

# MONITOR ENERGÉTICO

**Energías renovables a gran escala:** avances recientes y retos a futuro en República Dominicana

AGUA, ENERGÍA E HIDRÓGENO





**MINISTERIO DE ECONOMÍA,  
PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO (MEPYD)**

**PÁVEL ISA CONTRERAS**  
MINISTRO

**ALEXIS CRUZ RODRÍGUEZ**  
VICEMINISTRO DE ANÁLISIS ECONÓMICO Y SOCIAL (VAES)

**ALBERTO VELOZ**  
ASESOR

**SARAH FÉLIZ**  
ESPECIALISTA SECTORIAL

**HECTOR ESPINOSA**  
ESPECIALISTA SECTORIAL

**HAIRYS TEJEDA RUBIO**  
SECRETARIA EJECUTIVA

INSTITUCIÓN INVITADA  
**COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA**

**YEULIS RIVAS**  
DIRECTOR DE FUENTES ALTERNAS  
Y USO RACIONAL DE LA ENERGÍA

**LUIS GARRIDO**  
ENCARGADO DE LA DIVISIÓN DE RÉGIMEN  
ECONÓMICO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

**CARLA PÉREZ PLASENCIO**  
ANALISTA DE RÉGIMEN ECONÓMICO

**JERSON PEÑA DEL VALLE**  
ANALISTA DE RÉGIMEN ECONÓMICO

**APOYO EDITORIAL:**  
DIRECCIÓN DE COMUNICACIÓN DEL  
MINISTERIO DE ECONOMÍA, PLANIFICACIÓN Y DESARROLLO



**VAES**

Viceministerio de Análisis  
Económico y Social

## Contenido

Antecedentes . . . . .	6
Marco Legal . . . . .	7
Mejoras tecnológicas . . . . .	7
Tecnología Solar Fotovoltaica. . . . .	8
Tecnología Eólica. . . . .	8
Tecnología Mini Hidroeléctrica . . . . .	9
Flujos de inversión privada . . . . .	10
Contratación de Energía Renovable: . . . . .	10
Inversión Extranjera Directa: . . . . .	14
Proyectos en construcción: . . . . .	15
Cuantificación del monto global invertido en los proyectos desarrollados: . . . . .	15
Desagregación Territorial Inversiones en Energía Renovable: . . . . .	16
Beneficios sustanciales en las compras de energía de las empresas distribuidoras . . . . .	17
Impactos ambientales. . . . .	17
Desafíos y retos a futuro . . . . .	18

## Índice de Gráficas

<b>Gráfica 1.</b> Promedio Ponderado Costos de Inversión Tecnología Fotovoltaica, (USD/KW). . . . .	<b>8</b>
<b>Gráfica 2.</b> Promedio Ponderado Costos de Instalación Tecnología Eólica, (USD/KW). . . . .	<b>9</b>
<b>Gráfica 3.</b> Promedio Ponderado Costos de Inversión Tecnología Mini Hidroeléctrica, (USD/KW). . . . .	<b>10</b>
<b>Gráfica 4.</b> Capacidad Instalada por Fuente Primaria de Energía 2019. . . . .	<b>11</b>
<b>Gráfica 5.</b> Capacidad Instalada por Fuente Primaria de Energía 2023. . . . .	<b>11</b>
<b>Gráfica 6.</b> Empresas con mayor participación en el desarrollo de proyectos renovables, valores en MW. Fuente: (Informe de gestión anual OC,2023) . . . . .	<b>12</b>
<b>Gráfica 7.</b> Inversión Extranjera Directa (IED) Acumulada por Sectores, en MM USD. Fuente (BCRD,2023) . . . . .	<b>15</b>
<b>Gráfica 8.</b> Procedencia del capital de proyectos ejecutados de energías renovables durante el periodo evaluado. . . . .	<b>16</b>
<b>Gráfica 9.</b> Desagregación territorial de las inversiones en energía renovable, proyectos ejecutados. . . . .	<b>17</b>



## Energías renovables a gran escala: avances recientes y retos a futuro en República Dominicana

En las últimas décadas, hemos presenciado un notable aumento en la expansión y adopción de fuentes de energía renovable a nivel mundial. El periodo entre 2010 y 2023 se ha caracterizado por una transformación significativa en el panorama energético, tanto a nivel internacional como local. Según el informe más reciente de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA por sus siglas en inglés) en 2023, la capacidad instalada de energía renovable mundialmente ha aumentado, pasando de 752 GW en 2010 a 3,372 GW en 2023, un aumento de más de cuatro veces respecto a 2010.

La República Dominicana ha contribuido a esta tendencia, mostrando un crecimiento en su capacidad instalada de energías renovables en línea con los compromisos adquiridos, demostrando su compromiso con la transición energética, atrayendo la atención y el reconocimiento a nivel internacional debido a su enfoque exitoso en la promoción de proyectos de energía limpia y sostenible.

## Antecedentes

La República Dominicana, a pesar de contar con las condiciones que caracterizan a los Pequeños Estados Insulares en Desarrollo (PEID)<sup>1</sup>, es un país que enfrenta otros desafíos significativos en su sector energético. No obstante, su ubicación en el trópico ofrece oportunidades para la explotación de fuentes de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) como la eólica y solar fotovoltaica para la producción de energía eléctrica.

Las condiciones mencionadas anteriormente, junto con la visión estratégica del Gobierno Dominicano y su compromiso sólido con la diversificación de la matriz energética, han sido los catalizadores principales que han impulsado hasta el momento la transformación energética del país, la cual se ha manifestado a través de las políticas y regulaciones favorables a la inversión en energías renovables, así como a los incentivos fiscales y tarifas competitivas.

La República Dominicana tomó su primera medida para fomentar la instalación de proyectos de Energías Renovables No Convencionales al crear un marco regulatorio atractivo para la inversión de actores privados locales e internacionales. En 2007, se aprobó la Ley Núm. 57-07 sobre Incentivo al Desarrollo de Fuentes Renovables de Energía y de sus Regímenes Especiales, que ha sido el pilar normativo para la diversificación de la matriz energética dominicana al promover, incentivar y desarrollar las energías renovables.

En septiembre de 2021, se emitió el Decreto Núm. 608-212 por el Poder Ejecutivo, que modificó parcialmente el Reglamento de Aplicación de la Ley Núm. 57-07. Esto permitió establecer la retribución para los proyectos de generación de electricidad a partir de fuentes renovables conforme a las recomendaciones de precios anuales siguiendo el esquema de la Comisión Nacional de Energía (CNE), y la Superintendencia de Electricidad (SIE). Estos precios, considerados como máximos a ser pagados por las empresas distribuidoras, se basan en el artículo 18 de la mencionada ley.

Posteriormente la CNE, en atención a las atribuciones que le confiere el artículo 12 de la Ley General de Electricidad (Ley Núm. 125-01), emitió la resolución CNE-0003-2023, la cual declara la necesidad de almacenamiento con baterías para los proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes de Energías Renovables Variables (ERV) con el objeto de ofrecer servicios de arbitraje de energía, para continuar la expansión de sistema de generación, y la CNE-0004-2023, que establece los requerimientos de forma y de fondo relativos a almacenamiento con baterías en la tramitación de proyectos de generación de electricidad teniendo la solar fotovoltaica como fuente primaria energía fotovoltaica.

Todo lo mencionado ha permitido que la República Dominicana alcance importantes logros en la adopción de energías renovables. Actualmente a finales del primer trimestre de 2024, las Concesiones Definitivas otorgadas por la CNE en representación del Poder Ejecutivo a proyectos de generación de fuentes renovables suman unos 3,451 MW. De esta capacidad concesionada, el 75% corresponde a tecnología fotovoltaica, el 20% a tecnología eólica, y el 5% restante se divide entre tecnología de aprovechamiento de biomasa, residuos sólidos y mini hidroeléctrica.

Además, desde 2019 hasta la fecha actual, se han interconectado al Sistema Eléctrico Nacional Interconectado (SENI) unos 18 proyectos de energía renovable, añadiendo alrededor de 883 MW a la matriz de generación, según datos del Organismo Coordinador (OC).

<sup>1</sup> El término PEID fue acuñado por la Organización de las Naciones Unidas (ONU) para englobar al conjunto de países que, en torno a ciertas características geográficas (condición de isla, sin conexión a sistemas eléctricos fronterizos, recursos hidroeléctricos limitados) y socioeconómicas (alta dependencia de la importación de combustibles fósiles), presentan retos comunes en el ámbito internacional.

<sup>2</sup> Asimismo, en febrero del año 2023, fue promulgado por el Poder Ejecutivo el Decreto Núm. 65-23 que deroga y sustituye al anterior Decreto Núm. 202-08 que regía la aplicación de la mencionada Ley Núm. 57-07.

Este auge en las energías renovables no solo ha tenido un impacto positivo en la reducción de los gases de efecto invernadero y la lucha contra el cambio climático, sino que también ha fomentado el crecimiento económico y la creación de empleos en el país, convirtiéndolo en un destino atractivo para la inversión en energías limpias, con un entorno empresarial estable y un compromiso continuo con la promoción de inversiones en este sector.

En este contexto, el presente artículo explora las oportunidades y desafíos que enfrentan los inversionistas interesados en participar en el floreciente mercado de energías renovables de República Dominicana. También destaca las políticas, proyectos y perspectivas que hacen de este país caribeño un referente en la región para la inversión en energía más limpia y sostenible.

### Marco Legal

El marco normativo que regula los proyectos de energía renovable en la República Dominicana desempeña un papel fundamental en el fomento y la promoción de la generación de energía limpia y sostenible en el país. A lo largo de los últimos años, el Estado Dominicano ha establecido un conjunto de leyes, regulaciones y políticas que buscan incentivar la inversión en proyectos de energía renovable y garantizar un entorno favorable para su desarrollo. Este marco normativo abarca diversos aspectos, desde la obtención de permisos y concesiones para la instalación de instalaciones renovables hasta la regulación de tarifas y la promoción de contratos de compra de energía. Asimismo, incluye la creación de incentivos fiscales y programas de apoyo financiero para atraer inversiones y promover la diversificación de la matriz energética. A continuación, exploraremos en detalle el marco normativo que sustenta el crecimiento de la energía renovable en la República Dominicana:



### Mejoras tecnológicas

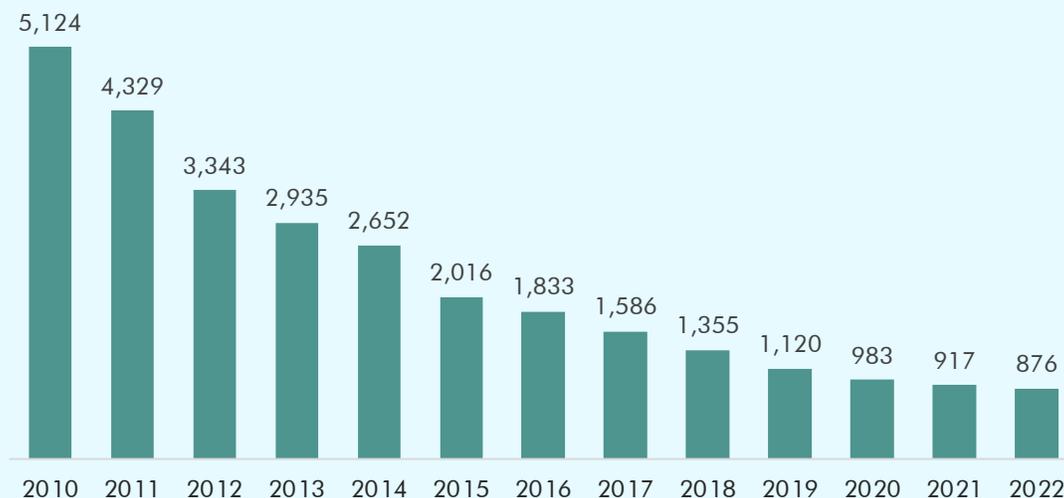
Las tecnologías de energías renovables han avanzado considerablemente en términos de optimización y reducción de costos de inversión. Estos avances tecnológicos han sido motivados por la urgencia de abordar el cambio climático, disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero y diversificar nuestras fuentes de energía. A continuación, examinaremos algunas de las innovaciones más importantes que están cambiando el panorama de las energías renovables:

## Tecnología Solar Fotovoltaica

La tecnología solar fotovoltaica ha experimentado avances significativos, incluyendo mejoras en eficiencia, desarrollo de paneles flexibles, sistemas de almacenamiento de energía optimizados, seguidores o trackers, soluciones inteligentes de monitoreo y control, diseños estéticos, reducción de costos de producción, y la implementación de sistemas solares flotantes en cuerpos de agua. Estos progresos han transformado la generación de energía solar, haciéndola más eficiente y asequible, y contribuyendo al crecimiento de la capacidad instalada a nivel mundial. Además, en la última década, se ha observado **una notable disminución del 83% en los costos de instalación de esta tecnología**, con una capacidad instalada global que superó los 1,047 GW a finales de 2022, marcando un incremento significativo desde 2010 y liderando el camino entre las tecnologías de energía renovable, de acuerdo con los datos de IRENA 2023.

