



Facultad de Ciencias Económicas Empresariales (ICADE)

**¿PUEDEN A MEDIO PLAZO LAS ENERGÍAS
RENOVABLES CONSTITUIR UNA FUENTE DE
ABARATAMIENTO DE LA ELECTRICIDAD AL
PUBLICO ESPAÑOL?**

Autor: Manuel Cabido Zubiaga

Director: Raúl González Fabre

RESUMEN:

Durante los últimos años, tanto los gobiernos de los países como la población mundial se han ido concienciado de que los problemas medio ambientales y el cambio climático son una realidad. La explotación de los combustibles fósiles desde la primera revolución industrial hasta la actualidad ha provocado un calentamiento global debido a los gases de efecto invernadero que estos combustibles liberan, además de contaminar el medio ambiente. Tras el Tratado de París adoptado por 196 partes el 12 de diciembre de 2015, los países se unieron en una causa común para luchar contra el cambio climático y sus efectos. Este tratado supuso el inicio de la transición energética a un modelo más sostenible con bajas emisiones de gases de efecto invernadero y basado en la integración de energías renovables.

Si bien es cierto que actualmente los combustibles fósiles satisfacen el 80% de la demanda mundial, España ha subido hasta el noveno puesto entre los países más atractivos del mundo para invertir en energías según el informe EY Renewable Energy Country Attractiveness Survey (RECAI) elaborado por EY.

Debido a las conmociones geopolíticas y a la volatilidad en el mercado del gas donde los precios no han parado de subir, los países líderes están invirtiendo grandes cantidades de dinero en la integración de energías renovables para reducir su dependencia con el gas.

Es una investigación importante debido a que nos encontramos en un momento decisivo para el sector donde la inversión en energías renovables cada vez es más grande y, por tanto, me parece fundamental poder analizar si el precio de la electricidad podrá verse reducido en un medio plazo gracias a las energías renovables.

Palabras clave: energías renovables, combustibles fósiles, coste nivelado de la electricidad, transición energética, cambio climático

ABSTRACT

Over the past few years, both national governments and the global population have become increasingly aware that environmental problems and climate change are a reality. The exploitation of fossil fuels from the first industrial revolution to the present day has caused global warming due to the greenhouse gases that these fuels release, in addition to polluting the environment. Following the Paris Agreement adopted by 196 parties on December 12, 2015, countries united in a common cause to fight climate change and its effects. This treaty marked the beginning of the energy transition towards a more sustainable model with low greenhouse gas emissions, based on the integration of renewable energies.

While it is true that fossil fuels currently meet 80% of global demand, Spain has risen to the ninth place among the most attractive countries in the world to invest in energy according to the EY Renewable Energy Country Attractiveness Survey (RECAI) prepared by EY.

Due to geopolitical shocks and volatility in the gas market where prices have continued to rise, leading countries are investing large amounts of money in the integration of renewable energies to reduce their dependence on gas.

This is an important investigation because we are at a decisive moment for the sector where investment in renewable energies is increasingly large and, therefore, it seems fundamental to be able to analyze if the price of electricity can be reduced in the medium term thanks to renewable energies.

Keywords: renewable energies, fossil fuels, levelized cost of electricity, energy transition, climate change

ÍNDICE

1. Introducción.....	9
a) Objetivos.....	9
b) Metodología.....	10
2. Energías renovables.....	11
2.1. Concepto de energías renovables.....	11
a) Energía solar.....	11
b) Energía eólica.....	12
c) Energía hidráulica.....	13
d) Energía geotérmica.....	14
e) Energía biomasa.....	16
f) Energía mareomotriz.....	18
g) Energía undimotriz.....	19
2.2. Evolución de los costes de instalación y producción de las energías renovables....	21
2.2.1 Costes de instalación.....	22
a) Energía solar.....	22
b) Energía eólica terrestre.....	24
c) Energía eólica marina.....	25
d) Energía solar concentrada.....	27
e) Energía hidráulica.....	29
f) Energía geotérmica.....	31
g) Bioenergía.....	33
2.2.2 Costes de producción.....	35
a) Energía solar.....	35
b) Energía eólica terrestre.....	36
c) Energía eólica marina.....	38
d) Energía solar concentrada.....	39
e) Energía hidráulica.....	41
f) Energía geotérmica.....	43
g) Bioenergía.....	45

2.3. Almacenamiento de las energías renovables.....	47
3. Políticas y regulaciones en Europa y España.....	48
3.1. Políticas y regulaciones en Europa.....	48
3.2. Acuerdo de Paris.....	50
3.3. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) del gobierno de España.....	52
4. Comparación con los combustibles fósiles.....	54
4.1. Discusión metodológica.....	54
4.2. Estudio empírico.....	55
4.3. Conclusiones.....	58
5. Conclusiones.....	59
6. Referencias bibliográficas.....	61

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1: Desglose de los costes totales de instalación de la energía solar fotovoltaica a gran escala por país, 2021.....	23
Figura 2: Índices y tendencias de precios de turbinas eólicas, 1997-2021.....	24
Figura 3: Proyecto y costes totales promedio ponderados de instalación para la energía eólica marina, 2000-2021.....	26
Figura 4: Costes totales de instalación de CSP por tamaño de proyecto, tipo de colector y cantidad de almacenamiento, 2010-2021.....	28
Figura 5: Coste total de instalación por proyecto y promedios ponderados por capacidad para proyectos de energía hidroeléctrica de gran envergadura por país/región, 2010-2021.....	30
Figura 6: Costes totales de instalación de energía geotérmica por proyecto, tecnología y capacidad, 2007-2021.....	32
Figura 7: Costes totales de instalación de proyectos de generación de energía bioenergética para diferentes rangos de capacidad por país/región, 2000-2021.....	34
Figura 8: Coste nivelado de la electricidad de proyectos eólicos terrestres y promedio ponderado global, 1984-2021.....	37
Figura 9: Proyectos de energía eólica marina y promedios ponderados globales de CNE y precios de subasta/PPA, 2000-2024.....	38
Figura 10: Reducción en CNE para proyectos de CSP, 2010-2020, por fuente.....	40
Figura 11: CNE de proyectos de energía geotérmica por tecnología y tamaño del proyecto, 2007-2021.....	44
Figura 12: Factores de capacidad del proyecto y promedios ponderados de materias primas seleccionadas para proyectos de generación de energía de bioenergía por país y región, 2000-2021.....	45
Figura 13: Coste nivelado de energía (CNE) por proyecto y promedios ponderados de proyectos de generación de energía de bioenergía por materia prima y país/región, 2000-2021.....	46

Figura 14: Transición Energética y Precios de la Electricidad: Estimaciones OLS.....	55
Figura 15: Transición Energética y Precios de la Electricidad: Estimaciones mediante Cuantiles.....	56
Figura 16: Tecnologías Renovables y Precios de la Electricidad: Estimaciones de Mínimos Cuadrados Ordinarios.....	57

ÍNDICE DE ABREVIATURAS

Abreviatura	Definición completa
BiMEP	Biscay Marine Energy Platform
BNEF	BloombergNEF
BoS (siglas en inglés)	Coste del sistema de balance
CE	Comisión Europea
CH4	Metano
CHP (siglas en inglés)	Cogeneración
CNE	Coste Nivelado de Eletricidad
CO2	Dióxido de carbono
Energía solar concentrada	CSP
EPC (siglas en inglés)	Costes de ingeniería, adquisiciones y construcción
GWh	Gigavatios hora
IDAE	Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
IEA	International Energy Agency
IPCC (siglas en inglés)	Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático
IRENA (siglas en inglés)	Agencia Internacional de la Energía
KWh	Kilovatio hora
MWh	Megavatio hora
O&M	Operación y mantenimiento
OSL (siglas en inglés)	Mínimos Cuadrados Ordinarios
PNIEC	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
PTC (siglas en inglés)	Colectores cilindro-parabólicos
PV (siglas en inglés)	Fotovoltaico
TS	Torres Solares

1. Introducción

La crisis climática global y la creciente necesidad de un cambio hacia un modelo energético sostenible ponen de relieve el papel crítico que juegan las energías renovables en la configuración de un futuro más verde. A nivel mundial, las energías renovables están cobrando un protagonismo cada vez mayor en las políticas y en las estrategias de desarrollo energético. Sin embargo, a pesar de los avances y del potencial indiscutible de las energías renovables, existen aún interrogantes sobre su impacto económico, particularmente en relación con los precios de la electricidad al consumidor final.

En el contexto español, la relevancia de este debate es aún mayor debido al notable potencial del país para la explotación de diversas fuentes de energía renovable y a la actual preocupación por los precios de la luz. Por tanto, este Trabajo de Fin de Grado (TFG) surge en respuesta a estas cuestiones.

a) Objetivos de investigación:

Este TFG es una investigación que pretende responder a la pregunta de si las energías renovables pueden constituir una fuente de abaratamiento de la electricidad al público en España. Para ello, los objetivos secundarios son los siguientes:

- Analizar y comprender los conceptos de las diferentes energías renovables y su potencial para abaratar el precio de la luz en España.
- Investigar la evolución de los costes de instalación y producción de las energías renovables y compararlos con los combustibles fósiles.
- Examinar las políticas y regulaciones en Europa, especialmente el Acuerdo de París, las políticas de apoyo a las energías renovables y las regulaciones específicas en España.
- Evaluar el impacto de las energías renovables en el precio de la electricidad en España, identificando factores clave que influyen en los precios y cómo la implementación de energías renovables puede contribuir a la reducción de los costes energéticos.

- Sintetizar los hallazgos y discutir sus implicaciones y recomendaciones para futuras investigaciones.

b) Metodología

Para este Trabajo de Fin de Grado, haré uso tanto de datos cuantitativos como cualitativos. Comenzaré con la información publicada por la Agencia Internacional de Energías Renovables, donde se encuentran las estadísticas de crecimiento de las energías renovables por país. Dichos datos servirán para analizar la transición energética de España desde el Tratado de París. Asimismo, esta información será clave para examinar los costes de instalación y producción de las energías renovables, así como su rendimiento.

En un contexto más amplio, recurriré a diversas fuentes y publicaciones periodísticas para examinar la situación geopolítica actual y su influencia en el aumento del precio de la luz. Finalmente, mediante los datos proporcionados por la Agencia Internacional de Energías Renovables, exploraré la posibilidad de que las energías renovables puedan satisfacer la demanda eléctrica a medio plazo y, en consecuencia, reducir el coste de la electricidad.

Además de lo anterior, incorporaré en mi análisis estudios que me permitan hacer una comparación entre los combustibles fósiles y las energías renovables. Este enfoque comparativo será esencial para responder a mi pregunta de investigación.

2. Energías renovables

2.1 Concepto de energías renovables

De acuerdo con la publicación de la web de Naciones Unidas (s.f.), las energías renovables se obtienen a través de recursos naturales que se renuevan constantemente y no se agotan. Dentro de las energías renovables encontramos la energía solar, eólica, hidráulica, geotérmica, biomasa, mareomotriz y undimotriz.

Todas estas energías se han vuelto muy populares durante los últimos años debido a que son una alternativa sostenible a los combustibles fósiles, que ayudan a reducir su dependencia ya que producen muchas menos emisiones y resultan fundamentales para hacer frente a la crisis producida por el cambio climático y mejorar la seguridad energética. A continuación, daré una explicación de todas las energías renovables antes mencionadas.

a) Energía solar

La energía solar se refiere al aprovechamiento de la radiación electromagnética del sol para generar energía en diferentes formas (IEA, s.f.a; Repsol, s.f.a). Esta energía puede ser capturada a través de diversas tecnologías como paneles solares, células fotovoltaicas y heliostatos. Entre las tecnologías solares más establecidas se encuentran la energía solar fotovoltaica (PV), la energía solar térmica y la calefacción y refrigeración solar (IEA, s.f.a).

La energía solar fotovoltaica convierte la radiación solar en energía eléctrica mediante células fotovoltaicas en los paneles solares, las cuales se ionizan y liberan electrones al recibir la luz solar (Repsol, s.f.a). Esta energía puede emplearse directamente en hogares e industrias, o almacenarse en baterías para su uso posterior. Además, la fabricación de módulos fotovoltaicos puede realizarse en grandes plantas, permitiendo aprovechar economías de escala, y su implementación puede adaptarse a diferentes escalas, desde dispositivos personales hasta instalaciones de generación a gran escala (IEA, s.f.a). También hay que destacar que la energía solar fotovoltaica es una de las tecnologías más rápidamente adoptadas en todo el mundo debido a su versatilidad y disminución de costes a lo largo del tiempo (REN21, 2021).

Por otro lado, la energía solar térmica transforma la radiación solar en calor utilizando captadores solares, que recolectan y almacenan la energía solar para calentar agua empleada en sistemas de calefacción o agua caliente (Repsol, s.f.a). También existe la energía termo solar de concentración, que se basa en un sistema de lentes que concentra la luz solar en una superficie específica para generar energía destinada a la producción de electricidad (BBVA, s.f.a).

La energía solar es una fuente de energía renovable, limpia, silenciosa y accesible que puede utilizarse en diversas aplicaciones, como electricidad, calefacción, agua caliente, riego e iluminación (Repsol, s.f.a). Aunque la disponibilidad de luz solar varía entre países, esta fuente de energía puede aprovecharse en cualquier parte del mundo (BBVA, s.f.a).

b) Energía eólica

La energía eólica se caracteriza por ser una fuente renovable de energía que aprovecha el movimiento del viento para convertirlo en electricidad utilizando turbinas eólicas (Iberdrola, s.f.). Estos aparatos convierten la energía cinética del viento en energía mecánica por medio de un rotor, que luego se transforma en electricidad a través de un generador (Repsol, s.f.b). Esta fuente de energía es clave para la transición hacia un sistema energético más sostenible y para la eliminación progresiva del carbono en la economía, además de ser limpia, segura y eficiente (Repsol, s.f.b). Cabe resaltar la relevancia de la energía eólica distribuida, que consiste en la colocación de turbinas eólicas de menor tamaño en áreas urbanas o rurales, lo que brinda una mayor versatilidad y capacidad de adaptación en la producción de energía (REN21, 2021).

Los parques eólicos, compuestos por múltiples aerogeneradores, posibilitan el aprovechamiento eficiente de la energía eólica en grandes volúmenes (Iberdrola, s.f.). Para conseguirlo, es fundamental ubicarlos en áreas con vientos constantes y de intensidad adecuada. Si bien las velocidades del viento varían según la localización geográfica, el Sexto Informe de Evaluación del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC, siglas en inglés) (2021) señala que existe un enorme potencial técnico a nivel mundial para la energía eólica en la mayoría de las regiones, superando incluso la producción global actual de energía eléctrica. Esto indica que hay un amplio espacio para la expansión de la energía eólica en distintas áreas alrededor del mundo.

La energía eólica se clasifica en dos categorías según la ubicación de los aerogeneradores: energía eólica terrestre y energía eólica marina. La energía eólica terrestre implica la construcción de parques eólicos en tierra, mientras que la energía eólica marina aprovecha el viento en alta mar, donde las velocidades son mayores y más constantes debido a la ausencia de barreras (Iberdrola, s.f.a). La energía eólica marina requiere la construcción de mega estructuras en el lecho marino.

La construcción de un parque eólico es un proceso complejo que implica considerar una variedad de factores, como la variación espacial, temporal y vertical del viento a lo largo del tiempo (Iberdrola, s.f.a). Los anemómetros y las veletas se utilizan para medir estos parámetros y estimar la producción futura de la instalación, asegurando su eficiencia potencial. Además, las técnicas avanzadas de supercomputación optimizan el diseño de los complejos eólicos para maximizar la generación de energía (Iberdrola, s.f.a).

Los avances tecnológicos también han tenido un impacto en la energía eólica marina, como se evidencia en el proyecto europeo Romeo liderado por Iberdrola, que busca reducir los costes de operación y mantenimiento de los parques eólicos marinos (Iberdrola, s.f.a). En general, la energía eólica es una opción viable y prometedora para abordar las necesidades energéticas actuales y futuras de una manera sostenible y respetuosa con el medio ambiente.

c) Energía hidráulica

La energía hidráulica, también conocida como energía hídrica, es una forma de energía renovable que aprovecha la fuerza del agua en movimiento para generar electricidad (Repsol, s.f.c). Se extrae a través de diferentes tipos de centrales hidroeléctricas, que varían en función del flujo del agua y la potencia generada.

