



**COMILLAS**  
UNIVERSIDAD PONTIFICIA

**ICAI**

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

**TRABAJO FIN DE MÁSTER**

VIABILIDAD DEL HIDRÓGENO RENOVABLE  
PROCEDENTE DE RESIDUOS PARA CUBRIR LA  
DEMANDA URBANA DE CLIMATIZACIÓN Y MOVILIDAD  
EN LA ESPAÑA PENINSULAR

**Autor:** Léonard Lefranc

**Co-Director:** José Ignacio Linares Hurtado

**Co-Directora:** María del Mar Cledera Castro

**Madrid**

**Julio de 2022**

Declaro, bajo mi responsabilidad, que el Proyecto presentado con el título **Viabilidad del hidrógeno renovable procedente de residuos para cubrir la demanda urbana de climatización y movilidad en la España peninsular** en la ETS de Ingeniería - ICAI de la Universidad Pontificia Comillas en el

curso académico **2021/22** es de mi autoría, original e inédito y

no ha sido presentado con anterioridad a otros efectos. El Proyecto no es plagio de otro, ni total ni parcialmente y la información que ha sido tomada

de otros documentos está debidamente referenciada.



Fdo.: Léonard Lefranc

Fecha: 09/07/2022

Autorizada la entrega del proyecto

EL DIRECTOR DEL PROYECTO

Fdo.: José Ignacio Linares Hurtado

Fecha: 09/07/2022

Fdo.: María del Mar Cledera Castro

Fecha: 09/07/2022



**COMILLAS**

UNIVERSIDAD PONTIFICIA

**ICAI**

MÁSTER UNIVERSITARIO EN INGENIERÍA INDUSTRIAL

**TRABAJO FIN DE MÁSTER**

VIABILIDAD DEL HIDRÓGENO RENOVABLE  
PROCEDENTE DE RESIDUOS PARA CUBRIR LA  
DEMANDA URBANA DE CLIMATIZACIÓN Y MOVILIDAD  
EN LA ESPAÑA PENINSULAR

**Autor:** Léonard Lefranc

**Co-Director:** José Ignacio Linares Hurtado

**Co-Directora:** María del Mar Cledera Castro

**Madrid**

**Julio de 2022**



# VIABILIDAD DEL HIDRÓGENO RENOVABLE PROCEDENTE DE RESIDUOS PARA CUBRIR LA DEMANDA URBANA DE CLIMATIZACIÓN Y MOVILIDAD EN LA ESPAÑA PENINSULAR

**Autor:** Léonard Lefranc

Directores: Linares Hurtado, José Ignacio; Cledera Castro, María del Mar

Entidad Colaboradora: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

## Resumen del proyecto

---

En este trabajo final de máster, se ha evaluado la viabilidad técnica y económica del aprovechamiento del hidrógeno procedente del reformado con vapor de agua (SMR) del biometano obtenido del *upgrading* del biogás generado en la digestión anaerobia de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (FORSU) de una población para cubrir la demanda urbana de climatización o de movilidad. Para la demanda de climatización, se propone abastecer una pila de combustible con este hidrógeno para accionar con electricidad renovable una bomba de calor geotérmica que suministrará calor o frío, según la estación, a una red de distrito para un barrio de 50.000 habitantes. En el caso de la movilidad, se busca abastecer una flota de autobuses urbanos eléctricos con pila de combustible. Mientras que el hidrógeno así generado por una población cubre el 100% del consumo de su flota de autobuses urbanos a un coste de entre 21,72 y 51,84 €/100km, sólo se consigue cubrir la demanda térmica de climatización para la mejor calificación energética (A) en la mayoría de las zonas climáticas de la España peninsular con una ratio de cobertura entre 75% y 100%, a un coste de entre 19,67 y 47,74 €/MWh<sub>t</sub>. En el sector residencial, se plantea usar electricidad fotovoltaica generada *in situ* para llegar al 100% de cobertura de la demanda de climatización y agua caliente sanitaria (ACS) si no se puede con el solo hidrógeno.

**Palabras claves:** hidrógeno, FORSU, SMR, digestión anaerobia, biometano, biogás, bomba de calor geotérmica, pila de combustible, autobús, energía.

### 1. Introducción

El planeta hace frente a una grave crisis climática potenciada por la actividad humana generadora de gases de efecto invernadero (GEI). De las emisiones de origen antropogénico, el sector de los residuos representa entre 20 y 26% del total a nivel mundial [1]. Entre estos gases de efecto invernadero, destaca el metano, que presenta un alto potencial de efecto invernadero (25 veces más que el dióxido de carbono) y representa el 25% de las emisiones globales de GEI [2]. El metano se puede generar mediante la fermentación al aire libre de los residuos orgánicos, incluso los urbanos. Por tanto, un tratamiento controlado de estos es necesario para mitigar las emisiones que causan.

En este contexto, tanto la Unión Europea como el Gobierno de España han arrancado iniciativas para reducir sus emisiones de GEI, con el objetivo de bajar las emisiones europeas de GEI del 55% en 2030, respecto a los niveles de 1990 [3]. Para alcanzar esta meta, el Gobierno de España ha

publicado dos hojas de ruta: la Hoja de ruta del hidrógeno renovable [4] y la Hoja de ruta del biogás [5]. Recogen medidas de descarbonización de la economía española que incluyen el uso del hidrógeno renovable en diversos sectores, como son el sector residencial y el sector del transporte público. También, presumen de potenciar el concepto de economía circular mediante el reciclaje y la valorización de los residuos orgánicos en biogás o biometano. En la búsqueda de la reducción de las emisiones de GEI, el sector del transporte tiene el mayor potencial al ser el más contaminante de España representando 28,62% de las emisiones (unos 91,37 Mt<sub>eq</sub> de CO<sub>2</sub>) [6]. Por tanto, se propone estudiar la viabilidad de abastecer los autobuses urbanos de una población con el hidrógeno renovable procedente de su FORSU, al no contaminar los autobuses eléctricos con pila de combustible.

En el inicio de 2022, la invasión rusa de Ucrania ha llevado la Comisión Europea a implementar la iniciativa *REPowerEU*, un plan de reducción de las importaciones europeas de gas natural ruso que representaba el 45,3% de estas en 2021 [7]. Entre las medidas propuestas, destacan la duplicación de los objetivos de producción de biometano, así como la aceleración del despliegue de las bombas de calor para electrificar el sector residencial. En España, el gas natural representaba 21% del consumo energético del sector residencial en 2019 [8]. Por todo ello, se plantea estudiar la viabilidad técnica y económica de producir hidrógeno, mediante el reformado del biometano procedente de la digestión anaerobia de la FORSU, para abastecer una pila de combustible que accione una bomba de calor geotérmica con el fin de cubrir la demanda de climatización y preparación del ACS en este sector. Esto permitiría reemplazar el 89,10% del consumo de gas natural en el sector residencial español, es decir en torno a 3,08 Mtep para 2019 [9].

## 2. Estado de la cuestión

De los diversos recursos orgánicos que se puedan valorizar en biogás mediante digestión anaerobia, la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (FORSU) tiene la ventaja de ser más fácilmente accesible que residuos agrícolas por la existencia de sistemas de recogida y la concentración de su “generación” (sobre todo las zonas urbanas). Las dos grandes dificultades encontradas con la FORSU son su método de recogida, y su heterogeneidad que impactan su potencial de generación de biogás. Según el IDAE, el potencial accesible de biogás a partir de la FORSU sería en torno a 311,2 ktep/año en España [10].

