



**COMILLAS**  
**UNIVERSIDAD PONTIFICIA**

ICAI

ICADE

CIHS

TRABAJO DE FIN DE GRADO

FACULTAD DE DERECHO

**MARCO JURÍDICO Y FINANCIERO DE LA UNIÓN EUROPEA PARA EL  
DESARROLLO DEL HIDRÓGENO Y DE OTRAS TECNOLOGÍAS PARA LA  
TRANSICIÓN ENERGÉTICA**

Autor: Jose María de Almansa Garrido

Curso: 5º E3-A

Director: Emiliano García Coso

Madrid

2024/2025

*Marco jurídico y financiero de la unión europea para el desarrollo del hidrógeno y de otras tecnologías para la transición energética*

## **Resumen**

Este Trabajo de Fin de Grado examina el marco jurídico y financiero de la Unión Europea para fomentar el desarrollo del hidrógeno y otras tecnologías limpias en el contexto de la transición energética. En primer lugar, se ofrece un repaso a la base competencial de la UE en materia de energía, reforzada a partir del Tratado de Lisboa y orientada a la consecución de un mercado interior competitivo, seguro y sostenible. Asimismo, se describen las principales iniciativas y normativas europeas relacionadas con la descarbonización, incluidos el Pacto Verde Europeo y los paquetes de Energía Limpia y “Objetivo 55”.

Posteriormente, el estudio destaca el papel del hidrógeno como vector fundamental para afrontar retos como la intermitencia de las energías renovables y la descarbonización de sectores difíciles de electrificar, analizando sus barreras tecnológicas, económicas y de infraestructura. Por último, se aborda la dimensión financiera, revisando distintos vehículos de inversión (bancos verdes, bonos verdes, PPA, titulización, YieldCo) diseñados para movilizar capital hacia proyectos de transición energética y disminuir la percepción de riesgo.

Las conclusiones apuntan a la necesidad de una mayor coherencia normativa y de instrumentos claros que faciliten la colaboración público-privada, con vistas a acelerar la implantación del hidrógeno renovable y de otras soluciones de bajas emisiones. Este enfoque, respaldado por políticas de apoyo y por un marco regulatorio estable, se proyecta como clave para cumplir los compromisos europeos de neutralidad climática.

**Palabras clave:** *Transición energética, hidrógeno verde, competencias de la UE, marco jurídico, energías renovables, mercado interior de la energía.*

## **Abstract**

This Final Degree Project examines the European Union's legal and financial framework aimed at promoting the development of hydrogen and other clean technologies in the context of the energy transition. First, it offers an overview of the EU's competencies in the field of energy, strengthened since the Treaty of Lisbon and oriented toward achieving a secure, competitive, and sustainable internal market. It also describes the main European initiatives and regulations related to decarbonization, including the European Green Deal and the Clean Energy and "Fit for 55" packages.

Next, the study highlights the role of hydrogen as a key vector to address challenges such as the intermittency of renewable energies and the decarbonization of sectors that are difficult to electrify, analyzing its technological, economic, and infrastructural barriers. Finally, it addresses the financial dimension, reviewing various investment vehicles (green investment banks, green bonds, PPAs, securitization, YieldCo) designed to channel capital toward energy transition projects while reducing perceived risk.

The conclusions point to the need for greater regulatory coherence and clear instruments that foster public-private collaboration, with a view to accelerating the deployment of renewable hydrogen and other low-emission solutions. Such an approach—supported by policy measures and a stable regulatory framework—emerges as key to meeting the European commitments to climate neutrality.

**Keywords:** *Energy transition, green hydrogen, EU competencies, legal framework, renewable energy, internal energy market.*

## TABLA DE CONTENIDOS

|   |           |
|---|-----------|
| <b>CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN AL TEMA.....</b>  | <b>8</b>  |
| 1. JUSTIFICACIÓN DEL TEMA.....  | 8         |
| 2. METODOLOGÍA Y OBJETIVOS .....  | 8         |
| <b>CAPÍTULO II: MARCO JURÍDICO DE LA UNIÓN EUROPEA .....</b>  | <b>9</b>  |
| 1. FUNDAMENTOS Y COMPETENCIAS DE LA UNIÓN EUROPEA EN MATERIA DE ENERGÍA .....   | 9         |
| 1.1. Seguridad energética como requisito <i>sine qua non</i> .....  | 9         |
| 1.2. Artículo 194 TFUE como base jurídica competencial.....   | 12        |
| 1.3. Relación entre el ámbito energético y el mercado interior. ....  | 14        |
| 2. COMPROMISOS Y NORMATIVA EUROPEA EN MATERIA DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA.....   | 17        |
| 2.1. Metas y compromisos internacionales en materia de transición energética. .   | 17        |
| 2.2. Normativas de la unión europea en materia de transición energética.....  | 18        |
| 2.3. Análisis del cumplimiento de los compromisos.....  | 21        |
| <b>CAPÍTULO III: EL HIDRÓGENO COMO VECTOR FUNDAMENTAL DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA.....</b>  | <b>22</b> |
| 1. MOTIVACIÓN DETRÁS DE LA EXPLORACIÓN DEL HIDRÓGENO .....  | 22        |
| 2. ESTADO DEL ARTE DEL HIDRÓGENO .....  | 23        |
| 3. CADENA DE VALOR DEL HIDRÓGENO .....  | 25        |
| 4. BARRERAS DE IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DEL HIDRÓGENO .....  | 26        |
| <b>CAPÍTULO IV: INSTRUMENTOS FINANCIEROS DE LA UNIÓN EUROPEA PARA EL DESARROLLO DEL HIDRÓGENO Y OTRAS TECNOLOGÍAS LIMPIAS .....</b> | <b>28</b> |

|  |           |
|--|-----------|
| <b>1. LA INVERSIÓN EN TRANSICIÓN ENERGÉTICA</b> .....  | 28        |
| <b>2. FACTORES CLAVE DE INVERSIÓN EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA</b> .....                            | 29        |
| <b>3. BANCOS DE INVERSIÓN VERDE</b> .....  | 31        |
| <b>4. INSTRUMENTOS DE RENTA FIJA</b> .....   | 33        |
| <b>5. ACUERDOS DE COMPRA DE ENERGÍA A LARGO PLAZO (PPA)</b> .....                                  | 34        |
| <b>6. TITULACIÓN Y YIELDCO</b> .....   | 35        |
| <b>1. SOBRE EL MARCO JURÍDICO DE LA UNIÓN EUROPEA PARA LA UNIÓN DE LA ENERGÍA Y EL CLIMA</b> ..... | 36        |
| <b>2. SOBRE EL HIDRÓGENO COMO VECTOR FUNDAMENTAL DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA</b> .....             | 38        |
| <b>3. SOBRE LOS INSTRUMENTOS DE FINANCIACIÓN</b> .....   | 39        |
| <b>4. PROPUESTA DE MEJORA Y FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN</b> ....                               | 40        |
| <b>CAPÍTULO VI. BIBLIOGRAFÍA</b> .....   | <b>42</b> |
| <b>1. LEGISLACIÓN</b> .....  | 42        |
| <b>2. JURISPRUDENCIA</b> .....   | 42        |
| <b>3. OBRAS DOCTRINALES</b> .....  | 43        |

## **LISTADO DE ABREVIATURAS**

- **AIE:** *Agencia Internacional de la Energía.*
- **AP:** *Acuerdo de París.*
- **CMNUCC:** *Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.*
- **ER:** *Energía Renovable.*
- **ETJ:** *Estrategia de Transición Justa.*
- **FEADER:** *Fondo Europeo Agrario de Desarrollo Rural.*
- **FEDER:** *Fondo Europeo de Desarrollo Regional.*
- **FF55:** *Paquete “Objetivo 55” o “Fit for 55”.*
- **FTJ:** *Fondo de Transición Justa.*
- **GEI:** *Gases de Efecto Invernadero.*
- **GIB:** *Banco de Inversión Verde.*
- **IEA:** *International Energy Agency.*
- **IRENA:** *Agencia Internacional de Energías Renovables.*
- **LCCTE:** *Ley 7/2021, de 20 de mayo, de Cambio Climático y Transición Energética.*
- **LEUSEN:** *Ley sobre Explotación Unificada del Sistema Eléctrico Nacional.*
- **OPEP:** *Organización de Países Exportadores de Petróleo.*
- **PPA:** *Acuerdo de Compra de Energía a Largo Plazo.*
- **REPowerEU:** *Plan para la Independencia Energética de la Unión Europea.*
- **TFUE:** *Tratado de Funcionamiento de la Unión Europea.*
- **TJUE:** *Tribunal de Justicia de la Unión Europea.*
- **TUE:** *Tratado de la Unión Europea.*
- **VPPA:** *Power Purchase Agreement Virtual.*
- **YieldCo:** *Vehículo de Inversión para Proyectos Renovables.*

## **CAPÍTULO I. INTRODUCCIÓN AL TEMA**

### **1. JUSTIFICACIÓN DEL TEMA**

Las consecuencias derivadas del cambio climático nos han exigido adoptar medidas orientadas a la mitigación y eventual reversión de la crisis climática a través de la transformación de los patrones de producción y consumo que resultan insostenibles.

Esta transformación se materializa en la transición energética. Sus pilares se cimentan en el desarrollo sostenible mediante la promoción de energías renovables y el refuerzo de la eficiencia energética, de cara a conseguir una reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) como medio de contención de la crisis climática (Linares, 2018).

Dentro de este contexto, la Unión Europea ha creado un marco jurídico y financiero destinado a promover tanto el desarrollo de las tradicionales fuentes renovables como el de otras tecnologías limpias para la consecución de los objetivos de reducción de emisiones. Comprender este marco e informarlo con la revisión de la literatura de disciplinas relacionadas, no solo permite una mejor identificación de los recursos disponibles para una transición exitosa, sino orientar en el desarrollo de políticas comunes que puedan incrementar la competitividad, reforzar la seguridad de abastecimiento y aportar soluciones sostenibles ante la crisis climática.

### **2. METODOLOGÍA Y OBJETIVOS**

El presente trabajo consta de tres análisis. En la primera parte se realizará uno jurídico, donde se busca arrojar luz sobre el marco normativo europeo de transición energética, partiendo de las bases competenciales y su relación con el mercado interior, pasando por un análisis de las actuaciones y objetivos fijados y terminando con un estudio de la eficacia de las actuaciones realizadas. En la segunda parte, se realizará un análisis técnico y otro económico que intencionan informar a la legislación con conclusiones derivadas de la revisión de la literatura del hidrógeno y de los estudios de las necesidades de capital, la tendencia histórica de inversión y la eficacia de los distintos instrumentos para la financiación de la transición energética.

## **CAPÍTULO II: MARCO JURÍDICO DE LA UNIÓN EUROPEA**

### **1. FUNDAMENTOS Y COMPETENCIAS DE LA UNIÓN EUROPEA EN MATERIA DE ENERGÍA**

#### **1.1. Seguridad energética como requisito *sine qua non***

En sus esfuerzos por materializar la transición energética, la UE ha residido gran peso en la seguridad de suministro. La necesidad de esta se ha forjado tras episodios como el embargo petrolero de los setenta, la consolidación de la OPEP, la Guerra del Golfo y la crisis del gas ruso-ucraniana, evidenciando la vulnerabilidad ante la concentración de recursos en regiones conflictivas. Estos factores han transformado la seguridad energética en un elemento central de la transición energética, reforzando la necesidad de un enfoque de transición energética que combine almacenamiento estratégico, producción local y acuerdos internacionales de suministro (Rodríguez Padilla, 2018).

A continuación pasemos a analizar la situación de seguridad energética en la Unión Europea desde sus elementos: disponibilidad, accesibilidad, asequibilidad y aceptabilidad. Estos implican la existencia y accesibilidad del recurso energético, su disponibilidad en el mercado, su viabilidad económica, y el hecho de que provenga de fuentes ambientalmente responsables además de que su aprovechamiento se alinee con los objetivos del desarrollo sostenible. (Rodríguez Padilla, 2018).

En primer lugar, respecto a la disponibilidad y accesibilidad, la UE no dispone de recursos propios suficientes para abastecer su demanda interna, dependiendo en gran medida de las importaciones de terceros Estados, lo que la sitúa en una posición vulnerable ante posibles escenarios de inestabilidad o interrupción del suministro (G. Rabanal, 2005).