### Gráfica 1.

Evolución del Promedio Ponderado Costos de Inversión Tecnología Fotovoltaica, (USD/KW).



El costo nivelado de la electricidad (LCOE por sus siglas en inglés)<sup>3</sup> promedio ponderado mundial de las plantas fotovoltaicas (PV) a gran escala disminuyó 89% entre 2010 y 2022, pasando de USD 0.445/ kilovatio hora (kWh) a situarse en USD 0.049 / kWh en 2022. En la República Dominicana, de acuerdo con el informe de Régimen Económico 2022 publicado por CNE, **el LCOE de la tecnología Solar Fotovoltaica se encuentra alrededor de los USD 0.065 / kWh.**

## Tecnología Eólica

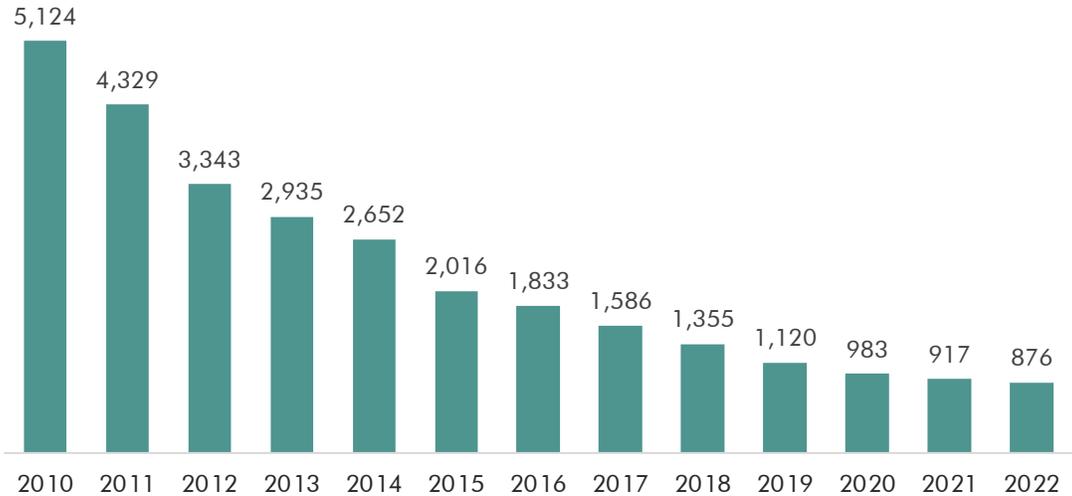
La tecnología eólica ha mostrado avances notables los cuales han estado impulsados por la eficiencia de los aerogeneradores, reducción de los costos y mejoras tecnológicas. Estos avances incluyen diseños más aerodinámicos, palas de mayor longitud, sistemas de seguimiento y soluciones de almacenamiento. Además, la capacidad instalada global de energía eólica en tierra (onshore) ha experimentado un notable crecimiento, pasando de 178 GW en 2010 a 837 GW en 2022, de acuerdo con las cifras publicadas por IRENA.

<sup>3</sup> (Levelized Cost Of Energy LCOE), corresponde al Precio único que debería pagarse por la producción de cada central de generación de electricidad para cubrir todos sus costos.

En la actualización del informe sobre los costos de inversión, IRENA resalta una disminución del 42% en el costo promedio ponderado de instalación de proyectos de generación eólica, disminuyendo de USD 2,179/kW en 2010 a USD 1,274/kW en 2022. Como resultado, el costo nivelado de electricidad (LCOE) promedio ponderado a nivel global para la tecnología eólica ha experimentado una reducción del 69%, cayendo de USD 0.107/kWh en 2010 a USD 0.033/kWh en 2022. En el caso de la República Dominicana, de acuerdo con el informe del Estudio de Régimen Económico 2022 publicado por CNE, el LCOE de la tecnología eólica se sitúa alrededor de USD 0.0594/kWh.

## Gráfica 2.

**Evolución del Promedio Ponderado Costos de Instalación Tecnología Eólica, (USD/KW).**



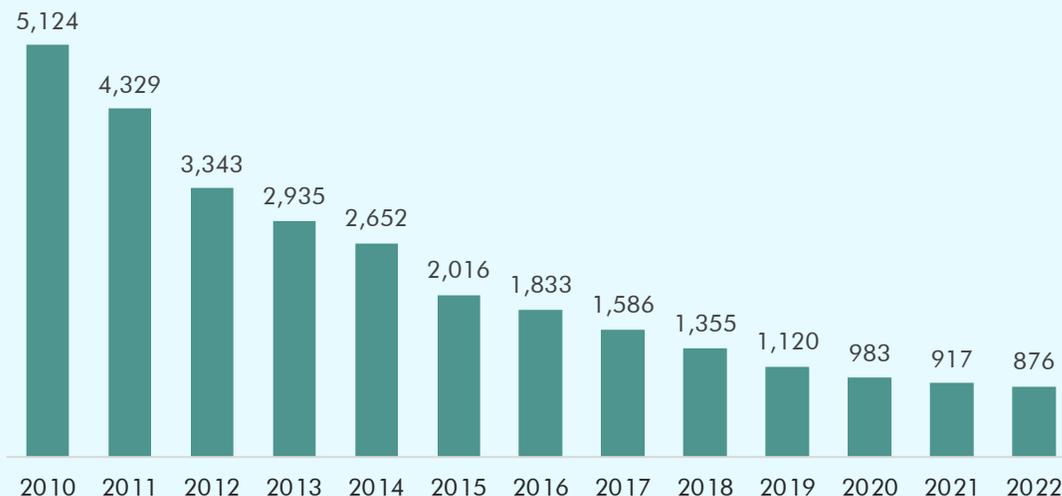
### Tecnología Mini Hidroeléctrica

En la actualidad, se observa una evolución hacia diseños y sistemas más eficientes y compactos, que permiten la generación de energía a partir de pequeños caudales de agua. La energía hidroeléctrica es una tecnología intensiva en capital, que a menudo requiere de largos plazos de entrega, especialmente para proyectos de gran capacidad. Además, existen características técnicas claves que determinan el tipo y tamaño de turbina utilizada.

El costo nivelado de la electricidad (LCOE) promedio ponderado global de los proyectos hidroeléctricos concesionados en 2022 fue de USD 0.061 \$/ kWh, un 18% más alto que los USD 0.052 / kWh registrados en 2021 y un 45% más alto que los proyectos de 2010. El 85% de los proyectos hidroeléctricos comisionado en 2022 tenían un LCOE más bajo que una central alimentada con combustibles fósiles de acuerdo con data de IRENA, 2023.

**Gráfica 3.**

**Evolución del Promedio Ponderado Costos de Inversión Tecnología Mini Hidroeléctrica, (USD/KW).**



## FLUJOS DE INVERSIÓN PRIVADA

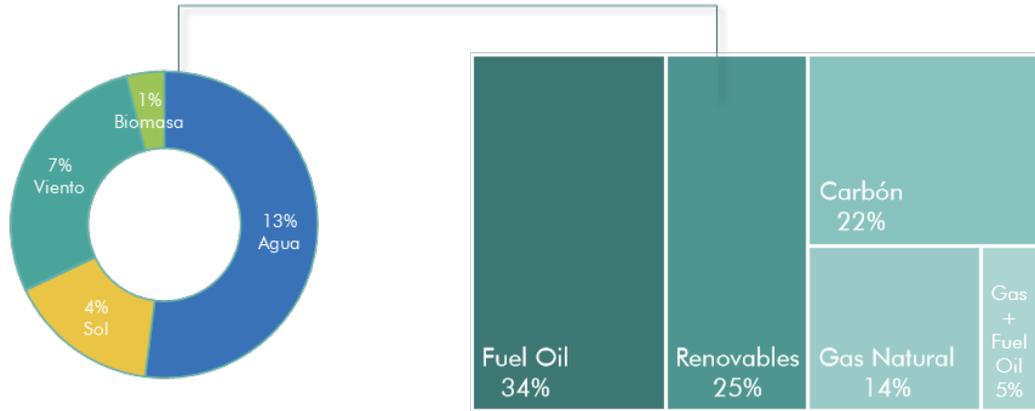
### Contratación de Energía Renovable:

Entre 2021 y 2023, el Consejo Unificado de las Empresas Distribuidoras (CUED), representando a las empresas Distribuidoras surgidas del proceso de capitalización (EDENORTE, EDESUR y EDEESTE), ha firmado más de 34 contratos de compraventa de energía a largo plazo (PPA por sus siglas en inglés) según lo establecido en el Decreto 608-21. Esto envía una señal positiva a la inversión en energías renovables en el país y fomenta la participación del sector privado en la generación de electricidad. De estos contratos, actualmente ocho proyectos están en funcionamiento, representando una capacidad instalada de 401 MW adicionada durante el período.

Esto ha fomentado un efecto positivo en la recepción de propuestas de inversión en proyectos de energía renovable en el sistema eléctrico nacional, estimadas en más de US\$ 1,000 millones en los próximos años. También es importante destacar que esta iniciativa ha contribuido a aumentar la capacidad instalada de energía renovable en unos seis puntos porcentuales, pasando de un 25% en 2019 a un 31% en 2023 en el SENI, como se muestra en los gráficos siguientes.

**Gráfica 4.**

**Capacidad Instalada por Fuente Primaria de Energía 2019.**



**Gráfica 5.**

**Capacidad Instalada por Fuente Primaria de Energía 2023.**



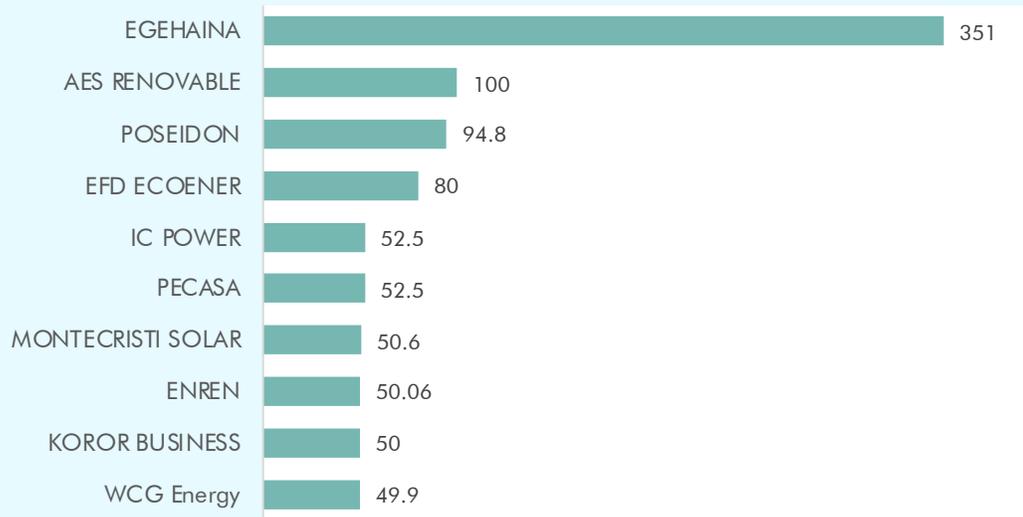
En ese sentido es interesante, resaltar las Empresas Generadoras de Electricidad que han impulsado la transición hacia fuentes de energía más sostenibles. A continuación, se presenta un listado de las diez empresas que han desempeñado un papel destacado en este esfuerzo tomando como criterio de posicionamiento la capacidad instalada de energía renovable expresada en megavatios (MW):

## MONITOR ENERGÉTICO

ENERGÍAS RENOVABLES A GRAN ESCALA: AVANCES RECIENTES Y RETOS A FUTURO EN REPÚBLICA DOMINICANA & AGUA, ENERGIA E HIDROGENO | JUNIO 2024

### Gráfica 6.

Empresas con mayor participación en el desarrollo de proyectos renovables, valores en MW.



