



El **HIDRÓGENO** en la industria española

Análisis de su potencial
utilización

DIRECCIÓN DEL PROYECTO

Centro de Estrategia Prospectiva Industrial (CEPI)
EOI Escuela de Organización Industrial
Avd. Gregorio del Amo, 6
28040 Madrid
Tel.: 91 349 56 00
www.eoi.es



AUTORES

Jesús García Martín
Sergio González de la Peña



ISBN: 978-84-15061-77-9

Proyecto desarrollado en el marco del convenio establecido entre la Secretaría General de Industria y PYME del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo y la Fundación EOI F.S.P. para el desarrollo de actuaciones en materia de Prospectiva y Estrategia.



Esta publicación está bajo licencia Creative Commons Reconocimiento, No comercial, Compartirigual, (by-nc-sa). Usted puede usar, copiar y difundir este documento o parte del mismo siempre y cuando se mencione su origen, no se use de forma comercial y no se modifique su licencia. Más información: <http://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/3.0/>

© Fundación EOI, 2023



Índice

RESUMEN EJECUTIVO.....	6
1 INTRODUCCIÓN Y ANTECEDENTES.....	9
2 METODOLOGÍA.....	10
2.1 Evolución del consumo final esperado en la Industria Española, e identificación de escenarios posibles.....	11
2.2 Descarbonización esperable de la industria.....	13
2.3 Evolución de la descarbonización por H ₂ en la Industria.....	13
2.4 Comparativa de los escenarios de descarbonización. Recomendaciones.....	14
3 CONSUMO ENERGÉTICO DE LA INDUSTRIA ESPAÑOLA.....	15
3.1 Análisis estadístico.....	15
3.2 Identificación de sectores.....	18
3.3 Estructura energética de los principales procesos industriales identificados.....	19
4 EL HIDRÓGENO COMO COMBUSTIBLE: CARACTERÍSTICAS Y TECNOLOGÍAS.....	21
4.1 El hidrógeno como combustible.....	21
4.2 De donde proviene el hidrógeno y sus colores.....	21
4.3 La flexibilidad del hidrógeno.....	23
4.4 Las tecnologías del hidrógeno.....	25



5	INTRODUCCIÓN DEL HIDRÓGENO PARA LA SUSTITUCIÓN DEL USO DE COMBUSTIBLES FÓSILES EN LOS PROCESOS ENERGÉTICOS INDUSTRIALES	29
5.1	Descarbonización por blending de hidrógeno	29
5.2	Combustión directa de hidrógeno con sustitución completa del combustible convencional.....	30
5.3	Electrificación y bombas de calor	31
5.4	Pilas de combustible	31
5.5	Turbinas de hidrógeno.....	33
5.6	Procesos de muy alta temperatura	34
5.7	Soluciones tecnológicas basadas en el hidrógeno para la descarbonización de la industria	36
5.8	Barreras de introducción el hidrógeno	37
6	ESCENARIOS	40
6.1	Escenario Tendencial	42
6.2	Escenario Cero Emisiones internacional	46
6.3	Escenario Objetivo español con Cero Emisiones.....	49
6.4	Descarbonización según los diferentes escenarios	52
7	RECOMENDACIONES	56
7.1	Hipótesis y consideraciones.....	56
7.2	Recomendaciones para mejorar la penetración del hidrógeno en la industria	57
8	CONCLUSIONES FINALES	63
9	REFERENCIAS	66
10	ANEXOS	69
10.1	ANEXO I: Sectores industriales con dificultades para abatir sus emisiones de CO ₂	69
10.2	ANEXO II Definición del algoritmo utilizado en el cálculo de los valores de las tecnologías de descarbonización en los diferentes escenarios	70
10.3	ANEXO III Tipos de Pilas de Combustible.....	81
10.4	ANEXO IV Descripción de consumos energéticos por CNAE	83
	ÍNDICE DE FIGURAS	96
	ÍNDICE DE TABLAS	98

Agradecimientos y consideraciones de los autores

Los autores quieren expresar su más sincero agradecimiento a la Escuela de Organización Industrial por su decidido apoyo y soporte durante la realización de este estudio, y en particular, tanto a Sergio Jiménez, como a Concepción Moreno por su dedicación y por las largas horas que han invertido en la estructuración del informe y en la revisión de los informes previos que precedieron a este informe final. Su contribución ha sido fundamental para lograr el éxito de este proyecto. Este estudio no habría sido posible sin su apoyo y orientación, y les estamos profundamente agradecidos. Queremos asimismo agradecer a Fernando Lasheras por la revisión y comentarios efectuados, demostrando una vez más su profundo conocimiento del sector energético español y gran profesionalidad que le caracteriza.

Este informe es el resultado de un largo trabajo, basado en nuestra experiencia y conocimientos adquiridos a lo largo de los años. Esperamos que contribuya positivamente a una mejor comprensión del papel que el hidrógeno puede jugar en la sociedad española, y más específicamente en nuestra industria.

En el proceso de realización de este estudio, hemos invertido largas horas de investigación, análisis y discusión, con el objetivo de obtener una visión detallada y precisa del estado actual y futuro del uso del hidrógeno en nuestra sociedad y más en concreto en nuestra industria. Creemos firmemente que el hidrógeno es una fuente de energía limpia y renovable que puede tener un papel clave en la transición hacia un modelo energético más sostenible y respetuoso con el medio ambiente.

En este informe, presentamos los resultados de nuestro trabajo, que abarca una amplia gama de temas relacionados con el hidrógeno y su utilización. Hemos evaluado los beneficios y los desafíos asociados con su uso, y hemos destacado las oportunidades que ofrece para nuestra industria y para el conjunto de la sociedad.

Esperamos que este informe sea de utilidad para aquellos interesados en el tema, y que contribuya a una mejor comprensión del papel que el hidrógeno puede desempeñar en la industria española y permita aumentar la concienciación de la importancia de este importante vector energético en Sociedad Española. Estamos convencidos de que el hidrógeno es una solución clave para un futuro energético más sostenible, y estamos comprometidos a seguir trabajando en este campo para contribuir al desarrollo de una sociedad más próspera, sostenible y respetuosa con el medio ambiente.

Finalmente, los autores de este estudio se eximen de cualquier responsabilidad por el uso que se pueda realizar de los datos obtenidos en el mismo. La información presentada en este estudio tiene como objetivo proporcionar una visión general de la evolución del hidrógeno en la industria española y no debe ser considerada como un asesoramiento profesional o técnico. Los usuarios de los datos son responsables de la interpretación y aplicación que hagan de los mismos. Los autores no garantizan la exactitud, la exhaustividad o la actualidad de los datos presentados en este estudio, y no aceptan ninguna responsabilidad por cualquier pérdida, daño o perjuicio, directo o indirecto, que pudiera derivarse del uso de los mismos.





Análisis del potencial del uso del hidrógeno en la Industria española

Resumen Ejecutivo

El hidrógeno es objeto de una atención renovada y creciente a lo largo de Europa y el mundo entero como respuesta a las dificultades energéticas debido a las distintas tensiones geopolíticas. El hidrógeno puede utilizarse como materia prima, combustible o vector energético y almacenamiento de energía, y tiene muchas aplicaciones posibles en los sectores de la industria, el transporte, la electricidad y la construcción. El hidrógeno permite una reducción de emisiones al no producir CO₂ cuando se utiliza como combustible. Por estos motivos, se le considera también como un vector energético fundamental, para posibilitar el cumplimiento de los objetivos vinculantes del Acuerdo de París, en particular por parte de los 27 países que forman la UE.

Dentro del perfil de consumo de energía primaria en España, el sector industrial representa el 25% del consumo final de energía (para usos no energéticos), frente al 40% del sector del transporte y el 35% del sector servicios. Este documento pretende analizar la potencial descarbonización de la industria española por medio del hidrógeno. Para ello primeramente se han construido tres distintos escenarios realistas de descarbonización. Esto ha permitido estimar las necesidades energéticas a futuro de la industria española, según los diferentes escenarios. Posteriormente se han analizado los perfiles de consumo energético de los diferentes sectores industriales, así como los potenciales de descarbonización analizando las tecnologías sustitutivas basadas en el hidrógeno, tanto presentes actualmente en el mercado, como a medio y largo plazo. Finalmente, se han calculado los potenciales niveles de descarbonización asociados al hidrógeno, así como las necesidades de generación energética renovable para dicha descarbonización. El documento termina planteando una serie de recomendaciones para lograr alcanzar dichos niveles de descarbonización según dichos escenarios, en un horizonte 2050, cumpliendo así con los objetivos asociados no sólo al Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC) y a la Estrategia de descarbonización a largo plazo 2050, sino con los distintos acuerdos europeos e internacionales acordados por España.

La evolución de los consumos finales de energía esperables en la industria española permite evaluar la contribución del hidrógeno a la descarbonización de la industria. Esta es la base fundamental para poder definir correctamente las necesidades de hidrógeno (y otras fuentes de energía renovable), y por lo tanto la potencialidad de penetración de dichas fuentes a medio y largo plazo. Para ello se han analizado las tendencias propuestas por organismos internacionales competentes en la materia, tales como la Agencia Internacional de la Energía (IEA) y la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA). Estas tendencias han sido integradas con los objetivos nacionales recogidos en el PNIEC 2021-2030. En este punto cabe destacar que las distintas evoluciones analizadas arrojan distintos objetivos finales de descarbonización (tanto en reducción de emisiones como en ahorro energético), lo que requiere una parametrización coherente para la integración de estos objetivos. Como resultado se han establecido tres distintos escenarios de descarbonización, con distintos parámetros de exigencia en la reducción de emisiones de gases efecto invernadero, y agresividad en términos de inversión para alcanzar dichos objetivos.

► **Escenario Tendencial.** Este escenario está inspirado en el denominado escenario de promesas anunciadas (APC) de la Agencia Internacional de la Energía (IEA) en su documento “Net Zero by 2050”, en lo que respecta a la evolución energética de la industria, y es el que persiguen las políticas de descarbonización establecidas en el escenario del mismo nombre definido en el PNIEC 2021-2030. Este escenario establece un crecimiento sostenido del consumo final de la energía hasta el año 2050. Este escenario no persigue, por tanto, una eliminación total de emisiones para 2050, sino una reducción sustancial de las mismas.

- **Escenario Cero emisiones Internacional.** Este escenario está soportado en el escenario del mismo nombre definido por la IEA en su documento “Net Zero by 2050”, con los mismos objetivos allí establecidos en cuanto a evolución de las tecnologías de descarbonización. Este escenario se caracteriza por una reducción del consumo energético a partir del año 2030 gracias a la realización de inversiones en evoluciones tecnológicas en eficiencia y ahorro energético. En este escenario se logra la descarbonización casi total de la industria, excepto en ciertos sectores e industrias de difícil abatimiento¹. Se establecen en cualquier caso unos objetivos exigentes en el desarrollo tecnológico y de implementación de las distintas tecnologías energéticas de descarbonización.
- **Escenario Objetivo español con cero emisiones.** Como el escenario anterior, se inspira en el escenario de emisiones cero de la IEA, pero considerando así mismo el ambicioso objetivo del PNIEC (Escenario Objetivo) en lo que se refiere a la incorporación de energías renovables, asumiendo en este caso que todos los sectores industriales alcanzarán una descarbonización total, incluidos aquellos identificados como de difícil abatimiento¹. Se considera igualmente una reducción de consumo final de energía por parte de la industria, así como una transición energética total hacia tecnologías de cero emisiones de gases efecto invernadero. Este objetivo estaría alineado con las ambiciosas tesis de desarrollo de la industria del hidrógeno propuesto por la Unión Europea y el propio Gobierno de España en su Hoja de Ruta del Hidrógeno, e incluiría un esfuerzo adicional de incremento de producción de hidrógeno en diversas aplicaciones (hidrógeno verde y producción de combustibles sintéticos), así como la reducción total de consumo de combustibles fósiles convencionales en todos los sectores identificados, incluyendo aquellos definidos como de difícil abatimiento, beneficiándose del enorme potencial de España en energías renovables.

Adicionalmente, se analiza el contexto internacional de las distintas tecnologías de descarbonización presentes en el mercado actual, a medio, y a largo plazo. Como resultado se obtiene información detallada de disponibilidad temporal, eficiencia y factor de potencia (disponibilidad), rentabilidad, y viabilidad constructiva y de integración con los diferentes sectores industriales, que son parametrizados e incluidos en los algoritmos de cálculo para los diferentes escenarios. Las tecnologías energéticas estudiadas abarcan principalmente las tecnologías energéticas basadas en el hidrógeno. En su mayoría, estas tecnologías (pilas de combustible) permiten una producción conjunta de electricidad y calor, maximizando la eficiencia energética de la industria. Así mismo, presentan una alta modularidad, lo que permite una mejor adaptabilidad técnico-económica en la industria que las tecnologías actuales de cogeneración. Esto tiene una incidencia clara en el potencial de implementación a futuro que debe ser así mismo integrado en los algoritmos de cálculo. En aquellos casos en los que los requerimientos energéticos no permitan el empleo de pilas de combustible, se ha analizado el efecto y la integración de la combustión directa de hidrógeno como fuente energética.

Los escenarios de implementación del hidrógeno deben tener en cuenta las dificultades logísticas que éste presenta. Primero, se debe tener en cuenta que los centros de producción a gran escala estarán localizados en puntos específicos de la geografía española, por lo que la distribución al resto de centros de consumo estará claramente limitada. Aunque se plantea el uso de algunas líneas de transporte dedicadas (proyectos Hydeal y Catalina, con la participación de ENAGAS), se considera el soft-blending como solución tecnológica inicial para la descarbonización por medio del hidrógeno. Este soft-blending puede ser local (en la propia industria con suministros dedicados) o, en menor medida, nacional (por medio de la inyección de hidrógeno en la red de transporte de gas natural, por debajo del 5%). Finalmente se valora y parametriza la sustitución total del consumo de fueloil y gases licuados del petróleo por hidrógeno presurizado, empleando la red de distribución ya establecida para estos combustibles fósiles.

¹ Ver Anexo I





Del mismo modo, la implementación del hidrógeno en la producción de combustibles sintéticos se ha tenido también en cuenta, ya que una parte no despreciable del consumo energético de la industria se debe al empleo de gasolinas para el transporte (consumos no incluidos en el sector del transporte ya que son consumos propios por parte de la industria española). Los combustibles sintéticos permiten facilitar los aspectos relativos a la distribución, el almacenamiento y el trasiego con respecto al hidrógeno, por lo que su influencia a medio y largo debe ser considerada.

Finalmente se ha realizado un análisis de los perfiles de consumo de la industria española. En primer lugar, se han analizado las encuestas de consumo realizadas tanto por el Instituto para la diversificación y ahorro de la energía (IDAE) y EUROSTAT, como por el Instituto Nacional de Estadística (INE). Este análisis estadístico permite desglosar los consumos por fuente energética: electricidad, gas natural, fueloil y GLP, renovables y otros combustibles no convencionales. Los resultados estadísticos se han agrupado por CNAE siguiendo no sólo la agregación realizada por IDAE/EUROSTAT, sino también el desglose realizado con el INE. Estas encuestas, trabajadas de forma conjunta, permiten un conocimiento bastante ajustado de las demandas energéticas de la industria española. Pero las demandas absolutas no permiten desarrollar objetivos de integración de las tecnologías de descarbonización, ya que un aspecto fundamental es el análisis de los perfiles de consumos energéticos para cada industria. Por este motivo se ha realizado un análisis más detallado de los perfiles de consumo analizando los principales procesos productivos para cada uno de los sectores industriales. Esto permite conocer las necesidades de calor en forma de temperatura, vector energético (agua caliente, vapor o gases calientes) y combustible, estableciendo así los potenciales de sustitución de los sistemas actuales de consumo por otros de mejor eficiencia y completamente descarbonizados. Según los diferentes requerimientos energéticos, se ha procedido a una estructuración que ha permitido establecer las tecnologías basadas en el hidrógeno más competitiva en cada uno de los casos, teniendo en cuenta así mismo la disponibilidad tecnológica y la eficiencia energética.

Como resultado se han obtenido los diferentes escenarios de penetración y uso del hidrógeno como tecnología para la transición energética y la descarbonización de la industria española, tanto en su vertiente de uso en combustión directa, como en el empleo de pilas de combustible y el consumo a través de combustibles sintéticos. Con estas tendencias de penetración, se han podido establecer los niveles de participación del hidrógeno en la descarbonización de la industria nacional, así como los requerimientos de electricidad por medio de energías renovables para satisfacer las demandas requerida para la producción de hidrógeno verde.

Finalmente, el documento termina con una propuesta de recomendaciones para permitir el desarrollo del hidrógeno como actor relevante en la descarbonización de la industria española.

1 Introducción y antecedentes

El hidrógeno es objeto de una atención renovada y creciente en Europa y en todo el mundo. El hidrógeno puede utilizarse como materia prima, combustible o vector energético y almacenamiento de energía, y tiene muchas aplicaciones posibles en los sectores de la industria, el transporte, la electricidad y la construcción. Lo que es más importante, no emite CO₂ cuando se utiliza. Por estos motivos, es considerado actualmente como el vector energético fundamental, para posibilitar el objetivo de cumplimiento de los objetivos del Acuerdo de París, en particular por parte de los 27 países que la forman actualmente. En este escenario, es indispensable disponer de un análisis que permita a la industria española conocer las potenciales opciones que se abren usando las nuevas tecnologías asociadas al mismo y el potencial y plazo en el que esto sería posible. Así pues, es indispensable conocer cómo puede afectar a la industria española este proceso de descarbonización y su impacto en la reducción de las emisiones de carbono.

El presente trabajo limita su alcance a la industria española, no incluyendo en el mismo otras áreas tales como el transporte y/o los servicios cuyo tratamiento y posible sustitución de usos energéticos, puede en algunos casos ser similar o muy distinto del de la industria en función de las características de utilización. En todo caso, debe destacarse la incidencia que tendrán estos otros sectores sobre la transición energética de la industria española en su futura descarbonización.

La competencia entre sectores, tanto en el suministro de hidrógeno verde como en el de fuentes de energía eléctrica renovable, no se ha tenido en cuenta en este estudio debido a su complejidad y a la necesidad de abordar un análisis transectorial que queda fuera del alcance de este documento.

Es asimismo importante mencionar, que el documento se ha centrado en la utilización de hidrógeno verde, no habiéndose incluido el hidrógeno azul. esto se ha basado en dos razones fundamentales, la primera de ella es porque actualmente el almacenamiento de CO₂, está teniendo serias dificultades, no solamente por los limitadas ubicaciones, donde se puede almacenar, si no por la problemática asociada a la responsabilidad sobre la seguridad futura de los mismos, como por ejemplo la de posibles fugas que pudieran ocurrir a través del tiempo y en segundo lugar por la importante contestación social que han tenido. Así las cosas, entendemos que las únicas aplicaciones reales donde ese CO₂ puede realmente capturado será en aquellas en las que exista una aplicación conectada con su utilización, lo que en nuestro caso se ha incluido bajo el concepto de combustibles sintéticos.



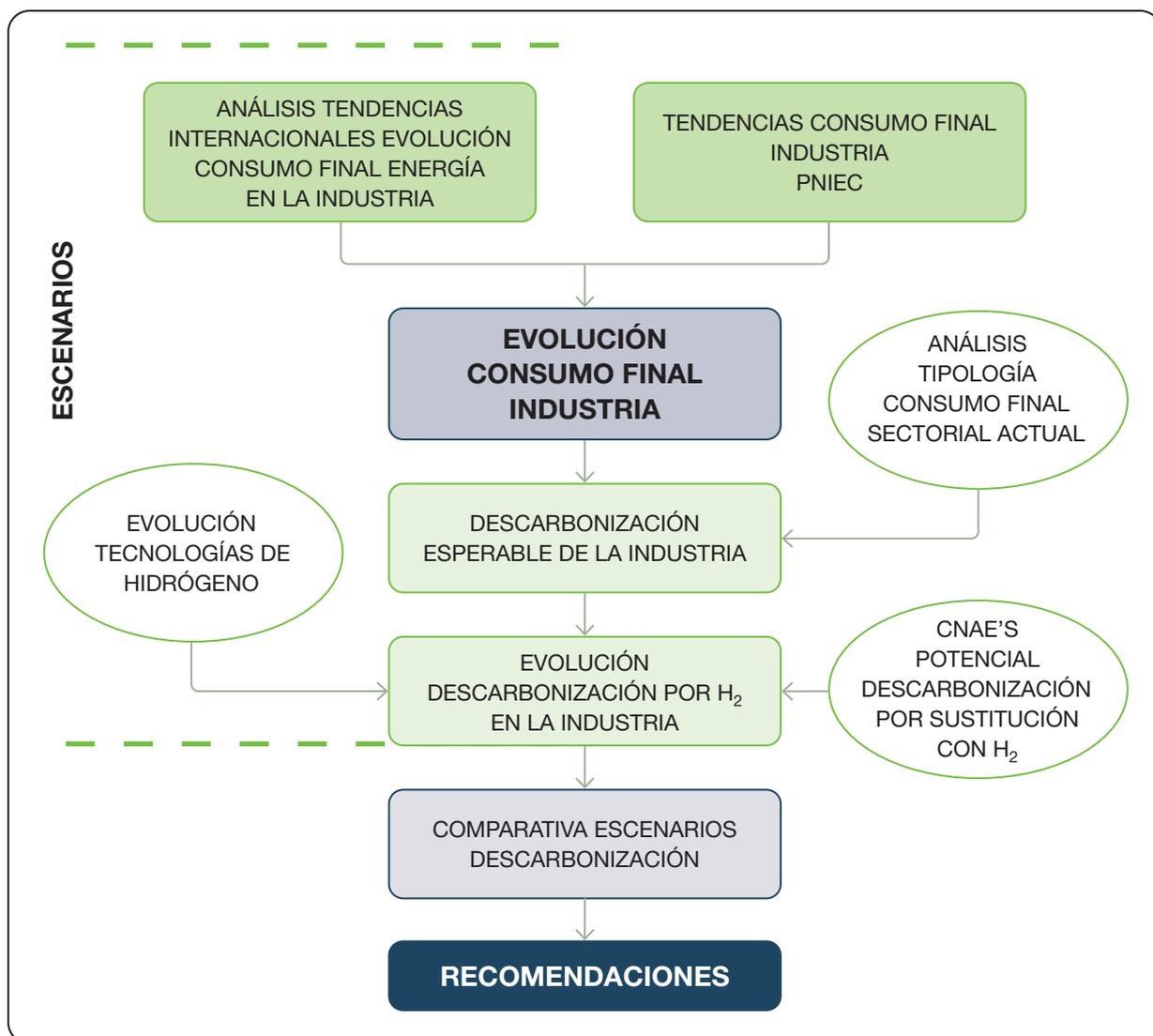


2 Metodología

La metodología seguida para la realización del estudio se estructura como se muestra en la Figura 1, que establece cuatro fases bien definidas:

- ▶ Cuantificación e identificación de la evolución del consumo final esperado en la Industria Española y definición de posibles escenarios.
- ▶ Evolución de las tecnologías energéticas y descarbonización en dichos escenarios en función de los factores más relevantes que pueden influir en dicha evolución (tipología de consumo sectorial actual, tecnologías de descarbonización y su evolución, evolución de la demanda, política energética, etc.).
- ▶ Análisis de la contribución a la descarbonización por medio del uso de hidrógeno y sus tecnologías asociadas.
- ▶ Análisis comparativo de los resultados obtenidos en la fase previa y establecimiento de recomendaciones en función de estos.

Figura 1. Estructura metodológica



Fuente: Elaboración propia.

El primer paso del presente estudio consiste en cuantificar e identificar el consumo final de la industria española en el periodo considerado (2020 – 2050) para lo cual se han analizado las publicaciones disponibles al respecto (IDAE, INE, EUROSTAT, IEA, IRENA, Comisión Europea, IPPC, PNIEC, Estrategia española a largo Plazo 2050, etc.), en función de las cuales se decide proponer tres escenarios de consumo y descarbonización posibles, cuya exigencia y agresividad en términos de consumo final de la industria española, eficiencia, descarbonización, esfuerzo tecnológico e inversión es creciente.

De acuerdo con la metodología establecida (ver Figura 1), en cada escenario se realiza la cuantificación del consumo energético de la industria española de manera global para el periodo considerado.

Una vez cuantificados los consumos finales totales, se desglosa dicho consumo en las diferentes tecnologías utilizadas en los correspondientes periodos. Para simplificar y facilitar el análisis, las tecnologías posibles se aglutinan entorno a **siete áreas energéticas: Hidrógeno verde, Energía Renovables, Electrificación, Energía fósil con CCUS, Gas natural no abatido, Gasolina no abatida y Resto de combustibles no abatido.**

Para cuantificar el valor de cada área energética, se ha realizado un análisis de los factores más importantes que afectan a cada una de las mismas (ver 10.2 ANEXO II) obteniendo una metodología de cálculo basada en ecuaciones que incluyen estos factores así como unos pesos de relevancia de los mismos que han permitido obtener como se distribuye el total de la energía consumida por la industria española, desglosada en estas áreas energéticas previamente mencionadas.

Partiendo de dicha propuesta se analiza de una forma más pormenorizada la agrupación establecida bajo el área energética establecida bajo el nombre de “Hidrógeno verde”, desglosándose en función de sus componentes fundamentales.

2.1 Evolución del consumo final esperado en la Industria Española, e identificación de escenarios posibles.

Como ya se ha avanzado, aunque no es objeto del presente estudio, para poder evaluar la contribución del hidrógeno a la descarbonización de la industria española, se debe partir de un análisis previo de la evolución de los **consumos energéticos finales de la industria**. Para ello, se han utilizado los datos oficiales públicos disponibles en el **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030** (PNIEC) y en la **Estrategia de descarbonización a Largo Plazo 2050**. No obstante, los datos del primero solo llegan hasta el 2030, escenario demasiado cercano para poder apreciar la contribución del hidrógeno a la descarbonización (las tecnologías de hidrógeno se encuentran en la actualidad en sus primeras fases de desarrollo). En el caso del segundo documento, se establece una tendencia para el uso final de la energía decreciente en el tiempo, que llega a alcanzar una disminución del 33% del consumo final entre los años 2020 y 2050, gracias a una mejora muy sustancial de la eficiencia energética en los sectores del transporte y residencial y servicios. No obstante, para el sector industrial se establecen unos objetivos de crecimiento y consolidación de empleo, lo que da a entender que no se esperan reducciones del consumo final de la energía, sino incluso un ligero incremento del consumo debido al crecimiento del sector industrial. Pero las inversiones en tecnología y eficiencia energética permitirán una reducción de la intensidad energética y descarbonización.





El estudio parte, por tanto, en un primer paso, en la determinación de ese consumo final esperable para el periodo considerado (2020 a 2050). Para ello se analizan las tendencias propuestas por organismos internacionales competentes en la materia, tales como la Agencia Internacional de la Energía (IEA) y la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA). Una vez identificadas las tendencias es necesario extrapolar estos resultados a los valores aplicables para España, para lo cual se han utilizado los valores existentes para 2020 y 2030² ofrecidos en el ya mencionado PNIEC 2021-2030³, y en la estrategia de descarbonización a largo plazo 2050.

Tras el análisis de los primeros resultados, se observa que tanto las previsiones internacionales como la propuesta del PNIEC establecen distintos escenarios de evolución del consumo energético por parte de la industria, en función de diferentes objetivos y políticas de inversión, por lo que se decide a la vista de los mismos, fijar unos escenarios de cálculo, que consideren y aglutinen en parte los datos más previsibles de ambas fuentes.

En este contexto el proyecto analiza la coexistencia en el tiempo de soluciones tecnológicas con diferente grado de desarrollo, ya que existen diversos factores que influirán en el nivel de penetración del hidrógeno a nivel industrial, sea por razones de disponibilidad de soluciones tecno-económicas y regulatorias o por la existencia de otras soluciones alternativas suficientemente competitivas con respecto a las tecnologías de hidrógeno.

Se establecen tres escenarios de descarbonización, cuya exigencia y agresividad en términos de inversión es creciente.

- ▶ **Escenario 1:** denominado “*Tendencial*” que, inspirado en el denominado escenario APC (caso de promesas anunciadas) de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) [11] en lo que respecta a la evolución energética de la industria, persigue las políticas de descarbonización básicamente establecidas en el escenario del mismo nombre definido en el PNIEC 2021-2030 [4].
- ▶ **Escenario 2:** denominado “*Cero emisiones Internacional*”, se encuentra fundamentalmente soportado en el escenario de mismo nombre establecido por la AIE en su documento “Net Zero by 2050” [11], con los mismos objetivos definidos en cuanto a la evolución de las tecnologías de descarbonización.
- ▶ **Escenario 3:** denominado “*Objetivo español con cero emisiones*”, al igual que el anterior, se inspira en la tendencia de evolución del consumo energético industrial establecido en el escenario de emisiones cero NZE (cero emisiones netas) (documento “Net Zero by 2050” de la AIE [11]), y considera el ambicioso objetivo del PNIEC (Escenario Objetivo) en lo que se refiere a la incorporación de renovables y asumiendo en este caso, que todos los sectores, incluso aquellos identificados como de difícil abatimiento, son efectivamente alcanzados y sustituidos por soluciones energéticas verdes.

El estudio parte, por tanto, de la realización de un análisis de la evolución del consumo final en la industria y su estructura, considerando las soluciones energéticas más relevantes implantadas en los diversos sectores industriales en España⁴. Se evalúan las alternativas de penetración del hidrógeno como fuente energética en sustitución de las fuentes convencionales, favoreciendo así la descarbonización de la industria.

² Solo para el escenario tendencial, ya que el dato propuesto por el PNIEC para 2030 sería incluso inferior al propuesto por IEA para 2050, lo cual parece excesivamente optimista.

³ Aún conscientes que dicho plan consideraba los objetivos de reducción de gases de efecto invernadero del 40% y no los objetivos marcados actualmente por el **Green Deal** y acordado e incluidos en una Nueva Ley Climática Europea de reducir al 55%. Un nuevo PNIEC está previsto para Junio 2023.

⁴ Para la clasificación del consumo final de la energía se utiliza la Clasificación Nacional de Actividades Económicas CNAE-2009.

2.2 Descarbonización esperable de la industria.

En este contexto, y conociendo la evolución del consumo final de la Industria española, así como la tipología del consumo final sectorial, se ha realizado un análisis energético estadístico de la industria española organizada por sectores.

La información se ha obtenido a partir de las siguientes fuentes oficiales disponibles, en materia energética:

- ▶ Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO),
- ▶ Instituto Nacional de Estadística (INE),
- ▶ Instituto para la diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE),
- ▶ EUROSTAT

La diferenciación por sectores permite analizar las diversas tecnologías energéticas principalmente utilizadas en cada sector industrial, para poder identificar las soluciones técnicas viables de descarbonización, incluidas las correspondientes a las tecnologías de hidrógeno y/o sus derivados, pudiendo así analizar la evolución de la descarbonización posible en los diferentes escenarios propuestos.

Así, por ejemplo, para cada uno de los sectores se analizan las tecnologías energéticas principalmente empleadas (tipo de combustible, procesos principales, calor/frío, temperaturas requeridas, etc.) que permitan identificar el mix de soluciones energéticas, que contribuirían a la descarbonización esperable en los escenarios definidos. En este contexto se obtendrían de manera global las soluciones energético-tecnológicas previsible más adecuadas, incluidas las procedentes de la utilización de hidrógeno verde y/o aquella alternativa que facilite la descarbonización de cada sector.

2.3 Evolución de la descarbonización por H₂ en la Industria.

Partiendo de los valores globales identificados en la fase anterior, y fuertemente soportado en un análisis detallado de los procesos industriales de cada sector (según la organización existente por CNAEs), se analiza pormenorizadamente para cada uno de los sectores mencionados anteriormente las posibles tecnologías de hidrógeno sustitutivas. En este contexto se incluye el conocimiento y análisis de la evolución esperable de las tecnologías del hidrógeno que permitirán la sustitución tecnológica previsible. Por ejemplo, las tecnologías de utilización de hidrógeno para electrificación y usos térmicos, soportada en la introducción del uso de pilas de combustible, viene lastrada por la situación de su desarrollo actual, y por tanto empiezan a consolidarse en un momento tardío de la década de 2030, siendo las soluciones basadas en combustión directa a través de mezclas ligeras con gas natural (soft-blending) las esperables en los primeros momentos de introducción del hidrógeno en el sistema energético.

En este entorno, se determina y propone un modelo de sustitución tecnológico complementario al uso actual, basado fundamentalmente en fuentes renovables. Las soluciones basadas en hidrógeno van incorporando tecnologías energéticas más avanzadas y eficientes, como por ejemplo, partiendo inicialmente del uso directo de la combustión de hidrógeno para posteriormente ir incorporando tecnologías más eficientes como las basadas en pilas de combustible de baja o de alta temperatura (que incluyen el aprovechamiento de los calores sensibles y/o la cogeneración).





Es importante mencionar que la existencia de soluciones energéticas alternativas al hidrógeno, ya disponibles en mercado, incrementa la exigencia de las nuevas soluciones tecnológicas a utilizar, tanto en eficiencia como en coste, lo que deriva, en el caso del hidrógeno, en una introducción ligeramente retrasada en el tiempo frente a otras alternativas ya viables. Éste es el caso de la electrificación partiendo de energías renovables, que ya está disponible y es considerablemente más barata en los periodos iniciales de descarbonización.

Esto se observa fácilmente en las curvas de introducción de las diversas soluciones de descarbonización y se ve como, hasta bien entrados los años 20, el hidrógeno que está aún en fase de desarrollo no presenta una penetración sustantiva. Esta tendencia empieza a cambiar a partir de 2030, donde consolida de forma significativa su participación en el proceso de transición energética. Es a partir de entonces cuando aparecerán soluciones que cumplan los requisitos de descarbonización buscados, pudiendo coexistir diferentes soluciones alternativas en el tiempo (por ejemplo, uso de hidrógeno verde con CO₂, vía metanización o el uso de metanol, así como la utilización de gases sintéticos procedentes de hidrógeno).

2.4 Comparativa de los escenarios de descarbonización. Recomendaciones

Llegado a este punto es posible analizar las soluciones y evoluciones ofrecidas en los diferentes escenarios, pudiendo analizar los esfuerzos añadidos que supondrá la incorporación del hidrógeno en el contexto de descarbonización global, y pudiéndose obtener la contribución esperable en cada uno de ellos.

En este contexto, se incluyen unas recomendaciones orientativas para un entorno temporal hasta el año 2050, con el objetivo de potenciar el proceso de penetración y descarbonización de la industria española en varios niveles tecnológicos y temporales.

Esta propuesta de recomendaciones se centra fundamentalmente en desglosar las actividades diferenciales específicas que son necesarias para acelerar y fortalecer el proceso de descarbonización y, en especial, la promoción e introducción de las soluciones basadas en hidrógeno, cuya operatividad en ciertos ámbitos no solo es considerablemente más beneficiosa, sino imprescindible para lograr la descarbonización planteada.

La propuesta de recomendaciones complementa e identifica puntos clave que, en algún sentido, han sido ya comentados o incipientemente establecidos en la “Hoja de ruta del Hidrógeno para España”, ampliando y clarificando cuales son las principales actuaciones que deben tenerse en cuenta para alcanzar los objetivos propuestos en los diferentes escenarios.

3 Consumo energético de la industria española

3.1 Análisis estadístico

Con el fin de analizar las necesidades futuras de hidrógeno por parte de la industria española, es necesario conocer en primer lugar los requerimientos actuales de energía (electricidad, gas natural, fueloil y GLP, y otros combustibles) por parte de la misma.

Se parte de los datos publicados por el IDAE (suministrador de datos oficial para EUROSTAT en el ámbito de la energía), que nos permitirán obtener un estudio pormenorizado de las diferentes fuentes de energía en España, desde su origen hasta su consumo final por parte de la industria, el transporte y otros sectores (comercio y sector público, hogares y sector primario).