**Figura 1**

*Vulnerabilidades de la UE ante interrupciones del comercio internacional por tipo de producto energético*

|                            | Concentración | Escasez | Sustituibilidad | Vulnerabilidad total | Concentración + vulnerabilidad geopolítica | % importaciones energía |
|----------------------------|---------------|---------|-----------------|----------------------|--|-------------------------|
| Petróleo crudo             | Verde         | Rojo    | Verde           | Verde                | Verde                                      | 57,70                   |
| Derivados del petróleo     | Verde         | Verde   | Verde           | Verde                | Verde                                      | 22,58                   |
| Gas natural gaseoso        | Rojo          | Verde   | Verde           | Verde                | Verde                                      | 8,81                    |
| Gas natural licuado        | Verde         | Rojo    | Verde           | Verde                | Verde                                      | 4,49                    |
| Carbón                     | Verde         | Rojo    | Verde           | Verde                | Verde                                      | 3,11                    |
| Gases licuados de petróleo | Verde         | Verde   | Verde           | Verde                | Verde                                      | 1,63                    |
| Energía eléctrica          | Verde         | Verde   | Verde           | Verde                | Verde                                      | 0,97                    |
| Uranio enriquecido         | Rojo          | Verde   | Verde           | Verde                | Verde                                      | 0,24                    |
| Antracita                  | Rojo          | Verde   | Verde           | Verde                | Verde                                      | 0,17                    |
| Uranio natural             | Verde         | Verde   | Verde           | Verde                | Verde                                      | 0,14                    |
| Coque                      | Verde         | Verde   | Verde           | Verde                | Verde                                      | 0,12                    |
| Madera para combustible    | Verde         | Verde   | Verde           | Verde                | Verde                                      | 0,02                    |
| Turba                      | Verde         | Verde   | Verde           | Verde                | Verde                                      | 0,01                    |

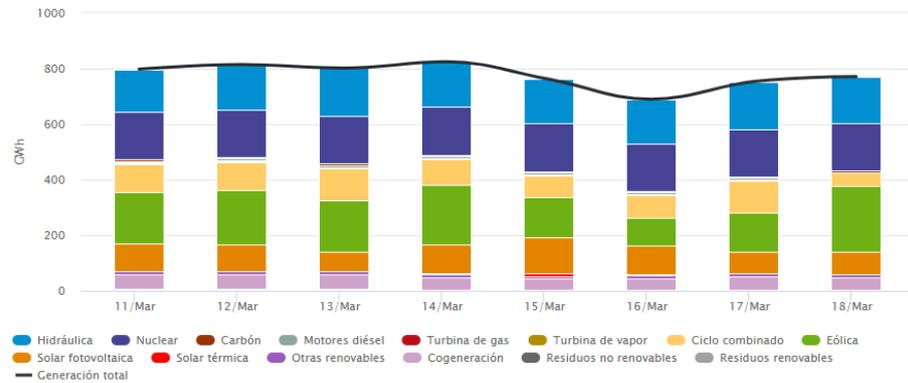
*Nota.* Adaptado de Vulnerabilidades de la UE a interrupciones del comercio internacional (p.5), por Banco de España, 2023, en Boletín Económico 2023/T3 (<https://doi.org/10.53479/30252>).

En segundo lugar y vinculado a los anteriores, desde el prisma de la asequibilidad, la UE ha sido especialmente sensible a las fluctuaciones del mercado. Ejemplo claro fue tras la pandemia del COVID-19, donde el incremento de la demanda mundial de gas generó una escalada notable de los precios de la electricidad, triplicándose en el ámbito comunitario en comparación con otros mercados regionales, como el asiático o el estadounidense (Larrea, 2018).

Por último, en materia de aceptabilidad, si bien se han alcanzado progresos significativos en la producción interna de energías renovables, llegando en 2021 a superar a los combustibles fósiles como principal tecnología para la generación de electricidad en España, esto mismo, no ha ocurrido en el porcentaje de producción primaria a nivel europeo.

**Figura 2**

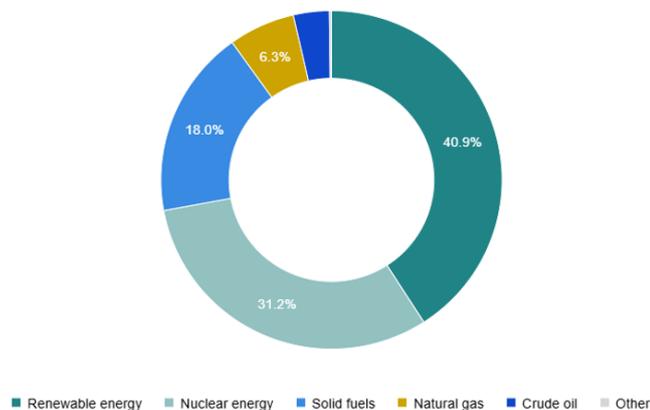
Estructura de la generación nacional por tecnologías (GWh) – del 11/03/2025 al 18/03/2025



Nota. Obsérvese cómo en la figura 2 se aprecia que en la estructura de generación de electricidad predominan la producción de energías renovables frente a las convencionales, alcanzando un promedio del 57 % entre el 11 y el 18 de marzo de 2025. Adaptado de Estructura de la generación por tecnologías (GWh) | Sistema eléctrico: nacional, por Red Eléctrica de España (Redeia), 2025, eSios (<https://www.ree.es>).

**Figura 3**

Porcentaje de producción primaria por tipo de tecnología en la Unión Europea para 2021



*Notas.* Nótese cómo, si miramos al resto de la Unión Europea, se desprende de la figura 3 que siguen dominando los recursos fósiles en la satisfacción de la demanda energética de la Unión. Adaptado de *Share of primary production by energy source, 2021*, por Eurostat, 2023, Comisión Europea (<https://ec.europa.eu/eurostat>).

Esta situación de vulnerabilidad fue abordada de forma más concreta a partir del Tratado de Lisboa, que introdujo en el Derecho originario una base jurídica específica en el ámbito energético (art. 194 TFUE). Antes de esta modificación, la actuación de la UE en la materia se canalizaba a través de las competencias en mercado interior (electricidad y gas natural), medio ambiente (renovables y eficiencia) y políticas coyunturales (Fabrés Garrido, 2023). Veamos a continuación el origen de la base jurídica, extensión y límites.

### **1.2. Artículo 194 TFUE como base jurídica competencial.**

La normativa de la Unión Europea integra de forma transversal los objetivos medioambientales, en consonancia con los principios de desarrollo sostenible (art. 3.3 TUE) e integración (art. 11 TFUE). Durante años, el título sobre medio ambiente (ex art. 175 TCE) sirvió de base para las actuaciones energéticas a falta de competencias específicas (ej. Asunto C-176/03), hasta que el Tratado de Lisboa, con el art. 194 TFUE, reconoció expresamente la facultad de la UE para legislar sobre cuestiones energéticas, incluidas la eficiencia y las tecnologías renovables (Peeters, 2014).

Dicho artículo, complementado por el artículo 4.2.i) TFUE, sitúa la energía como una competencia compartida, rigiéndose así la actuación de las instituciones europeas por los principios de proporcionalidad y subsidiariedad (Talus et al, 2017).

Analizando la base competencial, podemos observar cómo el artículo 194.1 TFUE sitúa la política energética de la Unión dentro del marco del mercado interior y la necesidad de preservar y mejorar el medio ambiente. Estas dos vertientes habían orientado ya buena parte de la legislación energética previa a Lisboa y, tras la reforma, se añadió la idea de que toda iniciativa en esta materia se fundamenta en “un espíritu de solidaridad entre los Estados miembros” (Parra, 2013).

A continuación, el mencionado artículo 194 fija objetivos específicos que la Unión debe perseguir, entre los que se incluyen garantizar el funcionamiento del mercado de la energía, asegurar la seguridad del abastecimiento energético en el territorio de la Unión, fomentar la eficiencia y el ahorro de energía, así como el desarrollo de energías nuevas y renovables, y, por último, impulsar la interconexión de las redes eléctricas. Estos fines se agrupan, en definitiva, en torno a tres grandes pilares: seguridad del suministro, competitividad y sostenibilidad ambiental (Parra, 2013).

Por otra parte, el artículo 194.2 *in fine* salvaguarda el derecho soberano de cada Estado miembro de definir la explotación de sus propios recursos energéticos, su mezcla de fuentes y la estructura global de su suministro. Este límite nacional se integra con la posibilidad que ofrece el artículo 192.2.c) TFUE de adoptar, por unanimidad, medidas que tengan una incidencia significativa en la configuración energética de los Estados miembros.

En este sentido, el Tribunal de Justicia ha subrayado que el artículo 194.2 TFUE, si bien salvaguarda la potestad de cada Estado miembro para elegir su propia mezcla de fuentes energéticas, no puede interpretarse en términos tan amplios que neutralicen la competencia de la Unión en materia medioambiental (Asuntos T-370/11 y C-5/16). Conforme a dicha jurisprudencia, la exigencia de unanimidad prevista en el artículo 192.2.c) TFUE únicamente se activa cuando las medidas europeas “afecten de manera significativa” la elección de fuentes energéticas a escala nacional (Asunto C-5/16), sin que la mera incidencia en la estrategia de un único Estado justifique la aplicación de ese procedimiento legislativo especial. De este modo, se concilia la protección de la soberanía estatal, reflejada en el artículo 194.2 TFUE, con el margen de actuación de la Unión para impulsar políticas de eficiencia, energías renovables y descarbonización (Peeters, 2014).

Precisamente por ello, la Comisión Europea continúa fundamentando gran parte de su normativa energética en el artículo 194 TFUE, tal como ocurre con la Directiva (UE) 2018/2001, dado que su objetivo primordial de sostenibilidad se integra de forma natural en la política energética de la Unión (Talus et al., 2017), sin requerir necesariamente la unanimidad exigida en supuestos de grave afectación al abastecimiento energético estatal (Huhta, 2020).

Además del precepto anterior, el Tratado de Lisboa contempla otros artículos con relevancia en materia de energía:

- El artículo 122 TFUE, que permite al Consejo adoptar medidas con un enfoque de solidaridad ante situaciones graves de suministro de productos esenciales, con especial atención al ámbito energético.
- El artículo 170 TFUE, centrado en las redes transeuropeas, cobra importancia para la integración de las infraestructuras energéticas entre los Estados miembros.
- El artículo 192 TFUE, referente a la política medioambiental, con el que el artículo 194 TFUE debe coordinarse cuando las medidas energéticas tengan un impacto relevante en el entorno.

Podemos así concluir que, el artículo 194 TFUE, en conjunción con los susodichos preceptos del Tratado, establece la base competencial para una política energética de la Unión que integra la seguridad de abastecimiento, la competitividad y la sostenibilidad ambiental, al tiempo que se tutelan los intereses nacionales en el ámbito de la soberanía energética, lo que parece un “compromiso cuidadosamente construido para garantizar dos objetivos aparentemente contrapuestos” (Segoviano, 2020). A partir de este marco, examinaremos a continuación cómo las normas de competencia de la UE actúan como un instrumento esencial para consolidar el mercado interior de la energía, garantizando el equilibrio entre los intereses nacionales y los objetivos comunes.

### **1.3. Relación entre el ámbito energético y el mercado interior.**

En su artículo Derecho de la competencia de la UE y mercado interior de la energía, García Coso (2024) analiza la interacción entre las normas de competencia de la Unión Europea y la construcción del mercado interior energético. El autor sostiene que la aplicación de las normas de competencia de la Unión Europea al mercado interior de la energía obedece a la exigencia de un sector transparente y equilibrado, que históricamente se ha visto marcado por estructuras monopolísticas u oligopolísticas. Dichas normas se hallan recogidas, de manera prioritaria, en los artículos 101 y 102 del

TFUE, en la regulación de ayudas estatales (artículos 107 a 109 TFUE) y en el marco de concentraciones empresariales (Reglamento (CE) n.º 139/2004), y se conciben como un instrumento esencial para salvaguardar la competencia, el acceso no discriminatorio y los intereses tanto de consumidores como de operadores.

En lo que respecta al artículo 101 del TFUE, este prohíbe expresamente los acuerdos entre empresas que tengan por objeto o efecto impedir, restringir o falsear el juego de la competencia. García Coso (2024) destaca que esta disposición ha dado lugar a investigaciones relevantes en el ámbito energético, centradas en prácticas como la fijación concertada de precios y las cláusulas de destino en contratos de suministro, en casos que involucraron a empresas como Gazprom, E.ON y GDF. En algunos supuestos, especialmente en el mercado del gas en Europa Central y Oriental, la Comisión Europea optó por aceptar compromisos voluntarios por parte de las empresas investigadas, en lugar de imponer sanciones formales, lo que ha generado críticas en cuanto a la eficacia disuasoria de dicha estrategia.

