

# Anexos Plan Indicativo de Expansión de la Generación 2024 – 2033

Versión	Borrador
Fecha	04 de agosto de 2023
Lugar	Tegucigalpa, Honduras

---

Dirección de Planificación de la Expansión del Sistema

## Tabla de contenido

Lista de tablas.....	4
Lista de figuras.....	6
A. Anexo: Desagregación de costos de inversión para centrales generadoras .....	7
A.1 Desglose de costos para tecnologías solar y eólica .....	7
A.2 Desglose de costos del sistema híbrido solar fotovoltaico y batería.....	7
A.3 Desglose de costos del sistema híbrido eólico y batería.....	8
A.4 Batería independiente .....	9
A.5 Motores de combustión interna.....	10
A.6 Centrales a base de LPG .....	12
A.7 Ciclo combinado a base de gas natural .....	13
A.8 Centrales a base de carbón.....	15
A.9 Hidroeléctrica .....	16
B. Anexo: Proyección de costos de inversión y operación y mantenimiento.....	18
B.1 Solar fotovoltaica y Eólica.....	18
B.2 Sistemas de almacenamiento con baterías .....	18
B.2.1 Degradación y aumentación para sistemas con baterías.....	18
B.2.2 Sistema híbrido solar fotovoltaica con batería .....	19
B.2.3 Sistema híbrido eólico con batería .....	21
B.2.4 Batería independiente .....	21
C. Anexo: Cadena de costos de los combustibles.....	23
C.1 Cadena de costos del Búnker, Diesel y LPG.....	23
C.2 Cadena de costos del Gas Natural.....	24
D. Anexo: Cálculo del costo nivelado de la energía (LCOE) .....	25
E. Anexo: Metodología para determinar reservas relativas .....	27
F. Anexo: Centrales generadoras del sistema interconectado nacional .....	29

Referencias.....32

BORRADOR

## **Lista de tablas**

Tabla A-1. Cadena de costo de sistema híbrido solar fotovoltaica con batería .....	8
Tabla A-2. Cadena de costo de sistema híbrido eólico con batería .....	9
Tabla A-3. Cadena de costo de batería independiente .....	10
Tabla A-4. Cadena de costos motores de combustión interna.....	11
Tabla A-5. Cadena de costo central a base de LPG .....	13
Tabla A-6. Cadena de costo de CCGN .....	14
Tabla A-7. Cadena de costo central de carbón.....	16
Tabla A-8. Cadena de costos hidro bombeo .....	17
Tabla B-1. Proyección de costo de inversión para centrales solar fotovoltaica y eólica [USD/kW] .....	18
Tabla B-2. Proyección de costo de inversión y O&M de sistema híbrido solar fotovoltaica con batería .....	20
Tabla B-3. Proyección de costo de inversión y O&M de sistema híbrido eólico con batería.....	21
Tabla B-4. Proyección de costo de inversión y O&M de batería .....	22
Tabla C-1 Precios de transporte terrestre de los combustibles en ctvs USD/gal*km .....	23
Tabla C-2. Precios de transporte terrestre de los combustibles en (*ctvs USD/MMbtu)*km .....	23
Tabla C-3. Costos de transporte, internalización y financieros del Bunker .....	24
Tabla C-4. Costos de flete marítimo e ingernalización y costos financieros.....	24
Tabla C-5. Cadena de costos del gas natural .....	24
Tabla D-1. Costo nivelado de energía de diferentes tecnologías de generación referencia 2023 .....	26
Tabla F-1. Centrales hidroeléctricas .....	29
Tabla F-2. Centrales solares FV .....	30
Tabla F-3. Centrales eólicas .....	30
Tabla F-4. Central geotérmica .....	30

Tabla F-5. Centrales biomásicas.....	30
Tabla F-6. Centrales térmicas a base de búnker o diésel .....	31
Tabla F-7. Central de carbón/petcoke.....	31

BORRADOR

## **Lista de figuras**

Figura 1. Aumentación de una batería típica .....	19
Figura 2. Requerimientos de reserva individual y conjunta del sistema para el mes de abril 2022.....	28

**BORRADOR**

## **A. Anexo: Desagregación de costos de inversión para centrales generadoras**

El presente Anexo describe de forma detallada los criterios aplicados para estimar los costos de inversión de las tecnologías estudiadas, indicando cada uno de los componentes y características contempladas.

### **A.1 Desglose de costos para tecnologías solar y eólica**

Para la cadena de costos para los componentes de la tecnología solar fotovoltaica y eólica desagregada se remite al informe publicado por IRENA en [1].

### **A.2 Desglose de costos del sistema híbrido solar fotovoltaico y batería**

El costo de inversión del sistema híbrido solar fotovoltaico más batería es el resultado de integrar el costo de un SAEB acoplado en DC a un sistema solar fotovoltaico. Este tipo de acoplamiento permite ampliar la relación DC/AC del inversor, en este caso considerándose en 1.5. Este incremento en la relación DC/AC implica un aumento en el costo de la central solar, relacionado con paneles solares, cableado, montaje y estantería. En cuanto al sistema de almacenamiento, los costos se obtienen de PNNL [2], sin embargo, este no cuenta con datos específicos para una batería de 4 MW, por lo que se utilizan los costos unitarios de la batería de 1 MW con 4 horas de duración.

Este tipo de acoplamiento permite que el sistema almacene la energía solar recortada que se produce cuando la relación DC/AC del inversor es superior a 1. Adicionalmente, el acople permite reducir costos, ya que al estar ubicados en el mismo sitio comparten equipo eléctrico y mecánico, como ser barras AC y DC, transformador elevador e inversor AC/DC, de tal forma que se distribuyen los costos de interconexión a la red, permisos, gastos generales, mano de obra y adquisición de terreno [3]. El desglose de costos para este sistema híbrido es presentado en la Tabla A-1.

Tabla A-1. Cadena de costo de sistema híbrido solar fotovoltaica con batería

<b>Características del Sistema Solar FV</b>	<b>Unidades</b>	<b>Planta 1</b>	<b>Planta 2</b>
Seguimiento		1 eje	1 eje
Costo unitario de instalación	USD/kW	985.05	985.05
Capacidad instalada	MWac	20	50
Relación DC/AC del inversor		1.5	1.5
Costo total de instalación sistema solar FV	USD	19,701,000.00	49,252,500.00
<b>Características Sistema de Almacenamiento de Energía</b>			
Capacidad instalada	MW	4	10
Tiempo de almacenamiento	Horas	4	4
Energía	MWh	16.00	40.00
Profundidad de descarga	%	100%	100%
Tipo de acoplamiento al sistema solar FV		DC	DC
<b>Costo Sistema de Almacenamiento de Energía</b>			
Módulos de batería	USD/kWh	182.27	173.67
BOS	USD/kWh	42.38	40.38
Convertidor DC/DC	USD/kW	84.65	73.05
Controles y comunicaciones (C&C)	USD/kW	40.01	7.75
Transporte a sitio	USD/kWh	50.16	46.66
EPC	USD/kWh	61.2	56.18
Costo total del sistema de almacenamiento	USD	5,874,800.00	13,483,600.00
<b>Costo Sistema Híbrido</b>			
Costo total sistema híbrido	USD	25,575,800.00	62,736,100.00
Costo unitario de instalación	USD/kW	1,278.79	1,254.72

Fuente: Elaboración propia con base a PNNL e IRENA [2], [1]

### **A.3 Desglose de costos del sistema híbrido eólico y batería**

En la Tabla A-2 se muestra el desglose de los costos de la central híbrida eólica con almacenamiento en batería. El costo de inversión engloba tanto el costo de la central eólica como el costo de incorporar un sistema de almacenamiento, para el cual se sobredimensiona un 10% la capacidad de la central eólica. El acoplamiento se realiza mediante un convertidor DC/DC, permitiendo que la batería se cargue mediante los excedentes generados por las turbinas eólicas. Para este sistema híbrido los costos totales se reducen al compartir algunos componentes, como inversor DC/AC, barra DC, interconexión a la red y todos los gastos correspondientes al desarrollo del proyecto [4].

