumenta la capacidad de transmisión de la línea de interconexión regional a 400 MW, se elimina el exceso de producción que no puede exportarse y el coste del sistema se reduce a 1229,00 MUSD/año sin considerar el coste por reforzar la línea, que según el departamento de estudios eléctricos del Centro Nacional de Despacho para una fase a 230 KV es de 245,000 USD/Km (incluye herrares, mano de obra, torre), siendo un estimado de 440,07 MUSD por los 1796,2 KM de línea y comparando con el coste de inversión del sistema de almacenamiento que es de 10164,00 MUSD, ampliar la capacidad en línea presenta un ahorro en la inversión, sin embargo este escenario se condiciona por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central entre los países que lo conforman.

3.1.5 Escenario 4: Incorporación de generación con gas natural

Analizados los casos anteriormente descritos y ante la evolución de los precios del combustible, se presenta la necesidad de obtener una matriz de generación con la capacidad de regulación y con menores costes para el Sistema.

El escenario 4 se modela incorporando la capacidad de 350 MW de generación con motores de combustión interna a base de gas natural al parque térmico del escenario 2 y aplicando los parámetros técnicos de la Tabla 3-24.

Para obtener finalmente los 350 MW, se simuló inicialmente desde 100 MW e incrementándose hasta obtener un óptimo con la reducción de importaciones, el exceso de producción que no pueda exportarse y satisfaciendo la demanda del sistema.

Tabla 3–24. Escenario 4: Parámetros técnicos para simulación

Escenarios					
Escenario	Categoría de simulación	Requerimiento para estabilizar la red eléctrica	Producción térmica mínima	Sistema de almacenamiento	Reducción renovable
		%	MWh	GWh	
Escenario 4	3-técnica	10	200	No	Eólico-FV

La Tabla 3-25 indica los resultados de las variables técnicas que permite comparar y evaluar los casos desarrollados en secciones anteriores, destacando que para el escenario 4 la importación se elimina por el hecho de incrementar la capacidad de potencia en las centrales térmicas (potencia firme).

Los costes obtenidos se presentan en la Tabla 3-26 y 3-27.

Tabla 3–25. Comparación de variables de estudio por escenario

Escenario	Coste anual	EEP	CEEP	Exportación	Importación
	MUSD	TWh/añual	TWh/añual	TWh/añual	TWh/añual
Escenario 1	1111,00	0,078	0,000662	0,078662	0,000009
Escenario 2	1201,44	0,010	0	0,01	0,010
Escenario 2-a	1207,44	0,065669	0,000935	0,066604	0,010024
Escenario 2-b	1207,44	0,065669	0	0,65669	0,010024
Esc. 2-c	1207,44	0,065669	0	0,065696	0,010018
Escenario 3	2964,00	0,065669	0	0,065669	0,009424
Escenario 4	1208,84	0,065669	0	0,065669	0

Tabla 3–26. Escenario 4: Costes anuales del Sistema (MUSD/año)

Escenario	Coste total del sistema	CV	O&M fijo	Coste de inversión anual	Coste Emisiones	VAN (tasa 9% a 25 años)
	MUSD/año	MUSD/año	MUSD/año	MUSD/año	(MUSD)	MUSD
Escenario 4	1208,84	498,00	144,19	566,65	50,97	-12,64

Tabla 3–27. Caso 4: Costes totales anuales por tecnología de generación (MUSD/año)

Tecnología	Potencia	Coste de inversión total	Coste de inversión anual	Coste de O&M fijo anual
	MW	MUSD	MUSD/Año	MUSD/Año
Motor de combustión interna (búnker)	1091,00	1032,86	105,00	38,00
Motor de combustión interna (gas natural)	350	261,45	26,73	9,67
Interconexión	300,00	561,00	51,17	12,30
Eólico	335,00	690,77	70,32	10,30
Fotovoltaico	610,78	672,71	68,48	6,72
Hidroeléctrica fluyente	490,00	1204,91	109,92	36,15
Hidroeléctrica con embalse	692,00	1294,04	118,05	28,44
Geotérmica	39,00	174,25	16,96	2,61
Total	3907,78	5891,99	566,65	144,19

3.1.6 Escenario 5: Análisis con impacto positivo

En consecuencia, a los escenarios anteriores, se modela el escenario 5, los datos definidos para la capacidad en potencia de las centrales de generación se detallan en la Tabla 3-28, al parque térmico se sustituye la central de búnker y biomasa del escenario 2 por una central de carbón de capacidad de 1091 MW. En las centrales renovables se reduce la capacidad en potencia para la hidroeléctrica con embalse, agua fluyente, aumentado la capacidad para eólico y solar.

