



Alternativas de Reconversión de las Centrales a Carbón en República Dominicana

INFORME FINAL – Análisis de alternativas de reconversión de las centrales a carbón y recomendaciones normativas

Como empresa federal, la GIZ asiste al Gobierno de la República Federal de Alemania en su labor para alcanzar sus objetivos en el ámbito de la cooperación internacional para el desarrollo sostenible.

Publicado por:

Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Domicilios de la Sociedad

Bonn y Eschborn, Alemania

Friedrich-Ebert-Allee 32 + 36

53113 Bonn, Alemania

T +49 228 44 60-0

F +49 228 44 60-17 66

Dag-Hammarskjöld-Weg 1 - 5

65760 Eschborn, Alemania

T +49 61 96 79-0

F +49 61 96 79-11 15

E info@giz.de

I www.giz.de

Denominación del proyecto

Cooperación Triangular entre Chile, Alemania y República Dominicana: Planificación energética hacia la carbono neutralidad

Apdo. Postal 2960

Calle Juan García Bonelly No. 19, Edificio Corporativo DML

Local 2A, Ens. Julieta

10130 Santo Domingo

República Dominicana

T +1809 541-1430

I www.transicionenergetica.do

Responsable

Nataly Montezuma

Autores

Jairo Quirós Tortós (Climate Lead Group)



Revisado por

Chadia Abreu y Máximo Marte (MEMRD); Walmy Fernandez, Manasés Mercedes, Nataly Montezuma y Lukas Peiler (GIZ)

Ejecutado por

Cooperación Triangular entre Chile, Alemania y República Dominicana: Planificación energética hacia la carbono neutralidad

Diseño/diagramación

DIAMOND media GmbH, Neunkirchen-Seelscheid, Alemania

Fotografías/fuentes:

shutterstock

Por encargo de:

Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo (BMZ)

Stresemannstraße 94

10963 Berlin

Germany

T +49 (0)30 1 85 35-0

F +49 (0)2 28 99 10 53 5-35 00

Santo Domingo, 2023

Alternativas de Reconversión de las Centrales a Carbón en República Dominicana

INFORME FINAL - Análisis de alternativas de reconversión de las centrales a carbón y
recomendaciones normativas

CONTENIDO

RESUMEN EJECUTIVO	8
1. INTRODUCCIÓN	12
2. CENTRALES A CARBÓN EN REPÚBLICA DOMINICANA	14
3. METODOLOGÍA DEL ESTUDIO	16
4. ALTERNATIVAS DE SUSTITUCIÓN O CONVERSIÓN DE PLANTAS A CARBÓN	18
4.1. Retiro de las centrales, desmantelamiento y uso de terreno	18
4.2. Alternativas de reutilización del espacio con almacenamiento	20
4.2.1. Almacenamiento con baterías de litio	20
4.2.2. Almacenamiento con sales térmicas	20
4.2.3. Almacenamiento con aire comprimido	21
4.2.4. Almacenamiento con materiales con cambios de fase	21
4.3. Alternativas de adaptación del espacio para captura y almacenamiento de carbono	22
4.4. Alternativas de conversión y sustitución	23
4.4.1. Generación renovable: eólicas en tierra y en mar, y fotovoltaica.	23
4.4.2. Sustitución con generación a gas natural	23
4.4.3. Sustitución a hidrógeno renovable	23
4.4.4. Conversión a gas natural	24
4.4.5. Conversión a biomasa	24
4.4.6. Generación de energía a partir de residuos sólidos urbanos	24
4.4.7. Co-combustión de combustibles como carbón-gas natural	24
4.4.8. Co-combustión de carbón-biomasa forestal	25
4.4.9. Conversión a condensadores síncronos	25
4.5. Alternativas de reducción de carga	25
4.5.1. Reserva estratégica	25
4.5.2. Uso de gas natural en operación a mínimo técnico	25
5. ANÁLISIS TECNOECONÓMICO DE ALTERNATIVAS	26
5.1. Supuestos	26
5.2. Generación de electricidad	28
5.3. Costos	29
5.4. Ingresos brutos	31
5.5. Ingresos netos	32
5.6. Emisiones de Gases de Efecto Invernadero	34
5.7. Ingresos respecto a emisiones evitadas	36
5.8. Alternativas con mejor potencial de transición hacia la descarbonización	36

6. REVISIÓN DE LA NORMATIVA	40
6.1. Regulación en materia de sustitución de plantas a carbón en República Dominicana	40
6.1.1. Regulación vigente y sugerencias para su mejora	41
6.1.2. Regulación en camino y por evaluar su efecto	45
6.1.3. Sugerencias de nuevas regulaciones	47
7. REFERENCIAS	53
8. ANEXOS	58
8.1. Descripción de cálculos	58

LISTA DE FIGURAS

Figura.1: Costos de inversión, operación y mantenimiento por alternativa.	9
Figura.2: Emisiones totales evitadas respecto al costo total e ingreso neto respecto a la cantidad de generación de cada alternativa para Barahona.	10
Figura 1: Esquema del sistema de almacenamiento de energía con sales térmicas acoplada a una planta a carbón.	21
Figura 2: Diagrama de funcionamiento de un sistema de almacenamiento de energía con aire comprimido.	22
Figura 3: Generación energética anual por alternativa.	29
Figura 4: Costos de inversión, operación y mantenimiento por alternativa ³ .	30
Figura 5: Ingresos por tipo de alternativa complementarios	31
Figura 6: Ingresos netos por alternativa.	33
Figura 7: Ingreso neto normalizado a la generación por alternativa.	33
Figura 8: Emisiones generadas por alternativa.	35
Figura 9: Emisiones totales evitadas de cada alternativa respecto a la planta de carbón	35
Figura 10: Ingresos respecto a las emisiones totales evitadas de cada alternativa.	37
Figura 11: Emisiones totales evitadas respecto al costo total e ingreso neto respecto a la cantidad de generación de cada alternativa para Barahona.	37
Figura 12: Emisiones totales evitadas respecto al costo total e ingreso neto respecto a la cantidad de generación de cada alternativa para Itabo.	38
Figura 13: Emisiones totales evitadas respecto al costo total e ingreso neto respecto a la cantidad de generación de cada alternativa para Punta Catalina.	38
Figura 14: Diagrama de modelo de cálculo de costo e ingresos.	58

LISTA DE TABLAS

Cuadro 1. Consumo específico de combustible y costos de operación de las plantas a carbón de República Dominicana.	15
Cuadro 2. Propuesta de mejora para regulación vigente.	42
Cuadro 3. Propuesta de mejora para regulación en desarrollo.	45
Cuadro 4. Propuesta de sugerencias de nuevas regulaciones.	47

RESUMEN EJECUTIVO

El progreso en la modernización del subsector eléctrico ha sido notable, alineándose con los objetivos de la Contribución Nacionalmente Determinada (NDC). A pesar de que esta no aborda específicamente la disminución de la generación de energía a partir del carbón, resulta imperativo incluir esta medida entre los compromisos de la nación para que el país pueda alcanzar la neutralidad de carbono. Esta transición debe ofrecer oportunidades y alternativas para las empresas de generación a base de carbón, permitiendo la revalorización de sus activos y proporcionando claridad sobre cómo adaptarse a una economía baja en carbono, garantizando al mismo tiempo rendimientos económicos favorables.

Actualmente, el SENI cuenta con 1,094 MW de capacidad instalada (22 % del total del SENI) en tres centrales a carbón, representada por cinco unidades: Itabo I (128 MW, construido en 1984), Itabo II (132 MW, 1988), Barahona Carbón (53 MW, 2001) y Punta Catalina I y II (750 MW, 2019/2020). El retiro de estas centrales a carbón involucra barreras de carácter social, económico y político; por esto la reconversión de las plantas existentes o el aprovechamiento de su infraestructura para usos distintos son viables dentro de un marco de transición energética justa. Por otro lado, el cierre de centrales a carbón en los procesos que llevan algunos países también implica barreras normativas. En algunos casos, la inexistencia de regulación relevante o poco clara puede producir que no haya incentivos ni requisitos para que las centrales reduzcan sus emisiones o cambien a fuentes de energía renovable o bajas en emisiones. En este sentido, la falta de regulación puede actuar como una barrera para la transición energética.

En el cumplimiento de los indicadores del Proyecto Transición Energética y de la Cooperación Triangular entre Chile, Alemania y República Dominicana: “Planificación energética hacia la carbono neutralidad”, se apoya al Ministerio de Energía y Minas de República Dominicana con el presente estudio que analiza 16 alternativas de reconversión de centrales a carbón y hace un análisis normativo para llevar a cabo este proceso.

Este estudio realizó un levantamiento de información referente a buenas prácticas de reconversión de plantas a carbón hacia generación de energía más limpia, o bien, hacia servicios auxiliares

que sean de beneficio para el SENI. Se tomaron en cuenta alternativas de reconversión o sustitución tecnológica (conversión a unidades de gas natural e hidrógeno, biomasa, generación a partir de residuos, fuentes renovables, condensadores síncronos y/o almacenamiento de energía), así como alternativas de posibles retiro y desmantelamiento para posible uso del terreno. Además, se desarrolló una herramienta de programación en el lenguaje Python para modelar las alternativas y realizar el análisis cuantitativo de flujo de caja de cada alternativa identificada. En la siguiente Figura se muestra una parte del análisis realizado con respecto a los costos por cada alternativa.

De acuerdo con la Figura 1, los casos co-combustión con biomasa forestal, co-combustión con gas natural y de biomasa muestran un costo de inversión más bajo en comparación con los costos de operación y mantenimiento. Para la alternativa de motores a gas natural se considera una sustitución total de la planta, por lo que no hay reutilización del equipo de la planta de carbón. Se puede ver que para esta tecnología el costo es mayor para cada planta porque su capacidad instalada es mayor y su costo es directamente proporcional.

La generación con residuos municipales tiene un costo total alto. La mayoría de este corresponde al costo de inversión; debido a que este tipo de plantas tienen requerimientos estrictos de control de incineración por las posibles emisiones.

Las reconversiones a gas natural, operando a la capacidad instalada previa o al mínimo técnico previo de la planta, tienen un bajo costo de inversión debido a que solamente implica el añadir los quemadores de gas natural. Los costos de operación y mantenimiento tienen mayor magnitud debido a que la generación anual de dichas alternativas es mayor.

En los casos de desmantelamiento, los costos de desmantelar la central corresponden a la disposición de residuos, la remediación ambiental y otros. Cada caso va a depender de la cantidad de potencia instalada y de la cantidad de turbinas y calderas que tenga, según la cantidad del equipo el precio por MW; así mismo este costo funciona solo en el año de aplicación similar al costo capital, por esto sus valores son tan bajos. Finalmente, los costos del condensador sincrónico son muy bajos, los de

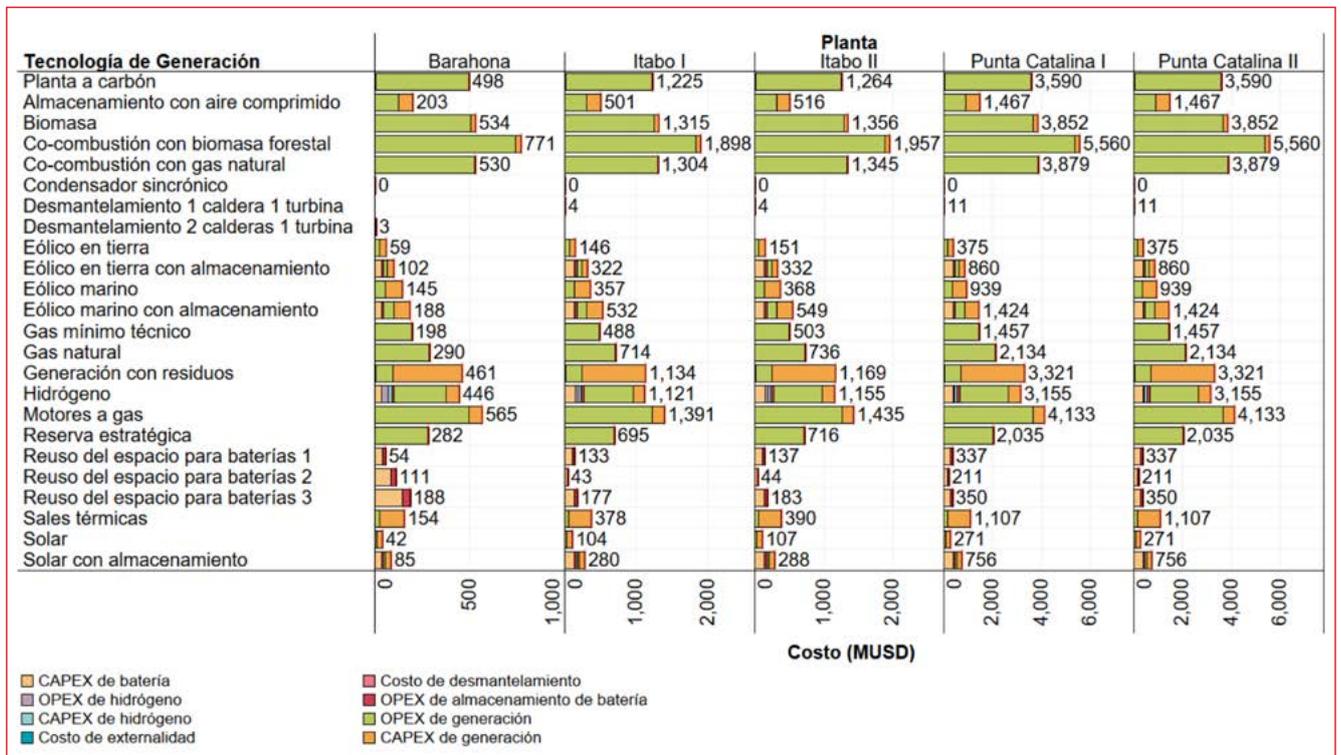


Figura.1: Costos de inversión, operación y mantenimiento por alternativa.

Fuente: Elaboración propia.

inversión se consideran cero ya que la reconversión del generador para funcionamiento únicamente como condensador sincrónico son muy bajos y en el caso de los costos de operación y funcionamiento es de \$ 42.56 para Barahona, \$ 104.77 para Itabo I, \$ 108.04 para Itabo II y \$ 320.04 para Punta Catalina I y II.

Para determinar las alternativas de mayor potencial para cada planta se analiza la reducción de emisiones relativas a la tecnología actual de carbón por costo total de la alternativa (Gg CO₂ eq/MMUSD) contra los ingresos netos por energía generada (MMUSD/MWh). A continuación, en la Figura 2, se muestra un ejemplo del análisis que se realizó para la central Barahona, graficando el impacto de ingresos, costos, generación y emisión, para una perspectiva integral de cada alternativa.

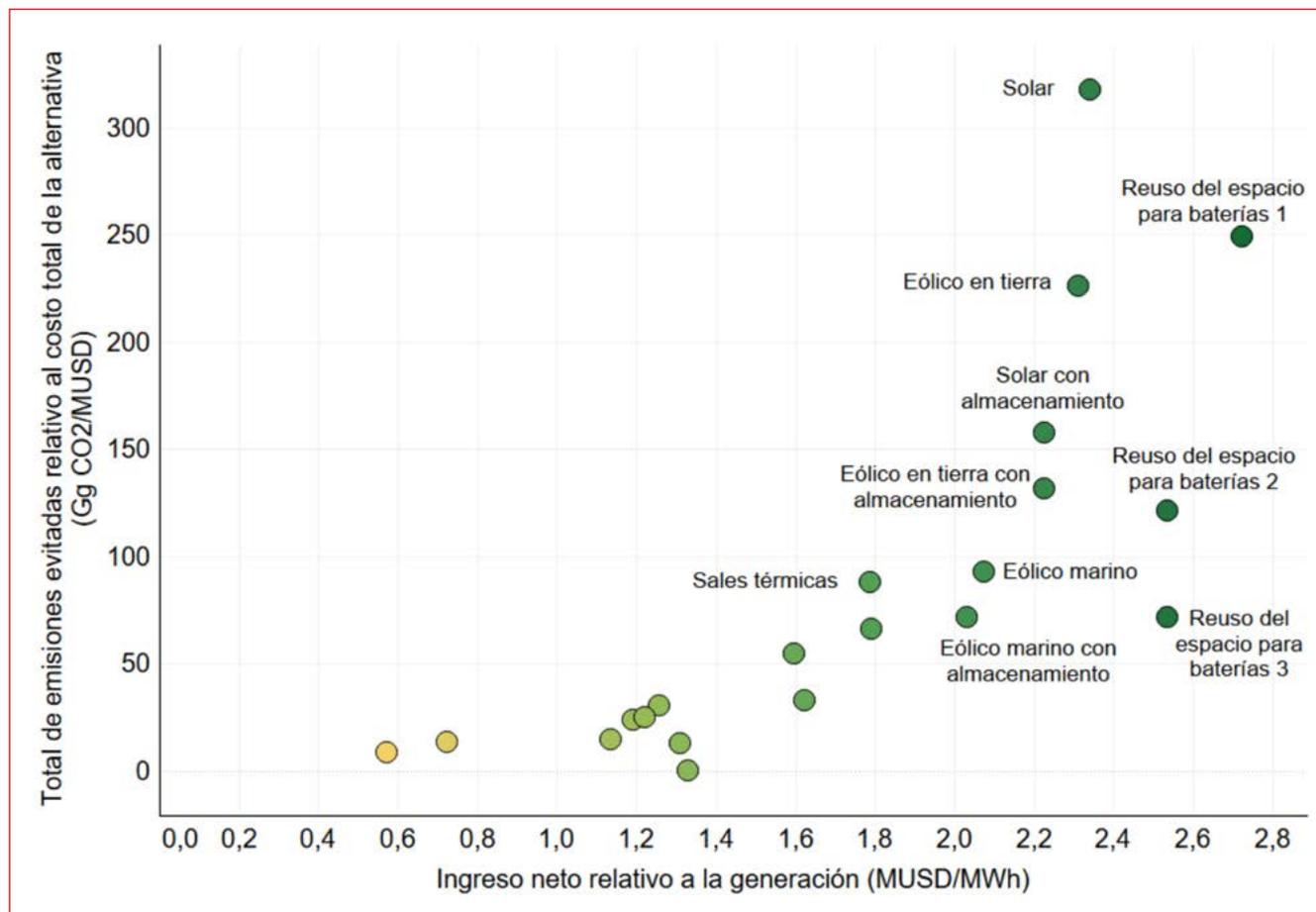


Figura.2: Emisiones totales evitadas respecto al costo total e ingreso neto respecto a la cantidad de generación de cada alternativa para Barahona.

Fuente: Elaboración propia.

En resumen, para cada central se analizó una lista de las cinco alternativas con mejor posición de acuerdo con el anterior análisis:

- Barahona: solar, reuso del espacio para baterías 1, eólico en tierra, solar con almacenamiento y reuso del espacio para baterías 2.
- Itabo I e Itabo II: reuso del espacio para baterías 2, solar, reuso del espacio para baterías 1, eólico en tierra y reuso del espacio para baterías 3.
- Punta Catalina I y Punta Catalina II: reuso del espacio para baterías 2, solar, reuso del espacio para baterías 1, reuso del espacio para baterías 3 y eólico en tierra.

La segunda parte de este estudio identificó las barreras y limitaciones dentro del marco regulatorio dominicano. En este aspecto, las alternativas de reconversión se encuentran respaldadas por la Resolución SIE-061-2015-MEM, la Ley 57-07, la Resolución CNE-AD-0004-2023, y el Código de Conexión. Al respecto, se recomienda simplificar el proceso administrativo, aprovechando la experiencia internacional, con el uso de certificaciones de fabricantes, o bien, el uso de modelos de simulación validados. Con respecto a la Ley General de Electricidad 125-01 se plantea realizar un estudio de los porcentajes de generación de reactivo de cada empresa, así como agregar un artículo correspondiente al cobro por energía reactiva y regulación de tensión específico para cada caso. De igual manera se propone adaptar los artículos de potencia firme de acuerdo con la tecnología.

Además, se recomienda ampliar en la Ley General de Electricidad los artículos referentes a la regulación de frecuencia primaria y secundaria, así como la selección de unidades de reserva rotante, esto para que la Ley tome en consideración la posibilidad de que alguna de las plantas a carbón se utilice como reserva estratégica.

En tercer lugar, se analizó la normativa en las que instituciones regulatorias se encuentran trabajando actualmente. Al respecto, se considera necesario realizar de manera periódica estudios para poder hacer proyecciones de la demanda energética y así poder visualizar de manera más clara y efectiva las necesidades para la expansión de la generación y transmisión de potencia. También hay que destacar que se debe hacer un estudio a profundidad para identificar los posibles puestos de trabajo que puedan surgir ante el ingreso de nuevas tecnologías.

Finalmente, con base en la experiencia internacional se analizaron documentos de procesos de descarbonización para determinar las medidas necesarias a realizar en República Dominicana. Al respecto, se considera importante aumentar las políticas que promuevan la inversión en fuentes de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, y crear un plan estratégico que permita la reconversión de los empleos afectados.

Se sugiere implementar una ley que defina el impacto ambiental de las plantas a carbón, agilizando el proceso de cierre o reconversión. Se propone la creación de un acuerdo con plazos, cronogramas, condiciones de cese de operaciones y estrategias de desarrollo alternativas para cada planta.

Otro aspecto crucial es analizar el costo sanitario del carbón y destacar los beneficios para la salud pública al eliminar su uso. Se enfatiza la importancia de fomentar el diálogo con todas las partes interesadas para considerar todos los factores relacionados con el cese del carbón. Además, se subraya la necesidad de campañas de concienciación con expertos en áreas pertinentes para educar al público sobre las implicaciones del carbón en la salud y el medio ambiente.

Desde una perspectiva global, se presentan varios enfoques adoptados por diferentes países. En China, se han implementado medidas como la Ley de Financiación de la Hulla, que incluye planes de jubilación anticipada para mitigar el desempleo, y subsidios para contrarrestar el aumento de los precios de la electricidad. Es crucial adaptar tales estrategias considerando las realidades socioeconómicas específicas de cada país.



1. INTRODUCCIÓN

En 2020, la República Dominicana, a través de su Contribución Nacionalmente Determinada (NDC), se comprometió a reducir sus emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) en un 27 % para 2030 en relación con un escenario de tendencia o business-as-usual (BAU). De este porcentaje, el 7 % es una reducción incondicional, mientras que el 20 % restante depende de financiamiento externo. Además, ha manifestado su ambición de lograr carbono-neutralidad para 2050, promoviendo transformaciones en todos sus sectores económicos (Gobierno de la República Dominicana, 2020; Presidencia de la República Dominicana, 2022).