El biogás se compone principalmente de metano (entre 50 y 85%) y de dióxido de carbono (15-50%). A estos, se añaden nitrógeno (0-1%), oxígeno (0,01-1%), trazas de hidrógeno, ácido sulfhídrico y amoníaco, así como siloxanos (0-5 mg/m<sup>3</sup>) [11]. La ruta para producir este biogás es la digestión anaerobia que consiste en la fermentación de materia orgánica con ausencia de oxígeno. En España, la producción de biogás alcanzó los 260,3 ktep (3 TWh) en 2019, con la mayoría procedente de la desgasificación de los vertederos (56%) y de la digestión anaerobia de los lodos de aguas residuales (25%). En cambio, la digestión anaerobia de residuos orgánicos sólidos representaba menos del 10% [12].

Al lado del aprovechamiento directo del biogás para la producción de electricidad y/o calor, existe una tercera vía en la forma del *upgrading*, o enriquecimiento del biogás en biometano. Consiste en eliminar el dióxido de carbono para aumentar el poder calorífico inferior del biogás, pasando de 16-28 MJ/m<sup>3</sup> a 36 MJ/m<sup>3</sup> al superar el 90% de metano [13]. El biometano así obtenido se podría aprovechar como combustible de autobuses urbanos de gas comprimido, o bien inyectarse en la red de gas natural revalorizando su carácter renovable a partir de los certificados de garantía de origen recientemente aprobados en España.

Otra oportunidad de aprovechamiento del biometano es su conversión en hidrógeno renovable. La tecnología más madura, escalada comercialmente desde hace tiempo es el reformado de metano con vapor de agua, mejor conocido bajo sus siglas inglesas SMR (*Steam Methane Reforming*). Representa más del 89% de la producción de hidrógeno en España, es decir 2.282,9 t<sub>H<sub>2</sub></sub>/día, casi el 7% de la capacidad europea [14]. Además de ser una tecnología que ya se aprovecha de economías de escala, permite centralizar la captura de emisiones vinculadas al hidrógeno, al ser su producción el único momento cuando se emiten GEI. Se puede llegar a capturar el 90% de las emisiones durante el proceso del reformado [15]. Tradicionalmente, el hidrógeno se produce a partir de gas natural, siendo llamado el hidrógeno “gris” si no hay captura, o “azul” con captura de emisiones. Al proponer usar biometano, es decir una materia prima renovable, el hidrógeno producido mediante reformado sería hidrógeno “verde”. En este proyecto, se propone llamar hidrógeno “dorado”, al hidrógeno renovable del cual se capturan las emisiones de CO<sub>2</sub> consideradas nulas (por ser biogénicas). En esta configuración, se consideran las emisiones capturadas del hidrógeno dorado como negativas, permitiendo unos ingresos mediante la venta de sus derechos de emisión en el mercado europeo del carbono [16].

En este proyecto se propone que el hidrógeno renovable así generado se aproveche en una pila de combustible que consiste en la generación de electricidad mediante un proceso electroquímico sin mediación de un ciclo termodinámico. La ventaja de este dispositivo es tener un mayor rendimiento eléctrico que otros dispositivos de aprovechamiento del hidrógeno como son las turbinas y los motores combustión interna. Según su potencia, una pila de combustible se puede emplear para aplicaciones de movilidad como en un autobús, o para aplicaciones estacionarias energéticas como en un planteamiento de cogeneración.

El primer caso se aplicará en el estudio de cobertura de la demanda urbana de movilidad con el suministro de hidrógeno a una flota de autobuses urbanos. El segundo caso corresponderá al estudio de cobertura de la demanda urbana de climatización mediante una bomba de calor geotérmica reversible abastecida en electricidad por la pila de combustible. El principio de la bomba de calor radica en el ciclo de Rankine inverso, cuyo objetivo es calentar el foco caliente retirando calor del frío. Para respetar el segundo principio de la termodinámica, hay que aportar energía en forma de trabajo al ciclo termodinámico a través del compresor mecánico [17].

Para el estudio de la cobertura de la demanda urbana de climatización, se compararán dos tecnologías de pilas de combustible: la pila de combustible PEMFC (*Proton Exchange Membrane Fuel Cell*), y la SOFC (*Solid Oxide Fuel Cell*). El objetivo es determinar cuál permite alcanzar mayores porcentajes de cobertura de la demanda de climatización.

### 3. Metodología

Se han llevado a cabo dos estudios. Primero, un estudio de viabilidad de la cobertura de la demanda de climatización. Y luego, un estudio de viabilidad de la cobertura de la demanda de movilidad urbana.

Para el estudio de cobertura de la demanda de climatización y de agua caliente sanitaria (ACS), se ha estimado la demanda de climatización para una vivienda de tipo bloque para todas las calificaciones energéticas (A a G) en todas las zonas climáticas de la España peninsular, estando cada zona climática representada por una capital de provincia. Para calcular la demanda térmica, se ha empleado el modelo desarrollado por Arenas Pinilla, E. M. et al. (2019) [18].

Con la demanda térmica total estimada, se ha estudiado la cobertura de esta demanda con el hidrógeno renovable procedente de la FORSU que corresponde a la producción de un año entero, igual a  $4 \text{ kg}_{\text{H}_2}/\text{pax-año}$  [19]. Para la producción de energía térmica, se ha seleccionado una bomba de calor geotérmica de COP 4,5 y de EER 9,0, que usa propano (R290) como fluido de trabajo. En cuanto a la pila de combustible, se estudian dos alternativas, una PEMFC con rendimiento eléctrico 50% y térmico 40%, y una SOFC con rendimiento eléctrico 60% y térmico 25%.

En el estudio de cobertura, primero se ha determinado cual es la estación dominante entre el invierno y el verano, es decir cual tiene mayor demanda térmica total. Al haberla definido, se cubre primero la demanda térmica de la estación dominante (el invierno en todas las zonas climáticas salvo tres). Si queda hidrógeno disponible después, se hace la misma operación con la estación no dominante (el verano en la mayoría de los casos). De nuevo, si queda hidrógeno al haber cubierto toda la demanda térmica de climatización, se estudia cubrir la demanda térmica anual de preparación del ACS. En caso de no disponer del hidrógeno suficiente, se emplea electricidad fotovoltaica generada *in situ*. Se han tenido en cuenta las restricciones del Código Técnico de la Edificación (CTE) [20] en cuanto a los máximos de consumo de energía primaria (HE-0) y a los mínimos de energía renovable generada *in situ* para cubrir la demanda térmica de ACS (HE-4).

Al haber identificado las configuraciones donde el hidrógeno renovable procedente de la FORSU es técnicamente viable (la calificación energética A), se ha calculado el coste normalizado de la energía térmica de climatización (LCOHC, *Levelized Cost of Heating & Cooling*) para un barrio de 50.000 habitantes cuya producción de hidrógeno se centraliza en una planta de SMR con la producción del resto de la población de 500.000 habitantes que incluye dicho barrio. Se toma la hipótesis que el hidrógeno renovable se compra a la planta de SMR al coste normalizado del hidrógeno (LCOH<sub>2</sub>) proporcionado por *Soler et al. (2022)* [16], es decir un hidrógeno verde de 3,45 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub> y un hidrógeno dorado de 1,81 €/kg<sub>H<sub>2</sub></sub>. En cuanto a la electricidad fotovoltaica generada *in situ* en el techo de los inmuebles, se toma el coste de 120€/MWh<sub>e</sub> [21]. El coste de la climatización así obtenido se compara con diferentes alternativas tecnológicas. Éstas incluyen un caso de referencia para la climatización (el uso de una bomba de calor geotérmica abastecida con electricidad de la red), y dos casos de referencia para el empleo del hidrógeno en la climatización, como son el uso de hidrógeno gris o azul para abastecer la pila de combustible (SOFC o PEMFC). La ventaja de usar hidrógeno fósil es de poder disponer de la cantidad necesaria para cubrir toda la demanda de climatización, lo que no es posible en la solución basada en hidrógeno renovable. Dado la volatilidad reciente de los precios del gas natural, que sirve de materia prima para la producción de hidrógeno por SMR, y la volatilidad de los precios de la electricidad, se han estudiado dos escenarios para cada fuente energética. Para el gas natural, se ha tomado un escenario de precios moderados con un coste de 25 €/MWh<sub>t</sub>-PCS y otro de precios altos a un coste de 90 €/MWh<sub>t</sub>-PCS. Para la electricidad de la red, se ha tomado la antigua tarifa 6.1 A, para los grandes consumidores eléctricos industriales, de antes de junio de 2021 como escenario de precios moderados, y la nueva tarifa 6.1 TD para simular los nuevos precios de la electricidad desde junio de 2021.

