

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

Versión	Enviada para aprobación
Fecha	15 de diciembre de 2023
Lugar	Tegucigalpa, Honduras

Dirección de Planificación de la Expansión del Sistema

Tabla de contenido

Lista de tablas.....	3
Lista de figuras	4
A. Anexo: Desagregación de costos de inversión para centrales generadoras	5
A.1 Desglose de costos para tecnologías solar y eólica	5
A.2 Desglose de costos del sistema híbrido solar fotovoltaico y batería.....	5
A.3 Desglose de costos del sistema híbrido eólico y batería.....	6
A.4 Batería independiente	7
A.5 Motores de combustión interna.....	8
A.6 Centrales a base de LPG.....	10
A.7 Ciclo combinado a base de gas natural	11
A.8 Centrales a base de carbón.....	13
A.9 Hidroeléctrica de bombeo.....	14
B. Anexo: Proyección de costos de inversión y operación y mantenimiento.....	16
B.1 Solar fotovoltaica y eólica	16
B.2 Sistemas de almacenamiento con baterías	16
B.2.1 Degradación y aumentación para sistemas con baterías	17
B.2.2 Sistema híbrido solar fotovoltaico con batería	17
B.2.3 Sistema híbrido eólico con batería	19
B.2.4 Batería independiente	19
C. Anexo: Cadena de costos de los combustibles.....	21
C.1 Cadena de costos del búnker, diésel y LPG	21
C.2 Cadena de costos del gas natural	22
D. Anexo: Cálculo del costo nivelado de la energía	23
E. Anexo: Metodología para determinar reservas relativas	25
F. Anexo: Centrales generadoras del sistema interconectado nacional	29
Referencias.....	32

Lista de tablas

Tabla A-1. Cadena de costo de sistema híbrido solar fotovoltaico con batería	6
Tabla A-2. Cadena de costo de sistema híbrido eólico con batería	7
Tabla A-3. Cadena de costo de batería independiente	8
Tabla A-4. Cadena de costo motores de combustión interna	9
Tabla A-5. Cadena de costo central a base de LPG	11
Tabla A-6. Cadena de costo de CCGN	12
Tabla A-7. Cadena de costo central de carbón.....	14
Tabla A-8. Cadena de costo hidroeléctrica de bombeo.....	15
Tabla B-1. Proyección de costo de inversión para centrales solar fotovoltaica y eólica [USD/kW]	16
Tabla B-2. Proyección de costo de inversión y O&M de sistema híbrido solar fotovoltaico con batería.....	18
Tabla B-3. Proyección de costo de inversión y O&M de sistema híbrido eólico con batería.....	19
Tabla B-4. Proyección de costo de inversión y O&M de batería independiente	20
Tabla C-1 Precios de transporte terrestre de los combustibles en ctvs USD/gal por km.....	21
Tabla C-2. Precios de transporte terrestre de los combustibles en *ctvs USD/MMBtu por km	21
Tabla C-3. Costos de transporte, internación y financieros del búnker.....	21
Tabla C-4. Costos de flete marítimo e internación y costos financieros	22
Tabla C-5. Cadena de costos del gas natural	22
Tabla D-1. Costo nivelado de energía de diferentes tecnologías de generación referencia 2023	24
Tabla F-1. Centrales hidroeléctricas	29
Tabla F-2. Centrales solares fotovoltaicas	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

Lista de figuras

Figura B-1. Aumentación típica de una batería	17
Figura E-1. Fluctuaciones en la generación solar en períodos de diez minutos consecutivos	25
Figura E-2. Clasificación de la producción promedio de generación eólica por niveles de potencia	26
Figura E-3. Percentil 95% de las fluctuaciones de la demanda en la hora cero del mes de enero	27
Figura E-4. Requerimientos de reserva individual y conjunta del sistema para el mes de abril 2022	28

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 International Renewable Energy Agency (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 sistema de almacenamiento de energía con baterías 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 Pacific Northwest National Laboratory (PNNL) en [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. Es importante destacar que el equipo de potencia del sistema de almacenamiento incluye tanto inversor bidireccional como convertidor DC/DC.

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. El acople permite reducir costos, dado que, al estar ubicados en el mismo sitio se comparten equipo eléctrico y mecánico, como ser barras AC y DC y transformador elevador, 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 fotovoltaico con batería

Características del sistema solar fotovoltaico	Unidades	Planta 1	Planta 2
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 fotovoltaico	USD	19,701,000.00	49,252,500.00
Características sistema de almacenamiento de energía			
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 fotovoltaico		DC	DC
Costo sistema de almacenamiento de energía			
Módulos de batería	USD	2,916,320.00	6,946,800.00
Balance del sistema (BOS)	USD	678,080.00	1,615,200.00
Equipo de potencia	USD	338,600.00	730,500.00
Controles y comunicaciones (C&C)	USD	160,040.00	77,500.00
Integración del sistema	USD	802,560.00	1,866,400.00
EPC	USD	979,200.00	2,247,200.00
Costo total del sistema de almacenamiento	USD	5,874,800.00	13,483,600.00
Costo sistema híbrido			
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 basada en información de 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 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. Cabe mencionar que el equipo de potencia del sistema de almacenamiento incluye tanto inversor bidireccional como un convertidor DC/DC.