Con estas metas, el país se suma al esfuerzo mundial de limitar el calentamiento global a menos de 2°C, con la aspiración de acercarse a 1.5°C hacia mediados de siglo en comparación con niveles preindustriales (IPCC, 2018).

El camino hacia la carbono-neutralidad en la República Dominicana, al igual que en otros países, comienza con la descarbonización del sector energético. En 2019, el 62 % de las emisiones totales del país derivaron del consumo energético. Del total de emisiones energéticas de ese año, aproximadamente 11.1 millones de toneladas de CO₂ equivalente se originaron en el Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI). Esto significa un 43 % de las emisiones del sector y el 28 % de las emisiones nacionales (Friedrich, Vigna, & Ge, 2020).

La modernización del subsector eléctrico ha avanzado considerablemente, en línea con las metas de la NDC. Sin embargo, la generación con carbón sigue siendo la principal fuente de emisiones del SENI. En 2019, estas emisiones alcanzaron 4.45 MtCO₂e, y en 2021 se elevó a 8.1 MtCO₂e. En total, las emisiones del SENI aumentaron un 23 % en este periodo, y en 2021, las plantas de carbón contribuyeron con el 60 % de las emisiones totales del subsector.

A pesar de que la NDC no contempla la reducción de la generación a carbón, hacerlo es esencial para que el país alcance la carbono-neutralidad. Esta transición debe ofrecer oportunidades y alternativas para las empresas de generación a base de carbón, permitiendo la revalorización de sus activos y proporcionando claridad sobre cómo adaptarse a una economía baja en carbono, garantizando al mismo tiempo rendimientos económicos favorables.

Recientemente, el país estudió las sendas de descarbonización del sector eléctrico que contemplan la reconversión o sustitución de las actuales plantas a carbón con tecnologías renovables o gas natural (Quirós-Tortós et al., 2023). El estudio demuestra que la descarbonización del sector eléctrico, relativa al escenario tendencial, podría brindarle al país un beneficio neto económico de casi US\$ 3,000 millones y generar alrededor de 160,000 nuevos empleos al mismo tiempo que reduciría los costos de la generación en alrededor de un 8%.

El retiro de estas centrales a carbón involucra barreras de carácter social, económico y político; por esto la reconversión de las plantas existentes o el aprovechamiento de su infraestructura para usos distintos son viables dentro de un marco de transición energética justa. Por esto, es necesario conocer la prefactibilidad de estas alternativas del parque generador a carbón de República Dominicana y en base a esto instrumentar políticas públicas y tomarlo en consideración para la planificación energética del país.

Por otro lado, el cierre de centrales a carbón en los procesos que llevan algunos países también implica barreras normativas. En algunos casos, la inexistencia de regulación inexistente o poco clara puede producir que no haya incentivos ni requisitos para que las centrales reduzcan sus emisiones o cambien a fuentes de energía renovable o bajas en emisiones. En este sentido, la falta de regulación puede actuar como una barrera para la transición energética.

En el cumplimiento de los indicadores del Proyecto Transición Energética y de la Cooperación Triangular entre Chile, Alemania y República Dominicana: “Planificación energética hacia la carbono neutralidad”, apoya al Ministerio de Energía y Minas de República Dominicana con un estudio que analice las alternativas tecnologías de reconversión de centrales a carbón y el levantamiento de las recomendaciones de carácter normativo para el cierre de centrales a carbón. Este esfuerzo proporcionará al Gobierno de la República Dominicana herramientas esenciales para guiar la descarbonización del sector, orientándolo hacia un sistema más renovable, resiliente, sostenible y de bajas emisiones.

2. CENTRALES A CARBÓN EN REPÚBLICA DOMINICANA



El SENI cerró el 2022 con una capacidad instalada total de 5,075 MW (OC-SENI, 2022). La base de la capacidad instalada ha sido recurso térmico o derivados del petróleo. Actualmente, el SENI cuenta con 1,094 MW de capacidad instalada en tres centrales, cinco unidades (~22 % del total), que utilizan como fuente primaria de energía el carbón mineral: Itabo I (128 MW, construido en 1984), Itabo II (132 MW, 1988), Barahona Carbón (53 MW, 2001) y Punta Catalina I y II (750 MW, 2019/2020).

Las condiciones de operación de las plantas también son un factor que se debe tomar en cuenta cuando se planifica la reconversión o cierre de plantas a carbón. El Cuadro 1 muestra parámetros de rendimiento tecno-económico de las plantas a carbón. El rendimiento muestra qué tan eficiente es la transformación de combustible a energía para cada generador. La planta con mayor

requerimiento de combustible es Barahona, mientras que Punta Catalina mantiene el consumo específico más bajo.

El precio de combustible (ver Cuadro 1) es el mismo para todas las plantas, excepto para Barahona que tiene un costo inferior en RD\$ 1152 (~ USD\$ 20). El costo variable por consumos de combustible es similar para Barahona e Itabo, mientras que Punta Catalina mantiene los costos más bajos. Esto se debe a que posee un precio de combustible comparable a las otras plantas y un consumo específico menor.

El costo variable de no combustible reportado para las centrales muestra que la planta de Barahona tiene un costo superior a sus contrapartes, y que Punta Catalina sigue siendo la que mantiene menores costos.



Cuadro 1. Consumo específico de combustible y costos de operación de las plantas a carbón de República Dominicana.

Planta	Precio de combustible puesto en planta (RD\$/ton)	Consumo específico (ton/kWh)	Costo variable de combustible (RD\$/MWh)	Costo variable no combustible (RD\$/MWh)
Barahona	5161.90	0.00057	2917.67	145.88
Itabo I	6313.27	0.00049	3067.36	30.67
Itabo II	6313.27	0.00046	2901.25	29.01
Punta Catalina I	6341.01	0.00040	2532.53	22.79
Punta Catalina II	6341.01	0.00038	2430.82	21.88

Fuente: Tomada de la programación semanal de la semana del 26 de agosto al 1 de septiembre del 2023 reportada por el OC-SENI



3. METODOLOGÍA DEL ESTUDIO

Este estudio realizó un levantamiento de la información base y de la experiencia internacional referente a buenas prácticas de reconversión de plantas a carbón hacia generación a partir de fuentes renovables, o bien, hacia servicios auxiliares que sean de beneficio para el país. Se tomaron en cuenta alternativas de reconversión o sustitución tecnológica (conversión a unidades de gas natural e hidrógeno, biomasa, generación a partir de residuos, fuentes renovables, condensadores síncronos y/o almacenamiento de energía), así como alternativas de posibles retiro y desmantelamiento para posible uso del terreno.

La información recolectada incluyó aspectos técnicos como relaciones de capacidad y producción, los costos de inversión y operación de cada tecnología, y otras formas de valorizar los posibles servicios de soporte, en caso de las alternativas de

reconvertir las plantas a sistemas de almacenamiento de energía, en lugar de su generación. Otros datos como aquellos relacionados a temas ambientales también fueron tomados en cuenta. Además, se recolectó información específica de cada planta a carbón en estudio, entre la que se puede destacar aspectos técnicos, logísticos y del entorno. Lo anterior con el fin de evaluar cuáles opciones de retiro y/o reconversión se ajustan de mejor manera a cada planta.

Se desarrolló una herramienta de programación en el lenguaje Python para modelar las alternativas y realizar el análisis cuantitativo de flujo de caja de cada alternativa identificada, la cual computa costos de inversión, costos de operación, e ingresos que tendría la empresa al seguir cada alternativa evaluada. La información recopilada alimentó a dicha herramienta para caracterizar



cada alternativa estudiada. Los datos recolectados se introdujeron al modelo y, con este, se cuantificaron diversas métricas de interés. Primero, se estimó la producción de energía eléctrica de las alternativas. Se estimaron también los costos de capital, operación y mantenimiento para contrastar cada alternativa desde una perspectiva financiera. También se estimaron los ingresos brutos vinculados a venta de energía eléctrica u otros servicios que las alternativas podrían proveer; por ejemplo, las baterías pueden brindar servicios auxiliares. Posteriormente se estimó el ingreso neto de cada alternativa, equivalente a los ingresos brutos menos los costos. Todos los flujos monetarios se realizan en valor presente neto. La herramienta estima también las métricas de emisiones de dióxido de carbono equivalente anual de cada alternativa.

Con la información anterior se estimaron dos indicadores clave. El primero computa las emisiones evitadas con respecto a la planta de carbón y las divide entre el costo total de la alternativa, resultando en unidades de $\text{Gg CO}_2\text{-eq/MMUSD}$. Este indicador muestra la cantidad de $\text{Gg CO}_2\text{-eq}$ evitados debido al costo total de la alternativa: entre mayor el indicador, mayor reducción de emisiones se logra con el mismo costo. El segundo indicador corresponde a los ingresos netos por energía generada con el proyecto alternativo, resultando en unidades de MMUSD/MWh . Dividir entre la energía permite dimensionar los ingresos netos a la luz del tamaño de los proyectos alternativos, los cuales dependen de los supuestos de dimensionamiento de los nuevos proyectos. Los indicadores se utilizan para inferir sobre las mejores alternativas de reconversión o sustitución para cada unidad a carbón estudiada

4. ALTERNATIVAS DE SUSTITUCIÓN O CONVERSIÓN DE PLANTAS A CARBÓN



En este estudio se evaluaron un total de 16 alternativas para la reconversión o cierre de las centrales de carbón; una evalúa el cierre y desmantelamiento de las centrales, cuatro tienen relación con el aprovechamiento del espacio con tecnologías de almacenamiento de energía, nueve son de conversión total o parcial a otras fuentes, y dos sobre la reducción temporal de carga.

4.1. Retiro de las centrales, desmantelamiento y uso de terreno

El retiro y desmantelamiento de la planta consiste en retirar todos los equipos que componen la central a carbón, lo cual permite aprovechar el terreno para desarrollar otras actividades económicas. Para esto se requiere realizar un proceso planificado contemplando regulaciones ambientales, apagado de la planta, desmantelamiento, coordinación de la disposición de los equipos retirados, remodelación y restauración del lugar.

En esta alternativa los costos están ligados a la mano de obra necesaria para desmantelar la central, la disposición de residuos, la remediación ambiental y otros. El peso de cada uno de estos



criterios varía dependiendo del estado de la central, la remediación necesaria, la accesibilidad a la planta, entre otros. Estas variaciones hacen necesario que en este estudio se contemple la infraestructura de cada planta por lo que se hacen dos casos de desmantelamiento:

- Desmantelamiento de una central con 2 calderas y 1 turbina para Barahona.
- Desmantelamiento de una central con 1 caldera y 1 turbina para Itabo 1, Itabo 2, Punta Catalina 1 y Punta Catalina 2.

La revitalización de espacios una vez cesadas sus actividades originales debe tomar en cuenta la preservación y promoción de su valor histórico, paisajístico, social y urbano. Habitualmente, estos lugares se transforman en museos, como es el caso del Museu da Electricidade en Lisboa, Portugal, o los Musei Capitolini en Roma, Italia (Olivieri, 2017). El Tate Modern en Inglaterra, originalmente una fábrica, ha sido remodelado para albergar exposiciones de arte contemporáneo. De manera análoga, la Power Station of Art en Shanghái conserva la estructura original de la planta eléctrica Nanshi, y no solo se exhibe el proceso industrial, sino que, al igual que en el Tate Modern, se han destinado áreas específicas para la exhibición de obras artísticas (Olivieri, 2017).

4.2. Alternativas de reutilización del espacio con almacenamiento

En esta sección se describen las tecnologías de almacenamiento de energía que se podrían implementar para aprovechar el suelo después del cierre de centrales a carbón. Actualmente, en República Dominicana, los servicios auxiliares carecen de una regulación actualizada, lo que representa una barrera para la implementación de las alternativas de almacenamiento para la sustitución de las plantas a carbón.

4.2.1. Almacenamiento con baterías de litio

La reutilización del espacio con baterías de litio consiste en la instalación de bancos de baterías en el terreno que actualmente ocupan las centrales de carbón. Esta tecnología permite dar respaldo y flexibilidad al sistema a medida en que se aumente el porcentaje de energías renovables intermitentes en el SENI. El estudio Evaluación Económica de la Descarbonización del Subsector Eléctrico en la República Dominicana (Quirós-Tortós et al., 2023) presenta el uso de baterías de ion de litio para brindar energía durante las horas de la noche y al mismo tiempo adoptar más generación renovable en la matriz eléctrica.

La capacidad instalada de baterías en esta opción está limitada por el área y la capacidad instalada de las centrales, por lo que se estudiaron tres casos:

1. Caso 1: se hace una sustitución para reemplazar la misma capacidad instalada de la planta. Las horas de uso de este caso se estiman en 4 horas.
2. Caso 2: se hace una sustitución de la planta limitada por el área en el que se encuentra instalada la planta. Se dimensiona la capacidad instalada en función del área disponible y de las horas de uso; en este caso se estima que son 12 horas.
3. Caso 3: se hace una sustitución de la planta limitada por el área en el que se encuentra instalada la planta y la cancha de carbón. Se dimensiona la capacidad instalada en función del área disponible y de las horas de uso; en este caso se estima que son 12 horas.

Esta alternativa tiene un efecto significativo socialmente, dado que produce una disminución importante en el empleo respecto a la operación de centrales a carbón. Lo anterior, representa una barrera que se tiene que atender antes de considerar esta tecnología.

4.2.2. Almacenamiento con sales térmicas

El sistema de almacenamiento con sales toma el exceso energético de la red eléctrica por medio de un calentador eléctrico, este transfiere energía térmica a las sales y las almacena a alta temperatura ($\sim 500^{\circ}\text{C}$) en un depósito con aislamiento térmico, por hasta un máximo de una semana. Las sales comúnmente utilizadas son nitrato de sodio y nitrato de potasio (Hauser et al., 2021; Johnson, 2018).

Esta sal caliente se utiliza cuando sea requerido por la red eléctrica para calentar agua hasta vapor sobrecalentado, el cual es utilizado para mover una turbina y generar electricidad. La Figura 1 se muestra un diagrama del proceso en el que se acopla el sistema de almacenamiento con sales (equipos y líneas en rojo y amarillo ubicados a la izquierda del diagrama) al circuito de agua de generación y la turbina (equipos y líneas en gris y azul) que posee la central a carbón (Hauser et al., 2021).

Al igual que otras alternativas, esta posee la barrera de la potencial reducción de empleos requeridos para su operación, respecto a la operación actual de la planta a carbón.

La planta a carbón Cliffside de Duke Energy ha sido objeto de análisis para una posible conversión al almacenamiento térmico con sales. Este estudio ha sido realizado conjuntamente por el equipo de Malta, Inc. y el National Energy Technology Laboratory (NETL). Las proyecciones contemplan una capacidad de almacenamiento de 10 MW durante un período de 10 horas, en un diseño modular que ocuparía un área aproximada de 4046 m^2 . Una de las ventajas de este diseño es la posibilidad de reutilizar ciertos equipos existentes, como las instalaciones de vapor y la conexión al sistema de transmisión (Bollinger, 2022).

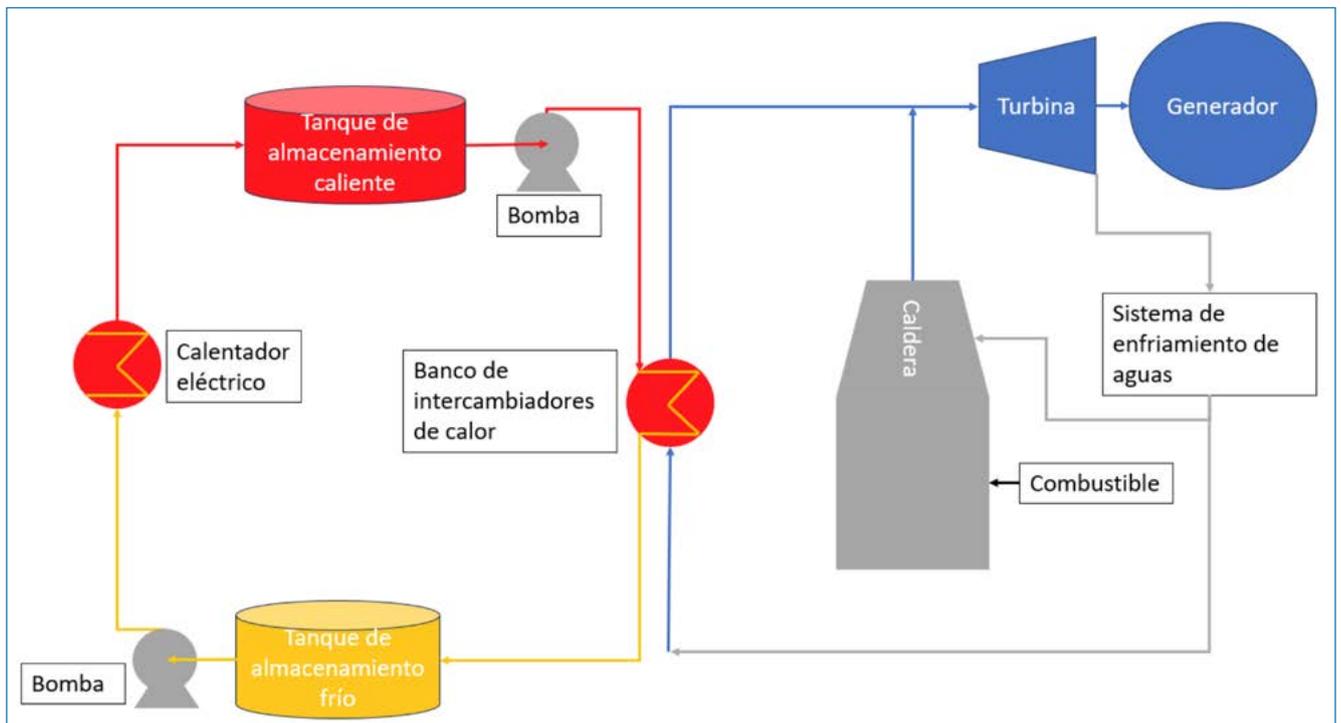


Figura 1: Esquema del sistema de almacenamiento de energía con sales térmicas acoplada a una planta a carbón.

Fuente: Elaboración propia.

El Proyecto Alba de AES Andes en Chile explora la opción de sustituir las unidades a carbón de la Central Angamos, situada en Mejillones, por un avanzado sistema de almacenamiento mediante sales, con una capacidad de 560 MW (Ini, 2022, octubre 18). Actualmente, AES Andes tiene la aprobación ambiental para desarrollar este proyecto.

Se ha investigado el almacenamiento térmico utilizando medios distintos a las sales. El concreto se ha destacado como un medio eficiente para conservar energía térmica, ofreciendo un costo reducido y eliminando los problemas de mantenimiento asociados con la corrosión. Actualmente, existe una planta piloto de 10 MW que utiliza concreto para almacenamiento térmico, ocupando un volumen de 45 m³ (Chandler, 2023, julio 31; NREL, 2021).

4.2.3. Almacenamiento con aire comprimido

Este tipo de almacenamiento permite almacenar energía en forma de aire comprimido. Este sistema (Figura 2) opera motores/compresores cuando existen excedentes de energía, generalmente renovable intermitente, y comprime aire dentro de un reservorio subterráneo. El aire se mantendrá a presión,

así conservando energía potencial para su uso posterior. En el momento que se requiera la energía almacenada se libera el aire comprimido almacenado, que posteriormente pasa por una turbina para generar electricidad (Donadei, S., & Schneider, G. 2022; Hauser et al., 2021).

El mayor reto de esta tecnología radica en la edificación de tanques de almacenamiento subterráneo en áreas costeras. Por ello, se considera esta opción asumiendo que existiría acceso y viabilidad técnica para la construcción subterránea. Para concretar la implementación en un sitio específico, sería esencial llevar a cabo estudios detallados para cada planta (Hauser et al., 2021).

4.2.4. Almacenamiento con materiales con cambios de fase

El almacenamiento mediante materiales de cambio de fase (PCM, por sus siglas en inglés) opera bajo un principio similar al de las sales térmicas, utilizando dos reservorios para conservar la energía térmica: uno para la fase sólida (tanque de fluido frío) y otro para la fase líquida (tanque de fluido caliente). La principal distinción entre estos sistemas radica en que el PCM capitaliza la energía durante los procesos de fusión y solidificación de

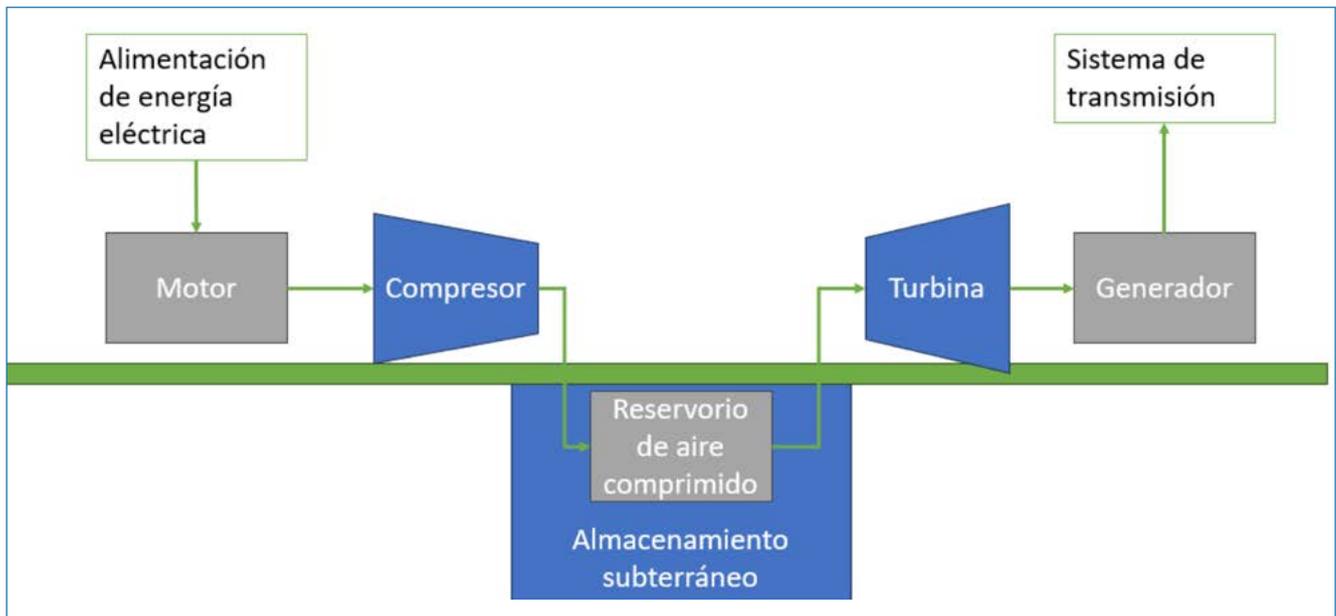


Figura 2: Diagrama de funcionamiento de un sistema de almacenamiento de energía con aire comprimido.