De este informe anual, se puede realizar un seguimiento de las diferentes fuentes energéticas primarias, tanto de combustibles fósiles como de energías renovables.

Como el objetivo de este estudio es el análisis de la potencialidad del hidrógeno como fuente energética sustitutiva para combustibles fósiles, se ha analizado el consumo final de energía en el año 2019 (Balance energético en España 2019, fuente IDAE), realizando posteriormente un desglose por sectores y fuentes de energía, según se muestra en el siguiente diagrama.

Tabla 1. Consumo final de energía en España

				ktep	MWh	
TOTAL	81.514	Industria	20.643	Electricidad	6.528	75.924
		Transporte	32.951	Gas natural	8.601	100.027
		Otros sectores	27.920	Gasolinas	1.220	14.192
				Fueloil	311	3.614
				GLP	144	1.669
				Otros comb.	1.542	17.936
				Renov. y Resid.	2.297	26.716
				20.643	240.078	

Fuente: IDAE/EUROSTAT - 2019.

El total de energía final consumida se desglosa en los tres sectores principales (industria, transporte y otros), segmentando seguidamente el consumo final de energía en la industria en cada una de sus fuentes. Con el fin de facilitar y simplificar el estudio se realiza una agrupación de varias de estas fuentes, según sigue:

- ▶ **Gasolinas:** incluye tanto gasolinas como gasóleos y diésel, sin contar con la fracción de biodiésel o bioetanol.
- ▶ **GLP:** incluye todos los gases derivados del petróleo.
- ▶ **Otros combustibles:** incluye los combustibles derivados de la industria petrolera, carbonera y bituminosa: antracita, carbones bituminosos, coque de coquería, gas de coquería y gas de altos hornos, y coque de petróleo.
- ▶ **Renovables y residuos:** incluye todos los suministros energéticos renovables a la industria: fuentes renovables, biogás, residuos sólidos, biocombustibles, bombas de calor y residuos (renovables y no renovables).





Así mismo, IDAE/EUROSTAT desarrolla el consumo final de energía del sector industrial desglosando por sectores de acuerdo con la estructura de los grupos de CNAEs:

- ▶ Hierro y acero (CNAE 24.1, 24.2, 24.3, 24.51 y 24.52)
- ▶ Químico y petroquímico (CNAE 20 y 21)
- ▶ Metales no férreos (CNAE 24.4, 24.53 y 24.54)
- ▶ Minerales no metálicos (CNAE 23)
- ▶ Equipos de transporte (CNAE 29 y 30)
- ▶ Maquinaria (CNAE 25, 26, 27 y 28)
- ▶ Industrias extractivas (CNAE 7, 8 y 9)
- ▶ Comida, bebidas y tabaco (CNAE 10, 11 y 12)
- ▶ Pasta de papel, papel y artes gráficas (CNAE 17 y 18)
- ▶ Madera y otros productos de madera (CNAE 16)
- ▶ Construcción (CNAE 41, 42 y 43)
- ▶ Productos textiles y cuero (CNAE 13, 14 y 15)
- ▶ No especificado en otras partidas (CNAE 22, 31 y 32)

Tabla 2. Desglose de uso final de la energía en el sector industrial en España

ktep 2019	Total	Combust. fósiles sólidos	Gases manufact. (coque y altos hornos)	Gases Licuados de Petróleo (GLP)	Gasóleo y diésel (sin fracción biofuel)	Fuelóleo	Gas Natural	Energías renovables y residuos	Electricidad
SECTOR INDUSTRIAL	20.642,7	234,2	73,0	143,5	1.218,1	310,7	8.600,7	2.084,7	6.528,4
Hierro y acero	1.954,6	77,3	73,0	13,6	18,5	47,3	583,6	0,0	1.141,4
Químico y petroquímico	3.595,6	121,7	0,0	5,6	41,1	34,7	2.594,6	7,2	790,6
Metales no férreos	1.201,3	0,7	0,0	7,9	22,6	41,5	463,4	0,3	665,0
Minerales no metálicos	4.200,8	9,2	0,0	36,2	95,5	18,3	1.827,3	222,2	544,7
Equipos de transporte	641,3	0,0	0,0	6,8	14,4	1,9	239,1	0,5	378,7
Maquinaria	994,9	0,0	0,0	6,8	67,8	38,6	426,7	0,9	454,1
Industrias extractivas	445,1	0,0	0,0	1,1	144,8	0,0	121,2	1,2	176,8
Comida, bebidas y tabaco	2.641,1	25,4	0,0	32,8	189,0	58,9	952,8	467,0	915,2
Pasta de papel, papel y artes gráficas	1.841,8	0,0	0,0	12,4	44,2	23,2	601,2	656,1	504,7
Madera y productos de madera	641,9	0,0	0,0	1,1	14,4	7,7	75,2	417,7	125,8
Construcción	1.394,2	0,0	0,0	15,8	516,6	32,8	497,2	30,8	301,0
Productos textiles y cuero	369,3	0,0	0,0	3,4	20,5	1,9	157,7	6,1	179,6
No especificado en otras partidas-Industria	506,4	0,0	0,0	0,0	28,8	3,9	60,8	60,1	350,7

Fuente: IDAE/Eurostat 2019.

Pero este desglose por CNAE's, no permite realizar un análisis pormenorizado de cada uno de los sectores. Para ello, se requiere repartir los consumos energéticos recogidos en el Balance anual de energía del IDAE, por cada uno de los niveles de CNAE a dos dígitos. Por ejemplo, realizar un reparto del CNAE 13 en cada uno de los 5 grupos que lo componen, del CNAE 13.1 al CNAE 13.5.

Esta diferenciación es muy importante, ya que, a la hora de buscar soluciones sustitutivas basadas en el hidrógeno u otras fuentes limpias de energía, las necesidades energéticas definirán la tecnología a emplear, y con ello, la eficiencia de dicha tecnología.

Comparando las diferencias de eficiencia entre las soluciones energéticas actuales (basadas en combustibles fósiles) y la solución energética basada en hidrógeno, nos permitirá realizar un mejor cálculo de las necesidades de hidrógeno a futuro en la industria española. Por ejemplo, una pila de hidrógeno de pequeño tamaño permitirá no sólo el aprovechamiento de calor para satisfacer la demanda térmica, sino también el aprovechamiento de la electricidad generada (alcanzando así eficiencias que pueden superar el 85%), en contraposición a los sistemas de combustión convencional en caldera, donde la eficiencia térmica está limitada al ciclo de Carnot con regeneración (limitado al 65% de eficiencia - con temperaturas admisibles actualmente).

Si el rendimiento energético de la solución basada en hidrógeno es mayor que el rendimiento energético actual basado en combustibles fósiles (por ejemplo, por el uso de cogeneraciones o por el uso combinado de electrolizadores y pilas de combustible), los requerimientos totales de hidrógeno en energía serán menores que con combustibles fósiles.

Para llevar a cabo este desglose, se ha empleado la encuesta anual publicada por el INE recogiendo los *Consumos energéticos según actividad principal para el año 2019*. En esta encuesta se recogen los gastos económicos de energía de la industria española, por combustible y en miles de euros. Estos datos, por sí solos, no permiten saber el consumo energético (en MWh) desglosado por CNAE. No obstante, si se **asume que dentro de un mismo CNAE (a 2 dígitos) los costes unitarios por kWh de energía son de un orden de magnitud similar**, se puede realizar un desglose aproximado de la **energía consumida por la industria española a un nivel de 3 dígitos** de CNAE. Esta aproximación lleva asociadas una serie de errores, pero permite realizar una aproximación bastante fidedigna de los consumos de la industria española con la información actualmente disponible.

De esta forma, fusionando el *Balance energético en España del año 2019* (fuente IDAE) con la encuesta de *Consumos energéticos según actividad principal para el año 2019* (fuente INE), es posible aproximar con bastante exactitud la demanda energética de la industria española, desglosada por CNAE y por tipo de combustible.

Finalmente, se han convertido los consumos energéticos expresados en ktep (miles de toneladas equivalentes de petróleo) a MWh⁵.

5 Factor de conversión 11,63 MWh/ktap





Tabla 3 Ejemplo de consumos energéticos por CNAE en la industria española en el año 2019, para CNAE 13, 14 y 15

2019	Elec (Fosil+Ren)	GN	Gasolina	FuelOil	GLP	Otros
13+14+15	2.089	1.834	238	22	40	0
13 Industria textil	1.552	1.590	116	3	21	0
131 Preparación e hilado de fibras textiles (CNAE 13.1)	413	48	11	1	10	0
132 Fabricación de tejidos textiles (CNAE 13.2)	195	257	8	0	7	0
133 Acabado de textiles (CNAE 13.3)	300	972	21	0	0	0
139 Fabricación de otros productos textiles	644	313	75	2	5	0
14 Confección de prendas de vestir	213	50	59	1	3	0
141 Confección de prendas de vestir (CNAE 14.1)	167	16	51	1	3	0
142 Fabricación de artículos de peletería (CNAE 14.2)	--	--	--	--	--	--
143 Confección de prendas de vestir de punto (CNAE 14.3)	--	--	--	--	--	--
15 Industria del cuero y del calzado	323	194	64	18	15	0
151 Fabricación de cuero, pieles y productos elaborados con éstos (CNAE 15.1)	138	168	14	18	10	0
152 Fabricación de calzado (CNAE 15.2)	185	26	50	0	5	0

Fuente: Elaboración propia a partir de IDAE/Eurostat y INE, 2020.

3.2 Identificación de sectores

Una vez obtenido el consumo energético por combustible y CNAE, es necesario identificar cuál es la mejor alternativa basada en el hidrógeno, analizando los diferentes procesos térmicos empleados en la industria. En este estudio se va a analizar la sustitución de los combustibles gas natural, gasolinas, fueloil y GLP.

También se han tenido en cuenta las necesidades de combustibles para el transporte dentro de la industria (consumos que se reflejan fuera del sector transporte).

No entrarán dentro del alcance de este estudio la sustitución de los gases de coquería y coques. Esto es porque se trata de industrias que existen para revalorizar residuos de alto poder energético, pero que su reconversión requiere de un análisis más detallado de esta industria en particular.

Para realizar este estudio, se han revisado los principales procesos productivos en cada uno de los sectores, analizando específicamente los requerimientos térmicos (nivel de temperatura exigido y vector energético –agua caliente, vapor o aire/gases calientes–), y las soluciones energéticas implantadas actualmente (cogeneraciones, combustión directa en quemadores o calderas, o empleo de hornos eléctricos), siempre que ha sido posible.

3.3 Estructura energética de los principales procesos industriales identificados

El análisis de todos los procesos productivos de los diferentes sectores industriales en España es una labor prácticamente inalcanzable, y en muchos casos enmarcados dentro de la confidencialidad competitiva de las empresas. Pero sí se puede hacer un análisis de los principales procesos, y sobre todo en aquellos sectores más demandantes de energía.

A continuación, se presenta un resumen de los diferentes procesos productivos más relevantes en la industria española. Esto permitirá, posteriormente (Capítulo 5), poder identificar las mejores soluciones energéticas para cada industria, basadas en el uso del hidrógeno.

Tabla 4. Estructura energética de los principales procesos industriales identificados

Necesidades energéticas	Temperaturas requeridas	Fuentes de energía
CNAE 10. Alimentación		
Agua Caliente Vapor Frío	Agua 50-95°C Vapor 100-150°C Vapor 250-300°C Aire caliente 400°C	Electricidad Gas natural
CNAE 11. Fabricación de bebidas		
Agua Caliente Frío	Agua 50-95°C	Electricidad Gas natural Fueloil
CNAE 13 Industria Textil. CNAE 14 Industria de prendas de vestir. CNAE 15 Industria del cuero y del calzado		
Agua Caliente Vapor	Agua 50-95°C Vapor 100-150°C	Electricidad Gas natural
CNAE 16. Industria de la madera		
Vapor	Vapor 100-115°C	Electricidad Gas natural
CNAE 17 Industria del papel. CNAE 18 Artes gráficas y reproducción de soportes grabados		
Agua Caliente Vapor	Agua 50-60°C Vapor 100-150°C	Electricidad Gas natural
CNAE 20 Industria química		
Agua caliente Vapor	Procesos muy variados	Electricidad Gas natural Otros combustibles no convencionales
CNAE 21 Industria farmacéutica		
Agua caliente Vapor	Procesos muy variados, muchas veces cubiertos por cogeneración	Electricidad Gas natural Fueloil
CNAE 23 Productos minerales no metálicos diversos		
Aire caliente	Aire caliente 600-1.700°C	Electricidad Gas natural





Necesidades energéticas	Temperaturas requeridas	Fuentes de energía
CNAE 24. Metalurgia		
Aire caliente	Aire caliente 600-1.700°C	Electricidad Gas natural Fueloil
CNAE 25. Fabricación de productos metálicos CNAE 26 Fabricación de material y equipos informáticos, electrónicos y ópticos CNAE 27 Fabricación de material y equipos eléctricos CNAE 28 Fabricación de maquinaria y equipos pesados		
Aire caliente	Aire caliente 600-1.200°C	Electricidad Gas natural Fueloil
CNAE 29 Fabricación de vehículos de motor y remolques CNAE 30 Fabricación de material de transporte		
Aire caliente	Aire caliente 600-1.200°C	Electricidad Gas natural

Fuente: Elaboración propia.

En el apartado 10.4 Anexo II, se presenta una descripción más detallada de este análisis para cada uno de los CNAE de mayor consumo, donde se desglosan los principales procesos productivos identificados para cada CNAE a 3 dígitos.

Debe indicarse que para el caso de la industria química requeriría un análisis mucho más detallado del realizado en este estudio, y efectuado conjuntamente con el sector. En este sentido, la amplia variedad de procesos, así como la alta competitividad de la industria, ha supuesto una dificultad muy importante a la hora de identificar los procesos fundamentales y sus requerimientos energéticos. Se han realizado una serie de asunciones, pero en general se ha establecido que no sería posible un gran incremento de la eficiencia energética en este sector (a diferencia de otros sectores). La disminución de emisiones en los últimos años ha sido notable [32], así como la mejora de la eficiencia energética de los procesos. Por lo tanto, aunque se reconoce la factibilidad de la transición energética hacia la electrificación y el hidrógeno, no se estiman mejoras sustanciales en la eficiencia energética debidas a cambios tecnológicos, por lo que los requerimientos netos de energía se mantendrían asociados a los parámetros establecidos en los diferentes escenarios.

4 El hidrógeno como combustible: características y tecnologías

Las industrias no usan una única fuente energética en su proceso productivo, sino diversas, como se deduce del análisis presentado en la Tabla 4. En general, cualquiera de los combustibles mencionados en el consumo de la industria, es susceptible de ser sustituido por hidrógeno, haciendo uso de distintas tecnologías en función de las características específicas del proceso utilizado y dependiendo de la temperatura necesaria.

Aunque el objetivo inicial de este estudio está fijado en la sustitución de los combustibles más contaminantes, fuentes como el gas natural son el objetivo más inmediato, simple y rápido, pues en principio la simple mezcla del hidrógeno con gas natural abre una vía de descarbonización inmediata inicial.

Hay muchos factores y barreras a considerar cuando se plantea esta sustitución, no siendo solo las de orden tecnológico las más importantes, pues existen también otras barreras de orden económico e incluso social. Hay que considerar, por tanto, diversas vías y alternativas de solución al problema y evaluar cómo estas alternativas pueden influir en este complejo y dilatado proceso.

Aunque el hidrógeno no es una fuente de energía primaria, se puede obtener de materiales muy abundantes en nuestro entorno, como por ejemplo el agua y los hidrocarburos, para lo cual necesitaremos utilizar diversos procesos, así como una fuente energética en su obtención.

4.1 El hidrógeno como combustible

El hidrógeno es un viejo conocido de la industria química, ya que ha venido usándose como gas químico inorgánico desde hace décadas. Muchas aplicaciones industriales convencionales, tales como las refinerías, la fabricación de vidrio, la hidrogenación de grasas, la industria farmacéutica y otras, vienen usando el hidrógeno como un producto químico.

El consumo actual de hidrógeno en España se estima en 500.000 toneladas/año, principalmente utilizadas en refinerías (en torno al 70%) y en fabricación de productos químicos y fertilizantes (25%).

Aunque las características energéticas del hidrógeno son de sobra conocidas, no ha sido hasta muy recientemente que se ha considerado su utilización en usos energéticos, fundamentalmente debido a razones económicas. A estas razones hay que sumar la situación climática mundial, que ha puesto el foco en la búsqueda de alternativas energéticas no contaminantes, y es aquí donde el hidrógeno puede jugar un papel fundamental, no solo como producto químico, sino también como vector energético no contaminante. En efecto la utilización del hidrógeno como vector energético y soporte a la descarbonización global supone un punto de inflexión junto con el uso de las energías renovables.

4.2 De donde proviene el hidrógeno y sus colores

El hidrógeno gaseoso (H_2) consta de dos átomos de hidrógeno. En el caso de la combustión de hidrógeno gaseoso en condiciones normales, el producto residual es 100% H_2O , lo que significa que no se produce CO_2 . Eso hace, que el hidrógeno verde (producido a partir de fuentes renovables) sea considerado como la alternativa energética idónea para la descarbonización energética de nuestra Sociedad. No obstante, el hidrógeno, al no ser una fuente primaria de energía⁶, ha de producirse a partir de productos o elementos químicos que lo contienen, por lo que, dependiendo de la fórmula de obtención del mismo, puede considerarse o no como un agente descarbonizador.

⁶ No existe libre en la naturaleza o existe en cantidades muy limitadas.





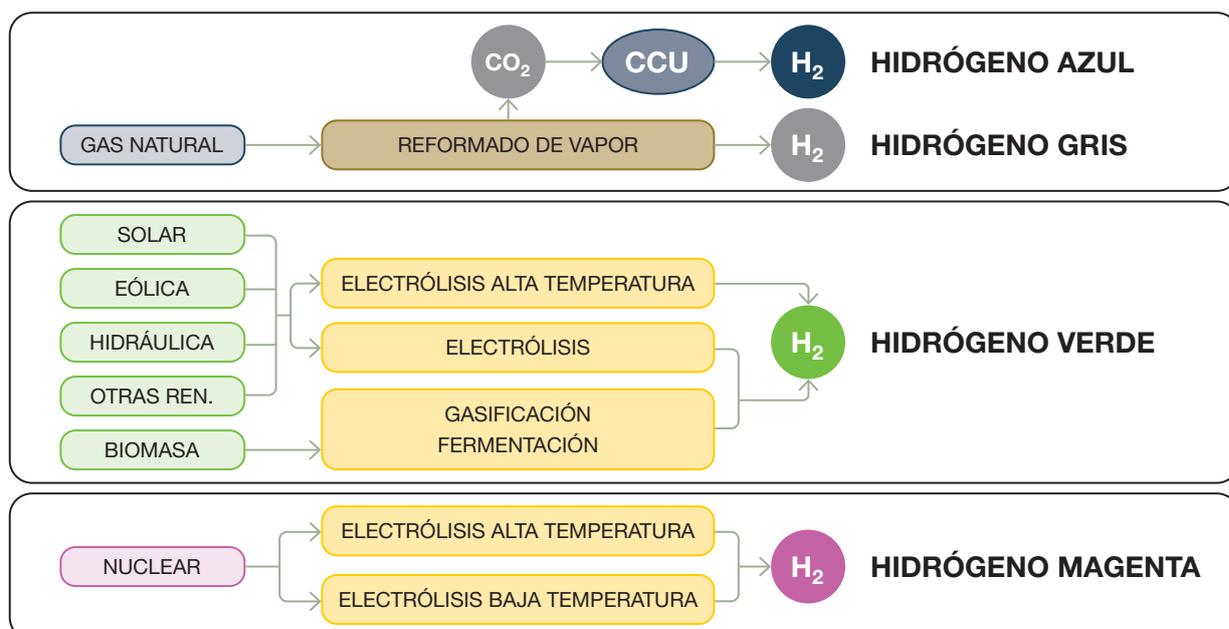
El hidrógeno se encuentra combinado con muchos elementos, pero hay dos grupos que reúnen lo que podríamos considerar las fuentes fundamentales de obtención de hidrógeno, que son el agua y los hidrocarburos.

Tradicionalmente, el hidrógeno industrial se ha obtenido de los hidrocarburos, por la sencillez de su proceso de obtención y por su economía. Pero la obtención de hidrógeno a partir de hidrocarburos conlleva la liberación de un agente para el cambio climático como es el CO_2 , principal responsable del efecto invernadero y que en la actualidad es uno de los principales objetivos de reducción/eliminación en la lucha contra el cambio climático.

En este sentido, los expertos han establecido una definición común, e incluso han asignado un color al hidrógeno en función de su proveniencia. Así los colores más extendidos asignados al hidrógeno, en función de su fuente de proveniencia y/o la energía utilizada para su producción son los siguientes (ver Figura 2):

- ▶ **Hidrógeno gris:** Prácticamente la totalidad del hidrógeno actualmente utilizado en la industria es un hidrógeno que genera CO_2 , pues proviene del reformado con vapor del metano.
- ▶ **Hidrógeno azul:** Si al hidrógeno obtenido por reformado de vapor y que genera CO_2 (hidrógeno gris), se le incorpora un sistema de captura, almacenamiento y utilización de ese CO_2 producido, ese hidrógeno se convertiría en “hidrógeno azul”.
- ▶ **Hidrógeno verde,** es el obtenido con energía procedente de fuentes renovables, fundamentalmente por medio de la ruptura de la molécula de agua con electricidad renovable (proceso de electrólisis). Este es el objetivo final de la sustitución buscada, ya que en su producción ofrecería emisiones cero.
- ▶ **Hidrógeno magenta:** se trata de un hidrógeno también obtenido mediante electricidad (electrólisis), pero no a partir de fuentes renovables sino por medio de energía nuclear (por vía de alta o baja temperatura⁷).

Figura 2. Los colores del Hidrógeno



Fuente: Elaboración propia.

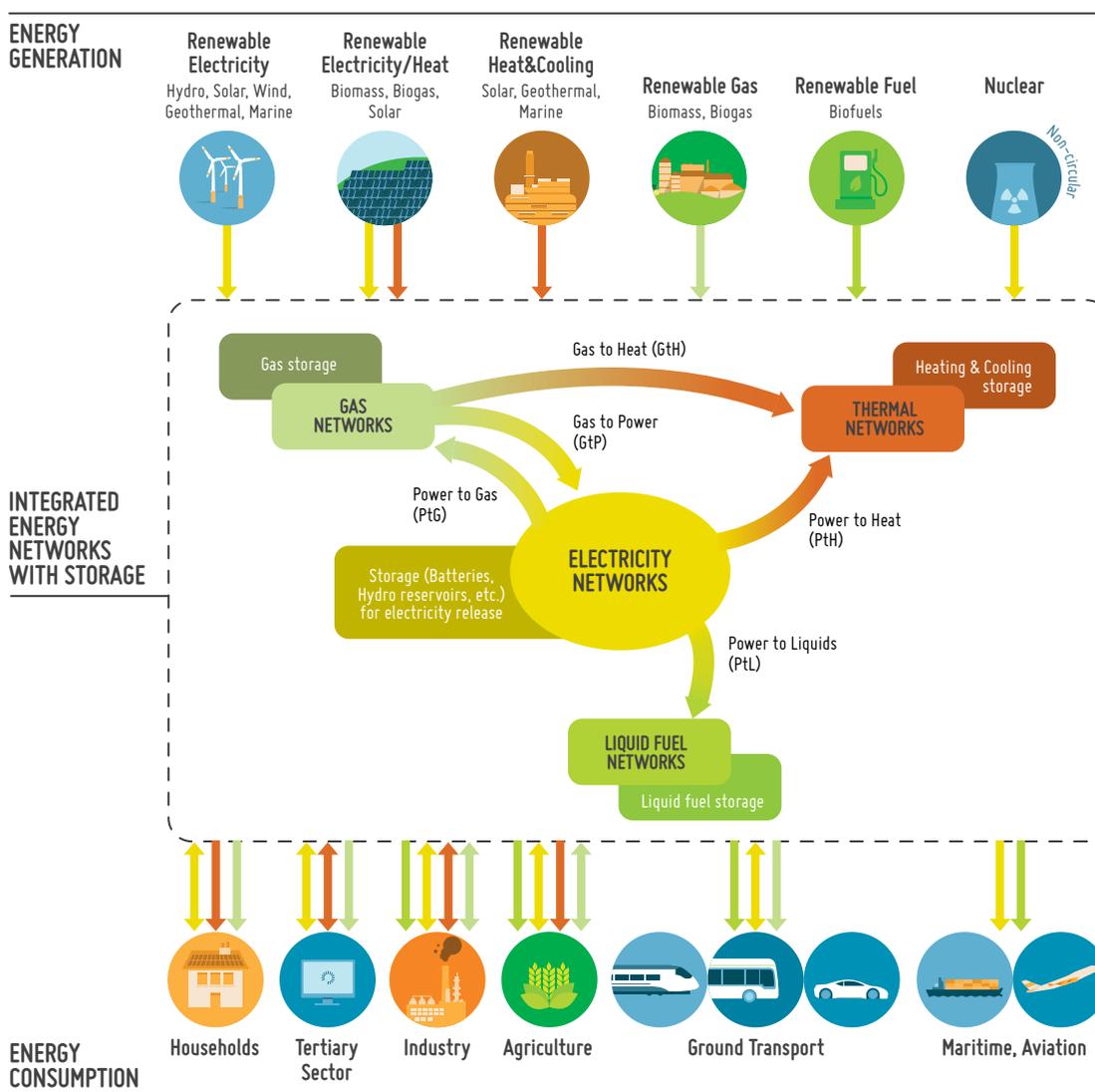
⁷ El consumo de energía eléctrica de un electrolizador desciende cuando aumenta su temperatura, aumentando así la eficiencia del proceso, por lo que en el caso de la energía nuclear esta vía resulta muy interesante. Igualmente, este concepto se puede extender a otras tecnologías renovables como la solar de alta temperatura.

Aunque el objetivo buscado es la utilización de hidrógeno verde, esto es, el producido a partir de energías renovables en su totalidad, no debemos olvidar otras vías así como otras alternativas energéticas factibles para la sustitución de los combustibles convencionales, como el uso de biocombustibles, biomasa y/o gas sintético procedente de fuentes renovables, que bien podrían servir para los mismos fines perseguidos de contribuir a la agenda global de descarbonización total de la Energía.

4.3 La flexibilidad del hidrógeno

Antes de entrar en el detalle de las fórmulas de sustitución mediante hidrógeno, resulta interesante analizar el contexto por el cual, el hidrógeno, se ha convertido en uno de los elementos principales de crecimiento sostenible de cara al futuro. El hidrógeno presenta una gran flexibilidad en su utilización ya que igual sirve de materia prima química o energética, como mediante ciertos procesos, permite su conversión en un vector energético flexible, generador de electricidad y/o calor, o como base para almacenar energía. En la Figura 3 se presenta la visión que tiene la Plataforma Europea Tecnológica y de Innovación de Redes Energéticas del futuro (ETIP SNET⁸) sobre el suministro energético en su Documento “Vision 2050”.

Figura 3. Integración de las redes energéticas del futuro (Documento Vision 2050 ETIP SNET)



Fuente: Documento Vision 2050 ETIP SNET.

8 ETIP SNET: European Technology and Innovation Platform of Smart Networks for Energy Transition.



Existen una serie de procesos que permiten conectar el hidrógeno no sólo con la electricidad, sino también con otras redes energéticas como la de gas, la de calor y frío, así como su utilización como materia prima directa.

Así la obtención de hidrógeno a partir de renovables, ya sea por medio de la electrólisis o mediante el uso de procesos de gasificación y/o fermentación de biomasa, se conoce en la jerga internacional como procesos “Power to Hydrogen”, o lo que es lo mismo, procesos de obtención de hidrógeno a través de la electricidad/energía.

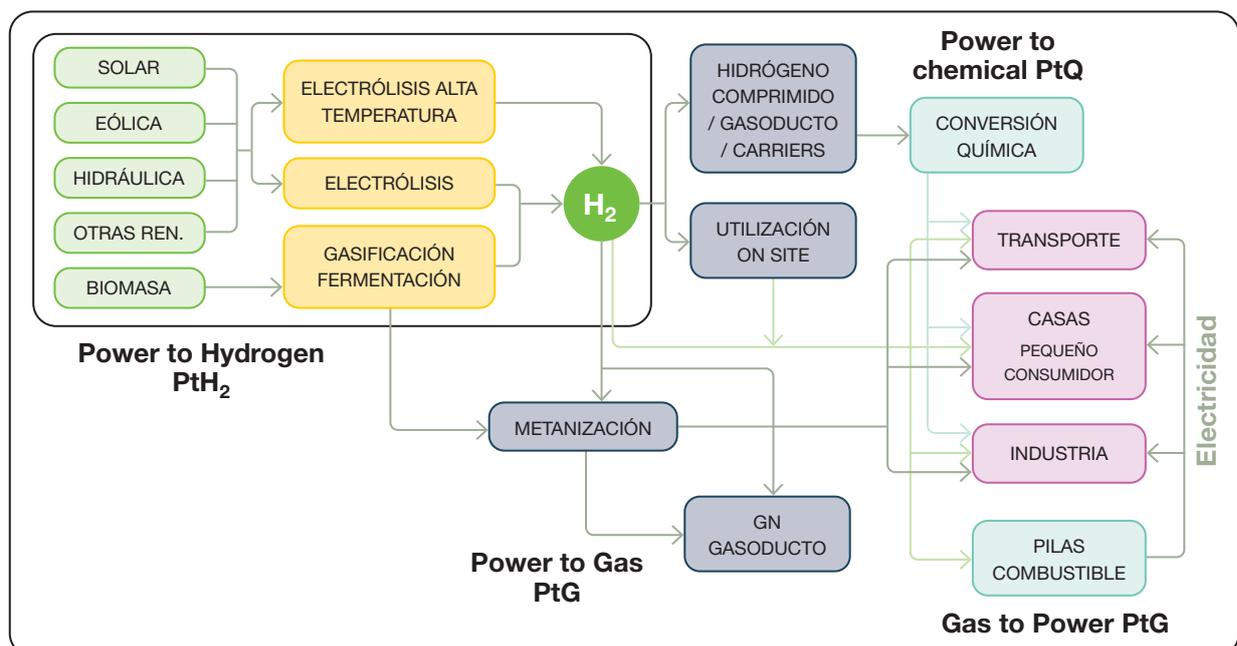
Cuando a este proceso previo se le incorpora un proceso complementario que lo convierte en un gas utilizable, tal como el metano (por citar algunos de ellos), éste proceso es conocido como “Power to Gas”, o lo que sería lo mismo, procesos de obtención de combustible en forma de gas partiendo de la electricidad.

Como hemos mencionado, el hidrógeno es tremendamente flexible, con lo que podríamos no solamente generar combustibles, sino también productos químicos como los hidrocarburos o los alcoholes, que nos permitirían su utilización como materia prima para la obtención de plásticos, polietileno, etc. (al igual que se producirían dichos productos partiendo de petróleo). Si para su obtención partiéramos de hidrógeno verde, la fabricación de estos productos químicos estaría exenta de gases de efecto invernadero. Este proceso es conocido como “Power to Chemical”, o lo que es lo mismo, procesos de obtención de productos químicos verdes, partiendo de hidrógeno verde.

Obviamente, estos elementos obtenidos a partir de hidrógeno verde constituyen, por tanto, una vía de descarbonización no sólo de la energía, sino también de otros procesos que en la actualidad se basan en la utilización de hidrocarburos o combustibles fósiles, constituyéndose, por tanto, en una nueva vía totalmente sostenible de crecimiento en un futuro próximo.

Por último, es importante destacar que por medio de la utilización de pilas de combustible se puede revertir el proceso de utilización de hidrógeno para generar energía eléctrica, siendo ésta una de las características más potentes que ofrece el hidrógeno dentro sus capacidades. A este proceso se le denomina “Gas to Power”, o lo que es lo mismo, producción de electricidad partiendo de gas, o más concretamente, de hidrógeno.

Figura 4. Flexibilidad operativa del hidrógeno en sus diversas formas y transformaciones



Fuente: Elaboración propia.

El hidrógeno es, en condiciones normales, un gas diatómico, que por sus características de bajo peso y gran volumen requiere de un almacenamiento, o bien a presión (comprimido), o bien en forma líquida (como hidrógeno licuado a muy bajas temperaturas), o bien embebido en materiales en los cuales se puede almacenar y después liberar fácilmente (almacenamiento en sólidos).

En este punto, también es importante mencionar la existencia de otras posibles vías de almacenamiento y manejo del hidrógeno mediante su conversión en lo que denominaríamos “transportadores” (carriers), de manera que el hidrógeno pueda ser manejado de manera más fácil, cómoda y segura.

Los “carriers” más conocidos son: el amoníaco, el metano, el metanol o los líquidos orgánicos. No obstante, la tecnología de compresión y almacenamiento del hidrógeno en forma de gas ha evolucionado de tal manera que, actualmente, manejar hidrógeno a 350 ó 700 bares, no solo es posible, sino que se ha convertido en un estándar “de facto” para su uso en el transporte. De hecho, ya existen diversos vehículos funcionando de manera continua en transporte de diversa índole, utilizando hidrógeno comprimido a estos niveles.

4.4 Las tecnologías del hidrógeno

Existen dos elementos fundamentales que permitirán, facilitarán o dificultarán la introducción e importancia del hidrógeno como vector energético de relevancia en las futuras redes energéticas. Estos elementos son:

- A. Los sistemas “power to H₂ / power to gas” (obtención de hidrógeno o un gas sintético ligado al mismo) ver Figura 3 y Figura 4.
- B. Los sistemas “gas to power” (obtención de energía eléctrica a partir de hidrógeno”), ver Figura 3 y Figura 4.

De los diversos sistemas A y B disponibles, hay dos especialmente relevantes y que forman la base fundamental del desarrollo de la tecnología de hidrógeno a futuro, son los **electrolizadores y las pilas de combustible**.

4.4.1 Los electrolizadores

Los electrolizadores son la base fundamental para la obtención de hidrógeno verde, esto es, la obtención de hidrógeno a partir de la ruptura de la molécula del agua mediante electricidad, usando fuentes renovables.

En la actualidad, se está realizando un esfuerzo importantísimo a nivel europeo y mundial para el desarrollo de electrolizadores de mayor tamaño y eficiencia. Existen básicamente cuatro tipos de electrolizadores:

- ▶ los electrolizadores alcalinos (AE)*,
- ▶ los electrolizadores de membrana protónica (PEM),
- ▶ los electrolizadores de membrana aniónica (AEM) y
- ▶ los electrolizadores de óxidos sólidos (SOEC) de alta temperatura.

* Se utilizan las siglas de los electrolizadores en inglés por ser extensamente conocidas y haberse acuñado de uso común al referenciarlos: alkaline electrolyser (AE), polymer electrolyte membrane electrolyser (PEM), anionic electrolyte membrane electrolyser (AEM) y solid oxide cell electrolyser (SOEC).





Los electrolizadores son un elemento bastante conocido en la industria, que los utiliza para diversas aplicaciones, por lo que no entraremos a desarrollar detalladamente su tecnología, sino que nos referiremos a publicaciones de probada solvencia, disponibles en el mercado. Así se proponen como referencia de consulta, dos publicaciones recientes, en las cuales se pueden encontrar información detallada de la tecnología, para aquellos que estén interesados en profundizar en su conocimiento:

- ▶ El documento de la hoja de ruta del hidrógeno 2020 [8]
- ▶ El monográfico de hidrógeno publicado como n° 424 de la revista Economía Industrial del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo publicada en el 2° trimestre de 2022 [9].

De todas las tecnologías disponibles mencionadas, hay dos que se encuentran en un punto de desarrollo más avanzado con respecto a las demás y que continúan siendo fruto de los esfuerzos más intensivos de los programas de investigación y desarrollo de la UE. Son la **tecnología alcalina (AE)** y la tecnología de **membrana protónica (PEM)**, siendo el resto de tecnologías muy prometedoras, en especial la de **óxidos sólidos (SOEC)**, que además al ser de alta temperatura tiene una mayor eficiencia eléctrica y puede conectarse con sistemas de concentración solar, lo que nos pondría dar una ventaja competitiva en este ámbito.