Fuente: (Informe de gestión anual OC,2023)

La Tabla a continuación muestra el listado de las centrales renovables que iniciaron operaciones entre 2019 y 2023 con datos básicos de estas y de las firmas encargadas de su desarrollo u operación.

### Tabla 1.

Relación propietarios/desarrolladores - centrales renovables que inician operaciones entre 2019 y 2023

Agente	Descripción	Centrales renovables puestas en operación entre 2019-2023				
		Centrales	Capacidad (MW)	Provincia	Entrada en operación	Inversión estimada (MM US\$)
<b>BAS Corporation /Dominion Energy</b>	Compañía global de proyectos y servicios integrales con sede en Bilbao, España. Productor Independiente de Energía.	El Soco (PSF*)	50 MW	San Pedro de Macorís	2022	US\$ 80
		Mata de Palma (PSF)	49.9 MW	Santo Domingo	2019	US\$ 56

<b>EGEHAINA</b>	Empresa dominicana, de capital mixto (público-privado). Opera más de 1,000 MW a nivel nacional. Cuenta en su portafolio con centrales eólicas, solares y a gas natural.	Girasol (PSF)	100 MW	San Cristóbal	2021	US\$ 100
		Esperanza (PSF)	76 MW	Valverde	2023	US\$ 94
<b>AES Dominicana</b>	Compañía de generación eléctrica dominicana. Portafolio incluye centrales a gas natural, solares fotovoltaicos, aerogeneradores y mini hidroeléctrica.	Santanasol	50 MW	Peravia	2022	US\$ 56
		Bayasol	50 MW	Peravia	2021	US\$ 53
		Agua Clara	52.5 MW	Puerto Plata	2019	US\$ 88
<b>ECOENER</b>	Consortio español fundado en 1988. Construye, opera y da mantenimiento a centrales renovables a nivel mundial.	Cumayasa 1	50 MW	La Romana	2023	US\$ 55
		Cumayasa 2	30 MW	La Romana	2023	US\$ 33
<b>ACCIONA ENERGÍA</b>	Empresa de capital español fundada en 2001 dedicada al desarrollo y estructuración de proyectos renovables. Cotiza en bolsa desde el año 2021.	Calabaza 1	50.6 MW	Peravia	2023	US\$ 54
<b>AKUO ENERGY</b>	Filial en el país de la firma francesa del mismo nombre y que opera centrales con capacidad combinada de 1.8 GW	Matrisol	46 MW	Maria Trinidad Sanchez	2023	US\$ 55
		Guanillo	52.5 MW	Montecristi	2019	US\$ 88
		Los Negros	21.29 MW	Azua	2023	US\$ 18
<b>Poseidón Energía Renovable</b>	Empresa de generación con capital privado dominicano. Fundada en el año 2004.	Los Guzmancitos	48 MW	Puerto Plata	2019	US\$100
		Los Guzmancitos II	46.8 MW	Puerto Plata	2023	US\$ 76

## MONITOR ENERGÉTICO

ENERGÍAS RENOVABLES A GRAN ESCALA: AVANCES RECIENTES Y RETOS A FUTURO  
EN REPÚBLICA DOMINICANA & AGUA, ENERGIA E HIDROGENO | JUNIO 2024

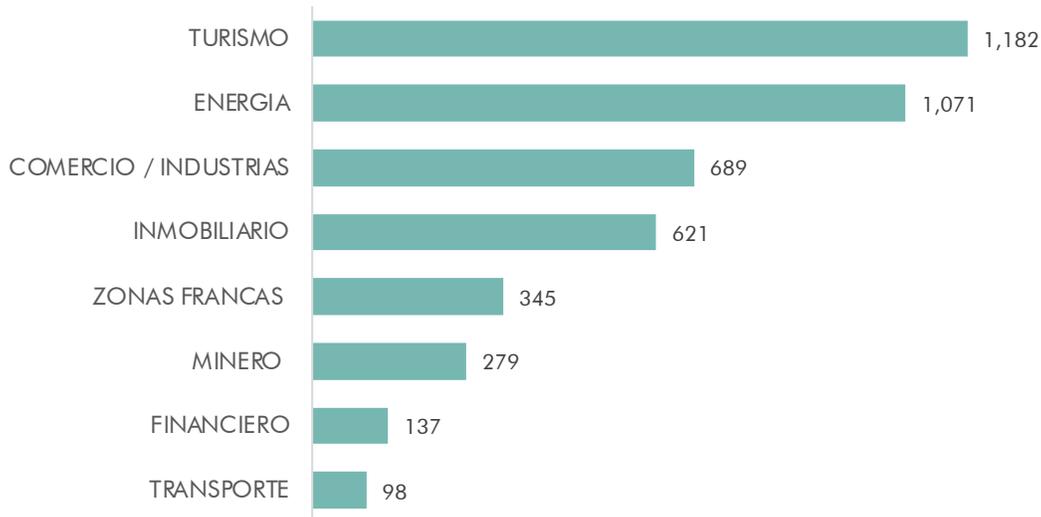
<b>GRUPO EOLICO DOMINICANO</b>	Propietario: Interenergy, la cual es una empresa energética multinacional con sede en Reino Unido y presencia en cinco grandes mercados eléctricos en Latinoamérica. Portafolio de centrales con capacidad instalada combinada sobre los 2.3 GW	Matafongo	34 MW	Peravia	2019	US\$ 67
<b>Emerald Solar Energy</b>	Subsidiaria de Potentia Renewables, empresa gestora de activos eléctricos y operadora de centrales renovables con sede en Ontario, Canadá.	Parque Solar Canoa	25 MW	Barahona	2019	US\$ 45

### Inversión Extranjera Directa:

La inversión extranjera directa (IED) en el sector energía desempeña un papel crítico en el desarrollo económico de un país en vía de desarrollo. Esta inversión no solo aporta capital esencial para la expansión del parque de generación, sino que también impulsa la transferencia de conocimientos y tecnología. Esto se traduce en mejoras significativas, fomento de la industrialización, crecimiento económico y creación de empleos locales. Esto permite valorar y a la vez destacar que **el flujo de IED en energía ascendió a US 1,071 millones de dólares en el 2023**, posicionándose como el segundo sector de mayor crecimiento en este de este año y mostrando un comportamiento destacado al posicionarse durante dos trimestres consecutivos por encima de este sector, según datos extraídos del informe económico del Banco Central de la República Dominicana.

## Gráfica 7.

### Inversión Extranjera Directa (IED) Acumulada por Sectores, en MM USD.



Fuente: Banco Central República Dominicana, 2023.

## Proyectos en construcción:

Actualmente, una capacidad de 1,370 MW de proyectos basados en energías renovables está en proceso de avance o finalizando su construcción en la República Dominicana. Se espera que estos proyectos entren en operación comercial entre 2024 y 2025. Es importante destacar que varios de estos proyectos han incorporado la opción de almacenamiento con baterías en su modelo de construcción para realizar arbitraje de energía, acogiendo de esta manera a las prescripciones descritas en las normativas complementarias de inclusión de almacenamiento de energía publicada por la Comisión Nacional de Energía.

Esto contribuye con el cumplimiento de la meta país establecida en la Ley 57-07 y respaldada por las autoridades del subsector eléctrico, que busca que el 25% de nuestras necesidades del servicio provengan de fuentes renovables para fines de 2025 así como los compromisos internacionales asumidos, a través de las Contribuciones Nacionalmente Determinadas que establece una meta reducción del 27% de los Gases de Efecto Invernadero (GEI) con respecto al escenario BAU (Business as Usual) al 2030 (NDC-RD-2030).

## Cuantificación del monto global invertido en los proyectos desarrollados:

Entre 2019 y 2023, la inversión total en proyectos renovables alcanzó aproximadamente los USD 1,144 millones. De este monto, el 64% fue financiado por la banca local y el 36% restante provino de bancos, instituciones u organismos internacionales. Esta diversificación es crucial, especialmente considerando que los proyectos de energías renovables suelen requerir una inversión considerable y un período prolongado para recuperar los fondos invertidos.

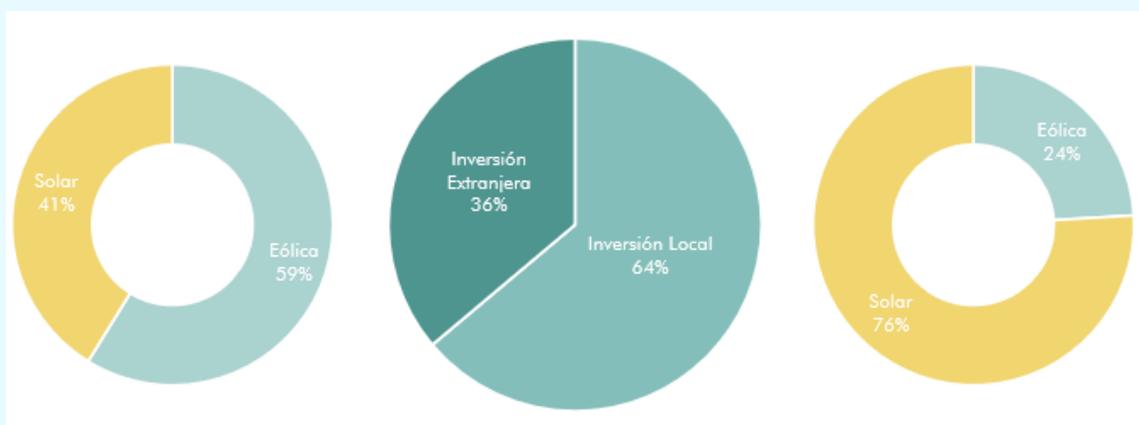
## MONITOR ENERGÉTICO

ENERGÍAS RENOVABLES A GRAN ESCALA: AVANCES RECIENTES Y RETOS A FUTURO EN REPÚBLICA DOMINICANA & AGUA, ENERGÍA E HIDROGENO | JUNIO 2024

Históricamente, la financiación de este tipo de proyectos representaba un desafío importante para su desarrollo. Sin embargo, las instituciones financieras locales han adaptado sus estrategias y han explorado diferentes mecanismos, como préstamos corporativos tradicionales, financiamiento de proyectos (project finance), fideicomisos y fondos de inversión, para respaldar la expansión de proyectos renovables. El resultado positivo en términos de contratación de proyectos ha proporcionado un sólido respaldo financiero para las entidades locales, lo que a su vez ha reducido la percepción de riesgo y ha fomentado la confianza en el mercado financiero.

### Gráfica 8.

Procedencia del capital de proyectos ejecutados de energías renovables durante el periodo evaluado.



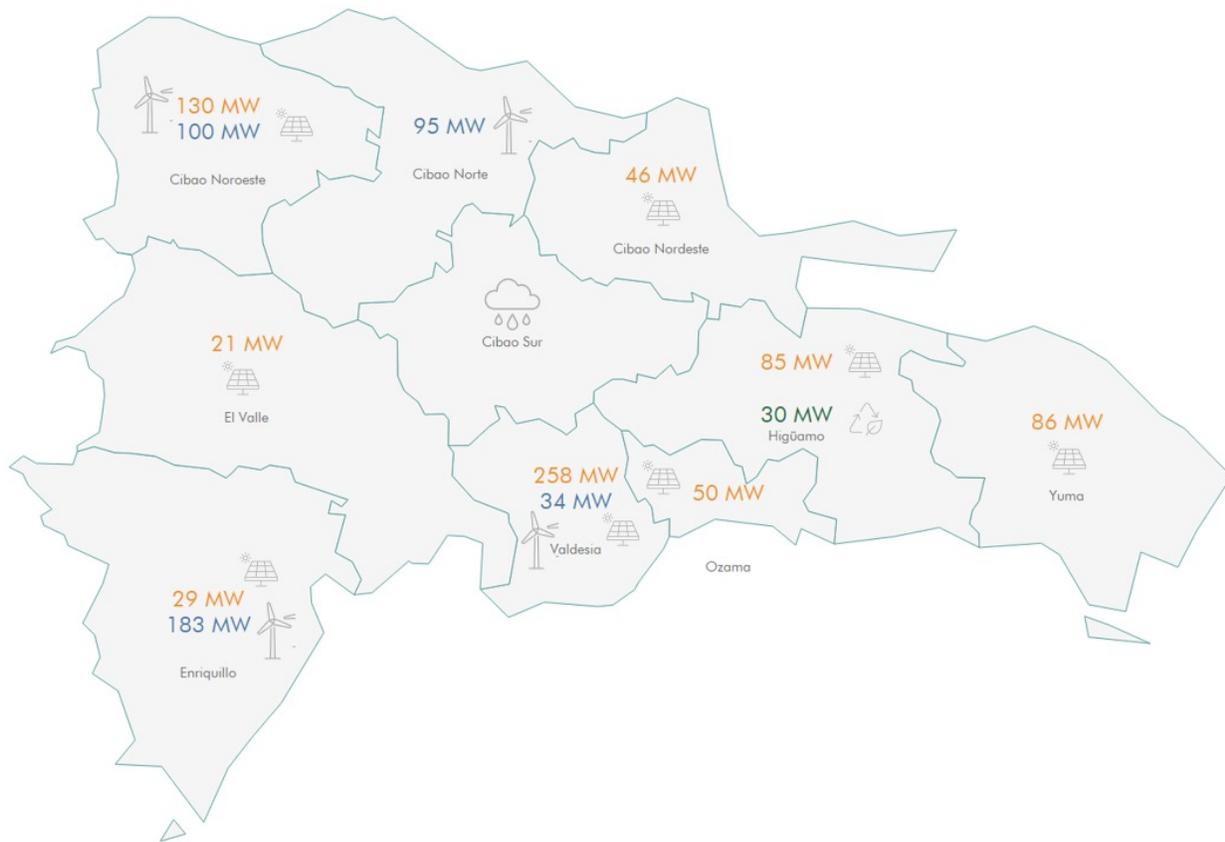
## Desagregación Territorial Inversiones en Energía Renovable:

Los proyectos desarrollados durante el período analizado se encuentran descentralizados y ubicados en emplazamientos estratégicos con suficientes recursos renovables para optimizar la producción de energía. En el caso de los proyectos fotovoltaicos, considerando la delimitación del territorio nacional establecida en la Ley Núm.345-22 sobre Regiones únicas de Planificación de la República Dominicana, la región con mayor capacidad instalada de esta tecnología es Valdesia, seguida por Cibao Noroeste y Yuma. Por otro lado, los proyectos eólicos desarrollados desde 2019 se concentran en las regiones de Cibao Norte, Cibao Noroeste y Valdesia. En cuanto a la tecnología de aprovechamiento de Biomasa, el proyecto instalado en el SENI se encuentra en la Región Higüamo.

Es fundamental destacar que el análisis del mapa presentado a continuación muestra las regiones donde están ubicados los proyectos renovables ejecutados entre 2019 y 2023, lo cual refleja la alineación entre las políticas de promoción de energías renovables y las políticas de desarrollo territorial.

## Gráfica 9.

### Desagregación territorial de las inversiones en energía renovable, proyectos ejecutados.



## Beneficios sustanciales en las compras de energía de las empresas distribuidoras

Se han logrado notables ahorros desde una perspectiva económica, ya que cada kilovatio de energía renovable adquirido por las empresas distribuidoras de electricidad tiene un costo aproximado de ocho (8) centavos de dólar estadounidense de acuerdo con los informes de recomendación de precios para la suscripción de contratos de compraventa de energía renovable, en contraste con el rango promedio de precios de 14 a 17 centavos de dólar de otras fuentes convencionales como se aprecia en los Informes de Desempeño de estas empresas. Además, se evita, en muchos casos, la inestabilidad de los costos marginales que habrían tenido que asumir estas empresas de no haberse firmado los contratos recientes de energía renovable.

## Impactos ambientales

La integración masiva de proyectos de energía renovable ha conducido a una notable reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas con la generación de electricidad a partir de combustibles fósiles. Este logro es considerable y contribuye de manera significativa a mitigar los efectos del cambio climático. Gracias a este proceso de transición, la huella de carbono de la República Dominicana se ha reducido significativamente. Solo en el año 2023, la generación de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables ascendió a 2,463.39 GWh, según los datos del Informe Anual de Operaciones y Transacciones Económicas 2023 del Organismo Coordinador.

## MONITOR ENERGÉTICO

ENERGÍAS RENOVABLES A GRAN ESCALA: AVANCES RECIENTES Y RETOS A FUTURO  
EN REPÚBLICA DOMINICANA & AGUA, ENERGÍA E HIDROGENO | JUNIO 2024

---

Para el mismo año 2023, la generación de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables evitó la emisión de aproximadamente 1,509,222 toneladas de dióxido de carbono y redujo significativamente la cantidad de barriles de petróleo utilizados para satisfacer la creciente demanda de energía.

### Desafíos y retos a futuro

A pesar de los notables avances y logros en el campo de las energías renovables descritos en este artículo, persisten oportunidades de mejora que plantean retos en el camino hacia la integración de energías limpias. A medida que la transición hacia fuentes de energía limpias se acelera, se hace necesario establecer estrategias que apunten hacia el despliegue de dichas fuentes de energías limpias que abarcan desde la infraestructura de red hasta la asequibilidad y la regulación. Los retos se hacen evidentes en el contexto de la expansión de la energía renovable a escala global y en la necesidad de reducir las emisiones de carbono para mitigar el cambio climático. En este contexto, es crucial explorar oportunidades de mejoras, entre las cuales podemos destacar:

- Mantener una operación en equilibrio debido a que las energías renovables que han tenido mayor crecimiento en términos de capacidad instalada en la República Dominicana son la solar fotovoltaica y eólica, consideradas Energías Renovables Variables (ERV). En consecuencia, la variabilidad debe ser compensada por el propio sistema, para evitar desequilibrios entre la generación y la demanda y lograr así una operación en equilibrio.
- Expansión de infraestructura de transmisión y distribución eléctrica para dar lugar a la nueva generación que se espera, considerando la expansión hacia las zonas con el mayor potencial de recursos de fuentes renovables, en la medida que se garantice la confiabilidad, estabilidad y seguridad del SENI.
- Incentivar las tecnologías disruptivas que aportan soluciones innovadoras a los desafíos propios de los sistemas energéticos con alta penetración de ERV.
- Migrar hacia modelos competitivos de contratación de energía renovable como lo dispone el Reglamento de Aplicación de la Ley Núm. 57-07, modificado recientemente por el Decreto Núm.65-23. Esto significa diseñar licitaciones competitivas para el otorgamiento de contratos de compraventa de energía en proyectos renovables, lo cual fortalecerá aún más la transformación energética a través de nuevas tecnologías y mejores precios.



En Monitores previamente publicados se discutió aspectos del agua como insumo en la producción de energía. El objetivo de asegurar agua potable y saneamiento (tratamiento de aguas residuales) a la población, en el programa de modernización de las empresas del sector (APS), nos ha inducido a estudiar la estrecha relación entre agua y energía. También se estudió el uso de energía en la producción de agua potable y tratamiento de residuales. En esta entrega se amplía el tema del agua en la producción de energía, específicamente en la producción de Hidrógeno ( $H_2$ ).

El  $H_2$  es el elemento químico más abundante en el planeta. Aunque de menor densidad que el gas natural, este le supera en poder calorífico. El poder calorífico del Hidrogeno es 2.5 veces superior al del gas natural ( $CH_4$ ). Hidrógeno: 51,623 BTU/Lb; gas natural: 21,558 BTU/Lb. El contenido energético del gas se mide en BTU (unidades térmicas británicas) por libra, pie o metros cúbicos.

El hidrógeno tiene aproximadamente el 30% del contenido energético del metano, por volumen equivalente. Eso significa que se necesitan alrededor de 3.3 pies cúbicos de hidrógeno para entregar la misma energía que un pie cúbico de gas natural (Koestner, J. 2021). Como combustible  $H_2$  se caracteriza por no producir contaminantes en la combustión; solamente agua. Los gases de la combustión permiten recuperar agua por condensación a temperatura ambiente.

## MONITOR ENERGÉTICO

ENERGÍAS RENOVABLES A GRAN ESCALA: AVANCES RECIENTES Y RETOS A FUTURO  
EN REPÚBLICA DOMINICANA & AGUA, ENERGÍA E HIDROGENO | JUNIO 2024

---

En 2018 la demanda de hidrógeno fue de unos 74 millones de toneladas, en estado puro: 38.2 millones se utilizaron en el refinado de petróleo y 31.5 millones para producir de amoníaco. Hubo otros 42 millones suplieron la demanda de hidrógeno mezclado con otros gases. En adición, 12 millones se utilizaron como insumo en la producción de metanol. Cuatro millones fueron consumidos por la industria del acero (IEA, 2018).

En 2021, la demanda total de H2 alcanzó 94 millones de toneladas. Un aumento de 3.3% con relación a 2019. Estas cifras son aportadas por la Agencia Internacional de Energía. EIA por sus siglas en Ingles. El mercado global fue valorado en US\$155 billones, en 2022. El monto correspondiente para 2023 se proyectó en un aumento de 9.3% ([www.grandviewresearch.com/industry-analysis/hydrogen-generation-market](http://www.grandviewresearch.com/industry-analysis/hydrogen-generation-market)).

### Procesos de Producción Precios y Costos

Existen varias opciones de producir H2 . Diferentes insumos y procesos intervienen en su producción. El gas natural es uno de los insumos utilizados. El 96% del H2 se genera a partir de combustibles fósiles. Gas Natural CH4 es el principal insumo (47%). El proceso utilizado es la reformación con vapor a alta temperatura (700° -1000° C) y moderada presión 15-30 bares) ([www.discoverthegreentech.com/en/hydrogen/production/steam-methane-reforming/](http://www.discoverthegreentech.com/en/hydrogen/production/steam-methane-reforming/)). La gasificación de carbón mineral y biomasa son procesos también utilizados para generar H2. El carbón es insumo en 27% de la producción y el 22% utiliza otros derivados del petróleo (IRENA 2021). Los procesos mencionados son termales incluyendo pirólisis. El H2 es ampliamente utilizado en la industria petrolera, la cual produce también CH4.

Otro proceso utilizado es la electrólisis (4%). Este proceso divide en agua en oxígeno e hidrógeno mediante la aplicación de energía eléctrica en forma de corriente directa. El consumo, relativamente elevado, de energía en este proceso ha llevado a seleccionar energía de fuentes renovables.

El H2 producido con fuentes de energía renovables se le califica como hidrógeno verde. El mercado de este tipo de hidrógeno se estima en US\$6.26 billones, en 2023. La producción de hidrógeno y el combustible derivado amoníaco verde se proyectan como futuras oportunidades de mercado. Específicamente, para integrar la renovables, energía eólica, en la obtención de H2 y facilitar el transporte marítimo del amoníaco como insumo. Esta opción ofrece la posibilidad de producir nitrógeno para fertilizantes también.

El proceso de licuefacción del hidrogeno implica reducir su temperatura a -293°C. Esto hace difícil su almacenamiento y transporte. El amoníaco (NH3) es ampliamente comercializado internacionalmente y se utiliza como insumo en la producción de H2. La separación del nitrógeno y el hidrógeno se efectúa con catalizadores de gases que es tecnología conocida.

Las recientes condiciones del mercado, específicamente los elevados precios observados en el gas natural licuado que importan los países de Europa y Latino América. Esto ha provocado que diversas naciones aceleren la adopción de nuevas tecnologías. El objetivo es producir hidrógeno a menor precio que el gas natural.

Los países importadores de gas natural los reciben en forma líquida (LNG por sus siglas en inglés). Esto facilita su transporte y almacenamiento a destino. La licuefacción y la regasificación a destino eleva los costos del gas importado.

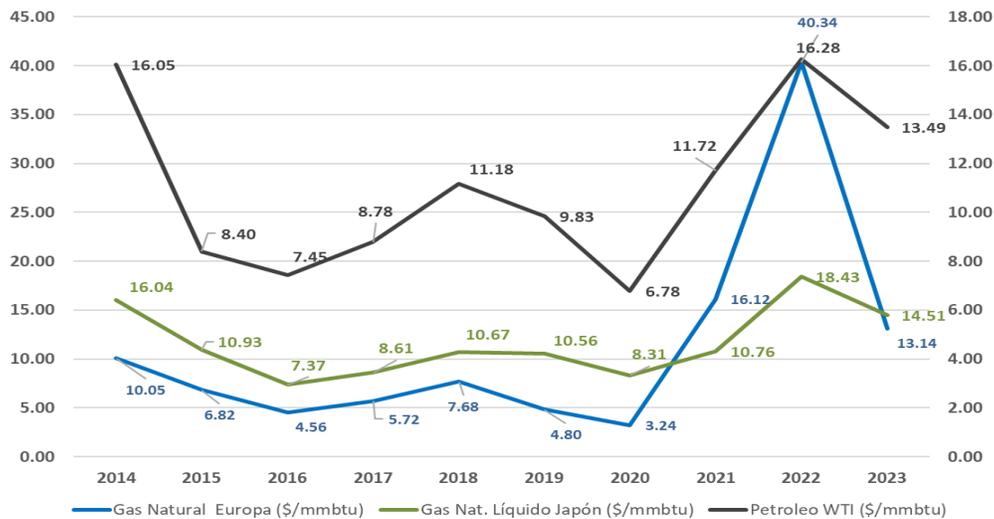
**La Gráfica 1** resume observaciones de precios de gas natural importado por Europa y Japón. En lado izquierdo se incluye precio de petróleo en US\$/MMBTU. En el periodo 2020-2022 se observó un aumento significativo en los precios de gas natural importado por Europa. El aumento fue superior al observado en el petróleo.