Fuente: Elaboración propia.

las sales. Por medio del calor latente, que es la energía necesaria para efectuar el cambio de fase, el sistema PCM puede aprovechar una proporción mayor de energía en comparación con el almacenamiento basado en sales térmicas. Estos sistemas de almacenamiento son versátiles, siendo adecuados tanto para usos a corto como a largo plazo (Tombrink & Bauer, 2022; NREL, 2021; IRENA, 2013, enero)

En Alemania, se está investigando la viabilidad de emplear esta tecnología como sustituto de las plantas que operan con combustibles fósiles. Al comparar el desempeño de las sales térmicas con el de los PCM, determinaron que al adoptar la tecnología PCM, se podría reducir en un 38 % el tamaño de los tanques y la cantidad de fluidos necesarios. Llevaron a cabo sus primeras pruebas en enero de 2023, con miras a integrar esta tecnología en ciclos de cogeneración (Tombrink & Bauer, 2022).

4.3. Alternativas de adaptación del espacio para captura y almacenamiento de carbono

Esta tecnología se acopla a la planta de carbón existente y captura emisiones de dióxido de carbono de flujos de gases post combustión, los licúa, transporta y almacena. Mediante estas acciones, se evita que dichas emisiones lleguen a la atmósfera. Este dióxido de carbono se podría vender a terceros o recibir subsidios por el servicio ambiental. Para almacenar el CO₂ es necesario remover los rastros de óxidos de nitrógeno, dióxido de azufre y material particulado del flujo de gas; se requiere adicionar tuberías para extraer y transportar los gases, una estación de compresión de CO₂, un sistema para transportar el gas licuado, y un sistema de control de partículas de los otros gases. Su principal desafío es contar con una localidad que pueda almacenar el CO₂ en periodos de siglos o bien ser utilizado en otros procesos industriales (Hauser et al., 2021; UNECE, 2023).

En Canadá y Estados Unidos se desarrollaron proyectos de captura de carbono. En estos casos se logró capturar el 90 % del dióxido de carbono producido en la planta. Para estos proyectos no se tomó en cuenta el almacenamiento, pues el CO₂ se vendió a terceros. Con el desarrollo de la tecnología, se estima que los costos de inversión disminuyan a alrededor de 1.3 USD\$/kW.

Debido al aumento en consumos auxiliares, se espera que los costos de operación y mantenimiento variable aumente. Sin embargo, se estima que esta tecnología podría aumentar de 3 a 10 empleos en operación y mantenimiento (Hauser et al., 2021).

4.4. Alternativas de conversión y sustitución

En esta sección se describen las alternativas de conversión para el funcionamiento o mezclas con otros combustibles, que potencialmente conserven partes de la estructura de la planta actual, tales como el generador, subestación eléctrica, tomas de agua, líneas, entre otros. Para estas alternativas se considera una sustitución por capacidad instalada equivalente.

4.4.1. Generación renovable: eólicas en tierra y en mar, y fotovoltaica.

La sustitución por fuentes de generación renovables contempla el cierre total de la central a carbón y la instalación de energías renovables con y sin baterías de litio. Para este estudio se contemplan seis opciones:

- eólica en tierra
- eólica en mar
- fotovoltaica
- eólica en tierra con almacenamiento de baterías
- eólica en mar con almacenamiento de baterías
- fotovoltaica con almacenamiento de baterías

Para estas alternativas, se considera reemplazar con una capacidad instalada equivalente a la actual de la planta a carbón. En cuanto a las opciones con baterías, se prevé una batería de 15 MW para la planta de Barahona. Para las demás plantas, se propone baterías con una capacidad equivalente al 50 % de la capacidad total instalada de cada una. En lo que concierne a la reutilización de equipos, esta medida se extiende a las líneas de transmisión y la estación eléctrica (Quirós-Tortós et al., 2023).

4.4.2. Sustitución con generación a gas natural

La sustitución con generadores a gas natural implica el desmantelamiento de la central a carbón e instalar una nueva central que funcione con gas natural. Esta tecnología posee la ventaja de ser una opción con tiempos de respuesta de minutos, lo que daría flexibilidad en su operación. En este caso se permite reutilizar la subestación eléctrica, líneas, oficinas administrativas, potencialmente la chimenea y las tomas de agua con su postratamiento (Hauser et al., 2021).

4.4.3. Sustitución a hidrógeno renovable

Esta opción implica la construcción de una nueva central eléctrica que utilice hidrógeno renovable como fuente de energía, cuyo funcionamiento es notablemente similar al de las turbinas a gas que emplean otros combustibles, como el gas natural. Este hidrógeno renovable, en lo adelante llamado solo hidrógeno, sería producido a través de energías renovables como eólica y solar.

La principal diferencia entre los sistemas que utilizan gas natural e hidrógeno radica en los mecanismos de seguridad específicos requeridos para el manejo del hidrógeno.

En este enfoque, se contempla la adquisición directa de hidrógeno, que luego se convertiría en amoníaco mediante el proceso Haber-Bosch para su almacenamiento a largo plazo. Finalmente, se llevaría a cabo una etapa de reconversión del amoníaco a hidrógeno a través de un proceso de "cracking", permitiendo que el hidrógeno recuperado sea utilizado como combustible en la turbina (Kleinman Center for Energy Policy, 2023; I-Markabi, 2021).

La planta Pleasents en Virginia, Estados Unidos, fue adquirida por Omnis Fuel Technology con el objetivo de transformar su funcionamiento a base de carbón a una operación dual con hidrógeno. Se estima que esta transición podría prevenir la pérdida de alrededor de 150 empleos, en contraste con el potencial cierre de la planta. (Curtis, 2023, julio 28)

En Rumania, la planta Minta, que cesó operaciones en 2021, está en proceso de conversión a hidrógeno con la capacidad adicional de operar con gas natural. Mass Group, la empresa encargada de esta transformación anticipa que el proyecto estará completado en tres años. Se proyecta que la planta tenga una capacidad de generación de al menos 1.5 GW. En su plan de inversiones, se prevé una inversión cercana a los €1bn (Collins, 2023, marzo 9)

4.4.4. Conversión a gas natural

La transición hacia el uso de gas natural en centrales a carbón ofrece diversas alternativas. En el contexto de este estudio, nos enfocamos en la opción de reemplazar los quemadores de carbón existentes con quemadores diseñados para gas natural, manteniendo en gran medida otros componentes de la infraestructura, tales como el generador, los sistemas de alimentación de agua, la chimenea y las instalaciones administrativas. También es necesario realizar un ajuste en el sistema de llama, para asegurar que la nueva mezcla de combustibles genere una combustión eficiente y segura (Hauser et al., 2021; Quirós-Tortós et al., 2023).

Es importante señalar que la eficiencia de una central eléctrica convertida a gas natural suele ser inferior a la de una instalación que emplea tecnología de vanguardia o que ha sido completamente reemplazada por una nueva central. La eficiencia resultante deberá evaluarse mediante pruebas específicas, ya que los resultados pueden variar significativamente de una planta a otra. Así mismo, el factor de planta presenta una reducción, debido a aspectos propios del equipo que tiene afectación por la reconversión; en el caso de la caldera el espacio de esta es diseñado para quema de carbón, por lo tanto, cuando se quema gas va a tener un sobre dimensionamiento, ocasionando que la temperatura de los gases que llegan a al sobrecalentador es mayor, debido a esto se opera con menores cantidades de combustible para prevenir daños (Hauser et al., 2021). Este estudio no toma en cuenta las variaciones en eficiencia que puedan surgir debido a la reconversión y el mismo se deberá evaluar según estudios detallados que permitan caracterizar de forma precisa el proceso de reconversión.

4.4.5. Conversión a biomasa

La conversión a biomasa representa un desafío considerable y exige una intervención técnica más completa en comparación con la conversión a gas natural. Debido a las propiedades específicas de la biomasa, es esencial modificar el diseño del hogar de la caldera para que pueda operar como una caldera de lecho fluidizado o de parrilla. Sin embargo, si se tiene un sistema de parrillas en las centrales que operan actualmente, esta adaptación específica podría no ser necesaria (Hauser et al., 2021; Quirós-Tortós et al., 2023).

Los sistemas de inyección de aire primario y secundario, así como los mecanismos de almacenamiento, transporte e inyección

de la biomasa, se requieren modificar. El sistema de control de llama debe ser ajustado correctamente para que se mantenga una operación segura. Además, uno de los desafíos particulares de esta alternativa es la presencia de humedad en la biomasa, lo que hace necesario aplicar recubrimientos para evitar la corrosión una disminución en la eficiencia de la caldera (Hauser et al., 2021).

4.4.6. Generación de energía a partir de residuos sólidos urbanos

Esta alternativa emplea los residuos sólidos urbanos como fuente de energía para generar electricidad. Si la central cuenta con una caldera para carbón pulverizado, es necesario reemplazarla completamente. Si no, se deben realizar adaptaciones al sistema para fortalecer su resistencia a la corrosión, provocada por elementos como metales, azufre y cloro presentes en los residuos. Es relevante mencionar que los costos de revestir adecuadamente la estructura para aumentar su resistencia a la corrosión pueden ser similares a los de sustituir la caldera en su totalidad (Hauser et al., 2021).

Las infraestructuras adicionales como el generador, sistemas de alimentación de agua, oficinas administrativas, chimenea, entre otros, pueden ser mantenidos y reutilizados. Además, esta solución contribuye al ahorro de espacio en vertederos (Hauser et al., 2021).

4.4.7. Co-combustión de combustibles como carbón-gas natural

La transición hacia la co-combustión con carbón y gas natural¹ implica la incorporación de quemadores diseñados para el uso de gas natural, manteniendo simultáneamente los quemadores existentes para carbón. La infraestructura actual, como el generador, los sistemas de alimentación de agua, la chimenea y las áreas administrativas, puede ser reutilizada. Además, el sistema de control de la llama para garantizar una combustión eficaz y segura con la nueva combinación de combustibles (Hauser et al., 2021).

1 En este caso de estudio se considera una mezcla de combustibles: 50 % gas natural y 50 % carbón, como mezcla de alimentación en la caldera.

4.4.8. Co-combustión de carbón-biomasa forestal

La combinación de carbón y biomasa en co-combustión² se presenta como una solución menos intrusiva en comparación con la conversión exclusivamente a biomasa. La mayor adaptación se centra en el sistema de alimentación de la biomasa, al cual se añade un proceso para pulverizar los pellets de biomasa para introducirlos mediante el sistema de alimentación ya existente para el carbón. Esto permite que la caldera opere sin cambios sustanciales. Si la caldera utiliza parrillas, no es necesario modificar el sistema de alimentación, pues los pellets pueden introducirse de la misma manera (Hauser et al., 2021).

En esta alternativa, es probable que los sistemas de inyección de aire, tanto primario como secundario, y el sistema de control de llama necesiten ajustes menores. Cabe destacar que los retos relacionados con la humedad en la biomasa se mantienen, al igual que en la opción de conversión completa a biomasa (Hauser et al., 2021).

4.4.9. Conversión a condensadores síncronos

Los condensadores síncronos, a menudo referidos como compensadores síncronos o máquinas rotativas síncronas, son dispositivos diseñados para optimizar y estabilizar la calidad de la energía eléctrica en sistemas de potencia. A simple vista, se asemejan a motores eléctricos o generadores; sin embargo, su función no es generar ni consumir energía mecánica. Su principal tarea es balancear las fluctuaciones de voltaje y mejorar el factor de potencia en la red eléctrica (Bompard et al., 2021).

La adaptación de una central térmica a un sistema con condensadores síncronos implica reutilizar el generador, la estación y las líneas existentes, mientras que otros equipos asociados son desmantelados (Bompard et al., 2021).

² En este caso de estudio se considera una mezcla de combustibles: 50 % biomasa y 50 % carbón.

4.5. Alternativas de reducción de carga

Esta sección describe las alternativas que consideran la reducción total o parcial de la carga de las centrales a carbón como una opción para el cierre de las centrales a carbón.

4.5.1. Reserva estratégica

La reserva estratégica o reserva en fría implica mantener una central eléctrica inactiva durante ciertos períodos del año, activándola estratégicamente en momentos específicos para asegurar la fiabilidad y estabilidad del sistema eléctrico. Durante el tiempo de inactividad, es esencial realizar un mantenimiento adecuado para prevenir daños por corrosión, deformaciones en componentes rotativos y para asegurar el buen estado de los lubricantes. Cuando las plantas entran en este modo de operación se les considera dar una vida operativa de 30 años. Sin embargo, esta estrategia puede resultar en una notable disminución de puestos de trabajo debido a la reducción en las operaciones habituales de la planta (Hauser et al., 2021).

Otro aspecto importante por considerar es el impacto que podría causar esta alternativa ante la presente realidad del país, ya que existen los picos de demanda que podrían obligar a que el funcionamiento de esta planta sea prácticamente continuo y no pueda manejarse como una reserva, lo que implicaría que sus emisiones no decrecen. Ante esto, una posible solución es realizar una modernización de la red eléctrica para incorporar la generación renovable planeada y la generación térmica a partir de gas natural como respaldo para que esta solución sea viable y se logren reducir las emisiones (Quirós-Tortós et al., 2023).

4.5.2. Uso de gas natural en operación a mínimo técnico

Esta estrategia consiste en adaptar la central para que tenga quemadores para gas natural y ajustando su potencia al mínimo técnico. Con este enfoque, se pueden mantener y reutilizar la mayoría de los equipos con los que cuenta la central actualmente. Al implementar esta estrategia, la planta puede operar de manera similar a una co-combustión con gas natural y carbón o como una conversión exclusiva a gas natural, pero siempre operando en su mínimo técnico. Un beneficio adicional es que, con la integración de quemadores de gas natural, se logra una estabilización de la llama dentro de la caldera, especialmente en operaciones al mínimo técnico (Hauser et al., 2021).



5. ANÁLISIS TECNOECONÓMICO DE ALTERNATIVAS

Las alternativas fueron analizadas en términos de generación eléctrica, costos de inversión, costos de operación y mantenimiento, ingreso por venta de electricidad o servicios auxiliares, ingresos netos, costos por externalidades, y emisiones de GEI.

Se usa una herramienta programada en Python para obtener los resultados. Esta herramienta está desarrollada para recibir entradas (costos, precio de venta de electricidad, capacidad instalada, entre otros). En cuanto a los periodos de sustitución o reconversión, se utilizan las conclusiones del estudio “Evaluación económica de la descarbonización del sector eléctrico en la República Dominicana” (2023). Para más detalles de este proceso ir a la sección 6.1.

5.1. Supuestos

En esta sección se detallan los datos asumidos tomando como base la información públicamente disponible y el criterio técnico del equipo. Si bien en esta sección se mencionan los supuestos más importantes del análisis, la descripción de los cálculos y más información acerca de los datos de entrada se muestran en la sección 6.1.

Para las alternativas que generan electricidad, e.g., eólicas o solares, se asume una sustitución de capacidad. Se asume una tasa de descuento de 5.04% para todas las alternativas. El factor de planta para todas las tecnologías se considera que no varía en el tiempo. Para las alternativas de sustitución con generación a gas



natural, operación a mínimo técnico y conversión a gas natural se les asignó un factor de planta de 0.6. En el caso de los almacenamientos térmicos (sales fundidas, aire comprimido) se asumió un valor de 0.4. Para la producción con hidrógeno se asumió un valor de 0.5. Para el condensador sincrónico, se utiliza un valor de 0.6 basado en la literatura haciendo la analogía con la producción de potencia reactiva únicamente.

En cuanto a los costos, el CAPEX del condensador sincrónico se asumió en 0 USD\$/MW ya que la conversión de este no requiere mayores cambios, únicamente el generador como tal. El costo capital del carbón se basa en el Plan de Transmisión y la Referencia de Integración de Renovables. En cuanto a los costos de operación y mantenimiento fijos y variables para el caso de

almacenamiento con aire comprimido se estimó que es el 10 % de su respectivo costo capital.

En cuanto a los ingresos, el precio por servicios auxiliares de las baterías se asume de 1.3 veces el precio de la venta de electricidad según la literatura existente (Kim, et al., 2023). Así mismo, el ingreso para los servicios auxiliares del condensador sincrónico se asume en 2,500 \$/MVar (Tufon, et al., s.f.).

Para los tres escenarios de reúso del espacio con baterías se hicieron estimaciones de horas de operación. El escenario 1 tiene 4 horas, mientras que los escenarios 2 y 3 tienen 12 horas con la diferencia en el área disponible según los casos definidos en la Sección 3.2.1. Para los escenarios 2 y 3, el área de instalación

de las baterías se estimó con la herramienta Google Earth. Se obtuvieron los valores de área por capacidad de almacenamiento de energía a partir de estadísticas de proyectos de parques de baterías. Del resultado se obtuvo una relación área-energía (m^2/MWh) con la cual se hace una estimación de la capacidad de energía que se podría tener para cada planta. A partir de esta capacidad de energía se hace una estimación de la capacidad de potencia instalada por medio de la cantidad de horas de operación.

Al menos que se indique un valor para tecnologías específicas (estos valores se encuentran en el archivo “*Data_Inputs_Alternativas.xlsx*”), las alternativas tienen una vida de operación de 30 años, al igual que las plantas de carbón ante un caso hipotético de repotenciamiento para el análisis. En cuanto a los costos de combustibles para el carbón se estimó como un valor fijo basado en el valor de costos variables del Organismo Coordinador (OC). Se asumieron los factores de externalidades y de emisiones constantes.

Para las alternativas que cuentan con generación y almacenamiento con baterías (hidrógeno, eólica en tierra con almacenamiento, eólico marino con almacenamiento y solar con almacenamiento) se considera el reciente Resolución de la CNE-AD-0003-2023. Ésta indica que proyectos con capacidades mayores a 50 MW hasta 100 MW (Barahona) deben considerar la capacidad de almacenamiento de un 30 % de su capacidad con una duración de 4 horas. Para proyectos con capacidad mayor a 100 MW hasta 200 MW (Itabo I y II), la capacidad de almacenamiento debe de ser un 50 % de su capacidad con una duración de 4 horas. Para proyectos con capacidad mayor a 200 MW (Punta Catalina I y II), se requiere una evaluación previa realizada por la Comisión Nacional de Energía (CNE, 2023). Dado que no se cuenta con más información del último caso, se considera la capacidad de almacenamiento como un 50 % de la capacidad con una duración de 4 horas.

Para obtener los datos de costos e ingresos para el caso de desmantelamiento de 1 turbina y 1 caldera, se dividió entre 2 un caso que se usó para 2 turbinas y dos calderas, ya que se consideró que la proporción turbina-caldera es la misma.

5.2. Generación de electricidad

La Figura 3 destaca que las tecnologías con la mayor generación en cada planta incluyen: carbón, biomasa, co-combustión con biomasa forestal, co-combustión con gas natural y motores a gas. Esto se atribuye a un factor de planta uniforme de 0.8, lo que produce resultados idénticos. Las tecnologías que siguen son generación con residuos, gas natural y condensador sincrónico, que tiene factores de potencia de 0.73 para la primera y 0.6 para las otras dos.

La siguiente tecnología es el eólico marino con y sin almacenamiento, debido a su factor de planta de 0.52. Las tecnologías de almacenamiento, como el aire comprimido y las sales térmicas tienen el segundo nivel más alto de generación, dado que poseen el segundo factor de planta más prominente, del 0.5. En el caso de la reserva estratégica operación a mínimo técnico su generación es la mitad del valor máximo de la planta en funcionamiento a plena carga a carbón, por lo tanto, se operan con un factor de planta del 0.4.

Las fuentes renovables eólico terrestre y solar con almacenamiento presentan cifras más reducidas debido a su factor de planta menor: 0.27 para solar (con seguimiento) y 0.35 para eólico terrestre. Lo anterior se debe a que se modela una sustitución de la capacidad de la planta de carbón. Por otro lado, estas mismas fuentes renovables sin almacenamiento tienen valores menores a la renovables con almacenamiento, no obstante, en plantas de menor capacidad como Barahona el almacenamiento no tiene un impacto muy considerable debido al porcentaje de almacenamiento mínimo requerido (véase sección 3.1).

Las alternativas con generación más baja son el reúso del espacio para baterías en sus tres casos (estos casos están explicados en la sección 2.2.1 y sección 6.1). Esto se debe a que en el caso 1 se usa un horario de operación de 4 horas por días, mientras que en el caso 2 y 3 son 12 horas por día.