Entre las centrales hidroeléctricas según el flujo del agua, se encuentran las de embalse, de agua fluyente y reversibles o de bombeo (Repsol, s.f.c). Las centrales de embalse utilizan presas para almacenar grandes cantidades de agua y regular el flujo que pasa por las turbinas generadoras de electricidad. Este sistema permite adaptar la producción de energía a las necesidades y demandas específicas (Repsol, s.f.c). Por otro lado, las centrales de agua fluyente aprovechan ríos con caudal regular en relieves accidentados,

desviando el cauce del agua hacia las turbinas y devolviendo el agua al río una vez generada la electricidad (Repsol, s.f.c). Las centrales reversibles o de bombeo, en cambio, emplean dos embalses a diferentes alturas conectados entre sí, bombeando agua del embalse inferior al superior en momentos de bajo consumo y turbinándola en horas de mayor demanda energética (Repsol, s.f.c).

En cuanto a la clasificación según su potencia, se pueden distinguir las centrales de gran potencia (más de 10 MW), las minicentrales (entre 1 MW y 10 MW) y las micro centrales (máximo de 1 MW) (Repsol, s.f.c).

La energía hidráulica contribuye al desarrollo sostenible, ya que no consume recursos ni genera emisiones contaminantes. Además, es eficiente y económica, a pesar de que la construcción de presas hidráulicas requiere una inversión inicial considerable (Repsol, s.f.c). La energía hidráulica también tiene aplicaciones industriales directas, que no requieren su conversión a electricidad, como frenos hidráulicos, elevadores y martillos hidráulicos, así como en motores hidráulicos y en la distribución de agua mediante bombas en tuberías (Repsol, s.f.c).

En resumen, la energía hidráulica es una fuente de energía renovable clave que ofrece numerosos beneficios, pero también presenta desafíos relacionados con el cambio climático y el impacto en los ecosistemas. Por lo tanto, es fundamental abordar estos desafíos y garantizar que se adopten prácticas sostenibles y responsables en el desarrollo y la implementación de proyectos hidroeléctricos. A medida que la demanda de energía limpia y renovable sigue creciendo en todo el mundo, la energía hidráulica seguirá desempeñando un papel importante en la transición hacia un futuro más sostenible y respetuoso con el medio ambiente.

d) Energía geotérmica

La energía geotérmica es una fuente de energía renovable que aprovecha el calor almacenado en el subsuelo terrestre, proveniente del manto y la corteza terrestre, para generar electricidad y proporcionar calefacción y refrigeración (Repsol, s.f.d). Es una forma de energía limpia, constante y altamente eficiente que no depende del clima o la hora del día, a diferencia de otras energías renovables como la solar y eólica (Repsol,

s.f.d). Además, puede desempeñar un papel clave en la descarbonización y cubrir una parte importante de las necesidades energéticas de edificios e industrias (Repsol, s.f.d).

La producción de energía geotérmica implica tres procesos: perforación, extracción y producción. Primero, se perforan pozos en áreas geológicamente adecuadas (Repsol, s.f.d). Habitualmente, las perforaciones tienen un diámetro que oscila entre 10 y 15 centímetros, y su hondura está determinada por las particularidades físicas y geológicas de la región (Repsol, s.f.d). Posteriormente, se sitúan sondas geotérmicas compuestas por tuberías llenas de agua o líquido para prevenir la congelación. Cuando estas se sumergen a profundidades mayores, el líquido se calienta y asciende, activando una bomba donde tiene lugar el intercambio térmico (Repsol, s.f.d).

Con el propósito de transformar el calor en electricidad, se establece una central geotérmica que convierte el fluido natural (vapor y agua) en energía mecánica a través de una turbina (Repsol, s.f.d). El vapor se emplea para generar energía eléctrica o térmica, mientras que el agua se utiliza para sistemas de calefacción o para uso sanitario. El fluido sigue un circuito cerrado, sin liberar gases al ambiente, y una vez enfriado, se reintegra al subsuelo, donde vuelve a absorber calor (Repsol, s.f.d).

A pesar de sus ventajas, la energía geotérmica enfrenta algunas limitaciones, como la necesidad de condiciones geológicas específicas y los altos costes iniciales asociados con la construcción, perforación e instalación de plantas geotérmicas (Repsol, s.f.d).

Según estudios recientes, la energía geotérmica tiene un gran potencial para la generación de electricidad, pero su aprovechamiento requiere una cuidadosa planificación y gestión de los recursos (Zarrouk & Moon, 2014). Aunque la energía geotérmica es una fuente de energía renovable con bajas emisiones de gases de efecto invernadero, también puede generar emisiones de gases no condensables, como el dióxido de carbono y el ácido sulfhídrico (Lund & Toth, 2020). Es necesario implementar tecnologías de mitigación y monitoreo para minimizar estos impactos.

En el campo de la innovación, los sistemas geotérmicos mejorados (EGS) pueden expandir la producción de energía geotérmica a áreas donde las condiciones geológicas no son favorables. La energía geotérmica de baja temperatura también puede aprovecharse mediante el uso de bombas de calor geotérmicas para calefacción y refrigeración en edificios, lo que representa una oportunidad para aumentar la eficiencia energética y reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (Tester et al., 2020).

La energía geotérmica también puede desempeñar un papel importante en la transición hacia sistemas energéticos más sostenibles y resilientes. Según un informe del Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático (IPCC), la energía geotérmica puede contribuir significativamente a la descarbonización del sector energético, en particular en países con recursos geotérmicos abundantes (IPCC, 2018).

En resumen, la energía geotérmica es una fuente de energía renovable prometedora que ofrece numerosos beneficios, como la generación de electricidad y la provisión de calefacción y refrigeración de manera limpia y eficiente. A pesar de las limitaciones y desafíos asociados con su explotación, la investigación y el desarrollo continuos en tecnologías geotérmicas pueden permitir un mayor aprovechamiento de esta fuente de energía y contribuir a la transición hacia un futuro energético más sostenible.

e) Energía de biomasa

La energía de biomasa está entre las fuentes de energía renovable y se obtiene a partir del aprovechamiento del material orgánico generado por los seres vivos, lo que resulta en un combustible renovable que no emite CO₂ (Repsol, s.f.e). Esta fuente de energía puede producirse utilizando diversos tipos de residuos, como los agrícolas, forestales, agroalimentarios y la materia orgánica generada por los seres humanos (Directiva Europea de Energías Renovables, 2003/54/CE, Artículo 2).

En países como España, con un entorno natural diverso y una extensa producción agrícola y ganadera, la energía obtenida a partir de la biomasa es especialmente beneficiosa, ya que es más fácil acceder a las materias primas necesarias para su producción (Repsol, s.f.e). La biomasa puede utilizarse para generar calor, combustibles o electricidad, tanto a pequeña como a gran escala, utilizando métodos termoquímicos o bioquímicos. Los primeros transforman la biomasa a través del calor y se aplican a materiales con menos humedad, mientras que los segundos utilizan microorganismos para degradar las moléculas orgánicas y se aplican a materiales con mayor humedad (Repsol, s.f.e).

A partir de la biomasa se pueden obtener biocombustibles como el bioetanol y el biodiésel. El bioetanol, que se produce a partir de cultivos como el maíz, la remolacha y la caña de azúcar, puede sustituir a la gasolina y contribuye a reducir las emisiones de

gases a la atmósfera (Repsol, s.f.e). El biodiésel, por su parte, se obtiene a partir de grasas vegetales, animales y aceites de cocina reciclados y puede mezclarse con el diésel convencional (Repsol, s.f.e). Al ser ambos biocombustibles de origen vegetal, se consideran energías renovables e inagotables.

Además, también es posible obtener biogás a partir de la descomposición anaeróbica de residuos ganaderos, agroindustriales y domésticos, que se emplea para generar energía térmica y eléctrica (Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía [IDAE], s.f.). El IDAE describe el biogás como "un gas compuesto principalmente por metano (CH₄) y dióxido de carbono (CO₂), en proporciones variables dependiendo de la composición de la materia orgánica a partir de la cual se ha generado" (IDAE, s.f.).

El aprovechamiento de la biomasa como fuente de energía renovable es esencial en la transición hacia un futuro más sostenible. Sin embargo, es importante tener en cuenta las opiniones de profesionales y expertos en el ámbito para abordar posibles desafíos en la producción y utilización de la biomasa, como la competencia por recursos y tierras con la producción de alimentos, así como la preservación de la biodiversidad y la gestión adecuada de los residuos (Repsol, s.f.e). En este sentido, es fundamental seguir investigando y desarrollando tecnologías y políticas que permitan aprovechar de manera eficiente y sostenible la energía procedente de la biomasa, minimizando al mismo tiempo los posibles impactos negativos en el medio ambiente y los ecosistemas.

Algunos expertos destacan la importancia de establecer criterios de sostenibilidad y certificaciones para garantizar que la producción de biomasa no genere consecuencias negativas en términos de deforestación, pérdida de biodiversidad o competencia con la producción de alimentos (Repsol, s.f.e). Además, el desarrollo de tecnologías más avanzadas puede contribuir a mejorar la eficiencia en la conversión de la biomasa en energía y a reducir las emisiones asociadas a su producción y uso.

En resumen, la energía de la biomasa es una fuente renovable que presenta importantes ventajas, especialmente en países con una amplia disponibilidad de recursos naturales y una diversificada producción agrícola y ganadera, como España. A través de distintos métodos de producción y aprovechamiento, la biomasa puede convertirse en biocombustibles, biogás y otras formas de energía sostenible. Sin embargo, es crucial tener en cuenta las opiniones de expertos y profesionales, así como continuar investigando y desarrollando tecnologías y políticas que permitan maximizar los

beneficios de la biomasa y minimizar los posibles impactos negativos en el medio ambiente y los ecosistemas.

f) Energía mareomotriz

La energía mareomotriz es una forma de energía renovable que aprovecha el movimiento de las mareas para generar electricidad y presenta un potencial significativo en el ámbito de las energías renovables (Repsol, s.f.f; Endesa, s.f.). Esta fuente de energía se basa en la atracción gravitatoria del Sol y la Luna sobre la Tierra, lo que provoca la subida y bajada de las mareas y permite predecir la producción de electricidad a través del movimiento del agua (Repsol, s.f.f). Existen tres tipos de centrales mareomotrices: presa de mareas, generador de corriente de marea y energía mareomotriz dinámica o DTP (Repsol, s.f.f).

Las centrales mareomotrices submarinas requieren condiciones geográficas específicas, como una diferencia de al menos 5 metros entre la pleamar y la bajamar en estuarios, bahías o rías, y son fundamentales para producir electricidad mediante turbinas y alternadores (IDAE, s.f.; Endesa, s.f.). En España, el Proyecto Magallanes, ubicado en Redondela (Galicia), es un ejemplo de cómo se puede aprovechar la energía mareomotriz (Endesa, s.f.). Además, la BiMEP (Biscay Marine Energy Platform) es una iniciativa que busca demostrar el valor de los océanos y las mareas como aliados en el campo de las energías renovables (Repsol, s.f.f).

La Comisión Europea (CE) ha reconocido el potencial de la energía mareomotriz y ha establecido una "Estrategia sobre las Renovables Marinas" que incluye, entre otras, la energía mareomotriz, la undimotriz y la eólica 'offshore' (BBVA, s.f.b). La CE estima que será necesaria una inversión de casi 800.000 millones de euros hasta 2050 para desarrollar estas energías marinas de forma sostenible (BBVA, s.f.b). Actualmente, la energía mareomotriz es la única en fase precomercial, y la Agencia Internacional de la Energía (IRENA) estima que representa más del 90% de la capacidad instalada de recursos energéticos en el mar (BBVA, s.f.b).

Algunos proyectos en desarrollo incluyen el proyecto europeo Nemmo, en el que socios de siete países colaboran en el diseño y modelado de estructuras técnicas más ligeras y duraderas para mejorar la eficiencia y resistencia de las turbinas mareomotrices (BBVA,

s.f.b). Además, RealTide es otra iniciativa europea lanzada en 2018 que busca identificar las principales causas de fallo en las turbinas marinas y reducir sus costes (BBVA, s.f.b).

La energía mareomotriz ofrece varias ventajas, como ser limpia, renovable, inagotable y tener instalaciones con una larga vida útil (Repsol, s.f.f). Además, a diferencia del viento, las mareas son más predecibles, lo que facilita la planificación de la producción de energía (Repsol, s.f.f). No obstante, también enfrenta desafíos, como el impacto en la fauna y flora marinas y las posibles limitaciones para la navegación (BBVA, s.f.b). Estos riesgos están siendo estudiados e investigados, y los beneficios económicos y medioambientales de la energía mareomotriz superan a sus desafíos (BBVA, s.f.b).

En resumen, la energía mareomotriz ofrece un enorme potencial en el ámbito de las energías renovables. A medida que se sigan investigando y desarrollando tecnologías en este campo, podríamos ver un mayor avance en la adopción de la energía mareomotriz como parte integral de un sistema energético sostenible y diversificado.

g) Energía undimotriz

La energía undimotriz es una forma de energía renovable que se obtiene a partir del movimiento de las olas en la superficie del océano. Este movimiento es generado por los vientos que se forman debido al calentamiento desigual de la Tierra por la radiación solar (BBVA, s.f.c; Repsol, s.f.g). Esta fuente de energía es diferente de la energía mareomotriz, que aprovecha las mareas causadas por las fuerzas gravitatorias del Sol y la Luna.

Existen varias tecnologías diseñadas para capturar y convertir la energía undimotriz en electricidad. Entre ellas se encuentran:

1. Columnas de agua oscilante: Estas estructuras aprovechan la fuerza de las olas al llegar y retirarse. Cuando una ola llega, el aire contenido en la columna es comprimido y se desplaza hacia arriba, pasando por una turbina y haciéndola girar. Al retirarse la ola, el aire es succionado nuevamente a través de la turbina, generando energía eléctrica (BBVA, s.f.c; Repsol, s.f.g).

2. Boyas de absorción de movimiento vertical: Estas boyas se fijan al lecho marino por medio de un pilar y albergan un generador y un mecanismo hidráulico en su interior. Cuando las olas las agitan, la boya comprime el agua en su interior, lo que pone en funcionamiento el generador y genera electricidad. La electricidad producida se envía a la tierra utilizando un cable subacuático. (BBVA, s.f.c; Repsol, s.f.g).
3. Columpio de olas de Arquímedes: Esta tecnología utiliza una estructura fija anclada al fondo marino y un flotador móvil lleno de aire. A medida que las olas suben y bajan, el flotador se comprime, equilibrando las presiones y generando energía eléctrica (BBVA, s.f.c; Repsol, s.f.g).

El potencial de la energía undimotriz es significativo, con aproximadamente 29.000 TWh de energía que podría generarse a nivel global, en comparación con los 1.200 TWh de energía mareomotriz (IRENA, citado en BBVA, s.f.c). Europa es líder en la investigación y desarrollo de esta tecnología, con casi un cuarto de las patentes y tres cuartas partes de la capacidad instalada provenientes de empresas europeas (IRENA, citado en BBVA, s.f.).

En la actualidad, existen varios proyectos de energía undimotriz en funcionamiento en países como España, Grecia, Italia, Portugal, Francia e Israel. La planta undimotriz en Gipuzkoa, España, es particularmente notable por su capacidad de generación, alcanzando un acumulado de dos millones de KWh en febrero de 2020, lo que equivale al consumo anual de 600 viviendas en un municipio mediano de España (Marcos Suárez, citado en BBVA, s.f.c).