Como último paso de este estudio de la cobertura de la climatización, se han estimado las emisiones evitadas de cada alternativa tecnológica tomando la bomba de calor accionada por la electricidad de la red como referencia, con una intensidad en dióxido de carbono del *mix* eléctrico español de 210 kg<sub>CO<sub>2</sub></sub>/MWh<sub>e</sub> en 2019 [22].

Para el estudio de cobertura de la demanda de movilidad, este proyecto se ha fijado en los dos casos extremos en las capitales de provincia: Madrid y Teruel, respectivamente la capital más



grande y la más pequeña de España [23]. Se estima la producción anual de hidrógeno renovable procedente de la FORSU de cada ciudad, tomando como base la producción anual por persona de 4 kg<sub>H2</sub>/pax-año [19]. En un segundo paso, se determina la distancia recorrida anualmente por las flotas de autobuses urbanos de ambas ciudades, lo que define el consumo anual de combustible. Se calculan las necesidades en hidrógeno de los autobuses estimando el consumo de un autobús urbano en 12 kg<sub>H2</sub>/100km [24]. Se puede así obtener la ratio de cobertura de la demanda de hidrógeno para las necesidades de movilidad. Se lleva a cabo el mismo estudio de viabilidad técnica para el biometano procedente de la FORSU, es decir si no se hubiese convertido en hidrógeno.

Al haber estimado la viabilidad técnica del hidrógeno y del biometano procedente de la FORSU, se calcula el coste unitario de combustible de la flota de autobuses urbanos. Suprimiendo el efecto de aprendizaje de la pila de combustible, el autobús eléctrico con pila de combustible tendrá un precio similar al autobús de gas natural comprimido que puede consumir biometano. Para evaluar la viabilidad económica del hidrógeno, se compara éste con alternativas tecnológicas como son el hidrógeno fósil y el gas natural, así como el biometano procedente de la FORSU. Como en el estudio de la cobertura de la demanda urbana de climatización, se estudian dos escenarios de precios del gas natural (25 €/MWh<sub>t</sub>-PCS y 90 €/MWh<sub>t</sub>-PCS) para el combustible gas natural y el hidrógeno fósil (gris y azul) que se produce a partir de gas natural.

En un último paso, se ha estimado las emisiones unitarias evitadas en el funcionamiento de los autobuses en función de su combustible y de su tecnología. Para este estudio, se ha tomado como referencia el autobús de gas natural comprimido con unas emisiones kilométricas de 83,5 kg<sub>CO2</sub>/100 km [25].

#### 4. Resultados

No se consigue cubrir la demanda térmica de climatización en todas las zonas climáticas, tal como se recoge en la Figura 1. Los mejores resultados se obtienen en las zonas climáticas con inviernos menos severos (A3, A4, B3 y B4), donde se consiguen cubrir la demanda térmica de 2 o 3 calificaciones energéticas, es decir las mejores calificaciones A, B y C. Sin embargo, en las zonas climáticas con demanda térmica más alta (D2, D3, E1), no se puede cubrir toda la demanda térmica ni siquiera de la mejor calificación energética, la A. Para estas zonas, las coberturas alcanzadas están entre 65,70% y 92,57%.

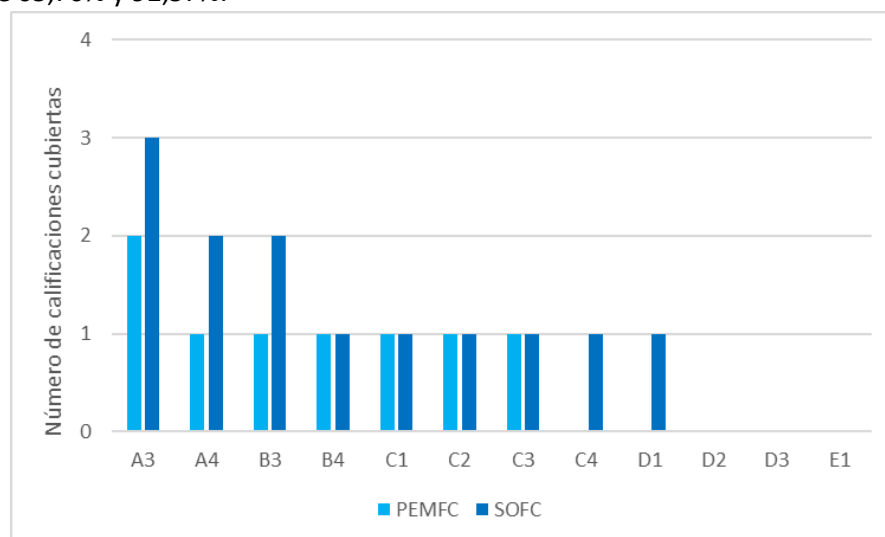


Figura 1. Número de calificaciones energéticas cuya demanda térmica de climatización se cubre para cada zona climática, según el tipo de pila de combustible. Elaboración propia.

El sistema basado en la pila de combustible SOFC presenta una mejor cobertura de la demanda térmica de climatización con una cobertura media de 34,48% para el conjunto de las calificaciones energéticas y zonas climáticas. Con la pila de combustible PEMFC, la cobertura media es igual a 31,11%.

En cuanto al ACS, no se consigue cubrir la totalidad de su demanda térmica en ninguna configuración, ni siquiera en la mejor configuración posible que corresponde a una vivienda de calificación energética A en la zona climática A3(Cádiz) con una pila de combustible SOFC, donde se consigue una cobertura de 66,08%. Por tanto, se ha decidido centrar el estudio de viabilidad económica en lo técnicamente factible, cubrir la demanda térmica sólo de climatización para la calificación energética A en todas las zonas climáticas.

Como en el estudio técnico, la pila de combustible SOFC consigue mejores resultados económicos que la pila de combustible PEMFC. El rango de costes normalizados de la climatización (LCOHC) con hidrógeno verde para la SOFC es entre 28,80 y 42,21 €/MWh<sub>t</sub>, mientras que el rango de costes conseguidos con la PEMFC es entre 35,68 y 47,74 €/MWh<sub>t</sub>. Para el hidrógeno dorado, los rangos alcanzados son entre 19,67 y 25,73 €/MWh<sub>t</sub> para la SOFC, y entre 22,65 y 29,37 €/MWh<sub>t</sub> para la PEMFC. La distribución geográfica del coste de la cobertura de la climatización con la pila de combustible SOFC se recoge en la Figura 2 para el hidrógeno verde (a), y para el hidrógeno dorado (b).

		Zona climática de invierno				
		A	B	C	D	E
Zona climática de verano	1			42,207	41,359	35,104
	2			38,144	38,145	
	3	28,804	35,194	34,803	33,693	
	4	32,218	32,628	32,724		

		Zona climática de invierno				
		A	B	C	D	E
Zona climática de verano	1			25,729	24,808	22,405
	2			22,964	23,210	
	3	19,898	22,535	21,129	21,585	
	4	20,913	20,579	19,664		

Figura 2. Distribución geográfica del LCOHC [€/MWh<sub>t</sub>] para la pila de combustible SOFC, con el hidrógeno verde (a) y el hidrógeno dorado (b). Elaboración propia.