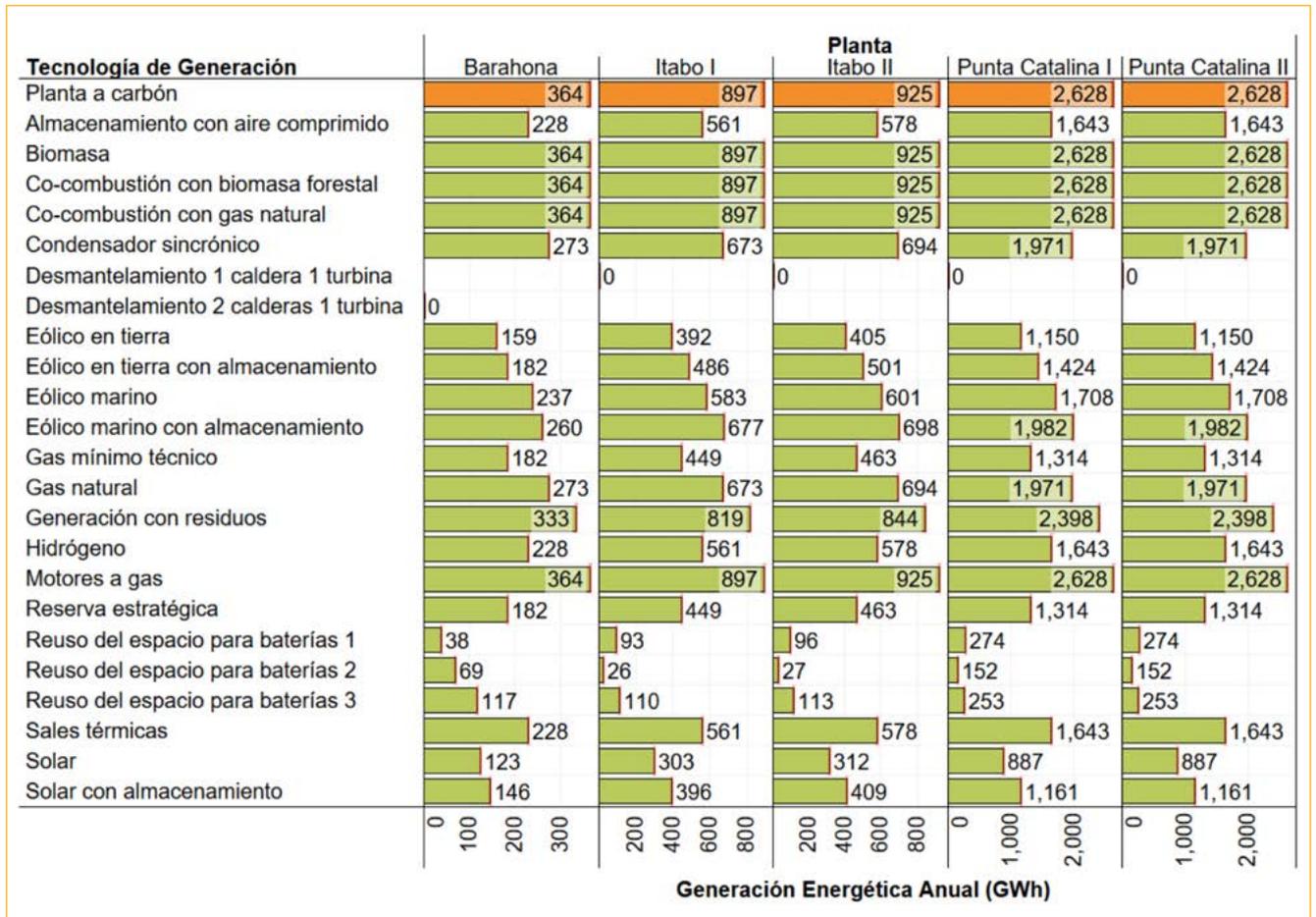


Figura 3: Generación energética anual por alternativa.

Fuente: Elaboración propia.

5.3. Costos

La Figura 4 presenta los costos de inversión, operación y mantenimiento de cada tecnología. Los casos co-combustión con biomasa forestal, co-combustión con gas natural y de biomasa muestran un costo de inversión más bajo en comparación con los costos de operación y mantenimiento. Para estas tecnologías la reconversión de la caldera no representa un costo significativo. Las alternativas con co-combustión presentan un valor elevado debido al costo de sus combustibles, ya que se deben sumar dos tipos.

Para la alternativa de motores a gas natural se considera una sustitución total de la planta, por lo que no hay reutilización del equipo de la planta de carbón. Se puede ver que para esta tecnología el costo es mayor para cada planta porque su capacidad instalada es mayor y su costo es directamente proporcional.

En el caso de la alternativa de planta a carbón es la que tiene un costo total (la suma de todos los costos de cada alternativa) mayor, donde es importante destacar que la mayor parte de este costo se debe a costos de operación y mantenimiento, esto porque en el caso de la alternativa de planta a carbón se supone una repotenciación por lo que sus costos de inversión son despreciables en comparación con los costos de operación y mantenimiento.

La generación con residuos municipales tiene un costo total alto. La mayoría de este corresponde al costo de inversión (señalado en naranja); esto se debe a que este tipo de plantas tienen requerimientos de control de incineración estricto por las emisiones en las que se podrían incurrir, además del daño a los quemadores que la humedad de los residuos podría causar, ya que en los residuos se pueden tener materiales que contengan metales, azufre, entre muchos otros (Niaounakis, 2013).

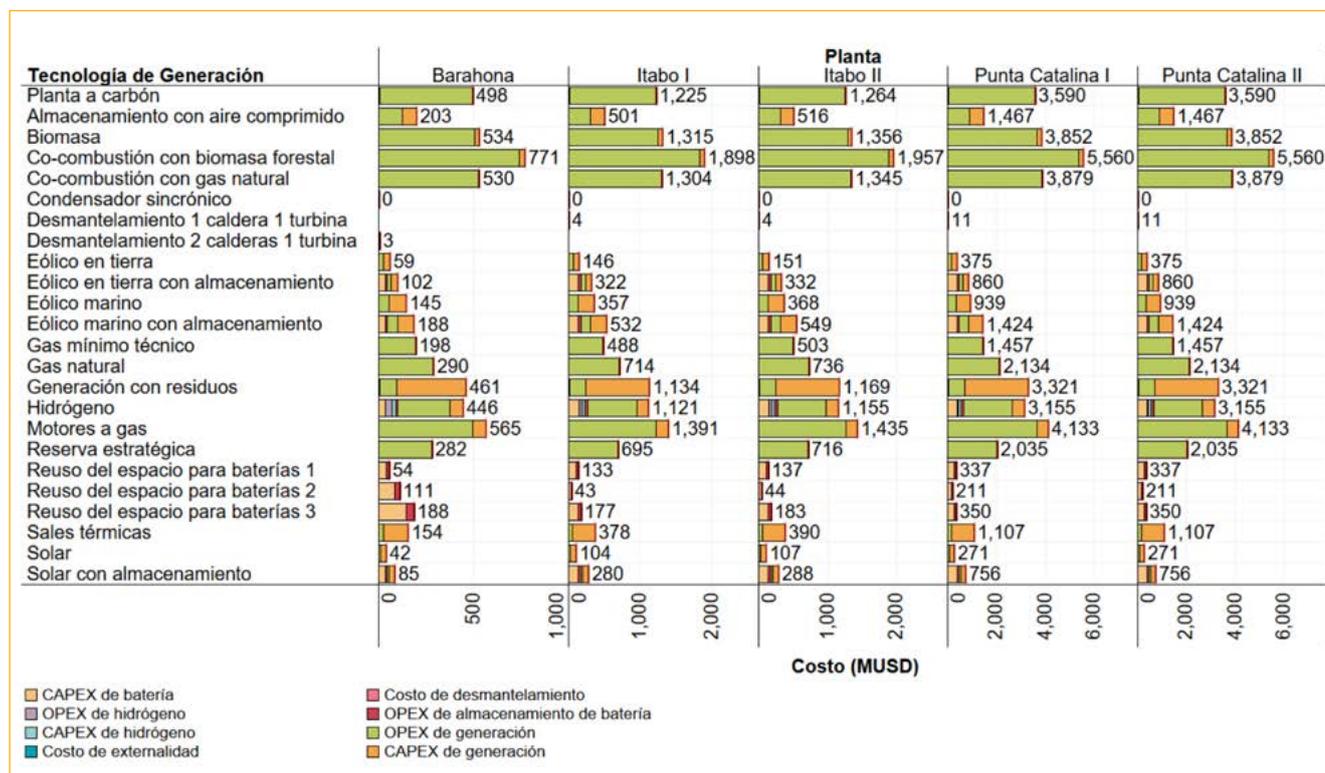


Figura 4: Costos de inversión, operación y mantenimiento por alternativa³.

Fuente: Elaboración propia.

La siguiente alternativa con mayor costo es el hidrógeno, se debe a los distintos costos que esta tecnología requiere, ya que se consideran las etapas de reconversión de amoníaco a hidrógeno, el almacenamiento de amoníaco y de hidrógeno, la generación de energía a partir del hidrógeno y los costos del banco de baterías.

Para el caso del almacenamiento de sales térmicas el porcentaje mayor corresponde a CAPEX (barra naranja), para esta tecnología es importante contar con materiales que sean resistentes a la corrosión por la exposición a altas concentraciones de salmuera. Para el aire comprimido el OPEX (barra verde) tiene el mayor aporte de los costos, para esta alternativa hay que considerar que es necesaria una caverna lo que es difícil de hallar naturalmente; en el caso preciso de una operación cerca de la costa aumenta su dificultad y riesgo, así como sus costos.

Las reconversiones a gas natural y operación a mínimo técnico con gas natural tienen un bajo costo de inversión debido a que

solamente implica el añadir los quemadores de gas natural. Los costos de operación y mantenimiento tienen mayor magnitud debido a que la generación anual de dichas alternativas es mayor.

Para los casos de baterías se observa que el costo con mayor impacto es el de inversión de baterías (naranja claro). Los casos 2 y 3 se dimensionan respecto al área disponible, por esta razón los costos de Barahona son mayores que los de Itabo I y II. Comparando los casos 1 y 2 se nota que los costos de 1 son mayores que los de 2, esto ocurre porque en el caso 1 se dimensiona a partir de la capacidad instalada de la planta a remplazar, en el caso 2 se dimensiona a partir del área disponible y las horas de funcionamiento, lo que da como resultado que la capacidad de potencia instalada sea menor; en el caso de Itabo I es 8 veces menor, Itabo II es 8.2 veces menor, Punta Catalina I y II es 2 veces menor.

La alternativa solar tiene un costo de inversión más alto en comparación con su costo de mantenimiento y operación, ya que no se incurre en gastos sustanciales en dichos ámbitos, además de tampoco contar con gastos por combustible. En el caso de las

3 El costo del combustible para las plantas que requieren carbón y/o biomasa se basa en información compartida por la empresa EGE Haina.

tecnologías de generación eólica los costos de la tecnología en mar son mayores por las consideraciones técnicas que se tiene por el ambiente en el que se ubican. Al comparar las alternativas renovables sin almacenamiento con las que, sí lo posee, se puede detallar, que las que cuenta con almacenamiento tienen un aumento sustancial debido principalmente por el costo capital de las baterías, aunque también hay un aporte, en menor medida, de los costos de operación y mantenimiento, que en estos casos son costos fijos.

En los casos de desmantelamiento, los costos de desmantelar la central corresponden a la disposición de residuos, la remediación ambiental y otros. Cada caso va a depender de la cantidad de potencia instalada y de la cantidad de turbinas y calderas que tenga, según la cantidad del equipo el precio por MW; así mismo este costo funciona solo en el año de aplicación similar al costo capital, por esto sus valores son tan bajos. Finalmente, los costos del condensador sincrónico son muy bajos, los de inversión se consideran 0 ya que la reconversión del generador para funcionamiento únicamente como condensador sincrónico son muy bajos y en el caso de los costos de operación y funcionamiento es de \$ 42.56 para Barahona, \$ 104.77 para Itabo I, \$ 108.04 para Itabo II y \$ 320.04 para Punta Catalina I y II.

5.4. Ingresos brutos

En la Figura 5 se desglosan los ingresos brutos (suma de cada uno de los ingresos de cada alternativa) según diversas categorías:

- Venta de electricidad representada en verde.
- Venta de servicios auxiliares⁴, mostrada en barras celestes, que incluyen ingresos por almacenamiento de energía mediante baterías, sales térmicas, aire comprimido e hidrógeno. También se cuenta el control de la frecuencia y la venta de potencia reactiva para el condensador sincrónico.
- El valor derivado del desmantelamiento se presenta como "valor de chatarra".
- Las barras amarillas ilustran los ingresos de las plantas de carbón sin cambios.

4 Se usó un precio de venta internacional para estimar los ingresos por servicios complementario de potencia reactiva y almacenamiento. La precisión de estos valores podría optimizarse al tener acceso a los precios locales de estos servicios complementarios.

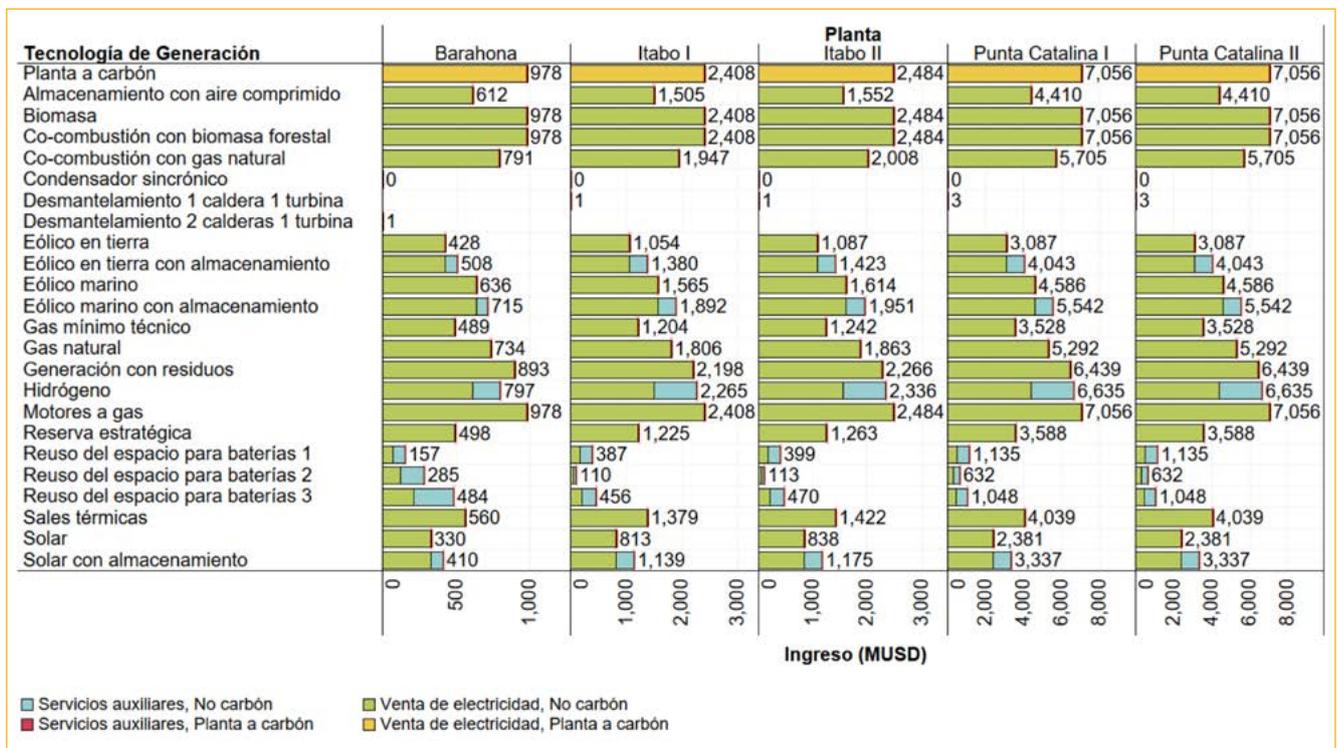


Figura 5: Ingresos por tipo de alternativa complementarios

Fuente: Elaboración propia.

Inicialmente se acota que los ingresos por venta de electricidad y servicios auxiliares están directamente relacionados con la generación, por lo tanto, tienen una relación directamente proporcional a parámetros técnicos como el factor de planta y la capacidad instalada.

Para Barahona e Itabo las alternativas de motores a gas, carbón, conversión a biomasa y co-combustión con biomasa son la que brindan un mayor ingreso por ventas de electricidad. Otras alternativas como comprimido, co-combustión con gas natural, gas natural, operación a mínimo técnico, generación con residuos, conversión a hidrógeno, y reserva ofrecen ingresos de 1.2 a 2 veces menores que el primer grupo de alternativas mencionadas para las 5 plantas, demostrando el comportamiento lineal ante el cambio de la potencia.

Las siguientes alternativas que cuentan con mayores ingresos son eólico marino con almacenamiento, el almacenamiento con aire y eólico marino. Las alternativas restantes generan ingresos menores entre 1.7 y 6.2 veces al primer grupo. Los casos de desmantelamiento tienen ingresos muy bajos por venta de chatarra solo superiores a los del condensador sincrónico, con 0.01 MMUSD para Barahona, 0.02 MMUSD para cada planta de Itabo y 0.08 MMUSD para cada planta de la central Punta Catalina.

Se puede notar que la diferencia de los ingresos de los renovables con almacenamiento es precisamente la venta por servicios auxiliares gracias a las baterías que se tienen. Este valor de venta de servicios auxiliares crece proporcional a la cantidad de la planta y es por esto que el valor de Punta Catalina I es mucho mayor que el de Barahona.

5.5. Ingresos netos

En la Figura 6 se presentan los ingresos netos en barras moradas para cada alternativa, considerando los ingresos netos como la suma de los ingresos por venta de electricidad y servicios complementarios (ingresos brutos) (Figura 5) menos los costos de inversión, operación y mantenimiento (Figura 4). Los ingresos netos para la planta a carbón sin cambios se muestran con una barra color naranja.

Las alternativas que superan en ingresos netos al funcionamiento de la planta a carbón son eólicas en mar, sin y con almacenamiento. Para la planta de Barahona entre 7 MMUSD y 44 MMUSD, para Itabo I 17 MMUSD y 167 MMUSD, para Itabo II entre 18 MMUSD y 173 MMUSD, para Punta Catalina I y II entre 154 MMUSD y 625 MMUSD.

De las alternativas de generación eólica tiene como resultados que para el tipo en tierra tiene ingresos netos menores que para el marino. A pesar de que los costos de la tecnología en el mar son mayores, ya que requiere un mayor costo de inversión, operación y mantenimiento por las condiciones del ambiente a las que está expuesto los ingresos son mayores, se debe a que la generación en mar tiene un factor de planta mayor cercano a 20 % más grande.

Cabe destacar los condensadores sincrónicos tienen ingresos netos bajos, pues sus ganancias por servicios complementarios apenas cubren los costos, dejando un estrecho margen de beneficio. Considerando que los valores de los ingresos son muy bajos, por esta razón, se puede considerar que en un sistema con alta penetración de renovables no convencionales el precio del reactivo podría revalorarse; este valor podría aumentar hasta 3.5 veces (Potter et al., 2023).

Debido al dimensionamiento de la capacidad de la reutilización con baterías, esta enfrenta restricciones de espacio, resultando en ingresos hasta 11 veces inferiores a los de la planta a carbón, esto impacta sus beneficios netos al compararlos con los del carbón. Por otro lado, para los casos de desmantelamiento el ingreso neto es negativo debido a que los costos de decomiso son mayores que el ingreso por el valor de chatarra. Así mismo se puede notar que los valores no son comparables con los del carbón o las otras tecnologías debido a la naturaleza de esta opción, que realmente no tiene ingresos aparte de los mencionados.

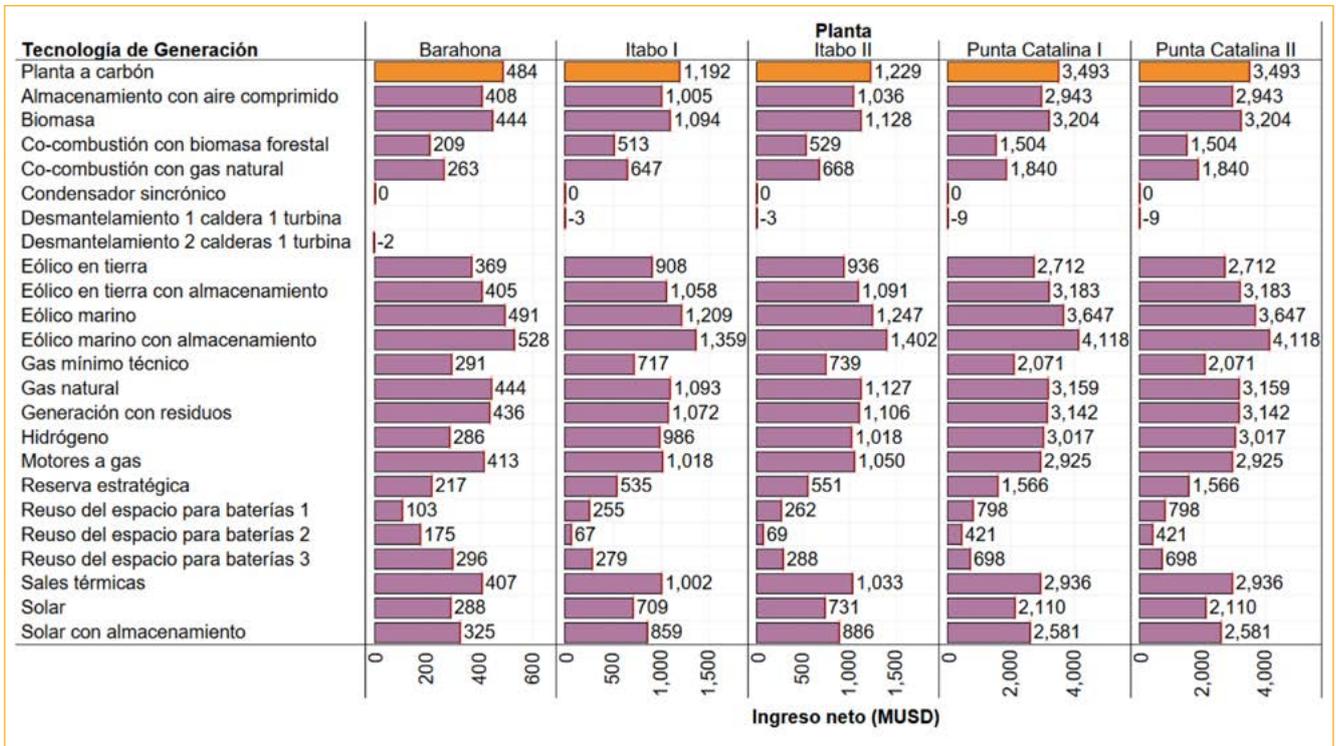


Figura 6: Ingresos netos por alternativa.

Fuente: Elaboración propia.