Los promedios registrados en las importaciones de Japón estuvieron por encima de los precios de Europa hasta el 2020. La interrupción del suministro de gas procedente de Rusia hacia Europa explica este aumento. Japón importa gas natural de suplidores de Oriente Medio.

**La Gráfica 2** muestra los precios y las cantidades importadas de gas natural líquido por República Dominicana, en el periodo 2017-2023 (agosto). Las cifras de importación están dadas en millones de pies cúbicos (1,000 pies cúbicos equivalen a 1.038 millones de BTU). Los precios para el país aumentaron en 2.5 veces a partir de 2020, aproximadamente. Estos son precios de exportación desde Estados Unidos al país. Los costos de almacenamiento y regasificación local no están incluidos.

**Gráfica 1.**

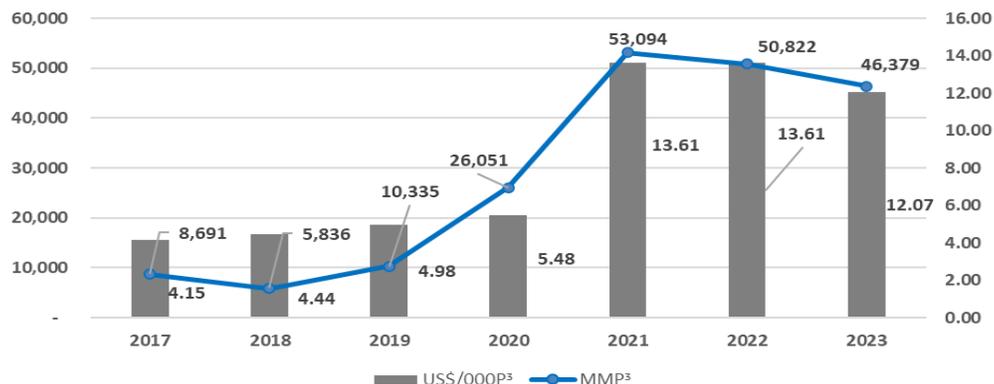
**Precios de Gas Natural y Petróleo**  
US\$/mmbtu



Fuente: World Bank Commodity Price Data (The Pink Sheet)

**Gráfica 2.**

**Importaciones de Gas Natural Líquido y Precios Rep. Dom.**  
Millones de Pies Cúbicos



Fuente: [www.eia.gov/dnav/ng/hist/ngm\\_epg0\\_eve\\_nus-ndr\\_mmcfm.htm](http://www.eia.gov/dnav/ng/hist/ngm_epg0_eve_nus-ndr_mmcfm.htm)

## MONITOR ENERGÉTICO

ENERGÍAS RENOVABLES A GRAN ESCALA: AVANCES RECIENTES Y RETOS A FUTURO  
EN REPÚBLICA DOMINICANA & AGUA, ENERGÍA E HIDRÓGENO | JUNIO 2024

---

En virtud de estos cambios de precios, muchos países de Europa, China y Australia se han lanzado en la carrera de mejorar la eficiencia de la electrólisis. Además, los planes de instalación de generación eólica en el mar se han acelerado. El caso de Inglaterra es un ejemplo de esta búsqueda para aumentar la producción de H<sub>2</sub>, con menores costos.

El Gobierno Británico ha dispuesto unos 400 millones de Libras para once proyectos, en los próximos tres años. Incluye transporte por tuberías en los alrededores de la ciudad de Liverpool. En el Reunido hay 215 proyectos eólicos en el mar, y 44 operando (<https://www.4coffshore.com/windfarms/united-kingdom/>). En resumen, existen 2,695 turbinas en el mar con una capacidad total de 14.7 GW. Solo China supera estos números.

En la actualidad, China es el mayor productor y consumidor de hidrógeno. Desde 2019, China ha instalado más de 30 plantas de hidrógeno verde. Estados Unidos es el segundo productor y consumidor de hidrógeno verde con el 13 % de la demanda global. Hay un total de 33 plantas de operando en Estados Unidos. Cinco Nuevas plantas entraron en operación en 2023 (<https://www.airswift.com/blog/green-hydrogen-projects-usa>). En la Unión Europea, Finlandia, Suecia y Dinamarca planean instalar 40 GW de electrolizadores de hidrógeno, para 2030 ([www.larepublica.co/especiales/hidrogeno-en-la-transicion/china-y-estados-unidos-lideres](http://www.larepublica.co/especiales/hidrogeno-en-la-transicion/china-y-estados-unidos-lideres)).

## Tipos de Electrolizadores

El electrolizador consta de dos conductores (ánodo y cátodo) con cargas opuestas que al pasar energía eléctrica (corriente directa) divide en agua en oxígeno e hidrógeno. El hidrógeno se captura comprime y almacena. Los más utilizados son: 1) electrolizadores de membrana de electrolito polimérico. 2) alcalinos y 3) de óxido sólido.

**Electrolizadores de membrana de electrolito polimérico (PEM siglas en ingles).** La electrólisis del agua con membrana de intercambio de protones (PEM) es aclamada como la tecnología más deseada para la producción de hidrógeno de alta pureza. La tecnología es compatible con la volatilidad de las energías renovables. Posee una alta eficiencia de electrólisis de celda del 94.4 % y un voltaje de celda muy bajo de 1.567 V (Marshall 2007). La inversión de capital es relativamente alta. Metales como el Iridio son utilizados en la fabricación de los componentes de este equipo.

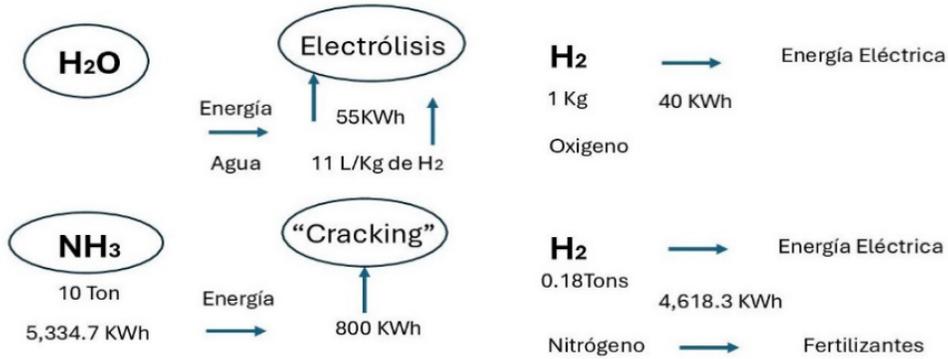
**Electrolizadores alcalinos.** Por lo general, funciona a temperaturas bajas, entre 30 y 90 °C, y utiliza una solución acuosa alcalina de KOH/NaOH (hidróxido de sodio) con una concentración típica del 20 al 30 % como electrolito. En los electrolizadores alcalinos, el diafragma y los materiales porosos a base de níquel se cubren con amianto. La eficiencia eléctrica está entre 60% a 80% (Wang 2022).

**Electrolizadores de óxido sólido.** El electrolito es de un material cerámico sólido y el ánodo y el cátodo están recubiertos con tintas especiales que protegen del electrolito y facilitan una vía electroquímica para producir hidrógeno, a partir de energía renovable. Las altas temperaturas de funcionamiento de las celdas de óxido sólido proporcionan una mayor eficiencia general que las tecnologías alternativas, por lo que requieren mucha menos electricidad para facilitar la reacción. La eficiencia eléctrica es de un 90% (Wang 2022). Recuperar calor en el proceso ayuda la eficiencia.

En la Gráfica 3 se resume el uso de energía en la producción de H<sub>2</sub> en los procesos de 1) electrólisis del agua y 2) "cracking" de amoníaco. En el caso de la electrólisis, la relación de energía consumida sobre energía obtenida (energy recovered over energy invested EROI) es de 0.73 (40 KWh/55 KWh). En el caso de procesar NH<sub>3</sub>, EROI es igual 0.86 (EI/ER energía invertida sobre recuperada). Si consideramos la cantidad de energía utilizada para desmineralizar el agua la relación disminuye. En el caso de desalinización de agua hay que agregar 0.055 KWh por los once litros utilizados.

### Gráfica 3.

#### Usos de Energía en Generación de H2 con Agua y Amoníaco



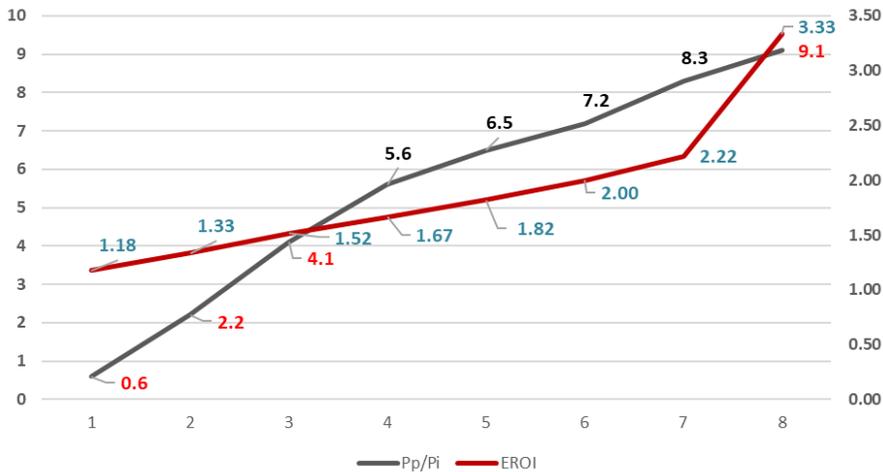
Fuentes: [www.rechargenews.com/energy-transition/opinion-does-it-make-financial-sense-to-export-green-hydrogen-derived-ammonia-around-the-world](http://www.rechargenews.com/energy-transition/opinion-does-it-make-financial-sense-to-export-green-hydrogen-derived-ammonia-around-the-world)  
[www.energy.gov/eere/fuelcells/articles](http://www.energy.gov/eere/fuelcells/articles)

La relación EROI, cuando el insumo utilizado es amoníaco, luce menos desfavorable, y bajo mejores prácticas, la relación EROI es 0.76 (Brown, 2017). Un EROI < 1 requiere que la relación de precios producto (hidrógeno) insumo (amoníaco) la supere ampliamente. De no ser así, el proceso de conversión de energía no es económicamente viable. La Gráfica 4 más abajo ilustra combinaciones de EROI y precios relativos del valor energético del producto/insumo energético.

En el caso específico de la obtención de hidrógeno, la electrólisis requiere unas 5 kWh para producir 2.5 kWh (0.76 EROI). El precio del hidrógeno debe superar al costo de la energía consumida, algo más de cinco veces el costo de la energía utilizada. Al procesar amoníaco, la relación de precios debe superar al menos tres veces el costo de la energía utilizada.

### Gráfica 4.

#### Energía Consumida y Producida/Relación de Precios



## MONITOR ENERGÉTICO

ENERGÍAS RENOVABLES A GRAN ESCALA: AVANCES RECIENTES Y RETOS A FUTURO EN REPÚBLICA DOMINICANA & AGUA, ENERGIA E HIDROGENO | JUNIO 2024

Estimaciones de BloombergNef (2020) indicaban un precio por Kg de hidrógeno de US\$2(US\$7.4/MMBTu), para 2023. El rango de precio equivalente para el gas natural es US\$6 a US\$12 por MMBTu. Estos niveles de precios lo hacen atractivo comparable con el pagado por el LNG por países como: Brasil, China, Japón e India. República Dominicana registró un promedio de US\$8.3/MMBTu, en 2020, de acuerdo con el Informe de Desempeño del Sector Eléctrico MEM (enero 2023). El precio medio de exportación del gas natural licuado (LGN) desde Estados Unidos a Rep. Dominicana, en 2023, fue US\$12.07 (Gráfica 2).