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

Características de la central eólica	Unidades	Planta 1	Planta 2	Planta 3	Planta 4
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
Características sistema de almacenamiento de energía					
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
Costo sistema de almacenamiento de energía					
Módulos de batería	USD	1,458,160.00	3,645,400.00	7,290,800.00	8,748,960.00
Balance del sistema (BOS)	USD	339,040.00	847,600.00	1,695,200.00	2,034,240.00
Convertidor DC/DC	USD	169,300.00	423,250.00	846,500.00	1,015,800.00
Controles y comunicaciones (C&C)	USD	80,020.00	200,050.00	400,100.00	480,120.00
Integración del sistema	USD	401,280.00	1,003,200.00	2,006,400.00	2,407,680.00
EPC	USD	489,600.00	1,224,000.00	2,448,000.00	2,937,600.00
Costo total del sistema de almacenamiento	USD	2,937,400.00	7,343,500.00	14,687,000.00	17,624,400.00
Costo sistema híbrido					
Costo total de 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 basada en información de PNNL e IRENA [2], [1]

A.4 Batería independiente

Para estimar el costo de inversión de un sistema de almacenamiento con capacidad instalada de 50MW y capacidad de almacenamiento de 4 horas, se utiliza información del año 2021 adquirida de PNNL [2] para baterías basadas en litio-ferrofosfato (LFP, por sus siglas en inglés). 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

Características sistema de almacenamiento de energía	Unidades	Planta 1
Capacidad instalada	MW	50
Tiempo de almacenamiento	Horas	4
Energía	MWh	200.00
Profundidad de descarga	%	100%
Costo sistema de almacenamiento de energía		
Módulos de batería	USD	34,005,111.11
Balance del sistema (BOS)	USD	7,906,222.22
Equipo de potencia	USD	3,430,055.56
Controles y comunicaciones (C&C)	USD	248,611.11
Integración del sistema	USD	9,093,777.78
EPC	USD	10,936,444.44
Desarrollo del proyecto	USD	13,124,000.00
Integración a la red	USD	1,131,166.67
Costo total del sistema de almacenamiento	USD	79,875,388.89
Costos de capital		
Costo total de capital	USD	79,875,388.89
Costo unitario de instalación	USD/kW	1,597.51

Fuente: Elaboración propia basada en información de 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, por su definición en inglés), 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]. Estos costos contemplan transformadores trifásicos con sus respectivas bahías, transformadores de voltaje y corriente. Además, se incluye el costo de la casa de control, servicio propio, servicios auxiliares y banco de baterías, caseta de vigilancia, comunicaciones e interfaz hombre-máquina (HMI, por sus siglas en inglés). 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 costo 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/GNCC
Contingencias del proyecto	%	10%	10%	10%	10%	10%	10%	10%
Costo ingeniería y equipo								
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
Costo interconexión eléctrica								
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
Costo ingeniería, procura y construcción								
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
Costo de desarrollador								
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
Contingencias del proyecto								
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
Costos de capital								
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 Energy Information Administration (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 la referencia [6].

A.6 Centrales a base de LPG

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 2020*” (GTW) en [7]. 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. Este costo de inversión no cubre los costos del propietario, ni el de 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 en [6].

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

Características de la planta	Unidades	Valor
Capacidad instalada	MW	30
Contingencias del proyecto	%	10%
Tarifa de contratación de EPC	%	10%
Costo ingeniería y equipo		
Subtotal ingeniería y equipo	USD	12,850,000.00
Costo interconexión eléctrica		
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
Costo ingeniería, procura y construcción		
EPC antes de tarifa	USD	19,420,572.95
Tarifa por EPC	USD	1,942,057.30
Subtotal EPC	USD	21,362,630.25
Costo de desarrollador		
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
Contingencias del proyecto		
Subtotal contingencias	USD	2,794,444.04
Costos de capital		
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 expuestos anteriormente 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