Debido a que PNNL no cuenta con información de baterías con las características requeridas, se utiliza el costo unitario de los componentes de las baterías de 1 MW con 4 horas de duración. Por tal razón, se obtiene el mismo costo unitario para todas las centrales consideradas. El desglose de costos para este sistema híbrido es presentado en la Tabla A-2.



Tabla A-2. Cadena de costo de sistema híbrido eólico con batería

<b>Características de la Central Eólica</b>	<b>Unidades</b>	<b>Planta 1</b>	<b>Planta 2</b>	<b>Planta 3</b>	<b>Planta 4</b>
Costo unitario de instalación	USD/kW	1,583.00	1,583.00	1,583.00	1,583.00
Capacidad instalada	MW	22	55	110	132
Costo total de instalación central eólica	USD	34,826,000.00	87,065,000.00	174,130,000.00	208,956,000.00
<b>Características Sistema de Almacenamiento de Energía</b>					
Capacidad instalada	MW	2	5	10	12
Tiempo de almacenamiento	Horas	4	4	4	4
Energía	MWh	8.00	20.00	40.00	48.00
Profundidad de descarga	%	100%	100%	100%	100%
Tipo de acoplamiento a la central eólica		DC	DC	DC	DC
<b>Costo Sistema de Almacenamiento de Energía</b>					
Módulos de batería	USD/kWh	182.27	182.27	182.27	182.27
BOS	USD/kWh	42.38	42.38	42.38	42.38
Convertidor DC/DC	USD/kW	84.65	84.65	84.65	84.65
Controles y comunicaciones (C&C)	USD/kW	40.01	40.01	40.01	40.01
Transporte a sitio	USD/kWh	50.16	50.16	50.16	50.16
EPC	USD/kWh	61.2	61.2	61.2	61.2
Costo total del sistema de almacenamiento	USD	2,937,400.00	7,343,500.00	14,687,000.00	17,624,400.00
<b>Costo Sistema Híbrido</b>					
Costo total del sistema híbrido	USD	37,763,400.00	94,408,500.00	188,817,000.00	226,580,400.00
Costo unitario de instalación	USD/kW	1,716.52	1,716.52	1,716.52	1,716.52

Fuente: Elaboración propia con base a PNNL e IRENA [2], [1]

## A.4 Batería independiente

Para estimar el costo de inversión de un sistema de almacenamiento con capacidad instalada de 50 MW y capacidad de almacenamiento de 4 horas, se utiliza información del año 2021 adquirida de PNNL [2] para baterías basadas en litio-ferrofosfato (LFP). Es importante recalcar que la información disponible no contiene datos para una batería con las características mencionadas, por lo que se realiza una interpolación entre los costos de una batería de 100 MW y una batería de 10 MW, ambas con almacenamiento de 4 horas, resultando los valores mostrados en la Tabla A-3.

Tabla A-3. Cadena de costo de batería independiente

<b>Características Sistema de Almacenamiento de Energía</b>	<b>Unidades</b>	<b>Planta 1</b>
Capacidad instalada	MW	50
Tiempo de almacenamiento	Horas	4
Energía	MWh	200.00
Profundidad de descarga	%	100%
<b>Costo Sistema de Almacenamiento de Energía</b>		
Módulos de batería	USD/kWh	170.03
BOS	USD/kWh	39.53
Equipo de potencia	USD/kW	68.60
Controles y comunicaciones (C&C)	USD/kW	4.97
Integración del sistema	USD/kWh	45.47
EPC	USD/kWh	54.68
Desarrollo del proyecto	USD/kWh	65.62
Integración a la red	USD/kW	22.62
Costo total del sistema de almacenamiento	USD	79,875,388.89
<b>Costos de capital</b>		
Costo total de capital	USD	79,875,388.89
Costo unitario de instalación	USD/kW	1,597.51

Fuente: Elaboración propia con base a PNNL [2]

## **A.5 Motores de combustión interna**

En la Tabla A-4 se observa la cadena de costos para las centrales de este tipo de tecnología. El costo de inversión es estimado utilizando un costo de ingeniería, procura y construcción (EPC), facilitado por un proveedor de este tipo de tecnología, el cual varía según la configuración y el combustible utilizado para la operación de la central. Además, este costo comprende desde adquisición del equipo, hasta el diseño y construcción de la central. Sin embargo, este no abarca los costos relacionados al desarrollo del proyecto. Por lo cual se requiere agregar los costos relacionados con licencia ambiental, permisos, estudios, transporte, adquisición de terreno e interconexión eléctrica y de gas.

En primer lugar, los costos de interconexión eléctrica se adquieren de una consultoría realizada para el CND [5], los cuales contemplan transformadores trifásicos con sus respectivas bahías, transformadores de voltaje y corriente. Además, se incluye el costo de casa de control, servicio propio, servicios auxiliares y banco de baterías, caseta de vigilancia, comunicaciones y HMI. Finalmente, se incluye el costo de la preparación del sitio previo a la instalación del equipo eléctrico, lo que conlleva estabilizar, conformar, explanar, cercos, cableado de yarda y todo lo relacionado a obras civiles.

Tabla A-4. Cadena de costos motores de combustión interna

Características de la Planta	Unidades	Planta 1	Planta 2	Planta 3	Planta 4	Planta 5	Planta 6	Planta 7
Capacidad Instalada	MW	20	100	20	100	100	250	250
Configuración		-	-	-	Ciclo Simple	Ciclo Combinado	Ciclo Combinado	Dual
Combustible		Búnker	Búnker	Diésel	Gas Natural	Gas Natural	Gas Natural	Búnker/GN CC
Contingencias del proyecto	%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
<b>Costo Ingeniería y Equipo</b>								
Subtotal ingeniería y equipo	USD	14,000,000.00	70,000,000.00	12,000,000.00	60,000,000.00	76,100,000.00	190,250,000.00	227,750,000.00
<b>Costo Interconexión Eléctrica</b>								
Transformadores	USD	2,345,584.05	6,037,164.10	2,345,584.05	7,036,755.15	7,036,755.15	10,210,576.38	10,210,576.38
Barra/Casa de control	USD	1,398,305.70	1,398,305.70	1,398,305.70	1,398,305.70	1,398,305.70	1,500,305.70	1,500,305.70
Bahías de transformador	USD	2,153,685.21	4,307,370.41	2,153,685.21	6,461,055.62	6,461,055.62	6,461,055.62	6,461,055.62
Subtotal interconexión eléctrica	USD	5,897,574.95	11,742,840.21	5,897,574.95	14,896,116.46	14,896,116.46	18,171,937.69	18,171,937.69
<b>Costo Ingeniería, Procura y Construcción</b>								
Subtotal EPC	USD	19,897,574.95	81,742,840.21	17,897,574.95	74,896,116.46	90,996,116.46	208,421,937.69	245,921,937.69
<b>Costo de Desarrollador</b>								
Licencia ambiental	USD	12,244.90	12,244.90	12,244.90	12,244.90	12,244.90	12,244.90	12,244.90
Permiso de construcción	USD	198,975.75	817,428.40	178,975.75	748,961.16	909,961.16	2,084,219.38	2,459,219.38
Estudios eléctricos	USD	20,000.00	20,000.00	20,000.00	20,000.00	20,000.00	20,000.00	20,000.00
Transporte	USD	59,692.72	245,228.52	53,692.72	224,688.35	272,988.35	625,265.81	737,765.81
Seguros	USD	198,975.75	817,428.40	178,975.75	748,961.16	909,961.16	2,084,219.38	2,459,219.38
Predio	USD	3,329,321.33	5,806,591.03	3,329,321.33	5,806,591.03	5,806,591.03	6,172,279.41	6,172,279.41
Interconexión de gas	USD	-	-	125,000.00	125,000.00	125,000.00	125,000.00	125,000.00
Subtotal costos de desarrollador	USD	3,819,210.45	7,718,921.26	3,898,210.45	7,686,446.61	8,056,746.61	11,123,228.88	11,985,728.88
<b>Contingencias del Proyecto</b>								
Subtotal contingencias	USD	2,371,678.54	8,946,176.15	2,179,578.54	8,258,256.31	9,905,286.31	21,954,516.66	25,790,766.66
<b>Costos de capital</b>								
Costo total de capital	USD	26,088,463.94	98,407,937.61	23,975,363.94	90,840,819.38	108,958,149.38	241,499,683.22	283,698,433.22
Costo de capital unitario	USD/kW	1,304.42	984.08	1,198.77	908.41	1,089.58	966.00	1,134.79

Fuente: Elaboración propia

Con respecto a los costos del desarrollador, que abarca licencia ambiental, permiso de construcción, estudios eléctricos, seguro y transporte, estos se construyen basándose en fuentes nacionales y adoptando criterios fundamentados en experiencias previas. Mientras que el costo de interconexión de gas y estación de medición se obtiene de EIA en [6]. Por otro lado, el tamaño del terreno se estima tomando como referencia el área de plantas existentes en el país con características similares y un costo promedio asociado a la zona de instalación. Por último, las contingencias del proyecto se estiman en un 10%, basándose en EIA [6].