Económicamente, el uso del hidrógeno dorado con una pila de combustible SOFC es una solución competitiva al conseguir costes similares al hidrógeno gris y a la electricidad en sus escenarios de precios moderados. Estas dos alternativas tienen rangos de costes respectivamente entre 19,19 y 25,20 €/MWh<sub>t</sub>, para el hidrógeno gris, y entre 21,85 y 26,91 €/MWh<sub>t</sub> para la electricidad.

Hay que matizar que, hoy en día, el hidrógeno dorado no existe legalmente al no poder venderse emisiones negativas. Sin embargo, los resultados económicos calculados en este proyecto enseñan

el mecanismo de subvención que podría ser la venta de emisiones de dióxido de carbono biogénico capturado para apoyar el desarrollo del hidrógeno renovable procedente de la FORSU.

Aunque el hidrógeno verde presenta costes más elevados, entre 28,80 y 42,21 €/MWh<sub>t</sub>, con la pila de combustible SOFC, sigue siendo competitivo si se toma en cuenta la volatilidad de los precios del gas natural y de la electricidad. En efecto, es una solución más económica que el hidrógeno gris y la electricidad en sus escenarios de precios elevados.

La Figura 3 recoge el desglose del coste normalizado de climatización en la zona climática D3 que corresponde a Madrid. Es uno de los casos donde se consume más energía fotovoltaica para cubrir completamente la demanda de climatización. Este desglose ilustra la importancia del combustible en el coste de la climatización, lo que aumenta la necesidad de reducir la exposición a la volatilidad de los precios de los combustibles.

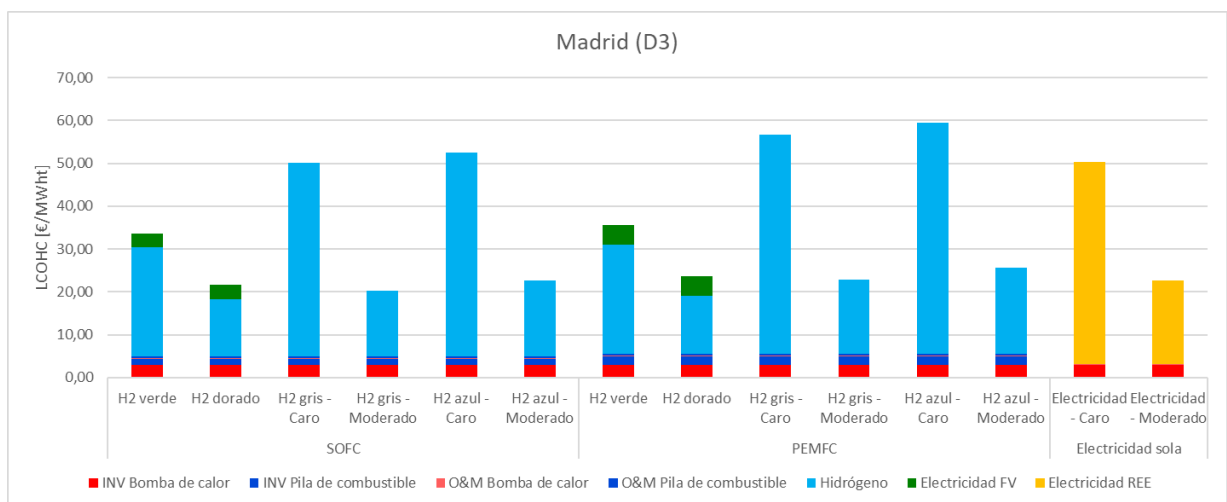


Figura 3. Costes normalizados de la climatización en la zona climática D3. Elaboración propia.

En términos de emisiones evitadas, el hidrógeno dorado permite las mayores reducciones al presentar emisiones negativas por la captura de emisiones biogénicas. Con la pila de combustible SOFC, las emisiones evitadas respecto a la solución con electricidad de la red son entre 78,21 y 125,66 kg<sub>CO2</sub>/MWh<sub>t</sub>. Mayores reducciones se pueden esperar con una pila de combustible PEMFC, pero se deben a su menor eficiencia energética.

En cuanto a la viabilidad de la cobertura de la demanda urbana de movilidad, el hidrógeno renovable procedente de la FORSU de una población permite cubrir todas las necesidades de la flota de autobuses urbanos. Se consigue cubrir 107,21% de la demanda de hidrógeno de los autobuses urbanos de Madrid, y 293,15% en Teruel. En cambio, con el biometano procedente de la FORSU, sólo se logra cubrir el 72,56% de la demanda de biometano de los autobuses de Madrid, y 198,41% en Teruel. Esta diferencia se explica por el peor rendimiento del motor térmico (20%) respecto al conjunto motor eléctrico/pila de combustible (50%), por lo que se consume más biometano que hidrógeno para la misma distancia. Por tanto, el biometano procedente de la FORSU no es viable (salvo en ciudades pequeñas), mientras que el hidrógeno renovable lo es.

Económicamente, el hidrógeno dorado es la solución más económica, con un coste entre 21,72 y 37,15 €/100km. Resultan también muy económicas las soluciones basadas en el hidrógeno gris y el gas natural, con costes entre 20,99 y 61,93 €/100km, y entre 22,69 y 81,68 €/100km,

respectivamente. Sin embargo, estas dos alternativas presentan una gran volatilidad por su dependencia a los precios mundiales del gas natural.

Elegir un autobús eléctrico con pila de combustible permite evitar hasta 187,54 kg<sub>CO<sub>2</sub>eq</sub>/100km respecto a un autobús de gas natural comprimido si se usa hidrógeno dorado.

## 5. Conclusión

Se ha analizado la viabilidad técnica y económica de cubrir la demanda térmica de climatización con el hidrógeno renovable procedente de la FORSU de una población. Se ha determinado que sólo es una solución viable para las viviendas de calificación A, sin incluir su demanda de preparación del ACS. Sin embargo, en esta configuración se revela como una de las soluciones más económicas, además de ser menos volátil que la electricidad de la red o el gas natural, a un coste de entre 19,67 y 47,74€/MWh<sub>t</sub>. Se podría plantear cubrir la demanda de climatización de un barrio de 50.000 habitantes de vivienda social con la producción total de hidrógeno de la población de 500.000 habitantes, de la cual el barrio forma parte, para asegurar un abastecimiento energético estable y asequible para hogares vulnerables.

En cuanto al estudio sobre la movilidad urbana, se puede concluir que el hidrógeno procedente de la FORSU es óptimo para cubrir la demanda de los autobuses de una población independientemente de su tamaño, al contrario del biometano procedente de la misma fuente, que sólo cubre la demanda en poblaciones pequeñas. El hidrógeno renovable es también una solución relativamente económica no sometida a la volatilidad de los mercados energéticos internacionales, además de una solución no contaminante, por lo que se contribuiría a mejorar la calidad del aire de las ciudades. Tiene un coste de entre 21,72 y 51,84 €/100km, y una reducción de huella de carbono de entre 83,50 y 187,54 kg<sub>CO<sub>2</sub>eq</sub>/100km.