En el Cuadro 1 se incluyen datos de costos de energía, precios del hidrógeno e inversión de capital por KW para la electrólisis (PEM).

### Cuadro 1.

#### Rango de costos de Producción Hidrógeno

	1	2	3	4	5	6	7	8
	Costo Energia	Inv. de Capital	Factor de	H2 Cost		H2 Cost	Media	Media
	US\$cent./KWh	US\$/KW	Capacidad	\$/Kg		\$/Kg	Max.	Min.
Max.	7.0	1,500	90%	6.27		5.13	5.88	
Min.	5.0	1,000	90%		5.5		4.37	4.75

Fuente: DOE 2020. Cost of Electrolytic Hydrogen Production.

Un valor máximo y mínimo son estimados para los niveles correspondientes de precios de energía eléctrica (energía solar) e inversión de capital en la electrólisis. El valor mínimo promedio equivale a unos US\$14/MMBTU. El reporte DOE 2020 incluye rangos promedios de otras estimaciones que acotan el precio del hidrogeno entre US\$2.50 - US\$6.80 por kg. El valor más bajo equivale a US\$11/MMBTU.

Datos adicionales de costos son incluidos en el reporte de Lazard (2023). En este reporte se estiman intervalos de costos unitarios apalancados (LAZARD LCOH v. 3.0) para PEM y electrólisis alcalina. Los datos se resumen en el Cuadro 2. Las estimaciones de costos presentadas señalan una media superior a los US\$3/Kg.

### Cuadro 2.

#### Rango de costos de Producción Hidrógeno

#### Cuadro 2. . Costos de Hidrógeno por Electrólisis US\$/Kg

	Mínimo	Máximo	Promedio
PEM	2.75	4.08	3.42
Alcalina	3.47	5.29	4.38
<b>Promedio</b>	<b>3.11</b>	<b>4.69</b>	<b>3.90</b>

Fuente: Lazard 2023

Los costos actuales hacen atractivo el H2 con relación al gas natural, ligeramente; dados los precios actuales del gas. Reducciones adicionales sobre los requerimientos de capital en los electrolizadores, mayor eficiencia energética, mejorar la resistencia de los cátodos a la corrosión de agua de mar y precios por KWh menores, mejorarán las posibilidades de sustituir gas por H2.

Los esfuerzos por lograr estos objetivos, específicamente la reducción de la inversión de capital en los electrolizadores empieza a notarse en los mercados. Precios de estos equipos, por tipo y fuente de información se resumen el Cuadro 3 y en la Gráfica 5.

### Cuadro 3.

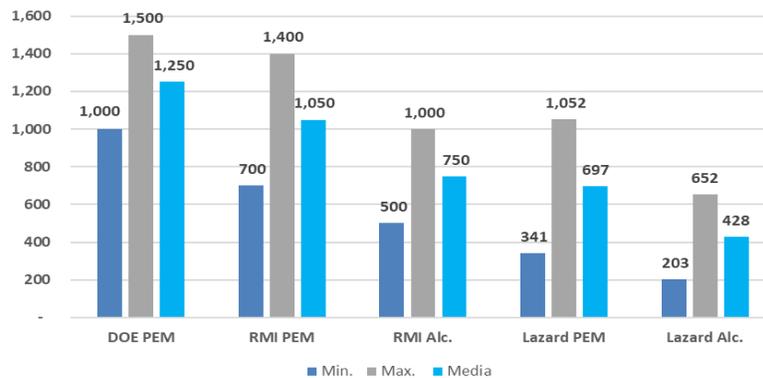
Inversión de Capital Electrolizadores (US\$/KW)

Tipo	Año	Min.	Max.	Media
1 PEM	2023	341	1052	697
	Alcalino	2023	203	652
2 PEM	2021	700	1400	1,050
	Alcalino	2021	500	1000
3 PEM	2020	1000	1500	1,250

Fuentes: 1. Lazard 2023; 2. RMI 2021; 3 DOE 2020

### Gráfica 5.

Inversión de Capital Electrolizadores US\$KW



Los precios de los alcalinos registran la mayor reducción en la media observada, en los tres análisis revisados. El precio máximo de los alcalizadores PEM se reduce de US\$1,500/KW a US\$652/KW. La media para los alcalinos es US\$428/KW. Beagle et. al. (2021 RMI) señalan precios internos en China de US\$200/KW. Unos US\$340/KW lucen viable como CAPEX para 2030 (Morgan 2022). Para el mismo año se pronostica un precio por Kg del hidrógeno verde en US\$1.50.

## Hidrólisis con Agua de Mar - Tecnologías

Tres tecnologías han avanzado en pruebas de laboratorio y muestran posibilidades de ser utilizadas a nivel comercial. Uno de los inconvenientes en el proceso con agua de mar es la corrosión de los electrodos metálicos. La firma Hysata ha diseñado un equipo en los cuales los electrodos no entran en contacto con el agua de mar. En la parte inferior se incluye un receptáculo para el agua de mar.

## MONITOR ENERGÉTICO

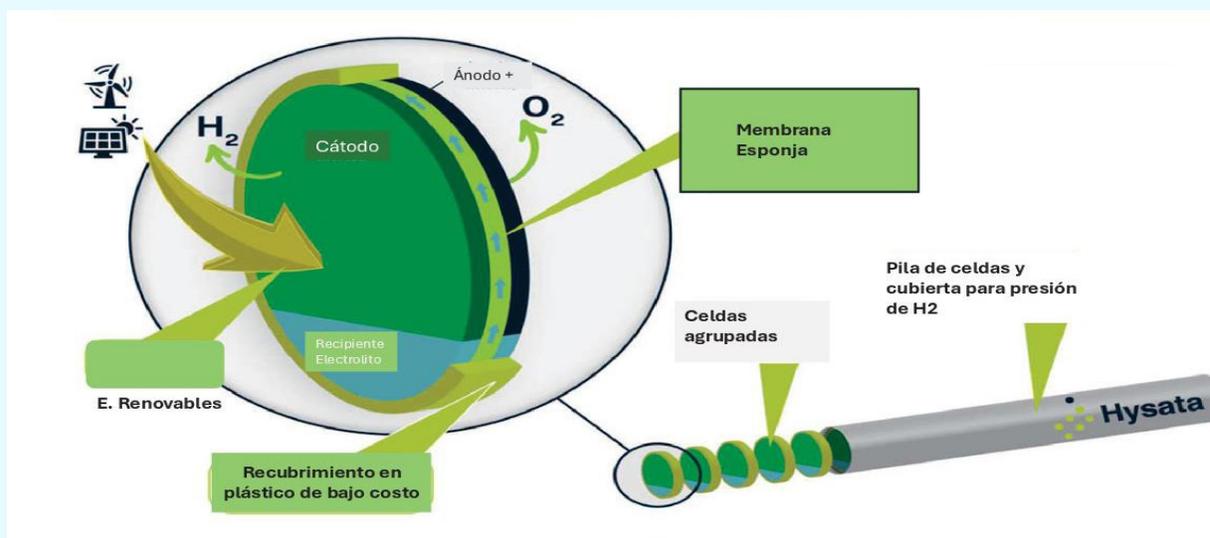
ENERGÍAS RENOVABLES A GRAN ESCALA: AVANCES RECIENTES Y RETOS A FUTURO EN REPÚBLICA DOMINICANA & AGUA, ENERGÍA E HIDRÓGENO | JUNIO 2024

Una membrana separadora de efecto poroso, hidrófilo, de acción capilar entre electrodos (encapsulados en polímero para no erosión) permite la reacción, sin burbujas. El electrolito del equipo no produce burbujas. El contacto con los electrodos con las burbujas reduce la eficiencia del equipo. El diseño elimina la circulación de líquido, tanque separador de gas y líquido, al igual que tuberías y bombas eléctricas. La empresa iniciará su comercialización en 2026.

La firma es originaria de Australia. La misma proyecta un costo del hidrógeno de US\$1.50/Kg.

### Gráfica 6.

#### Celda Capilar de Electrólisis Hysata



cortesía de: <https://hysata.com/>

El hipoclorito, entre otros elementos subproducto de la electrólisis, desgasta los electrodos y reduce la eficiencia del proceso. Esto obliga a utilizar en la manufactura de los electrodos materiales costosos como el Titanio e Iridio.

Una firma que comercializa derivados del proceso de electrólisis de salmuera es la firma del Reino Unido: INEOS (1998) ([www.ineos.com](http://www.ineos.com)). Produce Hidróxido de Sodio (Soda Cáustica). Adicionalmente, INEOS anunció en 2020 la inversión de dos billones en Europa, para producir hidrógeno con renovables.

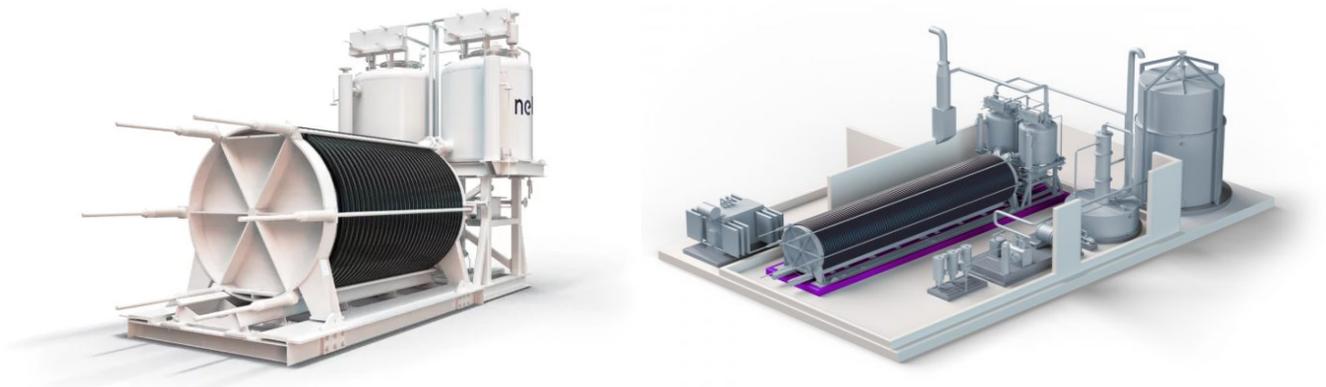
“INEOS fabrica electrolizadores de celda de membrana, con un módulo sellado que consta de dos cámaras. Las cámaras separadas por una membrana de intercambio catiónico flexible, para evitar que se mezclen los gases de cloro e hidrógeno. Las cámaras están formadas por los conjuntos de bandeja de ánodo y cátodo respectivamente, y una vez conectadas a un suministro eléctrico, se produce la electrólisis” (<https://www.ineos.com/businesses/ineos-electrochemical-solutions/electrolysers/modular-membrane-cell-electrolysers/>).

NEL es otra firma de Noruega fabricante de equipos de electrólisis. Esta ha firmado acuerdo con IBERDROLA de España para instalar 200 MW de electrolizadores en 2023. La inversión planeada es de 100 millones de Euros, en Puerto Llano. (<https://www.solarnews.es/2020/11/23/iberdrola-se-une-al-primer-fabricante-mundial-de-electrolizadores-para-convertir-a-espana-en-lider-del-hidrogeno>).

NEL también ha vendido, en contenedores, electrolizadores en Australia. La firma planea reducir el costo de sus electrolizadores en 75%. Esto puede coadyuvar a lograr precios por Kg de hidrógeno cercano a US\$1.50, para 2025. Este fabricante, al igual que INEOS, fundamenta la reducción de costos en la utilización de energías renovables, y ampliación de la capacidad de producción en su planta de Herøya, Noruega (<https://www.rechargenews.com/transition/nel-to-slash-cost-of-electrolysers-by-75-with-green-hydrogen-at-same-price-as-fossil-h2-by-2025/>). En la actualidad, la tecnología de esta firma requiere desmineralizar el agua para la electrólisis.

## Gráfica 7.

### Electrolizadores modulares con membrana. NEL.



Fuente: <https://nelhydrogen.com/water-electrolysers-hydrogen-generators/>

Otra tecnología que observar de cerca es la producción de hidrógeno basada en reactivos (hidro termal). El proceso inicia la reacción con alta temperatura y presión. Agua se utiliza para oxidar un metal. Cuando la superficie oxidada entra en contacto con agua a elevadas temperatura y presión, se liberan burbujas de hidrógeno.

La reacción es exotérmica permitiendo explotar alternativas de cogeneración. Esto aumenta la eficiencia energética. En adición, metales desechados son menos costoso de transportar que gas natural y amoníaco. Un subproducto de este proceso es oxido de metal de elevada pureza, conocido en el mercado como “advanced ceramics”. Su utilización incluye la fabricación de semiconductores y microchips (Stauffer 2021). La producción conjunta de H<sub>2</sub> con otros productos incide en la factibilidad.