## **A.6 Centrales a base de LPG**

En la Tabla A-5 muestra el desglose de los costos para esta tecnología. El diseño de esta central está inspirado en turbinas FT8 SwiftPac 30, cuyo costo de inversión se obtiene del manual Gas Turbine World (GTW) 2020. Este se basa en un alcance mínimo del suministro de equipos que operan con un solo combustible, que incluyen una unidad generadora, los sistemas auxiliares mecánicos y eléctricos asociados y el resto de los sistemas de la planta. No obstante, este costo no cubre los costos del propietario, ni las contingencias. Por ende, se requiere añadir los costos de transporte, interconexión eléctrica y de gas, licencias, permisos y estudios, entre otros costos específicos del proyecto.

En cuanto a los costos de interconexión eléctrica se adquieren de la consultoría de estimación de costos de transmisión realizada para el CND [5]. Estos costos comprenden desde el equipo hasta la preparación del sitio. Con respecto a los costos del desarrollador, que contemplan la licencia ambiental, permiso de construcción, estudios eléctricos, seguro y transporte, se construyen basándose en fuentes nacionales y adoptando criterios fundamentados en experiencias previas. El tamaño del terreno se estima basándose en el área de plantas existentes en el país con características similares, considerando un costo promedio según el posible sitio de instalación. El costo de interconexión de gas y estación de medición se obtiene de EIA [6].

Tabla A-5. Cadena de costo central a base de LPG

<b>Características de la Planta</b>	<b>Unidades</b>	<b>Valor</b>
Capacidad Instalada	MW	30
Contingencias del proyecto	%	10%
Tarifa de contratación de EPC	%	10%
<b>Costo Ingeniería y Equipo</b>		
Subtotal ingeniería y equipo	USD	12,850,000.00
<b>Costo Interconexión Eléctrica</b>		
Transformadores	USD	3,018,582.05
Barra/Casa de control	USD	2,153,685.21
Bahías de transformador	USD	1,398,305.70
Subtotal interconexión eléctrica	USD	6,570,572.95
<b>Costo Ingeniería, Procura y Construcción</b>		
EPC antes de tarifa	USD	19,420,572.95
Tarifa por EPC	USD	1,942,057.30
Subtotal EPC	USD	21,362,630.25
<b>Costo de Desarrollador</b>		
Licencia ambiental	USD	12,244.90
Permiso de construcción	USD	194,205.73
Estudios eléctricos	USD	20,000.00
Transporte	USD	58,261.72
Seguros	USD	194,205.73
Predio	USD	1,602,892.08
Interconexión de gas	USD	4,500,000.00
Subtotal costos de desarrollador	USD	6,581,810.15
<b>Contingencias del Proyecto</b>		
Subtotal contingencias	USD	2,794,444.04
<b>Costos de capital</b>		
Costo total de capital	USD	30,738,884.44
Costo de capital unitario	USD/kW	1,024.63

Fuente: Elaboración propia

Para las contingencias se considera un 10% de los costos previos y la tarifa por EPC se estima en un 10%, esto con base en EIA [6]. Cabe destacar que, debido a las condiciones favorables de la zona de ubicación de la central, no se considera reducción de su capacidad en función de la temperatura y altura sobre el nivel del mar.

## **A.7 Ciclo combinado a base de gas natural**

Para una central de ciclo combinado a gas natural (CCGN), la Tabla A-6 muestra de forma detallada el desglose de los componentes considerados para estimar su costo de inversión.

Tabla A-6. Cadena de costo de CCGN

<b>Características de la Planta</b>	<b>Unidades</b>	<b>Planta 1</b>
Capacidad instalada condiciones en sitio	MW	250
Configuración		3x1
Contingencias del proyecto	%	10%
Tarifa de contratación de EPC	%	10%
<b>Costo Ingeniería y Equipo</b>		
Subtotal ingeniería y equipo	USD	205,000,000.00
<b>Costo Interconexión Eléctrica</b>		
Transformadores	USD	10,210,576.38
Barra/Casa de control	USD	2,201,805.70
Bahías de transformador	USD	6,461,055.62
Subtotal interconexión eléctrica	USD	18,873,437.69
<b>Costo Ingeniería, Procura y Construcción</b>		
EPC antes de tarifa	USD	223,873,437.69
Tarifa por EPC	USD	22,387,343.77
Subtotal EPC	USD	246,260,781.46
<b>Costo de Desarrollador</b>		
Licencia ambiental	USD	12,244.90
Permiso de construcción	USD	2,462,607.81
Estudios eléctricos	USD	20,000.00
Transporte	USD	1,970,086.25
Seguros	USD	2,462,607.81
Predio	USD	7,588,892.53
Interconexión de gas	USD	5,900,000.00
Subtotal costos de desarrollador	USD	20,416,439.31
<b>Costos Misceláneos</b>		
Mitigación de Ruido	USD	2,222,222.22
Repuestos Iniciales	USD	4,925,215.63
Subtotal costos misceláneos	USD	7,147,437.85
<b>Contingencias del Proyecto</b>		
Subtotal contingencias	USD	27,382,465.86
<b>Costos de capital</b>		
Costo total de capital	USD	301,207,124.48
Costo de capital unitario	USD/kW	1,204.83

Fuente: Elaboración propia

El costo de inversión de esta central se construye con información de GTW [7], basándose en un alcance “llave en mano” que comprende el suministro mínimo para la planta diseñada operando con un solo combustible. Además, contempla el abastecimiento de equipos principales, la ingeniería y construcción de la planta. El suministro de equipos incluye turbinas de gas, turbinas de vapor, sistema de recuperación de calor, generadores, sistema de control, auxiliares eléctricos y mecánicos asociados al BOS. Sin embargo, este alcance excluye costos de transporte, permisos, estudios, subestación e interconexión eléctrica, tuberías de combustible, contingencias y desarrollo del proyecto.

El costo de inversión obtenido de GTW se basa en una central de ciclo combinado conformada por dos turbinas de gas AE64.3A y una turbina de vapor. Debido a criterio de seguridad, el cual se considera que la capacidad de una turbina no supere una unidad de la central hidroeléctrica El Cajón, se ajusta la configuración de la central a 3x1 con una capacidad instalada de 273 MW.

Para realizar el cambio de configuración, al costo de instalación obtenido de GTW se le resta el valor de las dos turbinas de gas y se sustituye por el costo de tres turbinas SGT-800 de 62 MW cada una, conservando la capacidad total instalada. Esta capacidad se ve afectada por condiciones del sitio, por lo que se considera una reducción de su capacidad en función de la temperatura media de las posibles localizaciones a ser instalada. Para eso, GTW establece que la potencia de salida, para este tipo de central, se reduce en 2.5% por cada 5.6°C de temperatura por encima de los 15°C, conllevando a una pérdida de 8.45% en la potencia de salida, lo que corresponde a una capacidad de 250 MW en sitio. Adicionalmente, cabe mencionar que la altura afecta la operación de una central con estas características, por lo que se adoptaron sitios de baja altura sobre el nivel del mar como posibles ubicaciones.