## 6. Referencias

- [1] Comisión Europea. (2020). *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions on an EU strategy to reduce methane emissions.* (). Bruselas: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/eu\\_methane\\_strategy.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/eu_methane_strategy.pdf)
- [2] De Miguel, R., & Planelles, M. (2021, Nov 2,). 103 países se comprometen a reducir esta década un 30% sus emisiones de metano, el gas responsable del 25% del calentamiento. *El País* <https://elpais.com/clima-y-medio-ambiente/2021-11-02/la-cumbre-de-glasgow-acoge-un-pacto-internacional-contr-a-el-metano-el-gas-responsable-del-25-del-calentamiento-global.html?rel=mas>
- [3] Comisión Europea. (2020). *State of the Union: Commission raises climate ambition and proposes 55% cut in emissions by 2030.* [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip\\_20\\_1599](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_20_1599)
- [4] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD). (2020). *Hoja de ruta del hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable.* (). Madrid: <https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/hoja-de-ruta-del-hidrogeno-renovable.aspx>
- [5] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, (MITERD). (2021). *Hoja de Ruta del Biogás.* (). Madrid: [https://energia.gob.es/es-es/Novedades/Documents/00HR\\_Biogas\\_V6.pdf](https://energia.gob.es/es-es/Novedades/Documents/00HR_Biogas_V6.pdf)
- [6] EEA. (2021). *EEA greenhouse gases - data viewer.* <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/greenhouse-gases-viewer>

- [7] Comisión Europea. (2022). *REPowerEU: Acción conjunta para una energía más asequible, segura y sostenible*. (). Estrasburgo: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A108%3AFIN>
- [8] International Energy Agency, (.Spain. *Final consumption (2019)*. <https://www.iea.org/sankey/#?c=Spain&s=Final%20consumption>
- [9] IDAE. *Consumo por usos del sector residencial*. <https://informesweb.idae.es/consumo-usos-residencial/informe.php>
- [10] Artigas, J., Rodrigo, M., Pascual, A., Ruiz, B., Gómez, P., Flotats, X., & Fernández, B. (2011). *Situación y potencial de generación de biogás. Estudio Técnico PER 2011-2020*. (). Madrid:
- [11] Thrän, D., Billig, E., Persson, T., Svensson, T., Daniel-Gromke, J., Ponitka, J., Seiffert, M., Baldwin, J., Kranzl, L., Schipfer, F., Matzenberger, J., Devriendt, N., Dumont, M., Dahl, J., & Bochmann, G. (2014). *Biomethane - status and factors affecting market development and trade. IEA Task 40 and Task 37 Joint Study. September 2014*. ().
- [12] EurObserv'ER. (2020). *Biogas Barometer 2020*. (). <https://www.eurobserv-er.org/category/all-biogas-barometers/>
- [13] IEA. (2020). *Outlook for biogas and biomethane. Prospects for organic growth*. (). <https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane-prospects-for-organic-growth>
- [14] FCHO. (2022). *Hydrogen Supply Capacity*. <https://fchobservatory.eu/observatory/technology-and-market/hydrogen-supply-capacity>
- [15] IEAGHG. (2017). *Techno - Economic Evaluation of SMR Based Standalone (Merchant) Hydrogen Plant with CCS*. (). <http://documents.ieaghg.org/index.php/s/YKm6B7zikUpPgGA?path=%2F2017%2FTechnical%20Rports#pdfviewer>
- [16] Soler, V., Linares, J. I., Arenas, E., & Romero, J. C. (2022, Jun 29,). Hydrogen from municipal solid waste as a tool to compensate unavoidable GHG emissions. *XII National Conference on Engineering Thermodynamics*, [https://repositorio.comillas.edu/xmlui/bitstream/handle/11531/66977/CNIT\\_11\\_Hydrogen\\_from\\_municipal.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://repositorio.comillas.edu/xmlui/bitstream/handle/11531/66977/CNIT_11_Hydrogen_from_municipal.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
- [17] Linares Hurtado, J. I. *Apuntes del Tema 4 de Ingeniería Energética. Sistemas de refrigeración y bomba de calor*. ().
- [18] Arenas Pinilla, E. M., Barrella, R., Linares Hurtado, J. I., Romero Mora, J. C., Foronda Díez, C., Pesque Castillo, C., & Díez Alzueta, L. (2019). *Caracterización del comportamiento energético en una muestra de hogares españoles*. (). Madrid: <https://repositorio.comillas.edu/xmlui/handle/11531/45014>
- [19] Ameztoy Muñoz, M. (2021). *Producción de hidrógeno a partir de reformado de biometano*
- [20] Ministerio de Fomento. (2019). *Código Técnico de la Edificación*. (). Madrid: <https://www.codigotecnico.org/>
- [21] Lazard. (2021). *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis, Version 15.0*. <https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-levelized-cost-of-storage-and-levelized-cost-of-hydrogen/>
- [22] EEA. (2021). *Greenhouse gas emission intensity of electricity generation by country*. [https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/daviz/co2-emission-intensity-9/#tab-chart\\_2\\_filters=%7B%22rowFilters%22%3A%7B%22ugeo%22%3A%5B%22Spain%22%5D%7D%3B%22columnFilters%22%3A%7B%7D%7D](https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/daviz/co2-emission-intensity-9/#tab-chart_2_filters=%7B%22rowFilters%22%3A%7B%22ugeo%22%3A%5B%22Spain%22%5D%7D%3B%22columnFilters%22%3A%7B%7D%7D)
- [23] INE. (2022). *Cifras oficiales de población resultantes de la revisión del Padrón municipal a 1 de enero*. <https://www.ine.es/jaxiT3/Datos.htm?t=2911>
- [24] Mercedes-Benz. (2018). *The Citaro FuelCELL Hybrid*. ().

[25] Muñoz, P., Franceschini, E. A., Levitan, D., Rodriguez, C. R., Humana, T., & Correa Perelmuter, G. (2022). Comparative analysis of cost, emissions and fuel consumption of diesel, natural gas, electric and hydrogen urban buses. *Energy Conversion and Management*, 257, 115412. [https://https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115412](https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115412)

# VIABILITY OF RENEWABLE HYDROGEN PRODUCED FROM WASTE TO COVER THE URBAN DEMAND FOR HEATING, COOLING, AND MOBILITY IN PENINSULAR SPAIN

**Author:** Léonard Lefranc

Supervisors: Linares Hurtado, José Ignacio; Cledera Castro, María del Mar

Collaborating Entity: ICAI – Universidad Pontificia Comillas

## Abstract

---

In this master's thesis, the technical and economic viability of the use of hydrogen coming from the steam methane reforming (SMR) of biomethane obtained by the upgrading of biogas generated during the anaerobic digestion of the organic fraction of the municipal solid waste (MSW) of a given population to cover the urban demand for heating and cooling, and mobility, has been assessed. Regarding the demand for heating and cooling, the use of this hydrogen as feedstock for a fuel cell providing a geothermal heat pump with renewable electricity to supply heat and cold, depending on the season, to a district heating and cooling network for a 50,000-inhabitant neighbourhood. In the case of mobility, the aim is to supply a fleet of urban fuel-cell electrical buses. While the hydrogen obtained from a population covers 100% of the consumption of a fleet of urban buses at a cost between 21.72 y 51.84 €/100km, covering the heating and cooling demand is only achieved for the best energy performance rating (A) in most of Peninsular Spain's climate zones with a coverage ratio between 75% and 100%, at a cost between 19.67 y 47.74 €/MWh<sub>t</sub>. In the residential sector, the use of photovoltaic electricity generated *in situ* to achieve a 100% coverage of heating, cooling, and sanitary hot water (SHW) demand is considered if the hydrogen does not suffice.