A medida que se realicen avances en financiamiento y tecnología, se espera un crecimiento significativo en el sector de la energía undimotriz. La estrategia europea para impulsar el desarrollo de esta tecnología en los próximos años incluye el plan EuropeWave, que invertirá 22,7 millones de euros en dispositivos captadores de energía de las olas entre 2021 y 2026, en colaboración entre Escocia y España (BBVA, s.f.c). Estos avances pueden contribuir a la consolidación y expansión del sector en un futuro cercano, ayudando a diversificar aún más la matriz energética global y a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

A pesar de su potencial, la energía undimotriz enfrenta desafíos en términos de financiamiento y convergencia tecnológica. Es necesario un mayor apoyo económico por parte de las administraciones centrales, así como avances tecnológicos que permitan la convergencia y estandarización de los diferentes sistemas de captación de energía de las olas (BBVA, s.f.c). Sin embargo, con el tiempo y el compromiso adecuado de gobiernos, instituciones y empresas, la energía undimotriz podría desempeñar un papel importante en la transición hacia un futuro energético más sostenible y limpio.

2.2. Evolución de los costes de instalación y producción de las energías renovables

En esta sección del trabajo, nos adentramos en el análisis de los costes de instalación y producción de las diversas fuentes de energía renovable. Este análisis es esencial para abordar nuestra pregunta principal: ¿Pueden las energías renovables abaratar el precio de la luz en España?

Para responder a esta pregunta de manera efectiva, necesitamos una comprensión profunda de los factores económicos que influyen en la generación de energía renovable. Los costes de instalación y producción son dos de estos factores clave. El coste de instalación se refiere a los gastos asociados con la implementación de la infraestructura necesaria para la generación de energía renovable, mientras que los costes de producción implican los gastos continuos de operación y mantenimiento de estas instalaciones de generación de energía.

Hemos basado nuestro análisis en datos obtenidos del informe más reciente de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), denominado *Power Generation Costs 2021*. Este informe proporciona una visión integral y actualizada de los costes asociados con las diferentes tecnologías de generación de energía renovable.

Además, este informe nos permite trazar la evolución de estos costes a lo largo del tiempo. Al comprender cómo han cambiado los costes de instalación y producción de las energías renovables, podemos identificar tendencias y hacer proyecciones sobre cómo podrían continuar evolucionando en el futuro. Comprender estos costes es fundamental para evaluar la viabilidad económica de las energías renovables y su capacidad para competir con otras fuentes de energía en el mercado eléctrico.

2.2.1. Costes de instalación

a) Energía Solar

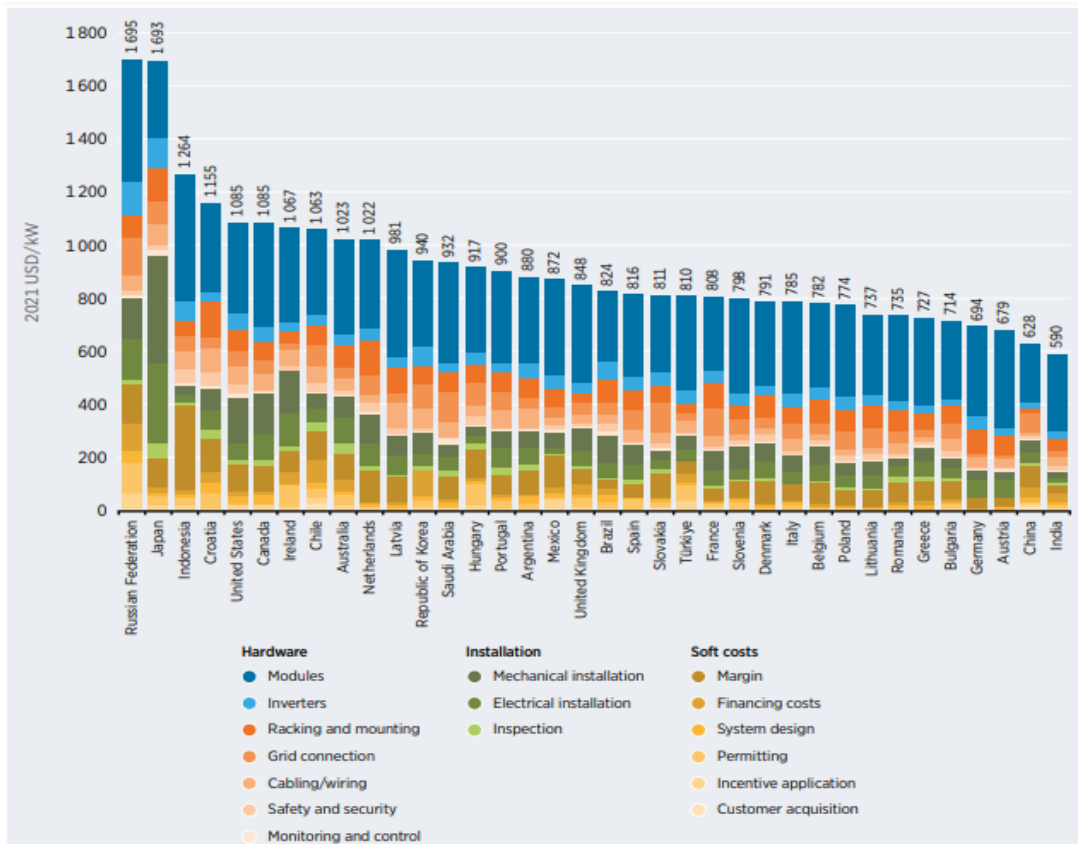
El reporte de IRENA indica que el costo medio global, ajustado por capacidad, de los proyectos de energía solar fotovoltaica (PV) de gran envergadura instalados en 2021 ascendió a USD 857/kW. Esto supone una disminución del 13% respecto a 2019, y es un 81% inferior al valor de 2010. A lo largo de 2021, el margen entre el percentil 5 y 95 para todos los proyectos se situó entre USD 571/kW y USD 1,982/kW, mostrando una tendencia de disminución constante en la estructura de costes en un número cada vez mayor de mercados.

Las reducciones en los costes de instalación de la energía solar fotovoltaica están relacionadas con varios factores, como la optimización de los procesos de fabricación, la reducción de los costes laborales y la mejora de la eficiencia de los módulos solares. Además, el desarrollo de estructuras de cadena de suministro en más mercados y la mayor experiencia de los desarrolladores de proyectos han contribuido a la disminución de los costes del sistema de balance (BoS, por sus siglas en inglés) (IRENA, 2022).

Aun con las alteraciones en la cadena de suministro durante 2021, se observaron disminuciones en los costes totales de instalación entre el 4% y el 11% en todos los mercados históricamente relevantes, incluyendo China, India, Japón, Corea, Estados Unidos y Alemania (IRENA, 2022). India lideró en términos de costes competitivos con un Coste promedio ponderado de instalación total de USD 590/kW en 2021, un 6% menor que en China (IRENA, 2022).

Desde 2010 hasta 2021, las disminuciones en los costes de módulos e inversores contribuyeron en un 61% a la reducción del costo promedio global ponderado total de la instalación. Los costes de BoS también jugaron un papel importante, contribuyendo a la disminución de los costes promedio globales ponderados de instalación total (IRENA, 2022).

Figura 1: Desglose de los costes totales de instalación de la energía solar fotovoltaica a gran escala por país, 2021.



Fuente: IRENA (2022, p.89)

Durante 2021, el costo promedio total de instalación de proyectos de energía solar de gran tamaño en los países estudiados fluctuó desde un mínimo de USD 590/kW en India hasta un máximo de USD 1,695/kW en la Federación Rusa (IRENA, 2022).

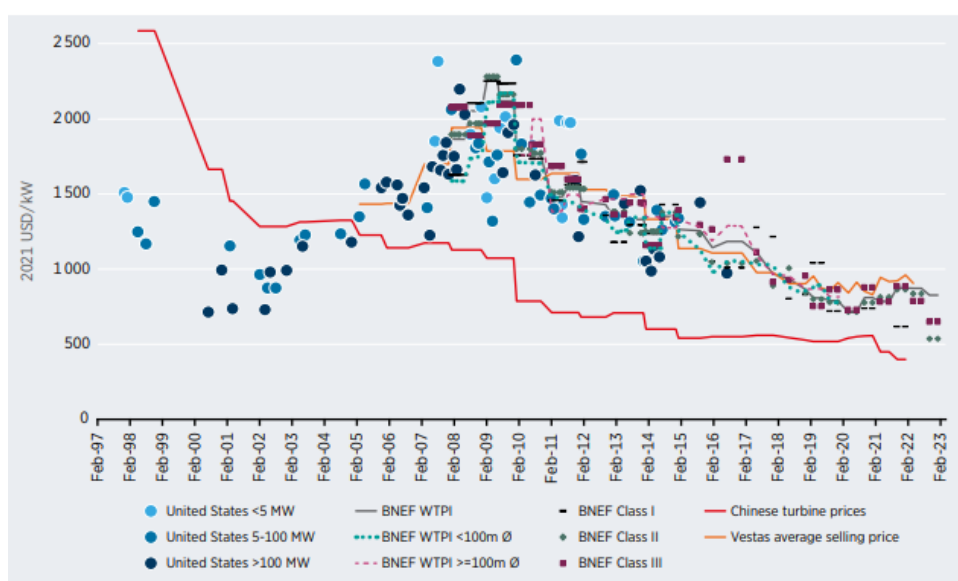
Es esencial analizar las diferencias en los costes de los componentes entre los distintos mercados para entender cómo se puede liberar más potencial de reducción de costes. La implementación de políticas que puedan disminuir los costes del Balance de Sistema (BoS), en particular los costes indirectos, representa una oportunidad para optimizar las estructuras de costes hasta alcanzar niveles de mejores prácticas. A medida que los mercados sigan evolucionando, se prevé que algunas de las discrepancias de costes entre ellos tiendan a reducirse (IRENA, 2022).

b) Energía eólica terrestre

El coste total de instalación de un proyecto de energía eólica terrestre se debe principalmente a las turbinas eólicas, que representan entre el 64% y el 84% del Coste total (IRENA, 2018). Otras categorías importantes de costes incluyen la instalación, la conexión a la red y los costes de desarrollo, que abarcan evaluaciones de impacto ambiental y requisitos de planificación. Los precios de las turbinas eólicas han experimentado fluctuaciones a lo largo del tiempo, con un aumento pronunciado entre 2000 y 2002, seguido de un pico entre 2007 y 2010. De 2009 a 2021, la mayoría de los principales mercados experimentaron una disminución en los precios promedio anuales del 48% al 62% (IRENA, 2022).

En China, los precios de las turbinas eólicas experimentaron una disminución considerable después de 1998. Los precios de 2020 se situaron en un promedio de 550 USD/kW, mientras que, en 2021, los precios de las turbinas eólicas chinas cayeron a alrededor de 425 USD/kW debido al exceso de capacidad de los fabricantes y al fin de algunos esquemas de apoyo (IRENA, 2022). La mayor competencia entre fabricantes y el uso creciente de procesos de contratación competitivos han llevado a adquisiciones en los sectores de turbinas y plantas de equilibrio, así como a un cambio de producción hacia países con costes de fabricación más bajos.

Figura 2: Índices y tendencias de precios de turbinas eólicas, 1997-2021.



Fuente: IRENA (2022, p.62)

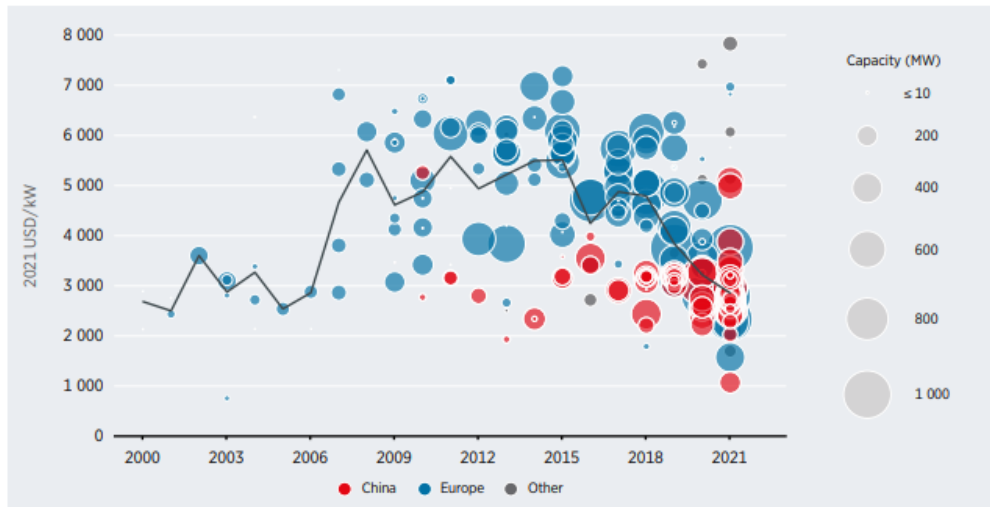
Desde 1984 hasta 2021, el Coste promedio mundial ponderado total de instalación de proyectos de energía eólica terrestre disminuyó en un 74%, pasando de 5,136 USD/kW a 1,325 USD/kW (IRENA, 2022). Desde 2010 hasta 2021, el coste promedio mundial ponderado total de instalación para la energía eólica terrestre ha disminuido en un 35%, bajando de 2,042 USD/kW a 1,325 USD/kW, con un descenso anual del 5% en 2021 (IRENA, 2022). Estas disminuciones se atribuyen a la reducción en los precios de las turbinas eólicas y los costes de equilibrio de planta, así como a las mejoras tecnológicas que han llevado a un incremento de casi un tercio en el factor de capacidad promedio mundial ponderado para la energía eólica terrestre, pasando del 27% en 2010 al 39% en 2021 (IRENA, 2022).

c) Energía eólica marina

El informe de IRENA, establece que la instalación de granjas de energía eólica marina presenta costes más altos en comparación con sus contrapartes terrestres. Esto se debe a la rigurosidad del entorno marino y la complejidad y duración de los procesos de planificación y obtención de permisos (IRENA, 2022).

A pesar de los altos costes iniciales, la energía eólica marina proporciona economías de escala y ofrece mayor estabilidad de salida debido a las velocidades de viento superiores en el mar. Entre 2010 y 2020, el tamaño promedio de los proyectos de energía eólica marina creció en un 124%, y se han iniciado proyectos con capacidades superiores a 1 GW (IRENA, 2022).

Figura 3: Proyecto y costes totales promedio ponderados de instalación para la energía eólica marina, 2000-2021.



Fuente: IRENA (2022, p.108)

La gráfica ilustra la evolución de los costes de instalación de proyectos de energía eólica marina durante el período de 2000 a 2021. Esta gráfica ofrece una visión detallada de los costes totales promedios ponderados de instalación, proporcionando una perspectiva clara sobre las tendencias y el desarrollo de los costes de la energía eólica marina a lo largo de dos décadas. Esta información es esencial para comprender cómo ha avanzado la industria de la energía eólica marina y para anticipar las futuras direcciones de los costes de instalación. Como se puede observar en la gráfica, los costes globales promedio ponderados de instalación de granjas eólicas marinas aumentaron inicialmente de USD 2685/kW en 2000 a más de USD 5712/kW en 2008. No obstante, después de 2015, estos costes comenzaron a descender, alcanzando los USD 2858/kW en 2021 (IRENA, 2022).

El aumento de los costes de instalación se debió a factores como la transición a proyectos en aguas más profundas y alejadas de la costa, y la creciente escala y complejidad de los proyectos. Sin embargo, estos costes han seguido una tendencia a la baja desde 2011, cayendo un 49% para los proyectos encargados en 2021, gracias a una combinación de factores como la disminución de los precios de las materias primas, la estabilización de las políticas gubernamentales, las mejoras en el diseño y fabricación de las turbinas, y las economías de escala (IRENA, 2022).

A pesar de la tendencia global a la reducción de costes, existen variaciones significativas en los costes de instalación de un país a otro, influenciadas por factores como las características específicas del sitio, la madurez del mercado y la escala de la cadena de suministro local o regional. En 2021, China lideró la implementación total de energía eólica marina, y sus costes de instalación más bajos influyeron en gran medida en el promedio global ponderado (IRENA, 2022).