En cuanto al artículo 102 del TFUE, orientado a prevenir el abuso de posición dominante, su aplicación adquiere una importancia singular en un sector como el energético, caracterizado por la integración vertical y por un alto grado de concentración a escala nacional. El autor recuerda que la posesión de una posición dominante no es sancionable en sí misma, pero sí su utilización abusiva (TJUE, 2017). Las prácticas detectadas incluyen, entre otras, la denegación injustificada de acceso a infraestructuras esenciales o la imposición de condiciones contractuales discriminatorias (Comisión Europea, 2010). En este ámbito también es habitual que las infracciones se resuelvan mediante compromisos, como la desinversión en activos, la modificación de cláusulas contractuales o la reestructuración de determinadas operaciones.

En relación con el régimen de ayudas estatales, recogido en los artículos 107 a 109 del TFUE, se establece la prohibición de toda medida pública que pueda falsear o amenazar con falsear la competencia en el mercado interior. Sin embargo, García Coso (2024) aclara que esta prohibición no es absoluta, ya que el marco jurídico permite excepciones justificadas por objetivos como la seguridad del suministro o la promoción

de la transición energética, siempre que se respeten los principios de necesidad, proporcionalidad y efecto incentivador. La jurisprudencia del TJUE ha señalado que la obligación de adquirir energía a precios superiores al mercado puede constituir una ayuda estatal cuando implique una ventaja económica selectiva respaldada por fondos públicos (TJUE, 2019 y 2022).

Por último, el control de concentraciones previsto en el Reglamento (CE) n.º 139/2004 tiene por finalidad evitar que las fusiones y adquisiciones entre operadores energéticos den lugar a obstáculos significativos para la competencia efectiva en el mercado (SIEC test). Según expone el autor, la Comisión Europea ha aprobado diversas operaciones en los sectores eléctrico y gasístico, habitualmente condicionadas a compromisos como la cesión de activos o carteras de clientes para prevenir una posición de dominio reforzada (Comisión Europea, 2019). No obstante, se han planteado críticas respecto a la aparente permisividad hacia determinados actores extracomunitarios, cuya creciente presencia ha derivado en mayores niveles de dependencia externa y fragmentación del mercado, como ilustra el caso Gazprom/Wintershall (2013).

Tras el análisis, el autor concluye que, pese a los sucesivos paquetes normativos y al proceso de liberalización impulsado en las últimas décadas, el mercado interior de la energía en la Unión Europea sigue sin consolidarse plenamente. Las estructuras monopólicas u oligopólicas iniciales y las resistencias de los Estados miembros han dificultado el libre juego de la competencia, que a menudo se ve restringido mediante acuerdos colusorios, abusos de posición dominante, ayudas estatales opacas o fusiones de envergadura que refuerzan poderes de mercado. Aunque la Comisión Europea ha fomentado la reordenación industrial y el desarrollo de “campeones” energéticos europeos, su práctica, en ocasiones, se ha mostrado permisiva con compromisos insuficientes y escasa contundencia ante conductas que perpetúan la segmentación de los mercados nacionales y obstaculizan la competencia transfronteriza. El autor señala que la consolidación de un mercado único de la energía abierto, competitivo y seguro, requiere una supervisión estricta de las normas de defensa de la competencia, el refuerzo de la cooperación regulatoria y la adopción de nuevos instrumentos que eviten dependencias externas y garanticen beneficios reales para los consumidores europeos.

## 2. COMPROMISOS Y NORMATIVA EUROPEA EN MATERIA DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA.

### **2.1. Metas y compromisos internacionales en materia de transición energética.**

La CMNUCC, establecida en 1992, fue el primer gran convenio internacional que sentó las bases de la cooperación para atenuar el cambio climático (MITECO, 2024). Al reconocer el principio de “responsabilidades comunes pero diferenciadas”, la Convención enfatiza que todos los países contribuyen al problema, pero no en la misma proporción ni con la misma capacidad de respuesta (Suaza Sáenz, 2023). Además, promueve la movilización de recursos financieros hacia regiones en desarrollo, la adopción de un sistema de transparencia e información y la introducción de planes nacionales de mitigación y adaptación. Estos elementos configuran un marco inclusivo que orienta la acción climática global, sentando el pilar fundamental para compromisos posteriores (MITECO, 2024).

Por su lado, el Protocolo de Kioto, aprobado en 1997 durante la COP3, constituyó el primer instrumento jurídicamente vinculante que fijó metas cuantificables de reducción de emisiones para las naciones industrializadas (Velázquez de Castro González, 2005). Inspirado en la CMNUCC, estableció un objetivo colectivo de disminuir en al menos un 5 % las emisiones de GEI respecto a los niveles de 1990 para el periodo 2008-2012. Entre sus mecanismos destacaron el Mecanismo de Desarrollo Limpio, la Implementación Conjunta y el Comercio de Derechos de Emisión. Estos promovieron la inversión en proyectos de reducción de emisiones en países en desarrollo, facilitando la creación de un mercado global de carbono (Velázquez de Castro González, 2005). Posteriores enmiendas, como la de Doha (2012), ampliaron su vigencia hasta 2020 y ajustaron metas para ciertos Estados. España, integrada en el esfuerzo de la Unión Europea, cumplió sus compromisos a través de una combinación de políticas internas y flexibilidad en los mercados de carbono, asumiendo asimismo, junto con la UE e Islandia, una reducción del 20% de sus emisiones anuales respecto a los niveles base para el segundo periodo (2008-2012).

A finales de 2015, el Acuerdo de París (AP) marcó otro hito al comprometer a casi el 99% de los emisores globales en la contención del calentamiento mundial muy por debajo de 2 °C y la aspiración de no superar los 1,5 °C (Jiménez Herrero, 2016). Se trata de un tratado jurídicamente vinculante que aborda mitigación, adaptación y medios de implementación, como la financiación. Uno de sus aspectos más innovadores radica en las Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (NDC, por sus siglas en inglés), las cuales cada Estado debe presentar y mejorar cada cinco años. El Acuerdo entró en vigor en 2016 y establece, además, un “balance global” periódico para evaluar el avance colectivo, junto con el compromiso de movilizar 100.000 millones de dólares anuales a partir de 2020 en apoyo a los países en desarrollo (Jiménez Herrero, 2016).

Por último, la Agenda 2030 de las Naciones Unidas estableció 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), entre los que destaca el ODS 7, enfocado en lograr energía asequible, segura, sostenible y moderna para toda la población (Díaz Barrado, 2016). Aunque estos objetivos no son legalmente vinculantes, sí constituyen una plataforma decisiva para articular políticas y movilizar recursos. El avance hacia la consecución del ODS 7 depende de la acción coordinada de los Estados, la provisión de incentivos y la creación de normativas que faciliten la inversión en infraestructura energética de bajo carbono. En España, iniciativas como la Secretaría de Estado para la Agenda 2030 coordinan las estrategias de transición energética y promueven la integración de los ODS en planes nacionales. De este modo, la Agenda 2030 confluye con los compromisos climáticos anteriores y refuerza la meta de reducir la huella de carbono antes de 2050.

## **2.2. Normativas de la unión europea en materia de transición energética.**

En primer lugar, indicar nuevamente, que la estrategia comunitaria se asienta sobre la competencia compartida establecida en los artículos 4 y 194 del TFUE, lo cual significa que los Estados miembros deben incorporar la legislación de la UE a sus marcos nacionales.

Por consiguiente, las primeras medidas dirigidas a las energías renovables partieron de las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE, enfocadas respectivamente en

promover la electricidad de origen renovable y los biocarburantes (Parlamento Europeo, 2023). En consecuencia, surgieron posteriores iniciativas que consolidaron un camino más ambicioso, incluyendo el Paquete de Energía Limpia, el Pacto Verde Europeo y el Plan REPowerEU.

Ahora bien, resulta fundamental destacar el hito que supuso la Directiva 2009/28/CE, cuyo propósito fue sentar obligaciones más estrictas para los Estados miembros y alcanzar para 2020 una cuota del 20 % de energía renovable en el consumo energético de la UE (Parlamento Europeo, 2023). En este sentido, el texto también estableció que al menos el 10% de la energía en el sector del transporte proviniese de fuentes renovables. Por lo tanto, cada país elaboró planes de acción nacionales detallando las estrategias y medidas de apoyo para lograr tales metas, y la Comisión Europea se encargó de supervisar el avance y proponer ajustes, de modo que se mantuviera la coherencia y se superasen los obstáculos técnicos y financieros (Unión Europea, 2009). En concordancia con lo expuesto, determinados análisis señalan que el refuerzo de la regulación comunitaria debe ir acompañado de esquemas de mercado que incentiven la participación activa de actores industriales y ciudadanos, lo que a su vez promovería la competitividad y la innovación en tecnologías limpias (Conthe Gutiérrez, 2019).

Asimismo, el Paquete de Energía Limpia para Todos los Europeos, aprobado entre 2018 y 2019, introdujo una reforma profunda que actualizó el marco jurídico en materia de eficiencia energética y fomento de renovables (ECIJA, 2021). Por consiguiente, se publicaron diferentes directivas y reglamentos que persiguen, entre otros, un incremento del porcentaje de energías renovables hasta el 32% (posteriormente revisado al 42,5 %) y la adaptación del mercado eléctrico para facilitar la generación distribuida y el autoconsumo (Red Eléctrica de España, 2024). Así las cosas, el diseño de este paquete permitió reforzar la gobernanza de la Unión de la Energía y marcó un cambio de paradigma en la gestión de la red eléctrica, al potenciar la digitalización y la participación activa de los consumidores. No obstante, algunos autores destacan que las medidas deben contemplar la geoestrategia y la seguridad energética, sobre todo en escenarios de tensión geopolítica (Marín Quemadas, 2008).

Con respecto al Pacto Verde Europeo, presentado en 2019 con la finalidad de lograr la neutralidad climática de la UE en 2050 (Comisión Europea, 2019a), se concibe como una estrategia transversal que abarca desde la economía circular hasta la descarbonización de sectores clave, incluyendo la industria, la movilidad y los edificios. Con este fin, se propone movilizar al menos 1 billón de euros durante la próxima década mediante el Plan de Inversiones para una Europa Sostenible, el cual fomenta la canalización de recursos financieros hacia proyectos con bajo impacto ambiental y el establecimiento de un Mecanismo para una Transición Justa para atender las regiones más afectadas (Comisión Europea, 2020a). Dicho de otro modo, se busca que esta estrategia integral articule acciones coordinadas entre la política energética y la industrial, generando nuevas oportunidades de empleo y crecimiento económico (Álvarez Pelegry, 2019).

Sin embargo, la Unión Europea continuó su senda regulatoria con el paquete “Objetivo 55” (Fit for 55), aprobado en 2021, cuya meta es reducir en al menos un 55 % las emisiones de GEI para 2030 en comparación con 1990 (Consejo de la Unión Europea, 2024). Dicho paquete integra modificaciones en el Régimen de Comercio de Derechos de Emisión y en la normativa sobre renovables y eficiencia energética, reforzando la concreción de la neutralidad climática para 2050. Además, la crisis energética desencadenada en 2022 por la dependencia de fuentes fósiles rusas aceleró la aprobación del Plan REPowerEU, que reduce de forma progresiva esta dependencia y simplifica la concesión de permisos de instalaciones renovables, favoreciendo la extensión de tecnologías como la solar fotovoltaica o la eólica marina (Consejo de la Unión Europea, 2022; Comisión Europea, 2020b).

Finalmente, conviene señalar que los próximos pasos se centran en el desarrollo de las Redes Transeuropeas de Energía (RTE-E) y en la revisión de la fiscalidad sobre productos energéticos. Dicho de otro modo, las RTE-E persiguen la eliminación de barreras técnicas y financieras para la conexión entre Estados, mientras que la fiscalidad renovada busca alinear los tributos con los compromisos climáticos de la UE, de tal forma que se promueva el uso de combustibles limpios y se avance hacia la electrificación de la economía.

### **2.3. Análisis del cumplimiento de los compromisos.**

Por último, para entender mejor la efectividad de las políticas, podemos remitirnos al trabajo de Emiliano García Coso (2022), quien revisa algunas de las iniciativas desplegadas en el denominado “paquete de invierno” y valora su aplicación en el marco de la Unión de la Energía.

Entre sus conclusiones, el autor indica que los objetivos planteados para el 2020 no se han alcanzado en su totalidad, estableciendo, no obstante, unas bases fundamentales para la transformación futura. En este sentido, para cumplir las metas del 2030 y avanzar hacia una Europa de cero emisiones en 2050, se requiere un compromiso inequívoco y coordinado entre la UE y sus Estados miembros. Este compromiso debe materializarse mediante la implementación rigurosa de todos los instrumentos legales aprobados a nivel comunitario y la adopción efectiva de los Planes Nacionales Integrados de Energía y Clima.