En el dato para la demanda se define 12,4 TWh/año, misma que fue utilizada para los escenarios 2, 3 y 4, por lo tanto, el objetivo de desarrollar el escenario 5, es obtener un parque de generación con alta penetración de generación intermitente como ser eólica y fotovoltaica para obtener rentabilidad en el coste del sistema con el ahorro en los combustibles, obteniendo un valor actualizado neto (VAN) positivo.

La combinación de las centrales fue el producto de analizar la proyección en los precios del combustible e identificando las centrales con mayor coste en inversión y operación y mantenimiento.

Tabla 3–28. Escenario 5: Capacidad en potencia por tecnología (MW)

Tecnología	Potencia escenario 2	Potencia escenario 5
	MW	MW
Búnker	869,89	
Carbón	105,00	1091,00
Biomasa	221,30	
Interconexión	300,00	300,00
Eólico	335,00	500,00
Fotovoltaico	611,00	1000,00
Hidroeléctrica de agua fluyente	490,0	300,00
Hidroeléctrica con embalse	692,00	350,00
Geotérmica	39,00	39,00
Total	3558	3580

Como resultado de la simulación se obtiene los costes para el sistema indicados En Tabla 3-29.

Tabla 3–29. Escenario 5: Costes anuales del Sistema (MUSD/año)

Escenario	Coste total del sistema	CV	O&M fijo	Coste de inversión anual	Coste Emisiones	VAN (tasa 9% a 25 años)
	MUSD/año	MUSD/año	MUSD/año	MUSD/año	(MUSD)	MUSD
Escenario 5	990,00	346,00	99,00	545,00	32,59	1141,06

Al ser Honduras un país con elevado potencial hídrico y altamente afectado por las inundaciones producto de las lluvias, se plantea el escenario 5-1, el cual se incrementa la capacidad en potencia para la hidroeléctrica con embalse y se reduce la capacidad en térmico (carbón), la reducción es de 20 MW para térmico, obteniendo un parque de generación con mayor capacidad renovable y menor térmico.

La Tabla 3-30 indica la comparativa entre las capacidades de los escenarios propuestos y la tabla 3-31 los resultados de los costes.

Tabla 3–30. Escenario 5: Capacidad en potencia por tecnología (MW)

Tecnología	Potencia escenario 2	Potencia escenario 5	Potencia escenario 5-1
	MW	MW	MW
Búnker	869,89		
Carbón	105,00	1091,00	1071
Biomasa	221,30		
Interconexión	300,00	300,00	300,00
Eólico	335,00	500,00	500,00
Fotovoltaico	611,00	1000,00	1000,00
Hidroeléctrica de agua fluyente	490,0	300,00	300,00
Hidroeléctrica con embalse	692,00	350,00	800,00
Geotérmica	39,00	39,00	39,00
Total	3558	3580	4010

Tabla 3–31. Escenario 5-1: Costes anuales del Sistema (MUSD/año)

Escenario	Coste total del sistema	CV	O&M fijo	Coste de inversión anual	Coste Emisiones	VAN (tasa 9% a 25 años)
	MUSD/año	MUSD/año	MUSD/año	MUSD/año	(MUSD)	MUSD
Escenario 5-1	1082,00	365,00	117,00	620,00	32,53	796,11

4 CONCLUSIONES

El objetivo general del trabajo es realizar un análisis del Sistema Eléctrico de Honduras con diferentes escenarios para optimizar la integración de energía renovable. Para este estudio se ha empleado información existente de próximas inversiones y de planificación de la red. También se ha hecho un esfuerzo por mostrar y explicar el uso de una herramienta abierta y gratuita de planificación y análisis económico de sistemas eléctricos energéticos como es el EnergyPlan, lo que facilitó que se cumpliera con cada uno de los objetivos del trabajo.