El informe también señala que los costes de instalación de las turbinas representan una parte considerable del coste total de instalación. Sin embargo, la introducción de buques de instalación especializados y el uso de turbinas más grandes han permitido disminuir los tiempos de instalación de los proyectos (IRENA, 2022).

d) Energía solar concentrada

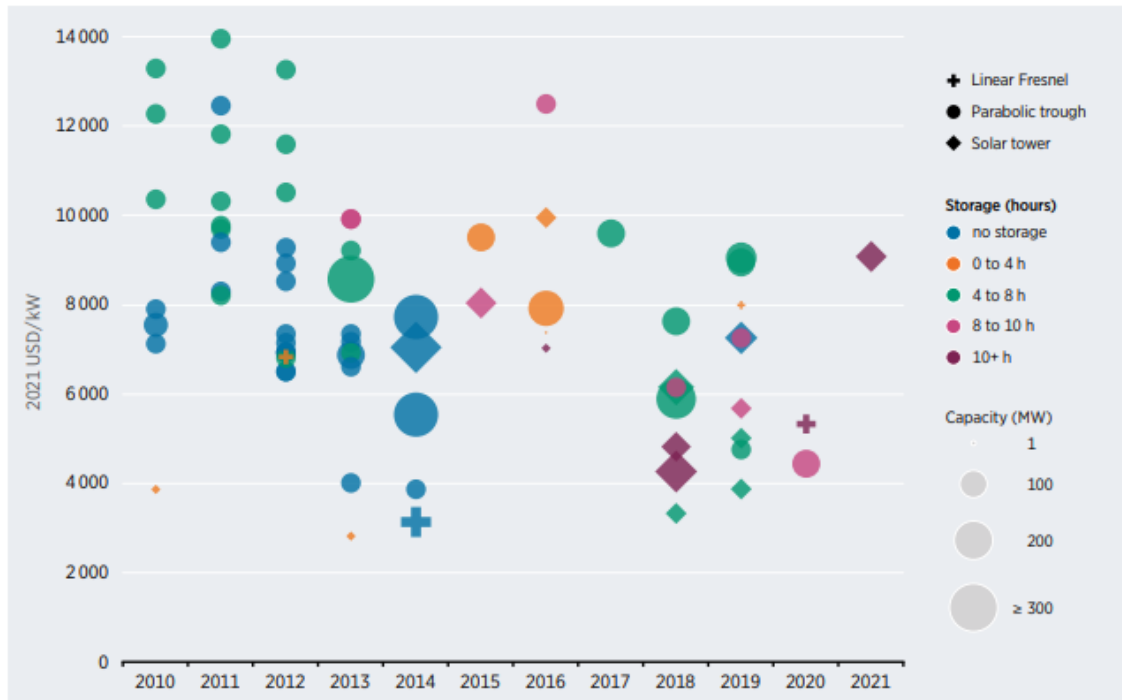
El desarrollo de plantas de energía solar concentrada (CSP) ha experimentado cambios significativos en los últimos años. Desde 2015, casi todos los proyectos CSP han incorporado almacenamiento de energía térmica, una estrategia que ahora se considera rentable para mejorar los factores de capacidad y disminuir el CNE (Coste Nivelado de Electricidad), proporcionando a su vez mayor flexibilidad en el despacho de energía a lo largo del día (IRENA, 2022).

La capacidad de almacenamiento térmico promedio de las plantas CSP, incluyendo colectores cilindro-parabólicos (PTC) y torres solares (TS), ha aumentado notablemente. Para las plantas PTC, ha pasado de 3.3 horas entre 2010 y 2014 a 6.1 horas entre 2015 y 2019, un incremento del 84%. Para las plantas TS, aumentó de 5 horas en el período 2010-2014 a 7.7 horas en el período 2015-2019, un aumento del 53%. En 2020, el nuevo proyecto de 150 MW en China logró una capacidad de almacenamiento promedio ponderada de 11 horas (IRENA, 2022).

Las inversiones en campos solares han dominado los costes totales de instalación para las plantas PTC y TS. En 2010, el campo solar de una planta PTC costaba un estimado de USD 4,209/kW (44% del Coste total de instalación). Sin embargo, para 2020, esta cifra se había reducido en un 68% a USD 1,345/kW (30% del total). A pesar de esta reducción significativa, la proporción de otros componentes en los costes totales de

instalación ha aumentado, ya que sus costes han disminuido en menor medida (IRENA, 2022).

Figura 4: Costes totales de instalación de CSP por tamaño de proyecto, tipo de colector y cantidad de almacenamiento, 2010-2021.



Fuente: IRENA (2022, p.126)

Durante la década de 2010 a 2020, el coste promedio total de instalación para las plantas CSP se redujo a la mitad, alcanzando USD 4,746/kW. Sin embargo, en 2021, este coste aumentó a USD 9,090/kW, debido principalmente a la inauguración de la primera planta de energía solar en América Latina. A pesar de este incremento, la disminución del coste total de instalación entre 2010 y 2021 fue del 4% (IRENA, 2022).

Los datos de la IRENA (2022) muestran que los costes totales de instalación de las plantas CSP disminuyeron durante la última década, a pesar del aumento en el tamaño de los sistemas de almacenamiento de energía térmica de estos proyectos. En realidad, en los años 2018 y 2019, los costes de instalación de las plantas CSP con almacenamiento resultaron ser iguales o inferiores a los costes de capital de las plantas sin almacenamiento que se pusieron en funcionamiento entre 2010 y 2014.

En conclusión, la tendencia en la industria de la CSP ha sido hacia la reducción de costes, a pesar del aumento en la complejidad y capacidad de almacenamiento de los

proyectos. Este desarrollo es una señal positiva para la adopción continua y la viabilidad económica de la energía solar concentrada en el futuro.

e) Energía Hidráulica

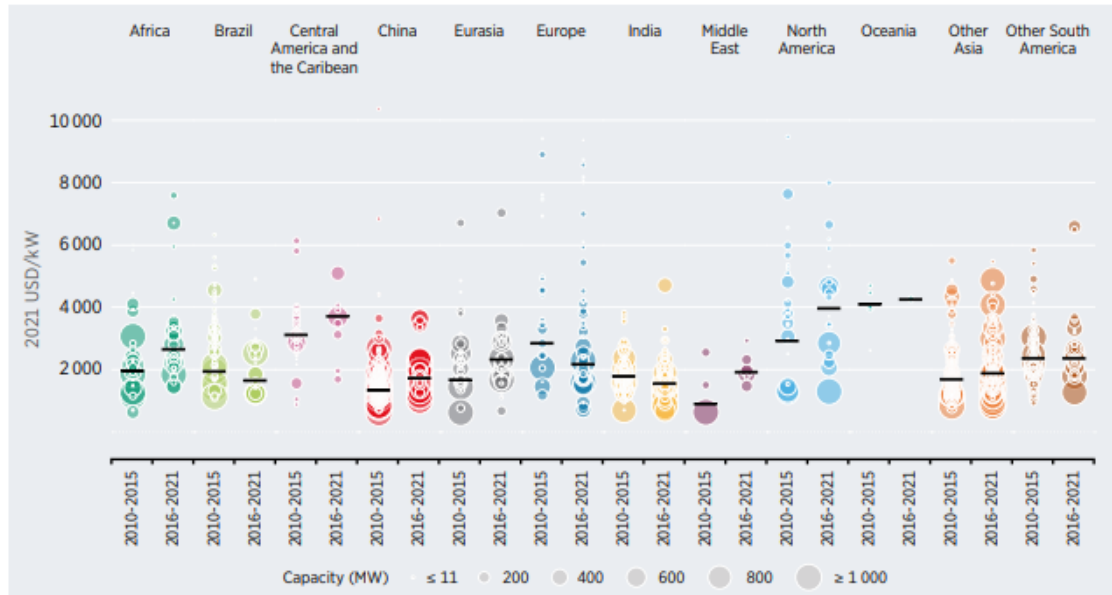
La diversidad en tamaño y propiedades de los proyectos de energía hidroeléctrica es influenciada tanto por la ubicación del proyecto como por diversas características técnicas fundamentales. Entre estos factores se incluyen la 'altura' o 'head', que corresponde a la caída de agua que llega a la turbina, el volumen del embalse, así como el caudal mínimo requerido que debe mantenerse para preservar la ecología y satisfacer otras demandas de agua en esa área. Las variaciones estacionales en la afluencia de agua también desempeñan un papel clave. Por otro lado, las plantas de energía hidroeléctrica se dividen en tres categorías: de embalse o almacenamiento, de curso de río y de almacenamiento bombeado.

Los costes de los proyectos hidroeléctricos se dividen en dos componentes principales: los trabajos civiles para la construcción de la planta hidroeléctrica y los costes de adquisición relacionados con el equipo electromecánico (IRENA, 2022).

Los costes totales de instalación para la mayoría de los proyectos hidroeléctricos puestos en funcionamiento entre 2010 y 2021 oscilan desde aproximadamente 600 USD/kW hasta 4.500 USD/kW. No obstante, hay proyectos que se sitúan fuera de esta franja. Por ejemplo, añadir capacidad hidroeléctrica a una presa ya existente puede tener costes tan reducidos como 450 USD/kW, mientras que los proyectos ubicados en lugares remotos, con infraestructura inadecuada y alejados de las redes de transmisión existentes, pueden tener un coste que supera ampliamente los 4.500 USD/kW (IRENA, 2022).

Entre 2010 y 2021, el coste promedio total global ponderado de instalación de la nueva energía hidroeléctrica aumentó de 1.315 USD/kW a 2.135 USD/kW. Este incremento fue impulsado por el crecimiento de los costes de instalación para los proyectos en Asia, Europa y América del Norte y del Sur. Numerosos países en estas regiones están actualmente desarrollando proyectos hidroeléctricos en lugares no tan favorables, lo cual resulta en mayores costes de instalación (IRENA, 2022).

Figura 5: Coste total de instalación por proyecto y promedios ponderados por capacidad para proyectos de energía hidroeléctrica de gran envergadura por país/región, 2010-2021.



Fuente: IRENA (2022, p.146)

En el período 2016-2021, los costes totales instalados para la gran hidroeléctrica (más de 10 MW) fueron más altos en las regiones de Oceanía y América del Norte. Los costes instalados más bajos para la gran hidroeléctrica se encontraron en India y Brasil. En Europa, el coste promedio ponderado de instalación de la hidroeléctrica de gran capacidad fue de 2,050 USD/kW. Las plantas hidroeléctricas pequeñas generalmente tienen entre un 20% y un 80% más de costes de instalación en comparación con las grandes plantas hidroeléctricas. Las excepciones a esta tendencia son las regiones de América Central y el Caribe, junto con Oceanía, donde los costes de instalación son más elevados para las grandes centrales hidroeléctricas debido a la cantidad reducida de grandes proyectos desarrollados en esas áreas (IRENA, 2022).

Es relevante subrayar que los costes de instalación de los proyectos hidroeléctricos pueden fluctuar notablemente debido a las particularidades específicas del lugar de desarrollo, los costes de ingeniería civil, logística y conexión a la red. Además, algunas variaciones pueden deberse a los requisitos no energéticos incorporados en diferentes proyectos, como las obligaciones de suministrar otros servicios como agua potable, control de inundaciones, irrigación y navegación, que se contabilizan en los costes del proyecto hidroeléctrico pero que normalmente no son compensados (IRENA, 2022).

f) Energía Geotérmica

Los proyectos de producción de energía geotérmica a menudo implican una inversión de capital considerablemente alta, comparable a la requerida por la energía eólica marina y la energía solar concentrada (CSP). Esta inversión inicial abarca la concepción del proyecto, el acondicionamiento del terreno, los pozos de extracción y reinyección, la central eléctrica y las correspondientes obras civiles. Adicionalmente, los costes de perforación, que pueden variar con los cambios en la dinámica comercial de la industria petrolera y gasífera, repercuten directamente en los costes de ingeniería, adquisiciones y construcción (EPC) (IRENA, 2022).

La geotermia, similar a la hidroeléctrica, es altamente sensible al sitio de instalación, distanciándose así de las instalaciones más estandarizadas de energía solar fotovoltaica y eólica terrestre. Los costes de los proyectos de energía geotérmica están fuertemente influenciados por la calidad del reservorio, es decir, la temperatura, las tasas de flujo y la permeabilidad, ya que estos factores determinan el tipo de planta de energía y el número de pozos requeridos para una capacidad determinada (IRENA, 2022).

La clase de instalación geotérmica ya sea de tipo 'flash', 'vapor directo', 'binario', avanzado o híbrido, se decide en base a las características del recurso geotérmico y su ubicación geográfica. Los costes asociados a las plantas binarias, que aprovechan recursos de menor temperatura, suelen superar a los de las plantas de vapor directo y flash, dado que la obtención de electricidad a partir de recursos de menor temperatura requiere una mayor inversión de capital (IRENA, 2022).

Los costes totales de instalación de las plantas de energía geotérmica también incluyen los costes de exploración y evaluación de recursos. Otro factor de coste importante para la geotermia son los costes de perforación para la producción y los pozos de inyección (IRENA, 2022).

Figura 6: Costes totales de instalación de energía geotérmica por proyecto, tecnología y capacidad, 2007-2021.



Fuente: IRENA (2022, p.157)

Los costes totales de instalación para las plantas geotérmicas aumentaron entre un 60% y un 70% entre 2000 y 2009, en línea con los aumentos de los precios de las materias primas y los costes de perforación (IRENA, 2022). Sin embargo, desde entonces, los costes parecen haberse estabilizado, aunque con cierta volatilidad debido a los mercados reducidos hasta 2015.

Según la base de datos de costes renovables de IRENA, los costes de instalación desde 2010 generalmente se han situado en el rango de USD 2,000/kW a USD 6,000/kW, aunque ha habido algunas excepciones notables, en particular para proyectos pequeños o situados en lugares remotos. Desde 2013, el coste promedio total ponderado de instalación ha mantenido cierta estabilidad, oscilando entre un mínimo de USD 3,483/kW en 2020 y un máximo de USD 4,354/kW, con un promedio cercano a los USD 4,000/kW durante ese periodo de tiempo. En 2021, el coste promedio total global ponderado de instalación fue de USD 3,991/kW, mayor que el mínimo reciente de USD 3,483/kW en 2020 y que los USD 2,620/kW informados en 2010, pero menor que los valores reportados entre 2017 y 2019 (IRENA, 2022). En circunstancias excepcionales, como cuando se añade capacidad a un proyecto geotérmico existente, el coste de una

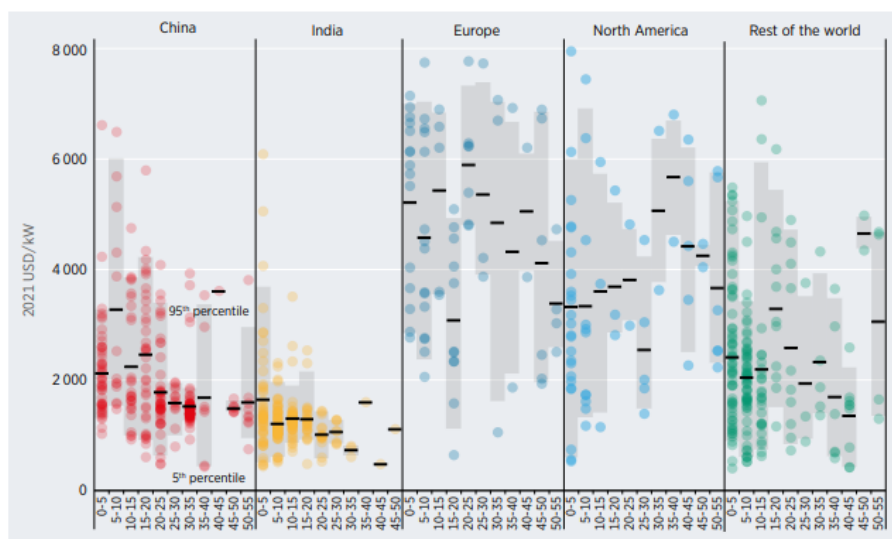
planta de energía geotérmica puede llegar a ser tan reducido como USD 560/kW. Sin embargo, este no es el caso común, y ahora es raro ver proyectos con costes inferiores a USD 2,000/kW (IRENA, 2022).

g) Bioenergía

La generación de energía a partir de la biomasa presenta una diversidad de costes en distintas regiones, estrechamente ligada tanto a componentes tecnológicos como a costes locales. Es destacable que los proyectos ubicados en economías emergentes suelen conllevar costes de inversión más bajos en comparación con los situados en países miembros de la OCDE. Los factores subyacentes incluyen costes laborales y de materias primas más bajos, que facilitan la implementación de tecnologías menos costosas con inversiones de control de emisiones reducidas.