Características de la planta	Unidades	Planta 1
Capacidad instalada condiciones en sitio	MW	250
Configuración		3x1
Contingencias del proyecto	%	10%
Tarifa de contratación de EPC	%	10%
Costo ingeniería y equipo		
Subtotal ingeniería y equipo	USD	205,000,000.00
Costo interconexión eléctrica		
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
Costo ingeniería, procura y construcción		
EPC antes de tarifa	USD	223,873,437.69
Tarifa por EPC	USD	22,387,343.77
Subtotal EPC	USD	246,260,781.46
Costo de desarrollador		
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
Costos misceláneos		
Mitigación de ruido	USD	2,222,222.22
Repuestos iniciales	USD	4,925,215.63
Subtotal costos misceláneos	USD	7,147,437.85
Contingencias del proyecto		
Subtotal contingencias	USD	27,382,465.86
Costos de capital		
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 disponible en [7], basándose en un alcance “llave en mano” que comprende el suministro mínimo para la planta diseñada a operar 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 y de vapor, sistema de recuperación de calor, generadores, sistema de control, auxiliares eléctricos y mecánicos asociados al balance del sistema (BOS, por su definición en inglés). 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. Adoptando un criterio de seguridad, el cual 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 reducida 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 operación de una central con estas características puede ser afectada por la altura del lugar donde está instalada. En ese sentido, las posibles localizaciones son seleccionadas teniendo en cuenta sitios con menor altura sobre el nivel mar.

Seguido, se agregan los costos de interconexión eléctrica adquiridos de la consultoría de estimación de costos de obras de transmisión realizada al CND en [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 en [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.

A.8 Centrales a base de carbón

Esta cadena de costos se construye basándose en el informe presentado en [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

Características de la planta	Unidades	Planta 1
Capacidad instalada	MW	30
Contingencias del proyecto	%	10%
Tarifa de contratación de EPC	%	15%
Costo ingeniería y equipo		
Subtotal ingeniería y equipo	USD	100,927,291.82
Costo interconexión eléctrica		
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
Costo ingeniería, procura y construcción		
EPC antes de tarifa	USD	107,497,864.77
Tarifa por EPC	USD	16,124,679.71
Subtotal EPC	USD	123,622,544.48
Costo de desarrollador		
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
Contingencias del proyecto		
Subtotal contingencias	USD	13,007,772.50
Costos de capital		
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 construyen basados 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 de bombeo

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 únicamente 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 costo hidroeléctrica de bombeo

Características de la planta	Unidades	Planta 1
Capacidad instalada	MW	150
Contingencias del proyecto	%	10%
Costo ingeniería y equipo		
Subtotal ingeniería y equipo	USD	149,692,744.30
Costo interconexión eléctrica		
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
Costo ingeniería, procura y construcción		
Subtotal EPC	USD	162,273,973.32
Costo de desarrollador		
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
Contingencias del proyecto		
Subtotal contingencias	USD	19,199,661.68
Costos de capital		
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 obras 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 fijos de operación y mantenimiento (O&M) de las tecnologías estudiadas como ser solar fotovoltaica, eólica, sistema híbrido solar fotovoltaico 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 fijos de O&M, son constantes en el horizonte de análisis.

B.1 Solar fotovoltaica y eólica

Utilizando información de EIA, en [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. De acuerdo con la referencia [11], el costo fijo de O&M anual para la central solar fotovoltaica se estima en 17.16 USD/kW-año, mientras que el costo de fijo de O&M anual para la central eólica se establece en 29.64 USD/kW-año. 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

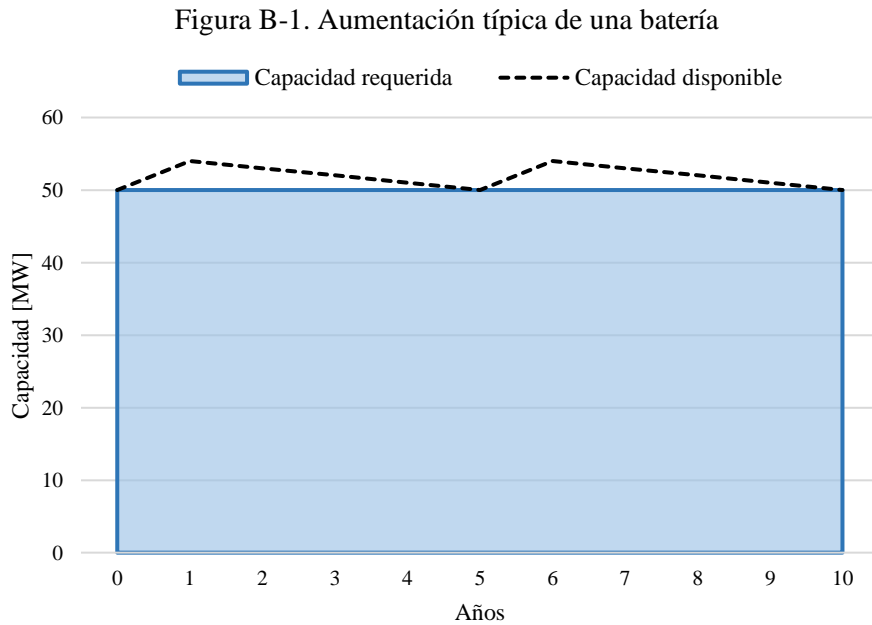
Fuente: Elaboración propia basada en información de EIA [10]

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 fijos 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 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 B-1.