La velocidad de introducción de los electrolizadores en el mercado y por tanto su despliegue temporal están condicionados por su estado de desarrollo tecnológico y su disponibilidad en las potencias necesarias. Esto condicionará de manera relevante la disponibilidad real de hidrógeno verde, hasta al menos el año 2030, donde ya se podrán encontrar en el mercado sistemas fiables, de cierta potencia (decenas/cientos de MW) y con una amplia disponibilidad.

4.4.2 Las pilas de combustible

Las pilas de combustible son sistemas electroquímicos que permiten la producción directa de electricidad y calor a partir de un combustible externo, en general hidrógeno puro. Están constituidas por un conjunto de celdas, donde se produce una reacción electroquímica entre el hidrógeno gas (H_2) y el oxígeno gas (O_2), dando lugar a la formación de agua líquida (H_2O), produciendo además electricidad y calor, debido a la reacción de oxidación-reducción del hidrógeno y el oxígeno.

Las pilas de combustible están formadas por un ánodo, un cátodo y un electrolito. Los electrodos (ánodo y cátodo) no participan en la reacción electroquímica, sólo favorecen el intercambio iónico de la reacción. El ánodo y el cátodo se encuentran separados por una membrana semipermeable, que permite el paso de iones o cationes (según el tipo de tecnología empleada). El electrolito es la disolución que baña toda la celda electroquímica y que permite la difusión de los iones y cationes para dar lugar a la reacción electroquímica. La reacción se muestra favorecida por la impregnación de un catalizador en los electrodos.

En el caso de las pilas de membrana protónica (PEM), el proceso electroquímico consiste en favorecer la formación de cationes hidrógeno (H^+) en el ánodo, cediendo electrones, lo que genera un potencial eléctrico que permite la circulación de corriente en el circuito eléctrico. Estos electrones terminan finalmente en el cátodo para la formación de aniones de oxígeno (O^{2-}). La membrana semipermeable permite el paso exclusivo de iones de hidrógeno (protones) del ánodo al cátodo, y es ahí donde reaccionan con los iones de oxígeno para la formación de agua.

En el caso de pilas de membrana aniónica (AEM), se persigue la transferencia de aniones (moléculas o átomos con carga negativa) a través de la membrana. El proceso electroquímico consiste, o bien en la producción de aniones OH^- por medio de la desintegración del agua en exceso de

oxígeno, o bien en la ionización de átomos de oxígeno O_2^- en presencia de catalizadores, entre algunas de las reacciones posibles.

La reacción de oxidación del hidrógeno y reducción del oxígeno para la formación del agua es una reacción exotérmica, es decir, libera energía térmica. El proceso de oxidación-reducción (redox) exige el intercambio de electrones para la formación de los aniones y cationes. Este intercambio de electrones genera un potencial entre los electrodos, y por tanto una corriente eléctrica, con una diferencia de potencial determinada por la reacción redox. Esta diferencia de potencial es muy baja, por lo que para obtener potenciales de uso comercial es necesario conectar varias celdas electroquímicas en serie, sumando el potencial eléctrico, pero compartiendo la intensidad de corriente eléctrica. El tamaño de una celda (superficie de intercambio de ánodo y cátodo) determinará la intensidad máxima (flujo de electrones durante el proceso redox) que se puede generar, mientras que la adición de celdas en serie, determinará el potencial eléctrico obtenido. Multiplicando ambos factores (tamaño unitario de cada celda, y el número de celdas conectadas), se obtiene la potencia eléctrica y térmica de la pila de combustible.

Debemos diferenciar en este punto entre **celda de combustible** y pila de combustible. Una celda de combustible es una celda electrolítica, formada por un ánodo, un cátodo, la membrana y el electrolito, en muchos casos conocida como mono celda. Una **pila de combustible** es la unión en serie (stack o apilamiento) de varias celdas de combustible. De esta forma se conecta el ánodo de una celda con el cátodo de la siguiente celda, cerrando finalmente el circuito entre el ánodo de la última celda y el cátodo de la primera celda.

Como se ha indicado, la reacción redox entre el hidrógeno y el oxígeno es una reacción exotérmica. Para mantener la eficiencia de la reacción química, así como para no comprometer la integridad de los componentes de la pila de combustible, es necesario eliminar el calor generado. Esta energía térmica está definida por una intensidad energética (tamaño de los electrodos) y por una temperatura máxima determinada por la optimización de la reacción redox, en presencia de unos electrodos y catalizadores específicos. La intensidad energética dependerá de la cantidad de reacciones químicas por segundo, mientras que la temperatura óptima dependerá de los agentes favorecedores de la reacción. Ánodo, cátodo y membrana trabajarán como elementos facilitadores de la reacción de oxidación-reducción, pero el verdadero elemento crítico en estos sistemas es el catalizador, ya que es el elemento fundamental para que se produzcan las reacciones electroquímicas del sistema y que permiten identificar los parámetros de presión y temperatura necesarios para su óptimo funcionamiento. Estos parámetros de funcionamiento (y los materiales empleados) darán lugar a los diferentes tipos de pilas de combustible actualmente en comercialización o desarrollo tecnológico.

Esta energía térmica generada tiene que ser extraída de la pila de combustible, del mismo modo que se debe refrigerar un motor de combustión interna. Esto da lugar a la consideración de una pila de combustible como un posible elemento básico para su utilización en cogeneración (especialmente las pilas de mayor temperatura), ya que como se ha mencionado, en ellas no solo se produce electricidad sino también calor.

Los principales factores a favor de la utilización de las pilas de combustible son:

- ▶ Su alta eficiencia, tanto eléctrica como global (posibilidad de su uso en cogeneración o aprovechamiento del calor generado).
- ▶ Cero emisiones, al tener como único producto de la reacción el agua.
- ▶ Simplicidad de los sistemas.





- ▮ Sistemas altamente modulares, permitiendo una alta estandarización, reduciendo así también los costes de desarrollo y fabricación.
- ▮ Son silenciosas. Al no haber partes móviles ni reacciones químicas violentas (como puede ser la ignición de un combustible), se trata de sistemas altamente silenciosos.

Con las pilas de combustible se completaría la visión expresada en la Figura 3, en la que se determina cómo la disponibilidad de electrolizadores y pilas de combustible induce una fuerte resiliencia de las redes energéticas conjuntas. Esto sería así ya que cuando existiera un exceso de energía eléctrica proveniente, por ejemplo, de una alta disponibilidad de las energías renovables, a través de los electrolizadores se podría generar y por tanto almacenar hidrógeno. Este hidrógeno almacenado, podría ser reconvertido en electricidad en el momento que fuera necesario a través de las pilas de combustible, cerrando un virtuoso círculo energético exento de producción de gases de efecto invernadero.

Existen diversos tipos de Pilas de combustible, en general, organizadas en función del tipo de electrolito que utilizan, con la excepción de las pilas de membrana polimérica y aniónica, que se identifican precisamente por el tipo de membrana utilizada.

Los tipos de pilas de combustible existentes son las siguientes:

- A.** Pilas de baja temperatura:
 - a.** Pilas alcalinas
 - b.** Pilas de membrana protónica
 - c.** Pilas de membrana aniónica
 - d.** Pilas de ácido fosfórico
- B.** Pilas de alta temperatura
 - a.** Pilas de carbonatos fundidos
 - b.** Pilas de óxidos sólidos

Al ser un elemento menos conocido se ha incorporado en los Anexos, apartado 10.1, un cierto nivel de detalle de estos sistemas.

En cualquier caso, la relevancia para el presente estudio radica de nuevo en su disponibilidad y situación comercial. Así, actualmente pueden encontrarse en el mercado pilas de combustible alcalinas, de membrana protónica, y de ácido fosfórico, aunque en tamaños limitados a cientos de kW o algún MW, lo que supone un cierto hándicap en su utilización actual, más allá de sistemas piloto y primeros de su serie.

En este sentido, la investigación y demostración de estos sistemas está siendo fuertemente potenciada a través de apoyos a la investigación y el desarrollo en la UE, pero de igual manera, entendemos que su amplia disponibilidad en el mercado con la eficiencia y potencias necesarias para ser aceptadas abiertamente por el mercado industrial es el punto clave. Se estima que su entrada en mercado se retrasará hasta bien entrada la década de 2030. Esto es especialmente cierto, para las pilas de alta temperatura, que sin embargo una vez disponibles, ofrecerán valores de eficiencia considerablemente altos (>80%) lo que facilitará su rápida introducción en el mercado industrial, especialmente en los ámbitos de la producción energética y la cogeneración. Estas dificultades han sido parametrizadas en los diferentes escenarios, mejorando su penetración según el esfuerzo que las diferentes administraciones realizan en cada uno de los escenarios.

5 Introducción del hidrógeno para la sustitución del uso de combustibles fósiles en los procesos energéticos industriales

Este estudio está focalizado en la descarbonización de la industria por la sustitución de la energía utilizada en sus procesos internos mediante la utilización del hidrógeno verde, si bien las anteriores vías de producción de hidrógeno bajo en carbono serían también posibles y válidas en la lucha contra la emisión de gases de efecto invernadero.

Es importante mencionar que la regulación y los acuerdos internacionales podrían afectar de manera crítica a esta evolución, ya que como se ha mencionado existen otras vías posibles de sustitución de la energía usada actualmente por las empresas en sus procesos de producción

La introducción del hidrógeno en la sustitución de los combustibles fósiles depende fuertemente de los combustibles utilizados y de las temperaturas requeridas en los procesos involucrados:

- ▶ Independiente de la temperatura
Sustitución mediante combustión
 1. Parcial mediante blending de hidrógeno con gas natural,
 2. Parcial o total mediante combustión directa de hidrógeno (para baja o muy alta temperatura, modificando sistemas actuales de combustión de gas natural).

- ▶ En función de la temperatura
 3. Electrificación y bombas de calor
 4. Utilizando pilas de combustible,
 5. Parcial o total mediante turbinas de hidrógeno,
 6. Parcial o total mediante procesos de muy alta temperatura.

5.1 Descarbonización por blending de hidrógeno

La primera y más inmediata forma de descarbonización es por medio de la inyección de hidrógeno verde en el circuito de alimentación de gas natural que se consume en la industria. Se produce así una mezcla (blending) de gas natural e hidrógeno verde, que podría llegar a alcanzar hasta un 10-15% de hidrógeno sin requerir modificaciones sustantivas en los sistemas energéticos.

Se plantean aquí dos posibles escenarios de utilización:

- ▶ **Inyección ‘in situ’ de hidrógeno verde en la industria.** La industria recibe el hidrógeno directamente en sus instalaciones a partir de cisternas presurizadas (al igual que se distribuyen actualmente los gases industriales como el CO₂, hidrógeno, nitrógeno o similares). Se almacena en un tanque presurizado, y a través de un sistema de control se inyecta en la entrada de gas natural a la industria, produciendo así una mezcla establecida de gas natural e hidrógeno, disminuyendo el consumo de gas natural, y por lo tanto la emisión de gases de efecto invernadero (GEI). Adicionalmente, se puede plantear la producción directa e “in-situ” de hidrógeno verde mediante PPA's⁹ renovables, aprovechando así mismo la energía térmica generada por los electrolizadores. Esto mejora ampliamente la eficiencia energética y la rentabilidad de la instalación.

⁹ Un PPA (Power Purchase Agreement) es un acuerdo de compraventa de energía limpia entre un operador de energía renovable y un consumidor de energía





► **Inyección en origen.** La industria acordará el suministro de hidrógeno en el punto de producción. En este caso, el hidrógeno producido se inyectaría directamente a la red general gasista (gestionada por el operador del sistema gasista), el regulador deberá establecer las limitaciones técnicas y de gestionabilidad en este proceso, actualmente se permite una inyección de gas natural con hasta un 5% de hidrógeno, aunque limitado al 3% total de blending de hidrógeno establecido en las recomendaciones de REpowerEU [26]). En este caso, la industria consumiría directamente el 100% del combustible del sistema gasista, y sería el sistema el que reduciría la cantidad de gas natural consumido por medio de blending.

En este supuesto se ahorran los gastos de transporte y distribución de hidrógeno a las industrias, pero a cambio se producen alteraciones en el sistema gasista que deben ser controladas y gestionadas por el operador del sistema. La modificación de la composición del gas en el sistema debe tenerse en cuenta a la hora de la medición y facturación.

Esta solución estaría pendiente de aprobación por parte del operador del sistema, aunque ya se está promoviendo tanto en España como en otros países de la UE. Este sistema está basado en los contratos de entrega virtual de energía eléctrica renovable que se vienen aplicando en España y en muchos países de la Unión Europea.

Esta solución tecnológica es aplicable a toda la industria, sin tener que analizar los niveles de aprovechamiento energético. Por lo tanto, todo consumidor podría adaptar sus instalaciones a la primera opción (inyección “in situ”), o, en caso de ser aprobado y regulado por el operador del sistema, podría acogerse a la segunda opción de consumo indirecto.

5.2 Combustión directa de hidrógeno con sustitución completa del combustible convencional

Al igual que en el caso de blending, cualquier industria puede adaptar sus tecnologías energéticas de producción al uso de hidrógeno verde de forma exclusiva. Esta solución es válida para cualquier industria independiente de la temperatura de sus procesos, aunque cobran especial importancia los grandes consumidores de gas natural a muy alta temperatura (temperaturas mayores a los 900°C, principalmente en los sectores del vidrio, la cerámica y la metalurgia), donde no se dispone de otras tecnologías sustitutivas (como pilas de combustible)*.

En este caso, las modificaciones en sistemas de distribución de combustible y de los sistemas de combustión para adaptarse al hidrógeno no son complejas, y por lo tanto asumibles.

Por el contrario, requiere de un almacenamiento importante de hidrógeno, que puede elevar considerablemente los costes al no disponerse en la actualidad de una red de distribución de hidrógeno canalizado.

Así mismo, requiere de un importante esfuerzo logístico para el suministro continuo de hidrógeno verde como combustible. Dependiendo de la ubicación de la industria, se podría plantear en este punto la autoproducción de hidrógeno por medio de electrolizadores bajo contratos de suministro de electricidad renovable (PPA's verdes ya actualmente comercializados). En este caso se podría establecer una sinergia entre la energía térmica del proceso industrial y la del electrolizador, mejorando la eficiencia global del conjunto del sistema –pudiendo llegar a entornos del 85%– lo que incrementa considerablemente la rentabilidad de la solución.

* Hasta su disponibilidad efectiva, probablemente bien entrada la década 2030.

Como conclusión, el principal hándicap en este escenario es el de la logística del hidrógeno, que puede elevar considerablemente los costes. En Europa ya hay en marcha grandes proyectos de autogeneración de hidrógeno verde por medio de electrolizadores, aunque en estos casos se aprovecha el calor producido en la electrólisis en el proceso industrial, mejorando así la eficiencia energética, y por lo tanto los factores de rentabilidad económica (como por ejemplo, el acuerdo entre Topsoe y First Amonia [33] para la construcción de dos plantas de producción de amoniaco verde mediante electrolizadores de óxidos sólidos de alta temperatura, cada una con una capacidad de electrolizadores de 500MW bajo PPA's renovables).

5.3 Electrificación y bombas de calor

Las soluciones de **baja temperatura**, tradicionalmente han usado mayoritariamente calderas convencionales de gas natural, aunque soluciones con calderas eléctricas cuando la necesidad energética no es demasiado alta o los costes de la electricidad no son muy elevados, son posibles.

Una evolución hacia el uso de electricidad de energía renovable se está imponiendo, así como el uso de bombas de calor que ofrecen una eficiencia muy alta, en algunos casos complementados por una caldera convencional, que en nuestro caso podría estar alimentada por hidrógeno. En casos en los que la situación geográfica lo permita, soluciones basadas en el uso directo de energía solar térmica y/o complementando a la bomba de calor, también serían posibles.

5.4 Pilas de combustible

La alternativa de utilización de pilas de combustible está ligada a aplicaciones con temperaturas definidas según el siguiente esquema:

- ▀ Usos de **baja temperatura (hasta 90°C)**, pilas de combustible de membrana polimérica (PEMFC) y pilas de combustible de membrana aniónica (AEMFC)
- ▀ Usos de **temperatura intermedia (>90°C y hasta 200°C)**, pilas de combustible de ácido fosfórico (PAFC).
- ▀ Usos de **alta temperatura (> 200°C y hasta 950°C)**, pilas de combustible de carbonatos fundidos (MCFC) y pilas de combustible de óxidos sólidos (SOFC).

5.4.1 Usos de hasta 90°C. Pilas de combustible de baja temperatura (PEMFC y AEMFC)

Estas pilas de combustible proporcionan energía térmica de forma eficiente a **baja temperatura**. Con niveles de temperatura de entre **80°C y 90°C**¹⁰, pueden dar servicio a un gran espectro de industrias. Gracias a su simplicidad y capacidad de regulación, son una solución tecnológica adecuada para consumos no muy elevados de energía.

Así mismo, permiten su empleo como cogeneración para ACS y calefacción, cubriendo al mismo tiempo las necesidades eléctricas de la industria.

Pueden cubrir de manera sencilla instalaciones de pequeño tamaño (<100kW), y la logística del hidrógeno presurizado es asumible, del mismo modo que actualmente se distribuyen otros combustibles fósiles como el GLP a granel o el fueloil.

¹⁰ Algunas pilas trabajando a presión, podrían llegar a operar hasta los 120°C





Esta solución tecnológica puede dar servicio a un amplio abanico de industrias donde, como ya se ha visto, los requerimientos térmicos son bajos (véase apartado 4.1 de este documento). Un gran número de procesos requieren temperaturas inferiores a los 100°C, por lo que pilas PEMFC o AEMFC se adaptan a estos requisitos. En el caso de requerir temperaturas de vapor (hasta temperatura de vapor de 120°C), sería necesario el empleo de pilas de combustible PEMFC¹⁰, o utilizar pilas de combustible de ácido fosfórico (PAFC).

Las industrias con procesos en este rango de temperaturas siempre han sido susceptibles de utilizar cogeneraciones de gas natural por medio de motores de combustión interna, aunque su rentabilidad era un factor limitativo de este tipo de instalaciones, debido a su bajo consumo energético. En el caso de las pilas de combustible, al ser completamente modulares, se pueden adaptar de forma sencilla y permiten una adecuación de su funcionamiento a los procesos industriales.

Estas tecnologías se adaptan perfectamente a los requerimientos de las siguientes industrias (siempre a falta de un análisis de rentabilidad global del proyecto):

- ▶ **Industria de alimentación y bebidas.** Prácticamente todos los procesos requieren temperaturas inferiores a 120°C, y aunque hay plantas de producción de gran tamaño, también hay una gran dispersión geográfica de industrias de pequeño tamaño, muchas de ellas PYMES de índole familiar.
- ▶ **Industria textil, del cuero y del calzado.** Los procesos son casi todos a temperaturas inferiores a 60°C, por lo que tanto las pilas PEMFC como las AEMFC son susceptibles de utilización
- ▶ **Industria farmacéutica.** Normalmente se requieren temperaturas de vapor bajas, por lo que las pilas PEMFC o AEMFC serían las más adecuadas, o en su caso PAFC. En el caso de que los consumos energéticos sean elevados, puede que sea rentable el empleo de otro tipo de pila de combustible a mayor temperatura, aunque éstas actualmente están en desarrollo. Esto mejora la eficiencia energética por el mayor salto térmico en los intercambiadores de calor.
- ▶ **Industria del papel y cartón.** Como se ha visto en el apartado 4.1, el principal uso energético del gas natural es para la disolución de la celulosa y el cartón reciclado. Se requieren aquí temperaturas de ~60°C, por lo que tanto las pilas PEMFC como las AEMFC podrían dar resultados adecuados. Así mismo, los ciclos productivos son duraderos (aunque no llegando a 24/7) y los consumos eléctricos de maquinaria son altos, por lo que la cogeneración eleva así sus niveles de rentabilidad.

5.4.2 Usos de temperatura intermedia (>90°C y hasta 200°C). Pilas de combustible de ácido fosfórico (PAFC)

Para temperaturas superiores, esto es, **mayores de 90°C y hasta 200°C** habría que valorar la posibilidad de emplear otro tipo de pilas de combustible de mayor temperatura. Para estas temperaturas las pilas de combustible idóneas son las de ácido fosfórico (PAFC), que trabajan a temperaturas hasta de 200°C.

Este tipo de pilas de combustible pueden sustituir a una gran gama de cogeneraciones de motores de gas natural que actualmente operan en la industria española. Aunque su modo de operación es más rígido que en las anteriores, todavía permite una flexibilidad importante. Este factor, junto a su modularidad y la temperatura de operación, hace que tenga cabida en un amplísimo abanico de industrias.

Son idóneas para industrias como:

- ▶ **Industria de alimentación** con hornos de cocido o tueste, con temperaturas requeridas entre los 150°C y los 200°C.

- ▶ **Industria farmacéutica**, con temperatura de vapor requerida de ~150°C.
- ▶ **Industria de la alimentación, las bebidas**
- ▶ **Industria textil**
- ▶ **Industria del calzado y cuero**
- ▶ **Industria del Papel**

5.4.3 Usos de muy alta temperatura (>200°C y hasta los 950°C). Pilas de combustible de carbonatos fundidos (MCFC) y de óxidos sólidos (SOFC)

Debido a que estas pilas de combustible trabajan a una mayor temperatura, sufren problemas considerables de durabilidad de los materiales empleados. Esto es debido a que las reacciones de oxidación-reducción generan productos intermedios de alto poder corrosivo. Por lo tanto, se deben emplear materiales nobles que eleven la vida útil de la pila de combustible, redundando en un incremento considerable en el precio por MW. Los esfuerzos de investigación actuales están enfocados a la utilización de materiales más económicos, reduciendo la temperatura de trabajo (hacia los 600°C), y manteniendo buenos niveles de durabilidad y eficiencia. No se espera que se disponga tecnologías optimizadas hasta un horizonte 2030-2035.

Con este horizonte, este tipo de tecnología nos permitirá su aprovechamiento como cogeneraciones de gran tamaño (de 1MW hasta los 10MW) que puedan dar servicio a la industria, sustituyendo las cogeneraciones de gas natural actuales. Por supuesto, otro hándicap es la logística del hidrógeno: a mayor potencia instalada mayor será el consumo de hidrógeno verde y, por lo tanto, mayores inversiones en distribución, aunque mejorando los costes unitarios o específicos. Este tipo de tecnologías requerirán de la organización de valles de hidrógeno, o disponibilidad de redes de transporte de hidrógeno dedicadas (algunas ya en desarrollo en España, en el norte de Castilla y León y Asturias, o Aragón, Cataluña y Comunidad Valenciana y Andalucía).

Otro hándicap importante de este tipo de cogeneraciones es que requieren de grandes tiempos de arranque y parada (debido a las altas temperaturas), por lo que requieren una operación 24/7.

Los sectores objetivo para las pilas SOFC/MCFC son los siguientes:

- ▶ Toda industria con unos **requerimientos de energía térmica superiores a 5MWt** y procesos continuos.
- ▶ **Industria del vidrio o de la cerámica**, donde las temperaturas de proceso sean inferiores a 900°C y el ciclo de trabajo sea continuo.
- ▶ Son idóneas para su utilización en producción eléctrica.

5.5 Turbinas de hidrógeno

El uso de turbinas de gas está muy extendido en el mundo, tanto como sistemas de generación (ciclos combinados o ciclos simples de turbina de gas) como en sistemas de cogeneración (turbinas de gas en ciclo simple para aprovechamiento de gases a muy alta temperatura). El desarrollo tecnológico y de materiales en los últimos 40 años ha permitido que esta tecnología muestre una muy alta eficiencia y vida útil.





Partiendo así de esta tecnología, es posible sustituir el gas natural por hidrógeno, ya sea parcial o totalmente. Esta transformación ya se ha podido realizar satisfactoriamente en el campo de los motores de gas natural, donde por medio de procesos de gasificación y digestión anaerobia se produce un gas de síntesis o un biogás de alto nivel de hidrógeno que alimenta a dichos motores para la producción de electricidad.

En el ámbito de las turbinas de hidrógeno hay tres factores fundamentales en el desarrollo de estas modificaciones: los materiales, la temperatura de llama y la estabilidad de llama. En el campo de los materiales, el principal hándicap viene de la mano de la fragilización de los metales debido a la difusión del hidrógeno en la red metálica del material. Es necesario trabajar con aleaciones especiales para trabajar a altas presiones y temperaturas, manteniendo así su estructura cristalina.

En el caso de la temperatura, el mayor problema se debe a la formación de óxidos de nitrógeno (NO_x) al emplear aire como comburente. La temperatura de llama del hidrógeno es mayor que la del gas natural (de 1.950°C a 2.250°C), lo que favorece aún más la producción de NO_x . En el caso de la estabilidad de llama, la alta reactividad del hidrógeno hace que la velocidad de llama sea mucho mayor, y pueda alcanzar o incluso penetrar dentro del inyector, incrementando la temperatura de éste y produciendo estrés térmico y mecánico no deseado. Así mismo, incrementa la longitud de llama, pudiendo afectar a la estructura interna de la cámara de combustión. Actualmente ya hay diseños de quemadores que permiten controlar la temperatura y estabilidad de llama dentro de la cámara de combustión, sin requerir grandes modificaciones a los diseños actuales.

Estos retos técnicos son conocidos, están bastante analizados y varios fabricantes comercializan actualmente turbinas de hidrógeno, con ejemplos comerciales en el corto plazo en Japón, EEUU o Alemania.

Debido a las especiales características de este tipo de turbinas, su mercado objetivo será la sustitución de turbinas de gas por turbinas de hidrógeno. La tecnología es muy similar, y los requerimientos de temperatura y operación son los mismos. Muchos de los sistemas auxiliares de las cogeneraciones de turbina de gas son claramente reutilizables en cogeneraciones por turbina de hidrógeno. Por lo tanto, esta tecnología se empleará en aquellos sectores que ya disponen de turbinas de gas:

- ▶ **Sector de la cerámica**
- ▶ **Industria química**
- ▶ **Industria cementera**
- ▶ **Cogeneraciones de secado de alta carga de trabajo**

Por otro lado, la evaluación del uso de turbinas de gas natural para su adaptación al uso de altas cantidades de hidrógeno está ya en fase de evaluación con resultados muy prometedores, lo que permitiría acelerar el uso de las turbinas convencionales en condiciones de producción de bajo carbono.

5.6 Procesos de muy alta temperatura

Para soluciones de muy alta temperatura (por encima de los 1.200°C), no queda otra alternativa que la combustión directa del hidrógeno, ya sea empleando aire como comburente, u oxígeno (llamado así oxicomustión).

La oxicomcombustión se empleará cuando las necesidades de temperatura de llama sean muy elevadas, como puede ser el caso de fundiciones de metales de alto punto de fusión, o en el uso de lanzas de corte de piedra. En estos casos, el empleo de electrolizadores in-situ para la producción de hidrógeno y oxígeno permite unas sinergias que hay que considerar. En todos los demás casos, se emplearía la combustión directa con aire, reduciendo así los costes operativos relacionados al consumo de oxígeno.

En este caso, la tecnología que se desea sustituir es la combustión directa de combustibles fósiles. En el caso del gas natural, su reconversión a combustión de hidrógeno es relativamente sencilla, siendo necesario el cambio de tuberías de alimentación y de inyectores/quemadores. Actualmente no existe mayor dificultad técnica para esta transición, habiéndose realizado ya experiencias satisfactorias en una amplia variedad de sectores industriales. Esto además permitiría una sustitución paulatina del gas natural por hidrógeno, permitiendo primero la mezcla, incrementando progresivamente el porcentaje de hidrógeno en la mezcla, hasta alcanzar finalmente el 100% de hidrógeno. Al igual que en turbinas de hidrógeno, debe tenerse en cuenta una mayor producción de NO_x por la mayor temperatura de combustión.

En el caso de otros combustibles fósiles líquidos, los cambios físicos de los hornos serían mucho más relevantes, no permitiendo en muchos casos la introducción paulatina de hidrógeno. En estos casos, se debería analizar la conveniencia de emplear biocombustibles líquidos como el bioetanol y el biodiesel, donde apenas se requerirían modificaciones en las instalaciones de combustión. En este caso, aunque la sustitución por combustibles verdes (hidrógeno verde o combustibles sintéticos) favorece la producción de NO_x, pero elimina completamente la producción de SO_x, simplificando así los sistemas de tratamiento de humos.

Asimismo, y como ejemplo de la viabilidad de esta solución, en Reino Unido se está implantando un proyecto para reconvertir el sistema local de gas natural existente en un sistema 100% hidrógeno, realizando modificaciones menores en la red de gas, y sustituyendo las calderas de gas natural por calderas de hidrógeno, tanto en la industria local como en el sector doméstico y de servicios. Este proyecto se está implementando en las poblaciones de Whitby (noroeste de Inglaterra) y Redcar (nordeste de Inglaterra) [34], [35].

Como conclusión, en la Tabla 5 se puede ver un resumen de todas las tecnologías de hidrógeno y su potencial aplicación en la industria. No se incluye en este análisis la logística del hidrógeno y su elevado precio como barrera, al no considerarse una barrera técnica.

Tabla 5. Tecnologías de hidrógeno y su potencial aplicación en la industria

Tecnología de H ₂	Rango de Temperaturas	Disponibilidad esperada	Principales barreras técnicas
Blending	50°C a 1.900°C	Actualmente disponible	Limitación de los equipos y materiales empleados
Combustión directa	50°C a 1.900°C	Actualmente disponible	Cambio de tecnología de quemadores y materiales empleados
Pilas PEMFC y AEMFC	40°C a 90°C	Horizonte 2030	Aunque ya disponibles, su tamaño es aún limitado y su coste todavía elevado frente a soluciones convencionales
Pilas PAFC	130°C a 200°C	Actualmente disponibles	Rangos limitados durabilidad y costes de instalación





Tecnología de H ₂	Rango de Temperaturas	Disponibilidad esperada	Principales barreras técnicas
Pilas SOFC y MCFC	500°C a 900°C	Horizonte 2035	Durabilidad y alto coste de los materiales Relativamente altos costes de instalación
Turbinas de hidrógeno	900°C a 1.200°C	Actualmente disponibles	Adaptación de las turbinas existentes por la limitación de los materiales empleados Desarrollo de nuevos materiales para trabajar en el rango de temperaturas y compatibilidad con el hidrógeno

Fuente: Elaboración propia.

5.7 Soluciones tecnológicas basadas en el hidrógeno para la descarbonización de la industria

Una vez identificados los procesos energéticos mayoritariamente empleados en la industria, así como las diferentes tecnologías basadas en el hidrógeno, se puede realizar un análisis de cómo las diferentes soluciones tecnológicas basadas en tecnologías del hidrógeno se pueden aplicar a la industria española.

Este análisis permite identificar cuáles son las soluciones tecnológicas de similares características para las distintas industrias. Esto es posible ya que las necesidades energéticas son similares y, por lo tanto, aunque den servicio a procesos industriales diversos, las soluciones energéticas dan respuesta a una misma necesidad.

El primer aspecto a tener en cuenta a la hora de emplear tecnologías basadas en el hidrógeno es que, en muchos casos, las soluciones vienen dadas en forma de cogeneración (producción simultánea de calor y electricidad), aumentando así el rendimiento energético de la industria. Esto haría que, cubriendo la demanda térmica, se cubriría al mismo tiempo la demanda eléctrica. Dentro del sector de la alimentación o el azulejero esto ya ocurre con cogeneraciones de gas (ya sean motores o turbinas de gas). Pero en otros sectores, como el de la transformación del papel, a día de hoy su utilización es mucho más residual salvo en instalaciones de gran tamaño.

Para proceder a la asignación de las tecnologías aplicables, hay que tener en cuenta las diferentes soluciones técnicas disponibles utilizando hidrógeno. En este sentido, las demandas energéticas industriales pueden agruparse en base al nivel de temperatura demandado y a las soluciones ofrecidas. Estas pueden organizarse en base a la temperatura, pero a su vez por el método mediante el cual el hidrógeno es utilizado.

Así, los sistemas de combustión directa de hidrógeno pueden ofrecer soluciones a diversas temperaturas, mientras que las pilas de combustible o las turbinas de hidrógeno se orientan a intervalos de temperatura muy definidos. De esta forma, se puede realizar un análisis cruzado entre los requerimientos energéticos para los distintos sectores industriales estudiados anteriormente (Anexo 10.3), junto con las diferentes soluciones energéticas propuestas basadas en el hidrógeno.

Tabla 6. Estructuración de soluciones de las tecnologías de hidrógeno en función de los procesos industriales.

Necesidades térmicas	Baja temperatura <80 C	Temperatura intermedia >80 C - < 200°C	Alta temperatura >200°C - <650°C	Muy alta temperatura > 650 C - 900°C	Turbina Gas 900°C – 1.200°C
Sectores	Alimentación Bebidas Textil Calzado/Cuero Papel Farmacéutica ACS/ Calefacción	Alimentación Bebidas Textil Calzado/Cuero Papel Farmacéutica ACS/ Calefacción	Química Farmacéutica	Metalurgia Vidrio Cerámica Cemento Maquinaria	Vidrio Cerámica
Tecnologías de hidrógeno aplicables	Combustión directa H ₂ Pila de combustible ¹¹ AEMFC y PEMFC Bombas de calor	Combustión directa H ₂ Pila de combustible PAFC ¹¹	Combustión directa H ₂ Pila de combustible MCFC y SOFC ¹¹	Combustión directa H ₂ Pila Combustible SOFC	Turbina de H ₂ Combustión a muy alta temperatura

Fuente: Elaboración propia.

En la Tabla 6 se han agrupado las soluciones en función de la temperatura y los diversos métodos de uso del hidrógeno. En los casos en los que se requieren dos rangos de temperatura que afectan a dos niveles de agrupación distintos, se han señalado ambos rangos, que serán utilizados bien usando la agrupación de baja temperatura con un complemento energético para conseguir la de mayor rango, o bien la agrupación de más alta temperatura con una regulación para alcanzar el rango menor. En general, la determinación de una u otra opción vendrá determinada por un análisis económico comparativo entre ambas soluciones. En ciertos casos, ambas soluciones podrían convivir en un entorno industrial que así lo pueda requerir por tamaño y disponibilidad.

5.8 Barreras para la introducción el hidrógeno

Es importante señalar, como el presente objetivo se confronta con importantes barreras de introducción, que han sido ya identificadas y discutidas por la Alianza Europea del Hidrógeno limpio (ECHA), en su mesa de aplicaciones industriales (ver [10]).

Así, en dicho documento se identificaron las siguientes barreras:

- ▶ Falta de terminología clara, así como de un marco integral de certificación y verificación para el hidrógeno limpio.
- ▶ Creciente demanda de productos bajos en carbono, pero resistencia a pagar la prima necesaria para cubrir el coste adicional.

¹¹ AEMFC Pila de combustible de membrana aniónica, PEMFC: Pila de combustible de membrana protónica, PAFC Pila de combustible de ácido Fosfórico, MCFC Pila de combustible de carbonatos fundidos, SOFC: pila de combustible de óxidos sólidos.





- ▶ El coste actual del hidrógeno renovable y bajo en carbono es demasiado alto.
- ▶ La disponibilidad actual de hidrógeno renovable y bajo en carbono es baja.
- ▶ La baja disponibilidad actual de electricidad renovable asequible y abundante.
- ▶ La baja disponibilidad actual de una infraestructura relacionada con el hidrógeno.
- ▶ Alto riesgo tecnológico durante el escalado del proceso a tamaño comercial.
- ▶ Falta de priorización, por parte de organismos gubernamentales nacionales y supranacionales, sobre los sectores/funciones a los que se debe destinar principalmente el hidrógeno, desde ahora hasta 2030.