Seguido, se agregan los costos de interconexión eléctrica adquiridos de la consultoría de estimación de costos de obras de transmisión realizada al CND [5]. Estos costos comprenden todo el equipo y la preparación del sitio. Por otra parte, los costos del desarrollador se construyen con base en fuentes nacionales y adoptando criterios fundamentados en experiencias previas. Por su parte, el costo de interconexión de gas y estación de medición se obtiene de EIA [6], mientras que el tamaño del terreno se considera basándose en la dimensión de centrales existentes en el país con particularidades similares y su costo se estima con base a valores promedios en zonas de interés. Además, se consideran costos por mitigación de ruido, con base en [8], debido a que la zona de instalación de la planta se encuentra en un área poblada. Por último, las contingencias y tarifas de EPC, se estiman en un 10%, de acuerdo con EIA [6].

## **A.8 Centrales a base de carbón**

Esta cadena de costos se construye basándose en el informe presentado en EIA [6], del cual se obtiene el costo de inversión desagregado del año 2020 para una central ultra supercrítica (USC). Dicho costo se actualiza para los siguientes años hasta llegar al 2023. De los costos obtenidos para el 2023 se consideran únicamente los costos asociados a la adquisición de equipos e ingeniería de construcción de la central, descartando los costos relacionados al sitio de ubicación de la planta. Seguidamente, se sustituyen estos costos de desarrollo asociándolos al entorno hondureño. Por último, se combinan los costos de adquisición de equipo e ingeniería de construcción con los costos de desarrollo del proyecto, resultando los valores que se muestran en la Tabla A-7.

Tabla A-7. Cadena de costo central de carbón

<b>Características de la Planta</b>	<b>Unidades</b>	<b>Planta 1</b>
Capacidad Instalada	MW	30
Contingencias del proyecto	%	10%
Tarifa de contratación de EPC	%	15%
<b>Costo Ingeniería y Equipo</b>		
Subtotal ingeniería y equipo	USD	100,927,291.82
<b>Costo Interconexión Eléctrica</b>		
Transformadores	USD	3,018,582.05
Barra/Casa de control	USD	1,398,305.70
Bahías de transformador	USD	2,153,685.21
Subtotal interconexión eléctrica	USD	6,570,572.95
<b>Costo Ingeniería, Procura y Construcción</b>		
EPC antes de tarifa	USD	107,497,864.77
Tarifa por EPC	USD	16,124,679.71
Subtotal EPC	USD	123,622,544.48
<b>Costo de Desarrollador</b>		
Licencia ambiental	USD	40,551.50
Permiso de construcción	USD	1,074,978.65
Estudios eléctricos	USD	20,000.00
Transporte	USD	322,493.59
Seguros	USD	1,074,978.65
Predio	USD	3,922,178.15
Subtotal costos de desarrollador	USD	6,455,180.54
<b>Contingencias del Proyecto</b>		
Subtotal contingencias	USD	13,007,772.50
<b>Costos de capital</b>		
Costo total de capital	USD	143,085,497.52
Costo de capital unitario	USD/kW	4,769.52

Fuente: Elaboración propia

Es importante mencionar que los costos de interconexión eléctrica corresponden a información adquirida de la consultoría de estimación de costos de obras de transmisión realizada al CND [5]. Los demás costos de desarrollador se fundamentan en fuentes nacionales y adoptando criterios fundamentados en experiencias previas. Además, de acuerdo con EIA [6] se utiliza un 15% para tarifa EPC y un 10% para contingencias del proyecto.

## A.9 Hidroeléctrica

La descripción en detalle de los costos de inversión de la hidroeléctrica de pasada y embalse se encuentra en el informe presentado por IRENA en [1]. Con respecto al costo de inversión de la hidroeléctrica con almacenamiento por bombeo se obtiene del informe elaborado por Entura [9]. En este caso se estima el costo para una central que ya cuenta con su embalse inferior, por lo que se consideran los costos asociados al reservorio superior, equipo eléctrico y mecánico, tuberías, vías de acceso y todo lo relacionado a la ingeniería y construcción de la central. A este, se le agregan los costos de desarrollo del proyecto, contemplando licencias, permisos, estudios, seguros, adquisición de terreno y transporte del



equipo, y se estiman basándose en fuentes nacionales y adoptando criterios fundamentados en experiencias previas. En la Tabla A-8 se muestra el desglose de los costos para esta central.

Tabla A-8. Cadena de costos hidro bombeo

<b>Características de la Planta</b>	<b>Unidades</b>	<b>Planta 1</b>
Capacidad Instalada	MW	150
Contingencias del proyecto	%	10%
<b>Costo Ingeniería y Equipo</b>		
Subtotal ingeniería y equipo	USD	149,692,744.30
<b>Costo Interconexión Eléctrica</b>		
Transformadores	USD	6,807,052.92
Barra/Casa de control	USD	1,466,805.70
Bahías de transformador	USD	4,307,370.41
Subtotal interconexión eléctrica	USD	12,581,229.03
<b>Costo Ingeniería, Procura y Construcción</b>		
Subtotal EPC	USD	162,273,973.32
<b>Costo de Desarrollador</b>		
Licencia ambiental	USD	12,244.90
Permiso de construcción	USD	1,622,739.73
Estudios eléctricos	USD	20,000.00
Transporte	USD	486,821.92
Seguros	USD	1,622,739.73
Predio	USD	9,730,699.82
Preliminares y desarrollo	USD	16,227,397.33
Subtotal costos de desarrollador	USD	29,722,643.44
<b>Contingencias del Proyecto</b>		
Subtotal contingencias	USD	19,199,661.68
<b>Costos de capital</b>		
Costo total de capital	USD	211,196,278.43
Costo de capital unitario	USD/kW	1,407.98

Fuente: Elaboración propia

De manera similar a las centrales precedentes, las contingencias se estiman en un 10%. Con relación a los costos de interconexión eléctrica estos se obtienen de una consultoría de costos de transmisión realizada para el CND [5].

## B. Anexo: Proyección de costos de inversión y operación y mantenimiento

Este anexo describe la metodología aplicada para definir la proyección de costos de inversión y costos de operación y mantenimiento (O&M) de las tecnologías estudiadas como ser solar fotovoltaica, eólica, sistema híbrido solar fotovoltaica con batería, sistema híbrido eólico con batería y baterías independientes. Se asume que el costo de inversión de las tecnologías basadas en combustible fósil, al igual que sus costos de O&M, son constantes en el horizonte de análisis.

### B.1 Solar fotovoltaica y Eólica

Utilizando información de EIA [10], se obtienen tasas de variación anual del costo de inversión, ya sea de incremento o decremento. En seguida, tomando como referencia el costo de inversión calculado para centrales solar fotovoltaica y eólica para el año 2023, se construye la proyección de costo de inversión para ambas tecnologías, resultados presentados para los próximos veinte años en la Tabla B-1. Se asume que el costo fijo de O&M para ambas tecnologías permanece constante a través del tiempo.