Fuente: Elaboración propia

Para encontrar los costos asociados a la aumentación de los módulos de baterías de iones de 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 una aumentación del 10% de su capacidad nominal para los años 1, 6, 11 y 16. Ese procedimiento se ilustra en la Figura B-1, dónde 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 fotovoltaico 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, basado en referencia [2], este cuenta con costos de inversión desagregados de baterías basadas en LFP 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 lo tanto, sus costos dejan de variar y alcanzan estabilidad en el tiempo.

Por otro lado, el costo fijo de operación y mantenimiento del sistema solar fotovoltaico con batería está constituido por el costo fijo de O&M de la central solar fotovoltaica, el costo fijo de O&M de la batería y el costo que implica la aumentación de módulos por concepto de degradación. El costo fijo 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 fijo de O&M de la batería se obtiene con información de PNNL en [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 fotovoltaico con batería

Año	Central 50 MW		Central 20 MW	
	Costo de inversión [USD/kW]	Costo fijo O&M [USD/kW-año]	Costo de inversión [USD/kW]	Costo fijo 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 del costo fijo de 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]	Costo fijo O&M [USD/kW-año]	Año	Costo de inversión [USD/kW]	Costo fijo 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 LFP 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 tasa de decrecimiento anual de 3.05% y utilizando esta tasa de variación, se proyectan los costos de inversión, tomando como referencia el año inicial de 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 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 fijos 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 independiente

Año	Costo de inversión [USD/kW]	Costo fijo O&M [USD/kW-año]	Año	Costo de inversión [USD/kW]	Costo fijo 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 combustibles 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 [12].

La tarifa de transporte terrestre para el LPG y el diésel se obtiene en ctvs USD/gal por km. Para estimar esa tarifa, se toma el valor del flete terrestre en L/gal y este se calcula por medio de la distancia del puerto más cercano a los puntos de referencia en San Pedro Sula, Tegucigalpa y Tela. Se utilizó la tasa de cambio de 1 USD por L24.576, 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 por km

Puerto referencia	Diésel	LPG
Puerto Cortés	0.0666	0.0666
Puerto Henecán	0.0566	0.1657
Puerto La Ceiba	0.0148	0.1338

Fuente: Elaboración propia

Para estimar el costo de transporte del búnker, se multiplicó el costo del diésel, los valores de la tabla anterior, 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 estos costos de transporte en unidades energéticas, se utilizó el *Monthly Energy Review* de EIA [13] y se trasladaron a sus valores en *Low Heating Value* (LHV). En la Tabla C-2 se muestran los costos de transporte en ctvs. USD/MMBtu por km.

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

Puerto referencia	Diésel	Búnker	LPG	Gas natural
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, diésel y LPG

En el presente anexo se muestra el desglose del costo del combustible para las centrales térmicas de búnker, diésel y LPG en Honduras. Los costos asociados a la internación y transporte marítimo del combustible se estimaron con información de la CAP y de S&P Platts [14] y los costos financieros se calculan siguiendo el borrador del *Manual de Costos Variables del CND* [15]. Esta información se presenta en la Tabla C-3.

Tabla C-3. Costos de transporte, internación y financieros del búnker

Componente	Costo búnker [USD/bbl]	Costo diésel [ctvs. USD/gal]	Costo LPG [ctvs. USD/gal]
Costos de flete marítimo e internación	4.248	10.477	33.790
Costos financieros	0.023	0.056	0.139

Fuente: Elaboración propia

Se utiliza la referencia [13] para encontrar el contenido calorífico de cada barril de combustible y, por medio de su relación HHV/LHV obtenida en la referencia [16], se convierten a 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 se encuentran en la Tabla C-4.