**Keywords:** hydrogen, MSW, SMR, anaerobic digestion, biomethane, biogas, geothermal heat pump, fuel cell, bus, energy.

### 1. Introduction

The planet Earth is facing a dire climate crisis fuelled by human activity that generates greenhouse gases (GHG). The waste sector represents 20 to 26% of global anthropogenic emissions [1]. Methane is a prominent GHG for its high global warming potential (GWP) that is 25 times higher than that of carbon dioxide. It amounts to 25% of global GHG emissions [2]. Methane originates from the fermentation in the open air of organic waste, including urban organic waste. Thus, treatment of these in controlled facilities is necessary to mitigate the emissions caused.

Given this context, the European Union and the Spanish Government have started GHG reduction initiatives to fulfil the objective of lowering European GHG emissions by 55% in 2030 relatively to 1990 levels [3]. To achieve this goal, the Spanish Government has published two roadmaps: the Renewable Hydrogen Roadmap (*Hoja de Ruta del hidrógeno renovable*) [4] and the Biogas Roadmap (*Hoja de Ruta del biogas*) [5]. They list measures to decarbonise the Spanish economy that include such ones as the use of hydrogen in several sectors like the residential and the public

transportation sectors. Also, they aim to enable the concept of circular economy through the recycling and the transformation of organic waste in biogas or biomethane. In the quest to reduce GHG emissions, the transportation sector presents the most potential as Spain's most polluting sector, amounting for 28.62% of national emissions (91.37 M<sub>teq</sub> of CO<sub>2</sub>) [6]. Therefore, the viability of using the renewable hydrogen obtained from the organic fraction of a population's MSW to fuel its urban buses is assessed, given that fuel-cell electrical buses do not pollute at all.

At the start of 2022, the Russian invasion of Ukraine led the European Commission to implement the REPowerEU initiative. It is a plan to reduce European importations of Russian natural gas that amounted to 45.3% of all European natural gas importations in 2021 [7]. Among the proposed measures, two of them can be highlighted: the doubling of biomethane production goals, and the acceleration of the deployment of heat pumps to electrify the residential sector. In Spain, natural gas represented 21% of energy consumption in the residential sector in 2019 [8]. For all these reasons, the technical and economic viability of producing hydrogen by reforming biomethane coming from the organic fraction of the MSW to feed a geothermal heat pump to cover the heating, cooling, and SHW preparation demand in the residential sector is assessed. This would permit the replacement of 89.10% of natural gas consumption in the Spanish residential sector, that is about 3.08 Mtoe for 2019 [9].

## 2. State of the art

Of the many organic resources that could be transformed into biogas through anaerobic digestion, the organic fraction of the MSW has the advantage of being more accessible than agricultural waste given the existence of collection systems and the concentration of its "production" (especially in urban areas). The two greatest difficulties to overcome are its collection method, and its heterogeneous composition that can impact its biogas production potential. According to the IDAE, the accessible biogas production potential of the organic fraction of the MSW would amount to 311.2 kt<sub>oe</sub>/year in Spain [10].

Biogas is essentially composed of methane (50 to 85%) and carbon dioxide (15-50%). It also counts with nitrogen (0-1%), oxygen (0.01-1%), traces of hydrogen, hydrogen sulphide and ammonium, and also siloxanes (0-5 mg/m<sup>3</sup>) [11]. The path to produce this biogas is the anaerobic digestion that consists in the fermentation of organic matter in absence of oxygen. In Spain, biogas production equals 260.3 kt<sub>oe</sub> (3 TWh) in 2019, with the degasification of landfills (56%) and the anaerobic digestion of wastewater treatment plant (WWTP) sludges (25%) accounting for most of it. While the anaerobic digestion of organic solid waste represents less than 10% [12].

Besides the direct use of biogas for electricity and/or heat production, there exists a third way in the form of biogas upgrading into biomethane. It consists in eliminating the carbon dioxide present to increase the lower heating value (LHV) of the biogas, that goes from 16-28 MJ/m<sup>3</sup> to 36 MJ/m<sup>3</sup> as methane accounts for more than 90% of the total [13]. The thus obtained biomethane could be used as fuel for compressed gas urban buses or be injected in the natural gas distribution network while valuing its renewable nature through the Guarantees of Origin scheme newly approved in Spain.

Another opportunity for the utilisation of biomethane is its transformation to renewable hydrogen. Steam methane reforming (SMR) is the most mature technology available as it has been commercially scaled up for some time now. It accounts for 89% of hydrogen production in Spain, that is a 2,282.9 t<sub>H<sub>2</sub></sub>/day, about 7% of European capacity [14]. In addition to being a technology that enjoys economies of scale, it makes possible centralising the capture of GHG emissions linked



to hydrogen production. Indeed, its production is the only moment when the use of hydrogen entails any emissions. Up to 90% of GHG emissions can be captured during the SMR process [15]. Traditionally, hydrogen is produced from natural gas. It is named “grey” hydrogen if does not count with any carbon capture technology and “blue” if it does. If biomethane is used, which is a renewable feedstock, the output of the SMR process would be considered “green” hydrogen. In this project, it is proposed to call “golden” hydrogen the renewable hydrogen whose emissions, while considered null as they are biogenic, will be captured. Given that fact, the captured emissions of the golden hydrogen are considered negative. This will enable incomes through the sale of emission rights in the European carbon market [16].

In this project the hence produced renewable hydrogen will be used in a fuel cell. A fuel cell produces electricity via an electrochemical process without the mediation of a thermodynamic cycle. The advantage of such a device is to achieve a higher electrical efficiency that other hydrogen-fuelled devices like turbines or internal combustion motors. A fuel cell can be used for mobility applications, like in a bus, or for stationary energy applications, such as a combined heat and power (CHP) set up, depending on its power.

The former will be applied to study the coverage of urban mobility demand with the supply of hydrogen to a fleet of urban buses. The latter will correspond to the study of the coverage of urban heating and cooling demand by a reversible heat pump supply with electricity by a fuel cell. The principle of a heat pump resides in the reverse Rankine cycle whose objective is to provide heat taken from the cold heat sink to the hot heat source. To comply with the second principle of thermodynamics, energy needs to be provided to the thermodynamic cycle in the form of work by the mechanical compressor [17].

Two fuel cell technologies will be compared to study the coverage of urban heating and cooling demand: the Proton Exchange Membrane fuel cell (PEMFC), and the Solid Oxid fuel cell (SOFC). The objective is to determine which is the one that achieves higher heating and cooling demand coverage ratios.

### 3. Methodology

Two studies have been conducted. Firstly, an assessment of the viability of covering the heating and cooling demand. Then, an assessment of the viability of covering the urban mobility demand.

For the heating, cooling, and SHW preparation demand coverage study, the heating and cooling demand was determined for a block housing flat for all the energy performance ratings (A to G) in every climate zone of Peninsular Spain. Each climate zone is represented by a provincial capital. To compute the heat demand, the model developed by *Arenas Pinilla, E. M. et al.* (2019) [18] has been utilised.

Given the total heat demand, the coverage of said demand with the annual production of renewable hydrogen from the organic fraction of the MSW, which is equal to 4 kg<sub>H<sub>2</sub></sub>/pax-year [19], has been assessed. To produce the heat energy, a geothermal heat pump of COP 4.5 and EER 9.0 functioning with propane (R290) as its working fluid has been selected. Regarding the fuel cell, two alternatives are analysed, a PEMFC with an electrical efficiency of 50% and a thermal one of 40%, and a SOFC with an electrical efficiency of 60% and a thermal one of 25%.

In the coverage assessment, first the dominant season of the two, winter and summer, has been determined, that is the one with the highest total heat demand. When that is defined, the first step is to meet the heat demand of the dominant season (winter in all the climate zones except

for three). If hydrogen is left after it, the same operation is repeated with the non-dominant season (summer in most cases). Once more, if there is some hydrogen left after meeting all the heating and cooling demand, the coverage of the annual heat demand to prepare the SHW is assessed. If the hydrogen available does not suffice, photovoltaic electricity generated onsite is utilised. The restrictions from the *Código Técnico de la Edificación* (CTE) [20] regarding primary energy consumption maximums (HE-0) and the minimums of onsite renewable energy production to cover the SHW heat demand (HE-4) were complied with.