El autor enfatiza que la consecución de una energía segura, sostenible, competitiva y asequible y de una economía próspera, moderna, competitiva y climáticamente neutra demanda acciones específicas que aseguren la realización de las cinco dimensiones esenciales que integran la Unión de la Energía y el Clima. Entre las acciones prioritarias destaca la transformación de las fuentes de producción hacia las energías renovables, haciendo hincapié en que las estimaciones actuales proyectan que, para 2030, el 57% de la energía producida debería provenir de fuentes renovables, cifra que supera con creces el objetivo inicial del 32%.

Por último, identifica retos significativos en la reforma del uso energético y la mejora de la eficiencia en el sector residencial y de servicios, desafíos que requerirán una inversión sustancial tanto pública como privada. Entre ellos, la electrificación del parque automotriz, que se espera incremente de los actuales 6 millones a más de 170 millones de vehículos para 2030. Asimismo, se prevé una reducción del consumo de combustibles fósiles de hasta un 64% para 2050, lo cual implica una profunda reconversión en el sector del petróleo y gas, orientada hacia una diversificación hacia las energías renovables.

## **CAPÍTULO III: EL HIDRÓGENO COMO VECTOR FUNDAMENTAL DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA**

### **1. MOTIVACIÓN DETRÁS DE LA EXPLORACIÓN DEL HIDRÓGENO**

Tal como se evidenció en el apartado anterior, los ambiciosos objetivos de descarbonización y los desafíos de la electrificación, ponen de manifiesto una realidad donde los compromisos se encuentran en riesgo de incumplimiento. La evolución del sistema energético requiere no solo la adopción de fuentes renovables, sino también soluciones de almacenamiento y transporte que hagan posible gestionar la intermitencia de estas fuentes. El hidrógeno surge como una de las alternativas más prometedoras para afrontar este desafío, puesto que puede producirse a partir de recursos renovables y se perfila como un vector energético capaz de transformar sectores donde la electrificación directa sin generación emisiones directas resulta compleja como procesos industriales o transporte (IEA, 2019).

Aunque no constituye un recurso primario, su relevancia proviene de su condición de portador de energía, comparable en funcionalidad a la electricidad. Gracias a la electrólisis con energías renovables, el denominado “hidrógeno verde” permite acopiar excedentes energéticos y reforzar la estabilidad de los sistemas eléctricos, aspecto particularmente valioso en un contexto de creciente demanda y fluctuaciones en la oferta renovable (Barranco Tortosa, 2023). Reflejo de esto, es cómo países como Japón, China, Francia, Corea del Sur, Alemania y España han incorporado el hidrógeno verde en sus estrategias nacionales o comunitarias, poniendo su relevancia para diversificar la matriz energética y reducir la volatilidad asociada a los combustibles fósiles (Threlfall, 2022).

A pesar del entusiasmo que rodea al hidrógeno verde, persisten desafíos técnicos y económicos que requieren ser abordados para consolidar su papel en la transición energética. La reducción de costos en la producción, la optimización de infraestructuras de transporte y almacenamiento, y el desarrollo de marcos regulatorios favorables serán determinantes para su integración en el sistema energético.

A continuación, se expone de manera inductiva la relevancia del hidrógeno en la transición energética, sus principales vías de obtención y usos, la cadena de valor que lo sustenta y las barreras que actualmente enfrenta su implementación a gran escala. La

cuestión no es si el hidrógeno verde será un componente clave en el futuro energético, sino en qué medida su implementación será eficiente, escalable y económicamente competitiva en el corto y mediano plazo.

## 2. ESTADO DEL ARTE DEL HIDRÓGENO

El hidrógeno se presenta en la naturaleza principalmente en forma de agua o compuestos orgánicos. Para su uso energético, debe obtenerse a partir de una fuente externa, y las emisiones derivadas de su producción condicionan la medida en que contribuye a la descarbonización (Porto Mato, 2021). De acuerdo con los procesos y recursos utilizados, puede clasificarse en:

- Hidrógeno gris: obtenido de combustibles fósiles (p. ej. gas natural), con altas emisiones de CO<sub>2</sub> y sin captura.
- Hidrógeno azul: también parte de hidrocarburos, pero incorpora la captura y el almacenamiento de CO<sub>2</sub>, lo que reduce hasta un 95% sus emisiones.
- Hidrógeno verde (o renovable): producido mediante electrólisis con electricidad de origen renovable o mediante reformado de biogás, con huella de carbono cercana a cero.

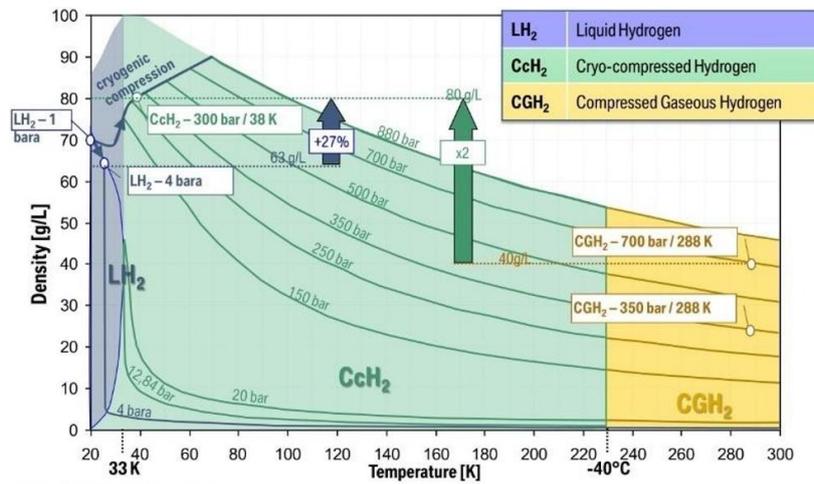
La electrólisis alcalina y la de membrana de intercambio de protones (PEM) se perfilan como las técnicas más aplicadas en la actualidad, puesto que aprovechan la producción renovable intermitente y ofrecen la posibilidad de almacenar energía excedentaria (Goldman Sachs, 2022). Además, diversos estudios resaltan su contribución a la seguridad energética, ya que disminuye la dependencia de importaciones fósiles y aporta flexibilidad al sistema eléctrico (Barranco Tortosa, 2023).

A pesar de estas ventajas, el hidrógeno aún representa una proporción reducida en la matriz mundial. El denominado “hidrógeno verde” supone apenas el 2% de la producción global, especialmente en países donde la industria de los hidrocarburos está más arraigada. Asimismo, el transporte y el almacenamiento constituyen pasos críticos en la cadena de valor, dada la baja densidad del hidrógeno y la necesidad de habilitar infraestructuras que garanticen su manejo seguro y eficaz (IEA, 2019).

Por otra parte, el hidrógeno se utiliza crecientemente en pilas de combustible, que transforman su energía química en electricidad, con eficiencias superiores al 60% y sin emisiones de CO<sub>2</sub> (Hydrogen Council, 2017). Este potencial de aplicación abarca desde el transporte pesado hasta procesos industriales y redes de calefacción, lo que refuerza la perspectiva de que el hidrógeno desempeñará un rol esencial en la transición hacia el Net Zero Emissions (NZE).

**Figura 4**

*Diagrama temperatura densidad del hidrógeno*



*Notas.* Obsérvese cómo Diagrama densidad-temperatura del hidrógeno en el que puede verse como la densidad del hidrógeno criocomprimido es mucho mayor que la del comprimido y algo mayor que en estado líquido. Adaptado de Diagrama densidad-temperatura del hidrógeno, por Apilados, en Almacenamiento de hidrógeno comprimido: tipos de tanques, 2023 (<https://apilados.com/blog/almacenamiento-hidrogeno-comprimido-tipos-tanques/>).

La optimización del almacenamiento de hidrógeno es un factor clave para su adopción a gran escala en aplicaciones como el transporte pesado y la industria. Como se ha visto en la figura, los distintos métodos de almacenamiento, hidrógeno líquido (LH<sub>2</sub>), criocomprimido (CcH<sub>2</sub>) y gaseoso comprimido (CGH<sub>2</sub>), ofrecen diferentes densidades energéticas en función de la temperatura y la presión. El hidrógeno CcH<sub>2</sub> se presenta como

una alternativa prometedora, ya que permite duplicar la densidad del CGH<sub>2</sub> sin requerir temperaturas criogénicas extremas como el LH<sub>2</sub>, lo que mejora la eficiencia en el almacenamiento y la autonomía en aplicaciones móviles. Sin embargo, la implementación de esta tecnología enfrenta desafíos técnicos y económicos, como la necesidad de sistemas de compresión avanzados y control térmico preciso para minimizar pérdidas energéticas. Superar estas barreras será crucial para maximizar el potencial del hidrógeno como vector energético en la transición hacia emisiones netas cero.

### 3. CADENA DE VALOR DEL HIDRÓGENO

La cadena de valor del hidrógeno se inicia con la obtención de materias primas (agua, biomasa o biogás) y continúa con su producción, transporte, almacenamiento y consumo final. Esta secuencia de etapas resulta más compleja y costosa que la de otros vectores como la electricidad, dado que el hidrógeno no está disponible en la naturaleza en su forma pura (H<sub>2</sub>). Aun así, las proyecciones apuntan a que las economías de escala, combinadas con la caída de precios de las energías renovables, podrían abaratar significativamente los costes de producción del hidrógeno verde (IRENA, 2020).

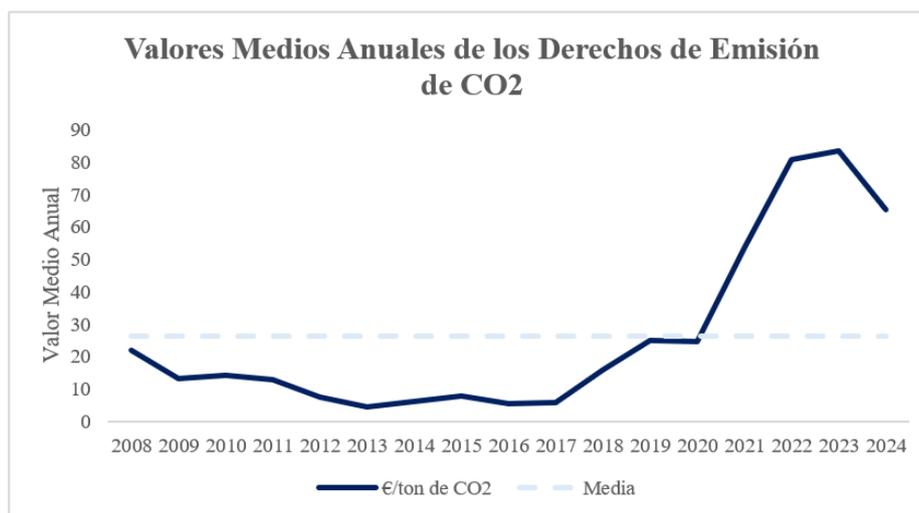
En comparación con los hidrocarburos, la principal ventaja medioambiental radica en la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> tanto en la producción como en el consumo, especialmente relevante si se contrasta con los combustibles tradicionales. Por ejemplo, la gasolina y el diésel generan alrededor de 2,38 y 2,61 kg de CO<sub>2</sub> por litro respectivamente, mientras que el hidrógeno verde evita dichas emisiones directas (SENDECO2, 2021). No obstante, existen costos asociados a la electrólisis (aprox. 5 USD/kg de H<sub>2</sub> frente a los 1,50 USD/kg del hidrógeno gris), así como a la compresión, licuefacción o conversión en amoníaco para su transporte.

La competitividad del hidrógeno verde se ve fortalecida por la progresiva subida en los precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> (de 24,84 €/ton en 2019 a más de 50 €/ton en 2021), la necesidad de estabilizar costes energéticos y la presión normativa que penaliza cada vez más la huella de carbono de los combustibles fósiles (SENDECO2, 2021). Bajo este escenario, se espera que el hidrógeno renovable adquiera una posición ventajosa, especialmente en aplicaciones que requieran grandes cantidades de energía y alta

autonomía, como los vehículos pesados o las industrias de calor intensivo (Pizarro, 2020; Generalitat de Catalunya, 2021).

### Figura 5

Valores medios anuales de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> (€/Ton)



Nota. Obsérvese la progresiva subida en los precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>,  
Elaboración propia a partir de datos de Sendeco<sub>2</sub>, 2025,  
(<https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>)

## 4. BARRERAS DE IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA DEL HIDRÓGENO

Pese a su indudable potencial como vía de descarbonización, el desarrollo del hidrógeno verde aún enfrenta notables barreras. Por un lado, el coste de producción e infraestructura inicial resulta elevado; la fabricación de electrolizadores y la adquisición de metales escasos (platino, iridio) representan una inversión cuantiosa. Además, la disponibilidad de recursos hídricos puede suponer un obstáculo significativo en regiones con estrés hídrico, ya que la producción de 1 kg de H<sub>2</sub> mediante electrólisis exige cerca de 10 kg de agua (Goldman Sachs, 2022).