## Hidrógeno en Generación Eléctrica

En la actualidad ya se utiliza el hidrogeno en generación eléctrica en mezcla con gas natural. La mezcla utilizada incluye un 25% de H<sub>2</sub> y se envía por los gaseoductos convencionales, en Estados Unidos. Informaciones del Departamento de Energía datan la existencia de 1,600 millas de tuberías instaladas. Estas tuberías están cerca de refinерías de petróleo y plantas de elaboración de químicos, en los estados de Illinois, California y Texas. Las unidades productivas que consumen el hidrógeno están cercanas a las fuentes de producción.

De hecho, el 90% de estas tuberías están ubicadas en la costa del Golfo de México. Texas, Luisiana y Alabama son los Estados con la mayor instalación de tuberías. La mayor parte del hidrógeno transportado se consume en refinерías de petróleo. A finales de 2020, había más de 150 pilas

## MONITOR ENERGÉTICO

ENERGÍAS RENOVABLES A GRAN ESCALA: AVANCES RECIENTES Y RETOS A FUTURO EN REPÚBLICA DOMINICANA & AGUA, ENERGIA E HIDROGENO | JUNIO 2024

de combustible (tecnología que convierte el hidrógeno en electricidad) en funcionamiento en aproximadamente 110 instalaciones industriales en EE. UU. La capacidad total es de unos 250 MW. (<https://www.shearman.com/en/perspectives/2021/10/hydrogens-present-and-future-in-the-us-energy-sector>).

New Fortress Energy está instalando actualmente nuevas turbinas de gas GE clase H en su planta de Hannibal, Ohio. La planta de 485 MW quemará una mezcla del 15 al 20 % de hidrógeno y gas natural (la cantidad más alta que pueden quemar las turbinas de clase H), a partir de noviembre de 2021. New Fortress tiene planes de quemar 100 % de hidrógeno en esta planta. La turbina clase H tiene las mismas emisiones de NOx que una turbina de gas natural más nueva. <https://www.cleangroup.org/initiatives/hydrogen/projects-in-the-us/>.

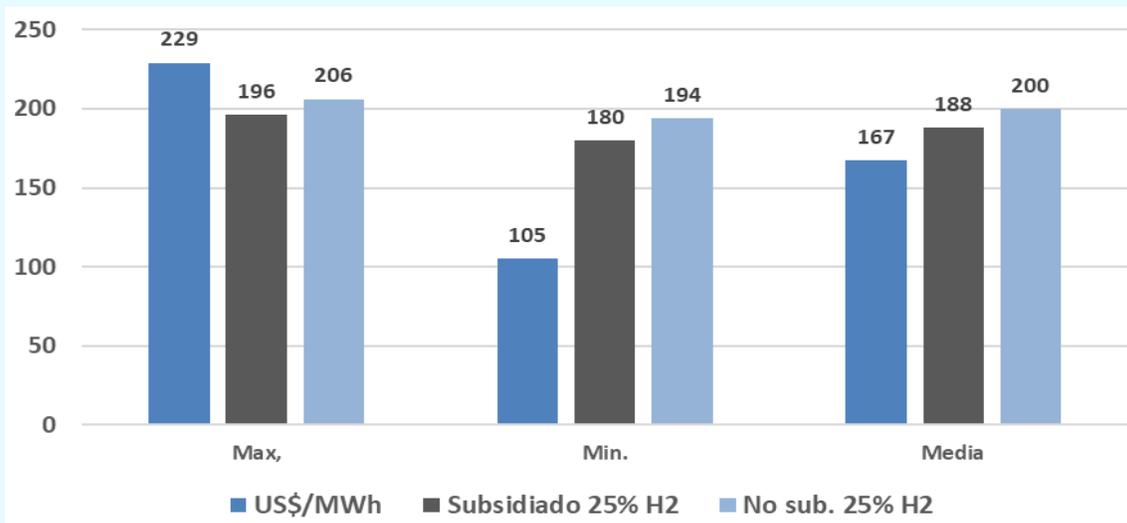
La empresa MHI (Mitsubishi Heavy Industries) unificara esfuerzo con Intermountain Power Project (Utah) en una mejora de la planta de energía de \$ 2 mil millones, que hará que la planta funcione con una mezcla de 30% de gas natural e hidrógeno para 2025. Sin embargo, según la propia documentación de la planta, la planta tendrá las mismas emisiones de NOx y CO2 que una planta de gas natural más nueva. Con una mezcla del 30 %. ([www.cleangroup.org/initiatives/hydrogen/projects-in-the-us/](http://www.cleangroup.org/initiatives/hydrogen/projects-in-the-us/)).

En la Región de Texas, llamada Triángulo Dorado, Entergy está construyendo una planta eléctrica de 1,500 millones de dólares. Además de quemar gas, sus turbinas también pueden funcionar con hidrógeno. La turbina de gas Mitsubishi Power M501JAC se fabrica en Savannah Machinery Works. Esta tecnología se utilizará en algunas de las plantas de energía más nuevas en desarrollo, incluida la instalación planificada de Entergy en Texas. (Mitsubishi Power Américas).

La Grafica 8 incluye los valores máximos y mínimos de costos de generación, en los Estados Unidos. Estos costos corresponden a plantas con gas natural que operan con mezcla de hidrogeno al 25%, en horas pico (LAZARD 2023). La reducción en el valor máximo del costo de generación (sin mezcla y sin subsidio) es de US\$229 a US\$196 (US\$33/MWh).

### Gráfica 8.

Costos de Generación Plantas de Gas EUA  
US\$/MWh. Horas pico.



Fuente: LAZARD V16.0 2023

Los rangos de costos se estimaron para plantas con capacidad de 20MW a 100 MW, y se observan ahorros con y sin subsidio, para la mezcla al 25%. La diferencia entre la media no subsidiada y la subsidiada es US\$12/MWh (US\$200-US\$188). Las políticas de subsidios para la descarbonización transferirán valor de los productores de energía con combustible fósiles a las renovables.

Los párrafos anteriores ilustran posibilidades para un futuro cercano que estarán basadas en una combinación de alternativas tecnológicas, probadas comercialmente.

En Albania, una mina de cromita emana unas 200 toneladas de H<sub>2</sub> gas por año (Truche et. Al. 2024). La cromita es la única fuente de obtención del cromo, un material utilizado ampliamente en el sector industrial para inducir dureza y resistencia al acero.

Los estudios muestran la presencia de un reservorio arraigado en una falla profunda en el macizo de ofiolitas del Jurásico. Este descubrimiento sugiere que ciertas ofiolitas<sup>1</sup> pueden albergar acumulaciones de gas H<sub>2</sub> económicamente útiles. En otras palabras, H<sub>2</sub> de origen geológico pueden ser explotados en países como Turquía, Estados Unidos, Sudáfrica, Albania, Finlandia, Irán, Madagascar, Rusia, Rodesia Meridional, Cuba, Brasil, Japón, India, Pakistán y Filipinas.

El hidrógeno geológico es prometedor y Bill Gates, Amazon y United Airlines son sólo algunos de los promotores detrás de una empresa emergente llamado Koloma, para aprovechar esas reservas. BP y Chevron se han unido a un consorcio para estudiar el hidrógeno geológico. Las mismas técnicas de exploración de gas y petróleo se aplican a la búsqueda de hidrogeno geológico (<https://www.msn.com/en-us/money/companies/vast-reserves-of-clean-hydrogen-fuel-could-be-hiding-beneath-our-feet>).

## Potencial de Las Renovables

Un elemento importante en lograr costos unitarios del hidrógeno, competitivos con el gas natural, es la utilización de energías renovables. La elevada demanda de energía utilizada en la electrolisis ha inducido a países como el Reino Unido y China a extender su capacidad de generación eólica en la plataforma marina.

En esta sección se explora el potencial de generación eólica, en nuestra plataforma marina. Dos lugares son previamente seleccionados para estimar generación potencial. El promedio de profundidad en la sección en costa Norte es menor a los -35 metros y vientos de 8 m/s, a 80 metros de altura (Gráfica 9). El área aprovechable es de 60 kilómetros cuadrados, aproximadamente. Unas 20 turbinas de 6MW pueden ser ancladas en el fondo (120 MW).

---

<sup>1</sup> Dilek y Furnes (2011) definen una ofiolita como un fragmento alóctono de rocas del manto superior y corteza oceánica, que es tectónicamente desplazado desde su origen ígneo primario como resultado de la tectónica de placas.

## MONITOR ENERGÉTICO

ENERGÍAS RENOVABLES A GRAN ESCALA: AVANCES RECIENTES Y RETOS A FUTURO EN REPÚBLICA DOMINICANA & AGUA, ENERGIA E HIDROGENO | JUNIO 2024

### Gráfica 9.

Potencial eólico Montecristi Norte



La Gráfica 10 incluye área en plataforma marina con profundidad media entre -38 y -12 metros. Velocidad de viento de 8 m/s. El área aprovechable es de unos 30 kilómetros cuadrados. Unas 10 turbinas de 6 MW podrían ser instaladas en lugar (Salinas Sur 60 MW). Es posible poner el doble de turbinas, pero perfil del fondo se requiere para mayor precisión.

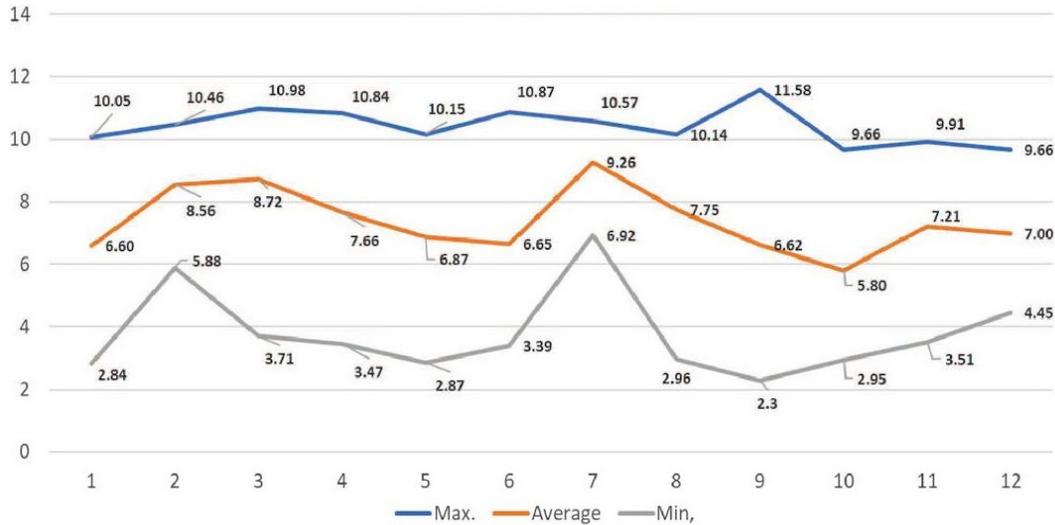
### Gráfica 10.

Potencial Eólico Salinas Sur



### Gráfica 11.

Promedio velocidad de vientos Montecristi Norte por mes (m/s)  
Promedios a 50 metros de altura

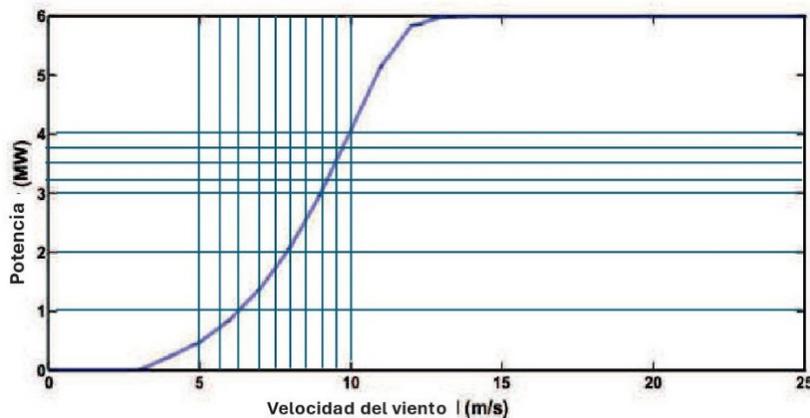


Fuente: NASA RETSCREEN

La costa Norte muestra un potencial atractivo a los 50 metros de altura. Para estimar la producción media anual de ambos lugares se utiliza el modelo GE Haliade 150-6MW. El valor medio para la producción anual de energía es de 20,000 MWh por turbina. La generación estimada anual para Montecristi Norte es 600 GWh. En Salinas Sur es 400 GWh por año. La curva de potencia y velocidades de viento de esta turbina se presenta adelante.