When the configurations where renewable hydrogen from the organic fraction of the MSW is technically viable (energy performance rating A) were identified, the levelized cost of heating & cooling (LCOHC) for a 50,000-inhabitant neighbourhood was computed. The neighbourhood's production is considered to be centralised in a SMR plant with the rest of the production of the 500,000-inhabitant population that includes the neighbourhood. The hypothesis applied here is that the renewable hydrogen is bought from the SMR plant at the levelized cost of hydrogen (LCOH<sub>2</sub>) given by *Soler et al. (2022)* [16], that is a green hydrogen at 3.45 €/kg<sub>H2</sub> and a golden hydrogen at 1.81 €/kg<sub>H2</sub>. For the photovoltaic electricity produced onsite on the buildings' roofs, the chosen cost is 120 €/MWh<sub>e</sub> [21]. The cost of heating and cooling thus obtained is compared to other technological alternatives. They include the reference case for heating and cooling (the use of a geothermal heat pump supplied in grid electricity), and two reference cases for the utilisation of hydrogen in heating and cooling, as are the use of grey or blue hydrogen to supply the fuel cell (SOFC or PEMFC). The advantage of fossil hydrogen is that the necessary quantity to meet the heating and cooling demand is available, something that is not possible with the renewable hydrogen-based solution. Given the recent volatility of natural gas prices, the feedstock for SMR-based hydrogen production, and the volatility of electricity prices, two prices scenarios have been studied for each energy supply. The two scenarios for natural gas are a moderate prices scenario with a cost of 25 €/MWh<sub>t</sub>-HHV and a high prices scenario with a cost of 90 €/MWh<sub>t</sub>-HHV. For grid electricity, the moderate prices scenario is based on the former 6.1 A tariff for big industrial electrical consumers that dates back to before June 2021, while the high prices scenario uses the new 6.1 TD tariff to model the new electricity prices since June 2021.

The last step of this heat and cooling coverage study is the estimation of the avoided GHG emissions of each technological alternative. The reference chosen for this study is the heat pump functioning on grid electricity, for which the carbon dioxide intensity of the Spanish energy mix was 210 kg<sub>CO2</sub>/MWh<sub>e</sub> in 2019 [22].

For study of the mobility demand coverage, this project focused on the two opposite extremes of Spanish provincial capitals: Madrid and Teruel, respectively the most- and the least-populated capitals of Spain [23]. The annual production of renewable hydrogen from the organic fraction of the MSW was estimated for each city by taking the annual production per capita of 4 kg<sub>H2</sub>/pax-year as a basis [19]. As a second step, the distance covered annually by the fleets of urban buses of both cities is estimated, thus defining the annual fuel consumption. The hydrogen demand of buses is computed by estimating the hydrogen consumption of an urban bus as 12 kg<sub>H2</sub>/100km [24]. Hence, the hydrogen demand coverage ratio can be obtained for mobility needs. The same technical viability study is conducted for the biomethane generated from the organic fraction of the MSW, that is if it hadn't been converted into hydrogen.

With the technical viability of hydrogen and biomethane obtained from the organic fraction of the MSW assessed, the unitary cost of the fuel for the urban bus fleet is computed. Cancelling the learning-curve cost of the fuel cell, the fuel cell electrical bus will have a similar price than the

compressed natural gas one that can consume biomethane. To evaluate the economic viability of hydrogen, it is compared to technological alternatives such as fossil hydrogen and natural gas, as well as biomethane obtained from the organic fraction of the MSW. As was done in the urban heating and cooling demand coverage study, two natural gas prices scenarios (25 €/MWh<sub>t</sub>-HHV y 90 €/MWh<sub>t</sub>-HHV) are analysed for natural gas and fossil hydrogen (grey and blue) that is made from natural gas.

In a last step, the unitary emissions avoided during the running of the buses has been estimated in function of the fuel used y of the technology. For this study, the reference taken is the compressed natural gas bus with emissions of 83.5 kg<sub>CO2</sub>/100 km [25].

#### 4. Results

As shown in Figure 1, the heating and cooling demand is not covered in all the climate zones. The best results are in the climate zones with the least severe winters (A3, A4, B3 and B4), where it is possible to meet the heat demand of 2 or 3 energy performance ratings, that are the best ones A, B and C. However, in the climate zones with the highest heat demand (D2, D3, E1), the heat demand is not even met for the best energy performance rating (A). For these zones, the coverage ratios achieved are between 65.70% and 92.57%.

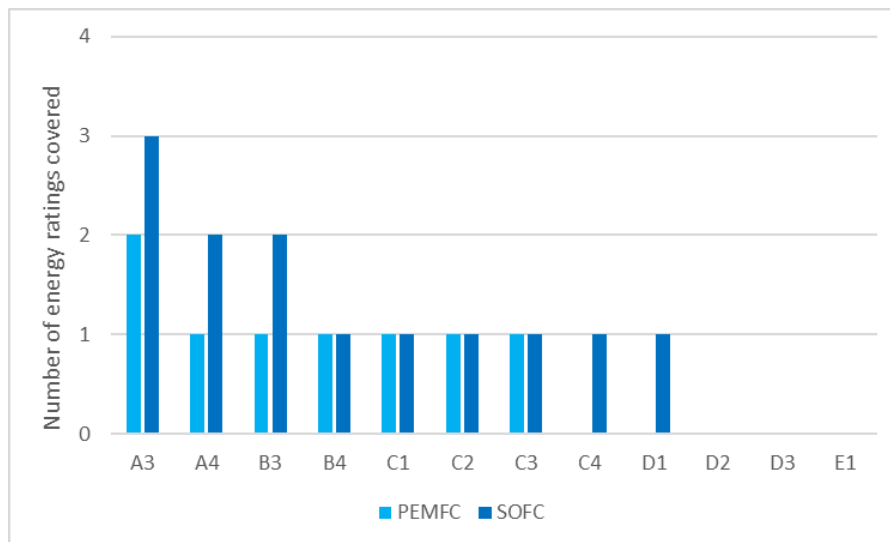


Figure 1. Number of energy ratings whose heating and cooling demand is covered for every climate zone, according to the fuel cell.

The system based on the SOFC achieves a better heating and cooling demand coverage with an average coverage ratio of 34.48% for the ensemble of energy performance ratings and climate zones. With the PEMFC, the average coverage ratio is equal to 31.11%.

Regarding the SHW, the totality of the heat demand isn't met in any of the configurations, not even in the best configuration possible that corresponds to a flat with an energy performance rating A in the climate zone A3 (Cádiz) with a SOFC, for which the coverage ratio reaches 66.08%. Therefore, it has been decided to centre the economic viability assessment on the technically feasible, covering the heat demand only for heating and cooling for the energy performance rating A in all the climate zones.

As observed in the technical study, the SOFC achieves better economic results with the PEMFC. The levelized cost of heating and cooling (LCOHC) for green hydrogen with the SOFC ranges from 28.80 to 42.21 €/MWh<sub>t</sub>, while the costs obtained with the PEMFC go from 35.68 to 47.74 €/MWh<sub>t</sub>.

For golden hydrogen, the cost ranges achieved are between 19.67 and 25.73 €/MWh<sub>t</sub> for the SOFC, and between 22.65 and 29.37 €/MWh<sub>t</sub> for the PEMFC. The geographical distribution of the cost covering the heating and cooling with the SOFC is given in Figure 2 for green hydrogen (a) and golden hydrogen (b).