Asimismo, el transporte y almacenamiento a gran escala requieren redes de tuberías específicas o soluciones de transformación (p. ej., amoníaco, metano sintético) que permitan aprovechar infraestructuras existentes y mejorar la densidad energética. Esta

complejidad logística alimenta la llamada “metáfora del huevo y la gallina”: la escasa infraestructura actual dificulta la expansión masiva de la producción, y la falta de demanda a gran escala frena, a su vez, la inversión en infraestructuras (IRENA, 2020).

No obstante, el conjunto de actores implicados, como instituciones públicas, empresas energéticas y entidades financieras, coincide en que las políticas de apoyo, la inversión público-privada y el desarrollo de marcos regulatorios claros desempeñarán un papel decisivo en la reducción de costes y la superación de barreras tecnológicas (IEA, 2023). En la medida en que el hidrógeno verde se consolide como una opción competitiva, tanto en términos de precios como de seguridad de suministro, se vislumbra un futuro energético más diversificado y resiliente, en el cual las emisiones de carbono se vean progresivamente sustituidas por soluciones limpias y sostenibles.

De este modo, observamos cómo una tecnología considerada clave para alcanzar los objetivos de descarbonización se convierte, sin embargo, en una oportunidad actualmente infrafinanciada. Por esta razón, en el siguiente capítulo se llevará a cabo un análisis de los distintos instrumentos financieros existentes para el desarrollo del hidrógeno y otras tecnologías relacionadas. El estudio partirá del concepto de "Green Investment Gap", abordando los factores clave que pueden incentivar la inversión y revisando los diversos vehículos financieros disponibles, para concluir finalmente con una comparación entre ellos.

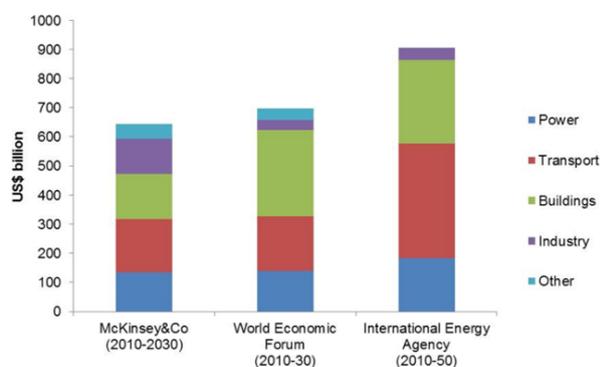
## CAPÍTULO IV: INSTRUMENTOS FINANCIEROS DE LA UNIÓN EUROPEA PARA EL DESARROLLO DEL HIDRÓGENO Y OTRAS TECNOLOGÍAS LIMPIAS

### 1. LA INVERSIÓN EN TRANSICIÓN ENERGÉTICA

En el contexto de transición hacia una economía descarbonizada, diversas estimaciones señalan que sería necesario destinar entre 650 y 900 mil millones de dólares al año hasta 2030 para impulsar el despliegue de energías renovables y afianzar la transición energética; Esto es conocido como el “Green Investment Gap”. No obstante, la inversión real todavía se sitúa lejos de estas proyecciones: durante la última década, el promedio anual osciló en torno a los 300 mil millones de dólares, monto que queda muy por debajo de las exigencias para incrementar la generación (WEF e IEA en Campiglio, 2016).

#### Figura 6

Estimaciones del “Green Investment Gap”



Notas. Adaptado de gráfico de estimación del Green Investment Gap, por Campiglio (2016), en Almacenamiento de hidrógeno comprimido: tipos de tanques (<https://eprints.lse.ac.uk/65146/1/Beyond%20carbon%20pricing.pdf>).

La insuficiencia de recursos puede explicarse, en gran medida, debido a que históricamente las transiciones energéticas han solido obedecer a la adopción de nuevas tecnologías más competitivas en términos de costo o conveniencia (Fouquet y Pearson, 2012). Por su parte, en la actualidad si bien acarrea beneficios sociales significativos, elementos como los altos costes iniciales de instalación, los prolongados plazos de repago,

la falta de instrumentos financieros apropiados y la incertidumbre normativa, se traducen en un incremento del riesgo percibido por el inversor (Kim y Park, 2016). Es por ello, que el papel de la política pública cobra en la actualidad una relevancia inusitada.

Para superar esta limitación, la credibilidad de las políticas y la consistencia regulatoria se perfilan como determinantes que pueden sostener e incentivar el flujo inversor a largo plazo (Sisodia, Soares y Ferreira, 2016).

Podemos así decir que, de cara a cerrar este “Green Investment Gap”, un marco regulatorio estable, una estrecha colaboración entre el sector público y el sector privado, y estímulos claros para el desarrollo de energías limpias, son claves para esta transición energética con motivaciones más difusas que las ventajas competitivas ofrecidas por nuevas tecnologías como se han visto en anteriores.

## 2. FACTORES CLAVE DE INVERSIÓN EN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Rentabilidad riesgo, riesgo país, riesgo regulatorio administrativo, riesgos específicos del proyectos y la ineficacia de los instrumentos de inversión tradicionales

Como se ha comentado, a pesar de la función esencial que desempeña la financiación pública en los estadios iniciales, la capacidad de atraer capital privado constituye el componente crítico para dar continuidad a la transición energética en el mediano y largo plazo. En este sentido, procedamos a analizar retos específicos para atraer la financiación además de las limitaciones de los instrumentos de financiación tradicional (deuda y acciones).

En primer lugar, encontramos cuatro factores claves nombrados por Peña, Rodríguez y Mayoral (2020, pp. 33-35). El primero es la financiación on-balance-sheet a cargo de las empresas promotoras suele no bastar para sostener la creciente demanda de energías renovables. En segundo lugar, la ratio rentabilidad-riesgo de los proyectos “verdes” se considera menos atractiva frente a otras alternativas de inversión, sobre todo en fases tempranas o en entornos con elevada inestabilidad regulatoria. Tercero, la crisis financiera de 2007-2009 y los requerimientos de capital de Basilea III han limitado la cantidad y la duración de los créditos, lo cual incrementa el riesgo de refinanciación para

las y los promotores de los proyectos. Por último, el sector financiero suele mostrar escepticismo ante iniciativas con largos plazos de maduración y márgenes ajustados.

En segundo lugar, el riesgo país. La evaluación de proyectos de transición energética se basa en tres factores del riesgo país: el riesgo institucional, económico y financiero. El riesgo institucional se evalúa a través de la estabilidad gubernamental, el sistema legal y político, y el estado de la economía. El riesgo económico incluye el análisis de variables como la inflación, el PIB, el desempleo y la deuda pública. Por último, el riesgo financiero considera tipos de interés, tipos de cambio y la solvencia del sector bancario (Ahuja, Syed & Wiseman, 2017).

En tercer lugar, el riesgo regulatorio y administrativo. El riesgo regulatorio es crucial para las inversiones en transición energética, requiriendo políticas claras y estables con una base jurídica sólida (Hamilton & Zindler, 2016). Además, la previsibilidad de las condiciones regulatorias durante la vida del proyecto es fundamental. Este riesgo varía según el tipo de inversión, afectando especialmente los ingresos esperados, tanto de forma directa (por ejemplo, precios regulados) como indirecta (por la competencia). Los cambios regulatorios retroactivos, como los ocurridos en España desde 2012 (p. ej. Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico), pueden dañar gravemente a las empresas (Ibarloza et al., 2019). El riesgo administrativo también juega un papel clave en los procesos de autorización y licencias, pues los plazos necesarios para obtener los permisos administrativos pueden oscilar entre 2 y 154 meses, dependiendo del país y de las características específicas del proyecto.

En cuarto lugar, existen también riesgos de mercado, técnicos, ambientales y los asociados al proyecto. El riesgo de mercado se refiere a la alta volatilidad de los precios de la electricidad y los combustibles (como petróleo, gas y carbón), así como del carbono, presentando un riesgo de cola significativo en comparación con otros activos financieros (Escribano, Peña & Villaplana, 2011). Los riesgos técnicos incluyen los inherentes a la construcción, el diseño y la ejecución del proyecto, así como los relacionados con la vida útil y el rendimiento de las tecnologías utilizadas. Además, el riesgo ambiental involucra los posibles impactos sociales y medioambientales, requiriendo frecuentemente estudios de impacto ambiental para la obtención de permisos. El riesgo de acceso a la red se materializa cuando surgen dificultades en la conexión de plantas renovables a la red

eléctrica, lo cual depende de la capacidad de la infraestructura y de las regulaciones pertinentes. Finalmente, el riesgo tecnológico ha disminuido debido a los avances en la eficiencia de las energías renovables, como la solar y la eólica, que han hecho más competitivos los costos de producción (Carcar, 2019).

Desde el punto de vista financiero, la relación rentabilidad-riesgo determina en buena medida las decisiones de inversión. Las y los inversores exigen retornos acordes al nivel de exposición, el cual varía según la fase del proyecto: mientras las etapas de diseño y construcción presentan una volatilidad más acusada, la operación de tecnologías maduras, como la eólica terrestre, se considera más estable (Hirth y Steckel, 2016).

En lo relativo a las fórmulas de financiación tradicionales, tanto la emisión de deuda como la apertura de capital encuentran límites cuando se destinan a proyectos de energías renovables o de eficiencia energética. De este modo, la deuda bancaria convencional no siempre logra ajustarse a las necesidades de apalancamiento y a los plazos de repago requeridos; por ello, el “project finance” se ha convertido en una vía para aislar el riesgo del promotor, aunque sus costos de transacción pueden ser elevados. Por otra parte, el capital propio proveniente de inversores de distinta naturaleza, que abarcan desde firmas de capital de riesgo hasta fondos de infraestructura, se incorpora en diversas etapas del proyecto, exigiendo rentabilidades proporcionales al nivel de exposición, el cual tiende a ser más elevado en las fases de diseño y construcción. A su vez, el escaso tamaño de algunos proyectos y el relativo desinterés de las instituciones financieras de gran envergadura explican la reducida presencia de este sector en los mercados de valores y de bonos tradicionales (Hamilton y Zindler, 2016).

Podemos así concluir que, tanto los riesgos asociados a las inversiones, como la limitación de los instrumentos de financiación tradicionales, hacen patente la necesidad de crear y fortalecer nuevos vehículos financieros vinculados a las actividades de inversión en la transición energética, constituyendo un área de investigación relevante que se abordará en los capítulos siguientes.

### 3. BANCOS DE INVERSIÓN VERDE

En línea con la necesidad de movilizar capital privado expuesta en los apartados anteriores, han surgido los denominados bancos de inversión verde (Green Investment

Banks, GIB), concebidos como entidades públicas o semipúblicas especializadas en canalizar recursos hacia infraestructuras y proyectos de bajas emisiones de carbono y elevada resiliencia climática (OCDE, 2016). Estas instituciones complementan las acciones de los bancos de desarrollo, respondiendo a la urgencia de cubrir el déficit de financiación que afecta a los sectores limpios y, por ende, de reducir los riesgos inherentes a las inversiones en tecnologías sostenibles.

El propósito central de los GIB consiste en superar las barreras propias de iniciativas con alto coste inicial, marcada sensibilidad a la regulación y escasa familiaridad por parte del mercado financiero. Al establecerse como organismos con un mandato público, disponen de vías de financiación que incluyen presupuestos nacionales, gravámenes sobre el carbono, inversores institucionales o emisiones de bonos verdes. A partir de dichos recursos, ofrecen garantías, esquemas de cofinanciación, instrumentos de capital y de deuda subordinada, así como operaciones de titulización, con el fin de reducir el riesgo percibido por el sector privado (NRDC, 2017).

La experiencia del UK Green Investment Bank ilustra el impacto de este enfoque: por cada libra pública invertida, se movilizaron tres libras de capital privado, alcanzando tasas de rentabilidad superiores al 3,5% (Reino Unido GIB, 2015a). De igual modo, en Australia, Japón o determinados estados de Estados Unidos (Connecticut, Nueva York, Hawái, entre otros), la creación de GIB o la incorporación de divisiones verdes en entidades preexistentes ha estimulado la financiación de proyectos relacionados con energías renovables, eficiencia energética y transporte limpio (CEFC, 2015a).