La financiación completa de una instalación de energía de biomasa se desglosa esencialmente en gastos relacionados con la planificación, ingeniería y edificación; maquinaria para el manejo y acondicionamiento del combustible; y demás equipos, como el motor principal y el sistema de transformación de combustible. Entre estos, los costes de equipo suelen ser los más altos, aunque ciertos proyectos pueden presentar elevados costes de infraestructura y logística, especialmente si están ubicados en áreas remotas (IRENA, 2022).

Figura 7: Costes totales de instalación de proyectos de generación de energía bioenergética para diferentes rangos de capacidad por país/región, 2000-2021.



Fuente: IRENA (2022, p.167)

Durante el período 2000-2021, los costes de instalación total variaron significativamente dependiendo de la región y de los insumos utilizados. Por ejemplo, en China, los costes oscilaron desde un mínimo de 656 dólares por kW para proyectos de cáscara de arroz hasta un máximo de 5.497 dólares por kW para proyectos de residuos municipales renovables. En India, la gama iba desde 533 dólares por kW para proyectos de bagazo hasta 4.593 dólares por kW para proyectos de gas de vertedero (IRENA, 2022).

Para proyectos en Europa y América del Norte, la gama de costes fue más amplia, desde 619 dólares por kW para proyectos de gas de vertedero en América del Norte hasta 7.694 dólares por kW para proyectos de residuos de madera en Europa. Esta diferencia se debió a que en estas regiones las opciones tecnológicas utilizadas para desarrollar los proyectos son más heterogéneas y en promedio más costosas (IRENA, 2022).

Además, los proyectos de bioenergía son en su mayoría de pequeña escala, con la mayoría de los proyectos de menos de 25 MW. A pesar de ello, se pueden apreciar economías de escala para plantas de aproximadamente 25 MW o más, al menos en los datos de China e India. Este patrón se debe en gran parte a la baja densidad energética

de los insumos de bioenergía y los crecientes costes logísticos asociados con la expansión del área de recolección para soportar plantas a gran escala (IRENA, 2022).

2.2.2. Costes de producción

a) Energía Solar

La industria de la energía solar fotovoltaica (PV) ha experimentado un cambio significativo en la última década. Tanto los costes de operación y mantenimiento (O&M) como el Coste promedio ponderado global de la electricidad (CNE) han disminuido notablemente. Este cambio ha sido impulsado por una variedad de factores, entre ellos, las innovaciones tecnológicas, la mejora de la eficiencia de los módulos solares y el diseño optimizado de los sistemas. Además, se han implementado estrategias innovadoras para reducir los costes de O&M (IRENA,2022).

Desde 2010 hasta 2021, el CNE de las plantas de energía solar PV a gran escala disminuyó en un 88%, de USD 0.417/kWh a USD 0.048/kWh. Este descenso del CNE ha sido principalmente impulsado por la reducción de los costes totales de instalación, el aumento de los factores de capacidad y la disminución de los costes de O&M (IRENA, 2022).

En el mismo período, IRENA reporta que los costes de O&M también han experimentado una caída considerable. Esta disminución ha sido posible gracias a los avances en la confiabilidad de la tecnología solar fotovoltaica y las presiones competitivas del mercado. Entre las innovaciones implementadas para reducir los costes de O&M se encuentran la limpieza robótica y el análisis de grandes cantidades de datos para prever e identificar problemas potenciales, lo que permite intervenciones preventivas antes de que ocurran fallos.

En términos concretos, en los Estados Unidos los costes de O&M disminuyeron en un 58% entre 2011 y 2020, pasando de USD 29/kW/año a USD 12/kW/año. En Europa, los costes promedio de O&M recientemente reportados se sitúan en torno a USD 10/kW por año, con Alemania experimentando una disminución del 85% en los costes de O&M entre 2005 y 2017 (IRENA, 2022).

Finalmente, IRENA muestra que, en 2021, los proyectos en su base de datos de costes renovables tenían un coste promedio ponderado de O&M a escala de servicios públicos de USD 14.1/kW por año. Esto representa una disminución del 48% desde 2010, e incluye costes que a veces no se reportan en todas las encuestas de O&M, como los seguros y la gestión de activos.

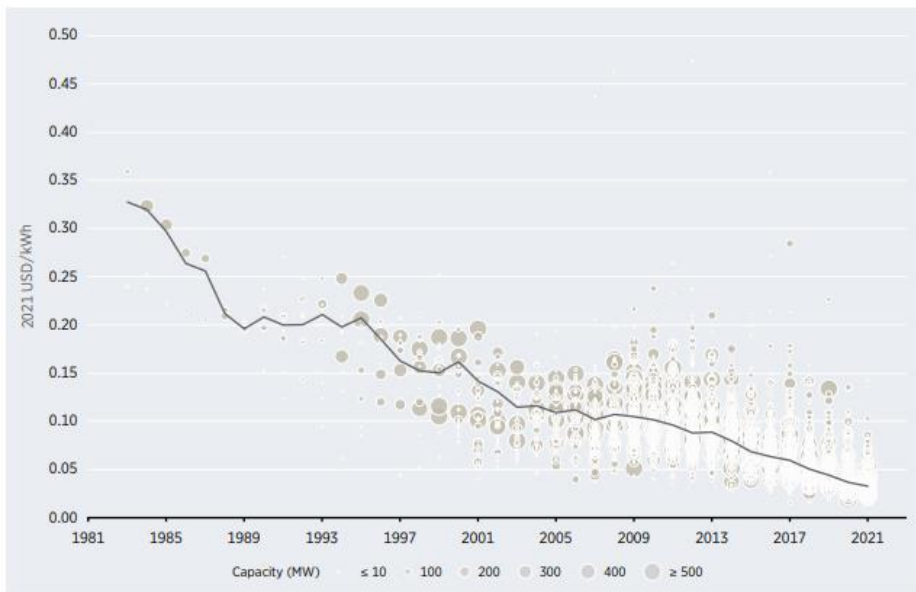
Por lo tanto, la evolución de los precios en la industria de la energía solar PV, según IRENA, ha sido verdaderamente impresionante. Con una disminución constante y significativa en el coste de la electricidad de las plantas de energía solar PV a gran escala, se presenta como uno de los avances más notables en el sector de generación de energía en la última década.

b) Energía eólica terrestre

Según el informe de IRENA de 2022, el CNE de una granja eólica terrestre se determina por varios factores. Estos comprenden los costes totales de implementación, el factor de capacidad durante el ciclo de vida del proyecto, los costes de operación y mantenimiento (O&M), la duración económica del proyecto y el coste del capital.

El informe señala que la evolución del CNE de la energía eólica terrestre entre 1984 y 2021 muestra una disminución significativa del 90%. En términos monetarios, esto significa que el CNE ha bajado desde USD 0.320/kWh hasta USD 0.033/kWh. Este drástico descenso ha hecho que la energía eólica se convierta en una tecnología competitiva sin necesidad de apoyo financiero (IRENA, 2022).

Figura 8: Coste nivelado de la electricidad de proyectos eólicos terrestres y promedio ponderado global, 1984-2021.



Fuente: IRENA (2022, p.74)

En España, el CNE ponderado promedio experimentó una reducción significativa del 84%. Además, el país ha logrado aumentar su factor de capacidad en un 59% desde 2010 hasta 2021.

Los factores clave que impulsaron la disminución del CNE incluyen:

- Mejoras en la tecnología de turbinas: el aumento de los tamaños de turbinas y áreas barridas ha aumentado la producción de energía y la viabilidad del proyecto (Lantz et al., 2020).
- Economías de escala: la reducción en la cantidad de turbinas necesarias para un proyecto debido a clasificaciones más altas de turbinas impacta en los costes de fabricación, O&M e instalación.
- Costes de O&M: las tecnologías digitales y las prácticas de O&M mejoradas han contribuido a la reducción de los costes de O&M (BNEF, 2019, 2020a).
- Adquisición competitiva: la transición de los esquemas de tarifas de alimentación a subastas competitivas ha impulsado la competitividad en toda la cadena de suministro y reducido aún más los costes.

En 2021, Brasil y China tuvieron los CNE promedios ponderados más bajos, con USD 0.024/kWh y USD 0.028/kWh, respectivamente. Los proyectos de energía eólica cada

vez más logran CNE inferiores a USD 0.040/kWh, y en algunos casos, hasta USD 0.030/kWh.

c) Energía eólica marina

La energía eólica marina ha experimentado reducciones significativas tanto en los costes de O&M como en el CNE en la última década, lo que ha impulsado su competitividad global (IRENA, 2022).

En términos de costes de O&M, son generalmente más altos para las granjas eólicas marinas en comparación con las terrestres, en gran parte debido al coste más elevado de acceder al sitio eólico para realizar el mantenimiento. Sin embargo, estos costes de O&M se amortizan en una mayor producción debido a los factores de capacidad más altos en alta mar. Como resultado de las mejoras en la eficiencia y la competencia en la provisión de O&M, los costes por kilovatio-hora (kWh) han estado disminuyendo. Un ejemplo destacado es el del desarrollador de energía eólica marina Ørsted, que logró reducir sus costes de O&M en más del 43% entre 2015 y 2018.

Figura 9: Proyectos de energía eólica marina y promedios ponderados globales de CNE y precios de subasta/PPA, 2000-2024.



Fuente: IRENA (2022, p.119)

En cuanto al CNE, se ha observado una disminución global del 60% entre 2010 y 2021, pasando de 0.188 dólares/kWh a 0.075 dólares/kWh. Países con larga experiencia en energía eólica marina, como Dinamarca y el Reino Unido, han logrado los CNE promedio ponderados más bajos en 2021, con 0.041 dólares/kWh y 0.054 dólares/kWh respectivamente.

Mirando hacia el futuro, se espera que la competitividad de la energía eólica marina continúe aumentando, con precios que caen en el rango de 0.050 a 0.10 dólares/kWh para los proyectos que se espera que se pongan en marcha hasta 2024 (IRENA, 2022).

En resumen, a pesar de los desafíos únicos que presenta la energía eólica marina en términos de costes de O&M, los avances en tecnología, la mayor experiencia y la competencia, y el fuerte apoyo político y regulatorio han permitido una disminución constante tanto en los costes de O&M como en el CNE, lo que ha contribuido a su creciente competitividad.

d) Energía solar concentrada

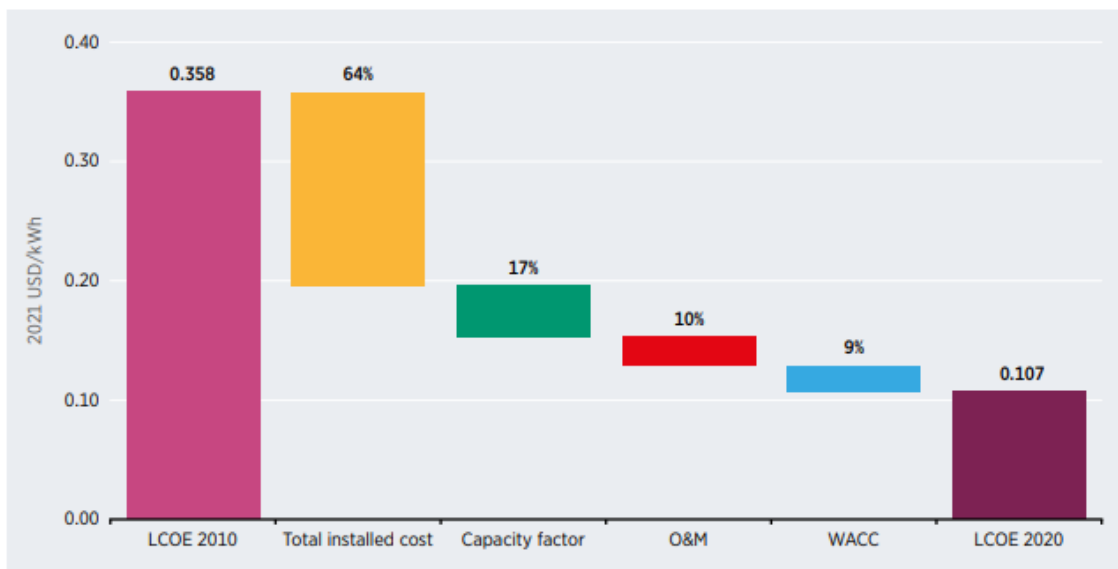
Los costes de O&M y CNE de las CSP son bastante considerables en comparación con la energía solar fotovoltaica y la energía eólica terrestre (IRENA 2022). Varias circunstancias como la irradiación, el diseño de la planta, la tecnología, los costes laborales y los precios de los componentes del mercado influyen en los costes de O&M, que a su vez difieren de una ubicación a otra.

Históricamente, los gastos en reemplazo de receptores y espejos representan el coste individual más grande para las plantas de CSP. Sin embargo, a medida que el mercado madura, la experiencia y las mejoras en diseño y tecnología han ayudado a disminuir estas tarifas de fallo, reduciendo así estos costes. Además, los costes del personal constituyen un componente significativo de O&M, debido a la complejidad mecánica y eléctrica de las plantas de CSP en comparación con la energía solar fotovoltaica. Los cargos de seguro también contribuyen a los costes de O&M, generalmente oscilando entre el 0,5% y el 1% del desembolso inicial de capital.

A pesar de algunas excepciones, los costes típicos de O&M para las primeras plantas de CSP todavía en funcionamiento hoy oscilan entre USD 0.02/kWh y USD 0.04/kWh.

Este margen parece ser un buen indicativo para los niveles actuales de O&M en mercados significativos para proyectos construidos alrededor de 2010. Sin embargo, una colaboración entre IRENA y el Instituto de Investigación Solar (Das Institut für Solarforschung des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt [DLR]) sugiere que se pueden alcanzar gastos de O&M más competitivos en varios mercados. Aunque los costes de O&M por kWh son altos en términos absolutos en comparación con la energía solar fotovoltaica y muchas plantas eólicas terrestres, constituyen aproximadamente el 18% al 20% del CNE para proyectos en países del G20 (IRENA, 2022)

Figura 10: Reducción en CNE para proyectos de CSP, 2010-2020, por fuente.



Fuente: IRENA (2022, p.134)

En cuanto al CNE para CSP, hubo una reducción significativa entre 2010 y 2020 debido a la caída de los costes totales instalados, los costes de O&M y los costes de financiamiento, mientras que los factores de capacidad aumentaron. En este periodo, el CNE promedio ponderado global de las plantas de CSP recién encargadas disminuyó en un 70%, pasando de USD 0.361/kWh a USD 0.107/kWh. Las mejoras tecnológicas y las reducciones de costes en el almacenamiento de energía térmica han permitido el desarrollo de proyectos con mayor capacidad de almacenamiento en 2020, mejorando los factores de capacidad y representando el 17% de la reducción del CNE en la última década. Asimismo, la disminución de los costes de O&M y del Coste promedio ponderado del capital contribuyeron con el 10% y el 9% de la disminución total del CNE, respectivamente.

De 2010 a 2012, la implementación estuvo dominada por España, principalmente por plantas PTC. Sin embargo, esto cambió en 2013, cuando se observó una tendencia a la baja en el CNE de los proyectos, debido a la expansión del mercado, la adquisición de experiencia y el impacto de una adquisición más competitiva.

A partir de 2013, el papel de España en el mercado de CSP cambió, ya que el mercado se expandió a nivel global. A pesar de esta expansión, España mantuvo su posición como un referente en el desarrollo de tecnologías CSP y en la aplicación de prácticas que ayudan a reducir los costes de O&M.