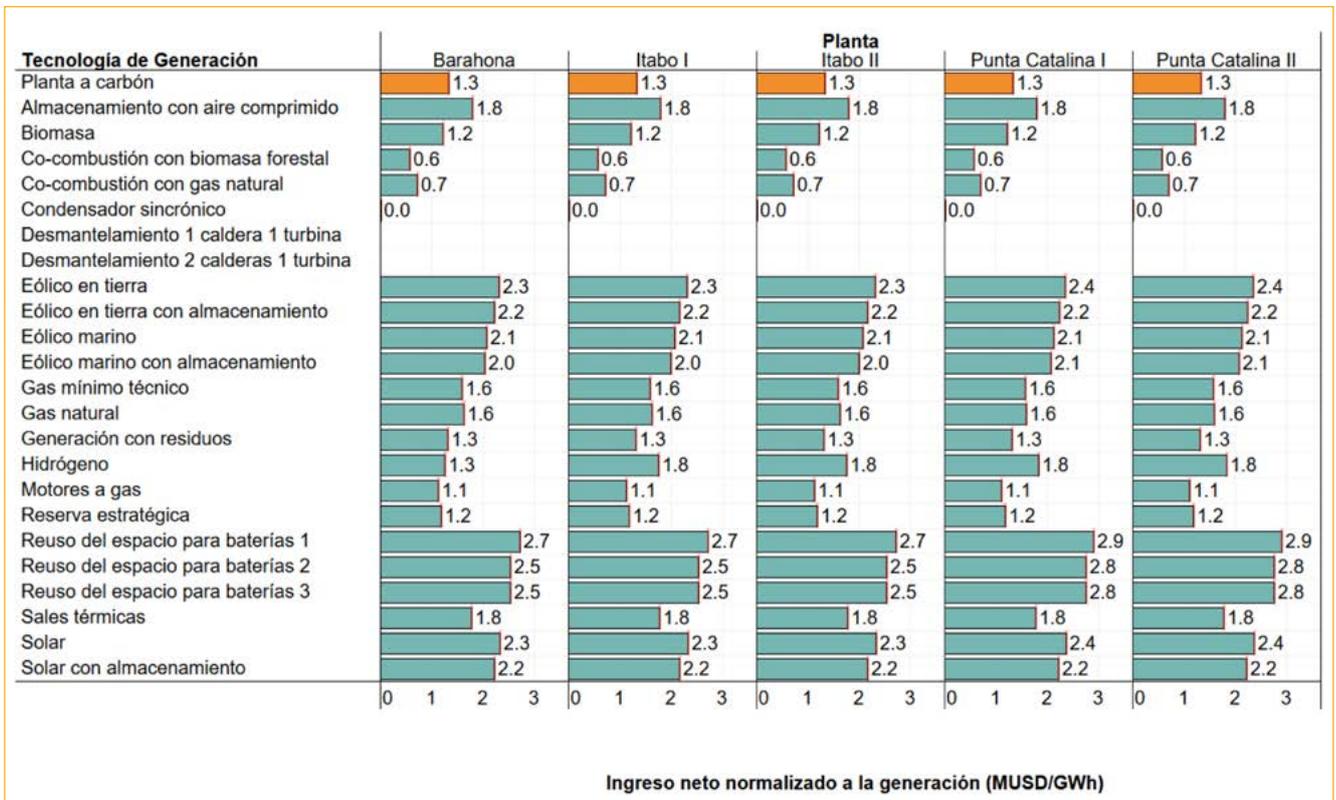


Figura 7: Ingreso neto normalizado a la generación por alternativa.

Fuente: Elaboración propia.

La Figura 7 muestra los ingresos netos normalizados, que corresponden a los ingresos netos dividido entre la generación de cada alternativa. Todas las alternativas tienen el mismo ingreso neto normalizado respecto a la planta de carbón, entonces es proporcional. Las únicas que tienen una diferencia son las alternativas de renovables (eólico en tierra y mar, solar) y baterías debido a que para estas se cuentan con una serie de datos a lo largo del tiempo, mientras que para las otras se tienen valores puntuales para un año que se toma constante.

En todas las plantas el carbón tiene únicamente un valor mayor que biomasa, co-combustión con biomasa forestal, co-combustión con gas natural, condensador sincrónico, motores a gas y reserva estratégica, además de tener el mismo valor que generación con residuos e hidrógeno (solo en Barahona, por su baja capacidad en comparación con las otras plantas). Respecto al resto de alternativas presenta un ingreso neto normalizado menor hasta 1.4 unidades en Barahona, Itabo I e Itabo II, y 1.6 unidades en Punta Catalina I y Punta Catalina II. Donde se destaca que las alternativas renovables (eólico en tierra y mar, solar) y baterías son las únicas mayores a 2 unidades.

5.6. Emisiones de Gases de Efecto Invernadero

Las emisiones generadas de cada alternativa se obtienen por año, en base la generación de energía anual. Los resultados de estas emisiones se encuentran en la Figura 8, donde las emisiones de carbón se representan con una barra de color naranja y las otras tecnologías con una barra de color verde, mientras que las opciones que tienen cero no generan emisiones; en el caso concreto de biomasa tiene emisiones biogénicas, por cual no son consideradas.

El carbón presenta la mayor cantidad de emisiones de dióxido de carbono por su composición química, que tiene un mayor contenido de carbono por unidad energética, en comparación con los combustibles de las otras tecnologías. Para la co-combustión con biomasa el aporte de todas las emisiones es por el carbón, la biomasa no tiene aporte, por acotado anteriormente. Las otras tecnologías que consideran la quema de carbón con la co-combustión con gas natural y la reserva estratégica, al comparar estás con las opciones que solamente queman gas natural como motores de combustión interna, que a su vez tiene mayor cantidad de emisiones que la reconversión a gas natural y la operación a mínimo técnico por su generación energética.

En el caso de los condensadores sincrónicos sus emisiones dependen de su consumo eléctrico, porque si el tipo de generación de la red es totalmente renovable sus emisiones van a ser 0, pero si la generación tiene una importante generación a base de carbón sus emisiones van a aumentar y tendrá un factor por emisiones asociado de 0.64 Gg CO₂-eq/GWh (Berigüete, 2013). Por lo tanto, sus emisiones van a depender directamente del combustible con el que se genere energía eléctrica.

Finalmente, el caso de residuos municipales es el tercero más alto porque los estos desechos podrían contener muchos tiempos de materiales y compuestos que pueden llegar a tener una cantidad bastante considerable de contenido de carbono por unidad energética.

La Figura 9 muestra las emisiones evitadas respecto al carbón. En los casos de almacenamiento con aire comprimido, biomasa, desmantelamiento, renovables sin y con almacenamiento, hidrógeno, reúso del espacio para baterías en sus 3 escenarios y sales térmicas. También es importante resaltar que la tecnología que menos emisiones evita es la generación con residuos, por la razón acotada anteriormente.

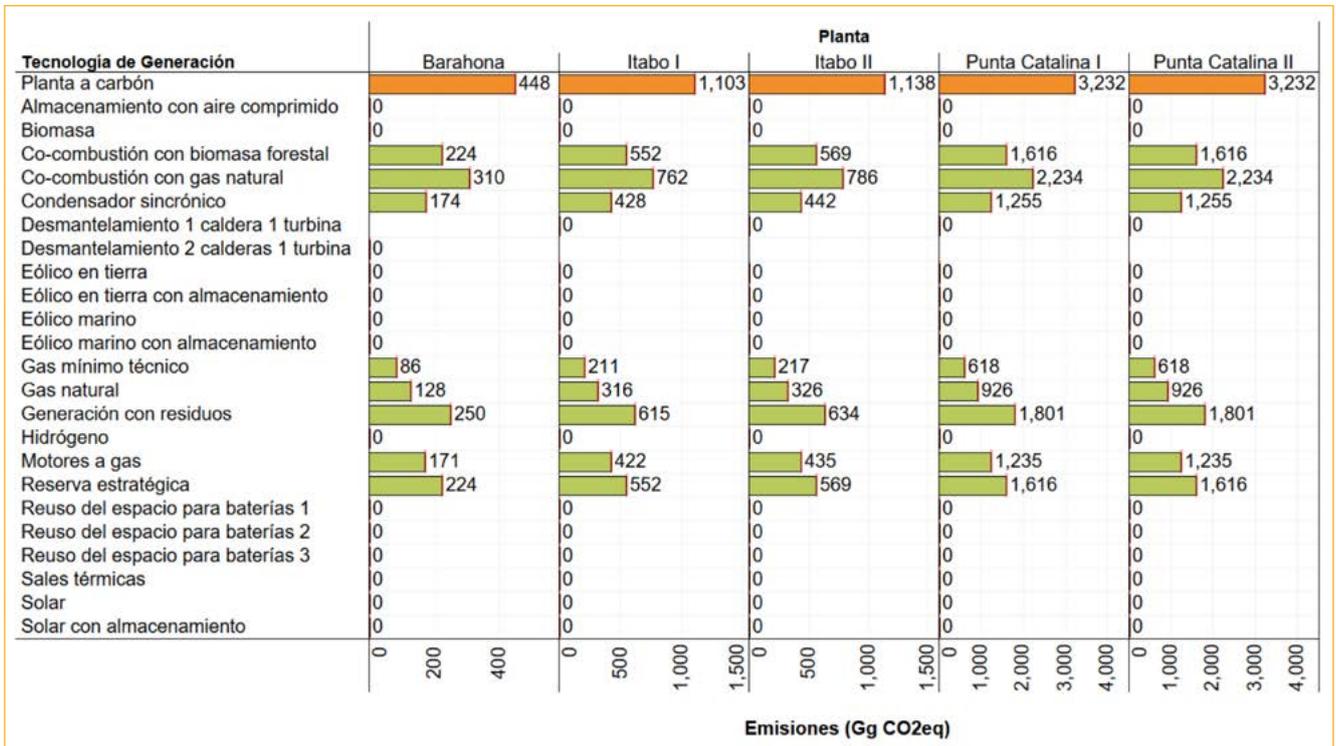


Figura 8: Emisiones generadas por alternativa.

Fuente: Elaboración propia.

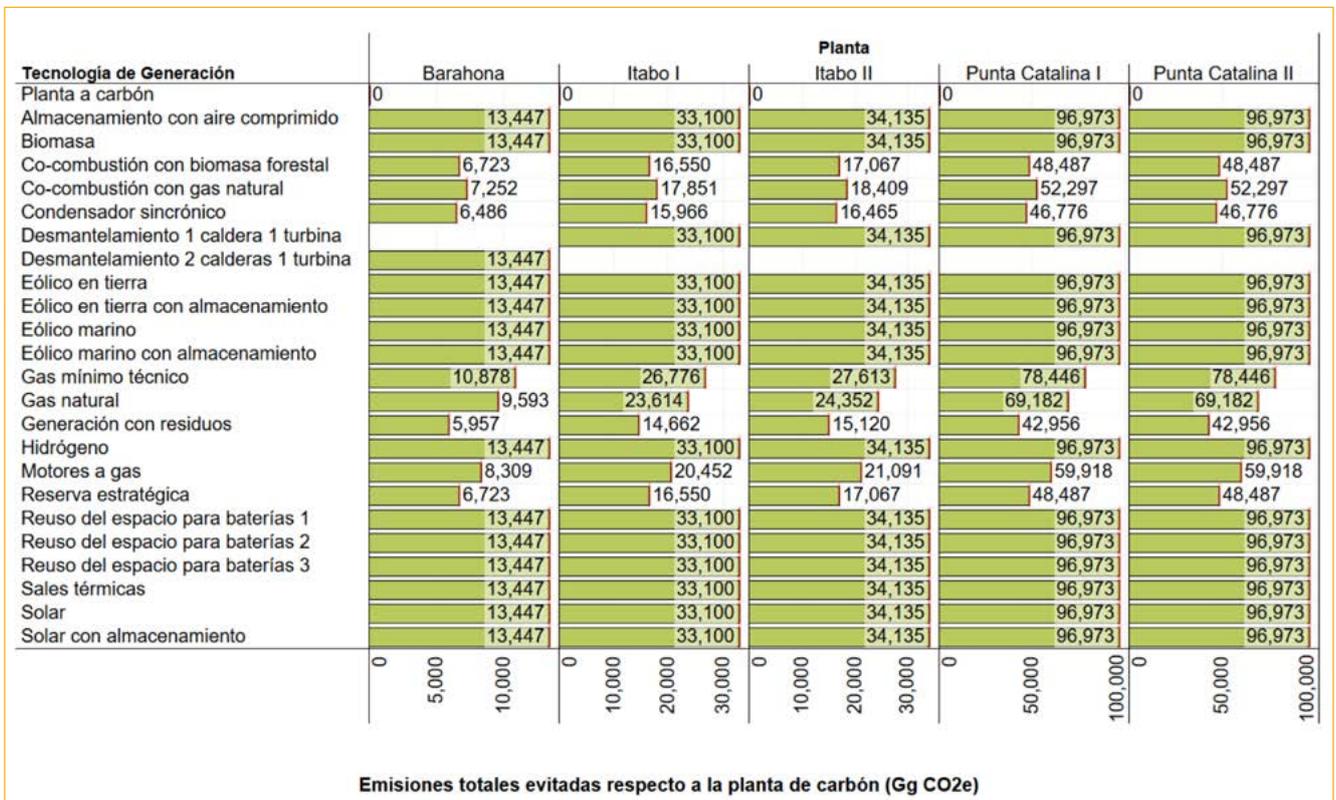


Figura 9: Emisiones totales evitadas de cada alternativa respecto a la planta de carbón

Fuente: Elaboración propia.

5.7. Ingresos respecto a emisiones evitadas

La Figura 10 muestra el ingreso neto normalizado respecto a las emisiones generadas en el periodo de operación de cada tecnología. Inicialmente es importante detallar que el único caso que tiene valores negativos es el caso de desmantelamiento (el requerido para cada planta). Esto se debe a que esta alternativa tiene ingresos netos negativos porque sus costos son mayores que sus ingresos. Sin embargo, de la Figura 9 se puede apreciar que esta alternativa evita emisiones considerables respecto al carbón.

Seguidamente, se puede apreciar que las tecnologías generación con residuos, motores a gas, gas natural (en orden descendente) son las que poseen mayores ingresos efectivos respecto a las emisiones evitadas. Estas magnitudes altas se relacionan con altas cantidades de energía que pueden vender al mercado eléctrico.

Después de estas, las tecnologías con mejores valores son eólico marino con y sin almacenamiento, co-combustión con gas natural, biomasa, co-combustión con biomasa forestal, almacenamiento con aire comprimido, sales térmicas, eólico en tierra con y sin almacenamiento, co-combustión con gas natural y gas a mínimo técnico. Los proyectos de energía renovable con tecnología solar fotovoltaica o eólica producen ingresos brutos menores que las opciones con alternativas que producen una energía comparable a la planta de carbón, y por lo tanto tienen una magnitud menor en la Figura 10 que opciones de residuos o gas natural.

5.8. Alternativas con mejor potencial de transición hacia la descarbonización

Para determinar las alternativas de mayor potencial para cada planta se usan las Figuras de esta sección, donde se grafica la reducción de emisiones relativas a la tecnología actual de carbón por costo total de la alternativa ($Gg\ CO_2\text{-eq}\ MMUSD$) contra los ingresos netos por energía generada ($MMUSD/MWh$). Es importante destacar que se realiza esta gráfica donde se puede ver el impacto de ingresos, costos, generación y emisión, para una perspectiva integral de cada alternativa.

Se obtiene una lista de las 5 alternativas con mejor posición para cada planta. Para Barahona se usa la Figura 11, se determina que las alternativas mejor posicionadas son las siguientes: solar, reúso del espacio para baterías 1, eólico en tierra, solar con almacenamiento y reúso del espacio para batería 2.

En el caso de Itabo I e Itabo II (Figura 12) las alternativas son: reúso del espacio para baterías 2, solar, reúso del espacio para baterías 1, eólico en tierra y reúso del espacio para baterías 3.

En el caso de Punta Catalina I y Punta Catalina II (Figura 13) las alternativas son: reúso del espacio para baterías 2, solar, reúso del espacio para baterías 1, reúso del espacio para baterías 3 y eólico en tierra.

Por unidad de energía producida, las opciones de energía renovable o almacenamiento con baterías son las que generan un mayor ingreso neto. Además, son las opciones más eficientes en reducir las emisiones por cada unidad económica invertida en la alternativa. El reto para las empresas dueñas será lograr obtener los ingresos brutos que obtendrían con opciones como gas natural, ya que pueden vender más energía con el mismo terreno en el que tienen actualmente ubicada sus plantas de carbón.

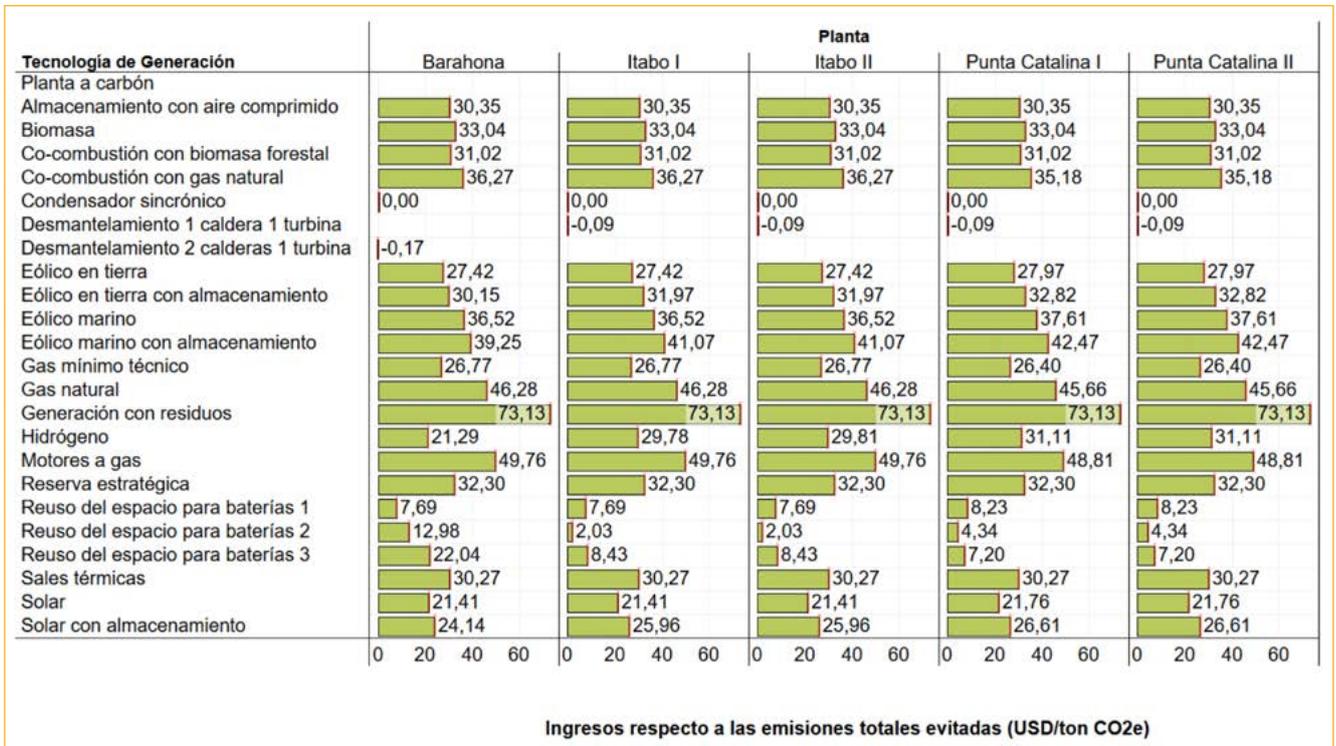


Figura 10: Ingresos respecto a las emisiones totales evitadas de cada alternativa.

Fuente: Elaboración propia.

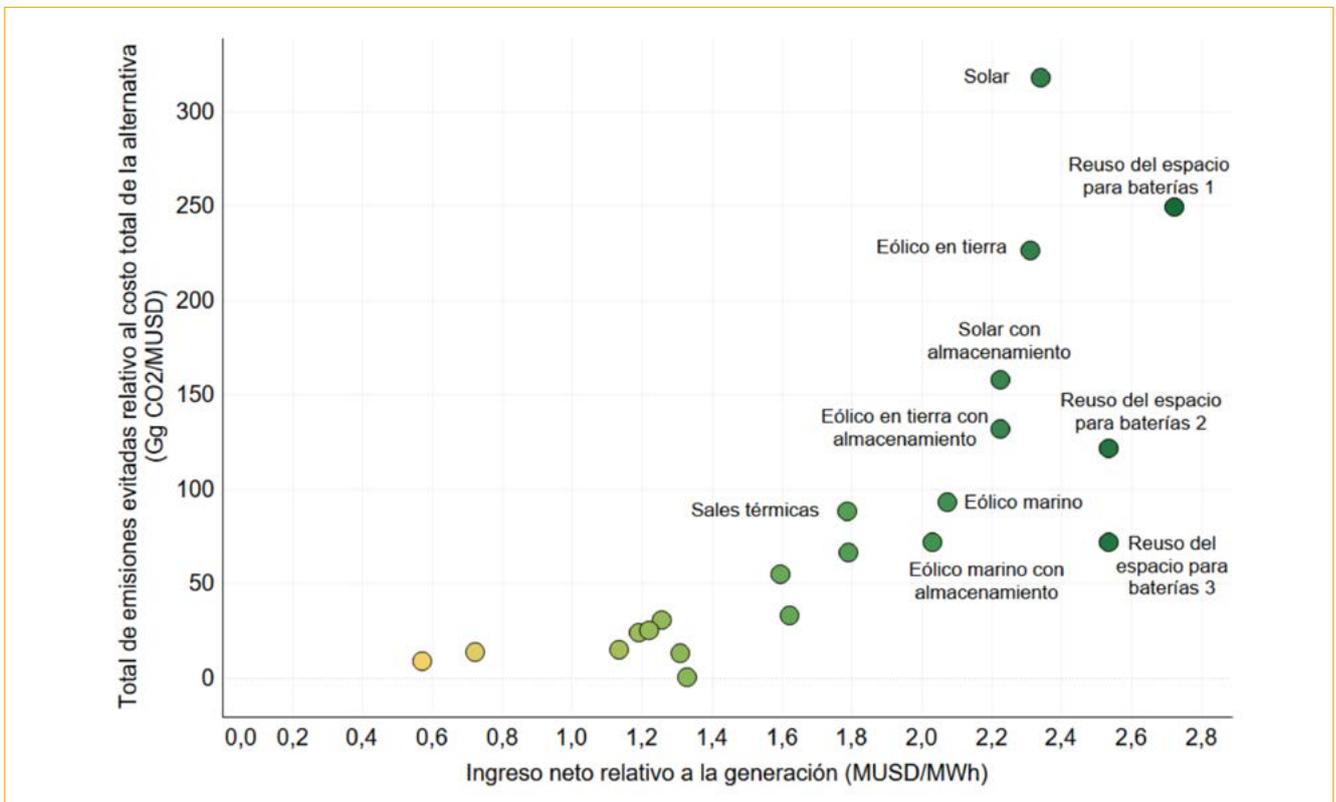


Figura 11: Emisiones totales evitadas respecto al costo total e ingreso neto respecto a la cantidad de generación de cada alternativa para Barahona.

Fuente: Elaboración propia.