Tabla B-1. Proyección de costo de inversión para centrales solar fotovoltaica y eólica [USD/kW]

Año	Costo de inversión Solar Fotovoltaica [USD/kW]	Costo de inversión Eólica [USD/kW]	Año	Costo de inversión Solar Fotovoltaica [USD/kW]	Costo de inversión Eólica [USD/kW]
2023	871.80	1583.00	2033	579.58	1311.69
2024	777.52	1468.58	2034	572.30	1303.37
2025	716.02	1403.85	2035	565.02	1294.54
2026	677.94	1373.83	2036	557.44	1284.96
2027	650.76	1360.93	2037	550.08	1275.83
2028	627.89	1352.92	2038	542.91	1267.06
2029	611.89	1344.95	2039	535.57	1257.86
2030	601.41	1336.39	2040	528.69	1249.67
2031	593.40	1326.97	2041	521.71	1241.18
2032	586.42	1319.00	2042	514.25	1231.49

Fuente: Elaboración propia, con base en información de EIA [10]

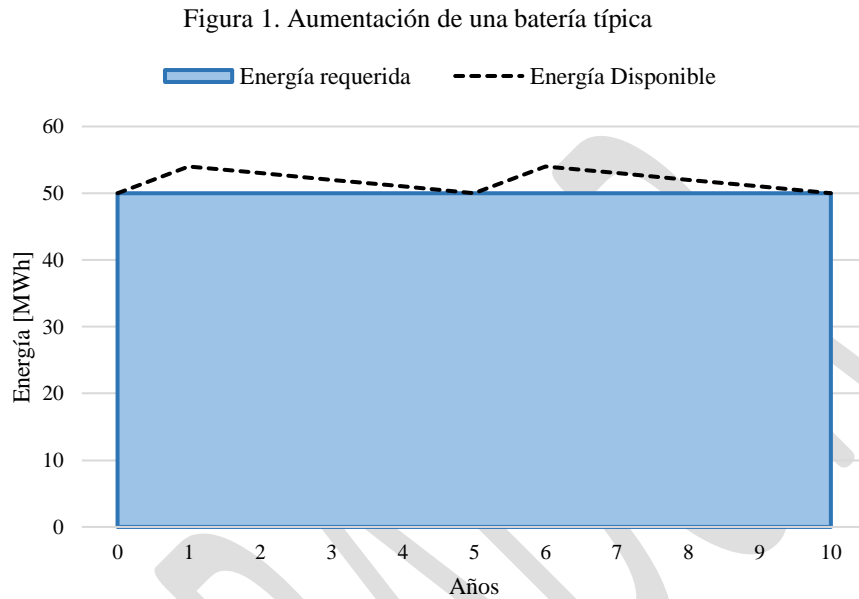
### B.2 Sistemas de almacenamiento con baterías

En esta sección se exponen los criterios aplicados a las tecnologías asociadas con sistemas de almacenamiento. Además, se detallan las consideraciones y metodología utilizada para estimar la proyección de los costos de inversión y los costos de O&M.

#### B.2.1 Degradación y aumentación para sistemas con baterías

De manera inherente, las baterías están sujetas a degradación durante su operación y almacenamiento, lo cual limita su desempeño. Para garantizar suministro de energía, a capacidad nominal

durante de la vida útil operativa de la batería, resulta necesario aplicar una estrategia de aumentación para la cantidad de módulos instalados a través del tiempo. Para ilustrar esa estrategia de aumentación, se presenta la Figura 1, a partir de la cual es posible observar que, para garantizar la cantidad de energía requerida, la capacidad de almacenamiento se aumenta en algunos años.



Fuente: Elaboración propia

Para encontrar los costos asociados a la aumentación de los módulos de baterías de iones de litio LFP, se adopta una degradación lineal del 2% anual con relación a un ciclo de carga, acorde con información compartida por proveedores de esta tecnología. Seguidamente, se proyecta la degradación de la batería y los requerimientos de aumentación para aquellos años en los cuales se haya reducido la capacidad nominal de almacenamiento del conjunto de módulos instalados. Aplicando ese criterio y tomando como referencia el año inicial de instalación, se estima que se requiere de una aumentación del 10% de su capacidad nominal para los años 1, 6, 11 y 16. Ese procedimiento se ilustra en la Figura 1, donde se realiza una aumentación del 10% en el primer año para garantizar la capacidad nominal en el quinto año de operación, mientras una segunda etapa de aumentación es ejecutada en el sexto año.

### B.2.2 Sistema híbrido solar fotovoltaica con batería

La proyección del costo de inversión del sistema híbrido se compone de la integración del costo de la central solar fotovoltaica y el costo asociado al sistema de almacenamiento. En primera instancia, la metodología aplicada para encontrar la proyección del costo de inversión de la central solar fotovoltaica se detalla en la Sección B.1.

En cuanto al sistema de almacenamiento, PNNL, referencia [2], cuenta con costos de inversión desagregados de baterías basadas en litio-ferrofosfato para los años 2021 y 2030. Con los datos

disponibles, se calcula una tasa de decrecimiento anual para cada sistema según sus características. Aplicando dicha tasa de variación a cada uno de los siguientes años, se obtiene la proyección del costo de inversión. Además, se estima que para el año 2035, esta tecnología de baterías adquiere suficiente madurez y, por tanto, sus costos dejan de variar y alcanzan estabilidad en el tiempo.

Por otro lado, el costo de operación y mantenimiento del sistema solar fotovoltaica con batería está constituido por el costo de O&M de la central solar fotovoltaica, el costo de O&M de la batería y el costo que implica la aumentación de módulos por concepto de degradación. El costo de O&M de la central solar fotovoltaica corresponde al mencionado en la Sección B.1 y este se considera constante a través del tiempo. Mientras que, el costo de O&M de la batería se obtiene con información de PNNL, en referencia [2], y la proyección se realiza aplicando la misma metodología utilizada para encontrar el costo de inversión a largo plazo del sistema de almacenamiento.

En cuanto al costo relacionado a la estrategia de aumentación de los módulos de batería, este se calcula contemplando el decremento de los costos de los módulos y su instalación para los años en los cuales se necesite realizar aumentación según la estrategia descrita en la Sección B.2.1. En resumen, la Tabla B-2 muestra la proyección de costos de inversión y O&M del sistema híbrido.

Tabla B-2. Proyección de costo de inversión y O&M de sistema híbrido solar fotovoltaica con batería

Año	Central 50 MW		Central 20 MW	
	Costo de inversión [USD/kW]	O&M [USD/kW-año]	Costo de inversión [USD/kW]	O&M [USD/kW-año]
2023	1,254.72	25.36	1,278.79	25.90
2024	1,139.23	25.27	1,162.59	25.81
2025	1,061.07	25.19	1,083.73	25.72
2026	1,009.66	25.11	1,031.65	25.63
2027	970.86	25.03	992.19	25.54
2028	937.18	24.95	957.89	25.45
2029	911.54	24.88	931.63	25.37
2030	892.37	24.80	911.86	25.29
2031	876.24	24.73	895.15	25.21
2032	861.52	24.66	879.87	25.13
2033	847.17	24.58	864.98	25.05
2034	832.55	24.52	849.83	24.97
2035	818.15	24.45	834.91	24.90
2036	809.59	24.38	826.35	24.82
2037	801.27	24.31	818.03	24.75
2038	793.16	24.25	809.92	24.68
2039	784.88	24.19	801.64	24.61
2040	777.10	24.12	793.86	24.54
2041	769.21	24.06	785.97	24.48
2042	760.78	24.00	777.54	24.41

Fuente: Elaboración propia

### B.2.3 Sistema híbrido eólico con batería

En la Tabla B-3 se observa la proyección del costo de inversión y O&M de un sistema híbrido eólico con batería. Estos costos se obtienen aplicando la misma metodología y criterios expuestos en la sección B.2.2.

Tabla B-3. Proyección de costo de inversión y O&M de sistema híbrido eólico con batería

Año	Costo de inversión [USD/kW]	O&M [USD/kW-año]	Año	Costo de inversión [USD/kW]	O&M [USD/kW-año]
2023	1,716.52	36.37	2033	1,407.20	35.52
2024	1,597.70	36.27	2034	1,395.73	35.44
2025	1,528.71	36.18	2035	1,383.85	35.37
2026	1,494.58	36.10	2036	1,374.28	35.29
2027	1,477.70	36.01	2037	1,365.15	35.22
2028	1,465.84	35.92	2038	1,356.37	35.15
2029	1,454.16	35.84	2039	1,347.17	35.08
2030	1,441.99	35.76	2040	1,338.98	35.01
2031	1,429.09	35.68	2041	1,330.49	34.94
2032	1,417.76	35.60	2042	1,320.81	34.88

Fuente: Elaboración propia

### B.2.4 Batería independiente

La proyección del costo de inversión para una batería basada en litio-ferrofosfato con capacidad de 50 MW y 4 horas de duración, se elabora utilizando información publicada por PNNL en el informe [2] para los años 2021 y 2030. Es importante destacar que en dicho informe no se cuenta con datos para una batería con las características de interés. Por lo cual, para estimar los costos unitarios del sistema se realiza una interpolación entre los valores de baterías con capacidad de 100 MW y 10 MW, ambas con 4 horas de duración. Con los valores resultantes, se obtiene una la tasa de decrecimiento anual de 3.05% y utilizando esta tasa de variación, se proyectan los costos de inversión, tomando como referencia el año de puesta en operación de la central. Se resalta que, a partir del 2035 se asume que los costos del sistema se estabilizan, dado que se proyecta que la tecnología alcanzaría un alto nivel de madurez.