Para seguir avanzando en la reducción de estos costes, se requerirá un esfuerzo continuo en la mejora del diseño de las plantas, la tecnología utilizada y la gestión eficaz de las operaciones. La experiencia y el liderazgo de España en este sector serán fundamentales para guiar estos esfuerzos y para continuar impulsando el desarrollo y adopción de la tecnología CSP a nivel global.

e) Energía Hidráulica

La gestión y mantenimiento de los proyectos de energía hidroeléctrica tiene un coste anual que normalmente se representa como un porcentaje del coste de inversión por kW al año, fluctuando generalmente entre el 1% y el 4% (IRENA, 2022). Este coste puede variar dependiendo del tamaño del proyecto, siendo los proyectos más grandes los que suelen tener costes de operación y mantenimiento (O&M) inferiores al 2%, mientras que los proyectos más pequeños pueden alcanzar o incluso superar este promedio.

La distribución de los costes de O&M incluye principalmente las operaciones, los salarios y el mantenimiento. Los costes de mantenimiento pueden variar entre el 20% y el 61% del total, mientras que los salarios pueden oscilar entre el 13% y el 74% (IRENA, 2022). Otro elemento para considerar son los materiales, que suelen representar alrededor del 4% del coste total de O&M.

En cuanto a los costes fijos de O&M, estos pueden representar hasta el 4% del coste total de capital, aunque este porcentaje es más común en proyectos de hidroeléctricas de pequeña escala, siendo los proyectos de gran escala los que tienen costes de O&M considerablemente más bajos (IRENA, 2022). Un valor promedio de los costes de O&M para proyectos a gran escala se ubica entre el 2% y el 2.5%, lo que se refleja en

un coste promedio de entre 20 y 60 dólares por kW anualmente. En términos del CNE, la energía hidroeléctrica ha suministrado electricidad a bajo coste en muchos países históricamente. No obstante, este coste es sumamente dependiente de la ubicación y las condiciones del emplazamiento, lo que explica la extensa gama de costes de implementación de las plantas y gran parte de la variación en el CNE entre los proyectos (IRENA, 2022).

En 2021, el coste medio global ponderado de la electricidad proveniente de la energía hidroeléctrica era de 0.048 dólares por kWh, un 24% más que en 2010. Sin embargo, el 98% de los proyectos de energía hidroeléctrica puestos en marcha en 2021 tenían un CNE igual o inferior al rango de coste de la capacidad de las plantas de combustibles fósiles recién comisionadas.

Es relevante destacar que la CNE de los proyectos de energía hidroeléctrica varía significativamente en función de la ubicación y del tamaño del proyecto. En 2021, los valores de los proyectos por país oscilaban entre un mínimo de USD 0.021/kWh en India para un proyecto de 100 MW hasta un máximo de USD 0.25/kWh para un proyecto remoto de 2 MW en Indonesia (IRENA, 2022).

De 2010 a 2021, se observó una tendencia general al alza en el CNE tanto para proyectos hidroeléctricos grandes como pequeños en la mayoría de los países y regiones. Sin embargo, se destacan algunas excepciones notables, como en Europa, India y América del Norte, donde el CNE promedio ponderado en realidad disminuyó durante este período. Por otro lado, China experimentó un aumento del 31% en su CNE promedio ponderado entre los períodos de 2010 a 2015 y 2016 a 2021 (IRENA, 2022).

En resumen, los costes de instalación, operación y mantenimiento, así como el CNE de los proyectos de energía hidroeléctrica, varían considerablemente en función de diversos factores, incluyendo la ubicación, el tamaño del proyecto y las condiciones específicas del sitio. Sin embargo, en general, la energía hidroeléctrica sigue siendo una fuente de electricidad rentable, particularmente en comparación con las nuevas plantas de energía de combustibles fósiles.

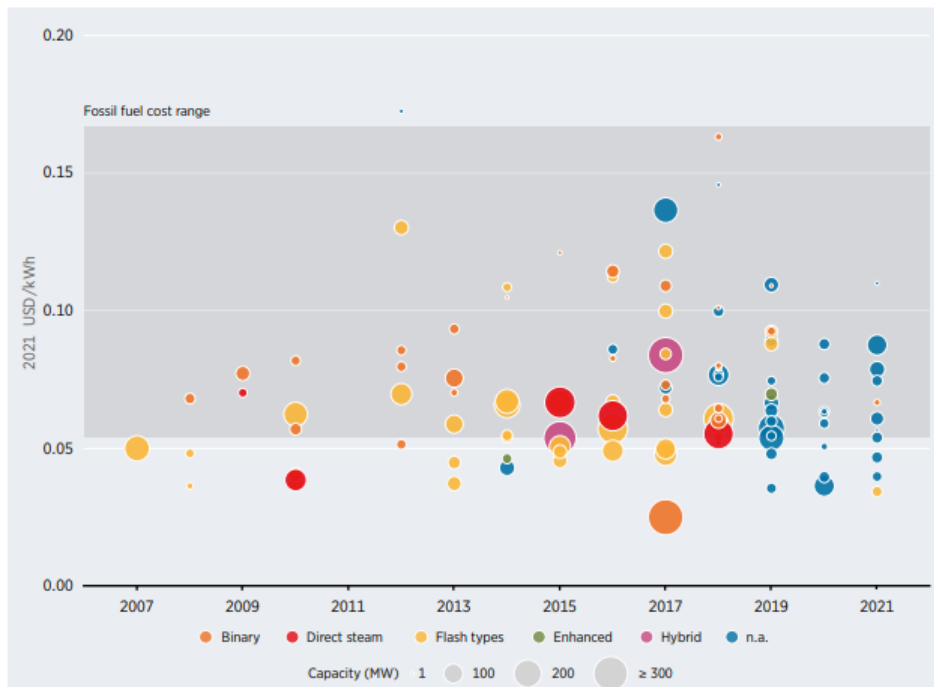
f) Energía Geotérmica

El CNE de una planta geotérmica es determinado por los costes totales de instalación, el coste promedio ponderado del capital, la vida útil económica y los costes O&M (IRENA, 2022). Comparativamente, las plantas de energía geotérmica suelen tener costes de instalación y O&M más elevados que los proyectos de energía hidroeléctrica, bioenergía, energía solar fotovoltaica y eólica terrestre. Sin embargo, un matiz importante es que estos costes más elevados son contrarrestados por una mayor capacidad de producción. Básicamente, estas plantas operan durante la gran mayoría del tiempo a lo largo del año.

La energía geotérmica tiene una particularidad frente a las tecnologías eólica y solar. Los proyectos geotérmicos requieren de una constante optimización a lo largo de su vida útil. Esto demanda una gestión avanzada tanto del reservorio como de los pozos de producción, con el objetivo de que la producción alcance las metas establecidas. Este requerimiento lleva a un incremento en los costes de O&M. Según los datos recopilados en el informe, estos costes son estimados en 115 USD/kW/año, y la vida útil del proyecto se espera que sea de 25 años.

Si observamos el NCE de los proyectos de energía geotérmica, nos damos cuenta de una variación importante. Entre los años 2007 y 2021, el CNE fluctuó desde un mínimo de 0,037 USD/kWh, correspondiente a la segunda fase de desarrollo de un campo geotérmico ya existente, hasta un máximo de 0,17 USD/kWh, perteneciente a pequeños desarrollos de nuevos campos geotérmicos en áreas distantes.

Figura 11: CNE de proyectos de energía geotérmica por tecnología y tamaño del proyecto, 2007-2021. 99



Fuente: IRENA (2022, p.160)

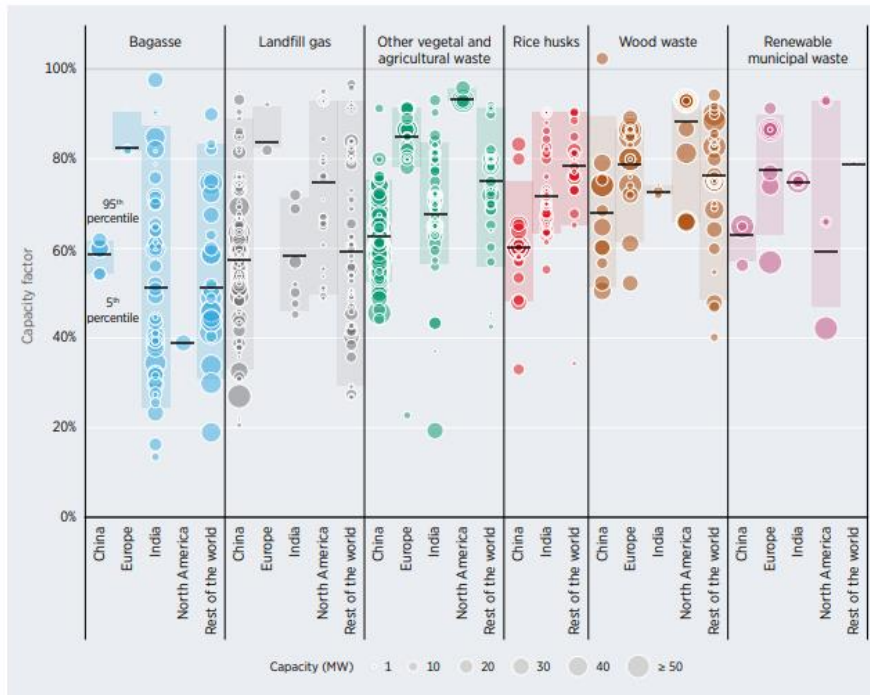
A nivel global, el CNE experimentó un incremento, al pasar de cerca de 0,05 USD/kWh en los proyectos que se pusieron en marcha en 2010 a aproximadamente 0,068 USD/kWh en 2021.

Debido a la poca variación en los factores de capacidad, el CNE de los proyectos geotérmicos tiende a reflejar las tendencias observadas en los costes totales de instalación. En el período que abarca desde 2016 hasta 2021, los datos disponibles indican que el CNE mantuvo una relativa estabilidad en la mayoría de los años, con un promedio ponderado global que oscilaba entre 0,065 y 0,071 USD/kWh. El año 2020 rompió con esta tendencia, marcando un mínimo de 0,054 USD/kWh, gracias a la puesta en funcionamiento de un proyecto especialmente competitivo en Kenia.

Por último, es importante destacar que el CNE de la energía geotérmica, aunque ha aumentado en la última década, ha mostrado una relativa estabilidad en los últimos años, lo que indica que, a pesar de los desafíos, la energía geotérmica sigue siendo una opción viable y competitiva en el panorama energético mundial.

g) Bioenergía

Figura 12: Factores de capacidad del proyecto y promedios ponderados de materias primas seleccionadas para proyectos de generación de energía de bioenergía por país y región, 2000-2021.



Fuente: IRENA (2022, p.168)

Las plantas de generación de energía a partir de biomasa pueden alcanzar factores de capacidad destacables, del 85% al 95%, si la biomasa se dispone de manera constante a lo largo del año. Sin embargo, la variabilidad estacional de la biomasa puede disminuir estos factores. Un reto que surge es el posible impacto del cambio climático en la disponibilidad de biomasa. Las plantas que se basan en bagazo, gas de vertedero y otros biogases tienden a tener factores de capacidad más modestos (del 50% al 60%), mientras que aquellas que dependen de madera, cáscaras de arroz y otros residuos suelen registrar factores de capacidad superiores (del 60% al 93%).

La eficacia eléctrica neta del generador varía entre el 25% y el 36%, mientras que las plantas de cogeneración (CHP) que generan tanto calor como electricidad pueden llegar a eficiencias del 80% al 85%. En naciones en desarrollo, las eficiencias pueden rondar el 25%, aunque existen tecnologías que ofrecen eficiencias más elevadas. Conforme a la

base de datos de costes de IRENA (2022), en el periodo 2000-2021, América del Norte registró el factor de capacidad promedio ponderado más alto (85%), seguido por Europa con el 82% e India con el 68%. Por otro lado, China y el resto del mundo presentaron factores de capacidad promedio ponderados inferiores, del 64% y 67%, respectivamente.

Los gastos de operación y mantenimiento (O&M) equivalen al 2% y el 6% del coste total instalado por año. Los costes fijos de O&M comprenden: mano de obra, seguros, mantenimiento programado, reemplazo rutinario de componentes de la planta, equipos de manipulación de combustible, entre otros.

Los componentes principales de los costes de O&M variables son las piezas de repuesto y los costes de mantenimiento incremental, aunque también incluyen costes de combustible no derivados de biomasa, como la eliminación de cenizas. Los costes variables de O&M, en promedio 0.005 USD/kWh, son generalmente bajos en comparación con los costes fijos de O&M.

Figura 13: Coste nivelado de energía (CNE) por proyecto y promedios ponderados de proyectos de generación de energía de bioenergía por materia prima y país/región, 2000-2021.



Fuente: IRENA (2022, p.171)

El CNE de la biomasa varía debido a las diferentes tecnologías, costes de instalación, factores de capacidad y costes de biomasa

Durante el transcurso del 2021, el CNE promedio mundial ponderado se situó en 0.067 USD/kWh, lo que representa una disminución en comparación con el 2020. El CNE más competitivo se registró en India, con 0.058 USD/kWh, mientras que el más elevado se presentó en América del Norte, con 0.097 USD/kWh. En el caso de China, el CNE promedio ponderado para los proyectos basados en bioenergía ascendió a 0.060 USD/kWh, frente a Europa con 0.088 USD/kWh y el resto del mundo con 0.070 USD/kWh (IRENA, 2022).

La bioenergía puede resultar altamente rentable en áreas con bajos costes de capital y biomasa de bajo coste. Los proyectos con mayor nivel de competitividad son aquellos que aprovechan residuos agrícolas o forestales presentes en instalaciones industriales de procesamiento, donde los costes marginales de la biomasa pueden ser mínimos o incluso inexistentes. Los sistemas de cogeneración de bioenergía podrían incluso minimizar el CNE de la electricidad hasta alcanzar un mínimo de 0.03 USD/kWh.

La disponibilidad de biomasa asequible puede mitigar el impacto de factores de capacidad más bajos en el CNE. Los proyectos que utilizan residuos agrícolas y vegetales suelen tener CNE más bajos en países en desarrollo. Los proyectos que emplean residuos municipales con factores de capacidad elevados son generalmente una fuente económica de electricidad. No obstante, dichos proyectos a veces se ponen en marcha principalmente para resolver problemas de gestión de residuos y no necesariamente para aumentar la competitividad de su producción eléctrica.

2.3. Almacenamiento de la energía renovable

La energía renovable, aunque fácil de generar y transportar, ha enfrentado dificultades en encontrar soluciones de almacenamiento eficientes y económicas. Esto ha llevado a la necesidad de generar energías renovables en función de la demanda y buscar sistemas de almacenamiento eficientes para mejorar la eficiencia del sistema eléctrico. Aunque existen métodos como el bombeo hidroeléctrico y el almacenamiento de aire comprimido, las baterías de iones de litio representan el futuro del almacenamiento de energía debido a su alto potencial electroquímico y capacidad para almacenar grandes cantidades de energía (Iberdrola, s.f.)

En el pasado, el principal obstáculo para la adopción generalizada de baterías de iones de litio ha sido su alto coste. Sin embargo, un estudio de BloombergNEF (2019) indica que el coste de estas baterías se reducirá significativamente en los próximos años, superando incluso la reducción del 85% que tuvo lugar entre 2010 y 2018. BNEF estima que para 2030, los costes de las baterías de iones de litio por kWh se reducirán a la mitad, impulsados por la creciente demanda en dos mercados clave: el almacenamiento estacionario y los vehículos eléctricos (BNEF, 2019).

No obstante, el informe de BNEF (2022) también destaca que, por primera vez desde 2010, los precios de las baterías de iones de litio han aumentado en un 7% en 2022, alcanzando un promedio de \$151/kWh debido al aumento en los precios de las materias primas y componentes de las baterías. A pesar de este incremento, se espera que los precios comiencen a disminuir nuevamente a partir de 2024, cuando los precios del litio disminuyan debido a la entrada en línea de nueva capacidad de extracción y refinación. Según BNEF (2022), se prevé que los precios promedio de las baterías de iones de litio caerán por debajo de \$100/kWh para 2026, lo cual permitirá una mayor adopción de estas tecnologías en la producción de vehículos eléctricos y proyectos de almacenamiento de energía.