Además de agrupar operaciones de menor escala y ofrecer coinversión, estas entidades actúan como dinamizadoras, al demostrar la viabilidad de iniciativas sostenibles y al desarrollar capacidades técnicas para mitigar la incertidumbre que rodea a mercados emergentes.

Aunque la implementación de los GIB difiere según el contexto, en ocasiones mediante la creación de nuevas entidades y, en otros casos, transformando bancos o programas ya existente, la evidencia internacional refleja que su contribución al logro de metas de descarbonización y desarrollo económico puede ser significativa, siempre que

operen dentro de un marco regulatorio estable y complementen otras políticas climáticas (NRDC, 2017).

#### 4. INSTRUMENTOS DE RENTA FIJA

Paralelamente, y con el objetivo de cubrir parte de la creciente demanda de mecanismos financieros para la transición energética y la lucha contra el cambio climático, han cobrado relevancia los bonos verdes, cuya emisión ha experimentado un notable crecimiento (CBI, 2018). Estos activos de renta fija destinan sus ingresos de manera exclusiva a proyectos con un impacto medioambiental positivo, en ámbitos como las energías renovables, la eficiencia energética o el transporte limpio (GBP, 2018).

Si bien no existe un marco legal de obligado cumplimiento, el mercado se rige por estándares voluntarios como los Green Bond Principles (GBP), que promueven la transparencia en la selección de proyectos, el uso de los fondos y la verificación externa, así como por la taxonomía de la Climate Bonds Initiative, orientada a evaluar la coherencia de las emisiones con los objetivos del Acuerdo de París (GBP, 2018). Asimismo, han surgido otros tipos de bonos sociales o sostenibles, destinados a proyectos con fines sociales o híbridos de carácter social y medioambiental, junto con préstamos verdes y préstamos de incentivos positivos (Sustainability Loans), los cuales vinculan el coste financiero al desempeño ambiental o a criterios ESG de la entidad prestataria (LMA, 2018).

En relación con la rentabilidad, no se ha identificado un comportamiento uniforme: algunas investigaciones detectan primas negativas (“greenium”), mientras otras no encuentran diferencias significativas o incluso observan primas positivas (Zerbib, 2019). A pesar de esta variabilidad, la categorización verde suele atraer a un perfil de inversor comprometido, contribuye a consolidar la reputación de la entidad emisora y resulta más sólida cuando va acompañada de informes de impacto y revisiones externas que eviten el llamado “greenwashing”.

Con el fin de reforzar este mercado y reducir la incertidumbre, la Unión Europea avanza en la definición de un estándar de bono verde que homologue criterios, verificación y divulgación (TEG, 2019). Se espera que una mayor seguridad jurídica y la adopción de una taxonomía clara favorezcan la canalización de fondos en el volumen requerido para cumplir las metas de descarbonización y la transformación del modelo económico.

## 5. ACUERDOS DE COMPRA DE ENERGÍA A LARGO PLAZO (PPA)

En el escenario descrito, los acuerdos de compra de energía a largo plazo (PPA) han adquirido importancia como mecanismo para asegurar un suministro eléctrico estable, competitivo y con bajas emisiones, objetivo que muchas empresas valoran por motivos tanto económicos como de sostenibilidad. Al mismo tiempo, para los promotores de instalaciones renovables, estos contratos ofrecen visibilidad sobre los ingresos, lo que facilita el acceso a la financiación y reduce la volatilidad inherente a los precios mayoristas, sobre todo tras la disminución de subvenciones públicas (ICIS, 2019).

Un PPA establece un precio a largo plazo para un volumen definido de electricidad procedente de fuentes renovables, generando así un marco de estabilidad: el productor asegura el retorno de su inversión y la empresa consumidora estabiliza sus costes, a la vez que refuerza sus compromisos de sostenibilidad (Mendicino et al., 2019). Existen variantes físicas: con entrega real de energía, ya sea en la misma localización (on-site) o en un lugar distinto (off-site) y PPA sintéticos o virtuales (VPPA), en los que se intercambian flujos financieros en función de la diferencia entre un precio fijo y la cotización del mercado spot, junto con los certificados de energía renovable (UNEF, 2018). En los PPA off-site, suele participar una comercializadora que “envaina” (sleeve) la energía desde la planta hasta el cliente final, o bien presta el suministro mientras productor y consumidor liquidan las diferencias de precio (Kansal, 2018).

La determinación del precio de un PPA considera, entre otros aspectos, las estimaciones de precios futuros, el coste nivelado de la electricidad (LCOE) y el análisis de factores de riesgo, como el operativo, el regulatorio o el de base (diferencias entre el nodo de generación y el hub de liquidación) (Sicre del Rosal, 2016). De igual modo, la posesión de certificados (garantías de origen o REC) permite demostrar la naturaleza renovable de la energía, lo que refuerza la adicionalidad medioambiental y la imagen corporativa de la empresa. No obstante, la firma de un PPA, en particular si se trata de un VPPA, exige analizar en detalle la estructura de precios, las cláusulas sobre eventuales cambios legislativos y la gestión contable de derivados, dado que un swap financiero conlleva riesgos de contraparte e implicaciones en la cobertura (Mars y Rasel, 2014).

Pese a la complejidad asociada, los PPA se han afianzado como una vía clave para incentivar la inversión privada en renovables y la descarbonización en el ámbito corporativo, al ofrecer un marco contractual que confiere estabilidad a largo plazo y un suministro de energía verde con costes competitivos.

## 6. TITULACIÓN Y YIELDCO

Finalmente, la titulización de activos se presenta como otra herramienta para atraer inversores. Esta práctica, desarrollada inicialmente con las hipotecas residenciales en Estados Unidos durante la década de 1970, consiste en agrupar activos con flujos de caja previsibles y convertirlos en títulos negociables respaldados por dichos ingresos (Fink, 2014). En el caso de la energía solar, los rendimientos generados por arrendamientos, PPA residenciales o préstamos se trasladan a una sociedad vehicular (SPV), encargada de emitir valores de renta fija (ABS), reduciendo así el coste de capital y facilitando la llegada de inversoras e inversores privados (O'Sullivan y Warren, 2016).

Esta modalidad demanda una rigurosa estandarización contractual, solidez jurídica y sistemas sólidos de mitigación de riesgos. No obstante, los procesos de titulización pueden verse afectados por la volatilidad de los tipos de interés o por cambios normativos, tal y como se evidenció en la crisis de 2007-2009, donde una supervisión inadecuada y la sobrevaloración de activos repercutieron negativamente en la reputación de la titulización (Bertay, Gong y Wagner, 2017).

En paralelo, han emergido en los mercados bursátiles entidades como las Master Limited Partnerships (MLP) en Estados Unidos o las YieldCo, diseñadas para agrupar proyectos de energía limpia en operación y distribuir la mayoría de sus flujos de caja (CAFD) como dividendos (Krupa y Harvey, 2017). A diferencia de las MLP, las YieldCo se constituyen como sociedades anónimas que, en general, no disfrutan de exenciones fiscales directas, si bien compensan sus ingresos a través de amortizaciones elevadas, lo que reduce su tributación al tiempo que expanden su cartera de proyectos (Urdanick, 2014).

La quiebra de SunEdison en 2016 y el subsiguiente impacto en TerraForm han evidenciado los riesgos de sobreapalancamiento y adquisiciones a precios no sostenibles. Sin embargo, otros vehículos, como Brookfield Renewable Partners o Atlantica Yield, han logrado mantener un perfil de dividendos altos y predecibles, demostrando una evolución

satisfactoria en entornos adecuados (FT, 2016). Por ende, tanto la titulización como las YieldCo se presenta como mecanismos idóneos para movilizar inversión en activos de transición energética, siempre que el flujo de ingresos sea estable, se adopten criterios de disciplina en las adquisiciones y se cuente con un marco normativo sólido.

## **CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

### **1. SOBRE EL MARCO JURÍDICO DE LA UNIÓN EUROPEA PARA LA UNIÓN DE LA ENERGÍA Y EL CLIMA**

El marco jurídico de la Unión Europea en materia de energía y clima se fundamenta, en gran medida, en la evolución histórica que ha vinculado la seguridad energética con las competencias compartidas de la Unión, consolidadas especialmente a partir de la adopción del Tratado de Lisboa. La preocupación por la disponibilidad, accesibilidad, asequibilidad y aceptabilidad de los recursos energéticos ha conducido a la configuración de un sistema normativo complejo y transversal, donde convergen los objetivos de mercado interior, competencia, protección del medio ambiente y descarbonización de la economía.

La incorporación en el artículo 194 del TFUE de una base competencial específica para la energía supuso un cambio de paradigma al reconocer expresamente la facultad de la UE para legislar en ámbitos como el fomento de las energías renovables, la eficiencia energética y la seguridad de suministro. Dicha disposición, conjugada con la relevancia de otros preceptos –como los artículos 122, 170 y 192 del TFUE–, refuerza la capacidad de la Unión para impulsar la transición energética y al mismo tiempo salvaguarda ciertas prerrogativas estatales relativas a la configuración de la propia combinación de fuentes. Esta dialéctica entre competencias estatales y supranacionales se manifiesta en la jurisprudencia del Tribunal de Justicia, que ha precisado las circunstancias en las cuales la Unión puede adoptar medidas vinculantes sin menoscabar la soberanía de los Estados miembros en la elección de su mix energético.

En armonía con el marco competencial, la política energética de la UE ha experimentado una progresiva expansión de instrumentos normativos, dirigidos tanto a garantizar un mercado interior competitivo –mediante la aplicación de las reglas de competencia enunciadas en los artículos 101 y 102 TFUE, la regulación de las ayudas de

Estado y el control de concentraciones— como a afianzar la sostenibilidad y la seguridad de suministro, con medidas que abarcan desde la promoción de infraestructuras energéticas transeuropeas hasta la adopción de compromisos internacionales en la lucha contra el cambio climático. Estos compromisos, cristalizados en tratados internacionales (CMNUCC, Protocolo de Kioto, Acuerdo de París) y en iniciativas propias de la UE (Directivas de renovables, Paquete de Energía Limpia, Pacto Verde Europeo, paquete “Objetivo 55” y Plan REPowerEU), han configurado un entramado legal orientado a la consecución de metas ambiciosas de reducción de emisiones y penetración de energías limpias.

Las directrices europeas han fijado, de este modo, un itinerario normativo que persigue el refuerzo de la seguridad de abastecimiento, la garantía de la competencia en el mercado energético y la integración de la sostenibilidad en todas las políticas sectoriales. No obstante, los logros alcanzados —como el incremento de la cuota de renovables o la mejora en eficiencia energética— coexisten con desafíos significativos, entre los que destacan la persistente dependencia de fuentes fósiles, las disparidades entre países, la necesidad de sostener la inversión en infraestructuras y las posibles tensiones derivadas de la geopolítica de la energía. Estos desafíos confirman la exigencia de coordinar políticas nacionales y comunitarias bajo un enfoque de solidaridad, manteniendo en todo momento el equilibrio entre la soberanía de los Estados y la actuación eficaz de las instituciones europeas.

En definitiva, el marco jurídico de la Unión para la transición energética y la lucha contra el cambio climático responde a la voluntad de compatibilizar la fortaleza del mercado interior, la promoción de la innovación y la competitividad, y la urgente necesidad de mitigar los efectos del calentamiento global. Al amparo de la cláusula de solidaridad interinstitucional y estatal, la Unión ha diseñado directrices y mecanismos jurídicos capaces de movilizar recursos, promover la eficiencia y regular la competencia, con vistas a asegurar que la transición energética sea un proceso sostenible y equitativo en el que converjan los intereses particulares de cada Estado miembro y los objetivos comunes de la Unión. El éxito de esta empresa dependerá, en última instancia, de la constante adaptación de la normativa a los imperativos tecnológicos, económicos y geoestratégicos, así como de

la firmeza de la voluntad política para alcanzar la neutralidad climática antes de mediados de siglo.

## 2. SOBRE EL HIDRÓGENO COMO VECTOR FUNDAMENTAL DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

Respecto al hidrógeno, tras la revisión de la literatura, este se reafirma como un factor determinante para acelerar la descarbonización y ampliar las oportunidades de almacenamiento energético. Su capacidad para equilibrar la intermitencia de las fuentes renovables, así como para suministrar energía a procesos industriales y medios de transporte con elevada demanda térmica, lo convierte en una pieza clave dentro de las estrategias de transición hacia sistemas energéticos libres de carbono. Aun cuando no se trata de un recurso primario, la producción de hidrógeno verde mediante electrólisis con energías renovables posiciona a este vector como una alternativa de bajo impacto ambiental y elevada flexibilidad funcional.