Con respecto al costo de O&M fijo anual asociado a la batería, se establece en 1.7% del costo total de inversión, a este se le agrega el costo relacionado a la aumentación de los módulos debido a la degradación, que engloba el valor de los módulos y su instalación en los años correspondientes según descripción presentada en la Sección B.2.1. En resumen, los valores obtenidos de los costos de inversión unitarios y los costos de O&M se muestran a continuación en la Tabla B-4.

Tabla B-4. Proyección de costo de inversión y O&M de batería

Año	Costo de inversión [USD/kW]	O&M [USD/kW-año]	Año	Costo de inversión [USD/kW]	O&M [USD/kW-año]
2023	1,597.51	42.88	2033	1,172.46	35.65
2024	1,548.85	42.05	2034	1,136.75	35.04
2025	1,501.67	41.25	2035	1,102.12	34.46
2026	1,455.93	40.47	2036	1,102.12	34.46
2027	1,411.58	39.72	2037	1,102.12	34.46
2028	1,368.58	38.99	2038	1,102.12	34.46
2029	1,326.90	38.28	2039	1,102.12	34.46
2030	1,286.48	37.59	2040	1,102.12	34.46
2031	1,247.29	36.92	2041	1,102.12	34.46
2032	1,209.30	36.28	2042	1,102.12	34.46

Fuente: Elaboración propia

## **C. Anexo: Cadena de costos de los combustibles**

Se realiza una estimación del costo de transporte terrestre para los distintos tipos de combustible con información de la revista de la Comisión Administradora de Petróleo (CAP) de la Secretaría de Estado en el Despacho de Energía, referencia efectiva al lunes 16 de enero del año 2023 [11].

La tarifa de transporte terrestre para el LPG y el diésel se obtiene en ctvs USD/gal\*km. Para obtener esa estimación, se toma el valor del flete terrestre en L/gal y se calcula por medio de la distancia del puerto más cercano a los puntos medios de referencia en San Pedro Sula, Tegucigalpa y Tela. Se utilizó la tasa de cambio de 1 USD por 24.576 L, actualizada a la fecha 21 de marzo de 2023 por el Banco Central de Honduras. En la Tabla C-1 se resume esta información para diferentes sitios en Honduras.

Tabla C-1 Precios de transporte terrestre de los combustibles en ctvs USD/gal\*km

<b>Puerto Referencia</b>	<b>Diesel</b>	<b>LPG</b>
Puerto Cortés	0.0666	0.0666
Puerto Henecán	0.0566	0.1657
Puerto La Ceiba	0.0148	0.1338

Fuente: Elaboración propia

Para calcular el costo estimado del transporte del búnker, se multiplicó el costo del diésel de acuerdo con los valores de la tabla por un factor de 1.2. De manera similar, para estimar el costo del transporte terrestre del Gas Natural, se multiplicó el costo del transporte del LPG en unidades energéticas por el mismo factor de 1.2. Para convertir los costos de transporte antes mencionados en unidades energéticas, se utilizó el Monthly Energy Review de EIA [12] y se trasladaron a sus valores en LHV. En la Tabla C-2 se muestran los costos de transporte en ctvs. USD/MMbtu\*km.

Tabla C-2. Precios de transporte terrestre de los combustibles en \*ctvs USD/MMbtu\*km

<b>Puerto Referencia</b>	<b>Diesel</b>	<b>Búnker</b>	<b>LPG</b>	<b>GN</b>
Puerto Cortés	0.518	0.571	0.784	0.940
Puerto Henecán	0.441	0.485	1.950	2.340
Puerto La Ceiba	0.115	0.127	1.574	1.889

Fuente: Elaboración propia

### **C.1 Cadena de costos del Búnker, Diesel y LPG**

En el presente anexo se muestra el desglose de costos considerados para estimar el costo del combustible para las centrales térmicas de búnker, diésel y LPG en Honduras. Los costos asociados a la internalización y transporte marítimo de combustible se estimaron con información de la CAP y de S&P Platts [13] y los costos financieros se calculan siguiendo el del borrador del Manual de Costos Variables del CND [14]. Esta información se presenta en la Tabla C-3.

Tabla C-3. Costos de transporte, internalización y financieros del Bunker

Items	Componente	Costo Búnker [ USD/bbl]	Costo Diésel [ctvs. USD/gal]	Costo LPG [ctvs. USD/gal]
1	Costos de flete marítimo e internalización	4.248	10.477	33.790
2	Costos financieros	0.023	0.056	0.139

Fuente: Elaboración propia

Se utiliza de referencia EIA [12] para encontrar el contenido calorífico de cada barril de combustible y por medio de su relación HHV/LHV obtenida de [15], se trasladaron en unidades de LHV para el Residual Oil, diésel y LPG, resultando en 5.878 MMBtu/Bbl, 5.394 MMBtu/bbl y 3.569 MMBtu/bbl. Los costos de los combustibles antes mencionados en USD/MMbtu LHV se encuentran en la Tabla C-4.

Tabla C-4. Costos de flete marítimo e internalización y costos financieros.

Items	Componente	Costo Búnker [USD/MMbtu]	Costo Diésel [USD/MMbtu]	Costo LPG [USD/MMbtu]
1	Costos de flete marítimo e internalización	0.723	0.816	3.976
2	Costos financieros	0.004	0.010	0.016

Fuente: Elaboración propia

## C.2 Cadena de costos del Gas Natural

Al precio del gas natural, en Henry Hub, se adiciona un incremento del 15% que representan los costos que podría incurrir el comprador del Gas Natural. Para el servicio de licuefacción en la zona cercana a Henry Hub, se revisa información pública sobre los precios de contratos y acuerdos recientes. Como resultado de consultar diversas fuentes, se estima un costo de licuefacción de 2 USD/MMBtu [16], tomando en cuenta un contrato de largo plazo que garantice el servicio. Este costo también incluye el transporte por gasoducto desde el nodo físico de Henry Hub hasta la planta licuefactora.

Posteriormente, se estima un costo de 0.5 USD/MMBtu relacionado con el transporte y la internalización del combustible. Este cálculo se basa en información obtenida de Platts sobre las tarifas de alquiler de buques de GNL para el transporte desde la costa del Golfo de EE. UU., los tiempos de espera en los puertos y los costos de carga y descarga, asumiendo que el puerto de llegada en Honduras sería Puerto Cortés. Finalmente, considerando información proveniente de [16], se estima que el costo unitario de regasificación sería de 1 USD/MMBtu. Esta información se resume en la Tabla C-5.

Tabla C-5. Cadena de costos del gas natural

Licuefacción [USD/MMBtu]	Transporte marítimo e internalización [USD/MMbtu]	Regasificación [USD/MMbtu]
2	0.5	1

Fuente: Elaboración propia

El contenido calorífico estimado para el gas natural en MMBtu/ft<sup>3</sup> se obtiene de [12] y la relación HHV/LHV se obtiene de [15], para el Gas Natural en ft<sup>3</sup> resultante de 1.11.



## **D. Anexo: Cálculo del costo nivelado de la energía (LCOE)**

El costo nivelado de la energía (LCOE, por sus siglas en inglés) es una medida de costos que permite comparar diferentes tecnologías de generación de energía eléctrica producida sobre una misma base. Es una evaluación económica del costo total para construir y operar una central de energía eléctrica en relación con la producción total de energía durante la vida útil económica del activo. El LCOE también se puede considerar como el precio mínimo al que se debe vender la energía eléctrica para lograr el punto de equilibrio durante la vida útil económica del proyecto tomando en cuenta los costos totales. El objetivo del LCOE es ofrecer una comparación de distintas tecnologías que pueden tener vida útil heterogénea, magnitud, costo de inversión, eficiencia o capacidades distintas.