En resumen, el futuro del almacenamiento de energía renovable parece estar en las baterías de iones de litio, que se espera que se vuelvan más asequibles en los próximos años. A pesar del reciente aumento en los precios (BNEF, 2022), la tendencia a largo plazo sugiere una reducción continua en los costes, lo que permitirá una mayor adopción de estas tecnologías en el almacenamiento estacionario y la movilidad eléctrica.

3. Políticas y regulaciones en Europa y España

3.1. Políticas y regulaciones en Europa

Según Cucci (2022), la migración hacia fuentes de energía renovables se ha convertido en una prioridad del siglo XXI, en vista del creciente interés en el cambio climático y la urgente necesidad de disminuir las emisiones de gases de efecto invernadero. Además, el contexto histórico se ha visto definido por enfrentamientos geopolíticos como el de Rusia y Ucrania, que resaltan la importancia de asegurar la independencia energética y

reducir la dependencia de los combustibles fósiles. En este entorno, la Unión Europea (UE) ha mostrado una actitud decidida y comprometida para impulsar la transición hacia un modelo energético sostenible y con menos emisiones de carbono.

Para facilitar este cambio energético y enfrentar los desafíos que el panorama geopolítico presenta, la UE ha implementado una serie de iniciativas significativas, introduciendo reformas importantes en su legislación, acorde con el artículo 194 del Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea. Entre estas acciones se incluyen:

- La adopción de una Resolución por el Parlamento Europeo en 2014, que exigía un compromiso obligatorio del 30% en el consumo total de energías renovables en la Unión, implementado a través de metas individuales para cada país miembro.
- En 2018, se apoyó un objetivo vinculante para la Unión de al menos un 35% de energías renovables para 2030, que finalmente se redujo a al menos un 32% tras las negociaciones con el Consejo.
- Se ratificó una Resolución en 2020 con respecto al Pacto Verde Europeo, que exigía la revisión de la Directiva sobre energías renovables y la introducción de metas obligatorias a nivel nacional para cada Estado miembro, además de promover el principio de "primacía a la eficiencia energética" en todas las políticas y sectores.
- En 2021 y 2022, se han implementado medidas adicionales, como la aprobación de Resoluciones sobre una Estrategia de la UE para la Integración del Sistema Energético y una estrategia europea para el hidrógeno, que promueven la descarbonización y el uso de energías renovables en la producción de electricidad e hidrógeno, y requieren certificación de origen para el hidrógeno renovable.

El Parlamento Europeo ha jugado un papel vital en este proceso, defendiendo metas obligatorias y políticas más ambiciosas en el marco de la Directiva sobre fuentes de energía renovables. En septiembre de 2022, el Parlamento respaldó la propuesta de aumentar a un 45% para 2030 la cuota de energías renovables en el consumo energético total de la Unión.

Además, el Parlamento ha propuesto cambios a la propuesta de la Comisión para intensificar ciertas metas secundarias en sectores clave como el transporte, la construcción, y la calefacción y refrigeración en zonas urbanas. Por ejemplo, en el sector del transporte, se ha propuesto reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 16% mediante el uso de una mayor cuota de biocombustibles avanzados y más combustibles renovables de origen no biológico, como el hidrógeno. Del mismo modo, se ha incentivado a la industria a incrementar su uso de energías renovables en 1.9 puntos porcentuales anualmente y a las redes de calefacción urbana en 2.3 puntos porcentuales. Cada país miembro deberá implementar al menos dos proyectos transfronterizos para el desarrollo de electricidad verde, y aquellos con un consumo anual de electricidad mayor a 100 TWh deberán implementar un tercer proyecto para 2030.

En relación con la generación de energía a partir de fuentes de biomasa, el Parlamento ha aprobado enmiendas que requieren la disminución gradual de la cuota de madera primaria contabilizada como energía renovable. Hasta aquí Cucci (2022).

La síntesis de todo lo anterior evidencia el constante compromiso de la Unión Europea en pro de un futuro energético más verde y sostenible. En resumen, la UE ha adoptado una serie de medidas y cambios legislativos para acelerar la transición energética hacia fuentes renovables, en respuesta al contexto histórico y geopolítico, así como a los desafíos del cambio climático y la seguridad energética. El Parlamento Europeo ha sido un actor importante en este proceso, impulsando metas más elevadas y políticas que promuevan la eficiencia energética y la descarbonización en diferentes sectores económicos.

3.2. Acuerdo de París

El Acuerdo de París de 2015, un histórico tratado internacional vinculante, fue adoptado por 196 entidades durante la 21ª Conferencia de las Partes (COP21) en París el 12 de diciembre de 2015, y se implementó el 4 de noviembre de 2016 (UNFCCC, 2015). Este acuerdo apareció en un momento crucial, con el consenso científico y la preocupación pública por el cambio climático en su apogeo, demostrando la necesidad de un esfuerzo coordinado a nivel global para lidiar con el problema.

El Tratado de París tiene como objetivo mantener el calentamiento global por debajo de los 2°C, idealmente 1.5°C, en relación con los niveles preindustriales. Para ello, se instauraron ciclos de cinco años en los que los países presentan sus compromisos determinados a nivel nacional (NDC), en los que se describen sus medidas para minimizar las emisiones de gases de efecto invernadero y adaptarse a las consecuencias del cambio climático. Asimismo, se fomenta a los países a establecer estrategias de largo plazo con bajas emisiones de carbono (UNFCCC, 2015).

El Tratado de París ha sido un estimulante para la transición global hacia fuentes de energía más limpias y sostenibles, como las energías renovables. Esta transformación es vital para cumplir los objetivos climáticos fijados en el acuerdo y disminuir la dependencia de los combustibles fósiles, que son la principal fuente de emisiones de gases de efecto invernadero.

El Acuerdo también implementa un marco de apoyo financiero, técnico y de fortalecimiento de capacidades para los países en desarrollo, dirigido por los países desarrollados y reforzado por contribuciones voluntarias de otros países (UNFCCC, 2015). Este marco tiene como propósito fomentar el desarrollo y la transferencia de tecnología, así como fortalecer las capacidades necesarias para afrontar los retos del cambio climático en los países en desarrollo, incluyendo la promoción de la adopción de energías renovables y tecnologías de bajo carbono.

A partir de 2024, los países informarán transparentemente sobre sus acciones y progresos en relación con la mitigación, adaptación y apoyo proporcionado o recibido, permitiendo evaluar el progreso colectivo y emitir recomendaciones para aumentar la ambición en futuros ciclos (UNFCCC, 2015).

Desde la entrada en vigor del Acuerdo de París, se han desarrollado soluciones de bajas emisiones de carbono y se han creado nuevos mercados de energías renovables, como solar, eólica, hidroeléctrica y biomasa. Estas soluciones de cero emisiones son cada vez más competitivas, especialmente en los sectores de energía y transporte, y se espera que sean competitivas en sectores que representan más del 70% de las emisiones mundiales para 2030 (UNFCCC, 2015).

La importancia del Acuerdo de París en la transición energética no puede subestimarse. No solo ha proporcionado un marco para que los países trabajen juntos en la reducción de las emisiones y la adaptación al cambio climático, sino que también ha estimulado la

innovación y la inversión en energías renovables y tecnologías bajas en carbono. Además, ha creado un sentido de urgencia y responsabilidad compartida entre las naciones para abordar este desafío global.

3.3. Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) del gobierno de España

Respecto a las políticas españolas, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) de España, que cubre el período 2021-2030, plantea metas significativas en términos de energías renovables, en línea con las medidas adoptadas por la Unión Europea. El PNIEC se propone expandir la participación de las energías renovables en España, alcanzando el 74% en el sector eléctrico y el 42% en el consumo total de energía para 2030. Para lograr estos objetivos, España se centrará en (1) establecer un marco legal sólido y estable que fomente la inversión privada y la implicación social en las energías renovables, (2) impulsar la cadena de valor industrial en el sector de las energías renovables, (3) apoyar la innovación y el desarrollo tecnológico en la generación de energía renovable y su integración en los usos finales, y (4) fomentar las habilidades y el conocimiento para aprovechar las oportunidades de empleo en el sector de las energías renovables (Gobierno de España, 2021).

Además, el PNIEC resalta la transición energética y el respaldo a las energías renovables en las islas, la implementación de proyectos de "Smart Islands" y la participación ciudadana a través de comunidades de energías renovables. Se estima que la inversión total requerida para este plan es de 3.165 millones de euros. La legislación y las estrategias que respaldan el PNIEC incluyen la Estrategia Nacional de Autoconsumo, la promoción de comunidades de energía y un marco para la innovación y el desarrollo tecnológico en energías renovables. Las inversiones estarán enfocadas en el desarrollo de innovaciones en energías renovables, integradas en la construcción y en los procesos productivos, y en la promoción de la energía sostenible en las islas. El análisis de impacto de la Componente 7 del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia subraya la importancia de aprovechar las oportunidades económicas y los beneficios en varios sectores como la economía, el empleo, la sociedad, la salud pública, la digitalización, el medio ambiente y el cambio climático. Se destacan algunas conclusiones clave:

- La movilización de inversiones tiene un efecto expansivo en la economía, lo que conduce a un crecimiento del PIB debido al aumento de las inversiones, la disminución de las importaciones de combustibles fósiles y una mayor eficiencia energética.
- La creación de empleo en sectores como la industria manufacturera, la construcción y los servicios asociados al sector renovable beneficiará a la economía en general.
- El incremento de la renta para colectivos vulnerables, lo que demuestra un impacto social positivo del plan.
- Mejoras en la salud pública gracias a la reducción de la contaminación del aire y la mejora de la calidad del aire.
- Inversiones en digitalización de líneas de transporte y distribución para facilitar la integración de energías renovables en la red.
- Colaboración entre promotores de plantas solares fotovoltaicas y eólicas para garantizar un análisis global del entorno y estudios de biodiversidad, con especial atención a la avifauna y el paisaje.

La importancia del plan radica en la necesidad de abordar estos desafíos y oportunidades para lograr una transición energética exitosa y sostenible. Las conclusiones obtenidas del PNIEC demuestran la relevancia y el impacto positivo que este plan puede tener en diversos aspectos de la sociedad y la economía (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, 2021).

4. Comparación con los combustibles fósiles

4.1. Discusión metodológica

El análisis comparativo de los costes de los combustibles fósiles y los costes de las energías renovables que presento en este trabajo se basa en el estudio "Chasing the Sun and Catching the Wind: Energy Transition and Electricity Prices in Europe", realizado por Serhan Cevik y Keitaro Ninomiya y publicado por el Fondo Monetario Internacional el 4 de noviembre de 2022. Este estudio, que examina la transición energética y su impacto en los precios de la electricidad en Europa, es relevante y proporciona una base sólida para nuestro análisis, ya que hace uso de un conjunto balanceado de datos de observaciones mensuales que cubren 24 países europeos durante el periodo 2014–2021. La lista de países incluye a España, lo que permitirá un enfoque directo en la cuestión de este TFG. Los países incluidos en la muestra son los siguientes: Austria, Bélgica, Bulgaria, Croacia, la República Checa, Dinamarca, Estonia, Alemania, Finlandia, Francia, Grecia, Hungría, Irlanda, Italia, Letonia, Lituania, los Países Bajos, Noruega, Polonia, Portugal, Rumania, Serbia, Eslovenia, la República Eslovaca, España, Suecia, Suiza y el Reino Unido.

Cevik y Ninomiya se valen de los precios mayoristas de electricidad, medidos en €/MWh en base diaria y luego convertidos en promedios mensuales, obtenidos de la Asociación Europea para la Cooperación de los Operadores del Sistema de Transmisión (ENTSO-E). La volatilidad de los precios mayoristas de electricidad se mide calculando la desviación estándar de los precios diarios de electricidad y el precio promedio mensual.

En su estudio, los autores analizan el impacto de la transición energética en los precios de la electricidad, centrándose en cómo el aumento de la penetración de la energía renovable afecta tanto los niveles como la volatilidad de los precios mayoristas de electricidad. Se usa una especificación empírica para explorar el impacto en el nivel promedio de los precios de la electricidad al por mayor, estimada inicialmente a través del enfoque de Mínimos Cuadrados Ordinarios (OLS por sus siglas en inglés).

Este modelo incluye el porcentaje de generación de electricidad renovable (total, solar —térmica y fotovoltaica— y eólica —terrestre y marina—), así como varias variables de control: el logaritmo de la carga total de electricidad, el precio promedio mensual de importación de petróleo crudo y la temperatura media mensual.

El estudio también estima el impacto en la volatilidad de los precios de la electricidad al por mayor a través de una especificación similar. Esta permite cuantificar la relación de los factores explicativos con cada cuantil de la distribución condicional, brindando estimaciones robustas incluso en presencia de datos atípicos y heterogeneidad no observada.

Este marco metodológico permite obtener una serie de estadísticas descriptivas tanto para los precios de la electricidad como para la energía renovable, mostrando una considerable heterogeneidad a lo largo de los países y el tiempo. Además, pone de manifiesto una clara tendencia ascendente en la producción de electricidad mediante tecnologías renovables desde el comienzo de la década de 1990.

Los resultados de este análisis comparativo se interpretarán en el contexto de los datos y conclusiones de los capítulos anteriores de este TFG, permitiéndonos responder a la pregunta de si las energías renovables pueden abaratar el precio de la luz en España.

4.2. Estudio empírico

En este apartado, llevaré a cabo un análisis de los resultados que pueden ayudarme a responder a la pregunta de si las energías renovables pueden abaratar el precio de la luz en España. La interpretación y el análisis crítico de estos resultados serán fundamentales para formar una conclusión basada en la evidencia recopilada y examinada.

Figura 14: Transición Energética y Precios de la Electricidad: Estimaciones OLS.

	Level		Volatility	
	[1]	[2]	[1]	[2]
Renewables	-0.183*** [0.042]	-0.500*** [0.132]	-0.060 [0.066]	-0.055 [0.211]
Renewables ²		-0.050* [0.020]		0.001 [0.032]
Load	0.875*** [0.222]	0.810*** [0.222]	0.630 [0.351]	0.631 [0.354]
Crude oil price	0.476 [0.452]	0.483 [0.449]	0.168 [0.717]	0.167 [0.718]
Temperature	0.024*** [0.006]	0.022*** [0.006]	0.028** [0.009]	0.028** [0.009]
Number of observations	486	486	486	486
Number of countries	24	24	24	24
Country FE	Yes	Yes	Yes	Yes
Time FE	Yes	Yes	Yes	Yes
Adj R ²	0.85	0.85	0.76	0.76

Fuente: (Cevik, S. & Ninomiya, K., 2022)

La Figura 14 presenta los resultados de las estimaciones OLS, que indican que la transición verde alejándose de los combustibles fósiles en la generación de electricidad reduce el nivel de los precios de la electricidad al por mayor. Los resultados señalan que un aumento del 1% en la electricidad producida por renovables se estima que reduce el nivel de los precios de la electricidad al por mayor en aproximadamente un 0.6% en promedio. Además, sugiere que elevar la participación de las renovables en la producción de electricidad en Europa del 14% al 30% reduciría los precios de la electricidad al por mayor en un 8.8% y casi un 20% si la participación de la energía solar y eólica alcanza el 50%.

En lo que respecta a la volatilidad de los precios de la electricidad al por mayor, los resultados son mixtos. La Figura 14 indica que no hay una relación estadísticamente significativa entre la generación de electricidad basada en renovables y la volatilidad de los precios. Sin embargo, el estudio encuentra que, a mayor participación de generación renovable intermitente, mayor es su efecto en la volatilidad de los precios de la electricidad al por mayor.

Figura 15: Transición Energética y Precios de la Electricidad: Estimaciones mediante Cuantiles.