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

Componente	Costo búnker [USD/MMBtu]	Costo diésel [USD/MMBtu]	Costo LPG [USD/MMBtu]
Costos de flete marítimo e internación	0.723	0.816	3.976
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 le adiciona un incremento del 15% que representa 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 [17], tomando en cuenta un contrato de largo plazo que garantice el servicio. Este costo también incluye el transporte por gaseoducto 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 internación del combustible. Los costos de transporte marítimo se estiman en 0.27 USD/MMBtu. Este cálculo se basa en información proporcionada por Platts, que considera la tarifa diaria de un buque estándar transportando 160,000 metros cúbicos de gas natural licuado. Esta estimación incluye aproximadamente 4 días de ida y regreso desde Port Arthur en Texas hasta Puerto Cortés, 1.5 días para la carga del gas natural licuado y otros 1.5 días para la descarga de este. Además, se considera costos de carga y descarga obtenidos de [18], resultando en 190,000 USD/día. Esto se traduce en un costo adicional de 0.190 USD por MMBtu. En cuanto a los costos locales, se considera que estos representan un 10% de los costos totales relacionados con el transporte marítimo tanto de carga como de descarga, resultando en 0.046 USD por MMBtu. Finalmente, con la información de [17], se estima que un costo unitario de regasificación 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 internación [USD/MMBtu]	Regasificación [USD/MMBtu]
2	0.5	1

Fuente: Elaboración propia

D. Anexo: Cálculo del costo nivelado de la energía

El costo nivelado de la energía (LCOE, por su definición en inglés) es una medida de costos que permite comparar diferentes tecnologías de generación de energía eléctrica sobre una misma base. El LCOE es utilizado como una evaluación económica que considera el costo total para construir y operar una central relacionada con la producción total de energía durante la vida útil económica. Además, esta medida puede ser considerada como el precio mínimo al que se debe vender la energía eléctrica para lograr el punto de equilibrio del activo. Por tanto, el objetivo es ofrecer una comparación de tecnologías que pueden tener vida útil heterogénea, diferentes costos de inversión, eficiencia y capacidad.

Para todas las tecnologías, se utiliza una tasa de descuento real del 9% y se toma en cuenta su respectiva vida útil. 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%. Para las centrales de búnker, gas natural y carbón, se asume un factor de planta del 80%. 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. En el caso de las centrales solares convencionales se considera una relación DC/AC de 1.2, mientras que, para aquellas que disponen de almacenamiento de 1.5. Para las centrales de almacenamiento independiente, se consideró como su costo operativo el LCOE de una central solar independiente. Se destaca que, para realizar el cálculo del LCOE para cada tecnología, se utilizan como referencia los costos de inversión y de operación para el año 2023.

La comparativa resultante del LCOE no necesariamente refleja los resultados que se obtendrían al determinar el plan óptimo de expansión de la generación. 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. El resumen de las estimaciones de los LCOE se presenta en Tabla D-1.

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

Tecnología	Capacidad [MW]	Vida útil	FP	LCOE [USD/MWh]
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 diésel	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
Hidroeléctrica pequeña	4--10	25	40%	68.21
Hidroeléctrica grande	>100	40	50%	88.33
Hidroeléctrica de bombeo	150	40	50%	87.64
Batería independiente	50	20	17%	197.3

Fuente: Elaboración propia

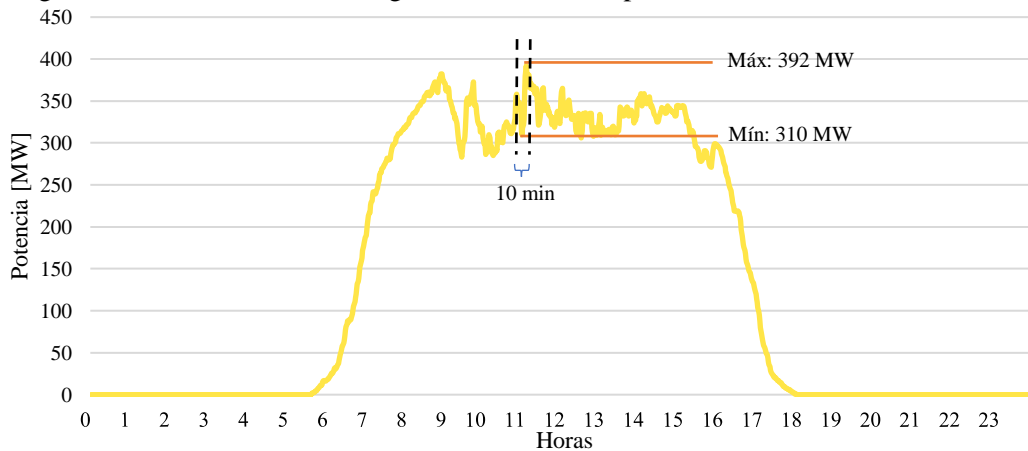
E. Anexo: Metodología para determinar reservas relativas

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 [19]. Esta metodología se enfoca exclusivamente en la reserva para cubrir variaciones en intervalos de tiempo de diez minutos.

Para dicho modelaje, se utilizaron como base los datos con resolución por minutos de la demanda total y de la producción de energía solar y eólica correspondientes al año 2022. Posteriormente, estos datos se subdividieron en intervalos de diez minutos consecutivos, generando un total de 52,560 conjuntos de datos tanto para la demanda como para la generación renovable.