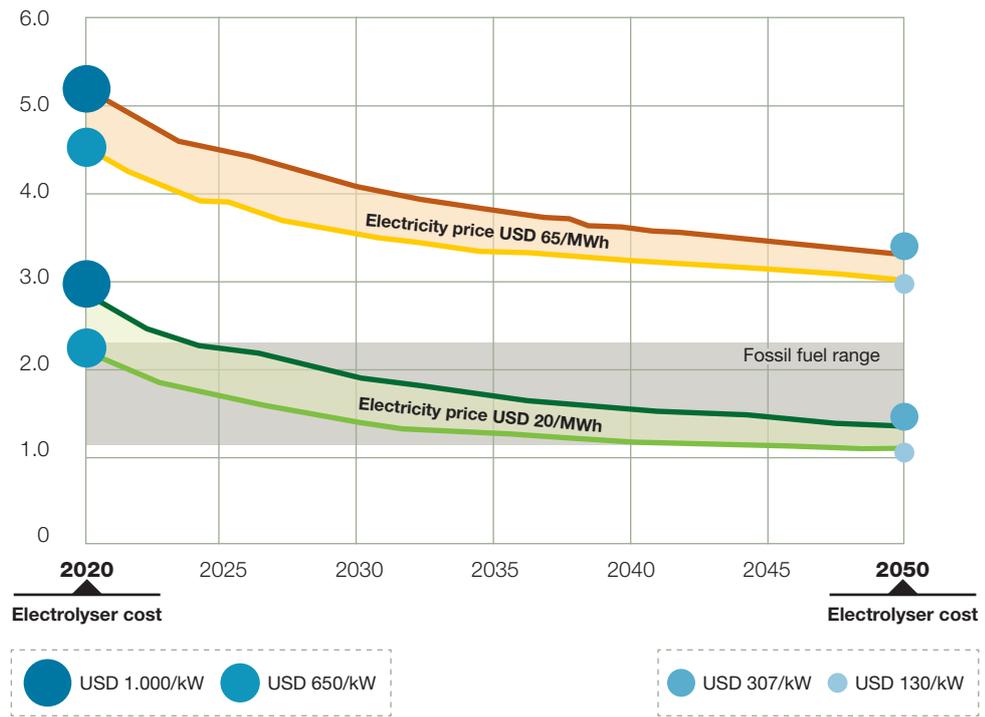
Estas consideraciones, han sido igualmente tenidas en cuenta en los cálculos propuestos más adelante, incorporando dichas limitaciones en la importancia y pesos que podrían afectar a cada una de ellas.

En resumen, la sustitución real de los combustibles convencionales por hidrógeno viene condicionada fundamentalmente por los siguientes factores limitantes:

- ▶ Coste de la sustitución. Nuevos equipos y sistemas.
- ▶ El coste actual del hidrógeno renovable y bajo en carbono es demasiado alto.
- ▶ La disponibilidad actual de hidrógeno renovable y bajo en carbono es baja.
- ▶ La disponibilidad actual de infraestructuras relacionadas con el hidrógeno es baja.
- ▶ Soluciones ya disponibles, como:
 - Uso de hidrógeno azul
 - Uso de energías renovables (eólica, fotovoltaica, biomasa, etc.)
 - Electrificación de parte de la producción industrial, utilizando por ejemplo bombas de calor.
 - Sustitución por combustibles provenientes de biomasa.
 - Uso de combustibles fósiles con sistemas de captura y utilización del CO₂ emitido (CCUS)

Estos factores se han considerado también a la hora de proponer el consumo energético industrial. Igualmente se ha considerado su impacto a lo largo del tiempo. En este sentido, se han tenido en cuenta los efectos de las curvas de aprendizaje que las nuevas tecnologías energéticas han mostrado en los últimos años, especialmente en el desarrollo de la energía fotovoltaica, aunque también en la eólica. Esto permite aceptar que en un periodo relativamente corto se reducirán los costes de producción de hidrógeno, alcanzando valores muy cercanos a los valores de producción actual del hidrógeno gris [29]. Esto permite una aceleración de la producción y consumo de hidrógeno a partir de mediados de la década de 2030.

Figura 5. Evolución esperada de los costes de producción del hidrógeno verde (USD/kg) según los costes de energía eléctrica.



Fuente: IRENA 2020.

Del mismo modo, la constante reducción de los precios de energías renovables permite un mayor crecimiento de la electrificación renovable (potencia renovable instalada).





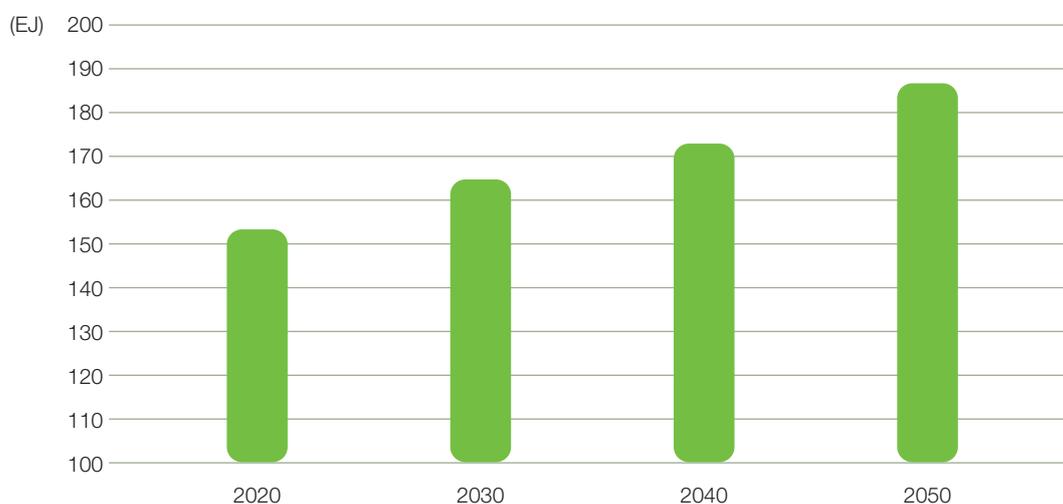
6 Escenarios

Se establecen tres escenarios de descarbonización, cuya exigencia y agresividad en términos de eficiencia, descarbonización, e inversión es creciente.

- **Escenario 1:** denominado **“Tendencial”** que, inspirado en el denominado escenario APC (caso de promesas anunciadas) de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) en lo que respecta a la evolución energética de la industria, persigue las políticas de descarbonización básicamente establecidas en el escenario del mismo nombre definido en el PNIEC 2021-2030 [4].

El escenario APC de la AIE, establece un crecimiento sostenido del consumo final hasta 2050 (ver Figura 6), que se adapta al caso español utilizando los datos del escenario Tendencial propuestos en el PNIEC (2021 – 2030). (Ver figura 8)

Figura 6. Evolución del consumo final global internacional siguiendo el escenario APC (caso de promesas anunciadas) de la Agencia Internacional de la Energía (IEA).



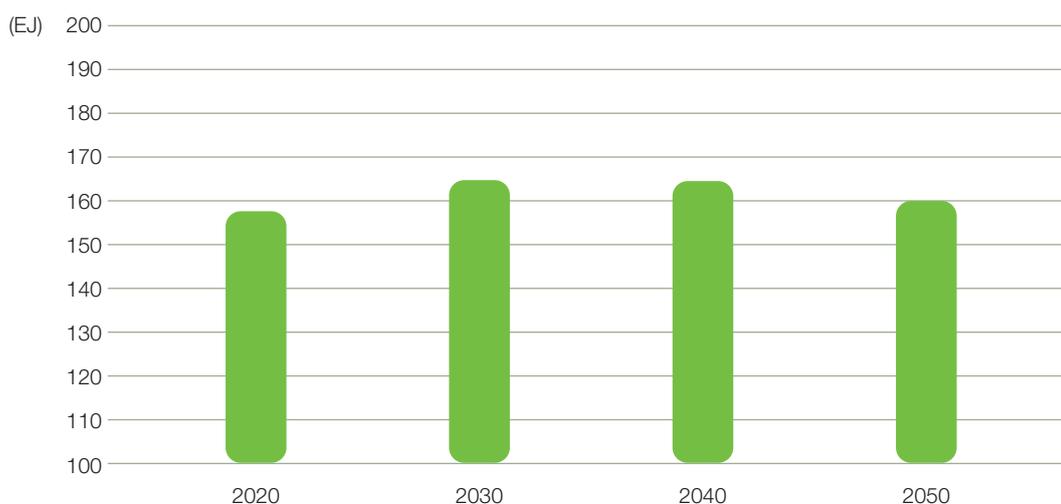
Fuente: elaboración propia a partir de datos de la IEA.

- **Escenario 2:** denominado **“Cero emisiones Internacionales”**, se encuentra fundamentalmente soportado en el escenario de mismo nombre establecido por la AIE en su documento *“Net Zero by 2050”* [11], con los mismos objetivos definidos en cuanto a la evolución de las tecnologías de descarbonización.

El escenario incorpora igualmente la evolución internacional propuesta por la Agencia Internacional de la Energía en su escenario NZE (cero emisiones netas) en lo que se refiere a consumo final. Este escenario está caracterizado por una disminución del consumo energético de la industria a partir de 2030, considerando la evolución de eficiencia de las tecnologías energéticas utilizadas en este periodo y la utilización de las tecnologías de descarbonización allí establecidas. En este escenario los sectores de difícil abatimiento¹² siguen apareciendo y siguen sin ser descarbonizados en su totalidad, esto es, existen ciertos sectores industriales en los que no se logra el abatimiento total de sus emisiones de gases de efecto invernadero.

¹² Se consideran sectores o industrias de difícil abatimiento aquellos en que los costes de descarbonización son mayores que los márgenes del sector o industria. Ejemplo de estos sectores son el cemento, el acero, el aluminio, etc. (Ver Anexo I).

Figura 7. Evolución del consumo final global internacional siguiendo el escenario NZE (cero emisiones netas) de la Agencia Internacional de la Energía (IEA)



Fuente: elaboración propia a partir de datos de la IEA.

- **Escenario 3:** denominado **“Objetivo español con Cero Emisiones”**, al igual que el anterior, se inspira en la tendencia de evolución del consumo energético industrial establecido en el escenario de emisiones cero NZE (cero emisiones netas) (documento “Net Zero by 2050” de la AIE [11]), y considera el ambicioso objetivo del PNIEC (Escenario Objetivo) en lo que se refiere a la incorporación de renovables y asumiendo en este caso, que todos los sectores, incluso aquellos identificados como de difícil abatimiento, son efectivamente alcanzados y sustituidos por soluciones energéticas verdes.

Este último escenario, en lo que se refiere a la evolución del consumo final de la industria y la tendencia tecnológica de descarbonización, parte de las mismas premisas energéticas que el escenario anterior, salvo que considera la evolución a la baja del consumo establecida en el “Escenario Objetivo” del PNIEC y de la Estrategia a largo plazo, e incluye el abatimiento de la totalidad de las emisiones de gases de efecto invernadero, incluidas todas aquellas consideradas en los denominados sectores de difícil abatimiento y que no habían podido ser abatidos en los anteriores escenarios. Estos objetivos se consiguen gracias a un esfuerzo legislativo y económico muy elevado por parte de las distintas administraciones competentes, tanto a nivel europeo como a nivel nacional. Los esfuerzos de financiación de nuevas tecnologías de producción más eficientes y no contaminantes, así como las ayudas financieras para llevar a cabo los procesos de transición energética, permiten la transformación integral de la industria española a modelos productivos de emisiones cero¹³.

Este exigente escenario estaría alineado con las ambiciosas tesis de desarrollo de la industria del hidrógeno propuestas por la Unión Europea y el propio Gobierno de España en su “Hoja de ruta del Hidrógeno”[11], e incluiría un esfuerzo adicional de incremento de producción de hidrógeno en diversas aplicaciones (hidrógeno verde y producción de combustibles sintéticos), así como la reducción total de consumos de combustible convencionales en todos los sectores identificados como “difíciles de abatir”, beneficiándose del enorme potencial de España en energías renovables en comparación con otros países de la UE.

¹³ En este sentido, los autores reconocen que estas figuras legislativas y financieras podrían tener un impacto sobre la industria en particular, y la sociedad en general (incremento de precios industriales y de consumo, nuevas figuras impositivas directas o indirectas, reducción de otras partidas presupuestarias, etc...), pero queda fuera del alcance de este estudio el análisis de tales implicaciones. Los autores pretenden establecer un escenario que estaría en línea con otros escenarios similares presentados tanto por la Unión Europea como por el Gobierno de España.





En este último escenario, se contemplarían opciones de las que se podría beneficiar España por su situación geográfica estratégica, pero que exigirían un esfuerzo de desarrollo e inversión adicional importante a todo el conjunto de la sociedad española, y en especial a ciertas Industrias.

El cumplimiento de este objetivo (cero emisiones) exigiría, por un lado, el compromiso firme del sector industrial y especialmente el de los sectores de difícil abatimiento, y por otro, el compromiso firme de toda la sociedad española debido a sus implicaciones económicas y fiscales.

De igual manera, este escenario exigiría el establecimiento de políticas públicas muy avanzadas y agresivas, así como una decidida acción de concienciación tecnológico-económica, social y financiera que facilitara y fortaleciera la necesaria inversión y el consecuente desarrollo y transición energética. Para el cumplimiento de este escenario, se requerirían figuras legislativas de alto calado, como la prohibición de comercialización de ciertos combustibles o de los sistemas que los consumen (por ejemplo la prohibición de comercialización de gasolinas o de motores de combustión interna que los consumen), el incremento sustancial del coste de las emisiones que impidiesen de facto la producción de GEIs, o la creación de nuevas figuras impositivas para apoyar la fuerte inversión público-privada requerida para una transición energética completa. Así mismo, se requerirían presupuestos mucho más amplios para el fomento de programas de investigación y desarrollo de nuevas tecnologías productivas, así como de programas públicos de financiación industrial para la transición energética total.

En este sentido, el presente informe analiza la capacidad de adaptación de la industria española y la aceptación de la conversión al hidrógeno de las tecnologías energéticas actualmente utilizadas, si bien considerando las tecnologías disponibles en cada momento.

Es importante mencionar que, para el desarrollo del modelo utilizado, primero se ha utilizado como dato de partida disponible para 2020 el consumo final de la industria realizado en 2019, ya que según datos del “Balance Energético de España 1990 – 2020” del IDAE, en 2020 se habría consumido menos que en las propias previsiones establecidas en el PNIEC, dato lógicamente relacionado con la pandemia sufrida y cuyas consecuencias arrastramos. A efectos del análisis a largo plazo que nos ocupa, parece razonable obviar este dato singular como punto de partida tras la vuelta a una normalidad casi total del entorno industrial.

6.1 Escenario Tendencial

Este escenario toma nombre similar al propuesto en el “Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC)”, ya que utiliza básicamente los datos de consumo allí establecidos (horizonte 2030), y basa la evolución en los datos e hipótesis allí mencionados. La evolución energética del consumo industrial final sigue la tendencia establecida en el denominado escenario APC (caso de promesas anunciadas) de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) (ver apartado 2.1).

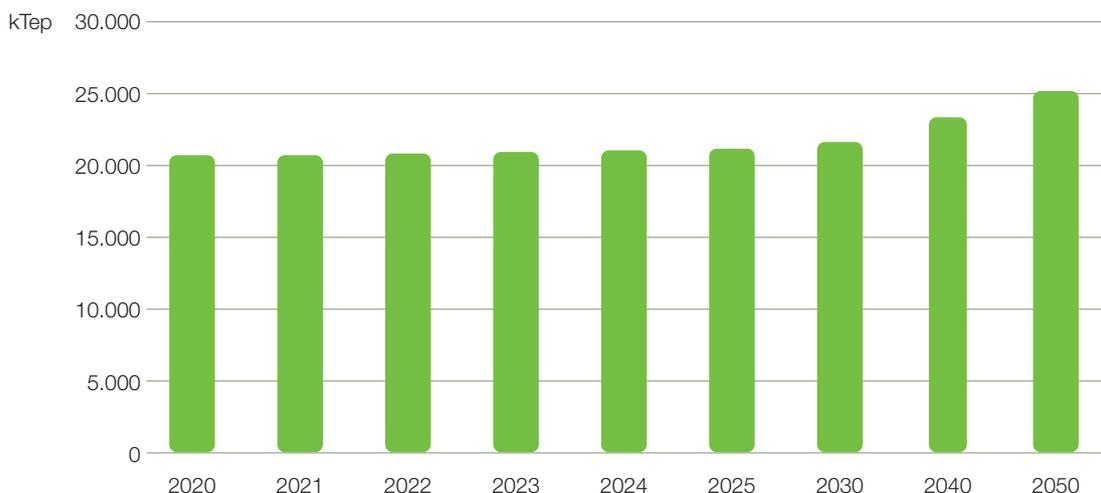
En este escenario se aborda la evolución del consumo final de la energía en la industria y analiza cómo las distintas fuentes energéticas van a evolucionar previsiblemente en un futuro inmediato y más lejano (Horizonte 2050). Así mismo se identifica que tipo de tecnologías energéticas, incluidas las derivadas del uso de hidrógeno, son esperables en dicho escenario.

En este escenario, aunque se perciben mejoras de eficiencia energética en su aplicación, el consumo final de energía en España sigue aumentando hasta el año 2050.

6.1.1 Evolución del consumo final de la energía en la Industria en el Escenario Tendencial

De acuerdo con los datos consultados y partiendo de la situación actual, considerando las eficiencias posibles establecidas en el PNIEC y por la UE (y su extrapolación a futuro más allá del 2030¹⁴), y considerando una mejora sobre la tendencia que se deriva del escenario considerado en el PNIEC, se podrían reducir el consumo en 2040-2050 a base de introducir nuevas tecnologías y una adecuada inversión en eficiencia energética en la industria española. Estas mejoras consistirían fundamentalmente en la incorporación de la digitalización, y de nuevos sistemas de gestión y tecnologías más avanzadas, lo que conllevaría a una evolución como la mostrada en la Figura 8. No obstante, y como ya se ha comentado, aunque se ralentiza el incremento del consumo energético final, el crecimiento del consumo final de la energía persiste hasta el año 2050, aunque se logra mantener en el torno del 21%.

Figura 8. Evolución del consumo final de la industria en el Escenario Tendencial.



Fuente: elaboración propia a partir los datos del escenario APC de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y corregidos con datos del Escenario Tendencial para la industria española del PNIEC.

6.1.2 Evolución de la descarbonización en la industria española Escenario Tendencial

De acuerdo con la metodología establecida (ver Capítulo 2), en cada escenario se realiza la cuantificación del consumo energético de la industria española de manera global para cada término del periodo considerado y para cada escenario.

Una vez cuantificados los consumos finales de la industria española, en el presente escenario, se desglosa dicho consumo en las diferentes tecnologías utilizadas en los correspondientes periodos, aglutinadas entorno a siete áreas energéticas¹⁵: Hidrógeno verde, Energía Renovables, Electrificación, Energía fósil con CCUS, Gas natural no abatido, Gasolina no abatida y Resto de combustibles no abatido.

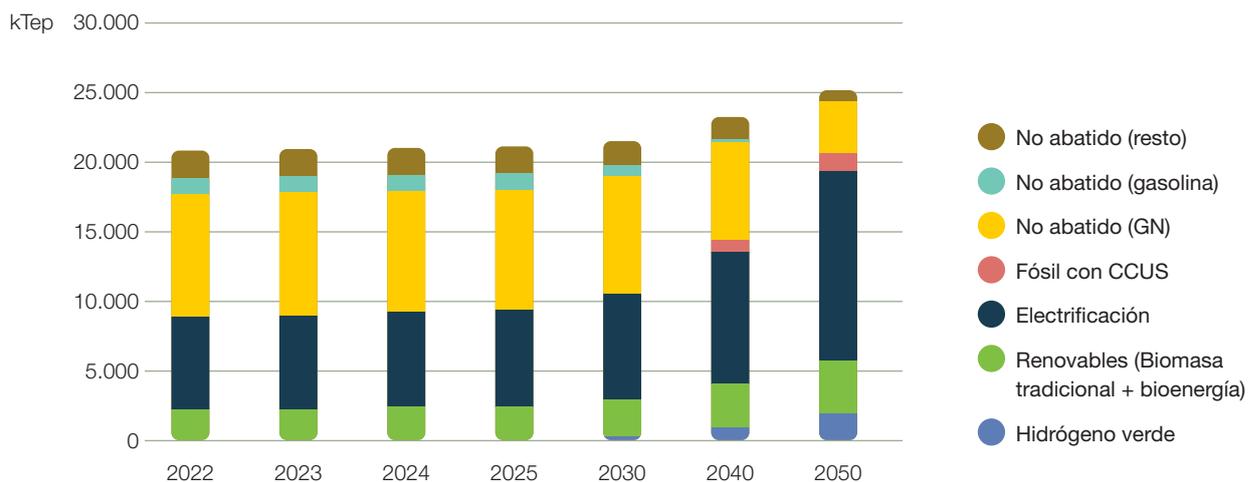
¹⁴ PNIEC limita su alcance hasta 2030

¹⁵ Detalle de la metodología y forma de cálculo de estas siete áreas tecnológicas se puede encontrar en el apartado 10.2 ANEXO II





Figura 9. Evolución de la descarbonización en la industria española Escenario Tendencial



Fuente: elaboración propia a partir de los datos del escenario APC de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y corregidos con datos del Escenario Tendencial para la industria española del PNIEC¹⁶.

En este escenario la evolución de la descarbonización vendría marcada fundamentalmente por una fuerte electrificación de la industria, soportada en el uso de energías renovables, así como el uso de fuentes fósiles con CCUS (captura y utilización de dióxido de carbono).

En este escenario se observa ya, un creciente uso del hidrógeno verde, que aglutina todos los usos del hidrógeno ya sea directamente o través de tecnologías asociadas (soft blending, combustión directa, turbinas de hidrógeno, pilas de combustible, así como combustibles derivados). Se incluyen asimismo nuevos desarrollos tecnológicos como los previamente mencionados en el apartado 2.4 y consideraciones presentadas en el apartado 5.

La utilización del hidrógeno verde estaría condicionada por su coste comparativo con otras soluciones, como la electrificación soportada en el uso directo de energías renovables, en muchos casos en conjunción con la utilización de bombas de calor, fundamentalmente en aquellos procesos con necesidades térmicas de baja temperatura.

El hidrógeno verde se reservaría para procesos donde el hidrógeno presenta ciertas ventajas competitivas frente a las otras opciones energéticas, así como su uso en casos de utilización directa. Serían los casos de producción de componentes químicos, así como la posible obtención de combustibles sintéticos para el abatimiento del CO₂ en determinadas industrias o aplicaciones. Por otro lado, en ciertos casos el uso en pilas de combustible permitiría a ciertas empresas la utilización del calor disponible en las mismas, y en otros casos de mayor temperatura, su utilización en cogeneración.

En la Figura 9, se puede observar la evolución de las tecnologías de descarbonización en el periodo 2020-2050 en el Escenario Tendencial. Se debe tener en cuenta que el hidrógeno verde utilizado en Pilas de Combustible se incluye bajo el concepto de hidrógeno.

6.1.3 Evolución de las tecnologías de hidrógeno en el Escenario Tendencial

Si separamos en una gráfica las tecnologías de hidrógeno, podemos observar de una manera más clara su evolución en el tiempo, así como sus distintos tipos de aplicación.

¹⁶ El desglose del consumo de la industria en las diversas áreas energéticas utiliza el modelo propio desarrollado por los autores discutido en el Anexo II.

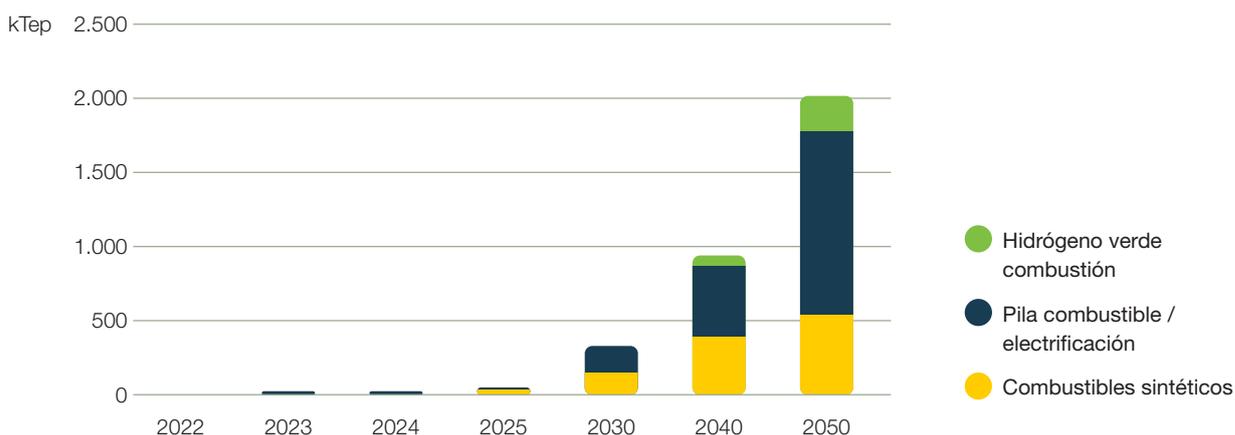
En la Figura 10, se puede apreciar de manera más clara la evolución de la utilización de hidrógeno en el horizonte 2050, que se ha aglutinado entorno a tres diferentes utilidades (combustión, pilas de combustible/electrificación, combustibles sintéticos derivados del hidrógeno), que presentan características diferenciadas en cuanto a los factores que impulsan su uso y utilización.

Así las tecnologías de combustión se pueden dividir en dos grupos: las iniciales, derivadas de una fácil introducción del hidrógeno en las redes de gas natural (básicamente soft y médium blending) y las derivadas de nuevos desarrollos de motores y turbinas adaptados a hidrógeno. Estas segundas pueden facilitar la introducción paulatina del hidrógeno en los procesos industriales de bajo consumo (motores) o facilitar su penetración en procesos de alta temperatura hasta que otras soluciones energéticas de mejor eficiencia sean suficientemente competitivas (pilas de combustible de alta temperatura). Por su parte, los gases sintéticos derivados del hidrógeno, de la mano de su desarrollo para aplicaciones industriales específicas y/o automoción, ofrecerán asimismo una oportunidad en el medio - largo plazo.

En este escenario, la descarbonización se inicia y empieza a crecer con fuerza por la paulatina producción de hidrógeno verde debido a su demanda en dos entornos concretos: la gran industria consumidora de gas natural y las industrias químicas consumidoras de hidrógeno para sus procesos de producción (como, por ejemplo, la de los fertilizantes).

En este sentido, cobra cada vez mayor fuerza la inyección de hidrógeno verde en la red de gas natural (hasta de momento, entornos máximos de un 10-15%¹⁷), lo que permite que muchas empresas puedan iniciar su descarbonización con el denominado uso del “soft blending” o mezcla de bajo nivel. Por otro lado, y favorecido por el incremento de coste de la electricidad y la facilidad de uso, muchas empresas que utilizan en sus procesos de producción calor a bajas temperaturas empezarán a introducir hidrógeno verde con pilas de combustible, lo que aumenta considerablemente la eficiencia del conjunto y con ello reducirán su factura eléctrica y les permitirá mantener su estructura de producción, soportada por esta tecnología mixta que ofrece electricidad y calor.

Figura 10. Evolución de las tecnologías de hidrógeno en Escenario Tendencial



Fuente: elaboración propia a partir de los datos del escenario APC de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y corregidos con datos del Escenario Tendencial para la industria española del PNIIEC.

Por otro lado, grandes industrias donde el abatimiento total del CO₂ es complejo, aprovechando las tecnologías de producción de combustibles sintéticos que se habrán desarrollado de manera importante gracias a las políticas de diversificación de combustibles bajos en carbono promovidas

¹⁷ Este factor depende en un primer estadio de las características de los materiales empleados en las tuberías de transporte y distribución y también de la capacidad de los equipos finales para utilizar hidrógeno





desde la UE para su uso en la descarbonización del transporte, verán favorecida su posición para optar por esta opción tecnológica y empezarán a producir dichos combustibles verdes sintéticos con apoyo de hidrógeno verde, inicialmente como alternativa energética, pero con el tiempo nuevos negocios conectados podrán surgir facilitando dicha opción y transición. Esta solución les permitirá por un lado abatir sus emisiones, a la vez que mantienen sus procesos de producción sin necesidad de grandes cambios ni inversiones (por ejemplo, mantenimiento del uso de gas natural sustituido por metano verde). Adicionalmente les ofrece una vía complementaria de ingresos por posible venta de dicho combustible hacia el sector del transporte.

A partir del año 2030, y de manera similar a la tendencia de electrificación observada de manera general en la industria, y potenciado por una amplia disponibilidad de tecnologías de pilas de combustible cada vez más robustas y competitivas, se observará un incremento en el crecimiento del uso de pilas de combustible tanto de más alta temperatura en aquellos procesos que así lo requieran.

6.2 Escenario Cero Emisiones internacional

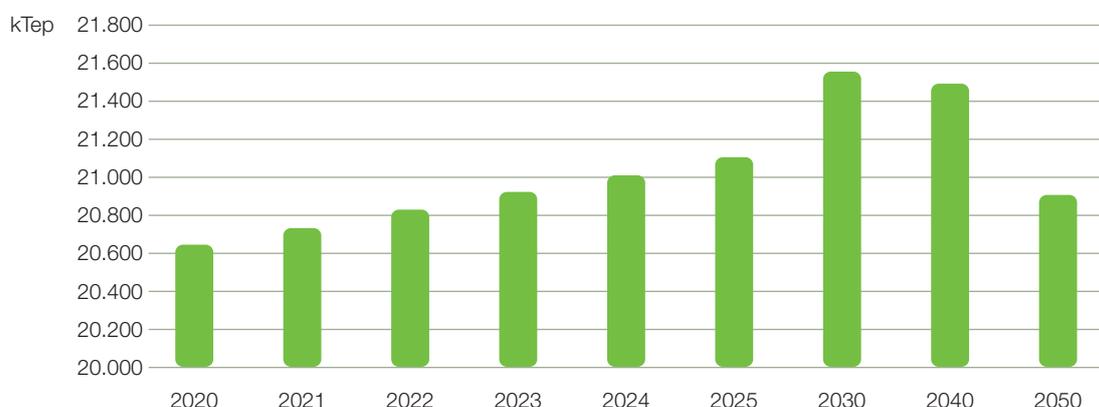
Este escenario se configura utilizando las tendencias de crecimiento del escenario optimista establecido a nivel internacional por la Agencia Internacional de la Energía, conocido como “Net Zero (NEZ)”, pero adaptado a los consumos esperables de la industria española. Este escenario incluye, asimismo, la tendencia internacional allí recogida con respecto a las tecnologías energéticas y de abatimiento posibles con valores cerca de emisiones cero para 2050 y utilizando los algoritmos de cálculo desarrollados por los autores (ver 10.2 ANEXO II).

6.2.1 Evolución del consumo final de la energía en la Industria en el Escenario Emisiones Cero internacional

En este escenario se consigue invertir la tendencia de crecimiento de la curva de consumo en la industria a partir de 2030 gracias a la utilización de políticas energéticas ambiciosas y decididas, con una fuerte inversión fundamentalmente en eficiencia energética. Con esto se consigue una reducción de hasta un 3% de consumo de energía en el año 2050 frente al año 2040, con un leve aumento del consumo frente a cifras del 2020 de tan solo el 1,25%.

Curiosamente, el dato que arroja este modelo para el año 2030, coincide prácticamente con el dato ofrecido por el PNIEC en su “escenario Tendencial”, aunque contrariamente al escenario Emisiones Cero, a partir de ese año se invierte su tendencia a la baja, como se ha mencionado anteriormente.

Figura 11. Evolución del consumo final de la industria en el Escenario Emisiones Cero internacional



Fuente: elaboración propia a partir de los datos del escenario NZE de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) corregidos a los valores de consumo de la industria española.

En la Figura 11, puede observarse el resultado de aplicación de las tendencias mencionadas del escenario internacional a los valores de consumo final previsible para España.

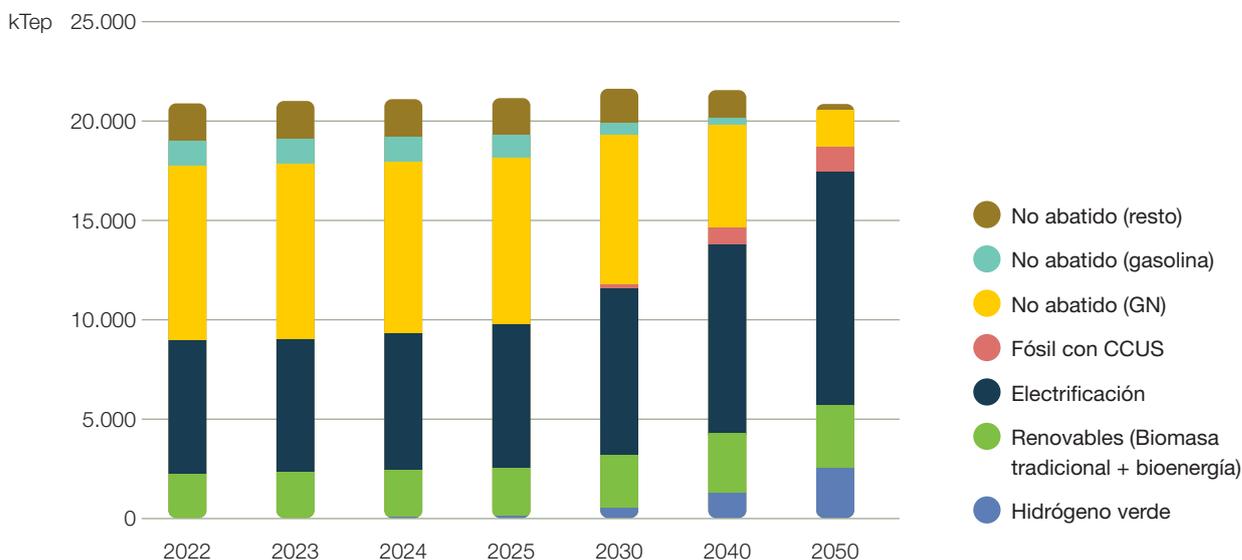
6.2.2 Evolución de la descarbonización en la industria española en el Escenario Emisiones Cero internacional

De acuerdo con la metodología establecida (ver apartado 2), en cada escenario se realiza la cuantificación del consumo energético de la industria española de manera global para cada término del periodo considerado y para cada escenario.

Una vez cuantificados los consumos finales de la industria española, en el presente escenario, se desglosa dicho consumo en las diferentes tecnologías utilizadas en los correspondientes periodos, aglutinadas entorno a siete áreas energéticas¹⁸: Hidrógeno verde, Energía Renovables, Electrificación, Energía fósil con CCUS, Gas natural no abatido, Gasolina no abatida y Resto de combustibles no abatido.

Este escenario, como se ha podido observar en la Figura 12, presenta una evolución del consumo final de la industria, con un importante decremento a partir de 2030. Este decremento es fundamentalmente debido a la puesta en marcha de políticas tecnológicas que han favorecido importantes inversiones industriales en eficiencia energética, digitalización de procesos, mejora de los materiales, electrificación del calor, cambio de combustible a solar térmica, geotérmica e incorporación de bioenergía.

Figura 12. Evolución de la descarbonización en la industria española en el escenario Emisiones Cero internacional



Fuente: elaboración propia a partir de los datos del escenario NZE de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) corregidos a los valores de consumo de la industria española.