	Level of Wholesale Electricity Prices								
	0.10	0.20	0.30	0.40	0.50	0.60	0.70	0.80	0.90
Renewables	-0.016 [0.064]	-0.068 [0.061]	-0.084 [0.064]	-0.056 [0.077]	-0.058 [0.087]	-0.223** [0.078]	-0.526*** [0.104]	-0.840* [0.386]	-1.157* [0.486]
Renewables ²	-0.004 [0.012]	-0.008 [0.012]	-0.014 [0.013]	-0.007 [0.013]	-0.016 [0.016]	-0.044** [0.014]	-0.099*** [0.018]	-0.155* [0.072]	-0.234** [0.080]
Load	0.011 [0.012]	0.020 [0.012]	0.019 [0.011]	0.025 [0.018]	0.026 [0.020]	0.023 [0.016]	0.011 [0.024]	0.023 [0.083]	0.017 [0.078]
Crude oil price	0.528*** [0.044]	0.473*** [0.041]	0.535*** [0.037]	0.613*** [0.066]	0.632*** [0.077]	0.701*** [0.058]	0.785*** [0.118]	0.622* [0.298]	1.115** [0.363]
Temperature	-0.001 [0.001]	0.000 [0.001]	0.000 [0.001]	-0.001 [0.002]	-0.002 [0.002]	-0.002 [0.003]	-0.007* [0.003]	-0.01 [0.010]	-0.01 [0.010]
Number of observations	486	486	486	486	486	486	486	486	486
Number of countries	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Country FE	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Time FE	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes

Fuente: (Cevik, S. & Ninomiya, K., 2022)

El estudio también analiza el impacto de la producción de electricidad renovable en diferentes cuantiles de los precios de la electricidad al por mayor. La Figura 15 muestra que la participación de las renovables tiene un efecto negativo en el nivel de los precios, pero con diferentes magnitudes en los cuantiles. Esto indica que las renovables tienen

un efecto más fuerte en el extremo superior de la distribución de precios. Este hallazgo indica que aumentar la proporción de energías renovables podría ser más eficaz en disminuir los precios de la electricidad en los países con precios relativamente más altos debido a mayores precios de producción.

Figura 16: Tecnologías Renovables y Precios de la Electricidad: Estimaciones de Mínimos Cuadrados Ordinarios

	Level						Volatility					
	[1]	[2]	[3]	[4]	[5]	[6]	[1]	[2]	[3]	[4]	[5]	[6]
Renewables	-0.183*** [0.042]	-0.500*** [0.132]					-0.060 [0.006]	-0.055 [0.211]				
Renewables ²		-0.050* [0.020]						0.001 [0.032]				
Solar			0.067* [0.027]	-0.323*** [0.066]					-0.156*** [0.045]	-0.356** [0.113]		
Solar ²				-0.033*** [0.005]						-0.043*** [0.009]		
Wind					-0.142* [0.056]	-0.276 [0.156]					0.070 [0.088]	0.208 [0.242]
Wind ²						-0.024 [0.026]						0.025 [0.041]
Load	0.457*** [0.082]	0.810*** [0.222]	0.861*** [0.232]	1.151*** [0.210]	1.036*** [0.223]	1.151*** [0.210]	0.630 [0.351]	0.631 [0.354]	0.687 [0.361]	0.697 [0.362]	0.644 [0.373]	0.795* [0.360]
Temperature	0.010** [0.003]	0.022*** [0.006]	0.021*** [0.006]	0.021*** [0.006]	0.022*** [0.006]	0.021*** [0.006]	0.028** [0.009]	0.028** [0.009]	0.029** [0.010]	0.028** [0.010]	0.024* [0.010]	0.023* [0.010]
Crude oil price	0.476 [0.452]	0.483 [0.449]	0.437 [0.484]	0.984 [0.568]	0.452 [0.600]	0.984 [0.568]	0.168 [0.717]	0.167 [0.718]	0.019 [0.754]	0.016 [0.755]	0.046 [1.002]	0.744 [0.973]
Number of observations	486	486	465	465	323	323	486	486	465	465	323	323
Number of countries	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24
Country FE	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Time FE	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes	Yes
Adj R ²	0.85	0.85	0.84	0.84	0.90	0.91	0.76	0.76	0.76	0.76	0.84	0.85

Fuente: (Cevik, S. & Ninomiya, K., 2022)

Finalmente, el estudio examina cómo diferentes tecnologías de generación afectan el nivel y la volatilidad de los precios de la electricidad al por mayor. Los resultados indican que la generación de electricidad basada en la energía solar es más efectiva en la reducción del nivel de los precios de la electricidad al por mayor que la energía eólica. También muestra que la energía solar está asociada con una reducción en la volatilidad de los precios de la electricidad al por mayor, mientras que la energía eólica no muestra una relación significativa con la volatilidad de los precios.

4.3. Conclusiones

El estudio "Chasing the Sun and Catching the Wind: Energy Transition and Electricity Prices in Europe" de Cevik y Ninomiya (2022), concluye que los mercados eléctricos europeos están experimentando cambios sin precedentes impulsados por la transición energética y las tensiones geopolíticas. La crisis energética global, la peor desde el embargo petrolero de la década de 1970, ha sido detonada por los choques geopolíticos originados por el conflicto en Ucrania, elevando los precios de la electricidad al por mayor de €35 por MWh en 2020 a más de €500 por MWh en marzo de 2022.

El estudio aporta al debate sobre cómo la transición verde afecta los precios mayoristas de electricidad en Europa. Aunque el aumento reciente en los precios del petróleo crudo y del gas natural ha contribuido a incrementar el Coste de generación de electricidad, la volatilidad de estos precios depende de un conjunto más amplio de factores, incluyendo la disponibilidad de unidades generadoras y la intermitencia de la energía renovable.

Las evidencias indican que la energía renovable reduce el nivel promedio de los precios de la electricidad al por mayor. Los resultados muestran que un aumento de 1 punto porcentual en la electricidad producida por renovables reduce los precios mayoristas de la electricidad en un 0.6% en promedio. Sin embargo, la generación intermitente de energía renovable puede generar incertidumbre debido a su posible contribución a la inestabilidad en la provisión de electricidad, lo que puede resultar en precios más altos para compensar el riesgo asumido por las compañías de distribución.

Las reformas políticas pueden acelerar la transición verde en la matriz energética y minimizar la volatilidad de los precios de la electricidad. Aumentar la participación de las energías renovables en la producción de electricidad en Europa a un 30% reduciría los precios de la electricidad al por mayor en un 8.8%. Sin embargo, una mayor penetración de energía renovable podría conducir a una mayor volatilidad en la producción de electricidad y, por lo tanto, a precios mayoristas más altos.

Por último, se sugiere que la producción intermitente y volátil de renovables requiere que los países logren un mejor equilibrio entre la energía solar y eólica, diversificando la matriz energética con tecnologías no dependientes de hidrocarburos y no sensibles al clima, como una nueva generación de plantas de energía geotérmica y nuclear (Cevik y Ninomiya, 2022).

5. Conclusiones

Tras un análisis de las energías renovables, su evolución, costes de instalación y producción, así como su regulación tanto a nivel europeo como en el caso particular de España, este trabajo de investigación ha llegado a una conclusión importante: las energías renovables tienen el potencial de abaratar el precio de la electricidad en España. La disminución en los costes de instalación y producción de energías renovables a lo largo del tiempo, y el estudio de Cevik y Ninomiya (2022), confirman esta afirmación.

Sin embargo, no debemos olvidar que este es un camino complejo, marcado por una serie de desafíos que deben abordarse para que este potencial se materialice en su totalidad. Por ejemplo, la intermitencia y volatilidad de algunas energías renovables, como la solar y eólica, plantean problemas en términos de estabilidad y seguridad del suministro. Esto nos lleva a la conclusión de que es necesario trabajar en una diversificación adecuada de la matriz energética y el desarrollo de tecnologías de almacenamiento más eficientes y asequibles.

Además, es crucial que las políticas y regulaciones sean adecuadas y proporcionen un marco propicio para el desarrollo y la adopción de energías renovables. A nivel europeo, y específicamente en España, hemos visto cómo se han establecido diferentes medidas y compromisos, como el Acuerdo de París y el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC). Sin embargo, es necesario mantener y reforzar el compromiso político y la inversión en investigación y desarrollo para acelerar la transición a las energías renovables y asegurar su sostenibilidad económica.

Asimismo, es fundamental que las reformas políticas continúen incentivando el uso de energías renovables, y que estas políticas estén alineadas con una visión a largo plazo que tenga en cuenta tanto el abaratamiento del coste de la electricidad como la necesidad de una transición verde para combatir el cambio climático. Un incremento de la participación de las energías renovables en la producción de electricidad no solo conlleva beneficios medioambientales, sino también una reducción significativa en los precios de la electricidad al por mayor.

En resumen, aunque aún existen retos en el camino hacia la adopción total de las energías renovables, esta investigación ha mostrado que es posible alcanzar un futuro en el que estas fuentes de energía sean dominantes, contribuyendo a un sistema de energía más sostenible, seguro y asequible. Sin embargo, para que este futuro sea posible, se necesita de un compromiso sólido, inversión, innovación y una regulación adecuada que fomente y facilite la transición hacia un modelo energético basado en energías renovables. Este Trabajo de Fin de Grado no es el final del camino, sino más bien un llamado a la acción para acelerar esta transición y aprovechar las oportunidades que la transición energética nos brinda.

Es importante señalar que este estudio posee ciertas limitaciones. Futuras investigaciones podrían beneficiarse de un análisis más detallado de otras fuentes de energía renovable, como la biomasa o la energía hidroeléctrica. Asimismo, sería enriquecedor explorar el impacto de diversas políticas y regulaciones en otros países y comparar esos hallazgos con los de España. Estas sugerencias no solo proporcionan una base para futuras líneas de investigación, sino que también enfatizan la relevancia de este campo de estudio para entender el papel de las energías renovables en la reducción del precio de la electricidad.

6. Bibliografía

- BBVA. (s. f.a). ¿Qué tipos de energías renovables existen y qué papel juegan? Recuperado de <https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/que-tipos-de-energias-renovables-existen-y-que-papel-juegan/>
- BBVA. (s.f.b). ¿Qué es la energía undimotriz? Descubre sus características. BBVA. Recuperado de <https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/que-es-la-energia-undimotriz-descubre-sus-caracteristicas/>
- BBVA. (s.f.c). El potencial de la energía mareomotriz en Europa. Recuperado de <https://www.bbva.com/es/sostenibilidad/que-es-la-energia-mareomotriz-y-como-se-puede-obtener/>
- BloombergNEF. (2019). Energy Storage Investments Boom As Battery Costs Halve in the Next Decade. <https://about.bnef.com/blog/energy-storage-investments-boom-battery-costs-halve-next-decade/>
- BloombergNEF. (2022). Lithium-ion Battery Pack Prices Rise for First Time to an Average of \$151/kWh. <https://about.bnef.com/blog/lithium>
- BNEF (2022), 2H 2021 wind turbine price index, Bloomberg New Energy Finance, London.
- Cevik, S., & Ninomiya, K. (2022). Chasing the Sun and Catching the Wind: Energy Transition and Electricity Prices in Europe. IMF Working Paper. European Department. Recuperado de <https://www.imf.org/en/Publications/WP/Issues/2022/11/04/Chasing-the-Sun-and-Catching-the-Wind-Energy-Transition-and-Electricity-Prices-in-Europe-525079>
- Ciucci, M. (2022). Unión Europea-2023: Energías renovables y la Unión. Ficha técnica sobre la Unión Europea. Recuperado de https://www.europarl.europa.eu/erpl-app-public/factsheets/pdf/es/FTU_2.4.9.pdf
- Corporación Financiera Internacional. (2007). Guía Ambiental, Salud y Seguridad para la Energía Geotérmica. https://www.ifc.org/wps/wcm/connect/6da1e73f-ec3e-46a3-8693-9dc6b9857d8c/EnvironmentalGuidelines_Geothermal.pdf?MOD=AJPERES&CVID=IM5z2Kx
- Directiva Europea de Energías Renovables. (2003). Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 26 de junio de 2003. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32003L0054>

- Endesa. (s.f.). Energía mareomotriz: cómo funciona y cuál es su potencial. Recuperado de <https://www.endesa.com/es/blog/blog-tecnologia/energia-mareomotriz-como-funciona>
- Gobierno de España. (2021). Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia: Componente 7. Recuperado de <https://www.lamoncloa.gob.es/temas/fondos-recuperacion/Documents/16062021-Componente7.pdf>
- Iberdrola. (s. f.). Energía eólica. Recuperado de <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/energia-eolica>
- IDAE. (s. f.b). ¿Qué es el biogás? <https://www.idae.es/tecnologias/biogas>
- IDAE. (s.f.a). Energías Renovables: La energía mareomotriz. Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Recuperado de <https://www.idae.es/guias/energia-mareomotriz>
- IEA. (s. f.). Solar. Recuperado de <https://www.iea.org/fuels-and-technologies/solar>
- Intergovernmental Panel on Climate Change [IPCC]. (2018). Global warming of 1.5°C: An IPCC special report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty. <https://www.ipcc.ch/sr15/>
- IPCC. (2011). Informe especial sobre fuentes de energía renovables y mitigación del cambio climático. Capítulo 5.4. Situación mundial y regional de la implantación en el mercado y en el sector. Recuperado de https://archive.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/srren_report_es.pdf
- IPCC. (2021). Climate Change 2021: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. V. Masson-Delmotte, P. Zhai, A. Pirani, S. L. Connors, C. Péan, S. Berger, N. Caud, Y. Chen, L. Goldfarb, M. I. Gomis, M. Huang, K. Leitzell, E. Lonnoy, J. B. R. Matthews, T. K. Maycock, T. Waterfield, O. Yelekçi, R. Yu, & B. Zhou (eds.). Cambridge University Press. <https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/>

- IRENA (2018), Renewable power generation costs in 2017, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, www.irena.org/publications/2018/Jan/Renewable-power-generation-costs-in-2017.
- IRENA. (2022). Costes de generación de energía renovable en 2021: Resumen ejecutivo. Recuperado de https://www.irena.org//media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA_Power_Generation_Costs_2021_Summary.pdf
- IRENA. (2022, July 13). Renewable power remains cost competitive amid fossil fuel crisis. <https://www.irena.org/news/pressreleases/2022/Jul/Renewable-Power-Remains-Cost-Competitive-amid-Fossil-Fuel-Crisis>
- Lund, J. W., & Toth, A. N. (2020). Direct utilization of geothermal energy 2020 worldwide review. Geothermics, 87, 101810. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2020.101810>
- REN21. (2021). Renewables 2021 Global Status Report. <https://www.ren21.net/reports/global-status-report/>
- Repsol. (s. f.a). Biomasa: energía a partir de los residuos. <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/transicion-energetica/biomasa/index.cshtml>
- Repsol. (s. f.b). Energía eólica. Recuperado de <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/transicion-energetica/energia-eolica/index.cshtml>
- Repsol. (s. f.c). Energía solar: ventajas, tipos y funcionamiento. Recuperado de <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/transicion-energetica/energia-solar/index.cshtml>
- Repsol. (s.f.d). Energía geotérmica. Recuperado de <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/transicion-energetica/energia-geotermica/index.cshtml>
- Repsol. (s.f.e). Energía geotérmica: energía limpia del interior de la Tierra. <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/transicion-energetica/energia-geotermica/index.cshtml>
- Repsol. (s.f.f). Energía mareomotriz. Recuperado de <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/transicion-energetica/energia-mareomotriz/index.cshtml>

- Repsol. (s.f.g). Energía undimotriz: cómo funciona, ventajas y desventajas. Repsol. Recuperado de <https://www.repsol.com/es/energia-futuro/transicion-energetica/energia-undimotriz/index.cshtml>
- Tester, J. W., Anderson, B. J., Batchelor, A. S., Blackwell, D. D., DiPippo, R., Drake, E. M., ... & Petty, S. (2020). The future of geothermal energy: Impact of enhanced geothermal systems (EGS) on the United States in the 21st century. MIT Press. <https://energy.mit.edu/publication/future-geothermal-energy/>
- Vestas Wind Systems A/S (2005 to 2022), Financial Reports, Vestas Wind Systems A/S, Aarhus, www.vestas.com/en/investor/reports-and-presentations/vestas-reporting.
- Wisser, R. et al. (2020), Wind energy technology data update: 2020 edition, Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley, https://emp.lbl.gov/sites/default/files/2020_wind_energy_technology_data_update.pdf.
- Zarrouk, S. J., & Moon, H. (2014). Efficiency of geothermal power plants: A worldwide review. *Geothermics*, 51, 142-153. <https://doi.org/10.1016/j.geothermics.2013.11.001>