La relevancia del hidrógeno en el ámbito energético se ve reforzada por la convergencia de factores regulatorios, económicos y tecnológicos. El incremento progresivo en el precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub> incide directamente en la viabilidad comercial del hidrógeno renovable, haciéndolo cada vez más competitivo frente a otras opciones con un mayor contenido de carbono. Además, la dinámica de innovación en los procesos de producción, transporte y almacenamiento, desde la mejora en los electrolizadores hasta el desarrollo de tecnologías de compresión y licuefacción, contribuye a la reducción de costes y a la ampliación de las aplicaciones del hidrógeno en la industria, la movilidad y la generación de calor.

No obstante, este escenario prometedor se enfrenta a importantes retos. La inversión en infraestructuras específicas para el transporte y almacenamiento de hidrógeno requiere un compromiso financiero sustancial, a la par que la coordinación normativa y la colaboración entre los diferentes agentes económicos resultan fundamentales para superar las barreras de entrada para su desarrollo. De igual modo, la disponibilidad de recursos críticos (por ejemplo, metales nobles para la fabricación de electrodos) y las potenciales

limitaciones hídricas en determinadas regiones evidencian la necesidad de desarrollar estrategias de uso racional y políticas de fomento equilibradas.

En definitiva, si bien queda camino por recorrer en materia de reducción de costes, optimización de la cadena de valor y ampliación de la demanda, el consenso académico e institucional coincide en que el hidrógeno verde configurará un pilar esencial para alcanzar los objetivos de emisiones netas cero a medio y largo plazo. La experiencia de países líderes en la implementación de esta tecnología, unida al creciente interés del sector privado, refuerza la perspectiva de que el hidrógeno no solo diversificará la matriz energética, sino que también actuará como un catalizador de desarrollo industrial, innovación y resiliencia frente a los desafíos medioambientales globales.

### 3. SOBRE LOS INSTRUMENTOS DE FINANCIACIÓN

Como se ha venido analizando en los apartados anteriores, el despliegue de tecnologías limpias exige un volumen de inversión que supera con creces la capacidad financiera del sector público, lo que justifica la proliferación de diversos instrumentos e instituciones diseñados para canalizar recursos hacia iniciativas de generación y eficiencia energética. En este sentido, se observa que cada mecanismo cumple un cometido específico y enfrenta desafíos propios, pero todos confluyen en la necesidad de reducir la percepción de riesgo por parte del capital privado y de incrementar la certidumbre regulatoria.

Los bancos de inversión verde descritos en el apartado 3, facilitan la coinversión y la agrupación de proyectos de menor tamaño, además de asumir o mitigar riesgos para inversores que buscan rentabilidades razonables en el ámbito de las renovables. Por otro lado, los bonos verdes examinados en el apartado 4, brindan tanto a emisores como a inversores un activo de renta fija con impacto medioambiental, si bien su efectividad depende de la aplicación de estándares reconocidos (por ejemplo, los Green Bond Principles) y de la realización de verificaciones externas independientes.

En cuanto a los acuerdos de compra de energía a largo plazo (PPA), analizados en el apartado 5, constituyen una estrategia para garantizar ingresos estables a las promotoras de proyectos renovables y, al mismo tiempo, otorgar un suministro de bajo coste al comprador. Sin embargo, su éxito requiere un marco normativo claro, sistemas de cobertura ante la volatilidad del mercado y la posibilidad de vincular la electricidad a

certificados de origen, por ejemplo GO en Europa o REC en otros territorios. Estos certificados permiten acreditar la procedencia renovable de la energía consumida, pero, tal como señalan algunos estudios, aún no existe un mercado suficientemente unificado y líquido para su negociación.

Por último, la titulización de activos y la creación de vehículos corporativos tipo YieldCo, revisados en el apartado 6, proporcionan herramientas financieras capaces de agrupar proyectos con flujos de caja estables, reducir costes de financiación y atraer inversoras e inversores interesados en la energía limpia. No obstante, la experiencia de la crisis de 2007-2009 subraya la importancia de contar con una calidad crediticia adecuada y de aplicar una supervisión rigurosa a las operaciones de titulización. Asimismo, los YieldCo deben evitar la inclusión excesiva de proyectos en fase de desarrollo, y tienden a requerir ventajas fiscales o incentivos que contribuyan a conservar su competitividad.

En conjunto, este abanico de mecanismos e instrumentos pone de manifiesto la relevancia de un entorno regulatorio coherente, que defina criterios claros para las inversiones limpias y establezca certificaciones fiables y marcos de transparencia. Solo así es posible ofrecer a las empresas energéticas y a los inversores institucionales la seguridad y la rentabilidad ajustada al riesgo que demanda la transición hacia tecnologías bajas en carbono, lo que, a su vez, acelera el progreso hacia los compromisos climáticos.

#### 4. PROPUESTA DE MEJORA Y FUTURAS LÍNEAS DE INVESTIGACIÓN

El análisis realizado a lo largo de este estudio evidencia la necesidad de perfeccionar los instrumentos jurídicos, técnicos y económicos que sostienen la transición energética. Pese a que el marco de la Unión Europea se ha consolidado como referencia esencial, persiste margen para reforzar la coherencia y eficacia de las políticas de descarbonización. Ello exige una estrategia más integral que articule legislación, innovación tecnológica y financiamiento, agilizando la adopción de soluciones limpias y la implicación de todos los actores involucrados en la transformación del modelo energético.

En esta línea, resulta crucial fortalecer la planificación y el control de los objetivos medioambientales y de seguridad de suministro. Para ello, conviene diseñar instrumentos

jurídicos que fomenten la flexibilidad en la generación y distribución de energía, facilitando la integración del hidrógeno en redes existentes sin barreras regulatorias innecesarias. Asimismo, se recomienda crear marcos estandarizados para evaluar el impacto de las inversiones en tecnologías de hidrógeno, asegurando transparencia y comparabilidad de proyectos con el fin de reducir el riesgo percibido y atraer capital privado. Como medida específica, podría examinarse la viabilidad de un “espacio de experimentación regulatoria” a escala europea, que permita a los Estados miembros colaborar en proyectos piloto de hidrógeno verde con un entorno legal más flexible, propiciando así un aprendizaje práctico y seguro.

La formulación de políticas que combinen inversión pública y privada constituye otro eje de acción imprescindible. Por un lado, fomentar incentivos y garantías para proyectos de hidrógeno verde, eficiencia energética o captura de carbono alinearía el interés empresarial con las metas de descarbonización, reduciendo la brecha entre la oferta de fondos y la inversión requerida para alcanzar las emisiones netas cero. Por otro lado, se requiere liderazgo institucional para coordinar distintos niveles de gobierno y afianzar la transferencia de conocimiento, favoreciendo la creación de infraestructuras y la innovación en la producción y el almacenamiento de energía limpia.

En cuanto a futuras líneas de investigación, se subraya la relevancia de la modelización económica y medioambiental de la adopción del hidrógeno, evaluando sus repercusiones en la competitividad industrial y la generación de empleo, así como de la exploración de sistemas de almacenamiento y transporte, con especial atención a la integración en redes de gas existentes. Resulta igualmente pertinente investigar la gobernanza de los procesos de transición, abarcando tanto interacciones institucionales como la percepción ciudadana, para reforzar la legitimidad de las políticas y propiciar una transición justa.

En definitiva, consolidar la transición energética requiere coherencia legislativa, innovación tecnológica y movilización de recursos público-privados. La sinergia entre estos elementos, junto con una actualización constante de la normativa y la investigación aplicada, permitirá afianzar el papel del hidrógeno y demás tecnologías limpias, asegurando su contribución decisiva a un sistema energético resiliente y climáticamente neutro.

## CAPÍTULO VI. BIBLIOGRAFÍA

### 1. LEGISLACIÓN

**Comisión Europea. (2004).** Reglamento (CE) n.º 139/2004 del Consejo, de 20 de enero de 2004, sobre el control de las concentraciones entre empresas. *DO L 24, 29.I.2004*, pp. 1-22.

**Comisión Europea. (2010, 4 de mayo).** Decisión *E.ON Gas – E.ON Gas Foreclosure (AT.39317)*. Procedimiento por infracción del artículo 102 TFUE. Recuperado de <https://competition-cases.ec.europa.eu/cases/at-39317>

**Comisión Europea. (2013, 3 de diciembre).** Decisión en el asunto *M.6910 – Gazprom / Wintershall / Target Companies*: Concentración no opuesta conforme al artículo 6(1)(b) del Reglamento (CE) n.º 139/2004. Recuperado de <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32013M6910>

**Comisión Europea. (2019, 17 de septiembre).** Decisión en el asunto *M.8870 – E.ON/Innogy*: Concentración compatible con el mercado interior y el Acuerdo EEE (C(2019) 6530 final). Versión pública. Recuperado de [https://ec.europa.eu/competition/mergers/cases1/201937/M8870\\_5646\\_3.pdf](https://ec.europa.eu/competition/mergers/cases1/201937/M8870_5646_3.pdf)

**Unión Europea. (2009).** Directiva 2009/28/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 23 de abril de 2009 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE. *EUR-Lex*. Recuperado de <https://eur-lex.europa.eu/ES/legal-content/summary/promotion-of-the-use-of-energy-from-renewable-sources.html>

### 2. JURISPRUDENCIA

**Sentencia del Tribunal de Justicia de 13 de septiembre de 2005, Comisión de las Comunidades Europeas contra Consejo de la Unión Europea**, Asunto C-176/03, apdo. 44, ECLI:EU:C:2005:542. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:62003CJ0176>

**Sentencia del Tribunal General de 7 de marzo de 2013, República de Polonia contra Comisión Europea**, Asunto T-370/11 (apdos. 17, 104 y 110), ECLI:EU:T:2013:113. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:62011TJ0370>

**Sentencia del Tribunal de Justicia de 21 de junio de 2018, República de Polonia contra Parlamento Europeo y Consejo de la Unión Europea**, Asunto C-5/16 (apdos. 42 y 167), ECLI:EU:C:2018:483. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:62016CJ0005>

**Tribunal de Justicia de la Unión Europea (TJUE). (2017).** *Intel/Comisión*, asunto C-413/14.

**Tribunal de Justicia de la Unión Europea (TJUE). (2017).** *Intel/Comisión*, asunto C-413/14. (*Referencia repetida, se distingue por contexto si fuera necesario.*)

**Tribunal de Justicia de la Unión Europea (TJUE). (2019).** *Achema y otros*, asunto C-706/17.

### 3. OBRAS DOCTRINALES

**Ahuja, A., Syed, M. y Wiseman, K. (2017).** *Assessing Country Risk – Selected Approaches – Reference Note*. IMF Strategy, Policy, and Review Department.

**Álvarez Pelegry, E. (2019).** Transición energética y crecimiento económico sostenible. En J. de la Cruz Ferrer (dir.) y L. Zamora Santa Brígida (coord.), *Energía y Derecho ante la Transición Renovable*. Thomson Reuters Aranzadi.

**Banco de España. (2023).** Vulnerabilidades de la UE a disrupciones del comercio internacional (p. 5). En *Boletín Económico 2023/T3*. <https://doi.org/10.53479/30252> (*Fuente adaptada para la Figura 1.*)

**Barranco Tortosa, M. (2023).** *Análisis del potencial del hidrógeno verde como fuente de energía en la realidad geopolítica actual* [Trabajo de Fin de Grado, Universidad Pontificia Comillas]. Repositorio de la Universidad Pontificia Comillas. <http://hdl.handle.net/11531/68861>

**Bertay, A. C., Gong, D. y Wagner, W. (2017).** Securitization and economic activity: The credit composition channel. *Journal of Financial Stability*, 28, 225-239.

**CBI. (2018).** *Bonds and Climate Change: The state of the market 2018*. Climate Bonds Initiative Report.

**Conthe Gutiérrez, M. (2019).** Capítulo Primero. Geopolítica de la energía y teoría de juegos. En *Energía y Geoestrategia*. Instituto Español de Estudios Estratégicos, Comité Español del Consejo Mundial de la Energía, Club Español de la Energía.

**Escribano, Á., Peña, J. I. y Villaplana, P. (2011).** Modeling Electricity Prices: International Evidence. *Oxford Bulletin of Economics and Statistics*, 73(5), 622-650.

**Fabrés Garrido, E. (2023).** Estudio interpretativo de las competencias de la Unión en materia de energía. El artículo 194 TFUE en el marco de la transición energética. *Quaderns IEE: Revista de l'Institut d'Estudis Europeus*, 2(1), 61-92.  
<https://doi.org/10.5565/rev/quadernsiee.45>

**Fink, A. C. (2014).** Securitize Me: Stimulating Renewable Energy Financing by Embracing the Capital Markets. *University of New Hampshire Law Review*, 12, 109.