Para capturar la variabilidad del comportamiento en cada uno de estos conjuntos, se identifica el valor máximo, mínimo y promedio dentro de cada intervalo. La diferencia entre los valores extremos se utiliza para calcular las fluctuaciones en cada uno de los conjuntos de datos. Para ejemplificar este proceso, en la Figura E-1 se presenta la producción solar durante un día en particular, donde se observa el comportamiento y variación en la generación. Además, se resaltan los valores extremos, tanto máximo como mínimo, reflejando la fluctuación ocurrida en un intervalo de diez minutos consecutivos.

Figura E-1. Fluctuaciones en la generación solar en períodos de diez minutos consecutivos

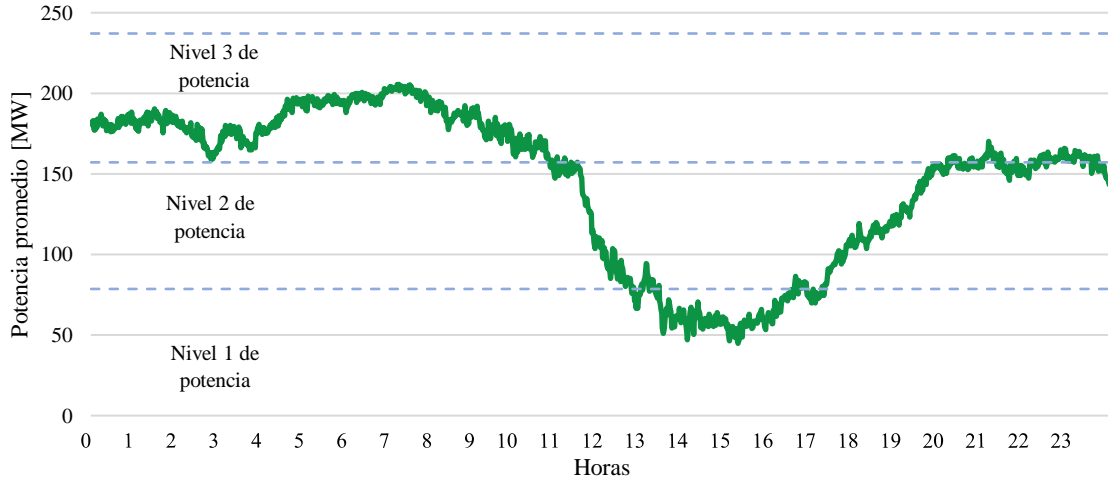


Fuente: Elaboración propia

Para cada intervalo se calculan los promedios y se procede a clasificarlos dependiendo del rango de potencia en el que se encuentren, por lo que, se establecen tres niveles de potencia equidistantes. El primer nivel abarca los valores que se encuentran entre el 0% y el 33%, el segundo nivel incluye los valores superiores al 33% e inferiores al 66% y, por último, el tercer nivel comprende los valores superiores al 66%. Esta clasificación se aplica para la generación solar y eólica, en el caso de la demanda se requiere redefinir los límites establecidos en cada nivel para garantizar la distribución equitativa de los datos. En ese sentido, se toma el porcentaje asignado a cada nivel y se multiplica por la diferencia entre la demanda máxima y mínima anual. Seguidamente, se suma la demanda mínima anual para obtener el rango de cada nivel de potencia.

Para efectos ilustrativos esta clasificación se aplica a la producción promedio de generación eólica para un día en particular, según se muestra en la Figura E-2. Es posible observar que la mayor producción promedio se sitúa en el nivel 3, mientras que la menor producción se encuentra en el nivel 1.

Figura E-2. Clasificación de la producción promedio de generación eólica por niveles de potencia