### Gráfica 12.

GE Haliade 150-6MW. Curva de Potencia



Fuente: DABBABI 2020

## MONITOR ENERGÉTICO

ENERGÍAS RENOVABLES A GRAN ESCALA: AVANCES RECIENTES Y RETOS A FUTURO  
EN REPÚBLICA DOMINICANA & AGUA, ENERGIA E HIDROGENO | JUNIO 2024

El país no ha instalado ninguna turbina offshore, todavía; por tanto, ofrecer información adicional sobre los recursos envueltos (CAPEX y OPEX) permite ver un ángulo diferente al tecnológico. El Cuadro 4 resume datos de inversión de capital (CAPEX) y costos de operación y mantenimiento (OPEX) para fincas eólicas en el mar.

### Cuadro 4.

#### Gastos de capital y mantenimiento turbinas de viento marinas

CAPEX US\$KW	LAZARD	NREL	IRENA	Media
Max	5,000	4,000	6,637	5,212
Min.	3,000	3,000	2,449	2,816
<b>Media</b>	4,000	3,500	4,543	<b>4,014</b>
OPEX \$US/KWh				
Max	0.172	0.25	0.221	0.21
Min.	0.14	0.082	0.074	0.10
<b>Media</b>	0.16	0.17	0.15	<b>0.16</b>

Fuentes: Lazard 2023; NREL 2023; IRENA 2023

La instalación de un grupo de turbinas offshore, en la costa Norte, pudiese implicar una inversión de US\$480 millones. Esto no incluye la inversión en la infraestructura portuaria requerida para desembarcar torres de acero, por secciones, de 100 metros de altura. Alabes de 74 metros de largo. La instalación en Salinas Sur implicaría una inversión de US\$240 millones. En lo relacionado con gastos de operación y mantenimiento, los desembolsos anuales totalizan US\$96 millones y US\$64 millones en Montecristi Norte y Salinas Sur, respectivamente. Añadir unos US\$70 millones para 100MW de electrolizadores.

Se utilizó datos técnicos del modelo de turbina GE Haliade 150-6MW dada su larga data en instalaciones marinas. además, la misma incluye generador de imanes permanentes. Esto reduce su peso en un 30%, aproximadamente, con relación a otras turbinas que incluye multiplicadoras. El modelo en cuestión puede arrancar con vientos de 3 ms/seg.

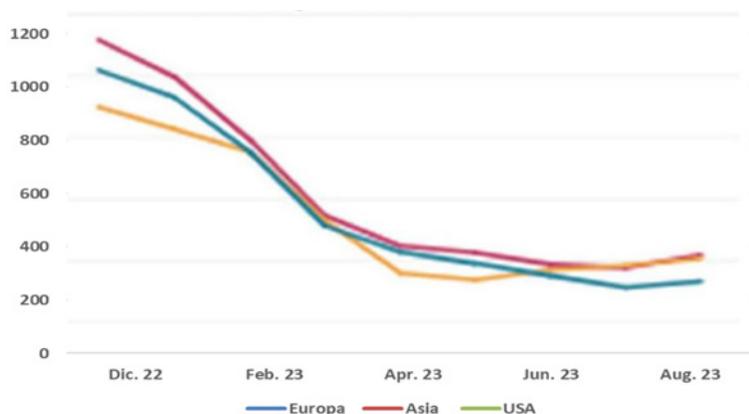
## Recapitulación

La pregunta obligada es si añade valor gastar parte de esta energía primaria (amoníaco) para producir H<sub>2</sub>, y perder una fracción de esta. La economía requiere reducir costos unitarios de generación para su desarrollo, en el momento actual. Esta reducción de costos implica seleccionar combinaciones de alternativas de generación, a mediano plazo, que permitan alcanzar ese objetivo, con la menor inversión. Las fuentes renovables y convencionales deben considerarse complementarias; dado el estado actual de las tecnologías.

Se necesitan 10 MWh de electricidad para producir una tonelada de amoníaco. Esta contiene aproximadamente 5,2 MWh de energía primaria. Si generamos electricidad con algún tipo de turbina de gas alimentada con amoníaco. Suponiendo la misma eficiencia que una turbina de gas natural, esto conduciría a una pérdida de energía adicional del 40-60%. Le quedarán entre 2 y 3 MWh de electricidad de los 10 MWh originales (Poljak 2022). Solo tendría sentido para precios del contenido calorífico correspondiente inferior a una quinta parte del precio de la electricidad, aproximadamente. Los precios de la tonelada de amoníaco se redujeron en un 33% de agosto a 2023. Los mismo se resumen en la Gráfica 13. El precio era cercano a los US\$1,200/ton, en dic. 2022.

### Gráfica 13.

Precios de amoníaco anhidro  
US\$/ton



Fuente: S&P Global Commodity Insights

Para agosto 2023, el precio era US\$400/ton. El amoníaco es un mejor vehículo para transportar y almacenar el hidrógeno, que el hidrógeno líquido. Amoníaco anhidro contiene 105Kg de H<sub>2</sub> por metro cúbico en comparación con 71Kg por m<sup>3</sup> de H<sub>2</sub> líquido (Alhgren, W. 2012).

España planea utilizar amoníaco (NH<sub>3</sub>) como insumo en la generación de hidrógeno, producido en la Península. La planta de NH<sub>3</sub> estará ubicada en Albacete, España. El proyecto constará de 9 GW de energía eólica y solar, que alimentarán 4 GW de electrolizadores no especificados. Se espera que el proyecto produzca más de 1 millón de toneladas de amoníaco renovable para 2030, para el mercado europeo (Njovu 2023). La mezcla gas-hidrógeno debe reducir el costo de generación en más de US\$33/MWh.

En virtud de la posibilidad de hidrógeno geológico, proveniente de antiguos lechos marinos, que por subducción entre placas tectónicas se introduce en profundidades mayores. Mayor presión, mayor temperatura y presencia de agua explican la aparición de H<sub>2</sub> geológico. Esta subducción de lecho marino antiguo se observa en la cuenca del lago Enriquillo. Además, el hecho de que las mismas técnicas para exploración para gas y petróleo puedan determinar posible existencia de H<sub>2</sub>, me obliga a insistir la tarea continuamente postergada.

Entiéndase, la sísmica 3D en las cuencas de Enriquillo, Azua (Maleno-Higüerito) y la plataforma marina de San Pedro de Macorís. Mayor Crecimiento y “desarrollo endógeno” requiere utilización amplia y eficiente de recursos propios. Si encontramos gas y petróleo muy bien! Sembramos más árboles para atrapar CO<sub>2</sub>, y preservar la producción de aguas en las cuencas.

Los planes futuros para producir hidrógeno implican visualizar tres empresas separadas. La generación con renovables, la empresa de producción de hidrógeno a partir de amoníaco y la correspondiente con generación a mezcla de gas e hidrógeno. La oportunidad de comercializar subproductos, como en el caso de la tecnología con reactivos y oxidación de metales, que permitiría precios inferiores a US\$2/Kg. Esto aumenta la factibilidad del complejo hidrógeno-químico-eléctrico.

En la actualidad, el costo del hidrógeno se encuentra entre US\$200 a US\$400 por barril equivalente de petróleo. “Es recomendable introducir las nuevas fuentes y tecnologías de energía cuando estén realmente listas, sean económicamente competitivas y cuenten con la infraestructura adecuada” (Nasser H. 2024). Asequibilidad tiene que convertirse en objetivo relevante en la selección de alternativas energéticas.

## MONITOR ENERGÉTICO

ENERGÍAS RENOVABLES A GRAN ESCALA: AVANCES RECIENTES Y RETOS A FUTURO  
EN REPÚBLICA DOMINICANA & AGUA, ENERGIA E HIDROGENO | JUNIO 2024

---

### Referencias:

- Ahlgren, William L. (2012).** The Dual-Fuel Strategy: An Energy Transition Plan. Vol. 100, No. 11, November. Proceedings of the IEEE (Institute of Electrical and Electronics Engineers). <https://www.nh3fuel.com/index.php/faqs/16-ammonia/35-is-ammonia-the-ideal-energy-currency>.
- Beagle, E. Doig, S. Gamage, C. Koch, T. Koole, C. and Weiss, T. 2021.** Fueling the Transition: Accelerating Cost Competitive Green Hydrogen. Rocky Mountain Institute RMI. USA.
- Bernardo Ruggeri, Carlos E. Gómez-Camacho. 2023.** N.Georgescu-Roegen's production model for EROI evaluation. Case study: Electrolytic H2 production using solar energy. Energy Conversion and Management Volume 283, 1 May. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.116915>.
- Brown, Trevor 2017.** Round-trip Efficiency of Ammonia as a Renewable Energy Transportation Media. Ammonia. Energy Association. October 20. <https://www.ammoniaenergy.org/articles/round-trip-efficiency-of-ammonia-as-a-renewable-energy-transportation-media/>.
- DABBABI, Asma. 2020.** Optimization of electrical architectures of offshore wind farms with different distribution and transmission networks AC and DC. THESE DE DOCTORAT DE L'UNIVERSITE DE NANTES. Ecole Doctorale No. 601. France.
- Dilek Y. y Furnes H. (2011).** Ophiolite genesis and global tectonics: Geochemical and tectonic fingerprinting of ancient oceanic lithosphere. GSA Bulletin; March/April 2011; v. 123; no. 3/4; p. 387-411; doi: 10.1130/B30446.1
- IRENA. 2023.** Renewable power generation costs in 2022, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-02-9260-544-5
- Koestner, Jeff P.E. (2021).** 6 Things to Remember about Hydrogen vs Natural Gas. POWER Engineers. August 12. <https://www.powereng.com/library/6-things-to-remember-about-hydrogen-vs-natural-gas>.
- Nasser, Amin H. 2024.** Saudi Aramco CEO says it's time to abandon the 'fantasy' of phasing out oil because the \$9.5 trillion energy transition is on a 'road to nowhere'. Marh 19. Fortune.com.
- Njovu. G. 2023.** Thyssenkrupp Uhde & Hive Energy: renewable ammonia in Spain. Ammonia Energy Association. October 26. <https://www.ammoniaenergy.org/articles/thyssenkrupp-uhde-hive-energy-renewable-ammonia-in-spain/>.
- Morgan. H. 2022.** Market dynamics to drag green hydrogen to \$1.50/kg by 2030. www.rechargenews.com/energy-transition/opinion.
- Poljak. J. 2022.** Does it make financial sense to export green hydrogen-derived ammonia around the world? <https://www.rechargenews.com/energy-transition/opinion-does-it-make-financial-sense-to-export-green-hydrogen-derived-ammonia-around-the-world-/2-1-1325336>.
- Schelling, Kamala. 2023.** Green Hydrogen to Undercut Gray Sibling by End of Decade. BloombergNEF. August, 9. <https://about.bnef.com/blog/green-hydrogen-to-undercut-gray-sibling-by-end-of-decade/>.
- Stauffer, N. W, (2021).** Using aluminum and water to make clean hydrogen when and where is needed. June 3. <https://energ.mit.edu/news>.
- Truche, L.; Donzé, F; Guskolli, E; Muceku, B; Loisy, C; Monnin, C; Dutoit, H; and Cerepi, A. 2024.** A deep reservoir for hydrogen drives intense degassing in the Bulqizé ophiolite. SCIENCE 8. Vol 383, Issue 6683 pp. 618-621 <https://www.science.org/doi/10.1126/science.adk9099>.
- Wang, Tongzhou , Xuejie Cao & Lifang Jiao. 2022.** PEM water electrolysis for hydrogen production: fundamentals, advances, and prospects review. Published: 02 June 2022 Volume 1, article number 21, (2022). <https://link.springer.com/article/10.1007/s43979-022-00022-8>.



**VAES**

Viceministerio de Análisis  
Económico y Social

**El informe Monitor Energético  
Energías renovables a gran escala: avances  
recientes y retos a futuro en República  
Dominicana & AGUA, ENERGIA E HIDROGENO.  
Junio 2024**

Elaborado por Viceministerio de Análisis Económico  
y Social (VAES), del Ministerio  
de Economía Planificación y Desarrollo

#somoeconomía #somoplanificación #somodesarrollo



MINECONOMIARD | <https://mepyd.gob.do/>