**García Coso, E. (2022).** Balance y perspectivas de la Unión de la energía y el clima en la Unión Europea. En E. Olier (ed.), *Transición energética y economía* (pp. 173-190). Revista Socioeconomía. Fundación Independiente.

**García Coso, E. (2024).** Derecho de la competencia de la UE y mercado interior de la energía [EU competition law and internal energy market]. *Cuadernos de Derecho Transnacional*, 16(1). <https://doi.org/10.20318/cdt.2024.8422>

**Goldman Sachs Group. (2022).** *Carbonomics: The clean hydrogen revolution*. Goldman Sachs. <https://www.goldmansachs.com/insights/pages/gs-research/carbonomics-the-clean-hydrogenrevolution/carbonomics-the-clean-hydrogen-revolution.pdf>

**Gurch, M. (2017).** Financing Projects with Virtual PPAs. *Project Finance Newswire*, octubre.

**Hamilton, K. y Zindler, E. (2016).** *Finance Guide for Policy-Makers: Renewable Energy, Green Infrastructure*. Chatham House and Bloomberg New Energy Finance.

**Hirth, L. y Steckel, J. C. (2016).** The role of capital costs in decarbonizing the electricity sector. *Environmental Research Letters*, 11, 11410.

**Huhta, K. (2020).** Anchoring the energy transition with legal certainty in EU Law. *Maastricht Journal of European and Comparative Law*, 27(4), 998.

<https://doi.org/10.1177/1023263X20932056>

**Hydrogen Council. (2017).** *How hydrogen empowers the energy transition.* Hydrogen Council. <https://hydrogencouncil.com/wp-content/uploads/2017/06/Hydrogen-Council-Vision-Document.pdf>

**Ibarloza, A., Heras-Saizarbitoria, I., Allur, E. y Larrea, A. S. (2019).** Regulatory cuts and economic and financial performance of Spanish solar power companies: An empirical review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 92, 784-793.

**International Energy Agency. (2019).** *The Future of Hydrogen.* IEA Publications.

**International Renewable Energy Agency (IRENA). (2020).** *Renewable Power Generation Costs in 2019.* Abu Dhabi: IRENA.

**Jiménez Herrero, L. M. (2016).** El Acuerdo climático de París: bases para una descarbonización profunda en una perspectiva europea y española. *Administración & Ciudadanía (A&C)*, 11(2), 227-241.

**Kansal, R. (2018).** Introduction to the Virtual Power Purchase Agreement. *Business Renewable Center Report.* The Rocky Mountain Institute.

**Kim, J. y Park, K. (2016).** Financial development and deployment of renewable energy technologies. *Energy Economics*, 59, 238-250.

**Krupa, J. y Danny Harvey, L. D. (2017).** Renewable electricity finance in the United States: A state-of-the-art review. *Energy*, 135, 913-929.

**Larrea, M. (2018).** La pobreza energética en la Unión Europea y el Reino Unido. *Icade. Revista de la Facultad de Derecho*, 102.

<https://doi.org/10.14422/icade.i102.y2017.001>

- Linares, P. (2018).** La transición energética. *Ambienta*, 125, 20-31.  
[https://www.mapa.gob.es/ministerio/pags/Biblioteca/Revistas/pdf\\_AM%2FPDF\\_AM\\_Ambienta\\_2018\\_125\\_completa\\_2.pdf](https://www.mapa.gob.es/ministerio/pags/Biblioteca/Revistas/pdf_AM%2FPDF_AM_Ambienta_2018_125_completa_2.pdf)
- Loan Market Association (LMA). (2018).** *Green Loan Principles*.
- Marín Quemadas, J. M. (2008).** Política energética en la UE: entre la timidez y el atrevimiento. *Economía de la energía*, 842.
- Mars, A. y Rasel, L. (2014).** Financing Wind projects with Synthetic PPAs. *North American Windpower*, abril.
- Mendicino, L., Menniti, D., Pinnarelli, A. y Sorrentino, N. (2019).** Corporate power purchase agreement: Formulation of the related levelized cost of energy and its application to a real life case study. *Applied Energy*, 253, 113577.  
<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113577>
- O’Sullivan, F. M. y Warren, C. H. (2016).** Solar securitization: An innovation in renewable energy finance. *MIT Working Paper, MITEI-WP-2016-05*.
- Parra, R. J. (2013).** *La política energética de la Unión Europea: la construcción del mercado interior de la electricidad* (p. 136) [Tesis doctoral, Universidad de Zaragoza].  
<https://zaguan.unizar.es/record/13301/files/TESIS-2014-008.pdf>
- Peeters, M. (2014).** Governing towards Renewable Energy in the EU: Competences, Instruments, and Procedures. *Maastricht Journal of European and Comparative Law*, 21(1), 39-63.  
<https://doi.org/10.1177/1023263X1402100103>
- Peña, J. I., Rodríguez, R. y Mayoral, S. (2020).** *Productos financieros para la transición energética* (pp. 33-35). Funcas.
- Porto Mato, P. (2021).** *Descarbonización del sector del transporte en España con el hidrógeno verde* [Proyecto Fin de Carrera, Universidad Politécnica de Madrid]. Archivo Digital UPM. <https://oa.upm.es/68685/>

**Rabanal, N. G. (2005).** *Retos energéticos de la UE: eficiencia y medio ambiente* (pp. 4-7). Universidad de León.

[https://www.academia.edu/19000126/Retos\\_energ%C3%A9ticos\\_de\\_la\\_UE\\_eficiencia\\_y\\_medioambiente](https://www.academia.edu/19000126/Retos_energ%C3%A9ticos_de_la_UE_eficiencia_y_medioambiente)

**Segoviano, S. (2020).** Bases de la estrategia de seguridad energética de la Unión Europea: la importancia del espacio de vecindad Mediterráneo. En M. I. Nieto, *La UE y el Mediterráneo a la luz de la Estrategia Global de Seguridad de la Unión. Retos futuros en las políticas de vecindad, seguridad y defensa* (pp. 107-138).

**Sicre del Rosal, R. (2018).** Contratos de compraventa de energía y energía renovable. *Cuadernos de Energía*, 55, 87-96.

**Sisodia, G. S., Soares, I. y Ferreira, P. (2016).** Modeling business risk: The effect of regulatory revision on renewable energy investment – The Iberian case. *Renewable Energy*, 95, 303-313.

**Suaza Sáenz, J. C. (2023).** *Las Fuentes No Convencionales de Energías Renovables como Herramienta para la Transición Energética y el Cumplimiento de las Metas Nacionales e Internacionales de Mitigación al Cambio Climático: Identificación de Barreras*. Universidad Externado de Colombia.

**Talus, K. (2016).** Applying EU Competition Law to the Energy Markets. En *Introduction to EU Energy Law* (pp. 57-86). Oxford University Press.

**Talus, K. y Aalto, P. (2017a).** Competences in EU energy policy. En *Research Handbook on EU Energy Law and Policy* (pp. 15-29).

[https://www.researchgate.net/publication/383923272\\_Competences\\_in\\_EU\\_energy\\_policy](https://www.researchgate.net/publication/383923272_Competences_in_EU_energy_policy)

**Talus, K. y Aalto, P. (2017b).** Competences in EU energy policy. En *Research Handbook on EU Energy Law and Policy* (pp. 15-29).

<https://www.e-elgar.com/shop/gbp/research-handbook-on-eu-energy-law-and-policy-9781786431042.html>

**Urdanick, M. (2014).** A deeper look into YieldCo structuring. *National Renewable Energy Laboratory*.

<https://www.renewableenergyworld.com/2014/10/03/a-deeper-look-into-yieldco-structuring/>

**Velázquez de Castro González, F. (2005).** Cambio climático y Protocolo de Kioto. Ciencia y estrategias. Compromisos para España. *Rev Esp Salud Pública*, 79(2), 191-201.

#### 4. RECURSOS DE INTERNET

**Carcar, S. (2019).** Explosión verde: REE afronta una oleada de peticiones para conectar renovables. *La Información*.

<https://www.lainformacion.com/empresas/red-electrica-avalanchapeticiones-conexion-renovables/6496746/>

**CEFC. (2015a).** Factsheet: CEFC and the City of Melbourne accelerate sustainability initiatives, October 2015.

[https://www.cleanenergyfinancecorp.com.au/media/107528/cefcfactsheet\\_cityofmelb\\_lr.pdf](https://www.cleanenergyfinancecorp.com.au/media/107528/cefcfactsheet_cityofmelb_lr.pdf)

**Comisión Europea. (2019a).** Pacto Verde Europeo.

<https://eur-lex.europa.eu/ES/legal-content/summary/european-green-deal.html>

**Comisión Europea. (2020a)** Plan de Inversiones para una Europa Sostenible.

[https://ec.europa.eu/regional\\_policy/es/](https://ec.europa.eu/regional_policy/es/)

**Consejo de la Unión Europea. (2024).** Objetivo 55: cómo transformará la UE los objetivos climáticos en legislación.

<https://www.consilium.europa.eu/es/>

**ECIJA. (2021).** Energía limpia para todos los europeos en el año 2030.

<https://ecija.com>

**Financial Times. (2016).** SunEdison: Death of a solar star.

<https://www.ft.com/content/04fca062-07a3-11e6-a70d-4e39ac32c284>

**ICIS. (2019).** ICIS Power Perspective: Outlook for utility PPAs in Europe.

<https://www.icis.com/explore/resources/news/2019/08/28/10409966/icis-power-perspective-outlook-forutility-ppas-in-europe>

**Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. (2024).** El Acuerdo de París. Recuperado el 31 de enero de 2025 de

<https://www.miteco.gob.es/es/cambio-climatico/temas/el-proceso-internacional-de-lucha-contra-el-cambio-climatico/naciones-unidas/elmentos-acuerdo-paris.html>

**NRDC. (2017a).** Bancos nacionales de desarrollo y bancos de inversión verde: movilizándolo el financiamiento en América Latina y el Caribe para la implementación de contribuciones nacionales.

<https://greenbanknetwork.org/portfolio/bancos-nacionales-de-desarrollo-y-bancos-de-inversion-verde/>

**OCDE. (2019).** Country Risk Classification.

<http://www.oecd.org/trade/topics/export-credits/arrangement-and-sector-understandings/financing-terms-and-conditions/country-risk-classification/>

**Parlamento Europeo. (2023).**

La energía renovable.

<https://www.europarl.europa.eu/factsheets/es/sheet/70/la-energia-renovable>

**Pizarro, Á. R. (2020, 17 de noviembre).** ¿A qué velocidad como máximo puedes cargar un coche eléctrico en España? *Centímetros cúbicos*.

[https://www.lasexta.com/motor/sostenibles/a-que-velocidad-como-maximo-puedes-cargar-un-coche-electrico-en-espana\\_202011175fb3cf46f1b0790001ac41de.html](https://www.lasexta.com/motor/sostenibles/a-que-velocidad-como-maximo-puedes-cargar-un-coche-electrico-en-espana_202011175fb3cf46f1b0790001ac41de.html)

**Red Eléctrica de España (Redeia). (2024).** Marco regulatorio.

<https://www.ree.es/es/conocenos/marco-regulatorio>

**Reino Unido GIB. (2014).** Annual Report 2014. UK Green Investment Bank Plc.

<https://www.greeninvestmentbank.com/media/25360/ar14-web-version-v2-fnal.pdf>

**SENDECO2. (2021, 9 de agosto).** <https://www.sendeco2.com/es/precios-co2>

**TEG. (2019a).** Report on EU taxonomy.

[https://ec.europa.eu/info/files/190618-sustainable-finance-teg-report-taxonomy\\_en](https://ec.europa.eu/info/files/190618-sustainable-finance-teg-report-taxonomy_en)

**Threlfall, R. (2022).** National hydrogen strategies – KPMG Global. KPMG International. Recuperado el 15 de enero de 2025 de

<https://kpmg.com/xx/en/home/insights/2021/08/national-hydrogenstrategies.html>

## 5. FIGURAS

**Figura 1:** Adaptado de *Vulnerabilidades de la UE a interrupciones del comercio internacional* (p. 5), por **Banco de España (2023)**, en *Boletín Económico 2023/T3* (<https://doi.org/10.53479/30252>).

**Figura 2:** Adaptado de *Estructura de la generación por tecnologías (GWh) | Sistema eléctrico: nacional*, por **Red Eléctrica de España (Redeia) (2025)**, eSios (<https://www.ree.es>).

**Figura 3:** Adaptado de *Share of primary production by energy source, 2021*, por **Eurostat (2023)**, Comisión Europea (<https://ec.europa.eu/eurostat>).