Para todas las tecnologías consideradas para este análisis, se utiliza una tasa de descuento real del 9% y se toma en cuenta las diferentes vidas útiles de cada tecnología de generación. En el caso de las centrales térmicas que operan con diésel, LPG y turbinas de gas natural en ciclo abierto, se considera un factor de planta típico de una central de punta del 20%. Por otro lado, para las centrales de bunker, gas natural y carbón, se asume un factor de planta del 80%, que se considera como el factor de planta de una central base. En el caso de las centrales solares, el factor de planta de estas instalaciones se incrementa significativamente cuando cuentan con sistemas de almacenamiento de energía, dado que para centrales solares convencionales se considera una relación AC/ de 1.2, mientras aquellas que disponen de almacenamiento alcanzan una relación de 1.5. Para las centrales de almacenamiento independiente, se consideró como su costo operativo el costo nivelado de la energía de una central solar almacenamiento presentado en este anexo. Para este cálculo se utilizan costos de inversión y de operación para el año 2023.

Es importante destacar que la comparativa resultante del LCOE no necesariamente refleja los resultados que se obtendrían al determinar el plan de expansión óptimo. Esto se debe a que, en el caso de las centrales térmicas, el factor de planta dependerá del despacho económico que se les asigne, lo cual puede influir significativamente en las decisiones de inversión de un modelo de optimización de la expansión de la generación y, a su vez, esto puede afectar las decisiones de inversión en las centrales renovables. El resumen de las estimaciones de los costos nivelados de la energía se presenta en Tabla D-1.

Tabla D-1. Costo nivelado de energía de diferentes tecnologías de generación referencia 2023

<b>Tecnología</b>	<b>Capacidad [MW]</b>	<b>Vida Útil</b>	<b>FP</b>	<b>LCOE [\$/MWh]</b>
Carbón	22	30	80%	139.59
Motor Búnker	100	25	80%	113.32
Motor Diésel	20	25	20%	185.6
Motores Duales Ciclo Combinado	250	25	80%	82.52
Turbina de Diesel	30	25	20%	271.67
Turbina de LPG	30	25	20%	228.98
Turbinas Ciclo Combinado Gas Natural	250	25	80%	65.98
Solar	20-50	25	25%	48.36
Solar + Baterías	20-50	25	30%	58.26
Eólica	20-120	25	40%	54.45
Eólica + Baterías	20-120	25	40%	60.3
Geotérmica	20	30	85%	99.12
Pequeña Hidroeléctrica	4--10	25	40%	68.21
Hidroeléctrica Grande	>100	40	50%	88.33
Hidro Bombeo	150	40	50%	87.64
Batería Independiente	50	20	17%	197.30

Fuente: Elaboración propia

## E. Anexo: Metodología para determinar reservas relativas

Para determinar el requerimiento de reserva secundaria necesario para equilibrar las desviaciones entre la demanda y la generación eléctrica, causadas principalmente por las fluctuaciones de la generación renovable no controlable, se implementó la metodología descrita en [17]. Esta metodología se enfoca exclusivamente en la reserva para cubrir variaciones en un intervalo de tiempo de 10 minutos.

Para modelar el requerimiento de reserva, se utilizaron como base los datos minutales de la demanda total y de la producción de energía solar y eólica correspondientes al año 2022. Posteriormente, estos datos se agruparon en intervalos de diez minutos consecutivos, generando un total de 52,560 conjuntos de datos. Para capturar la variabilidad del comportamiento en cada uno de estos conjuntos, se determina el valor máximo y mínimo dentro de cada intervalo. Estos valores extremos se utilizan para calcular las fluctuaciones en cada intervalo, que corresponden a la diferencia entre el valor máximo y mínimo por intervalo. Adicionalmente, para cada conjunto, se calcula el valor promedio de los datos.

Una vez obtenidos los valores promedio y las fluctuaciones de cada conjunto de datos, se procede a normalizar dichos valores para expresarlos en una escala uniforme y comparable. La normalización se realiza dividiendo cada valor por un denominador común. Para el caso de los datos de la demanda, se normalizan utilizando la máxima demanda registrada durante el año, mientras que, para la generación renovable no controlable, los datos se normalizan a la capacidad anual instalada de las centrales eólicas y solares, respectivamente.

Posteriormente, los valores promedios normalizados se clasifican por niveles de potencia, estableciéndose tres niveles. El primer nivel abarca los datos que se encuentran entre el 0% y el 33%, el segundo nivel incluye los datos del 33% al 66%, y el último nivel comprende los valores superiores al 66%. Para la generación solar y eólica, los valores promedios normalizados se clasifican en función de los niveles de potencia antes mencionados. Por otro lado, para clasificar la demanda en niveles de potencia, es necesario redefinir los límites establecidos previamente en cada nivel. Para lograr esto, se toma el porcentaje asignado a cada nivel y se multiplica por la diferencia entre la demanda máxima y mínima anual. Luego, se le suma la demanda mínima anual para obtener el rango de cada nivel de potencia.

Finalmente, el requerimiento de reserva relativa se obtiene mediante el cálculo del percentil 95% de las fluctuaciones normalizadas, que representan las diferencias entre los valores máximos y mínimos por intervalo. Para el caso de la demanda y generación solar los requerimientos se agrupan en 24 horas por mes, de acuerdo con el nivel de potencia establecido. Para la generación eólica no se considera la agrupación por horas, el requerimiento se calcula únicamente agrupando los datos por mes y nivel de potencia, lo que resulta en una reserva constante para cada mes.

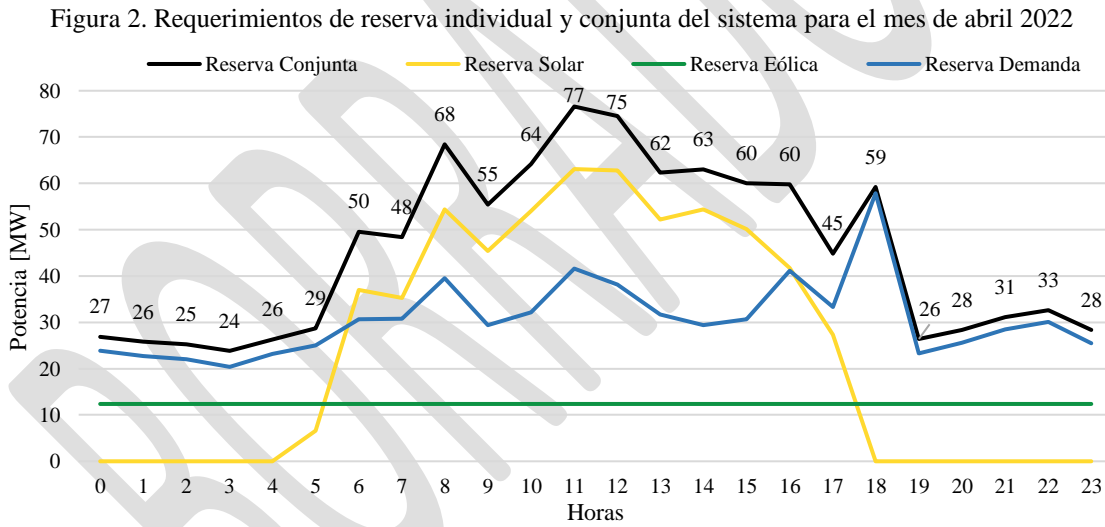
Con los valores obtenidos de la reserva relativa, se procede a calcular el requerimiento de reserva individual y conjunta para el sistema. Para obtener la reserva individual, se multiplica la reserva relativa por las capacidades máximas (demanda anual o capacidad instalada). Mientras que, la reserva conjunta se obtiene mediante la ecuación (1).

$$RS_{ter} + RS_{hid} \geq \sqrt{(r_s * C_s)^2 + (r_e * C_e)^2 + (r_d * D_{max})^2} \quad (1)$$

donde,

- $RS_{ter}$ : Provisión de reserva secundaria de todas las centrales térmicas
- $RS_{hid}$ : Provisión de reserva secundaria de todas las centrales hidroeléctricas
- $r_s$ : reserva relativa solar en p.u.
- $r_e$ : reserva relativa eólica en p.u.
- $r_d$ : reserva relativa demanda en p.u.
- $C_s$ : Capacidad instalada solar
- $C_e$ : Capacidad instalada eólica
- $D_{max}$ : Demanda máxima anual del sistema

Para ilustrar este proceso, la Figura 2 muestra los resultados correspondientes al mes de abril del año 2022. En dicha figura, se presentan tanto la reserva individual de la demanda como de la generación solar y eólica. Es importante destacar que la reserva eólica mantiene un valor constante para cada hora a lo largo del mes. Asimismo, se muestra la reserva conjunta del sistema, que refleja la combinación de estas reservas.