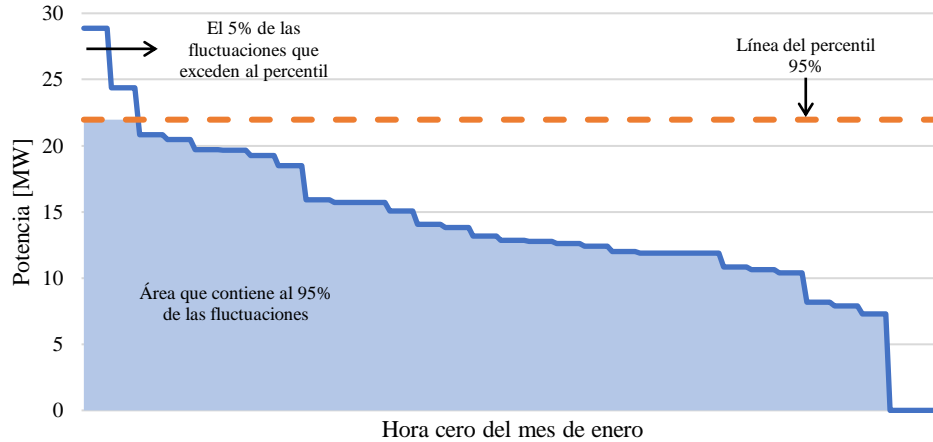


Fuente: Elaboración propia

Una vez obtenida esta clasificación, se procede a obtener el requerimiento de reserva relativa mediante el cálculo del percentil 95% de las fluctuaciones. Para realizar este cálculo, las fluctuaciones de la demanda y generación solar se agrupan en función del mes, hora del día y nivel de potencia correspondiente, resultando en 288 conjuntos por año, lo que representa 24 horas para cada mes. En cada uno de estos conjuntos, se calcula el percentil considerando exclusivamente el nivel de potencia en el cual las fluctuaciones tienen una mayor representación. En cuanto a la generación eólica, no se considera la agrupación por horas, dado que el requerimiento se calcula únicamente asociando los datos por mes y nivel de potencia, resultando en una reserva constante para cada mes.

Para ejemplificar este proceso, la Figura E-3 muestra las fluctuaciones de la demanda en la hora cero para todo el mes de enero de 2022. Estas fluctuaciones se representan mediante la línea azul decreciente. A partir de estos datos, se calcula el percentil 95%, ilustrado por la línea de color naranja, el cual contiene el margen de reserva adecuado (área azul) para abordar las fluctuaciones.

Figura E-3. Percentil 95% de las fluctuaciones de la demanda en la hora cero del mes de enero



Fuente: Elaboración propia

Una vez obtenido el percentil 95% de las fluctuaciones, estos valores son normalizados al dividirlos 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 utilizando la capacidad anual instalada de las centrales eólicas y solares, respectivamente. Como resultado de dicha normalización, se obtienen los valores de las reservas relativas r_s , r_e y r_d . Por lo tanto, es posible determinar la reserva conjunta del sistema mediante la suma geométrica representada por la ecuación (1).

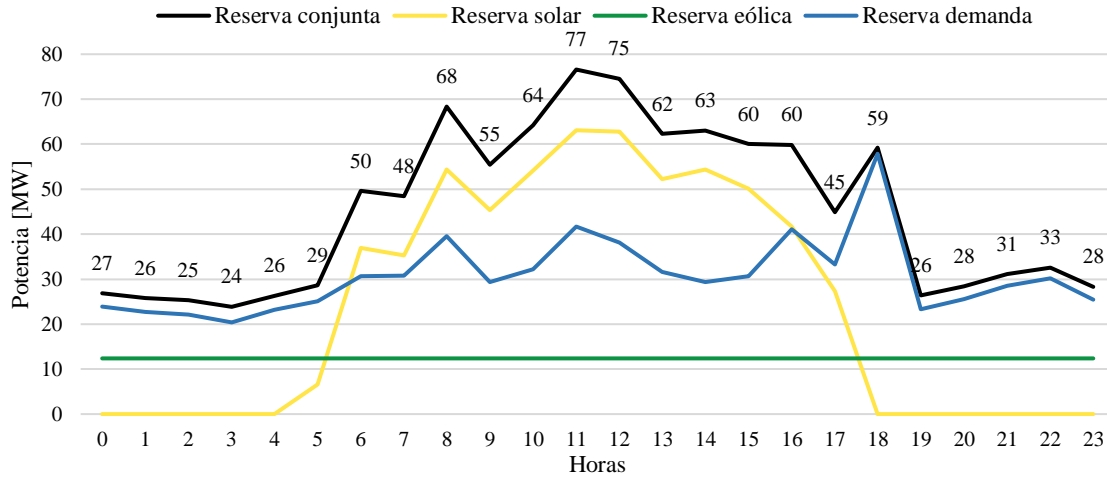
$$RS_{ter} + RS_{hid} \geq \sqrt{(r_s * C_s)^2 + (r_e * C_e)^2 + (r_d * D_{max})^2}, \quad (1)$$

donde,

- RS_{ter} : Provisión de reserva secundaria de todas las centrales térmicas, candidatas y existentes,
- RS_{hid} : Provisión de reserva secundaria de todas las centrales hidroeléctricas, candidatas y existentes,
- 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.

Finalmente, la Figura E-4 ilustra la reserva conjunta del sistema y la reserva individual tanto para la demanda como para la generación renovable para el mes de abril del año 2022. Asimismo, se muestra la reserva conjunta del sistema, que refleja la combinación de estas reservas individuales y proporciona el valor de potencia necesaria en cada hora para compensar las fluctuaciones de la demanda y de la generación de energía renovable variable. Es importante destacar que la reserva eólica mantiene un valor constante para cada hora a lo largo del mes.