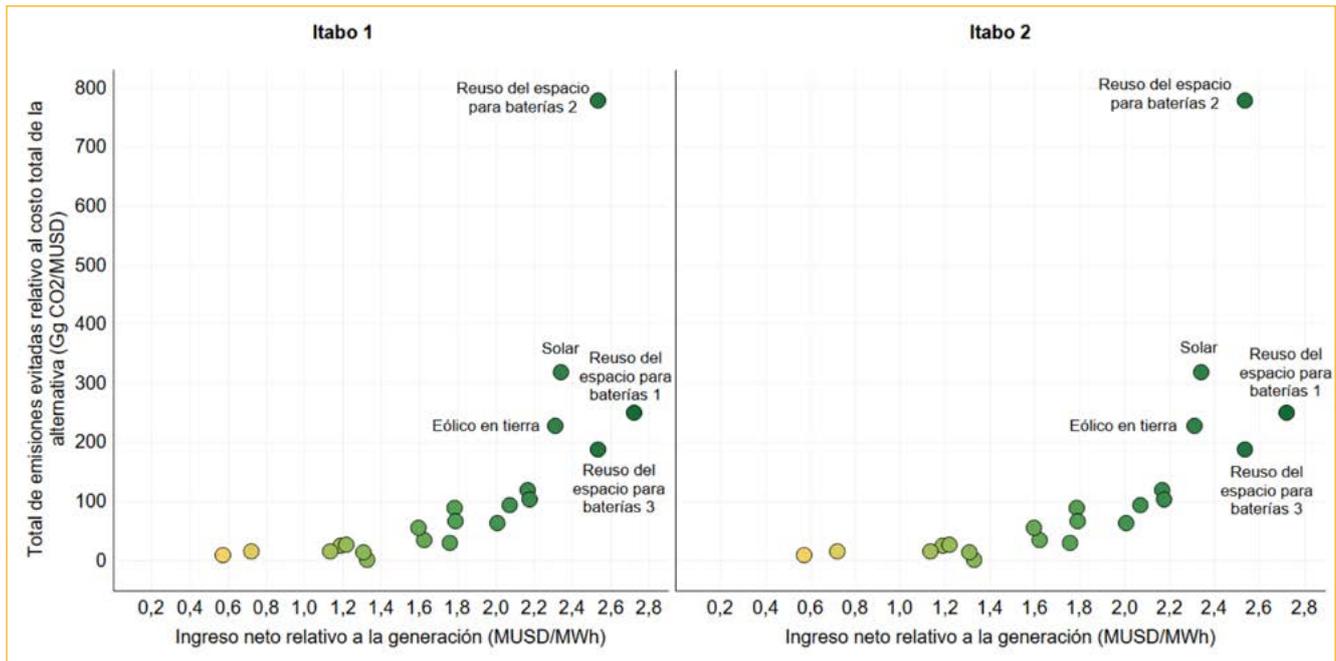


Figura 12: Emisiones totales evitadas respecto al costo total e ingreso neto respecto a la cantidad de generación de cada alternativa para Itabo.

Fuente: Elaboración propia.

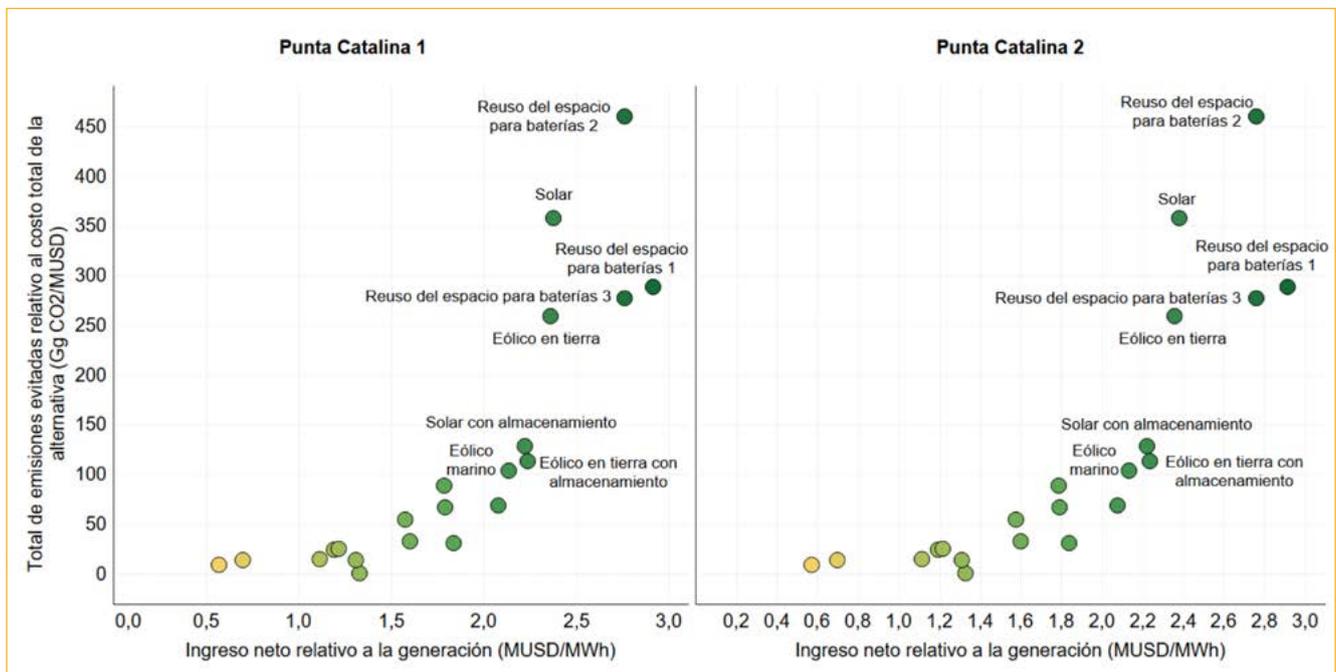


Figura 13: Emisiones totales evitadas respecto al costo total e ingreso neto respecto a la cantidad de generación de cada alternativa para Punta Catalina.

Fuente: Elaboración propia.

El reúso del espacio para baterías es particularmente relevante, pues los proyectos de almacenamiento pueden ser necesarios para lograr una alta penetración de energías renovables en otras zonas del país. Un análisis de la expansión de la transmisión será necesario para determinar la conveniencia técnica a nivel sistema de ubicar grandes plantas de almacenamiento en una o varias de las locaciones donde existen plantas de carbón actualmente. Los proyectos de baterías son más atractivos como alternativa para las plantas de carbón más pequeñas. Sin embargo, para Punta Catalina, debido a su alta participación en la generación total del país, opciones con alta producción anual serán deseables.

6. REVISIÓN DE LA NORMATIVA



Dentro de este marco de descarbonización, uno de los mayores desafíos es la necesidad de explorar opciones para reemplazar las plantas de carbón. Este proceso presenta no sólo desafíos técnicos y económicos, sino también importantes consideraciones regulatorias. Se requiere fortalecer el marco institucional y normativo de este sector para facilitar el proceso de reconversión de las plantas a carbón, impulsar inversiones en energías renovables y bajas en carbono, y desarrollar instrumentos de financiamiento para estas. Por esta razón, esta sección busca identificar las barreras y limitaciones dentro del actual marco regulatorio.

6.1. Regulación en materia de sustitución de plantas a carbón en República Dominicana

Este apartado resume la regulación en el país relacionada con el proceso de sustitución de plantas a carbón por las alternativas tecnológicas analizadas previamente, clasificadas en cuatro grupos:

- Grupo 1: Retiro de centrales para uso del suelo para otras actividades
- Grupo 2: Reúso del suelo para alternativas con almacenamiento
- Grupo 3: Reconversión o sustitución por otras tecnologías
- Grupo 4: Alternativas de reducción de potencia



6.1.1. Regulación vigente y sugerencias para su mejora

Esta sección resume las normativas y regulaciones vigentes en República Dominicana que intervienen en el proceso de reconversión y/o sustitución de las centrales a carbón. El Cuadro 2 muestra una matriz con la ley, norma o resolución, la respectiva descripción del contenido de esta y, en caso de ser considerada necesaria, una propuesta de modificación para facilitar el proceso de conversión.

Cuadro 2. Propuesta de mejora para regulación vigente.

Ley/Norma/Resolución	Descripción	Propuesta de elaboración, modificación o incorporación
Grupo 3 – Sustitución y conversiones		
Resolución SIE-061-2015-MEM Reglamento autorización puesta en servicio de obras eléctricas en el SENI.	Este reglamento presenta los procedimientos y requisitos para solicitar la autorización para la puesta en servicio de obras eléctricas, ya sea por modificaciones o para una central nueva.	Puesta en servicio de energías renovables requieren reducir el esfuerzo administrativo para su proceso de conexión. Esto se enmarca en la instauración de un código de red que incorpore lecciones aprendidas de experiencias internacionales. Por ejemplo, se pueden agilizar ciertas pruebas y trámites mediante certificaciones de fabricantes. También se puede permitir el uso de modelos de simulación validados para simplificar este proceso de puesta en marcha.
Reglamento de la Ley General de Electricidad No.125-01.	<p>El artículo 269 menciona la potencia firme de empresas de generación termoeléctricas e hidroeléctricas.</p> <p>El artículo 413 explica el cálculo para la potencia firme.</p> <p>El artículo 376, define la participación en el cobro por energía reactiva y regulación de tensión de la máquina hidroeléctrica en funcionamiento como compensador sincrónico.</p>	<p>En el caso de que las plantas termoeléctricas salgan del SENI por sustitución o conversión estos artículos deberán cambiar tomando en cuenta las tecnologías disponibles, debido a las especificaciones técnicas que cada una de estas tecnologías puedan tener.</p> <p>Al ser una de las opciones de conversión el condensador sincrónico, se debe considerar un artículo similar a este donde se detalle la participación en el cobro por energía reactiva y regulación de tensión de la máquina (termoeléctrica convertida a condensador sincrónico).</p>
Ley 57-07 sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales.	<p>El artículo 5 habla del ámbito de aplicación de la ley, entre las que destacan:</p> <ul style="list-style-type: none"> a. Parques eólicos con potencia instalada inicial, de conjunto, que no supere los 50 MW; b. Instalaciones hidroeléctricas micros, pequeñas y/o cuya potencia no supere los 5 MW; c. Instalaciones electro-solares (fotovoltaicos) de cualquier tipo y de cualquier nivel de potencia; d. Instalaciones termo-solares (energía solar concentrada) de hasta 120 MW de potencia por central; e. Centrales eléctricas que como combustible principal usen biomasa primaria, para producir energía (como mínimo 60 % de la energía primaria) y cuya potencia instalada no supere los 80 MW por unidad termodinámica o central; f. Fincas energéticas, plantaciones e infraestructuras agropecuarias o agroindustriales de cualquier magnitud destinadas exclusivamente a la producción de biomasa con destino a consumo energético. 	<p>Brindar la posibilidad a la SIE de dictaminar la capacidad instalada. Los proyectos renovables se estiman con mayor capacidad instalada máxima de energía renovable, en función a las necesidades de cada circuito de distribución y subestación (Quirós-Tortós et al., 2023; Cabrera, 2023).</p>

Ley/Norma/Resolución	Descripción	Propuesta de elaboración, modificación o incorporación
	Los límites establecidos por proyecto podrán ser ampliados hasta ser duplicados, pero sólo cuando los proyectos y las concesiones hayan instalado al menos el 50 % del tamaño original solicitado y sujeto a cumplir con los plazos que establezcan los reglamentos en todo el proceso de aprobación e instalación, y se haya completado el financiamiento y la compra de al menos el 50 % del proyecto original.	Se puede ampliar la capacidad instalada, sin embargo, sigue siendo baja y sujeta a varias condiciones.
	El artículo 9 habla de la exención del 100 % de impuestos de importación a los equipos, maquinarias y accesorios importados para producir energía con fuentes renovables; así como los equipos de transformación, transmisión e interconexión de energía eléctrica al SENI.	La lista de equipos se puede ampliar. En la lista de equipos se mencionan algunos relacionados a la generación de hidrógeno, equipos para solar, eólico, y biomasa, inversores sincrónicos.
	El artículo 11 habla de reducción de impuestos (5 %) por pago de intereses por financiamiento externo.	-
	El artículo 12 habla de un incentivo fiscal para autoproductores otorgando hasta un 75 % del costo de la inversión en equipos, como crédito único al impuesto sobre la renta, a los propietarios o inquilinos de viviendas familiares, casas comerciales o industriales que cambien o amplíen para sistemas de fuentes renovables para autoconsumo.	-
	El artículo 13 habla de incentivos para proyectos comunitarios que deseen desarrollar fuentes de energía renovables a pequeña escala (hasta 500 kW) y destinado a uso comunitario, podrán acceder a fondos de financiamientos a las tasas más bajas del mercado para proyectos de desarrollo, por un monto de hasta el 75 % del costo total de la obra y su instalación.	-
	El artículo 14 habla del implemento de certificados y/o bonos por reducción de emisiones, según el protocolo de Kyoto.	-
	El artículo 18 indica que las instalaciones con potencias inferiores o iguales a las del Artículo 5 no tendrán la obligación de formular ofertas al mercado mayorista, pero tendrán derecho de vender la producción de la energía eléctrica a los distribuidores al costo marginal del mercado de producción de energía eléctrica.	-
	El artículo 20 indica que Las Empresas Distribuidoras estarán obligadas a comprarles los excedentes que se puedan enviar al SENI, a precios regulados por la SIE, a los usuarios regulados y no regulados con sistemas de recursos renovables para electricidad.	-
	El artículo 21 dice que todas las autoridades del subsector eléctrico procurarán que el 25 % de las necesidades del servicio para el año 2025, sean suplidas a partir de fuentes de energías renovables.	Se podría complementar con los mínimos de capacidad instalada y generación obtenidos del estudio de "Evaluación económica de la descarbonización del sector eléctrico en la República Dominicana" (2023) para los años siguientes.

Ley/Norma/Resolución	Descripción	Propuesta de elaboración, modificación o incorporación
Resolución CNE-AD-0004-2023.	Condiciones para tramitar solicitudes de concesiones para la generación eléctrica en régimen especial con almacenamiento a partir de energías renovables variables.	Las tecnologías propuestas de hidrógeno y almacenamiento con sales térmicas conllevan además la generación una etapa de almacenamiento, por lo tanto, también se debe considerar incluir este tipo de tecnologías.
Código de conexión.	Este código establece los requisitos que deben cumplir los agentes que deseen conectarse al SENI.	Se debe crear un documento que regule los requerimientos técnicos mínimos de unidades reactivas (p.e. condensadores sincrónicos) como: factor de potencia mínimo y pruebas para la puesta en marcha.
Grupo 4 – Reducción de potencia		
Ley General de Electricidad No.125-01.	<p>En artículos 203 y 205 se presentan de generación para regulación de frecuencia primaria y secundaria, respectivamente; así como, una delimitación de cuales empresas eléctricas deben de realizar este tipo de operación.</p> <p>Artículo 399: procedimiento para la selección de reservas rotantes para regulación de frecuencia primaria y secundaria.</p> <p>Artículos 400 y 403: selección de unidades para reserva rotante, lista de méritos para la selección, programación de la reserva rotante, compensación por regulación primera y secundaria de frecuencia.</p>	<p>En caso de que alguna planta quedé en funcionamiento de reserva estratégica (la cual debe operar solamente cuando haya un evento en el sistema de potencia que requiera la entrada en operación de dicha planta) está debe de considerarse como prioridad para la selección de reserva rotante, así como para la reserva de regulación primaria y secundaria de frecuencia, por lo tanto, los artículos mencionados deberán actualizarse para que se tome dicha consideración.</p>

Las alternativas de sustitución y conversiones se encuentran respaldadas por la Resolución SIE-061-2015-MEM, la Ley 57-07, la Resolución CNE-AD-0004-2023, y el Código de Conexión. El primer reglamento describe los procedimientos para solicitar la puesta en servicio de obras eléctricas. En este caso, se recomienda simplificar el proceso administrativo, aprovechando la experiencia internacional, con el uso de certificaciones de fabricantes, o bien, el uso de modelos de simulación validados. La Ley General de Electricidad 125-01 aborda temas de porcentaje de generación de reactivo, potencia firme, cobro por energía reactiva y regulación de tensión. Para esta ley se plantean tres modificaciones principales. Si la alternativa de conversión elegida es la del condensador sincrónico, se propone realizar un estudio de los porcentajes de generación de reactivo de cada empresa, pues todo el potencial de esta alternativa estaría destinado a este fin; así como agregar un artículo correspondiente al cobro por energía reactiva y regulación de tensión de la máquina, específico para este caso. De igual manera se propone adaptar los artículos de potencia firme de acuerdo con el aporte de tecnologías existentes y futuras.

La Ley 57-07 menciona una serie de incentivos para implementar fuentes de energía renovables en la generación eléctrica. Se considera favorable la exención del 100 % de impuestos a la importación de equipos para generación, transformación, transmisión, e interconexión; los incentivos fiscales para autoprodutores y proyectos comunitarios; las certificaciones de reducción de emisiones; y los incentivos de compras de excedentes para el SENI. Para potenciar su impacto, esta ley requiere algunas modificaciones. Por ejemplo, aumentar los máximos de capacidad instalada de las tecnologías que engloba, ya que en estudios pasados se determinó que los proyectos renovables se estiman con mayor capacidad instalada en el corto y mediano plazo (Quirós-Tortós et al., 2023).

Por su parte, la Resolución CNE-AD-0004-2023 habla de los trámites para solicitar concesiones para generación con almacenamiento para energías renovables y, en este caso, se recomienda ampliar la resolución para considerar la tecnología de hidrógeno, debido a que esta también requiere de un almacenamiento. El Código de Conexión establece los requisitos para conectar los servicios al SENI; en este caso se recomienda crear

un documento de regulación de los requerimientos técnicos mínimos de unidades reactivas (p.e. condensadores sincrónicos), entre los cuales se menciona, pero no se limita a factor de potencia mínimo y pruebas para la puesta en marcha.

Por último, para las alternativas de reducción de potencia se cuenta con la Resolución SIE-381-2012 y la Ley General de Electricidad No.125-01. La Resolución de la SIE fija el mínimo valor técnico de la Central Itabo I y, en este sentido, se recomienda ampliar este dato para las demás centrales termoeléctricas. Por su parte, se recomienda ampliar en la Ley General de Electricidad los artículos referentes a la regulación de frecuencia primaria y secundaria, así como la selección de unidades de

reserva rotante, esto para que la Ley tome en consideración la posibilidad de que algunas de las plantas a carbón se utilicen como reserva estratégica.

6.1.2. Regulación en camino y por evaluar su efecto

El Cuadro 3 presenta una breve descripción de normativa en las que instituciones regulatorias se encuentran trabajando actualmente, concerniente al proceso de sustitución de las centrales a carbón. Las instituciones que forman parte de este cambio regulatorio son la Superintendencia de Electricidad (2023) y la Presidencia de la República (2021).

Cuadro 3. Propuesta de mejora para regulación en desarrollo.

Ley/Norma/Resolución	Descripción	Propuesta de elaboración, modificación o incorporación
Todas		
Decreto No. 655-21.	Artículo 6.1.5: Realizar de manera periódica estudios de estimación y proyección de demanda de energía y tomarlos en cuenta en la actualización de los planes indicativos de expansión de generación, transmisión y distribución de electricidad.	Se recomienda revisar el nivel de implementación de este artículo para garantizar su continuidad y fortalecimiento en el tiempo.
Decreto No. 655-21.	Artículo 9.3: Realizar un estudio nacional para identificar localizaciones apropiadas para los proyectos de generación eléctrica, en función de diferentes opciones tecnológicas, fuentes de suministro, tipo de combustible, uso óptimo de las redes de transmisión, como un insumo necesario para la planificación de la expansión de la generación, transmisión y distribución eléctrica.	También debería de considerarse en el estudio de identificación de las localizaciones los polos de generación, ya que estos podrían suponer realizar una inversión de redes de transmisión más localizada y tener un proceso de administración y planificación relativamente más simple.
Decreto No. 655-21.	Artículo 9.5.1: Establecer en el Plan Indicativo de Generación: a) la participación diversificada de fuentes energéticas convencionales, renovables y alternativas, priorizando en la medida de los posibles esta dos últimas; b) las metas específicas sobre la capacidad, ubicación y tipos de combustibles de las centrales eléctricas a construir incluyendo el porcentaje requerido de participación de las energías renovables; c) los parámetros requeridos para la seguridad del sistema a un costo mínimo eficiente de generación; d) la profundización de la diversificación de la matriz energética dominicana fomentando la construcción de nuevas terminales de combustibles y la conversión a gas natural y otras tecnologías y combustibles con la finalidad de optimizar costos, reducir el impacto ambiental y las emisiones de dióxido de carbono; e) la definición de las características de los proyectos de inversión, a fin de distribuir de forma óptima las decisiones de inversión a realizar en todo el territorio nacional conforme a la Estrategia Nacional de Desarrollo, tomando en consideración los estudios realizados de tamaño y localización de la nueva generación.	Se recomienda que en la priorización de las tecnologías sea de las renovables, ya que estas tienen un mayor impacto en la huella de carbono del país. Así mismo, cabe indicar que hay tecnologías alternativas que, aunque tienen un impacto en términos de emisiones permiten manejar eficientemente otros aspectos como es el caso de la tecnología de generación a partir de residuos urbanos.