En este trabajo se ha usado como punto de partida o escenario base el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado para Honduras en el período de un año (2022). Siendo el referente para el estudio de situaciones que optimicen la generación renovable en el sistema ante un crecimiento en la proyección de la demanda para el año 2025.

Este estudio se ha enfocado desde dos puntos de vista; análisis técnico y económico:

- Análisis técnico:

Cuando se establece un porcentaje de la capacidad en potencia de las centrales eléctricas para estabilizar la red y una cuota mínima de la producción térmica se incrementa el coste del sistema en un 0,5%.

Se proyecta un déficit de potencia firme a corto plazo en el horario nocturno de máxima demanda y un exceso de producción renovable en horas del día especialmente fotovoltaica al no poder exportarse por la restricción en la capacidad de la línea de interconexión regional, siendo técnicamente viable las alternativas para solución: sistemas de almacenamiento con baterías a la red (escenario 3), central eléctrica térmica con gas natural de 350 MW (escenario 4) o ampliar a 400 MW la capacidad de la línea de interconexión regional.

Incorporando sistema de almacenamiento con baterías, el cual brinda el servicio de regulación de frecuencia y permite optimizar la producción de energía renovable, almacenando el excedente en horas de sobreproducción renovable y entregando generación cuando el sistema lo requiera, con la central de gas natural además de cubrir el déficit de potencia firme, minimiza la importación de energía que pudiese ser adquirida a un alto coste.

- Análisis económico:

De los resultados de los diferentes escenarios simulados técnica y económicamente. se obtiene que una alternativa para reducir el coste del sistema es minimizar las emisiones de dióxido de carbono. Lo que se puede lograr cambiando el tipo de combustible para producción de energía, como ser el carbón y gas natural.

La tabla siguiente presenta resumen de los resultados, el escenario base corresponde a proyectar para el año 2022 el sistema eléctrico de Honduras con una demanda de 10,87 Twh/año, simulado sin archivo de coste, obteniendo únicamente un balance de energía, el escenario 1 indica los costes asociados al análisis técnico del escenario base, en el escenario 2 el coste variable anual se incrementó y por ende el coste del sistema al establecer un mínimo de producción térmica, los escenarios 2, 3 y 4 el coste de las emisiones se redujo, aun así se obtuvo un VAN negativo para una tasa del 9% a 25 años, siendo el escenario 3 el de menor rentabilidad por el elevado coste de inversión en el sistema de almacenamiento.

Escenario	Coste total del sistema	CV	O&M fijo	Coste de inversión anual	Coste Emisiones	VAN (tasa 9% a 25 años)
	MUSD/año	MUSD/año	MUSD/año	MUSD/año	(MUSD)	MUSD
Escenario 1	1111,00	515,00	124,00	472,00	59,58	
Escenario 2	1201,44	527,00	134,52	539,92	58,45	
Escenario 2: a, b, c	1207,44	533,00	134,52	539,92	59,14	1207,44
Escenario 3	2964,00	533,00	308,00	2123,00	59,14	-11868,02
Escenario 4	1208,84	498,00	144,19	566,65	50,97	-12,64
Escenario 5	990,00	346,00	99,00	545,00	32,59	1141,06
Escenario 5-1	1082,00	365,00	117,00	620,00	32,53	796,11

Como consecuencia de evaluar el valor actualizado neto de las inversiones en el parque de generación para cada escenario y utilizando una tasa de descuento del 9 y 5 % a 25 y 30 años, se identifica como estas variables inciden en la rentabilidad, además del coste del combustible y coste en las inversiones por tecnología. Al incrementar el período y reducir la tasa de descuento se obtiene un incremento en el valor actualizado neto y al ser positivo se proyecta ahorro en el coste del sistema y rentabilidad en las inversiones futuras.

Escenario	Tasa descuento 9% (VAN MUSD)		Tasa descuento 5% (VAN MUSD)	
	25 años	30 años	25 años	30 años
Escenario 3	-11868,02	-11946,27	-12609,01	-12830,81
Escenario 4	-12,64	-1,21	2540,56	2794,74
Escenario 5	1141,06	1241,43	2091,52	2376,01
Escenario 5-1	796,11	888,82	1673,96	1936,72

- Escenario a mejora:

El escenario 5, presenta nueva alternativa para inversión con alta incorporación de tecnología solar, eólica y desplazamiento de plantas térmicas con búnker y biomasa por carbón, que el planificador del sistema de Honduras pudiera considerar para suplir a mediano y largo plazo el requerimiento de potencia y energía con reducción en coste para el sistema y optimizando la generación renovable.