Fuente: Elaboración propia

## F. Anexo: Centrales generadoras del sistema interconectado nacional

Tabla F-1. Centrales hidroeléctricas

Nombre	Capacidad instalada [MW]	Nombre	Capacidad instalada [MW]
Agua Verde	0.96	Los Laureles	3.5
Arenal	61.62	Los Laureles (GENERA)	5.2
Aurora	9.57	Mangungo	1.5
Babilonia	4.4	Matarras	1.704
Canjel	2.75	Mezapa	9.6
Cañaveral	29	Morja	8
Cececapa	3.2	Nacaome	28.12
Chachaguala	6.8	Patuca III	104
Chamelecón	11.6	Pencaligüe	13.6
Churune	7	Peña Blanca	2.01
Coronado	8	Puringla Sazagua	10
Corral de Piedras	3.28	Río Betulia	7.55
Cortecito	5.5	Río Blanco	5.24
Coyolar	1.8	Río Frío	3.403
Cuyagual	6.6	Río Guineo	1.66
Cuyamapa	12.3	Río Lindo	80
Cuyamel	8	Río Quilio	1.2
El Cajón	300	San Alejo	2.1
El Cisne	0.71	San Carlos	4.2
El Níspero	25	San Juan	6.9
El Níspero II	7.45	San Martín	3
Hidro Yojoa	0.702	Santa María del Real	1.2
La Esperanza	14	Shol	33.75
La Gloria	6.2	Xacbal	45
La Vegona	41	Zacapa	0.75
Las Nieves	0.48	Zinguizapa	3.1

Fuente: Elaboración con información propia

Tabla F-2. Centrales solares FV

<b>Nombre</b>	<b>Capacidad instalada [MW]</b>	<b>Nombre</b>	<b>Capacidad instalada [MW]</b>
Choluteca I	20	Llanos del Sur	13.75
Choluteca II	30	Los Pollitos	20
Cinco Estrellas	50	Marcovia	35
Cohessa	50	Mecer	25
Enerbasa	20	Nacaome I	50
Fotersa	20	Nacaome II	50
Fray Lazaro	5	Prados Sur	31.2
Helios	25	Sopossa	50
Las Lajas	11.9		

Fuente: Elaboración con información propia

Tabla F-3. Centrales eólicas

<b>Nombre</b>	<b>Capacidad instalada [MW]</b>
Cerro de Hula	126
Chinchayote	48.3
Planta San Marcos	63.8

Fuente: Elaboración con información propia

Tabla F-4. Central geotérmica

<b>Nombre</b>	<b>Capacidad instalada [MW]</b>
Geoplatares	39.91

Fuente: Elaboración con información propia

Tabla F-5. Centrales biomásicas

<b>Nombre</b>	<b>Capacidad instalada [MW]</b>
Aceydesa	5.5
Azunosa	14
Biogas y Energía S.A.	1.2
Cahsa	34
Caracol Knits	18.1
Celsur	44.25
Chumbagua	20
Ecopalsa	1.23
Honduras Green Power Plant (GPP)	43
Los Pinos	3.5
Merendon Power Plant (MPP)	18.1
Palmasa	1.8
Tres Valles	19.5
Yodeco	0.3

Fuente: Elaboración con información propia

Tabla F-6. Centrales térmicas a base de búnker o diésel

<b>Nombre</b>	<b>Capacidad instalada [MW]</b>	<b>Nombre</b>	<b>Capacidad instalada [MW]</b>
La Puerta Hitachi	18	Enersa Cogeneración	12.44
La Puerta General Electric	15	El Faro	43.5
Santa Fe	1.54	Laeisz Reguleto	32.3
Lufussa III	249.01	Laeisz San Isidro	20.3
Lufussa Valle	82.66	Laeisz Ceiba Térmica	22.3
Enersa	245.67	Laeisz La Ensenada	74.9
Emce Choloma	46.74	Planta Térmica Laeisz	19.22
Ceiba Térmica	4.62	Elcosa	80.28
Elcatex	21.8	Pecsa I	17.95
Parkdale	14	Pecsa II-III	35.9
Laeisz Juticalpa	14.46		

Fuente: Elaboración con información propia

Tabla F-7. Central de carbón/petcoke

<b>Nombre</b>	<b>Capacidad instalada [MW]</b>
Becosa	94

Fuente: Elaboración con información propia

## Referencias

- [1] International Renewable Energy Agency, "Renewable Power Generation Costs in 2021," IRENA, Abu Dhabi, 2022.
- [2] Pacific Northwest National Laboratory, «2022 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment,» PNNL, 2022.
- [3] National Renewable Energy Laboratory, "Evaluating the Technical and Economic Performance of PV Plus Storage Power Plants," NREL, Golden, CO , 2017.
- [4] J. Reilly, R. Poudel, V. Krishnan, B. Anderson, J. Rane, I. Baring-Gould y C. Clark, «Hybrid Distributed Wind and Battery Energy Storage Systems,» National Renewable Energy Laboratory (NREL), Golden, CO, 2022.
- [5] F. Arrellano, G. García , J. González y J. Tovar, «Catálogo de Costos de Inversión en Transmisión,» 2022.
- [6] Sargent & Lundy, «Capital Cost and Performance Characteristic Estimates for Utility Scale Electric Power Generating Technologies,» EIA, Washington, DC, 2020.
- [7] Gas Turbine World, «2020 GTW Handbook,» Pequot Publishing Inc., Fairfield CT, 2020.
- [8] Power Magazine, «Major Noise Sources and Mitigation Cost Estimates for Gas-Fired Power Facilities,» Power Magazine, 1 Octubre 2012. [En línea]. Available: <https://www.powermag.com/major-noise-sources-and-mitigation-cost-estimates-for-gas-fired-power-facilities/>.
- [9] Entura, «Pumped Hydro Cost Modelling,» Cambridge TAS, 2018.
- [10] U.S. Energy Information Administration, «Annual Energy Outlook 2023,» EIA, 16 Marzo 2023. [En línea]. Available: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>. [Último acceso: 15 Marzo 2023].
- [11] Secretaría de Energía Comisión Administradora del Petróleo, Estructura de los Precios de los Combustibles. Lunes 16 de enero 2023, 2023.
- [12] U.S. Energy Information Administration, «Monthly Energy Review March 2023,» EIA, 2023.



- [13] Platts S&P Global, «Platts Excel».
- [14] C. N. d. D. CND, *Borrador: Manual para el cálculo y la declaración de costos variables de generación al operador del sistema*, 2022.
- [15] Hydrigen Tools, «h2tools,» Pacific Northwest National Laboratory, [En línea]. Available: <https://h2tools.org/hyarc/calculator-tools/lower-and-higher-heating-values-fuels>. [Último acceso: Marzo 2023].
- [16] Unidad de Planeación MInero Energética Colombia, *Estudio Técnico Para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural*, 2020.
- [17] Consorcio Ecofys Netherlands B.V., Energynautics GmbH y Quantum América, «Análisis Técnico y Económico de Máxima Penetración de Energía Eólica y Solar en Red Eléctrica de Honduras,» Banco Mundial, 2016.