Ley/Norma/Resolución	Descripción	Propuesta de elaboración, modificación o incorporación
Decreto No. 655-21.	Artículo 9.8.1: Estudiar y promover proyectos para la producción de energía renovable gestionable tales como los procedentes del aprovechamiento de biomasa, biogás, desechos sólidos, alimentos, algas marinas u otros que sean factibles.	Se recomienda hacer herramientas/estudios que permitan identificar la disponibilidad de recursos con los que cuenta el país para tener un panorama más claro de cual podría ser el nivel de penetración de cada una de las tecnologías mencionadas. Un actor importante sería el MEMRD.
Decreto No. 655-21.	Artículo 9.8.1: Estudiar y promover proyectos para la producción de energía renovable gestionable tales como los procedentes del aprovechamiento de biomasa, biogás, desechos sólidos, alimentos, algas marinas u otros que sean factibles.	Se recomienda hacer herramientas/estudios que permitan identificar la disponibilidad de recursos con los que cuenta el país para tener un panorama más claro de cual podría ser el nivel de penetración de cada una de las tecnologías mencionadas. Un actor importante sería el MEMRD.
Decreto No. 655-21.	Artículo 8.6.9: Emitir normativa para reglamentar los Artículos 103 al 106 de la Ley 125-01 sobre los Aportes de Financiamientos Reembolsables, incluyendo el procedimiento para la adquisición de obras eléctricas y la eliminación de la duplicidad de costos para los usuarios finales.	Es importante definir esta normativa ya que para los inversionistas puede resultar una buena oportunidad.
Decreto No. 655-21.	Artículo 6.2.5: Definir, en el Marco Nacional de Cualificaciones, las habilidades, conocimientos y competencias que deben ser adquiridas en los niveles de educación y formación técnica profesional y educación superior por parte de los recursos humanos a ser empleados en el subsector eléctrico.	Realizar alianzas o crear conversatorios con empresas de generación a partir de fuentes renovables o alternativas; así tomar su experiencia y conocimiento para identificar con mayor eficacia las cualificaciones, habilidades, conocimientos y competencias requeridas para el personal necesario para el subsector eléctrico. Dos actores importantes serían el MEMRD en unión con la respectiva embajada.
Decreto No. 655-21.	Artículo 9.8.7: Gestionar a través del Ministerio de Educación, el Ministerio de Educación Superior Ciencia y Tecnología, la Universidad Autónoma de Santo Domingo y el Instituto para la Formación Técnico-Profesional, la incorporación en la oferta curricular y planes de estudios de las instituciones de formación, educación técnico-profesional y educación superior a nivel gubernamental y privado, la formación de técnicos medio y superiores en manejo e instalación de centrales y equipos en energías renovables y alternativas.	Realizar alianzas con universidades e institutos de países de la región donde el impacto de las tecnologías de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables y alternativas tenga un mayor nivel de penetración, de este modo partir desde su experiencia en el ámbito. Dos actores importantes serían el MEMRD en unión con la respectiva embajada.
Código de Red.	Actualmente se está generando un código de red, el cual está en revisión por parte de la SIE.	Se recomienda seguir de cerca su implementación, para posteriormente realizar seguimiento de este para garantizar su continuidad y fortalecimiento en el tiempo.
Grupo 2 - Almacenamiento		
Resolución de la SIE.	Resolución para regulación técnica y comercial para sistemas de almacenamiento de energía.	Se recomienda revisar el nivel de implementación de esta resolución para garantizar su continuidad y fortalecimiento en el tiempo.

Respecto al grupo en que se incluyen todas las alternativas se considera necesario fortalecer los procesos de planificación energética a largo plazo y realizar proyecciones de la demanda energética que reflejen las necesidades para la expansión de la generación y transmisión de potencia. Así mismo, es importante realizar un estudio donde se detallen cuáles son las localizaciones más apropiadas para construir proyectos de generación de acuerdo con el potencial y ubicación en el sistema de transmisión.

También hay que destacar que se debe hacer un estudio a profundidad para identificar los posibles puestos de trabajo que puedan surgir ante el ingreso de las energías renovables u otras

tecnologías, así como identificar las cualificaciones necesarias, en función de esto poder definir planes de estudio y crear una oferta curricular para poder suplir estos posibles empleos con personal capacitado.

6.1.3. Sugerencias de nuevas regulaciones

En el Cuadro 4 se muestra el resumen de algunas experiencias internacionales, de las cuales se recomienda adaptar las acciones al caso de República Dominicana, además se incluye una o varias instituciones que podrían encargarse de cada propuesta y un posible método para aplicarla.

Cuadro 4. Propuesta de sugerencias de nuevas regulaciones.

Documento de referencia	Descripción	Propuesta de elaboración, modificación o incorporación	Encargado y método
Todas			
Retiro del carbón al 2030 Avances y tareas pendientes en el cronograma de descarbonización en Chile.	Hacer cambios regulatorios que permitan quitar obstáculos para las renovables, como quitar subsidios a la generación fósil los pagos que tiene que hacer el gobierno para que no sea tan cara la electricidad.	Implementar regulaciones que permitan la inserción masiva de la generación con fuentes renovables y acelerar el retiro de la generación fósil.	El MEMRD podría establecer una comisión interinstitucional con representantes de la industria energética y expertos en energías renovables para revisar y reformar las regulaciones actuales. Esto podría incluir la eliminación de subsidios a la generación fósil y la implementación de incentivos para las energías renovables.
Retiro del carbón al 2030 Avances y tareas pendientes en el cronograma de descarbonización en Chile.	Capacitación, validación de capacidades y reconversión de los empleos.	El cierre o conversión de centrales a carbón trae consigo pérdida de empleo para funcionarios de este sector. Por eso es importante crear un plan estratégico para poder realizar un proceso de reconversión de empleos y no tener aumentos de desempleos.	El Ministerio de Trabajo y Ministerio de Educación podrían colaborar en la creación de programas de capacitación y reconversión laboral para los trabajadores afectados por el cierre de plantas a carbón. Esto podría incluir cursos de formación en sectores relacionados con las energías renovables y la transición energética.
Ley General de Electricidad No.125-01 y Decreto 523-23.	El artículo 204 menciona los porcentajes de generación de reactivo que debe cumplir cada empresa de generación. Este artículo fue eliminado en el decreto 523-23.	En caso de que el sistema tenga presente una central dedicada a un condensador sincrónico, debería hacerse un estudio de los porcentajes de generación de reactivo de cada tecnología (ya no de cada empresa) al tener una planta que tendría todo su potencial destinado a este fin.	La SIE podría revisar y actualizar las regulaciones relacionadas con la generación de reactivo en coordinación con las empresas eléctricas y expertos técnicos en el sector.

Documento de referencia	Descripción	Propuesta de elaboración, modificación o incorporación	Encargado y método
Grupo 1 – Retiro de Centrales			
Guía técnica de buenas prácticas ambientales para el cierre de centrales a carbón (Chile).	La ley No. 19.300 sobre Bases Generales del Medio Ambiente que en caso de modificarse un proyecto o actividad la calificación ambiental recae sobre la modificación, aunque la evaluación del impacto ambiental debe considerar la suma de los daños causados por el proyecto existente y la modificación realizada.	Establecer una ley como esta, que permita definir el impacto ambiental específicamente de las plantas a carbón, tomando en especial consideración la cancha de carbón, asbestos o cualquier desecho químico o peligroso que se un posible riesgo para el ambiente y la salud pública.	El Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales podría liderar la revisión de la ley y trabajar en enmiendas que consideren la evaluación del impacto ambiental de las plantas a carbón y sus modificaciones.
Guía técnica de buenas prácticas ambientales para el cierre de centrales a carbón (Chile).	En el 2018 se creó una Mesa de Retiro y/o Reconversión de Unidades a Carbón, con integrantes de empresas, sector público, gremios, consumidores/clientes, ONG, sociedad civil, organismos internacionales, academia, y municipios. La Mesa levantó información base, construyó diagnósticos análisis técnicos, financieros, ambientales, y efectos de la descarbonización. A partir de los resultados de la Mesa se firmó un Acuerdo donde las empresas presentarían de forma individual el cronograma y condiciones del cese de operaciones.	En República Dominicana se realizó un ejercicio similar al de la Mesa que se describe, los resultados se publicaron en el documento “Evaluación económica de la descarbonización del sector eléctrico en la República Dominicana” para los años siguientes (Quirós-Tortós et al., 2023). A partir de los resultados, se podría crear una regulación similar al Acuerdo de Chile con plazos y seguimiento de dicho cierre.	La Presidencia de la República Dominicana en colaboración con el MEMRD y otros ministerios relevantes, podrían crear una comisión presidencial para supervisar la implementación de las recomendaciones de la Mesa y coordinar el cese de operaciones de las plantas a carbón.
Guía técnica de buenas prácticas ambientales para el cierre de centrales a carbón (Chile).	Se indica que en Reino Unido se estableció un límite de intensidad de emisiones de CO ₂ por kWh generado.	Establecer un límite de intensidad de emisiones de CO ₂ por kWh generado.	La SIE, el MEMRD, y el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales (MIMARENA) pueden establecer regulaciones que limiten las emisiones de CO ₂ y promuevan la transición hacia tecnologías más limpias en la generación de energía.
Guía técnica de buenas prácticas ambientales para el cierre de centrales a carbón (Chile).	En Estados Unidos se crearon reglamentos que exigen reducciones de SO ₂ y NO _x . Tomando en cuenta la transición justa: notificación avanzada, inclusión de trabajadores y miembros de las comunidades, rendición de cuentas a los trabajadores por parte de las empresas, asistencia en la transición por entidades gubernamentales, generación de empleos por energías limpias.	Es importante crear este tipo de reglamentos que puedan tener como resultado las reducciones de otros compuestos contaminantes a parte del CO ₂ .	El Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales puede desarrollar reglamentos que reduzcan las emisiones de SO ₂ y NO _x , garantizando la transición justa y la inclusión de trabajadores y comunidades afectadas.

Documento de referencia	Descripción	Propuesta de elaboración, modificación o incorporación	Encargado y método
Plan de retiro y/o reconversión de unidades a carbón (Chile).	Chile recomienda que las plantas que se cierran se sometan al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental, describiendo actividades, obras y acciones para dismantelar, indicando cómo prevenir la afectación del ecosistema y la supervisión necesarias.	Usar como referencia la normativa internacional EPA para depósitos de ceniza. Regulación CFR Parte 257 para manejo de desechos de combustión de carbón. Indicaciones de la Electric Power Research Institute para el dismantelamiento parcial o total, regulación ambiental, investigación ambiental de sitio (normas ASTM E1527-13, ASTM E1903-11), planificación, suscripción de contactos y solicitud de permisos, apagado de planta, coordinación con operador del sistema, intento de vaciado de almacenamientos de insumos y piping, preparación del sitio, remediación y restauración, y limpieza del terreno.	El Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales puede hacer una propia regulación en base a la Regulación CFR Parte 257.
Plan de retiro y/o reconversión de unidades a carbón (Chile).	En Chile se recomienda que, junto al calendario de cese de actividades, se vincule una Estrategia de desarrollo alternativa.	Es importante realizar vinculación para poder tener una planificación y plan para poder sustituir los puestos de trabajo existentes, así como el impacto económico a la localidad.	Ministerio de Economía, Planificación y Desarrollo puede crear una estrategia de desarrollo económico alternativa para las áreas afectadas por el cierre de plantas a carbón, en colaboración con gobiernos locales y organizaciones relevantes.
Plan de retiro y/o reconversión de unidades a carbón (Chile).	En Chile recomiendan medidas enfocadas al empleo: formación y reformación de trabajadores, prejubilaciones y seguros de empleo, programas de apoyo a nuevos empresarios, enfoque de empleos verdes.	Reforzar normativas tomando en cuenta aspectos sociales como el empleo.	El Ministerio de Trabajo y Ministerio de Economía, Planificación y Desarrollo pueden implementar programas de formación, prejubilaciones y apoyo a nuevos empresarios para mitigar el impacto en el empleo.
The End of Coal: Ontario's coal phase-out.	Estudio sobre los costos sanitarios de quemar carbón.	Hacer un estudio específicamente en los costos sanitarios de quemar carbón y las consecuencias en la salud pública, además de los posibles beneficios que el cese de la quema de carbón podría traer para la salud.	El Ministerio de Salud Pública y Asistencia Social puede realizar un estudio exhaustivo de los costos sanitarios y promover la transición hacia fuentes más limpias.
The End of Coal: Ontario's coal phase-out.	Dennis Brown, alcalde de Atikokan comentó que antes de tomar una decisión, debe haber una consulta pública, esto porque en comunidades el impacto directo del cierre de la planta puede tener poco impacto, pero en comunidades pequeñas este impacto puede escalar varios niveles.	Promover un dialogo constante con todos los actores involucrados para tener una visualización lo más amplia posible de todos los parámetros a tomar en cuenta ante la salida del carbón.	La Presidencia de la República Dominicana y el MEMRD deben garantizar la participación pública en decisiones relacionadas con el cierre de plantas a carbón, siguiendo un proceso de consulta transparente.

Documento de referencia	Descripción	Propuesta de elaboración, modificación o incorporación	Encargado y método
The End of Coal: Ontario's coal phase-out.	Campañas de información y concientización, hecha y comunicada por especialistas del área.	Realizar una campaña donde los comunicadores sean expertos en el tema del que se expresan: médicos hablen del impacto de las emisiones de carbono en la salud de las personas, ecologistas del impacto en el ambiente y especialistas de generación de electricidad de soluciones para generar la electricidad ante una salida de las plantas de carbón.	El Ministerio de Obras Públicas y Comunicaciones y el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales pueden realizar campañas de información con especialistas para concientizar al público sobre los impactos de la transición energética.
Fossil Fuel Subsidy Reform and the Just Transition: Integrating approaches for complementary outcomes.	En China se adoptó la Ley de Financiación de la Hulla, la cual fue constantemente reformada, en un punto se estipuló realizar planes de jubilación anticipada para compensar el desempleo.	Crear una herramienta que permita evaluar la conveniencia de realizar una jubilación anticipada del personal afectado de la salida de las plantas a carbón; tomando en consideración aspectos fisiológicos, económicos y sociales de las personas implicadas.	El MEMRD y Ministerio de Hacienda pueden establecer políticas financieras para apoyar la transición y compensar a los trabajadores afectados
Fossil Fuel Subsidy Reform and the Just Transition: Integrating approaches for complementary outcomes.	En China se crearon subvenciones para mitigar el impacto en el alza de los precios de electricidad ante la salida de las plantas a carbón.	Se puede crear o modificar según sea el caso planes para ayudar a las familias pobres por medio de subsidios con ayudas tecnológicas o financieras, tales como los subsidios mencionados en la Ley General de Electricidad No.152-01.	La SIE debe mantener actualizados los planes de subvenciones para el consumidor final presentes en la Ley General de Electricidad No.125-01 para minimizar el impacto en los precios de electricidad durante la transición.
Fossil Fuel Subsidy Reform and the Just Transition: Integrating approaches for complementary outcomes.	En Marruecos se diseñaron políticas económicas, medioambientales, sociales, educativas, de formación y laborales, que reflejan la realidad del país.	Al realizar las políticas necesarias para la transición tomar el ejemplo de Marruecos que diseñaron las mismas en los ámbitos impactados y tener en cuenta la realidad nacional.	El Ministerio de Economía, Planificación y Desarrollo, MEMRD y el MIMARENA pueden desarrollar políticas integrales que aborden aspectos económicos, ambientales y sociales.
Stories of Coal Phase-Out: Lessons learned for China.	La eliminación del carbón en California ha ido acompañada de otras políticas ecológicas, como el plan de expansión de las energías renovables.	Se recomienda comparar Ley 57-07 sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y sus Regímenes Especiales con respecto este plan de Estados Unidos de América para garantizar fortalecimiento en el tiempo.	La Presidencia de la República Dominicana, el MEMRD y el Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales pueden establecer políticas ecológicas y de expansión de energías renovables, siguiendo el ejemplo de California.
Stories of Coal Phase-Out: Lessons learned for China.	En China el Consejo de Estado y la Comisión Nacional de Desarrollo y Reforma (CNDR) adoptaron una serie de políticas de ajuste industrial y medidas de ahorro energético y reducción de emisiones.	Además de políticas que promuevan el desarrollo de generación de electricidad con fuentes renovables también se deben tener políticas que promuevan el consumo inteligente para tener un ahorro energético.	El Ministerio de Industria y Comercio puede desarrollar políticas que promuevan el consumo inteligente de energía y la reducción del desperdicio.

Documento de referencia	Descripción	Propuesta de elaboración, modificación o incorporación	Encargado y método
Stories of Coal Phase-Out: Lessons learned for China.	El Consejo de Estado publicó el Plan de Acción de la Estrategia de Desarrollo Energético el cual contiene políticas que limitan el consumo del carbón y apoyan directamente su eliminación progresiva.	Se puede estudiar este plan y hacer una comparación con la realidad de la República Dominicana para poder aplicar algunas de estas políticas.	El Ministerio de Desarrollo Social y Familia pueden establecer programas de apoyo a familias de bajos ingresos a través de subsidios tecnológicos o financieros.
Grupo 3 – Sustitución y conversiones			
Estudio de alternativas tecnológicas al retiro y/o reconversión de las unidades de carbón en Chile.	En Chile, existe la Norma de Emisión para Incineración, Coincineración y Coprocesamiento.	Crear una normativa similar si se opta por la opción de generar energía a partir de residuos municipales.	El Ministerio de Medio Ambiente y Recursos Naturales y el MEMRD pueden establecer regulaciones que permitan la generación de energía a partir de residuos municipales de manera segura y sostenible.
Grupo 4 – Reducción de potencia			
Stories of Coal Phase-Out: Lessons learned for China.	Como medidas de la salida del carbón Francia adoptó dar préstamos con interés cero para apoyar la eficiencia energética en el hogar.	Se podrían crear este tipo de préstamos que promuevan la eficiencia energética como la cocción con electricidad que no solamente disminuirán la dependencia de los combustibles fósiles sino también disminuirán la huella de carbono.	El Ministerio de Hacienda y Banco Central pueden establecer programas de préstamos con interés cero para promover la eficiencia energética en el hogar.

Para las recomendaciones de mejora de todas las alternativas propuestas se tiene como referencia el documento “Retiro del carbón al 2030 Avances y tareas pendientes en el cronograma de descarbonización en Chile”, el cual es un plan para realizar de manera ordenada y planificada la salida de las plantas a carbón en Chile, además de contar con aspectos de los ámbitos jurídico, ambiental y social que pueden verse afectados o modificados con el fin de realizar dicha acción. Se considera importante aumentar las políticas que promuevan la inversión en fuentes de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, con lo que aceleraría el proceso de retiro de la generación fósil y tendría una gran disminución de la huella de carbono del país. No se puede dejar de lado que el cierre de las centrales tiene como consecuencia un porcentaje de desempleo, por lo cual es necesario crear un plan estratégico que permita la reconversión de los empleos afectados.

Para el cierre de las centrales, se recomienda tomar casos de éxito de la experiencia internacional. Entre las principales acciones recomendadas se encuentran establecer una ley que permita

definir el impacto ambiental de las plantas a carbón, con el fin de acelerar el proceso de cierre o reconversión. En República Dominicana se llevó a cabo un levantamiento de información base, análisis técnicos, financieros, ambientales, y efectos de la descarbonización (Quirós-Tortós et al., 2023) similar al recomendado por el estudio de “Guía técnica de buenas prácticas ambientales para el cierre de centrales a carbón” Chile (GIZ, 2020). A partir de esta información se propone crear un acuerdo con plazos, cronogramas, condiciones del cese de operaciones, y una estrategia de desarrollo alternativa para cada planta. Este plan de reconversión se podría presentar, también, dentro de Resoluciones de Calificación Ambiental, tal como se realizó en el caso de Chile. La RCA es un documento que puede ser obtenido al terminar el procedimiento requerido para una evaluación de impacto ambiental. Esta resolución determina si el proyecto puede llegar a ser ejecutado y las condiciones necesarias (SNIFA, s.f.).

Por otro lado, se recomienda establecer un límite de intensidad de emisiones de CO₂, SO₂ y NO_x por kWh generado para las

plantas existentes y los proyectos futuros, con el fin de aumentar la contaminación en el sector eléctrico del país. Estas regulaciones deben tomar en cuenta factores clave para la transición justa, tales como notificación avanzada, inclusión de trabajadores y miembros de las comunidades, rendición de cuentas a los trabajadores por parte de las empresas, asistencia en la transición por entidades gubernamentales, y la generación de empleos por energías limpias. Se recomienda utilizar como referencia la normativa internacional para evaluar el impacto ambiental, manejar los desechos, e implementar el proceso de cierre.

En Chile se implementó una regulación que norma las emisiones por incineración, co-incineración y co-procesamiento de los residuos urbanos o municipales. La tecnología de generación a partir de este tipo de residuos tiene una considerable generación de emisiones, ya que parte de los desechos pueden estar compuestos de materiales que tienen un porcentaje a tomar en cuenta de contenido de carbono por unidad energética; por lo tanto, debe existir una regulación que dicte las medidas necesarias para poder controlar de la mejor manera estas emisiones.

De la experiencia de Chile se puede tomar como punto importante en favor de la inserción de las fuentes renovables no convencionales, modificar las licitaciones de contratos de servicios eléctricos generando bloques horarios de tarifas. Esto tendría una repercusión directa en las tecnologías que implementan la generación con fuente renovables no convencionales, debido a que de los periodos valle (valores medios de consumo de electricidad diarios) y uno de la punta (valores más altos de consumo de electricidad diarios) están dentro del horario de generación

de estas fuentes. Así mismo, el periodo más alto del día está relativamente cerca del fin del periodo de generación diario de dichas tecnologías, entonces las plantas que cuenten con almacenamiento se pueden beneficiar de este periodo también.

El estudio "The End of Coal: Ontario's coal phase-out" (2015) resalta la importancia de analizar los costos sanitarios del uso del carbón y cómo su eliminación puede beneficiar la salud pública. Es esencial promover el diálogo con todas las partes interesadas para considerar todos los factores relacionados con el cese del carbón. Se enfatiza la necesidad de campañas de concienciación con especialistas en áreas pertinentes para educar al público sobre las implicaciones del carbón en la salud y el medio ambiente.

Desde una perspectiva global, se presentan varios enfoques adoptados por diferentes países. En China, se han implementado medidas como la Ley de Financiación de la Hulla, que incluye planes de jubilación anticipada para mitigar el desempleo, y subsidios para contrarrestar el aumento de los precios de la electricidad. Es crucial adaptar tales estrategias considerando las realidades socioeconómicas específicas de cada país, como lo ha demostrado Marruecos con sus políticas multidimensionales.

Las lecciones aprendidas de otros lugares, como California y Francia (IISD, 2016), subrayan la importancia de políticas complementarias, como el fomento de las energías renovables y la financiación para la eficiencia energética en el hogar. Así mismo, en China se han adoptado políticas de ajuste industrial y medidas de ahorro energético.

A photograph of an industrial facility, likely a refinery or power plant, at dusk. The scene is dominated by several tall, cylindrical towers and a complex network of pipes and walkways. The facility is illuminated by warm, orange lights, creating a strong contrast with the deep blue and purple hues of the twilight sky. The overall atmosphere is one of industrial activity and modern engineering.