Figura E-4. Requerimientos de reserva individual y conjunta del sistema para el mes de abril 2022



Fuente: Elaboración propia

Aplicando la metodología previamente descrita, se determina el requerimiento de reserva conjunta [lado derecho de la ecuación (1)] para los años restantes dentro del horizonte de estudio. Para ello, se proyecta la reserva individual de la demanda, aplicando las tasas de crecimiento correspondientes a los escenarios medio, alto y bajo para todo el horizonte de estudio. En cuanto a las reservas individuales de generación renovable no controlable, estas se consideran constantes a lo largo del período de estudio, debido a que los proyectos candidatos de este tipo de tecnología cuentan con un sistema de almacenamiento para compensar sus fluctuaciones.

Una vez obtenida la proyección de la reserva individual requerida, utilizando la ecuación (1), se calcula la proyección de la reserva conjunta del sistema, para el período 2024-2033 considerando los tres escenarios de crecimiento de la demanda. Es importante resaltar, que esta ecuación es agregada como restricción en el modelo de planificación de la expansión de la generación, donde el lado izquierdo de (1) [$Rs_{ter} + Rs_{hid}$] depende de las variables de decisión de dicho modelo.

F. Anexo: Centrales generadoras del sistema interconectado nacional

Tabla F-1. Centrales hidroeléctricas

Nombre	Capacidad [MW]	Nombre	Capacidad [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	Pencaligue	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 propia con información del CND

Tabla F-2. Centrales solares fotovoltaicas

Nombre	Capacidad [MW]	Nombre	Capacidad [MW]
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 propia con información del CND

Tabla F-3. Centrales eólicas

Nombre	Capacidad [MW]
Cerro de Hula	126
Chinchayote	48.3
Planta San Marcos	63.8

Fuente: Elaboración propia con información del CND

Tabla F-4. Central geotérmica

Nombre	Capacidad [MW]
Geoplatares	39.91

Fuente: Elaboración propia con información del CND

Tabla F-5. Centrales biomásicas

Nombre	Capacidad [MW]
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 propia con información del CND

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

Nombre	Capacidad [MW]	Nombre	Capacidad [MW]
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 propia con información del CND

Tabla F-7. Central de carbón/petcoke

Nombre	Capacidad [MW]
Becosa	105

Fuente: Elaboración propia con información del CND

Referencias

- [1] International Renewable Energy Agency - IRENA, "Renewable Power Generation Costs in 2021," Abu Dhabi, 2022.
- [2] Pacific Northwest National Laboratory - PNNL, "2022 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment," 2022.
- [3] National Renewable Energy Laboratory - NREL, "Evaluating the Technical and Economic Performance of PV Plus Storage Power Plants," Golden, CO, 2017.
- [4] J. Reilly, R. Poudel, V. Krishnan, B. Anderson, J. Rane, I. Baring-Gould and 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 and J. Tovar, "Catálogo de Costos de Inversión en Transmisión," 2022.
- [6] Energy Information Administration - EIA, "Capital Cost and Performance Characteristic Estimates for Utility Scale Electric Power Generating Technologies," 2020. [Online].
- [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," 1 Octubre 2012. [Online]. 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 - EIA, "Annual Energy Outlook 2023," 16 Marzo 2023. [Online]. Available: <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/>. [Accessed 15 Marzo 2023].
- [11] U.S Energy Information Administration - EIA, "Assumptions to the Annual Energy Outlook 2023: Electricity Market Module," Washington, DC, 2023.
- [12] Secretaría de Energía Comisión Administradora del Petróleo, Estructura de los Precios de los Combustibles. Lunes 16 de enero 2023, 2023.
- [13] U.S. Energy Information Administration - EIA, "Monthly Energy Review March 2023," 2023.
- [14] S&P Global Platts, "Platts Excel".
- [15] Centro Nacional de Despacho - CND, "Borrador: Manual para el cálculo y la declaración de costos variables de generación al operador del sistema," 2022. [Online].
- [16] Hydrigen Tools, "h2tools," Pacific Northwest National Laboratory, [Online]. Available: <https://h2tools.org/hyarc/calculator-tools/lower-and-higher-heating-values-fuels>. [Accessed Marzo 2023].
- [17] Unidad de Planeación Minero Energética Colombia, Estudio Técnico Para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, 2020.
- [18] S&P Global Platts, "www.spglobal.com," Julio 2023. [Online]. Available: https://www.spglobal.com/commodityinsights/PlattsContent/_assets/_files/en/our-methodology/methodology-specifications/global_lng.pdf.
- [19] 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.