El escenario 5-1 también es una alternativa, destacando que es el parque de generación con mayor inversión para centrales renovables particularmente hidroeléctrica con embalse y menor capacidad en potencia térmica, obteniendo el menor coste variable entre los escenarios.

Para concluir con la propuesta (escenario 5, 5-1) se toma como fundamento el resultado del estudio en cada uno de los escenarios estudiados (1, 2, 3 y 4). Estos escenarios se desarrollaron como consecuencia de analizar cada escenario e ir identificando las restricciones técnicas de la red, el alto coste anual del sistema y como se podría reducir el coste con mayor aprovechamiento de la generación renovable.

El escenario 1 simula técnica y económicamente al escenario base con un mínimo de producción térmica de 300 MWh, el escenario 2 fue modelado proyectando para el año 2025 con una demanda de 12,4 TWh/año y con mayor capacidad en potencia renovable y reducción en el parque térmico, el escenario 3 se incorpora a la matriz de generación del escenario 2 un sistema de almacenamiento con baterías conectado a red y el escenario 4 se adiciona a la matriz energética del escenario 2 una central eléctrica térmica con gas natural. Siendo el escenario 2 la referencia para calcular el valor actualizado neto en los escenarios 3, 4, 5 y 5-1, por ser escenarios desarrollados para suplir la misma demanda de 12,4 TWh/año.

- Herramienta EnergyPlan:

La aplicación de la herramienta EnergyPlan es idónea para modelar sistemas energéticos de un país, permite integrar los sectores de electricidad, calefacción, refrigeración y transporte, por medio de una interfaz intuitiva que mediante simulación técnica-económica facilita el estudio de casos para un sistema aislado o interconectado, permitiendo definir escenario para mejora. El sistema eléctrico de Honduras se modeló únicamente para electricidad.

La experiencia utilizando esta herramienta encontré limitante en la actualización de los datos de distribución horaria teniendo que ser ingresado manualmente. Se hace un reconocimiento con objetivo a mejora respecto a facilitar ingreso de datos de coste para diferentes periodos y no limitándose por tecnología.

Con el desarrollo del trabajo se recomiendan nuevos estudios de caso a futuro:

- Realizar el cálculo del valor actualizado neto (VAN), considerando escenarios con variaciones en la tasa de descuento y en los ahorros, incremento en coste de los combustible y emisiones de dióxido de carbono a fin de evaluar si se obtiene mayor rentabilidad en escenarios con mayor penetración renovable y mejoras en el VAN.
- Haciendo uso de los beneficios que el marco legal Regional y por el hecho que Honduras es actualmente un importador neto, estudiar las restricciones por las que no se exporta energía cuando hay excedente de generación intermitente y derrame en las centrales con embalse.
- Realizar el desarrollo del presente trabajo, considerando todos los componentes del sistema energético y no solo con electricidad,
- Estudiar la estabilidad del sistema por la alta penetración de centrales que no poseen inercia como ser eólica y solar.
- Estudiar del impacto técnico y económico de integrar vehículo eléctrico al sistema y el desarrollo de normativas para regular y administrar nuevas tecnologías como ser sistemas de almacenamiento y los servicios complementarios que deben brindar las centrales de generación.