Con respecto a la evolución de las áreas energéticas hay que resaltar que a partir de un momento dado (2030) la utilización de tecnologías de captura y utilización de CO₂ (CCUS) e hidrógeno, empieza a desempeñar un papel cada vez más importante en la reducción de las emisiones de CO₂, especialmente en las industrias pesadas como el acero, el cemento y los productos químicos. Esta evolución viene determinada fundamentalmente por la fuerte presión social y compromisos

¹⁸ Detalle de la metodología y forma de cálculo de estas siete áreas tecnológicas se puede encontrar en el apartado 10.2 ANEXO II





medioambientales internacionales, lo que introducirá en el sistema políticas de descarbonización agresivas que incentivarán las acciones orientadas a la descarbonización, penalizando a los que no se ajusten a las mismas.

El consumo de electricidad en la industria se incrementa casi el doble entre el año 2020 y el año 2050, proporcionando el 56% de las necesidades energéticas industriales totales en 2050, como puede verse en la Figura 12.

6.2.3 Evolución de las tecnologías de hidrógeno en el Escenario Emisiones Cero internacional

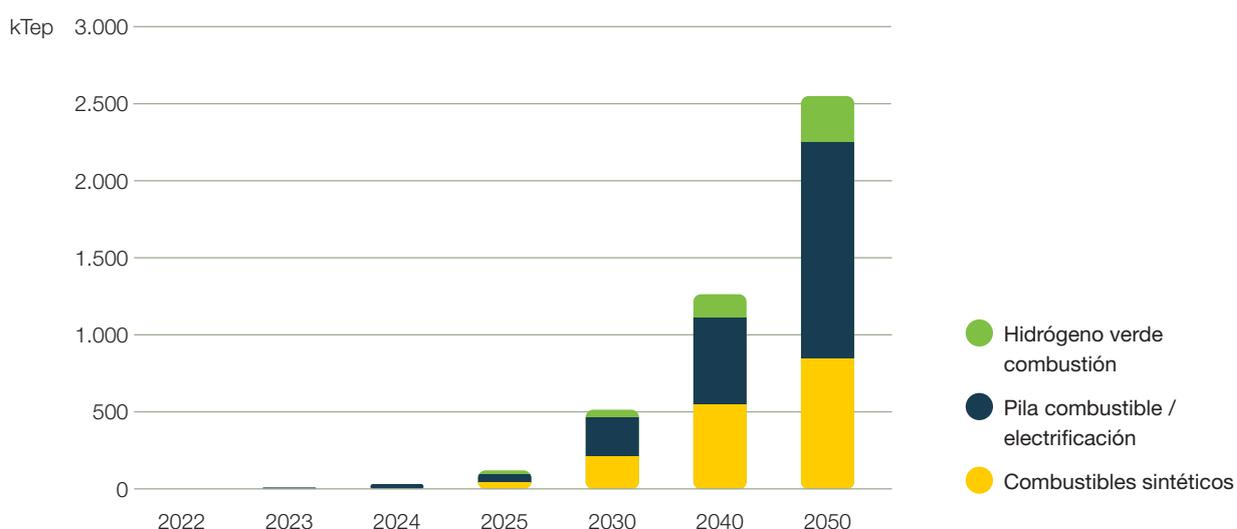
Si separamos en una gráfica las tecnologías de hidrógeno, podemos observar de una manera más clara su evolución en el tiempo.

En la Figura 13, se puede apreciar de manera más clara la evolución de la utilización de hidrógeno en un futuro. En esta gráfica se ha separado la cantidad de hidrógeno verde derivada a electrificación, vía Pilas de combustible.

Al igual que el anterior escenario, la descarbonización se inicia y empieza a crecer con fuerza, por la paulatina producción de hidrógeno verde debido a su demanda en dos entornos concretos: la gran industria consumidora de gas natural y las industrias químicas consumidoras de hidrógeno para sus procesos de producción (como, por ejemplo, la de fertilizantes).

En este sentido cobra cada vez mayor fuerza, la inyección de hidrógeno verde en la red de gas natural (hasta de momento, entornos máximos de un 10-15%)¹⁷, lo que permite que muchas empresas puedan iniciar su descarbonización con el denominado uso del “soft blending” o mezcla de bajo nivel. Empiezan a hacerse cambios tecnológicos en los sistemas de distribución de gas, así como en las industrias de forma que mayores ratios de aceptación de hidrógeno son posibles en determinadas industrias llegando a lo que denominaríamos un médium blending que permitiría aumentar el nivel de uso de hidrógeno con inversiones relativamente bajas.

Figura 13. Evolución de las tecnologías de hidrógeno. Escenario Cero Emisiones internacional



Fuente: elaboración propia a partir de los datos del escenario NZE de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) corregidos a los valores de consumo de la industria española.

Por otro lado, y favorecido por el incremento de coste de la electricidad y la facilidad de uso, muchas empresas que emplean procesos de producción con bajas temperaturas empezarán a introducir hidrógeno verde y su utilización con pilas de combustible, lo que aumenta considerablemente la eficiencia del conjunto. Con ello reducirán su factura eléctrica y les permitirá mantener su estructura de producción, soportadas por esta tecnología mixta que ofrece electricidad y calor.

Además, grandes industrias donde el abatimiento total del CO₂ es complejo, aprovechando que las tecnologías de producción de combustibles sintéticos se habrán desarrollado de manera importante gracias a las políticas de diversificación de combustibles bajos en carbono, promovidas desde la UE, y por el aumento de demanda que facilitarán la descarbonización en este sector de la automoción, decidirán invertir en este entorno favorable. Estas industrias empezarán a producir dichos combustibles verdes sintéticos con apoyo de hidrógeno verde. Inicialmente como alternativa energética, pero con el tiempo nuevos negocios conectados surgirán y esta solución les permitiría no solo abatir de forma importante parte de sus emisiones de una manera más acelerada, sino que además, les ofrecería una vía complementaria de ingresos vía venta de dicho combustible hacia el sector transporte. Por otro lado, podrían mantener en gran medida equipos y procesos de producción sin necesidad de grandes inversiones ni cambios en sus instalaciones.

A partir de 2030, y de manera similar a la tendencia de electrificación observada de manera general en la industria, y potenciado por una amplia disponibilidad de tecnologías de pilas de combustible cada vez más robustas y competitivas, se observará un incremento en el crecimiento del uso de pilas de combustible para procesos de más alta temperatura.

Desde un punto de vista de volumen, la cantidad es muy similar al escenario “tendencial”, pero no así desde el punto de vista porcentual, ya que como puede verse en los capítulos previos, en este modelo se habría conseguido que el consumo energético anual invirtiera su tendencia a la baja a partir de 2030, gracias al importante esfuerzo realizado en desarrollar una importante acción de eficiencia energética, así como otra de tecnologías innovadoras. De esta manera, por ejemplo, se puede observar que en el **año 2030** el porcentaje de descarbonización debido al hidrógeno alcanzaría un **4,1% en el Escenario cero emisiones internacionales**, en comparación con el **3,4% alcanzado en el Escenario Tendencial**.

6.3 Escenario Objetivo español con Cero Emisiones

Este escenario, denominado “Objetivo español con cero emisiones”, al igual que el anterior, se inspira en la tendencia de evolución del consumo energético industrial establecido en el escenario de emisiones cero NZE (cero emisiones netas) (documento “Net Zero by 2050” de la AIE [11]), e incluye en los cálculos de evolución propuestos el ambicioso objetivo del PNIEC (Escenario Objetivo) en lo que se refiere a la incorporación de renovables, pero asumiendo a su vez, que todos los sectores, incluso aquellos identificados como de difícil abatimiento, son efectivamente alcanzados y sustituidos por soluciones energéticas verdes. Este escenario propone el objetivo de **descarbonización total de la industria española en 2050**, lo que supone un esfuerzo muy importante, siendo con diferencia el más exigente en cuanto a inversiones de los tres escenarios analizados.

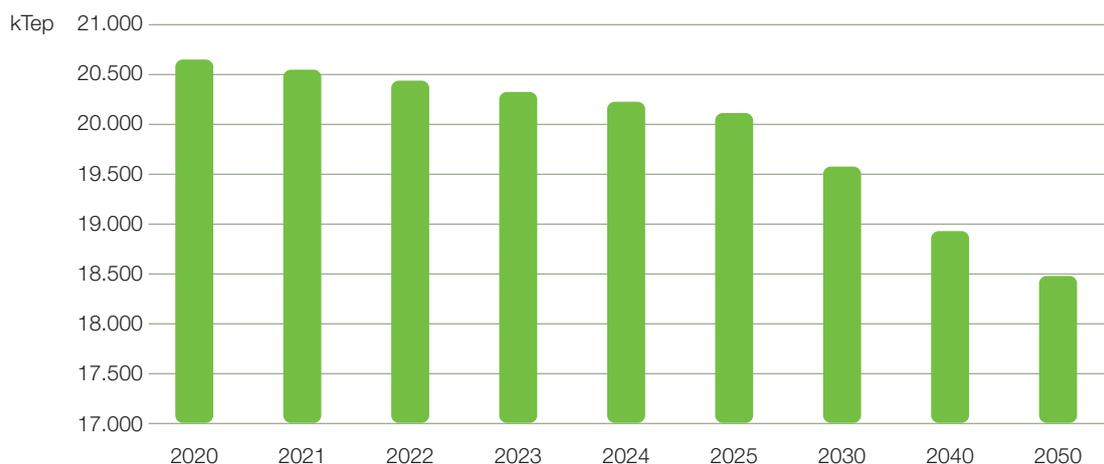
6.3.1 Evolución del consumo final de la energía en la Industria en el Escenario Objetivo español con Cero Emisiones

En este caso la reducción del consumo se inicia de manera inmediata en 2021, pues, aunque parte de la tendencia establecida en el Escenario Cero Emisiones Internacional, incorpora los exigentes datos de consumo establecidos para 2030 en el escenario Objetivo del PNIEC y de la Estrategia a largo plazo.





Figura 14. Evolución del consumo final de la industria en el Escenario Objetivo español con cero emisiones



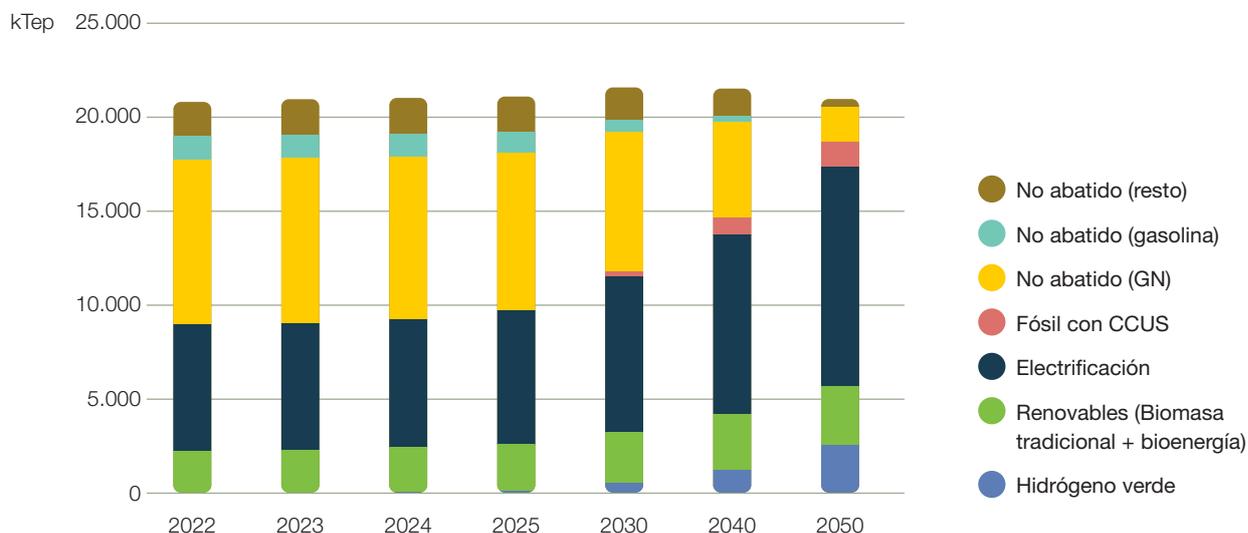
Fuente: elaboración propia a partir de los datos del escenario NZE de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y del Escenario Objetivo del PNIEC corregidos a los valores de consumo de la industria española.

En este escenario la evolución del consumo final de la energía en la industria experimenta un permanente y fortísimo decremento gracias a fuertes políticas desde las diferentes administraciones, que promueven grandes inversiones industriales en eficiencia energética. La integración de procesos energéticos es asimismo reforzada, la digitalización de procesos se incrementa y alcanza a todo tipo de industrias, existen unas mejoras de los materiales, se realiza una electrificación del calor, y se fuerza el cambio de combustibles convencionales por energía solar térmica, geotérmica y bioenergía, así como el aumento del uso de hidrógeno. Esta conjunción, provoca que la reducción de consumo en 2050 frente a 2020, sea del entorno de un 11%.

6.3.2 Evolución de la descarbonización en la industria española en el Escenario Objetivo español con Cero Emisiones

En este escenario, se consiguen abatir todos los consumos energéticos existentes en los anteriores escenarios, incluidos los denominados de difícil abatimiento.

Figura 15. Evolución de la descarbonización en la industria española en el Escenario Objetivo español con Cero Emisiones



Fuente: elaboración propia a partir de los datos del escenario NZE de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y del Escenario Objetivo del PNIEC corregidos a los valores de consumo de la industria española.

Al igual que en los escenarios anteriores, el consumo de electricidad en la industria se incrementa más del doble en el periodo 2020 - 2050, proporcionando más del 60% de las necesidades energéticas industriales totales en 2050.

En este escenario la tendencia a la utilización de tecnologías de captura y utilización de CO₂ (CCUS) e hidrógeno, empiezan a desempeñar un papel cada vez más importante en la reducción de las emisiones de CO₂, especialmente en las industrias pesadas como el acero, cemento y productos químicos. En 2050 se consiguen abatir todos los sectores incluso los más reticentes de industria pesada, cómo puede verse en la Figura 15.

6.3.3 Evolución de las tecnologías de hidrógeno en el Escenario Objetivo español con Cero Emisiones

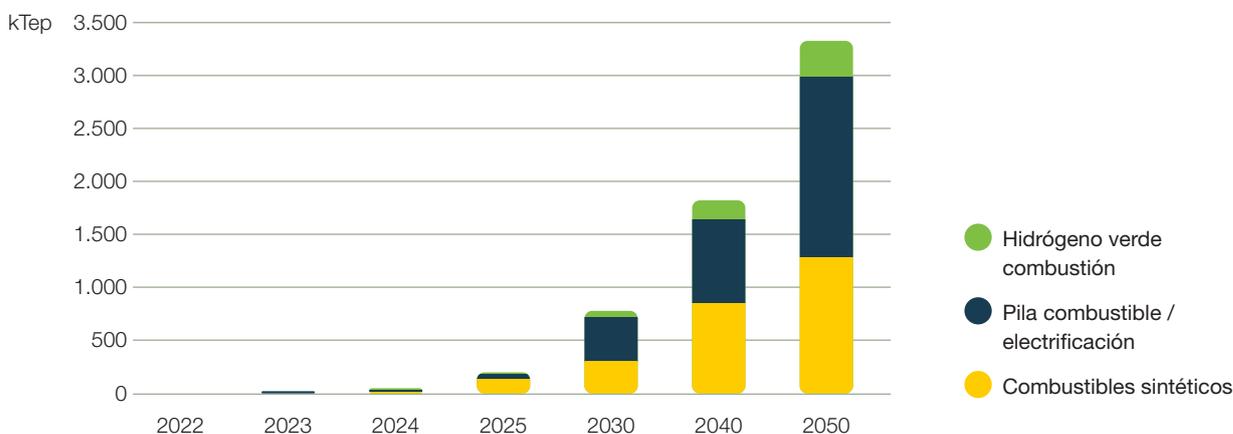
Si separamos en una gráfica las tecnologías de hidrógeno, podemos observar de una manera más clara su evolución en el tiempo.

En la Figura 16 se puede apreciar la evolución de la utilización de hidrógeno en el horizonte 2050. En esta gráfica sí se ha separado la cantidad de hidrógeno que habría derivado a electrificación, vía Pilas de combustible.

Al igual que en los anteriores escenarios, la descarbonización se inicia y empieza a crecer con fuerza, por la paulatina producción de hidrógeno verde debido a su demanda en dos entornos concretos: la gran industria consumidora de gas natural y las industrias químicas consumidoras de hidrógeno para sus procesos de producción (como, por ejemplo, la de fertilizantes).

En este escenario, la inyección de hidrógeno verde en la red de gas natural permitiría igualmente que muchas empresas pudieran iniciar su descarbonización con el denominado uso del “soft blending” o mezcla de bajo nivel, pasando a continuación en muchas de ellas a un escenario también interesante y poco costoso del médium blending. Por otro lado, y favorecido por el incremento del coste de la electricidad y la facilidad de uso, muchas empresas que solo requieren en sus procesos de producción bajas temperaturas empezarán a introducir hidrógeno verde y su utilización con pilas de combustible, lo que aumentará considerablemente la eficiencia del conjunto, con ello reducirán su factura eléctrica y les permitirá mantener su estructura de producción, soportadas por esta tecnología mixta que ofrece electricidad y calor.

Figura 16. Evolución de las tecnologías de hidrógeno. Escenario Objetivo español con Cero Emisiones



Fuente: elaboración propia a partir de los datos del escenario NZE de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y del Escenario Objetivo del PNIEC corregidos a los valores de consumo de la industria española.





Por otro lado, grandes industrias donde el abatimiento total del CO₂ es complejo, aprovechando que las tecnologías de producción de combustibles sintéticos se habrán desarrollado de manera importante gracias a las políticas de diversificación de combustibles bajos en carbono promovidas desde la UE, y por el aumento de demanda que facilitarían la descarbonización en este sector de la automoción, decidirían invertir en este entorno favorable. Estas industrias empezarían a producir dichos combustibles verdes sintéticos con apoyo de hidrógeno verde, inicialmente como alternativa energética, pero con el tiempo nuevos negocios conectados surgirán y esta solución les permitiría no solo abatir de forma importante parte de sus emisiones de una manera más acelerada, sino les ofrecería una vía complementaria de ingresos vía venta de dicho combustible hacia el sector transporte. Por otro lado, podrían mantener en gran medida equipos y procesos de producción sin necesidad de grandes inversiones ni cambios en sus instalaciones.

En este escenario la amplia disponibilidad de tecnologías de pilas de combustible cada vez más robustas y competitivas, proporcionará una opción creciente en el tiempo e incluso superior a partir de 2040 a todas las otras opciones de uso del hidrógeno. Igualmente se espera una utilización tanto de pilas de combustible de baja como para procesos de más alta temperatura.

6.4 Descarbonización según los diferentes escenarios

Una vez planteados los diferentes escenarios, es necesario realizar un análisis de la descarbonización de la industria española para el año 2050. Es importante destacar que **los análisis de descarbonización no se han realizado sobre las emisiones totales de gases efecto invernadero (GEI) de la industria española, sino sobre las emisiones de GEI debidas a la utilización de combustibles para la industria en procesos energéticos (uso final de la energía)**. Sólo se han contabilizado las emisiones de GEI debidas a la utilización energética de gas natural, gasóleos, GLP, fueloil y otros combustibles.

A partir de los factores de emisión de CO₂ recogidos en el anexo 7 del Inventario Nacional de GEI del MITECO para el año 2020 (Edición 2022, de marzo 2022), se establecen los siguientes parámetros de emisión para los distintos combustibles empleados en la industria:

Tabla 7. Factores de emisión de CO₂ para combustibles empleados en la industria

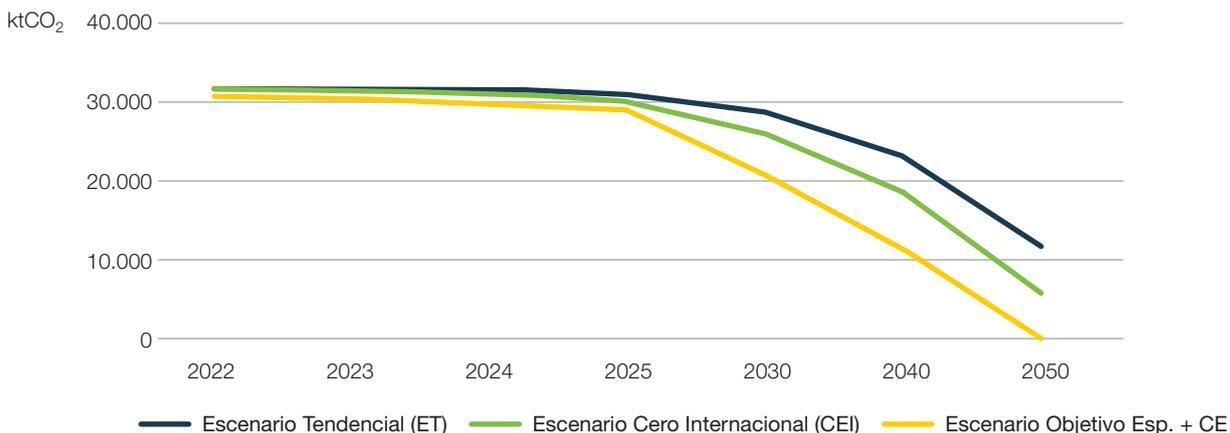
Combustible	Emisión CO ₂ (kt CO ₂ /ktep)
Gas natural	2,3463
Gasoil	3,1024
GLP	2,6419
Fueloil	3,2406
Coque	4,0821

Fuente: MITECO

Establecidos los consumos energéticos para los diferentes combustibles, se puede establecer el punto de partida de emisión de CO₂ por usos energéticos en la industria del entorno de 31,3 millones de toneladas de CO₂ para el año 2020.

Para cada uno de los tres escenarios presentados anteriormente, se obtienen los siguientes ritmos de descarbonización, debidos tanto a la electrificación de la industria española, como al uso de energías renovables de forma directa (autoconsumos), o empleo de hidrógeno verde y otros combustibles sintéticos renovables.

Figura 17. Descarbonización de la industria española para el periodo 2022-2050, según escenarios

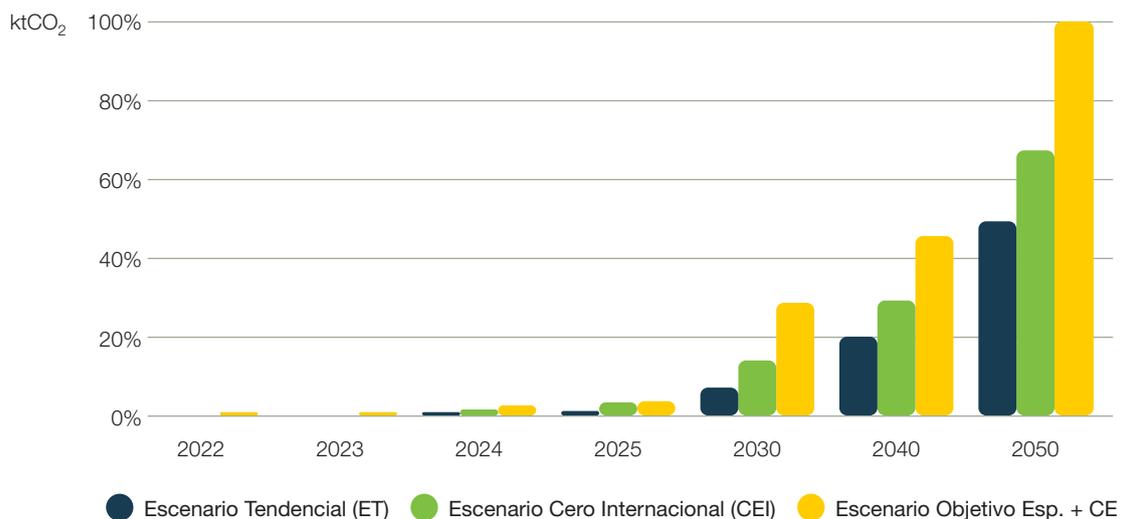


Fuente: elaboración propia partir de los datos obtenidos en previos capítulos.

La Figura 18 muestra la descarbonización relativa en cada uno de los periodos. Es decir, qué porcentaje de emisiones de GEI se eliminan en cada periodo con respecto al inicio del periodo (y no con respecto al origen 2022). Esto permite analizar el esfuerzo en descarbonización realizado en cada periodo, teniendo en cuenta que según avanza el tiempo, la descarbonización de la industria implica mayores dificultades técnicas y económicas.

Como se puede observar, el ‘Escenario Objetivo español con cero emisiones’ consigue una descarbonización total de la industria para el año 2050, mientras que los restantes escenarios alcanzan una descarbonización del 66% y del 81% respectivamente, incluyendo los incrementos de consumos energéticos a lo largo del tiempo (lo que supone una descarbonización mucho mayor con respecto al punto de partida correspondiente al año 2022).

Figura 18. Descarbonización relativa por periodo, de la industria española para el periodo 2022-2050, según escenarios



Fuente: elaboración propia partir de los datos obtenidos en previos capítulos.



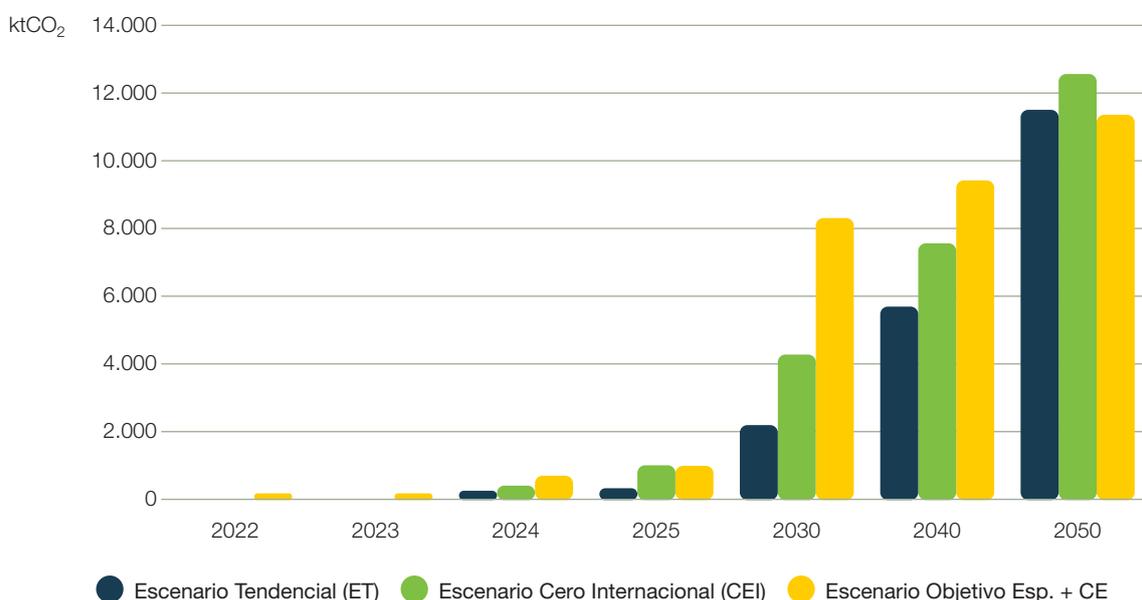


Así mismo, se puede analizar la contribución del hidrógeno a la descarbonización de la industria española, como aportación total a las necesidades energéticas.

Durante los años 2022 y 2023, debido a la reactivación de la actividad industrial post-pandemia, se incrementan muy levemente las emisiones de GEI, comenzando un abatimiento real a partir del año 2024 en todos los escenarios.

Desde un punto de vista de volumen, la cantidad correspondiente al escenario ‘Escenario Objetivo español con cero emisiones’ es superior a la de los otros escenarios, pues el objetivo de cero emisiones para el año 2050 obliga a asumir un sobreesfuerzo en la descarbonización usando hidrógeno. De hecho, **en este escenario la contribución en 2050 del hidrógeno supondría la no desdeñable cifra de un 18% del consumo energético, frente a los 12,2% u 8% de los escenarios previos de cero emisiones internacional y tendencial respectivamente** (ver Figura 9, Figura 12, Figura 15).

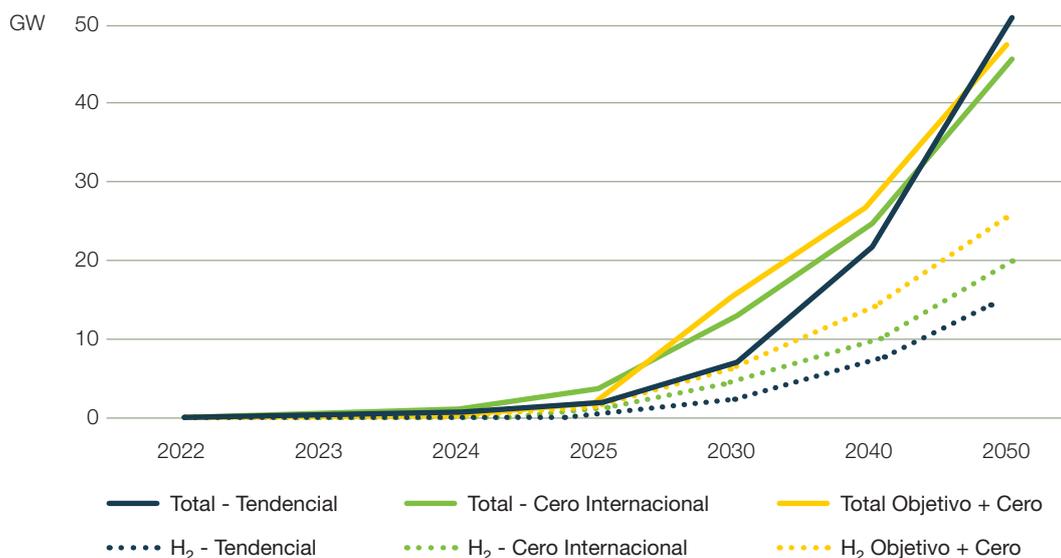
Figura 19. Evolución comparativa de la contribución a la descarbonización de los tres escenarios



Fuente: elaboración propia a partir de datos previamente desarrollados en el estudio.

Adicionalmente a estas consideraciones, se puede realizar un análisis de las necesidades de fuentes renovables que deben apoyar la descarbonización de la industria española. Como se ha podido ver para cada escenario, la descarbonización se basa en tres factores fundamentales: electrificación (sustitución de combustibles fósiles por electricidad como fuente de energía), hidrógeno (sustitución de combustibles fósiles por hidrógeno, tanto en combustión directa como en pilas de combustible), y en la reducción del consumo de energía por medio de la mejora de la eficiencia energética.

Figura 20. Potencia eléctrica renovable necesaria para la descarbonización de la industria española según escenarios, en GW. Potencia total requerida y potencia requerida para la producción de hidrógeno verde.



Fuente: elaboración propia a partir de datos generados en el estudio.

Los dos primeros vectores de descarbonización serán soportados por medio del empleo de fuentes de energía renovable para la producción de electricidad, tanto para cubrir el incremento del consumo eléctrico, como para la producción de hidrógeno verde vía electrolizadores.

Esto lleva asociado un incremento importante de la potencia eléctrica renovable instalada en España para dar soporte a estos servicios energéticos. Esta potencia energética será desarrollada fundamentalmente por medio de instalaciones eólicas y solares, ya que son las que presentan un mayor potencial de crecimiento debido a sus costes competitivos de generación.

Así, en la Figura 20 se puede analizar el incremento de la potencia eléctrica renovable instalada para cada uno de los escenarios. Es importante destacar que, para el escenario Tendencial, el requerimiento de energías renovables para el año 2050 es más elevado que para el resto. Esto es debido, a que dada la evolución de este escenario, en el que no existe una reducción de la evolución del consumo energético a largo plazo (horizonte 2050), si no solo una disminución de su incremento en el tiempo, su valor absoluto es superior al de los otros escenarios en los cuales se produce una reducción del consumo con el tiempo.





7 Recomendaciones

7.1 Hipótesis y consideraciones

El desarrollo de nuevas tecnologías de descarbonización en la industria depende de tres pilares fundamentales:

- ▶ Demanda social por un nuevo modelo energético menos/no contaminante. Gracias a la formación temprana de los estudiantes y al impacto de los diferentes protocolos medioambientales internacionales, existe actualmente una corriente positiva acerca de la necesidad de transformar el consumo energético a nivel mundial, reduciendo de forma paulatina pero sostenible las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).
- ▶ Existencia de soluciones técnicas que permitan realizar, de forma viable y sostenible, los procesos de cambio necesarios. Los desarrollos tecnológicos de los últimos años, auspiciados por un gran apoyo financiero por parte de organismos nacionales y supranacionales, están mostrando la viabilidad técnica, la evolución tecnológica y de reducción de costes de estas nuevas soluciones energéticas, fundamentalmente visibles en el campo del hidrógeno.
- ▶ Aporte de soluciones financieras público-privadas que permitan iniciar los procesos de transformación necesarios (que por definición serán siempre más costosos que los actuales). Este apoyo se mantendría en el tiempo, pero adaptándose a las reducciones de coste de las nuevas soluciones energéticas, en un esquema similar al acontecido en las energías renovables. Esto implica el desarrollo de regulaciones favorables desde todas las administraciones del estado, tanto a nivel nacional como a nivel autonómico y local.

Para el desarrollo de las recomendaciones para la implementación de una industria Zero en Carbono, es necesario establecer una serie de hipótesis y consideraciones que permitan establecer las sendas de variación de cada una de las fuentes energéticas en consideración.

- ▶ La sustitución de combustibles fósiles por fuentes neutras en carbono deberá ser progresiva y creciente en el tiempo.
- ▶ Las fuentes energéticas sustitutivas para aplicar en la industria, para la progresiva eliminación de los combustibles fósiles, serán: hidrógeno verde, electricidad renovable, energía fósil con captura y utilización de CO₂ y, en mucha menor medida, biocombustibles.
- ▶ Uno de los pilares en el proceso de descarbonización es un decidido apoyo en inversiones en ahorro energético, sustituyendo tecnologías fósiles obsoletas por tecnologías eléctricas o renovables de mayor rendimiento.
- ▶ No es posible realizar una sustitución de combustibles fósiles por hidrógeno de forma íntegra. Los ritmos de crecimiento de implantación del hidrógeno no estarían soportados por el crecimiento en la implantación de electrolizadores (ya que primero se tiene que desarrollar la industria de fabricación), ni por las centrales de generación eléctrica renovable necesarias. Por lo tanto, la sustitución de combustibles fósiles (especialmente gas natural) se realizará por medio de electricidad no contaminante -fundamentalmente renovable- y de hidrógeno verde.

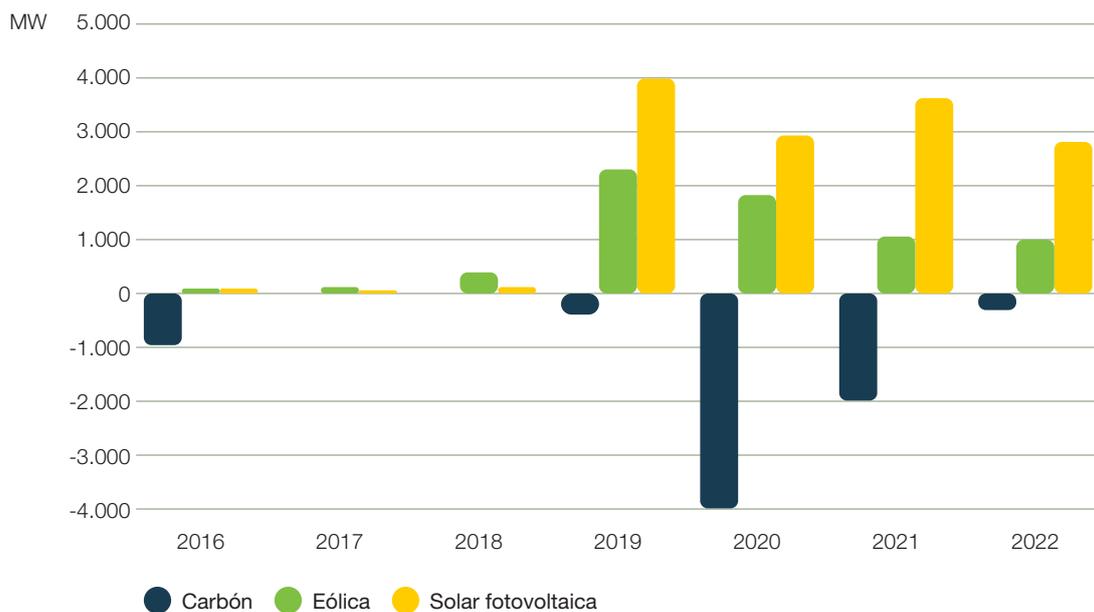
- Las recomendaciones planteadas deben considerar los planes actuales de descarbonización a nivel global, europeo y nacional, pero también deben tener un objetivo ambicioso para alcanzar un grado de descarbonización lo suficientemente avanzado para el año 2050. En este sentido, se han tenido en cuenta las recomendaciones ya planteadas en la Hoja de Ruta del Hidrógeno en España (2020), así como los planes de desarrollo tecnológico planteados en los programas REpowerEU y NextGenEU.