7. REFERENCIAS

- AIE. (2022). World Energy Outlook 2022. París. Recuperado de <https://iea.blob.core.windows.net/assets/830fe099-5530-48f2-a7c1-11f35d510983/WorldEnergyOutlook2022.pdf>
- Berigüete, R. (2013, diciembre 6). Factor de Emisiones de la Sistema Eléctrico Dominicano. UNFCCC. <https://cdm.unfccc.int/stakeholder/rcc/workshops/stgeorges/05.pdf>
- Besner, J. A. (2022). Green Hydrogen powering gas turbines: realistic strategy? Gas Turbine World. <https://gasturbineworld.com/gas-turbines-burning-green-hydrogen/>
- Bollinger, B. (2022). Repowering Coal Plants as Pumped Thermal Energy Storage. United States. https://netl.doe.gov/sites/default/files/netl-file/22TMCES_Bollinger.pdf
- Bompard, E., Mazza, A., & Toma, L. (2021). Classical grid control: Frequency and voltage stability. In Elsevier eBooks (pp. 31–65). <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-818491-2.00003->

- Bustos, J., Baldivieso, H., & Lefèvre, B. (2023, junio 28). Chile, un ejemplo clave para el cierre de centrales de carbón en la región. *Sostenibilidad*. <https://blogs.iadb.org/sostenibilidad/es/chile-un-ejemplo-clave-para-el-cierre-de-centrales-de-carbon-en-la-region/>
- Cabrera, U. (2023, febrero 10). Notas sobre el proyecto de ley que armoniza el subsector eléctrico. Ulises Cabrera. <https://www.uliscabrera.com/notas-sobre-el-proyecto-de-ley-que-armoniza-el-subsector-electrico/>
- Chandler, D. L. (2023, julio 31). MIT engineers create an energy-storing supercapacitor from ancient materials. *MIT News | Massachusetts Institute of Technology*. <https://news.mit.edu/2023/mit-engineers-create-supercapacitor-ancient-materials-0731>
- CNE. (2023). Condiciones particulares para tramitar las solicitudes de concesiones correspondientes a la actividad de generación de energía eléctrica en régimen especial con almacenamiento (BESS) para ofrecer el servicio arbitraje de energía, a partir de fuentes primarias de energías renovables variables (ERV).
- Collins, L. (2023, marzo 9). Giant coal power plant in Romania to be converted into 1.5GW hydrogen-ready gas-fired facility at a cost of €1bn. *Hydrogen News and Intelligence | Hydrogen Insight*. <https://www.hydrogeninsight.com/power/giant-coal-power-plant-in-romania-to-be-converted-into-1-5gw-hydrogen-ready-gas-fired-facility-at-a-cost-of-1bn/2-1-1416077>
- Curtis, M. (2023, julio 28). Pleasants Power Station to convert from coal to hydrogen with new owner. *Senate.gov*. <https://www.capito.senate.gov/news/in-the-news/pleasants-power-station-to-convert-from-coal-to-hydrogen-with-new-owner>
- Donadei, S., & Schneider, G. (2022). Compressed air energy storage. In Elsevier eBooks (pp. 141–156). <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-824510-1.00034-9>
- Friedrich, J., Ge, M., Pickens, A., & Vigna, L. (2023). This Interactive Chart Shows Changes in the World's Top 10 Emitters. *World Resources Institute*. Recuperado de <https://www.wri.org/insights/interactive-chart-shows-changes-worlds-top-10-emitters>
- GIZ. (2018). Estudio de Alternativas Tecnológicas al Retiro y/o Reconversión de las Unidades de Carbón en Chile. https://energia.gob.cl/sites/default/files/11_2018_inodu_alternativas_tecnologicas.pdf
- GIZ. (2020). Actualización del Inventario de Gases de Efecto Invernadero para la Subcategoría Industrias de la Energía (1.A.1). Recuperado de [1.09GIZ_DomRep_Informe-Detallado_web.pdf](https://www.giz.cl/sites/default/files/1_09GIZ_DomRep_Informe-Detallado_web.pdf) (transicionenergetica.do)
- GIZ. (2020). Guía técnica de buenas prácticas ambientales para el cierre de centrales a carbón. https://4echile.cl/wp-content/uploads/2020/11/GIZ_Descarb_Cierre_Tecnico.pdf
- Gobierno de la República Dominicana. (2020). Contribución Nacionalmente Determinada 2020. Recuperado de <https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/Dominican%20Republic%20First%20NDC%20%28Updated%20Submission%29.pdf>
- Hauser, P., Görlach, B., Umpfenbach, K., Perez, R., & Gaete, R. (2021). Phasing out coal in Chile and Germany. https://www.energypartnership.cl/fileadmin/user_upload/chile/media_elements/Studies/20210614_CHL_Comparative_Study_Coal_Exit_CHL_GER_web.pdf
- IISD. (2015). The End of Coal: Ontario's coal phase-out. <https://www.iisd.org/system/files/publications/end-of-coal-ontario-coal-phase-out.pdf>

- IISD. (2016). Stories of Coal Phase-Out: Lessons learned for China. <https://www.iisd.org/system/files/publications/stories-coal-phase-out-lessons-learned-for-china.pdf>
- IISD. (2017). Fossil Fuel Subsidy Reform and the Just Transition: Integrating approaches for complementary outcomes. <https://www.iisd.org/system/files/publications/fossil-fuel-subsidy-reform-just-transition.pdf>
- Ini, L. (2022, octubre 18). AES Andes inicia en Chile el primer proyecto en el mundo de reconversión de central eléctrica a carbón a sistema de almacenamiento. *pv magazine Latin America*. <https://www.pv-magazine-latam.com/2022/10/18/aes-andes-inicia-en-chile-el-primer-proyecto-en-el-mundo-de-reconversion-de-central-electrica-a-carbon-a-sistema-de-almacenamiento/>
- IPCC. (2022). Global Warming of 1.5°C. En *Global Warming of 1.5°C*. <https://doi.org/10.1017/9781009157940>
- IRENA. (2013, enero). Thermal Energy Storage: Technology Brief. *Irena.org*. <https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2013/IRENA-ETSAP-Tech-Brief-E17-Thermal-Energy-Storage.pdf?rev=32b8f7ccfd4c4884bda5fe1d89dbffbe>
- Jacob, R., Belusko, M., Fernández, A. I., Cabeza, L. F., Saman, W., & Bruno, F. (2016). Embodied energy and cost of high temperature thermal energy storage systems for use with concentrated solar power plants. *Applied Energy*, 180, 586–597. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.027>
- Johnson, S. C., Davidson, F. T., Rhodes, J. D., Coleman, J., Bragg-Sitton, S. M., Dufek, E. J., & Webber, M. E. (2019). Selecting favorable energy storage technologies for nuclear power. In *Elsevier eBooks* (pp. 119–175). <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-813975-2.00005-3>
- Kim, J. H., Kahrl, F., Mills, A., Wisser, R., Montañés, C. C., & Gorman, W. (2023). Economic evaluation of variable renewable energy participation in U.S. ancillary services markets. *Utilities Policy*, 82(101578), 101578. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2023.101578>
- Kleinman Center for Energy Policy. (2023, August 23). Ammonia's role in a Net-Zero Hydrogen Economy. Kleinman Center for Energy Policy. <https://kleinmanenergy.upenn.edu/research/publications/ammonias-role-in-a-net-zero-hydrogen-economy/#:~:text=Hydrogen%20can%20be%20stored%20in,heating%20ammonia%20to%20high%20temperatures.>
- Larraín, S., & Melej, G. (2023). RETIRO DEL CARBÓN AL 2030. Fundación Chile Sustentable. <https://www.chilesustentable.net/wp-content/uploads/2023/08/avances-de-descarbonizacion-web-1.pdf>
- l-Markabi, M. S. (2021). Hydrogen-Fueled gas Turbines | GE Gas Power. *Gepower-v2*. <https://www.ge.com/gas-power/future-of-energy/hydrogen-fueled-gas-turbines>
- Niaounakis, M. (2013). Disposal. In *Elsevier eBooks* (pp. 107–150). <https://doi.org/10.1016/b978-1-4557-3145-9.00004-x>
- NREL. (2021). THERMAL Energy Storage: TECHNOLOGY USE EXAMPLES. https://netl.doe.gov/sites/default/files/2021-02/Thermal_Energy_Storage_1Pager.pdf
- OC-SENI. (2022). Informe anual de operaciones y transacciones económicas correspondientes al año 2021. Santo Domingo

- Olivieri, D. (2017). Power plant reutilization strategies Enel power plants and Port of Genova case-study. En IDA: Advanced Doctoral Research in Architecture (1º. 2017. Sevilla) (631-655), Sevilla: Universidad de Sevilla
- Periódico elDinero. (2023, junio 16). SIE recibe consultores para fortalecer sistemas de almacenamiento en el país. Periódico elDinero. <https://eldinero.com.do/234399/sie-recibe-consultores-para-fortalecer-sistemas-de-almacenamiento-en-el-pais/>
- Pöller, M. (2021). Revisión de los procedimientos operativos y comerciales del Organismo Coordinador: Análisis y propuestas de ajustes normativos en atención a la evolución del mercado eléctrico mayorista y nuevas tecnologías. GIZ. <https://www.giz.de/en/downloads/GIZ2022-DomRep-Revisión-de-Procesos-OC.pdf>
- Potter, A., Haider, R., Ferro, G., Robba, M., M. Annaswamy, A. (2023). A reactive power market for the future grid. In Elsevier eJournals, 9(100114). <https://doi.org/10.1016/j.adapen.2022.100114>
- Presidencia de la República Dominicana. (2021). Decreto No. 655-21 que establece el Reglamento del Pacto Nacional para la Reforma del Sector Eléctrico. G. O. No. 11041. Recuperado de [DECRETO_655-21-REGLAMENTO_PACTO_ELÉCTRICO_15-10-21-Gaceta11041_del_22_de_octubre_2021.pdf](https://www.ces.org.do/DECRETO_655-21-REGLAMENTO_PACTO_ELÉCTRICO_15-10-21-Gaceta11041_del_22_de_octubre_2021.pdf) (ces.org.do)
- Presidencia de la República Dominicana. (2022). República Dominicana prepara estrategia de largo plazo para alcanzar neutralidad de carbono en 2050. Recuperado de <https://presidencia.gob.do/noticias/republica-dominicana-prepara-estrategia-de-largo-plazo-para-alcanzar-neutralidad-de>
- Quirós-Tortós, J., Víctor-Gallardo, L., Solórzano-Jiménez, S., Rodríguez-Delgado, L., Risler, O., Berigüete, R., Sbriz, G., Aybar-Mejía, M. (2023). Evaluación Económica de la Descarbonización del Subsector Eléctrico en la República Dominicana. Inter-American Development Bank.
- Schierhorn, P.-P., & Martensen, N. (2021). Revisión de las Normas Técnicas de Conexión y Operación de Centrales Renovables en la República Dominicana. GIZ. https://transicionenergetica.do/wp-content/uploads/2021/06/21-06-09_Primer-Reporte-Codigo-de-Red_ES.pdf
- SIE. (2015). Resolución SIE-061-2015-MEM Reglamento autorización puesta en servicio de obras eléctricas en el SENI. Reglamentos de la SIE. https://sie.gob.do/images/sie-documentos-pdf/reglamentos/Reglamentos_MEM/RESOLUCION%20SIE-061-2015%20%20Reglam.%20Autorizacion%20Puesta%20en%20Servio%20Obras.pdf
- SIE. (2021, March 22). Resolución SIE-381-2012. <https://sie.gob.do/document/resolucion-sie-381-2012/>
- SNIFA. (s.f.). Registro de Resoluciones de Calificación Ambiental. Gobierno de Chile. <https://snifa.sma.gob.cl/Instrumento>
- Tombrink, J., & Bauer, D. (2022). PHASING OUT FOSSIL GAS STEAM GENERATORS: Demand-based generation of process steam from thermally stored renewable energy with the Rotating Drum Heat Exchanger. Institute of Engineering Thermodynamics (DLR). https://elib.dlr.de/192082/1/IRES22_Tombrink_Jonas.pdf
- Tufon, C., Isemonger, A., Kirby, B., Kueck, J., Li, F. (s.f.). A tariff for reactive power. Ornl.gov. <https://info.ornl.gov/sites/publications/files/Pub11682.pdf>
- UNECE. (2023). Technology Brief: Carbon Capture, Use and Storage. Recuperado de https://unece.org/sites/default/files/2021-03/CCUS%20brochure_EN_final.pdf

Vogt-Schilb, A. (2021). Stronger Sustainable Growth. In E. Cavallo & A. Powell (Eds.), *Opportunities for Stronger and Sustainable Postpandemic Growth*. Interamerican Development Bank. <https://publications.iadb.org/publications/english/document/2021-Latin-American-and-Caribbean-Macroeconomic-Report-Opportunities-for-Stronger-and-Sustainable-Postpandemic-Growth.pdf>

Wang, J., Lu, K., Ma, L., Wang, J., Dooner, M., Miao, S., Jian, L., & Wang, D. (2017). Overview of compressed air energy storage and technology development. *Energies*, 10(7), 991. <https://doi.org/10.3390/en10070991>

8. ANEXOS

8.1. Descripción de cálculos

El cálculo de costos e ingresos de las tecnologías propuestas como alternativas para la reconversión de las plantas de carbón de la República Dominicana se realiza con una herramienta desarrollada en el lenguaje programación de alto nivel “Python”, el cual permite computar las operaciones de manera eficiente y efectiva. En la Figura 10 se muestra un diagrama con la lógica utilizada para realizar los cálculos. Para dichos cálculos las alternativas se separan en 5 grupos convenientemente, debido a su similitud de operación visto desde los costos e ingresos.

La Figura 10 muestra el procedimiento de cálculo de la herramienta cuantitativa. Las entradas (círculo gris) se refieren a los parámetros necesarios para realizar los cálculos; Se acota que el documento que contiene los datos de entradas utilizados se

denomina “Data_Inputs_Alternativas.xlsx”. El cálculo de la energía (cuadro celeste) es prioritario realizarlo al inicio ya que muchas operaciones dependen de él. Seguidamente se hace el dimensionamiento (en la línea después del cuadro celeste) de las iteraciones (rombo con asterisco azul) a realizar en base a la vida de operación de cada tecnología, y después se realizan las iteraciones donde se realizan operaciones de cálculo de costos en valor de moneda y de ingresos (cuadros azules). Después, se realiza la conversión a valor presente neto (cuadro azul oscuro), y las variables de interés son las salidas (círculo gris oscuro con borde celeste) exportadas para su posterior análisis.

Seguidamente se detalla las alternativas que contiene cada grupo y su respectiva descripción de cómo se realizaron los cálculos de costos e ingresos:

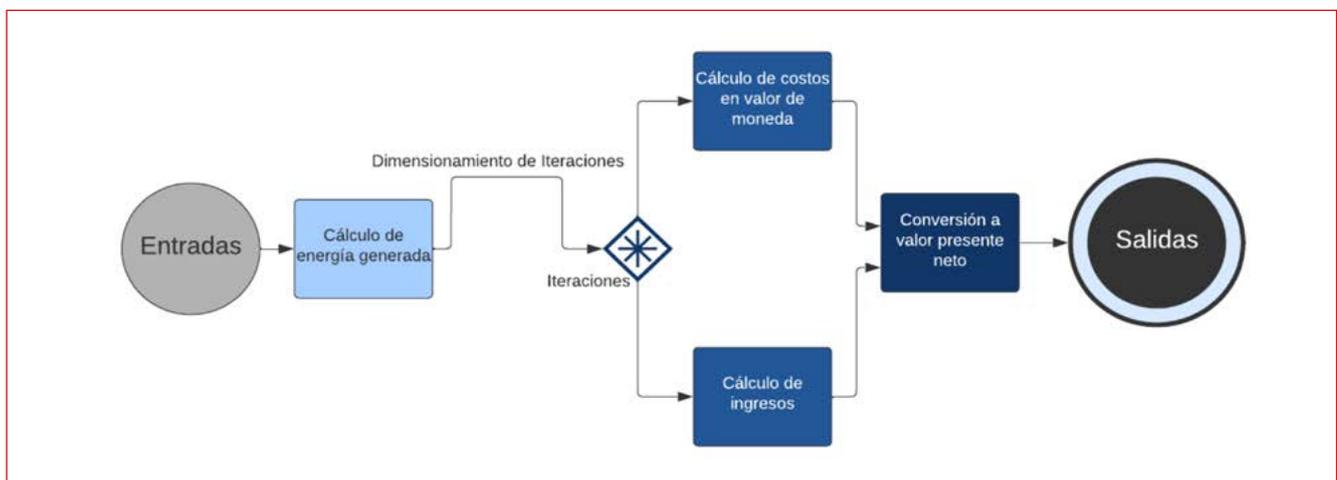


Figura 14: Diagrama de modelo de cálculo de costo e ingresos.

Fuente: Elaboración propia.

- **Grupo 1:** Solamente contiene el retiro de las centrales, desmantelamiento y uso de terreno. En este primer caso se parte tienen como entradas los costos de desmantelamiento y el valor de la chatarra, sus respectivas unidades de moneda (dólares estadounidenses, \$) en función de la energía mega Watts hora (MWh). Se calcula la eventual generación que pudiese tener la planta de carbón en caso de seguir operando para multiplicarla por las variables de desmantelamiento y chatarra con el fin de obtener dichos valores únicamente en unidades monetarias. Se hace una conversión a valor presente neto (NPV). Este proceso se realiza en un intervalo de tiempo desde el año 2021 hasta el 2050. Finalmente, se suman los NPV de cada año del intervalo, los cuales son las variables de interés y las salidas del módulo de cálculo.
- **Grupo 2:** Este grupo está compuesto por la mayoría de las alternativas: almacenamiento con sales térmicas, almacenamiento con aire comprimido, sustitución con generación a gas natural, conversión a gas natural, conversión a biomasa, generación a partir de residuos, co-combustión de combustibles como carbón-gas natural, co-combustión de carbón-biomasa forestal, conversión con condensadores sincrónicos, reserva estratégica y uso de gas natural en operación a mínimo técnico y partidas. Se tienen como entradas los costos, además de los valores de venta de electricidad y venta de reactivo. Las unidades de los costos pueden estar en \$/MW o \$/MWh, para poder obtener estos datos en unidades de moneda se multiplica por la capacidad instalada o la generación de energía, según lo requiera. La generación de energía se obtiene a partir de la capacidad instalada la cual se toma con una relación 1:1 de la planta de carbón y se multiplica por el factor de planta de la respectiva tecnología. Este proceso es iterativo en un rango que va a ser el de la vida operacional de cada tecnología. En este mismo rango de iteraciones se calcula los ingresos por venta de electricidad para cada año; en el caso del condensador sincrónico los ingresos son por venta de reactivo. Se hace una conversión a valor presente neto. Por último, los valores presentes netos de cada año del intervalo se suman, estos son las variables de interés y las salidas del módulo de cálculo.
- **Grupo 3:** Corresponde al caso de conversión a hidrógeno. Este caso se encuentra aislado de los otros debido a que cuenta con varios distintos costos. Ya que en cuanto a costo capital se tiene aportes de reconversión de amoníaco a hidrógeno, almacenamiento de hidrógeno, almacenamiento de amoníaco, de generación de energía (hidrógeno a electricidad), de potencia de almacenamiento de batería y de energía de almacenamiento de batería. En el caso de los costos de operación y mantenimiento se ingresan valor de generación de energía, de almacenamiento de hidrógeno, almacenamiento de amoníaco y de almacenamiento de batería. Dichos costos son las entradas del módulo, además del valor de venta de electricidad e ingresos auxiliares por unidades de energía, debidos al almacenamiento de energía con baterías. Se obtiene la generación de energía a partir de la capacidad instalada que es una relación 1:1 con la respectiva planta de carbón y se multiplica por el factor de planta de hidrógeno de conversión o sustitución. Para obtener los valores de los costos que están en unidades de moneda (\$) en función de energía (MWh) o potencia (MW), se multiplica por la generación de energía, capacidad instalada de generación, capacidad de almacenamiento de la batería, hidrógeno o amoníaco, según se requiera. Con la generación de energía se obtienen los ingresos por venta de electricidad y con la capacidad de la batería se obtienen los ingresos auxiliares. Se convierten los resultados de costos e ingresos en unidades moneda a valor presente neto. Estos cálculos se realizan en un ciclo iterativo que depende de la vida operacional de cada tecnología. Los NPV de cada año del rango de vida operacional se suman, estos son las variables de interés y las salidas del módulo de cálculo.
- **Grupo 4:** En este caso se cuenta con la reutilización del espacio con baterías de litio. Se analizan 3 posibles escenarios: uno donde se parte de la capacidad instalada de la respectiva planta de carbón y 2 que se parte de porcentajes de área de la planta de carbón que se esté analizando. El módulo de cálculo tiene como entrada los costos, que van a ser el costo capital de potencia de almacenamiento de batería y de energía de almacenamiento de batería, los costos de operación y mantenimiento del almacenamiento de batería, así como los ingresos auxiliares por unidades de energía. En el primer escenario se dimensiona la capacidad almacenamiento de potencia y energía del posible parque de baterías con la capacidad instalada de la planta de carbón, tomando un uso diario de 4 horas. En un proceso iterativo con un rango dependiente de la vida de operación del parque de baterías, con la capacidad de almacenamiento se calcula la generación de energía, estas anteriores variables permiten obtener los costos en unidades monetaria ya que al multiplicarlas el resultado de las unidades será dólares. Seguidamente, se calculan los ingresos con la variable de los ingresos auxiliares y la generación de energía; se calculan

los NPV de los costos e ingresos, y finalmente se suman estos valores en todo el rango de operación para definirlos como salidas partiendo del hecho que son las variables de interés para el análisis. El escenario dos toma el área de únicamente la planta de generación a base de carbón, para dimensionar la capacidad de almacenamiento de energía y potencia. En este caso por la gran cantidad de área a utilizar se considera un uso diario de 12 horas. De este punto en adelante se realiza el proceso iterativo para obtener los costos e ingresos, este proceso es el mismo que el del primer escenario. El escenario tres tiene el mismo funcionamiento que el del escenario dos, exceptuando que el área a usar es la suma de la de la planta de generación de energía más la cancha de carbón.

■ **Grupo 5:** Este grupo contiene los casos de generación renovables fotovoltaica, eólica en tierra y marino. El módulo de cálculo tiene como entrada los costos, que van a ser el costo capital de generación de energía, los costos de operación y mantenimiento de generación de energía; los cuales están en $\$/MW$ o $\$/MWh$. Para poder obtener estos costos en unidades de \$, se multiplica por la capacidad instalada o por la generación de energía según su requerimiento. Con la generación de energía se obtienen los ingresos por venta de electricidad. Se calculan los valores presentes netos de cada año. Este proceso se realiza en un bucle iterativo en un rango de la vida operación de la tecnología, sea fotovoltaica o eólica. Finalmente, se realiza una suma de lo NPV, estos valores son los de interés, por lo tanto, también son los datos de salida.



Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

Registered offices
Bonn and Eschborn

Friedrich-Ebert-Allee 32 + 36
53113 Bonn, Germany
T +49 228 44 60-0
F +49 228 44 60-17 66

Dag-Hammarskjöld-Weg 1 - 5
65760 Eschborn, Germany
T +49 61 96 79-0
F +49 61 96 79-11 15

E info@giz.de
I www.giz.de