REFERENCIAS

- [1] “Estados miembros - Portal del SICA.” <https://www.sica.int/estadosmiembros> [Último acceso: 24 agosto 2022] .
- [2] “Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central. - Portal del SICA.” https://www.sica.int/documentos/tratado-marco-del-mercado-electrico-de-america-central_1_1295.html [Último acceso: 24 agosto 2022] .
- [3] CRIE, “Reglamento del Mercador Electrico Regional (RMER) (Updated to 2019),” pp. 1–18, 2019.
- [4] EOR, “Tratado Marco del Mercado Electrico de America Central y sus protocolos.” 2019.
- [5] “MER - CRIE.” <https://crie.org.gt/mer/> [Último acceso: 24 agosto 2022] .
- [6] “Leyes, Reglamentos y Normas Técnicas | CREE.” <https://www.cree.gob.hn/leyes-reglamentos-y-normas-tecnicas/> [Último acceso: 24 agosto 2022] .
- [7] “Historia.” <http://www.enee.hn/index.php/empresa/86-historia> [Último acceso: 24 agosto 2022] .
- [8] “Mapa del Sistema Interconectado Nacional | CREE.” <https://www.cree.gob.hn/mapa-del-sistema-interconectado-nacional/> [Último acceso: 22 septiembre 2022] .
- [9] Dirección General de Electricidad y Mercados, “El Informe Estadístico Anual del Subsector Eléctrico 2020,” 2020.
- [10] “Sistemas Aislados | CREE.” <https://www.cree.gob.hn/sistemas-aislados/> [Último acceso: 22 septiembre 2022].
- [11] G. De Planificación, “Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2022 – 2031,” vol. 2022, 2022.
- [12] ODS, “INFORME PRELIMINAR ANUAL OPERACIÓN DEL MERCADO y SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL AÑO 2021,” 2022, [En línea]. Available: <https://www.ods.org.hn/index.php/informes/operacion-del-mercado/informe-anual/2021-informe-anual/2021-informe-anual>.
- [13] C. N. de la República, “Decreto 286-2009. Ley de vision de país y plan de nación.” 2010.
- [14] “Boletines Estadísticos 2017 - 2018.” <http://www.enee.hn/index.php/planificacionicono/182-boletines-estadisticos> [Último acceso: 26 agosto 2022].
- [15] W. Kempton, *Chapter 5 - Analysis: Large-Scale Integration of Renewable Energy*, 1st ed. Elsevier Inc., 2010.
- [16] “Reporte General.” https://otr.ods.org.hn:3200/odsprd/ods_prd/r/reporte-limitaciones/reporte-general?clear=1 [Último acceso: 23 septiembre 2022].
- [17] “EnergyPLAN | Modelo informático avanzado de análisis de sistemas de energía.” <https://www.energyplan.eu/> [Último acceso: 27 agosto 2022] .
- [18] H. Lund, J. Z. Thellufsen, P. A. Østergaard, P. Sorknæs, I. R. Skov, and B. V. Mathiesen, “EnergyPLAN – Advanced analysis of smart energy systems,” *Smart Energy*, vol. 1, Feb. 2021, doi: 10.1016/j.segy.2021.100007.
- [19] D. Connolly, “Finding and Inputting Data into the EnergyPLAN Tool,” no. January, p. 60, 2015.
- [20] H. Dirección Nacional de Planeamiento y Política Energética Sectorial and Ç, “Inventario de gases de efecto - invernadero. Sector energía 2005-2018,” *Inventar. gases Ef. - invernadero. Sect. energía 2005-2018*, vol. 1999, no. December, pp. 1–6, 2006.
- [21] “CDM: Standardized baselines.” https://cdm.unfccc.int/methodologies/standard_base/2015/sb136.html [Último acceso: 28 agosto 2022].

- [22] “Publications - IPCC-TFI.” <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/vol2.html> [Último acceso: 28 agosto 2022].
- [23] U.S. Energy Information Administration (EIA), “Capital Cost and Performance Characteristic Estimates for Utility Scale Electric Power Generating Technologies,” *U.S Energy Inf. Adm.*, no. February, p. 212, 2020, [En línea]. Available: https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capital_cost_AEO2020.pdf.
- [24] EnergyPLAN, “EnergyPLAN Technology and Costs Database 20181005.” 2018, [En líneas]. Available: https://www.energyplan.eu/useful_resources/costdatabase/.
- [25] CFE, “Copar 2015,” 2015.
- [26] Irena, “Renewable Power Generation Costs 2020,” 2021, Accessed: Aug. 23, 2022. [En línea]. Available: www.irena.org.
- [27] “Short-Term Energy Outlook - U.S. Energy Information Administration (EIA).” <https://www.eia.gov/outlooks/steo/marketreview/petproducts.php> [Último acceso: 03 septiembre agosto 2022].
- [28] “DSpace Principal.” <https://tzibalnaah.unah.edu.hn/xmlui/> [Último acceso: 25 septiembre 2022].
- [29] “Base de datos de costos y rendimiento del almacenamiento de energía | PNNL.” <https://www.pnnl.gov/ESGC-cost-performance> [Último acceso: 25 septiembre 2022].