7.2 Recomendaciones para mejorar la penetración del hidrógeno en la industria

7.2.1 Descarbonización por electrificación de la industria

La descarbonización en la industria española debe venir apoyada, fundamentalmente, en una transición energética hacia el uso de electricidad como fuente de energía. El incremento de potencia renovable instalada en España en los últimos 4 años de media ha sido de 5 GW al año, gracias a los crecimientos en energía eólica y energía solar fotovoltaica. Este incremento sostenido en la potencia instalada, así como los refuerzos realizados y planificados en las redes de transporte y distribución de energía, permite una transición energética hacia la descarbonización de forma sencilla y sin riesgos. La sustitución de sistemas térmicos basados en combustibles fósiles, por sistemas térmicos basados en electricidad, no supone un riesgo para la industria, favoreciendo al mismo tiempo la mejora de la eficiencia térmica de dichos sistemas.

Figura 21. Incremento potencia eléctrica instalada en España (2016 - octubre 2022)

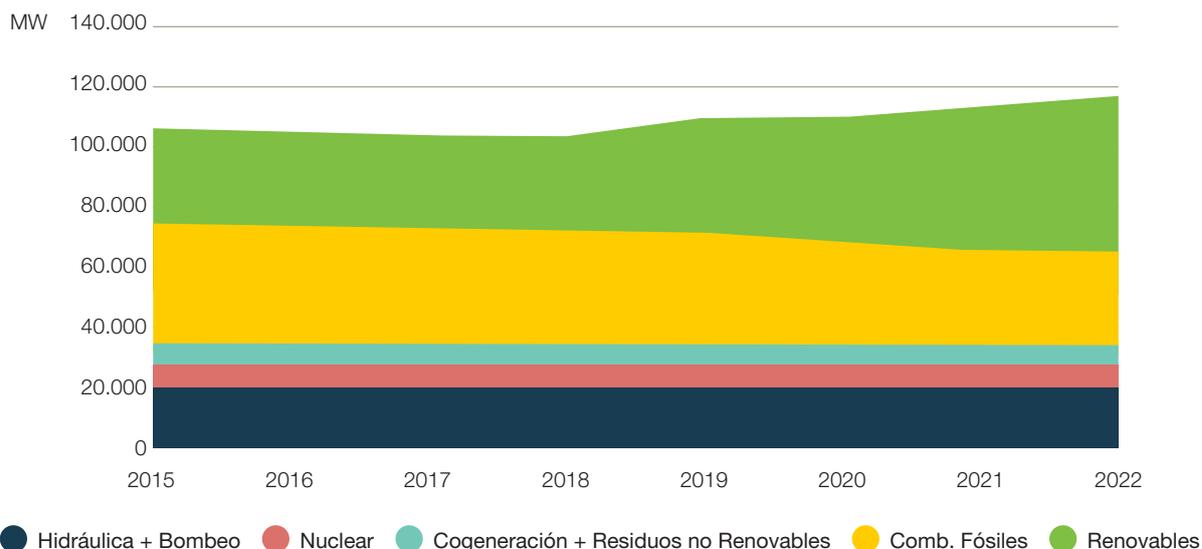


Fuente: REE.





Figura 22. Potencia eléctrica instalada en España (2016 - octubre 2022)



Fuente: REE.

Las administraciones del estado han llevado a cabo distintos programas de apoyo y financiación para la mejora de eficiencia energética y descarbonización de la industria.

Los instrumentos de financiación nacionales como *Proyectos CIEN* y las *Misiones Ciencia e Innovación* del CDTI, o los programas de del MINECO para el apoyo financiero de la industria, y los instrumentos europeos como *Innovation Fund*, los programas *Horizon Europe* and *Horizon 2020*, la *Clean Hydrogen Alliance*, y el muy ambicioso *Next Generation EU* [15], han mostrado un claro apoyo a los programas de innovación y desarrollo de la industria española. Así mismo han despertado un elevado interés en las inversiones en transición ecológica, lo que al mismo tiempo ha generado un importante ecosistema de desarrollo tecnológico, con la aparición de numerosas iniciativas privadas, no sólo en las empresas de gran tamaño (como la planta de producción de hidrógeno de Iberdrola en la localidad de Puertollano, o el proyecto planteado recientemente por CEPSA para la producción de hidrógeno y amoníaco verde en el sur de España en varias localizaciones), sino también de pequeñas y medianas empresas para el desarrollo de conocimiento (centro de investigación e ingenierías) y tecnología nacional (desarrollos tecnológicos y plantas piloto, etc).

Estos programas no sólo deben ser mantenidos, sino que deben ser fortalecidos para no penalizar la rentabilidad y estabilidad de la industria. Estos esfuerzos de incremento de la eficiencia se verán reflejados en un aumento de la electrificación de la industria, y el empleo de cogeneraciones de menor tamaño que se ajusten mejor a las necesidades de la industria (potencias eléctricas inferiores a los 250 kW).

La electrificación del consumo energético de la industria permitirá una descarbonización paulatina y sostenida en el tiempo. El incremento del consumo eléctrico industrial estaría soportado por el incremento de la potencia renovable instalada durante el periodo. Con el fin de asegurar la estabilidad del sistema eléctrico durante todas las zonas horarias, es también necesario el desarrollo de almacenamientos de energía, ya sea por medios hidráulicos de bombeo, baterías y súper condensadores, hidrógeno, o sistemas no convencionales todavía en desarrollo.

Con el fin de reducir las inversiones en transporte y distribución de electricidad, se debe potenciar la generación distribuida. De este modo, se debe favorecer el autoconsumo industrial por medio de instalaciones solares integradas en edificios de mediano y gran tamaño, descargando de esta forma las líneas eléctricas de transporte y distribución. Así mismo se debe potenciar el uso de otras energías renovables distribuidas, fundamentalmente por medio de aerogeneradores aislados (1-2MW) o de pequeño tamaño (menores a 100kW), que permiten una generación distribuida de poco tamaño que se adapta fácilmente a los requerimientos locales de energía. Para todo ello será necesario asegurar canales de financiación públicos privados para no reducir la capacidad financiera a medio y largo plazo de la industria.

7.2.2 Descarbonización por uso de hidrógeno verde

La transición ecológica en la industria no debe estar soportada en el consumo eléctrico, sino que el hidrógeno, junto con los combustibles sintéticos renovables, deben jugar también un papel fundamental, **asumiendo entre un 15% y un 22% de los consumos energéticos de la industria para el año 2050**, dependiendo de los escenarios.

El empleo de hidrógeno como nueva fuente energética requiere de tres pasos previos para su consolidación:

- i) desarrollo de una industria de fabricación de electrolizadores y pilas de combustible,
- ii) desarrollo de una red de distribución de hidrógeno verde,
- iii) la consolidación de las pilas de combustible como tecnología eficiente y fiable para la cogeneración de electricidad y calor.

7.2.2.1 Desarrollo de una industria manufacturera dedicada al hidrógeno: electrolizadores y pilas de combustible

Al igual que el desarrollo de la tecnología eólica tuvo un gran impacto en la industria manufacturera española, situando a España en la cabeza mundial del desarrollo tecnológico y de instalación de parques eólicos, las políticas de Transición Ecológica deben apostar una línea similar para el caso de las tecnologías basadas en el hidrógeno, favoreciendo la industria de fabricación de electrolizadores y pilas de combustible, así como los desarrollos tecnológicos necesarios en materiales, enfocados en una reducción continua de los costes y una mejora de la eficiencia de las diferentes tecnologías. Para ello, la colaboración universidad-empresa y las líneas de financiación de I+D+i deben servir de soporte y sustento para el desarrollo tecnológico e industrial de las tecnologías del hidrógeno.

Pero al mismo tiempo es necesario el desarrollo de una industria manufacturera nacional que garantice el suministro de electrolizadores y pilas de combustible tanto al sector industrial y de servicios, como al sector doméstico. Se deben potenciar las líneas de financiación PERTE en vigor para el desarrollo de capacidad manufacturera, atrayendo inversión internacional y nacional. Esto permitirá un desarrollo no sólo industrial, sino también económico y social en España.

Los planes actuales de desarrollo de la industria manufacturera de electrolizadores tienen como objetivo alcanzar unas cuotas de fabricación de electrolizadores en España de 4 GW para el año 2030. Por medio de este desarrollo de la industria manufacturera de electrolizadores, se puede sostener una transición energética hacia el hidrógeno sin poner en riesgo los compromisos adquiridos. Esto permite una senda de desarrollo de producción instalada anual de hidrógeno verde similar a la de fabricación de electrolizadores.





Pero adicionalmente, para el funcionamiento de estos electrolizadores es necesario disponer de una potencia eléctrica renovable instalada dedicada. Es decir, su producción eléctrica se dedicará íntegramente a la producción de hidrógeno verde por medio de electrolizadores. Por esta razón, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) deberá asegurarse de que existe un régimen normativo (permisos o de acceso a la red) que facilite la instalación de estos electrolizadores, e incluso considerar la posibilidad de subastas de capacidad renovable en el futuro, si las señales del mercado no son suficientes para atender a las necesidades de consumo para la producción de hidrógeno verde. Teniendo en cuenta las tecnologías actuales de electrolizadores, la energía eléctrica necesaria para la producción de hidrógeno verde, así como las horas equivalentes de producción renovable, la senda de instalación de potencia eléctrica renovable dedicada a la producción de hidrógeno verde se puede ver en la siguiente gráfica:

7.2.2.2 Valles de hidrógeno en la industria

Como primer paso para la introducción del hidrógeno verde en la industria como vector energético, y con el fin de reducir los costes de penetración, las administraciones públicas autonómicas y nacionales deberán promocionar Valles de Hidrógeno (Hubs) o centros de consumo de hidrógeno. Estos valles persiguen favorecer la transición al hidrógeno en zonas geográficas muy localizadas (zonas industriales de alto consumo de gas) donde se pudiese implementar un centro logístico de producción, almacenamiento y distribución local de hidrógeno verde. Al producirse el hidrógeno de forma local con contratos PPA de suministro de electricidad renovable, se evitan los altos costes de transporte con redes específicas para el hidrógeno. Así mismo, los centros de producción de hidrógeno verde por medio de electrolizadores podrían suministrar el calor excedentario a las industrias colindantes (district heating), mejorando así la eficiencia y rentabilidad total del sistema. Paralelamente, se puede desarrollar una red localizada de distribución soterrada de hidrógeno dentro de este valle, o en caso de no ser posible, el desarrollo de una logística de transporte por carretera a pequeñas distancias.

El desarrollo de estos valles requerirá de unas inversiones altas en nuevas tecnologías energéticas (modificación o sustitución de equipos de combustión, electrolizadores, cogeneraciones por medio de pilas de hidrógeno, etc.), por lo que es necesario el apoyo firme de administraciones públicas autonómicas y nacionales para facilitar el acceso a financiación público-privada, tal y como se recoge en las conclusiones de la Conferencia del Clima COP26 de Glasgow.

7.2.2.3 Desarrollo de una red de transporte y distribución de hidrógeno

La introducción del hidrógeno en la industria requiere de unas redes de transporte y distribución que actualmente no existen, por lo que es necesario el desarrollo de esta infraestructura. Aunque actualmente hay ya planes para el desarrollo de una red de gasoductos dedicados al hidrógeno verde (Hydeal y Catalina en la vertebración del transporte de hidrógeno a nivel nacional, y las interconexiones H₂med con Portugal y Francia [27], todas ellas con la participación de ENAGAS), estos resultan insuficientes para atender al desarrollo del consumo industrial en la geografía nacional.

Atendiendo a la dificultad económica de disponer de dos redes soterradas de distribución de gas, una dedicada al gas natural y otra dedicada al hidrógeno, será necesario disponer primero de una red de transporte y distribución por carretera, con centros de almacenamiento intermedio. Esto permitirá un primer desarrollo de la tecnología, aunque los costes de distribución serían mayores. A largo plazo, el futuro gestor de la red de hidrógeno (HNO) deberá desarrollar los planes necesarios para la incorporación del hidrógeno en el sistema energético español.

En todo caso, la introducción del hidrógeno verde en la industria se debe llevar a cabo de una forma global. Actualmente hay un consenso de que es posible inyectar hasta un 10-15% de hidrógeno verde en las redes de transporte y distribución de gas natural (blending) sin requerir ningún tipo de modificación en los sistemas actuales, tanto de distribución como de combustión de gas natural.

A día de hoy, las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista (NGTS) establecen unos límites para inyección de gas descarbonizado con una cantidad de hidrógeno máxima del 5% en volumen, pero no permite la inyección directa de hidrógeno. Esto presenta una limitación importante a la hora de incrementar el consumo nacional de hidrógeno por medio de blending. La incorporación del blending como tecnología favorable para la descarbonización del consumo nacional de gas natural requerirá de modificaciones de las NGTS.

La descarbonización por medio de blending de hidrógeno en la red gasista se puede llevar a cabo de por medio de dos vías de actuación:

- ▶ Al igual que ocurre en el suministro de energía eléctrica renovable por medio de PPA's, las compañías comercializadoras de gas natural deben trabajar en el desarrollo de productos de comercialización de energía en forma de hidrógeno verde empleando para ello la red de gas natural. De esta forma, los requerimientos energéticos hacia el sistema gasista estarían cubiertos por inyecciones minoritarias dedicadas de hidrógeno verde. Así mismo el regulador, deberá desarrollar los mecanismos de control y seguridad necesarios para que productores mayoristas de hidrógeno verde puedan inyectarlo en la red gasista de forma segura sin alterar el sistema. De esta forma, un consumidor de gas natural podría acceder al suministro parcial de energía verde en forma de hidrógeno, reduciendo así su huella de carbono.
- ▶ En paralelo, la administración nacional, a través del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), deberá fomentar el desarrollo de puntos de producción a gran escala de hidrógeno verde con el fin de inyectarlo en diversos puntos del sistema gasista, permitiendo una homogeneización del producto en el flujo de gas natural.

Estos puntos masivos de inyección estarían localizados en los puntos de entrada de gas al sistema: regasificadoras e interconexiones internacionales de transporte de gas.

De esta forma se puede asegurar que el gas natural descarbonizado cumpla con los requerimientos de blending específicos. Se deberán desarrollar los mecanismos de control y seguridad necesarios para el correcto funcionamiento del sistema, dentro de los estándares requeridos. Por medio de este desarrollo energético, se podrá suministrar hidrógeno verde en el sistema energético nacional, hasta un máximo del 10-15% o el establecido por el regulador nacional.

Las compañías comercializadoras (mayoristas y minoristas), deberán adecuar sus sistemas de tarificación en función de las variaciones en la densidad energética del gas resultante.

7.2.3 Sustitución de GLP y fueloil en la industria

Actualmente existe una red de distribución y comercialización de fueloil y GLP en aquellos lugares donde no alcanza la distribución de gas natural. La distribución de GLP se realiza tanto por carretera como por red subterránea. Los consumidores de GLP y fueloil, son un objetivo prioritario en la transición ecológica, ya que estos combustibles tienen una mayor huella de carbono que el gas natural.

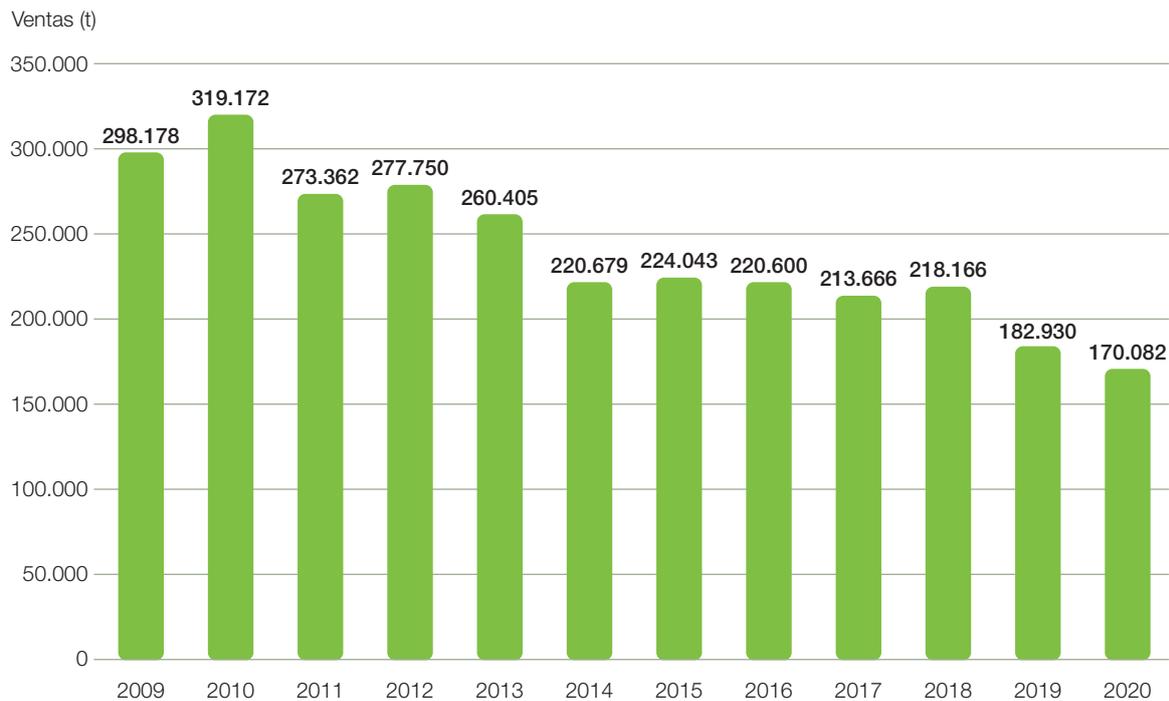




Las administraciones públicas autonómicas y nacionales deben desarrollar programas de incentiación para la reconversión de estos consumidores a electricidad, hidrógeno o combustibles sintéticos renovables.

Los centros logísticos de distribución de GLP serían así reconvertidos a centros logísticos de suministro de hidrógeno verde. Estos centros logísticos recibirían el hidrógeno por medio de canalizaciones subterráneas o por transporte presurizado, o estarían asociados a centros de producción de hidrógeno a mediana escala, por medio de PPA's renovables.

Figura 23. Ventas (Ton) de GLP en España 2009-2020



Fuente: cnmc.es

8 Conclusiones finales

Nadie duda ya de la importante contribución del hidrógeno en la descarbonización de la energía, con especial énfasis en nuestro tejido industrial. El hidrógeno jugará un papel clave para permitir una mayor y más rápida integración de las energías renovables y fomentar una mayor resiliencia, rentabilidad y optimización del sistema. Los tres factores clave que van a marcar el futuro energético y la descarbonización de nuestra economía son la eficiencia energética, junto con la electrificación y el desarrollo de la economía del hidrógeno, lo que permitirá a los países cumplir sus objetivos climáticos e impulsar el crecimiento verde, creando a la vez empleos sostenibles.

Según el World Hydrogen Council más de 30 países ya han introducido estrategias de hidrógeno. En paralelo, la Alianza del hidrógeno Limpio Europeo ha presentado su plan de desarrollo de más de 750 proyectos, y por su parte la Comisión Europea ha puesto en marcha diversos instrumentos de apoyo al desarrollo de proyectos de hidrógeno, así como dotado una importante línea de apoyo a través del Banco Europeo de Inversiones.

España, por sus características geográficas, dispone de un entorno de producción de renovables de un altísimo nivel, lo que favorecería de manera relevante los bajos costes de producción de hidrógeno, pudiendo ser exportador neto hacia el resto de Europa (probablemente de los más bajos de Europa según el World Hydrogen Council).

El presente estudio ofrece tres escenarios distintos, que implican un diferente grado de desarrollo del hidrógeno en España, configurado también dentro de un entorno cambiante en lo que se refiere a la evolución energética de la industria española.

El primer escenario denominado “Tendencial” sería el único en el que se considera que la industria española no es capaz de implementar de aquí a 2050 las suficientes medidas de eficiencia energética como para conseguir invertir su curva de crecimiento de consumo final. En los otros dos escenarios, esta curva se invertiría alrededor del 2030, siendo el consumo final de la industria española descendiente tanto en 2040 y 2050.

Todos los escenarios identifican, como ya se ha mencionado, un importante avance de la electrificación de la industria, pasando de un 32% de electrificación en 2020 a un 54% o 59% en los escenarios “Cero Emisiones Internacional” u “Objetivo Cero” respectivamente en 2050.

En este mismo entorno la **contribución del hidrógeno a la descarbonización en 2050 pasaría de un 8% a un 12,2% y a un 18% del consumo industrial**, respectivamente, desde el escenario menos exigente al más exigente.

Este contexto supone, en cualquiera de los escenarios, un importante reto si tenemos en cuenta que, para lograr estas cifras en términos de potencia de electrolizadores instalados, para el **escenario tendencial** habría que lograr alcanzar los **1.637 MW de electrolizadores instalados en 2030**, lo que requiere en términos prácticos, teniendo en cuenta que partimos de una situación con prácticamente cero de potencia actual instalada, instalar una media de unos **200 MW/año**. Esta cifra sería ligeramente superior a la prevista en la Hoja de ruta española del hidrógeno (25% del total 4GW).





A partir de 2030 y hasta 2040 esta cifra debería aumentar entorno a los **307 MW/año** de electrolizadores y todavía más en la siguiente década a **547 MW/año** de electrolizadores instalados para lograr alcanzar la cifra objetivo-de **10.713 MW** en 2050.

En el escenario “Cero Emisiones internacional” se requiere de la instalación de **373 MW/año**, alcanzando los **2.616,15 MW instalados en 2030**. El esfuerzo hasta 2040 sería ligeramente superior unos **379 MW/año** aumentado considerablemente la cifra hasta los **648 MW/año** en la década de los 40 lo que permitiría alcanzar la cifra de **12.895 MW instalados en 2050**.

Finalmente, el **escenario más exigente “Objetivo Cero”**, exigiría por su parte de un esfuerzo inversor para la instalación de **495 MW/año hasta 2030**, con lo que se alcanzaría una potencia instalada de **3.958 MW en dicho año**. Se requerirían **523 MW/año** de crecimiento en el periodo 2030-2040 y un aumento a **761MW/año** en la porción final de los años 40 a 50 , hasta alcanzar la potencia instalada de **16.801 MW**. **En este escenario, la industria española alcanzaría en 2030, prácticamente ella sola, el objetivo de potencia de electrolizadores marcado para toda España y para la totalidad de las aplicaciones posibles, en su hoja de ruta del hidrógeno.**

Es importante destacar en este punto la necesidad de planificar el crecimiento de las redes eléctricas de transporte y distribución en todo el periodo considerado, dado que al ya de por si importante incremento de la electrificación esperado (y por tanto crecimiento necesario de las renovables entre 2020 y 2050), para lograr los objetivos de descarbonización globales en todos los escenarios, se sumaría el crecimiento de renovables adicional exigido para la obtención de este hidrógeno, y que no sería posible sin un aumento específico de entre 15 y 25 GW¹⁹ adicionales de potencia de renovables instalada para la producción de hidrógeno verde establecido según los distintos escenarios. Hay que remarcar en este punto, que, si los largos periodos de tramitación para la instalación de renovables y redes eléctricas de transmisión no son sustancialmente reducidos, estos objetivos podrían verse seriamente afectados desde este momento.

Entre las importantes actuaciones requeridas por cualquiera de los tres escenarios destacan las de **carácter regulatorio**, donde la acción se debe materializar en eliminar todas las barreras regulatorias, ya que en la actualidad no existe normativa que considere el hidrógeno como un vector energético sino como una materia prima de orden industrial.

Asimismo, se precisa **agilizar y simplificar los trámites**, en especial aquellos que faciliten y promuevan la instalación de sistemas de pequeña potencia y generación de hidrógeno distribuido.

La **certificación y garantía de origen** debe ser asimismo objeto de especial atención.

Lo mismo es aplicable a la instalación de sistemas generadores basados en pilas de combustible y la fabricación y uso de los combustibles verdes sintéticos que completará, de manera importante, el elenco global de hidrógeno necesario en todos los objetivos propuestos.

En general, debe facilitarse a la industria el cambio a este nuevo modelo energético, ofreciendo ayudas e identificando sistemas de financiación viables. Asimismo, hay que propiciar la adecuada consideración de los productos “verdes” a partir de esta industria basada en hidrógeno verde, su conocimiento y promoción en el consumo por los usuarios finales implicados, facilitando el conocimiento del ahorro que su utilización implica para el usuario en su huella de carbono. Acciones de información, conocimiento y promoción son necesarias en este sentido, de la mano de promociones de índole económica y fiscal que potenciarán su utilización y desarrollo. Sin olvidar las necesarias campañas informativas y de concienciación de la Sociedad en general.

¹⁹ Consideración de utilización de energía solar fotovoltaica, con unas 2.300 horas de producción año

Apoyar la **creación de industria de fabricación de los electrolizadores**, así como de toda la industria asociada facilitará la disminución de costes y la independencia del exterior en estos equipos fundamentales en el desarrollo propuesto.

De la mano de la promoción y apoyo a la I+D+I, establecer un floreciente y paulatino desarrollo de la industria de **fabricación de las pilas de combustible** que serán uno de los ejes básicos de crecimiento en un futuro, con mayores y mejores rendimientos que los sistemas basados en combustión. Reforzar el **conocimiento y desarrollo de la industria de producción de combustibles sintéticos**, que no solo redundará en el beneficio de la industria sino también de la automoción, que, aunque no está considerada en este análisis, formará parte de la descarbonización global del sistema energético.





9 Referencias

- [1] Balance energético de España 1990-2020. <https://energia.gob.es/balances/Balances/Paginas/Balances.aspx>. IDAE/Secretaría de Estado de Energía.
- [2] Balance energético (Anual) Informe metodológico Estandarizado. Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. Vicepresidencia Tercera del Gobierno. Gobierno de España.
- [3] Encuesta de consumos energéticos según actividad principal 2015-2019 (CNAE-2009 a 1, 2 y 3 dígitos). Resultados nacionales. <https://www.ine.es/jaxi/Tabla.htm?path=/t04/p02/cnae09/2015/10/&file=01001.px&L=0>. Instituto Nacional de Estadística
- [4] Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 (PNIEC). Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. Gobierno de España.
- [5] Estrategia de descarbonización a largo plazo 2050 (noviembre 2020). Marco estratégico de energía y clima. Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. Gobierno de España.
- [6] IRENA International Renewable Energy Agency) (2020), Renewable Costing Alliance, IRENA,
- [7] Abu Dhabi, <https://www.irena.org/statistics>, accessed 15 July 2020.
- [8] Hoja de ruta del hidrógeno en España. Gobierno de España. Octubre 2020.
- [9] Monográfico de hidrógeno. Nº 424 de la revista oficial del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo publicada en el 2º trimestre de 2022
- [10] “THE EUROPEAN CLEAN HYDROGEN ALLIANCE REPORTS OF THE ALLIANCE ROUNDTABLES ON BARRIERS AND MITIGATION MEASURES” desarrollado por la Alianza Europea del Hidrógeno limpio
- [11] Net Zero by 2050. A roadmap for the global Energy Sector. IEA October 2021.
- [12] Documento de Visión 2050, preparado por la ETIP SNET (Redes Sostenibles del futuro).
- [13] Real Decreto-ley 6/2022, de 29 de marzo, por el que se adoptan medidas urgentes en el marco del Plan Nacional de respuesta a las consecuencias económicas y sociales de la guerra en Ucrania. (<https://www.boe.es/eli/es/rdl/2022/03/29/6/con>)
- [14] Real Decreto-ley 18/2022, de 18 de octubre, por el que se aprueban medidas de refuerzo de la protección de los consumidores de energía y de contribución a la reducción del consumo de gas natural en aplicación del “Plan + seguridad para tu energía (+SE)”, así como medidas en materia de retribuciones del personal al servicio del sector público y de protección de las personas trabajadoras agrarias eventuales afectadas por la sequía. (<https://www.boe.es/eli/es/rdl/2022/10/18/18/con>)

- [15] European Commission (2018), Vision for a long-term EU strategy for reducing greenhouse gas emissions, https://ec.europa.eu/clima/policies/strategies/2050_en.
- [16] IEA (International Energy Agency) (2021), Global Energy Review 2021, <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2021>.
- [17] Informe de inventario nacional de gases efecto invernadero (1990-2020). Edición 2022. Ministerio para la Transformación Ecológica y el Reto Demográfico.
- [18] Sustainable Recovery, <https://www.iea.org/reports/sustainable-recovery/a-sustainable-recovery-plan-for-the-energy-sector> (2020).
- [19] World Energy Outlook 2020, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>.
- [20] Energy Technology Perspectives 2020, <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>.
- [21] World Energy Balances 2020 edition: database documentation, http://wds.iea.org/wds/pdf/WORLDBAL_Documentation.pdf.
- [22] Special Report on Clean Energy Innovation, <https://www.iea.org/reports/clean-energy-innovation>.
- [23] IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2018), Global Warming of 1.5°C.
- [24] Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels, IPCC, <https://www.ipcc.ch/sr15/>.
- [25] 'A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe'. European Commission (2020): https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf
- [26] European Commission. (2020). Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. Recuperado de: [hydrogen_strategy.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/hydrogen_strategy.pdf) (europa.eu)
- [27] Gobierno de España. (2020). Hoja de Ruta del Hidrógeno. Una apuesta por el hidrógeno renovable. Recuperado de: Hoja de Ruta del Hidrógeno: Una apuesta por el Hidrógeno Renovable (energia.gob.es)
- [28] IRENA. (2020). Green Hydrogen, A guide to policy making. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Recuperado de: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Nov/IRENA_Green_hydrogen_policy_2020.pdf
- [29] IRENA. (2020), Green Hydrogen Cost Reduction: Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. Recuperado de: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Dec/IRENA_Green_hydrogen_cost_2020.pdf?rev=4ce868aa69b54674a789f990e85a3f00





- [30] ENAGAS (2022), Rangos admisibles H₂: Definición zonas óptimas de inyección en blending. Recuperado de: https://www.enagas.es/content/dam/enagas/es/ficheros/gestion-tecnica-sistema/energy-data/publicaciones/capacidades-y-planificacion/Rangos%20Admisibles%20H2_cualitativo.pdf
- [31] ENAGAS (2023). Enagás impulsa el desarrollo del hidrógeno renovable en España. Recuperado de: <https://www.enagas.es/es/sala-comunicacion/actualidad/notas-prensa/2023-01-19-np-dia-hidrogeno-enagas/>
- [32] CEFIC (2022). 2022 Facts And Figures Of The European Chemical Industry. Recuperado de: <https://cefic.org/a-pillar-of-the-european-economy/facts-and-figures-of-the-european-chemical-industry/>
- [33] FIRST AMMONIA (2022). TOPSOE and FIRST AMMONIA launch zero emission ammonia production with the world's largest reservation of electrolyzer capacity. Recuperado de: <https://firstammonia.com/topsoe/#:~:text=Topsoe%20and%20First%20Ammonia%20signed%20a%205GW%20launch,for%20transportation%2C%20power%20storage%20and%20generation%2C%20and%20fertilizer>
- [34] NORTHERN GAS NETWORKS (2022). Redcar proposed as pioneering hydrogen community. Recuperado de: <https://www.northerngasnetworks.co.uk/2022/05/09/redcar-proposed-as-pioneering-hydrogen-community/>
- [35] CADENT (2023). Hydrogen Experience Centre now open in Whitby, Ellesmere Port. Recuperado de: https://cadentgas.com/news-media/news/october-2022/hydrogen_experience_centre_open_whitby

10 Anexos

10.1 ANEXO I: Sectores industriales con dificultades para abatir sus emisiones de CO₂

Se considera que las industrias que tienen más dificultades para reducir sus emisiones de CO₂ (también conocidas como industrias “sectores de difícil abatimiento de CO₂”) son las que tienen una gran demanda energética y requieren calor de proceso a alta temperatura, que suele generarse utilizando combustibles fósiles. Estas industrias suelen tener opciones limitadas para reducir sus emisiones de CO₂ y pueden tener que recurrir a soluciones más innovadoras y costosas. Algunos ejemplos de estas industrias difíciles de reducir son:

1. **Producción de acero:** La producción de acero es una fuente importante de emisiones de CO₂ debido a la gran demanda de energía y al uso de coque y carbón en los altos hornos.
2. **Producción de cemento:** La producción de cemento es también una fuente significativa de emisiones de CO₂ debido a la elevada demanda energética y al uso de combustibles fósiles en los hornos.
3. **Producción de aluminio:** La producción de aluminio es intensiva en energía y requiere calor de proceso a alta temperatura, que normalmente se genera utilizando combustibles fósiles.
4. **Producción de productos químicos:** La industria química es una fuente importante de emisiones de CO₂ debido a la gran demanda de energía y al uso de combustibles fósiles en la producción de productos químicos.
5. **Producción de vidrio:** La producción de vidrio requiere calor de proceso a alta temperatura, que normalmente se genera utilizando combustibles fósiles.
6. **Refino:** El refinado es una fuente importante de emisiones de CO₂ debido a la elevada demanda de energía y al uso de combustibles fósiles en los procesos de refinado.





10.2 ANEXO II Definición del algoritmo utilizado en el cálculo de los valores de las tecnologías de descarbonización en los diferentes escenarios

Para facilidad de desarrollo del estudio, y el cálculo de la distribución estimada de las distintas tecnologías que influyen en la descarbonización de la industria española, las tecnologías se han agrupado entorno a siete áreas energéticas:

- ▶ **Hidrógeno verde:** uso de hidrógeno, así como derivados y/o carriers y los combustibles sintéticos procedentes de hidrógeno.
- ▶ **Renovables:** todas las fuentes renovables, biomasa y bioenergía consideradas en todo su espectro energético. Se exceptúan en este apartado las renovables productoras de electricidad.
- ▶ **Electrificación:** todas las fuentes limpias productoras de energía eléctrica incluidas las renovables y la energía nuclear.
- ▶ **Energía fósil con CCUS:** en este apartado se incluyen la energía procedente de fuentes convencionales (fundamentalmente gas natural) que incluye captura de carbón y su utilización (CCUS)
- ▶ **Gas natural no abatido:** utilización de gas natural sin abatir sus emisiones de gases de efecto invernadero.
- ▶ **Gasolina no abatida:** uso de combustibles líquidos, fundamentalmente gasolina y derivados, sin abatir sus emisiones de gases de efecto invernadero.
- ▶ **Resto no abatido:** este apartado incluye cualquier otra fuente energética utilizada, no incluida en ninguno de los anteriores apartados, sin abatir sus emisiones de gases de efecto invernadero

Para la estimación de los valores incluidos en cada apartado, se ha desarrollado una metodología de trabajo y unos algoritmos de cálculo que permiten su cuantificación, incluyendo los factores que afectan a cada área energética de una forma adecuadamente estructurada.

Para la cuantificación de cada área energética, en primer lugar, se han identificado los factores que configurarían su influencia y relevancia con respecto al resto de áreas energéticas, de forma que para un área energética en un periodo considerado su valor sería determinado como sigue:

$$\text{Area energética}_i = f(f_1, f_2, f_3, \dots, f_n)$$

Donde f_i representa cada uno de los factores a considerar a la hora de valorar de forma objetiva la importancia de un área energética de manera diferencial respecto a las demás.

Por otro lado, cada uno de estos factores está influido, no solo por el tiempo, si no por unas condiciones de contorno que varían en función del contexto específico y la región. De tal manera que, cada factor y su relevancia así calculada, tiene un coeficiente corrector que permite afinar de manera más adecuada su cálculo. Así la fórmula que aplicaría para cuantificar el valor de un área energética para un periodo considerado vendría determinada como sigue:

$$\text{Area energética}_i = f_1 p_1 + f_2 p_2 + f_3 p_3 + \dots + f_n p_n = \sum_1^n f_i p_i$$

Donde: f_i son los distintos factores que permiten identificar el nivel de relevancia de un área tecnológica y

p_i identifica el peso de cada uno de estos factores en el total, y

considerando asimismo que $\sum f_i = 100$.

El resultado de este cálculo, considerando las áreas energéticas establecidas, la cuantificación de los factores y sus pesos (ver detalle más abajo), serían los valores porcentuales para cada área energética en un periodo determinado y un escenario definido. Ordenando para un escenario determinado dichos valores temporales, se obtendría una matriz de datos, a partir de la cual se podrían obtener los valores totales de la energía consumida por la industria española en cada una de las áreas energéticas definidas, ya que el valor absoluto del consumo final habría sido ya obtenido en fases previas.

$$\begin{pmatrix} V_{1,1} & V_{2,1} & \dots & V_{7,1} \\ V_{1,2} & V_{2,2} & \dots & V_{7,2} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ V_{1,n} & V_{2,n} & \dots & V_{7,n} \end{pmatrix}$$

En esta matriz quedarían representados los valores para cada una de las siete áreas energéticas establecidas y los periodos considerados (n) desde 2020 hasta 2050.

Con este sistema se puede, de manera sencilla, revisar las hipótesis de cálculo y obtener consecuentemente escenarios alternativos o adaptar los valores finales a las condiciones de contorno establecidas, por ejemplo, a nivel regional, conjunto de regiones o e incluso aplicado para otros países. Bastaría con revisar los valores atribuidos a cada factor de influencia²⁰ y las cuantificaciones establecidas para los pesos de los factores.

Hay que recordar que en la tabla anterior la suma de los valores de las áreas de energéticas suma siempre 100, ya que están calculadas en porcentaje para que el modelo pueda trabajar adecuadamente:

$$\text{Hidrógeno verde} + \text{Renovables} + \text{Electrificación} + \text{Energía fósil con CCUS} + \text{Gas Natural no abatido} + \text{Gasolina no abatido} + \text{Resto no abatido} = 100$$

Tanto los elementos como los factores propuestos son dependientes de la tecnología y su relevancia. Finalmente, los datos obtenidos fueron contrastados con valores publicados por diferentes organismos (Agencia Internacional de la Energía, Comisión Europea, IPPC), para poder identificar si se encontraban en rangos razonables, aunque no sean específicos para la industria española (de los cuales no existen datos actualmente).

NOTA: Este modelo permite, asimismo, utilizar otra fórmula de cálculo de los valores asignados a las áreas energéticas. Basta con ofrecer los valores que se quieran ensayar para las áreas energéticas consideradas, con un formato estabulado similar a la ofrecida en la Tablas 8, 9 ó 10, y se obtendrían los resultados de todas las nuevas gráficas acordes a los mismos.

Evaluación del potencial de evolución del uso de hidrógeno verde en la Industria española

Hay varios factores que influyen en la ecuación para el cálculo del uso de hidrógeno verde en la industria española. Estos factores son:

- Disponibilidad de fuentes de energía renovables:** La disponibilidad de fuentes de energía renovables, como la eólica y la solar, es un factor clave para determinar el potencial de producción de hidrógeno verde. Cuantas más fuentes de energía renovables estén disponibles, más hidrógeno verde podrá producirse.

²⁰ Los factores que afectan a cada área energética no deberían, en principio, ser cambiados.





- ▶ **Coste de producción:** El coste de producción del hidrógeno verde es un factor importante para determinar su uso en la industria española. Si el coste de producción es elevado, puede que no sea económicamente viable utilizar hidrógeno verde en determinadas aplicaciones industriales.
- ▶ **Avances tecnológicos:** Los avances tecnológicos en la producción y almacenamiento de hidrógeno verde pueden reducir significativamente el coste de producción y aumentar su viabilidad de uso en la industria española.
- ▶ **Políticas e incentivos gubernamentales:** Las políticas e incentivos gubernamentales desempeñan un papel clave en la promoción del uso de hidrógeno verde en la industria española. La disponibilidad de créditos fiscales, subvenciones, ayudas o financiación, puede fomentar la inversión en la producción y uso de hidrógeno verde.
- ▶ **Demanda de la industria:** La demanda de hidrógeno verde en la industria española es un factor clave para determinar su uso potencial. La existencia de una fuerte demanda de hidrógeno verde en determinados sectores industriales, puede fomentar la inversión en la producción y el uso de hidrógeno verde.
- ▶ **Competencia de otras fuentes de energía:** La competencia de otras fuentes de energía, como el gas natural y los biocombustibles, puede repercutir en el uso del hidrógeno verde en la industria española. La competitividad relativa del hidrógeno verde en comparación con otras fuentes de energía desempeñará un papel muy importante a la hora de determinar su uso potencial.

Estos factores son interdependientes e influyen en la ecuación para el cálculo del uso del hidrógeno verde en la industria española. Se ha realizado una evaluación exhaustiva de estos factores para determinar con precisión el potencial uso del hidrógeno verde en la industria española. La ecuación utilizada se ha configurado como sigue:

Nivel de penetración del hidrógeno verde = f (Disponibilidad de fuentes de energía renovables , Coste de producción , Avances tecnológicos , Demanda de la industria , Competencia de otras fuentes de energía)

Cuantificar la relevancia de cada factor a la hora de determinar la penetración del hidrógeno verde en la industria española es francamente complicado, ya que la importancia relativa de cada uno de ellos puede variar en función del contexto y la región concretos. Con respecto a los pesos, se podría determinar como ejemplo los posibles valores a utilizar en el periodo temporal actual:

- ▶ Coste de producción 40-50%
- ▶ Disponibilidad de fuentes de energía renovables 20-30%
- ▶ Demanda de la industria: 15-25%
- ▶ Avances tecnológicos: 10-15%
- ▶ Competencia de otras fuentes de energía: 5-10%

Es importante señalar que estas ponderaciones han sido obtenidas en base a previos estudios, así como en modelos existentes en el mercado. Las ponderaciones cambian con el tiempo y en función de la evolución de los avances tecnológicos, de los patrones de demanda y de la competencia de las fuentes alternativas. La fórmula finalmente utilizada para el cálculo es la siguiente:

*Nivel de penetración del hidrógeno verde = f (Disponibilidad de fuentes de energía renovables * peso renovables + Coste de producción * peso coste + Avances tecnológicos * peso avances + Demanda de la industria * peso demanda + Competencia de otras fuentes de energía * peso competencia)*

Como ejemplo para el periodo actual, los valores aplicados a la fórmula son los siguientes:

$$\text{Nivel de penetración del hidrógeno verde} = f(\text{Disponibilidad de fuentes de energía renovables} * 25\% + \text{Coste de producción} * 25\% + \text{Avances tecnológicos} * 25\% + \text{Demanda de la industria} * 15\% + \text{Competencia de otras fuentes de energía} * 10\%)$$

Evaluación del potencial de electrificación en la Industria española

Una ecuación para calcular la adopción de la electrificación como fuente de energía para la industria española, de una manera completa pero simplificada, incorporaría los siguientes elementos que serían definidos como sigue:

- ▶ **Consumo de energía:** El consumo de energía total de la industria española se puede calcular y utilizar como base para el cálculo de la adopción de la electrificación.
- ▶ **Mix energético:** Se puede determinar el mix energético actual que utiliza la industria española y calcular la cuota de electricidad.
- ▶ **Políticas energéticas adoptadas:** se pueden considerar políticas gubernamentales e incentivos para la adopción de la electrificación, incluidos subsidios, exenciones fiscales y regulaciones.
- ▶ **Avances tecnológicos:** la disponibilidad y la rentabilidad de las tecnologías de electrificación pueden afectar la tasa de adopción.
- ▶ **Demanda energética de la industria:** La energía demandada por la industria susceptible de electrificación.
- ▶ **Factor de utilización de las bombas de calor en la industria española²¹:** Las bombas de calor incorporan un valor añadido en su utilización especialmente en procesos de baja temperatura.

Esta ecuación podría usarse para cuantificar la adopción de la electrificación como fuente de energía para la industria española considerando los escenarios mencionados y cuantificando el impacto de diferentes factores en la tasa de adopción según un peso relativo de los mismos.

Así el peso proporcional de cada factor en la implantación de la electrificación en la industria española puede variar en función de las circunstancias y condiciones específicas de la industria. Con respecto a los pesos, se podría determinar como ejemplo los posibles valores a utilizar en el periodo temporal actual:

21 Factor de utilización de las bombas de calor en la industria española: Hay muchos factores que influyen en la adopción de bombas de calor como fuente de energía en la industria española, y es probable que estos factores varíen según la industria y la empresa específicas. Sin embargo, la ecuación considerada para calcular la adopción de bombas de calor en la industria española en el presente trabajo ha sido:

Factor utilización bombas de calor = f (Tecnología, Economía, Política, Conciencia, Infraestructura, Competencia)

Dónde:

- Tecnología se refiere a la disponibilidad y rendimiento de la tecnología de bombas de calor, incluida la eficiencia, confiabilidad y rentabilidad de las bombas de calor.
- La economía se refiere a los factores financieros que influyen en la adopción de bombas de calor, incluidos los costos de instalación y operación de las bombas de calor, el costo de la energía de otras fuentes y la disponibilidad de incentivos y subsidios.
- Política se refiere al marco regulatorio y de políticas que apoya o desalienta la adopción de bombas de calor, incluidos incentivos y subsidios, normas y reglamentos energéticos e iniciativas de investigación y desarrollo.
- Conciencia se refiere al nivel de comprensión y conciencia de las bombas de calor entre las partes interesadas de la industria, incluidas las empresas, los empleados y los clientes.
- Infraestructura se refiere a la disponibilidad y accesibilidad de la infraestructura necesaria para la adopción generalizada de bombas de calor, incluida la disponibilidad de técnicos capacitados, proveedores y servicios de instalación y mantenimiento.
- Competencia: El nivel de competencia de otras fuentes de energía y tecnologías puede afectar la adopción de bombas de calor.

Esta es la ecuación propuesta para el cálculo simplificado necesario para la obtención de los valores buscados en este estudio, no obstante, esta ecuación es solo un punto de partida, y podría modificarse y refinarse en función de una industria específica. Para su obtención se han identificado y ponderando factores más significativos que impulsan o dificultan la adopción de las bombas de calor, considerando la importancia relativa de cada factor. Esta ecuación devuelve un factor que estima la adopción de bombas de calor en la industria española.





- ▶ **Consumo de energía:** es probable que este sea el factor principal, ya que establece la línea de base para la cantidad de energía que debe suministrarse. Este factor podría valorarse en un 30-50%.
- ▶ **Mix energético:** esto tendrá un impacto significativo ya que determina el nivel actual de electrificación y la tendencia al alza forzada por la, cada vez, más relevante contribución de las energías renovables y la introducción de factores que penalizan el consumo de combustibles no limpios. Este factor podría valorarse en un 15-30%.
- ▶ **Políticas energéticas:** este puede ser un factor impulsor importante en la adopción de la electrificación, particularmente si existen fuertes incentivos o regulaciones. Este factor podría valorarse en un 15-25%.
- ▶ **Avances tecnológicos:** esto puede tener un impacto significativo si se dispone de tecnologías de electrificación nuevas y más rentables. Este factor podría valorarse en un 10-20%.
- ▶ **Demanda de energía en la industria:** esto puede tener un impacto moderado ya que la demanda de electrificación por parte de la industria puede impulsar su adopción. Este factor podría valorarse en un 5-15%.
- ▶ **Factor de utilización de las bombas de calor:** tiene un impacto medio en la electrificación de la industria española (20-30%), aunque su ponderación puede fluctuar fuertemente en función de su ámbito de aplicación debido a su temperatura de utilización, muy relevante en las industrias en su rango de aplicación y muy bajo o nulo en las industrias que utilizan procesos térmicos fuera del rango de uso de las mismas.

Así el algoritmo de cálculo aplicable para la obtención de la electrificación en un escenario determinado en un periodo determinado estaría dado por la siguiente fórmula:

$$\text{Adopción de electrificación (\%)} = (\text{Consumo de energía} * \text{peso consumo} + \text{Mix energético} * \text{peso Mix} + \text{Políticas energéticas} * \text{peso políticas} + \text{Avances tecnológicos} * \text{peso tecnología} + \text{Demanda de energía de la industria} * \text{peso demanda} + \text{Factor utilización bombas de calor} * \text{peso utilización bombas de calor})$$

Si establecemos una parametrización para el año en curso se obtendrían los valores siguientes:

$$\text{Adopción de electrificación (\%)} = (\text{Consumo de energía} * 25\% + \text{Mix energético} * 10\% + \text{Políticas energéticas} * 20\% + \text{Avances tecnológicos} * 20\% + \text{Demanda de energía de la industria} * 10\% + \text{Factor utilización bombas de calor} * 15\%)$$

El valor utilizado para industria española se pondera en función del peso de cada factor que varía según el contexto y las circunstancias específicas, y la ecuación desarrollada es un ejercicio práctico que se valida contra las tendencias existentes en el mercado y los valores disponibles en publicaciones disponibles (Agencia Internacional de la Energía, Comisión Europea, IPPC).

Como ejemplo para el año en curso en el escenario tendencial los valores utilizados para los factores indicados en la ecuación propuesta fueron:

Adopción de electrificación:

$$32.08\% = 0,25 * 18,65 + 0,1 * 47,09 + 0,20 * 25 + 0,2 * 59,47 + 0,1 * 27,8 + 0,15 * 20$$

Evaluación del potencial de adopción de biomasa y bioenergía en la Industria española

El establecimiento de una ecuación para calcular la adopción de la biomasa y la bioenergía como fuente de energía para la industria española implica la utilización de múltiples variables y factores, y no existe una ecuación única aplicable a todos los casos. Sin embargo, para el presente caso, las posibles variables y factores que podrían incluirse en dicha ecuación serían:

- ▶ **Incentivos y políticas gubernamentales:** La presencia o ausencia de políticas e incentivos gubernamentales que apoyen la adopción de biomasa y bioenergía puede tener un impacto significativo en la disposición de la industria a invertir en estas fuentes de energía.
- ▶ **Disponibilidad de fuentes de biomasa y bioenergía:** La disponibilidad de fuentes de biomasa y bioenergía en la región es un factor importante para determinar el potencial de su adopción.
- ▶ **Infraestructura y logística:** La presencia de infraestructuras y redes logísticas bien desarrolladas puede facilitar el transporte de biomasa y bioenergía desde los lugares de producción hasta los usuarios finales.
- ▶ **Avances tecnológicos:** Los avances tecnológicos pueden hacer que el uso de la biomasa y la bioenergía sea más eficiente, rentable y sostenible desde el punto de vista medioambiental, y pueden aumentar su adopción.
- ▶ **Factores económicos:** El coste de la biomasa y la bioenergía en comparación con otras fuentes de energía, así como la salud económica general de la región, pueden influir en la adopción de estas fuentes de energía.

Una ecuación para calcular la adopción de la biomasa y la bioenergía podría ser algo así

$$\text{Adopción} = (\text{Incentivos gubernamentales}, \text{Disponibilidad}, \text{Infraestructura} + \text{Desarrollos tecnológicos}, \text{Factores económicos})$$

Basados en la experiencia de los autores, en las áreas de política, tecnológica y económica española, así como de su situación energética, se ha realizado un ejercicio de asignación de pesos proporcionales a los mismos, para así facilitar el valor posible de la adopción de biomasa y bioenergía a la industria española. Ésta es la solución considerada óptima para el presente caso, pero con un análisis más pormenorizado, se podrían incluir factores adicionales, así como otras variables que podrían variar en función del contexto y los objetivos del análisis.

$$\text{Adopción de biomasa-bioenergía} = (\text{Incentivos gubernamentales} * \text{peso incentivos} + \text{Disponibilidad} * \text{peso disponibilidad} + \text{Infraestructura} * \text{peso infraestructura} + \text{Desarrollos tecnológicos} * \text{peso tecnología} + \text{Factores económicos} * \text{peso economía})$$

Como ejemplo para el periodo actual, la presente fórmula sería implementada con los siguientes valores:

$$\text{Adopción de biomasa-bioenergía} = (\text{Incentivos gubernamentales} * 50\% + \text{Disponibilidad} * 30\% + \text{Infraestructura} * 20\% + \text{Desarrollos tecnológicos} * 40\% + \text{Factores económicos} * 60\%)$$

Los valores obtenidos fueron revisados contra datos y modelos conocidos internacionalmente [Agencia Internacional de la Energía Comisión europea, IPPC] considerándose suficientemente válidos para ser utilizados con un margen de error aceptable en el presente estudio.





Evaluación del potencial de utilización gas natural con CCU en la Industria española

Establecer una ecuación para calcular la utilización del gas natural con Captura y Utilización de Carbono (CCU) como fuente de energía para la industria española implicaría probablemente múltiples variables y factores, y no existe una ecuación única aplicable a todos los casos. Sin embargo, algunas de las posibles variables y factores que podrían incluirse en dicha ecuación podrían ser:

- ▶ **Precio del gas natural:** El precio del gas natural en comparación con otras fuentes de energía puede influir en su utilización.
- ▶ **Accesibilidad:** La accesibilidad del gas natural en la región es un factor importante para determinar el potencial de su utilización.
- ▶ **Avances tecnológicos:** Los avances tecnológicos en CCU pueden hacer que el uso del gas natural con CCU sea más eficiente y rentable, y pueden aumentar su utilización.
- ▶ **Factores económicos:** La salud económica general de la región y el coste de las fuentes de energía alternativas pueden influir en la utilización del gas natural con CCU.
- ▶ **Emisiones de carbono:** El potencial de reducción de las emisiones de carbono mediante el uso de CCU también puede ser un factor importante a la hora de determinar la utilización de gas natural con CCU.

Una ecuación para calcular la utilización del gas natural con CCU podría ser algo parecido a esto

$$\text{Utilización} = (\text{Precio del gas natural}, \text{Accesibilidad}, \text{Desarrollos tecnológicos}, \text{Factores económicos}, \text{Emisiones de carbono})$$

Si realizamos el ejercicio de asignar un porcentaje proporcional en función de su importancia relativa a la hora de determinar la utilización del gas natural con CCU como fuente de energía para la industria española, se debería considerar que el “Precio del gas natural” es el factor más importante, seguido de los “Desarrollos tecnológicos”, la “Accesibilidad”, las “Emisiones de carbono” y los “Factores económicos”. Así la ecuación para calcular la utilización del gas natural con CCU sería:

$$\text{Utilización} = (\text{Precio del gas natural} * \text{peso precio} + \text{Accesibilidad} * \text{peso accesibilidad} + \text{Desarrollos tecnológicos} * \text{peso tecnología} + \text{Factores económicos} * \text{peso economía} + \text{Emisiones de carbono} * \text{peso emisiones})$$

Como ejemplo para el periodo actual, podría utilizarse una fórmula con los siguientes valores:

$$\text{Utilización} = (\text{Precio del gas natural} * 40\% + \text{Accesibilidad} * 25\% + \text{Desarrollos tecnológicos} * 25\% + \text{Factores económicos} * 5\% + \text{Emisiones de carbono} * 5\%)$$

Estos valores se han asignado en consideración al conocimiento y estudio de mercado de los autores teniendo en cuenta el alcance del presente estudio. Los valores utilizados para otros fines podrían variar en función del contexto y los objetivos del análisis.

Evaluación de la energía procedente del uso de gas natural no abatida en la industria española

El establecimiento de una ecuación para calcular la utilización del gas natural sin abatimiento como fuente de energía para la industria española implica la utilización de múltiples variables y factores, y no existe una ecuación única aplicable a todos los casos. Sin embargo, para el caso que nos ocupa, y de acuerdo con la experiencia de los autores se proponen las siguientes variables y factores que podrían ser incluidos en una ecuación para facilitar su cálculo:

- ▶ **Precio del gas natural:** El precio del gas natural en comparación con otras fuentes de energía puede influir en su utilización.
- ▶ **Accesibilidad:** La accesibilidad del gas natural en la región es un factor importante para determinar el potencial de su utilización.
- ▶ **Avances tecnológicos:** Los avances tecnológicos pueden hacer que el uso del gas natural sea más eficiente y rentable, y pueden aumentar su utilización.
- ▶ **Factores económicos:** La salud económica general de la región y el coste de las fuentes de energía alternativas pueden influir en la utilización del gas natural.

La ecuación para calcular la utilización del gas natural sin abatimiento sería la siguiente

$$\text{Utilización de gas natural sin abatimiento} = f(\text{Precio del gas natural}, \text{Accesibilidad}, \text{Desarrollo tecnológico}, \text{Factores económicos})$$

Es posible asignar un porcentaje potencial a estos factores para reflejar su importancia relativa a la hora de determinar la utilización del gas natural como fuente de energía para la industria española.

Los pesos propuestos serían: “Precio del gas natural” se le asigna un valor del 30%, a la “Accesibilidad” un valor del 20%, a los “Desarrollos tecnológicos” un valor del 40% y a los “Factores económicos” un valor del 10%, la ecuación para calcular la utilización del gas natural sin abatimiento resultaría como sigue:

$$\text{Utilización de gas natural sin abatimiento} = (\text{Precio del gas natural} * \text{peso precio} + \text{Accesibilidad} * \text{peso accesibilidad} + \text{Desarrollos tecnológicos} * \text{peso tecnología} + \text{Factores económicos} * \text{peso economía})$$

Como ejemplo para el periodo actual, podría utilizarse una fórmula con los siguientes valores:

$$\text{Utilización de gas natural sin abatimiento} = (\text{Precio del gas natural} * 30\% + \text{Accesibilidad} * 20\% + \text{Desarrollos tecnológicos} * 40\% + \text{Factores económicos} * 10\%)$$

Estos valores porcentuales son las estimaciones aproximadas realizadas para el presente caso, pero puede ser necesario afinarlos o ajustarlos en función del contexto y los objetivos específicos para un análisis más pormenorizado.

Evaluación de la energía procedente del uso de gasolina no abatida en la industria española

Establecer una ecuación para calcular la utilización de gasolina sin abatimiento como fuente de energía para la industria española implica la utilización de múltiples variables y factores, y no existe una ecuación única que sea aplicable en todos los casos. Sin embargo, para la presente aplicación se han seleccionado los siguientes factores de relevancia como:

- ▶ **Precio de la gasolina:** El precio de la gasolina en comparación con otras fuentes de energía puede influir en su utilización.
- ▶ **Accesibilidad:** La accesibilidad de la gasolina en la región es un factor importante para determinar el potencial para su utilización.
- ▶ **Desarrollos tecnológicos:** Los avances tecnológicos en fuentes alternativas de energía pueden hacer que el uso de gasolina sea menos atractivo y pueden disminuir su utilización.





- **Factores económicos:** la salud económica general de la región y el costo de las fuentes alternativas de energía pueden influir en la utilización de la gasolina.

La ecuación para calcular la utilización de gasolina sin reducción podría verse así:

$$\text{Utilización} = f(\text{Precio de la gasolina}, \text{Accesibilidad}, \text{Desarrollos tecnológicos}, \text{Factores económicos})$$

Dado que las variables y factores específicos incluidos pueden variar según el contexto y los objetivos del análisis, se ha realizado un ejercicio de adaptación asociando a estos factores unos pesos que permiten un cálculo más adecuado, teniendo en cuenta las variables definidas en el estudio

$$\text{Utilización} = (\text{Precio de la gasolina} * \text{peso precio} + \text{Accesibilidad} * \text{peso accesibilidad} + \text{Desarrollos tecnológicos} * \text{peso tecnología} + \text{Factores económicos} * \text{peso economía})$$

He aquí un ejemplo de cómo se podrían asignar los porcentajes para el presente año:

$$\text{Utilización} = (\text{Precio de la gasolina} * 40\% + \text{Accesibilidad} * 30\% + \text{Desarrollos tecnológicos} * 20\% + \text{Factores económicos} * 10\%)$$

En esta fórmula se considera el precio de la gasolina como el factor más importante, seguido de la accesibilidad, los avances tecnológicos y los factores económicos.

Esta propuesta establece las estimaciones más aproximadas realizadas para el presente caso, pero puede ser necesario afinarlos o ajustarlos en función del contexto y los objetivos específicos para un análisis más pormenorizado.

Evaluación de la energía procedente de otros combustibles fósiles no abatidos en la industria española

Establecer una ecuación para calcular la utilización de otros combustibles de difícil abatimiento como fuente de energía para la industria española probablemente implicaría múltiples variables y factores, y no existe una ecuación única que sea aplicable en todos los casos. Sin embargo, algunas posibles variables y factores que podrían incluirse en dicha ecuación podrían incluir:

- **Precio de los combustibles:** El precio de los combustibles en comparación con otras fuentes de energía puede influir en su utilización.
- **Accesibilidad:** La accesibilidad de los combustibles en la región es un factor importante para determinar el potencial para su utilización.
- **Desarrollos tecnológicos:** Los avances tecnológicos en fuentes de energía alternativa pueden hacer que el uso de combustibles sea menos atractivo y pueden disminuir su utilización.
- **Factores económicos:** La salud económica general de la región y el costo de las fuentes alternativas de energía pueden influir en la utilización de combustibles.
- **Costos de abatimiento:** El costo de reducir las emisiones por el uso de combustibles puede influir en su utilización.

Una ecuación para calcular la utilización de otros combustibles de difícil reducción podría verse así:

$$\text{Utilización} = f(\text{Precio de los combustibles}, \text{Accesibilidad}, \text{Desarrollos tecnológicos}, \text{Factores económicos}, \text{Costos de abatimiento})$$

Esta sería la ecuación base incluyendo los factores principales a considerar, pero las variables y factores específicos incluidos pueden variar según el contexto y los objetivos del análisis.

Así para asignar un porcentaje proporcional a estos factores en función de su importancia relativa en la determinación de la utilización de otros combustibles de difícil abatimiento como fuente de energía para la industria española, necesita la inclusión de unos pesos para poder adaptarse adecuadamente al caso de estudio o determinar la importancia relativa de cada factor. La fórmula de cálculo quedaría como sigue:

$$\text{Utilización} = (\text{Precio de los combustibles} * \text{peso precio} + \text{Accesibilidad} * \text{peso accesibilidad} + \text{Desarrollos tecnológicos} * \text{peso tecnología} + \text{Factores económicos} * \text{peso economía} + \text{Costos de abatimiento} * \text{peso abatimiento})$$

He aquí un ejemplo de cómo se podrían asignar los porcentajes para el presente año:

$$\text{Utilización} = (\text{Precio de los combustibles} * 35\% + \text{Accesibilidad} * 25\% + \text{Desarrollos tecnológicos} * 20\% + \text{Factores económicos} * 15\% + \text{Costos de abatimiento} * 5\%)$$

Estos valores porcentuales son las estimaciones aproximadas realizadas para el presente caso, pero puede ser necesario afinarlos o ajustarlos en función del contexto y los objetivos específicos para un análisis más pormenorizado.

Matrices de datos para las áreas energéticas utilizadas en cada escenario en el presente estudio:

Escenario tendencial

Tabla 8 Valores porcentuales de las áreas energéticas en el escenario Tendencial

%	Consumo Final	Hidrogeno verde	Renovables (Biomasa tradicional + bioenergía)	Electrificación	Fósil con CCUS	No abatido (GN)	No abatido (gasolina)	No abatido (resto)
2022	20830,18	0,00	11,00	32,00	0,00	42,00	6,00	9,00
2023	20923,78	0,02	11,00	32,08	0,00	41,90	6,00	9,00
2024	21017,38	0,08	11,50	32,22	0,00	41,20	6,00	9,00
2025	21110,99	0,20	11,60	32,80	0,00	40,60	5,80	9,00
2030	21579,00	1,50	12,50	34,80	0,20	39,00	4,00	8,00
2040	23265,37	4,00	13,50	40,70	3,80	30,00	1,00	7,00
2050	25148,12	8,00	15,00	54,10	4,80	15,00	0,10	3,00





Escenario Cero Emisiones internacional:

Tabla 9. Valores porcentuales de las áreas energéticas en el escenario Cero Emisiones internacional

%	Consumo final	Hidrógeno	Renovables (Biomasa tradicional + bioenergía)	Electrificación	Fósil con CCUS	No abatido (GN)	No abatido (gasolina)	No abatido (resto)
2022	20825,884	0,00	11,00	32,00	0,00	42,00	6,00	9,00
2023	20917,341	0,03	11,00	32,07	0,00	41,90	6,00	9,00
2024	21008,797	0,15	11,50	32,45	0,00	41,00	5,90	9,00
2025	21100,253	0,50	11,60	34,00	0,00	39,60	5,30	9,00
2030	21557,534	2,40	12,50	38,50	1,00	34,60	3,00	8,00
2040	21492,208	5,90	13,50	44,50	4,10	24,00	1,00	7,00
2050	20904,275	12,20	15,00	56,00	5,80	9,00	0,00	2,00

Escenario Objetivo español con Cero Emisiones

Tabla 10. Valores porcentuales de las áreas energéticas en el escenario Objetivo español con Cero Emisiones

%	Consumo final	Hidrógeno	Renovables (Biomasa tradicional + bioenergía)	Electrificación	Fósil con CCUS	No abatido (GN)	No abatido (gasolina)	No abatido (resto)
2022	20428,38	0,00	11,00	32,00	0,00	42,00	6,00	9,00
2023	20321,08	0,05	11,00	31,95	0,00	42,00	6,00	9,00
2024	20213,78	0,20	11,50	32,40	0,00	41,00	5,90	9,00
2025	20106,49	1,00	11,60	33,20	0,00	39,50	5,70	9,00
2030	19570,00	4,00	12,50	42,90	1,00	28,10	5,00	6,50
2040	18926,22	9,60	13,50	49,00	5,00	17,40	2,50	3,00
2050	18459,26	18,00	16,00	59,00	7,00	0,00	0,00	0,00

10.3 ANEXO III Tipos de Pilas de Combustible.

Pila de membrana polimérica (PEMFC)

Es la tecnología de mayor implantación actualmente por sus bajos rangos de temperatura de operación. Esto permite su fácil integración en vehículos o en sistemas aislados. La membrana de separación de cátodos, que actúa así mismo de electrolito, es de un material polimérico que permite exclusivamente el paso de iones hidrógeno (H^+ o protones).

El material generalmente empleado es un polímero sulfonado de politetrafluoroetileno (PTFE). Estas membranas se caracterizan por un alto grado de conducción catódica, son impermeables a los gases y aislantes eléctricos, forzando la circulación eléctrica a través de ánodo y cátodo. Para mantener unos niveles de eficiencia determinados, es necesario realizar una correcta gestión de la hidratación (agua generada) y la temperatura. Una correcta hidratación favorece el intercambio protónico, mientras que un exceso genera pérdidas eléctricas importantes.

Es además una pila de combustible muy flexible que permite trabajar tanto con oxígeno puro como con aire, aunque la eficiencia eléctrica bajaría desde el 65% hasta el 55%. Además, permite una regulación en potencia, lo que la hace muy apropiada para su empleo en vehículos. La temperatura de trabajo se encuentra entre los 60°C y los 130°C, dependiendo del modelo y los materiales empleados. No requiere de elevadas presiones, y se emplean mayoritariamente materiales de bajo coste. Al ser de electrolito sólido también las hace muy seguras.

Por su temperatura de trabajo, flexibilidad, simplicidad y bajo coste son una solución muy adecuada no sólo para automoción, sino también para sistemas de calefacción y agua caliente (ACS) en aplicaciones domésticas o de pequeño tamaño.

Pilas de membrana de intercambio aniónico o alcalinas (AEMFC o AMFC)

Basadas en la primera pila de combustible alcalina de hidróxido de potasio acuoso empleadas en la industria aeroespacial, permiten una gran versatilidad de combustibles (desde hidrógeno hasta etanol, metanol, biometano o amoníaco) manteniendo la simplicidad y la baja temperatura, aunque disminuyendo ligeramente la eficiencia.

El combustible alimenta el ánodo, mientras que el aire (fuente de oxígeno) y el agua necesaria se alimentará al cátodo. La membrana seca (llamada membrana de intercambio aniónico o membrana alcalina) permite el intercambio de iones hidróxido (OH^-), lo que hace necesario un pequeño aporte de agua para su funcionamiento. Estequiométricamente la reacción electroquímica sólo consume oxígeno e hidrógeno produciendo agua y un potencial eléctrico, por lo que una recirculación de agua sería suficiente. Pero para un correcto funcionamiento es necesario un pequeño aporte de agua, manteniendo una correcta hidratación del electrolito.

La temperatura de trabajo es baja (60-70°C), lo que la hace segura para muchas aplicaciones, especialmente en transporte o ACS y calefacción.

Pilas de ácido fosfórico (PAFC)

Se trata de celdas de combustible de electrolito ácido (ácido fosfórico). Aun siendo un medio ácido, es más manejable que otros ácidos inorgánicos como el ácido sulfúrico o el ácido clorhídrico. Como inconveniente, se requiere el empleo de catalizadores específicos basados en metales nobles (generalmente platino) para potenciar la reacción electroquímica.





Las pilas PAFC trabajan a temperaturas de entre los 180°C y los 210°C. Presentan una eficiencia eléctrica del 40% debido a la necesidad de cierta presión de trabajo (no muy elevada, pero sí significativa), y su temperatura de trabajo permite un gran aprovechamiento térmico, haciendo que la eficiencia global de la pila alcance el 80% o incluso valores superiores.

Pila de carbonatos fundidos (MCFC)

Se trata de una celda de combustible de las consideradas de alta temperatura, ya que su temperatura de trabajo se encuentra entre los 550°C y los 650°C, con eficiencias eléctricas del 50%-60%. Se podrían alcanzar mejores rendimientos a muy altas temperaturas (800°C-900°C), pero esto imposibilitaría el empleo de aceros inoxidable, incrementando mucho su coste, lo que hace inviable su rentabilidad económica.

Su alta temperatura permite trabajar no sólo con hidrógeno gas, sino también con otros gases con alto contenido en hidrógeno, como gas natural o biogás. Su uso está focalizado en altas demandas energéticas (térmicas y eléctricas). Como principal diferencia de funcionamiento se debe indicar que el transporte iónico se realiza por medio de CO_3^{2-} desde el cátodo al ánodo, requiriendo así una fuente de CO_2 conjuntamente con el oxígeno. Por lo tanto, el combustible a inyectar en el cátodo debe tener no sólo un alto contenido en oxígeno (aire), sino también un alto contenido en CO_2 . Esto confiere una mayor complejidad a la pila de combustible.

El electrolito o membrana consiste en una mezcla de carbonatos de metales alcalinos fundidos (litio-sodio o litio-potasio) que se inmoviliza en polvo cerámico. El nivel de electrolito y su homogeneización es clave para el correcto funcionamiento de la celda, lo que añade aún más complejidad, minorando la vida útil del sistema. Todo esto hace que la tecnología esté todavía en fase desarrollo, aunque en un punto muy avanzado con una más que posible comercialización a medio plazo.

Pilas de óxidos sólidos (SOFC)

También de alta temperatura, emplea materiales sólidos en todos sus componentes, evitando los problemas de corrosión o inestabilidad característicos de las pilas de carbonatos fundidos. Durante los últimos años se ha desarrollado ampliamente la tecnología, alcanzando un grado de madurez importante.

Las pilas de óxidos sólidos trabajan a temperaturas de 1.000-1.100°C, con eficiencias entre el 50% y el 55%. Pero estas altas temperaturas de operación permiten su integración en sistemas de cogeneración donde otras tecnologías convencionales no pueden llegar (motores de combustión de gas natural o biogás). Al mismo tiempo, su simplicidad también las hace competitivas dentro del sector de cogeneraciones con turbinas de gas.

Al igual que en las celdas de carbonatos fundidos, la migración iónica se realiza de cátodo a ánodo. En este caso es el catión oxígeno O^{2-} el que migra a través de la membrana al ánodo para reaccionar con el ion hidrógeno (H^+), produciendo agua. Así mismo también permiten el uso de gas natural o biogás, lo que permite el arranque de la celda alcanzando las temperaturas de trabajo.

Al trabajar a alta temperatura se requieren materiales adecuados, fundamentalmente cerámicos, incrementando el coste del sistema. Además, tiene el hándicap de gestionar las dilataciones, lo que dificulta las tareas de arranque y parada. El estudio de nuevos materiales puede permitir un uso de temperaturas más limitado (450-650°C o 700-900°C), simplificando la operación y reduciendo el coste de los materiales. El objetivo fundamental de estos estudios es mejorar la conductividad y permeabilidad de los materiales, para así poder mantener los rangos de eficiencia eléctrica.

10.4 ANEXO IV Descripción de consumos energéticos por CNAE

10.4.1 CNAE 10 Alimentación

10.4.1.1 CNAE 10.1 Industria Cárnica

En la industria cárnica en España, se utilizan varios procesos principales para la producción de carne y productos cárnicos. Algunos de estos procesos incluyen:

- ▶ **Crianza y engorde:** Este proceso implica el cuidado y alimentación de los animales para que alcancen el tamaño y peso adecuado para su sacrificio.
- ▶ **Matanza y deshuesado:** Una vez que los animales están listos, son sacrificados y deshuesados para obtener las diferentes piezas de carne.
- ▶ **Procesamiento:** Las piezas de carne obtenidas en el proceso anterior son procesadas para obtener diferentes productos cárnicos, como embutidos, jamones, loncheado, etc.
- ▶ **Embalaje y almacenamiento:** Los productos cárnicos son empaquetados y almacenados para su transporte y distribución.
- ▶ **Control de calidad:** En todo el proceso se realizan controles de calidad para garantizar que los productos cumplen con los estándares de seguridad alimentaria y salubridad.
- ▶ **Transformación:** algunos procesos adicionales como enfriamiento, congelamiento, curado, cocción, etc. son aplicados a los productos cárnicos para mejorar su sabor y conservación.

Es importante mencionar que estos procesos varían dependiendo de la especie animal y el producto final que se desea obtener.

Se deben analizar tres procesos generales fundamentales, aunque cada producto puede tener peculiaridades distintas.

Salchichas:

Frío → Troceado → Frío/Congelado → Mezclado y embutido → Cocción (50-60°C) y/o ahumado (70-80°C) → Escaldado (80°C) → Frío

Cocidos:

Frío → Picado → Mezcla y embutido → Escaldado (85°C) → Frío

Embutidos

Frío → Picado y mezclado → Embutido → Maduración y/o ahumado (60-70°C) → Frío

Los ahumados quedarían fuera de este estudio, debido a la necesidad de contar con combustibles específicos para el proceso de cocción.

Necesidades energéticas

Electricidad para maquinaria y máquinas frigoríficas, frío (por medio de cogeneración y máquinas de absorción), y calor. Aunque generalmente las necesidades frigoríficas estarían cubiertas por electricidad, también aparece el empleo de cogeneraciones para el suministro de frío y calor. El calor proviene del empleo de gas natural (incluyendo cogeneraciones) o GLP (en aquellas localizaciones donde el suministro canalizado de GN no es posible). El uso de fueloil es totalmente residual.

Requerimientos máximos de calor: 85°C





10.4.1.2 CNAE 10.2 Industria del pescado

En la preparación de conservas de pescado en lata o bote, se utilizan varios procesos generales para garantizar la seguridad alimentaria y la calidad del producto final. Algunos de estos procesos incluyen:

- ▶ **Pesca y selección:** El pescado fresco se captura y se selecciona para garantizar que sea apto para el consumo humano.
- ▶ **Limpieza y fileteado:** El pescado se limpia y se filetea para eliminar espinas, vísceras y otros residuos.
- ▶ **Cocción:** El pescado se cocina en una olla de presión a alta temperatura (alrededor de 120°C) para matar las bacterias y conservar el pescado.
- ▶ **Envasado:** El pescado cocido se coloca en latas o botes previamente esterilizados, junto con un líquido de conservación, como aceite de oliva, vinagre o caldo de pescado.
- ▶ **Sellado:** las latas o botes se sellan herméticamente para evitar la entrada de aire y garantizar la conservación del producto.
- ▶ **Esterilización:** las latas o botes selladas se someten a un proceso de esterilización a alta temperatura (alrededor de 115°C) para matar cualquier bacteria que pueda haber quedado en el producto.
- ▶ **Enfriamiento:** las latas o botes esterilizadas se enfrían rápidamente para detener el proceso de cocción y garantizar la calidad del producto.
- ▶ **Almacenamiento:** las conservas de pescado se almacenan en un lugar fresco y seco hasta su distribución y venta.

Es importante mencionar que estos procesos varían dependiendo del tipo de pescado y el producto final que se desea obtener, y se deben seguir las normativas y regulaciones sanitarias y alimentarias.

Se han dejado aparte los procesos de ahumado (ya que requieren combustibles específicos, generalmente forestales (principalmente madera), y por lo tanto sin huella de carbono). También se analizarán los procesos de elaboración de pescados cocinados.

Conservas:

Frío → Preparación → Cocción (100°C) → Envasado → Sellado y lavado → Esterilización (115°C) → Secado (45°C) → Secado y etiquetado

Cocinados:

Frío → Preparación → Cocción (85°C) → Envasado → Frío

Necesidades energéticas

Electricidad para maquinaria y máquinas frigoríficas, frío (por medio de cogeneración y máquinas de absorción), y calor. Aunque generalmente las necesidades frigoríficas estarían cubiertas por electricidad, también aparece el empleo de cogeneraciones para el suministro de frío y calor. El calor proviene del empleo de gas natural (incluyendo cogeneraciones) o fueloil (en aquellas localizaciones donde el suministro canalizado de GN no es posible, y/o por su cercanía al mundo naval). El uso del GLP es residual.

Requerimientos máximos de calor: 115°C

Otros requerimientos de calor: 45°C, 85°C y 100°C

10.4.1.3 CNAE 10.3 Preparación y conservación de frutas y hortalizas

Se analizarán en este estudio los procesos generales de conservas de frutas y verduras en lata/bote, y los procesos de frutas y verduras ultra congeladas.

Los procesos de preparación y conservación de frutas y hortalizas incluyen:

- ▶ **Lavado:** Es importante limpiar las frutas y hortalizas antes de su preparación y conservación. Se recomienda enjuagarlas con agua fresca y limpia a temperatura ambiente.
- ▶ **Corte y desinfección:** Es importante cortar y desinfectar las frutas y hortalizas antes de su conservación. Para desinfectar, se pueden sumergir en una solución de agua y cloro (50 ppm) durante 5 minutos.
- ▶ **Envasado al vacío:** Consiste en retirar el aire de un envase y cerrarlo herméticamente para evitar la oxidación y la putrefacción. Las frutas y hortalizas se deben envasar frescas y limpias. La temperatura recomendada para este proceso es de 0°C.
- ▶ **Pasteurización:** Consiste en calentar las frutas y hortalizas a una temperatura específica durante un tiempo determinado para matar los microorganismos presentes. La temperatura recomendada para la pasteurización de frutas y hortalizas es de 85°C durante 60 minutos.
- ▶ **Congelación:** Consiste en enfriar las frutas y hortalizas a temperaturas extremadamente bajas para detener su deterioro. La temperatura recomendada para la congelación es de -18°C.
- ▶ **Deshidratación:** Consiste en eliminar la mayor parte del agua de las frutas y hortalizas para prolongar su vida útil. La temperatura recomendada para la deshidratación es de 60°C a 70°C.

Es importante tener en cuenta que estas son temperaturas generales y pueden variar ligeramente según el tipo de frutas o hortalizas y las técnicas de conservación utilizadas.

En resumen:

Conservas de verduras y confituras:

Preparación → Cocción (85°C) → Envasado → Sellado y lavado → Esterilización (115°C) → Secado y etiquetado

Frutas en almíbar:

Preparación → Envasado → Esterilización (115°C) → Secado y etiquetado

Almíbar:

Preparación → Pasteurización (100°C) → Envasado

Frutas y verduras ultra congeladas:

Lavado → Preparación → Escaldado (100°C) → Envasado → Ultra congelado

Necesidades energéticas

Electricidad para maquinaria y máquinas frigoríficas, frío (por medio de cogeneración y máquinas de absorción), y calor. Aunque generalmente las necesidades frigoríficas estarían cubiertas por electricidad, también aparece el empleo de cogeneraciones para el suministro de frío y calor. El calor proviene del empleo de gas natural (incluyendo cogeneraciones) o fueloil y GLP (en aquellas localizaciones donde el suministro canalizado de GN no es posible).

Requerimientos máximos de calor: 115°C

Otros requerimientos de calor: 85°C y 100°C





10.4.1.4 CNAE 10.4 Aceites y grasas

Los procesos de obtención de aceites y grasas se pueden separar en dos procesos diferenciados: la extracción del aceite y el refinado. En la extracción, se necesita aporte calorífico para favorecer la obtención de los aceites rompiendo las paredes ligno-celulósicas. En este proceso, se emplea mayoritariamente la biomasa obtenida en la recolección de las semillas, por lo que el consumo energético es de baja o nula huella en carbono.

El segundo proceso es el de refinado de los aceites para la eliminación de olores, contaminantes y/o degradantes. Es en esta etapa productiva donde mayoritariamente se produce el consumo de combustibles no renovables.

Aceites vegetales refinados:

Prensado en caliente (60°C-120°C) → Neutralización y desgomado → Descerado → Decoloración → Desodorización (250°C) → Envasado

Necesidades energéticas

Electricidad para maquinaria y calor. El calor proviene del empleo de gas natural (incluyendo cogeneraciones) o GLP (en aquellas localizaciones donde el suministro canalizado de GN no es posible).

Requerimientos máximos de calor: 250°C

Otros requerimientos de calor: 65°C, 90°C y 150°C

10.4.1.5 CNAE 10.5 Productos lácteos

Los requerimientos energéticos en la industria láctea son variados, pero se focalizan en 3 procesos fundamentales:

- ▶ **Cocción y fermentación.** Muchos productos lácteos son resultado de una cocción o una fermentación a baja temperatura. En estos casos, los requerimientos térmicos se realizan a temperaturas en el entorno de los 65-80°C.
- ▶ **Pasteurización.** La pasteurización permite la eliminación de bacterias a baja temperatura. Se requieren en torno a 65°C durante unos 30 minutos.
- ▶ **Pasteurización UHT.** Para mantener las propiedades de los productos lácteos se puede emplear la pasteurización a alta temperatura (150°C) durante unos pocos segundos.

Necesidades energéticas

Electricidad para maquinaria y máquinas frigoríficas, frío (por medio de cogeneración y máquinas de absorción), y calor. Aunque generalmente las necesidades frigoríficas estarían cubiertas por electricidad, también aparece el empleo de cogeneraciones para el suministro de frío y calor. El calor proviene del empleo de gas natural (incluyendo cogeneraciones) o fueloil y GLP (en aquellas localizaciones donde el suministro canalizado de GN no es posible).

Requerimientos máximos de calor: 150°C

Otros requerimientos de calor: 65°C y 85°C

10.4.1.6 CNAE 10.6 Molinerías, almidones y productos amiláceos

Los procesos más destacados en la industria son:

Granos, semillas y frutos secos

Los requerimientos de calor son para el tueste del grano, semillas y frutos secos, entre 65°C y 85°C durante periodos de varias horas.

Pasteurización de semillas y granos tostados a 150°C.

Para los frutos secos fritos, se suelen emplear temperaturas de aceite del entorno de 200°C.

Cereales de desayuno

Almacenamiento → Limpieza y acondicionamiento → Cocción (75-85°C) → Horneado/Tueste (160-250°C) → Fortificación (Vitaminado) → Recubrimiento (hasta 250°C) → Envasado y etiquetado

Necesidades energéticas

Electricidad para maquinaria y freidoras, y combustibles para calor de tueste y pasteurizado. El calor proviene del empleo de gas natural (fueloil y GLP residual en aquellas localizaciones donde el suministro canalizado de GN no es posible), o biomasa para algunos procesos de tueste.

Requerimientos máximos de calor: 150°C / 250°C

Otros requerimientos de calor: 75-85°C y 160°C

10.4.1.7 CNAE 10.7 Panadería y pastas alimenticias

Los procesos más destacados son:

Fabricación de pastas

Molienda de la sémola → Mezcla con agua → Extrusión → Secado (50°C-100°C) → Empaquetado

Panadería y pastelería

Panadería y bollería: hornos entre 150°C y 200°C

Galletas: hornos de 120°C pudiendo llegar a 300°C

Necesidades energéticas

Electricidad para maquinaria, y combustibles para calor de secado y horneado. El calor proviene del empleo de gas natural (fueloil y GLP residual en aquellas localizaciones donde el suministro canalizado de GN no es posible) o electricidad.

Requerimientos máximos de calor: 150°C (máx. 300°C)

Otros requerimientos de calor: 50°C

10.4.1.8 CNAE 10.8 Fabricación de otros productos alimenticios

Los procesos fundamentales son:

Fabricación de azúcar

Recepción, lavado y troceado → Extracción del azúcar/Difusión (75°C) → Secado de la pulpa (85°C) → Depuración del jugo (60-90°C) → Evaporación (140°C) → Cristalización (75°C) → Centrifugación → Secado → Empaquetado





Tueste

Chocolate: hornos entre 110°C y 140°C

Necesidades energéticas

Electricidad para maquinaria, y combustibles para calor de secado y horneado. El calor proviene mayoritariamente del empleo de cogeneraciones de gas natural (fueloil y GLP residual en aquellas localizaciones donde el suministro canalizado de GN no es posible), o electricidad.

Requerimientos máximos de calor: 150°C

Otros requerimientos de calor: 50°C, 75°C, 90°C

10.4.1.9 CNAE 10.9 Comida para animales

Debemos diferenciar aquí dos sectores totalmente diferenciados:

Alimentación para animales de granja

Se trata fundamentalmente de cogeneraciones de motores de Gas Natural (junto a GLP y fueloil) para el secado de semillas y forrajes.

Alimentación para animales domésticos

Los procesos térmicos para la preparación de alimentos de animales requieren temperaturas de en dos rangos de niveles: 70-85°C para cocinar los productos crudos (procesos similares a la fabricación de salchichas), y 150°C para la esterilización de latas.

Necesidades energéticas

Combustible para cogeneraciones de secado de forrajes y semillas.

Electricidad para maquinaria y máquinas frigoríficas, y calor. Generalmente las necesidades frigoríficas estarían cubiertas por electricidad, aunque podría aparecer el empleo de cogeneraciones para el suministro de frío y calor. El calor proviene del empleo de gas natural (incluyendo cogeneraciones) o GLP y fueloil (en aquellas localizaciones donde el suministro canalizado de GN no es posible).

Requerimientos máximos de calor: 400°C (secado) - 150°C (esterilización)

Otros requerimientos de calor: 85°C

10.4.2 CNAE 11 Fabricación de bebidas

Los procesos térmicos de fabricación de las principales bebidas se dividen en tres:

- ▶ **Pasteurización:** se busca la eliminación de bacterias por medio de temperaturas cercanas a los 100°C.
- ▶ **Cerveza:** en estos procesos se requiere primero calor para el secado y tueste de las maltas (40°C) y para la maceración (55°C-100°C), y se requiere frío para la fermentación (6°C-25°C), ya que esta es exotérmica.
- ▶ **Bebidas alcohólicas:** se requiere calor fundamentalmente durante los procesos de destilación (80°C) y durante los procesos de maceración (60°C).

Necesidades energéticas

Electricidad para la maquinaria. Calor para los procesos de pasteurización y para los procesos de maceración. Frío para los procesos de fermentación. Es muy común el uso de cogeneraciones de gas natural en la producción de cervezas y de bebidas no alcohólicas.

Requerimientos máximos de calor: 100°C

10.4.3 CNAE 13 Industria Textil. CNAE 14 Industria de prendas de vestir. CNAE 15 Industria del cuero y del calzado

Se trata de unos sectores de bajo consumo energético, donde los usos energéticos en ACS y calefacción serían casi tan importantes como los propios consumos industriales en muchas instalaciones. En todo caso, se pueden destacar los siguientes procesos:

Tintado de tejidos. Se emplean diferentes procesos térmicos para el tintado de tejidos, dependiendo de la naturaleza de estos.

- ▶ **Materiales sintéticos:** diferentes procesos entre 55°C y 140°C
- ▶ **Lana:** hasta 85°C, aunque generalmente a temperatura ambiente

Curtido del cuero. El cuero es un producto animal muy sensible a la temperatura. En los procesos de curtido es necesario el empleo de temperatura, pero nunca por encima de los 40°C.

Necesidades energéticas

Electricidad para la maquinaria. Calor para los procesos de fijado de los tintes. Calor para el curtido del cuero. ACS y calefacción.

Requerimientos máximos de calor: 140°C

Otros requerimientos de calor: 40°C - 55°C - 85°C

10.4.4 CNAE 16 Industria de la madera

Se emplea calor en procesos térmicos para el tratamiento y la transformación de la madera.

Fabricación de corcho

Reposo → Hervido (100°C) → Reposo → Recorte → Prensado → Empaquetado

Productos de madera

La madera se puede tratar en autoclaves (115°C) para mejorar sus propiedades (eliminación bacterias, flexibilidad, ...), y su posterior transformación.

Necesidades energéticas

Electricidad para la maquinaria. Calor para el secado de la madera

Requerimientos máximos de calor: 115°C





10.4.5 CNAE 17 Industria del papel. CNAE 18 Artes gráficas y reproducción de soportes grabados

La industria del papel se puede diferenciar en dos fases fundamentales: fabricación de pulpa de celulosa, y procesamiento de la pulpa. La fabricación de pulpa en papeleras requiere de grandes suministros térmicos, pero estos están cubiertos, prácticamente en su totalidad, por biomasa forestal por lo que su huella de carbono es nula. La segunda fase es el procesamiento de la pulpa, donde se emplea esta materia prima para la obtención de elaborados del papel: papel, cartón, productos higiénicos, productos celulósicos, etc... En esta segunda fase, el requerimiento térmico también es importante y suministrado fundamentalmente por combustibles fósiles, mayoritariamente en calderas sin cogeneración.

El proceso de fabricación de productos a partir de la pulpa de celulosa es el siguiente:

Triturado y dilución de fibra (~50°C) → Entelado → Prensado → Secado (vapor 130°C) → Acabado → Bobinado

Necesidades energéticas

Electricidad para la maquinaria. Calor de baja y alta temperatura. Se suelen emplear cogeneraciones para la producción de agua caliente y vapor.

Requerimientos máximos de calor: 130°C

Otros requerimientos de calor: 50°C

10.4.6 CNAE 20 Industria química

La variedad de procesos químicos a analizar es muy amplia, y se requiere fundamentalmente gas natural como combustible o como reactivo para obtener otros productos. En este epígrafe se tratarán solamente los usos térmicos del gas natural, ya que los consumos químicos están recogidos en diferentes epígrafes dentro del Balance Energético Español desarrollado por el IDAE/EUROSTAT.

Dentro de los usos térmicos, se trata de procesos térmicos muy eficientes (por medio de cogeneraciones o procesos térmicos en cascada). Debido a la alta competitividad de la industria, no es posible el acceso al conocimiento detallado de los principales procesos productivos y sus necesidades energéticas.

Necesidades energéticas

Electricidad para la maquinaria. Gas natural para producción de calor en sistemas de alto aprovechamiento térmico.

10.4.7 CNAE 23 Productos minerales no metálicos diversos

Este sector de la industria es uno de los más demandantes de energía, tanto en electricidad como en combustibles fósiles (gas natural y coque, fundamentalmente). Se incluyen una gran variedad de subsectores, pero con tecnologías muy definidas.

10.4.7.1 Fabricación de vidrio y productos de vidrio

El proceso de fabricación de vidrio comienza en un horno donde la materia prima (incluyendo vidrio reciclado) se funde a una temperatura entre 1.400°C y 1.600°C. Para ello se emplean quemadores de gas natural (o en muchísima menor medida GLP o fueloil). El proceso de enfriado tiene que ser lento (evitando estrés térmico) por lo que el calor residual no puede ser aprovechado.

Para tratamientos secundarios de transformación o templado, se emplean hornos de gas natural a 600°C, con lo que se consigue que el vidrio sea moldeable. Los hornos de transformación también pueden ser eléctricos.

Necesidades energéticas

Electricidad para maquinaria. Quemadores de gas natural (fueloil o GLP en muchísima menor medida). Hornos eléctricos.

Requerimientos máximos de calor: 1.600°C

Otros requerimientos de calor: 600°C

10.4.7.2 Fabricación de productos cerámicos

El proceso de fabricación de los productos cerámicos exige el empleo de hornos para realizar tratamientos térmicos en la cerámica, consiguiendo así sus propiedades finales. Los hornos cerámicos trabajan a temperaturas de 1.000-1.300°C.

Para calentar estos hornos se emplea fundamentalmente gas natural (incluyendo el empleo de turbinas de gas en ciclo simple), coque de carbón, y GLP en muchísima menor medida.

Las cerámicas refractarias requieren temperaturas de horno de hasta 1.600°C.

Las porcelanas se pueden llegar a esmaltar a 1.400°C o más, aunque muchos tratamientos térmicos son a 600-700°C.

Necesidades energéticas

Electricidad para maquinaria. Quemadores de gas natural (GLP o coque en mucha menor medida). Hornos eléctricos.

Requerimientos máximos de calor: 1.600°C

Otros requerimientos de calor: 700°C - 1.000°C - 1.400°C

10.4.7.3 Fabricación de cemento, cal, yeso, y elementos de hormigón y yeso

El proceso de fabricación de cemento no permite la utilización de hidrógeno de forma sencilla, y actualmente hay varios proyectos europeos para la descarbonización de esta industria.

Además, el empleo de coque en la industria está muy extendido, creando otras distorsiones ajenas a este estudio.

Fabricación de cemento

Trituración → Pre-homogeneización → Molienda del crudo → Pre-calentadores (1.000°C con aire del horno) → Clinker/Horno (1.500°C) → Enfriador → Molienda del Clinker → Empacado

Fabricación de yeso

Trituración → Horno/Calcinación (desde 107°C a 1.000°C dependiendo de la calidad) → Molienda → Empacado





Necesidades energéticas

Electricidad para maquinaria. Combustibles fósiles para los hornos. El uso de otros combustibles no convencionales (como coque) requiere de una reconversión de la industria que quedaría fuera del alcance de este estudio.

Requerimientos máximos de calor: 1.500°C

Otros requerimientos de calor: 600°C

10.4.7.4 Corte, tallado y acabado de la piedra

Se emplean antorchas de gas natural, GLP u otros gases para el corte de piedra. Se necesitan temperaturas superiores a los 1.000°C

10.4.7.5 Fabricación de productos no abrasivos y otros minerales no metálicos

Los elementos abrasivos se compactan en hornos cerrados o de túnel a temperaturas entre 1.200 y 1.300°C, donde el abrasivo se consolida adquiriendo así sus propiedades. Este proceso puede durar desde varias horas hasta varios días.

La fabricación de minerales no metálicos conlleva una gran variedad de procesos, con muy diversos rangos de temperaturas.

Necesidades energéticas

Electricidad para maquinaria. Electricidad y combustibles para la operación de hornos.

Requerimientos máximos de calor: 1.300°C

Otros requerimientos de calor: 700°C

10.4.8 CNAE 24 Metalurgia

La industria metalúrgica es otra de las grandes consumidoras energéticas, tanto en el proceso de tratamiento de los metales, como en la fundición y forja. En este epígrafe no se incluyen los altos hornos.

Se emplean tanto combustibles convencionales como coque de diversos tipos. En el caso de combustibles no convencionales, una reconversión de la industria es necesaria, y el estudio de esta reconversión queda fuera del alcance de este estudio.

10.4.8.1 Hierro, acero y ferroaleaciones

Los consumos térmicos de gas natural y otros combustibles térmicos convencionales (fueloil y GLP) se emplean para tratamientos térmicos que emplean altas temperaturas.

Acero templado: 915°C

Hierro colado: 1.800°C (eléctrico o oxicomustión)

Recalentamiento del hierro para laminación: 1.250°C

Necesidades energéticas

Electricidad para maquinaria. Quemadores de gas natural (fueloil o GLP en muchísima menor medida). Hornos eléctricos.

Requerimientos máximos de calor: 1.800°C

Otros requerimientos de calor: 600°C

10.4.8.2 Fabricación de tuberías y perfiles

Los consumos térmicos de gas natural y otros combustibles térmicos convencionales (fueloil y GLP) se emplean para tratamientos térmicos que emplean altas temperaturas.

Acero templado: 915°C

Hierro colado: 1.800°C (eléctrico o oxidación)

Recalentamiento del hierro para laminación: 1.250°C

Necesidades energéticas

Electricidad para maquinaria. Quemadores de gas natural (fueloil o GLP en muchísima menor medida). Hornos eléctricos.

Requerimientos máximos de calor: 1.800°C

Otros requerimientos de calor: 600°C

10.4.8.3 Fabricación de metales preciosos y metales no férricos

Aunque se abarca una gran variedad de metales, los de mayor producción y más relevantes son los siguientes:

Fabricación aluminio

Bauxita → Triturado → Calcinación (1.000°C) → Alúmina → Electrólisis → Purificación → Lingotes

Temperatura fundición aluminio: 680°C

Fabricación cinc

Sulfuro de Zn → Tostado (700°C) → Lixiviación (95°C) → Neutralización y extracción de Fe → Purificación (65°C-90°C) → Electrólisis → Fundición por inducción en Lingotes o por térmicos (450-600°C)

Chatarra → Fusión en lingotes (450-600°C)

Se puede emplear coque en el proceso de tostado

Fabricación plomo reciclado

Material de reciclado → Pretratamiento baterías → Fusión (1.200°C) → Despumación → Refino → Lingotes

Fabricación cobre reciclado

Material de reciclado → Separación → Fusión (1.200°C) → Refino electrolítico → Lingotes





Necesidades energéticas

Electricidad para maquinaria. Quemadores de gas natural (fueloil o GLP en muchísima menor medida). Hornos eléctricos.

Requerimientos máximos de calor: 1.200°C

Otros requerimientos de calor: 600°C – 1.000°C

10.4.8.4 Fundición de metales

Los consumos térmicos de gas natural y otros combustibles térmicos convencionales (fueloil y GLP) se emplean para tratamientos térmicos que emplean altas temperaturas.

Hierro colado: 1.800°C (eléctrico o oxidación)

Aquí se emplean otros combustibles de forma importante como coque y gas de horno, aunque quedan fuera de este análisis.

Necesidades energéticas

Electricidad para maquinaria. Quemadores de gas natural (fueloil o GLP en muchísima menor medida). Hornos eléctricos.

Requerimientos máximos de calor: 1.800°C

10.4.8.5 Fabricación de productos metálicos

Los consumos térmicos de gas natural y otros combustibles térmicos convencionales (fueloil y GLP) se emplean para tratamientos térmicos que emplean altas temperaturas.

Galvanizado: Limpieza en ácido (60°C) y baño zinc fundido (450°C)

Acero templado: 915°C

Hierro colado: 1.800°C (eléctrico o oxidación)

Forja de hierro: 1.200°C

Aluminio: 660°C

Cobre: 1.200°C

Plomo: 1.200°C

También se emplean otros combustibles de forma importante como coque y gas de horno, aunque quedan fuera de este análisis.

Necesidades energéticas

Electricidad para maquinaria. Quemadores de gas natural (fueloil o GLP en muchísima menor medida). Hornos eléctricos.

Requerimientos máximos de calor: 1.800°C

Otros requerimientos de calor: 600°C

10.4.9 CNAE 28 Fabricación de maquinaria y equipo pesado.

Los consumos térmicos de gas natural y otros combustibles térmicos convencionales (fueoil y GLP) se emplean para tratamientos térmicos que emplean altas temperaturas, o para fundición y coladas (por ejemplo, bloques de motor, sistemas hidráulicos/neumáticos, bombas, maquinaria industrial, etc).

Hierro colado: 1.800°C (eléctrico o oxicomustión)

Aluminio: 660°C

Cobre: 1.200°C

Necesidades energéticas

Electricidad para maquinaria. Quemadores de gas natural (fueoil o GLP en muchísima menor medida). Hornos eléctricos.

Requerimientos máximos de calor: 1.800°C

Otros requerimientos de calor: 600°C

10.4.10 CNAE 29 Fabricación de vehículos de motor y remolques

Los consumos térmicos de gas natural y otros combustibles térmicos convencionales (fueoil y GLP) se emplean para tratamientos térmicos que emplean altas temperaturas, o para fundición y coladas.

Hierro colado: 1.800°C (eléctrico o oxicomustión)

Forja de hierro: 1.200°C

Aluminio: 660°C

Necesidades energéticas

Electricidad para maquinaria. Quemadores de gas natural (fueoil o GLP en muchísima menor medida). Hornos eléctricos.

Requerimientos máximos de calor: 1.800°C

Otros requerimientos de calor: 600°C





Índice de figuras

Figura 1	Estructura metodológica.....	10
Figura 2	Los colores del Hidrógeno	22
Figura 3	Integración de las redes energéticas del futuro (Documento Vision 2050 ETIP SNET)	23
Figura 4	Flexibilidad operativa del hidrógeno en sus diversas formas y transformaciones	24
Figura 5	Evolución esperada de los costes de producción del hidrógeno verde (USD/kg) según los costes de energía eléctrica. <i>Fuente: IRENA 2020.</i>	39
Figura 6	Evolución del consumo final global internacional siguiendo el escenario APC (caso de promesas anunciadas) de la Agencia Internacional de la Energía (IEA). <i>(Fuente: elaboración propia a partir de datos de la IEA y PNIEC)</i>	40
Figura 7	Evolución del consumo final global internacional siguiendo el escenario NZE (cero emisiones netas) de la Agencia Internacional de la Energía (IEA) <i>(Fuente: elaboración propia a partir de datos de la IEA).</i>	41
Figura 8	Evolución del consumo final de la industria en el Escenario Tendencial. <i>(Fuente: elaboración propia a partir de los datos del escenario APC de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y corregidos con datos del Escenario Tendencial para la industria española del PNIEC)</i>	43
Figura 9	Evolución de la descarbonización en la industria española Escenario Tendencial <i>(Fuente: elaboración propia a partir de los datos del escenario APC de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y corregidos con datos del Escenario Tendencial para la industria española del PNIEC).</i>	44
Figura 10	Evolución de las tecnologías de hidrógeno en Escenario Tendencial <i>(Fuente: elaboración propia a partir de los datos del escenario APC de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y corrección con datos del PNIEC 16.)</i>	45
Figura 11	Evolución del consumo final de la industria en el escenario Emisiones Cero internacional <i>(Fuente: elaboración propia a partir de los datos del escenario NZE de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) corregidos a los valores de consumo de la industria española)</i>	46
Figura 12	Evolución de la descarbonización en la industria española en el escenario Emisiones Cero internacional <i>(Fuente: elaboración propia a partir de los datos del escenario NZE de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) corregidos a los valores de consumo de la industria española 16)</i>	47

Figura 13	Evolución de las tecnologías de hidrógeno. Escenario Cero Emisiones internacional (<i>Fuente: elaboración propia a partir de los datos del escenario NZE de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) corregidos a los valores de consumo de la industria española 16</i>).....	48
Figura 14	Evolución del consumo final de la industria en el escenario Objetivo español con cero emisiones (<i>Fuente: elaboración propia a partir de los datos del escenario NZE de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y del Escenario Objetivo del PNIEC corregidos a los valores de consumo de la industria española</i>).....	50
Figura 15	Evolución de la descarbonización en la industria española en el escenario Objetivo español con cero emisiones (<i>Fuente: elaboración propia a partir de los datos del escenario NZE de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y del Escenario Objetivo del PNIEC corregidos a los valores de consumo de la industria española 16</i>).....	50
Figura 16	Evolución de las tecnologías de hidrógeno. Escenario Objetivo español con cero emisiones (<i>Fuente: elaboración propia a partir de los datos del escenario NZE de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) y del Escenario Objetivo del PNIEC corregidos a los valores de consumo de la industria española 16</i>).....	51
Figura 17	Descarbonización de la industria española para el periodo 2022-2050, según escenarios (<i>Fuente: elaboración propia partir de los datos obtenidos en previos capítulos</i>).....	53
Figura 18	Descarbonización relativa por periodo, de la industria española para el periodo 2022-2050, según escenarios (<i>Fuente: elaboración propia partir de los datos obtenidos en previos capítulos</i>).....	53
Figura 19	Evolución comparativa de la contribución a la descarbonización de los tres escenarios (<i>Fuente: elaboración propia a partir de datos previamente desarrollados en el estudio</i>).....	54
Figura 20	Potencia eléctrica renovable necesaria para la descarbonización de la industria española según escenarios, en GW. Potencia total requerida y potencia requerida para la producción de hidrógeno verde. (<i>Fuente: elaboración propia a partir de datos generados en el estudio</i>).....	54
Figura 21	Incremento potencia eléctrica instalada en España (2016 - octubre 2022) (<i>Fuente: REE</i>).....	57
Figura 22	Potencia eléctrica instalada en España (2016 - octubre 2022) (<i>Fuente: REE</i>).....	58
Figura 23	Ventas (Ton) de GLP en España 2009-2020 (<i>Fuente: cnmc.es</i>).....	62





Índice de tablas

Tabla 1	Consumo final de energía en España (<i>Fuente: IDAE/EUROSTAT - 2019</i>).....	15
Tabla 2	Desglose de uso final de la energía en España (<i>Fuente: IDAE/Eurostat 2019</i>).....	16
Tabla 3	Ejemplo de consumos energéticos por CNAE en la industria española en el año 2019, para CNAE 13, 14 y 15 (<i>Fuente: Elaboración propia a partir de IDAE/Eurostat y INE, 2020</i>).....	18
Tabla 4	Estructura energética de los principales procesos industriales identificados.....	19
Tabla 5	Tecnologías de hidrógeno y su potencial aplicación en la industria.....	35
Tabla 6	Estructuración de soluciones de las tecnologías de hidrógeno en función de los procesos industriales.....	37
Tabla 7	Factores de emisión de CO ₂ para combustibles empleados en la industria (<i>Fuente: MITECO</i>).....	52
Tabla 8	Valores porcentuales de las áreas energéticas en el escenario Tendencial.....	79
Tabla 9	Valores porcentuales de las áreas energéticas en el escenario Cero Emisiones internacional.....	80
Tabla 10	Valores porcentuales de las áreas energéticas en el escenario Objetivo español con Cero Emisiones.....	80



El **HIDRÓGENO** en la industria española

Análisis de su potencial
utilización



CAMPUS MADRID

Avda. Gregorio del Amo, 6
Ciudad Universitaria
28040 Madrid
Tel: (+34) 91 349 56 00
informacion@eoi.es

CAMPUS ANDALUCÍA

Leonardo da Vinci, 12
Isla de la Cartuja
41092 Sevilla
Tel: (+34) 95 446 33 77
infoandalucia@eoi.es

CAMPUS MEDITERRÁNEO

Presidente Lázaro Cárdenas del Río
Esquina C/ Cauce
Polígono Carrús
03206 Elche (Alicante)
Tel: (+34) 96 665 81 55
eoimediterraneo@eoi.es

CEPI Centro de
Estrategia
y Prospectiva
Industrial

www.eoi.es