		Winter climate zone				
		A	B	C	D	E
Summer climate zone	1			42.21	41.359	35.104
	2			38.144	38.145	
	3	28.804	35.194	34.803	33.693	
	4	32.218	32.628	32.724		

		Winter climate zone				
		A	B	C	D	E
Summer climate zone	1			25.729	24.808	22.405
	2			22.964	23.210	
	3	19.898	22.535	21.129	21.585	
	4	20.913	20.579	19.664		

Figure 2. Geographical distribution of the LCOHC [€/MWh<sub>t</sub>] for the SOFC, with green hydrogen (a) and golden hydrogen (b).

Economically, the use of golden hydrogen with the SOFC is a competitive solution as it achieves similar costs to grey hydrogen and electricity in their moderate prices scenarios. These two alternatives have costs that range from 19.19 to 25.20 €/MWh<sub>t</sub> for grey hydrogen, and from 21.85 to 26.91 €/MWh<sub>t</sub> for electricity.

One caveat must be made. As of today, golden hydrogen has no legal existence, for negative emissions cannot be sold. However, the economic results of this project show the subvention scheme the sale of captured biogenic carbon dioxide emissions could be to support the development of renewable hydrogen from the organic fraction of the MSW.

Despite higher costs ranging from 28.80 to 42.21 €/MWh<sub>t</sub> with the SOFC, green hydrogen is still competitive when the volatility of natural gas and electricity prices is taken into account. Indeed, it is more economical than grey hydrogen and electricity in their high prices scenarios.

Figure 3 presents the breakdown of the levelized cost of heating and cooling for climate zone D3 that corresponds to Madrid. It is one of the cases where the most photovoltaic energy is consumed to completely meet heating and cooling demand. This breakdown illustrates the importance of the fuel costs in the heating and cooling cost. Hence, it increases the necessity of reducing the exposition to the volatility of fuel prices.

In terms of avoided GHG emissions, golden hydrogen permits the best reductions as it counts with negative emissions given the capture of biogenic emissions. With the SOFC, the GHG emissions avoided compared to the grid electricity solution range from 78.21 to 125.56 kg<sub>CO<sub>2</sub>eq</sub>/MWh<sub>t</sub>. Greater reductions in emissions can be expected from the PEMFC, but they are due to its lower energy efficiency.

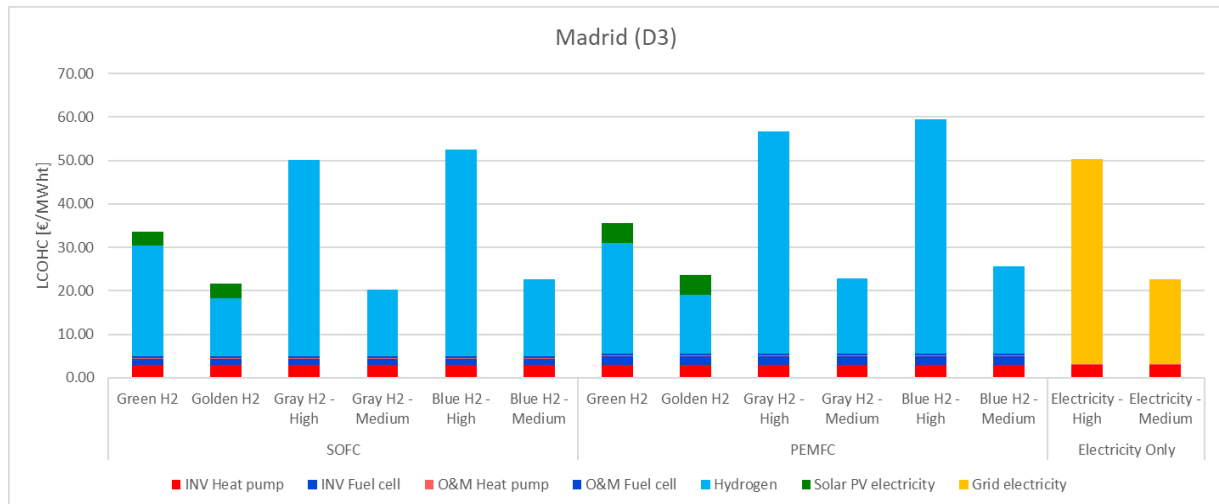


Figure 3. Levelized cost of heating and cooling in the climate zone D3.

Regarding the viability of covering urban mobility demand, the renewable hydrogen coming from the organic fraction of the MSW of a population allows to meet all the demand of the urban bus fleet. The coverage ratio of the hydrogen demand of the urban bus fleet is 107.21% in Madrid and 293.15% in Teruel. In the case of biomethane coming from the organic fraction of the MSW, the biomethane demand coverage ratio only reaches 72.56% in Madrid, and 198.41% in Teruel. This difference is caused by the worse efficiency of the thermal motor (20%) compared to the ensemble electrical motor/fuel cell (50%), thus consuming more biomethane than hydrogen for the same distance. Therefore, the biomethane coming from the organic fraction of the MSW is not a viable option (except for small cities), whereas the renewable hydrogen is. In any case, the transformation to golden hydrogen allows for a better energy performance.

Economically, golden hydrogen is the most economical solution with a cost ranging from 21.72 to 37.15 €/100km. The solutions based in grey hydrogen and natural gas are also economical with cost ranges from 20.99 to 61.93 €/100km, and from 22.69 to 81.69 €/100km, respectively. However, these two alternatives suffer from a great volatility due to their dependency on international natural gas prices.

Choosing a fuel cell electric bus allows to avoid up to 187.54 kg<sub>CO<sub>2</sub>eq</sub>/100km relatively to a compressed natural gas bus if golden hydrogen is used.

## 5. Conclusion

The technical and economic viability of covering heating and cooling demand with the renewable hydrogen has been assessed. It has been determined that it is only a viable solution for flats with a top energy performance rating (A), without including the SHW preparation demand. However, in this configuration it is one of the most economical solutions, as well as being less volatile than grid electricity or natural gas, with a cost range from 19.67 to 47.74 €/MWh<sub>t</sub>. One possibility would

be to cover the heating and cooling demand of a 50,000-inhabitant social housing neighbourhood with the total hydrogen production of the population of 500,000 people, of which the neighbourhood is part, to ensure a stable and accessible energy supply for vulnerable households.

The conclusion of the urban mobility study is that the hydrogen coming from the organic fraction of the MSW is optimal to cover the demand of the buses of a population regardless of its size, whereas only the demand of small populations can be covered with biomethane coming from the same source. Renewable hydrogen is also a relatively economical solution that is not submitted to the volatility of international energy markets. It is also a non-polluting solution thus contributing to the improvement of air quality in cities. It has a cost between 21.72 and 51.84 €/100km, and a reduction in the carbon footprint between 83.50 and 187.54 kg<sub>CO2eq</sub>/100km.

## 6. Bibliography

- [1] 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 on an EU strategy to reduce methane emissions*. (). Brussels: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/eu\\_methane\\_strategy.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/eu_methane_strategy.pdf)
- [2] De Miguel, R., & Planelles, M. (2021, Nov 2,). 103 países se comprometen a reducir esta década un 30% sus emisiones de metano, el gas responsable del 25% del calentamiento. *El País* <https://elpais.com/clima-y-medio-ambiente/2021-11-02/la-cumbre-de-glasgow-acoge-un-pacto-internacional-contr-a-el-metano-el-gas-responsable-del-25-del-calentamiento-global.html?rel=mas>
- [3] European Commission. (2020). *State of the Union: Commission raises climate ambition and proposes 55% cut in emissions by 2030*. [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip\\_20\\_1599](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_20_1599)
- [4] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD). (2020). *Hoja de ruta del hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable*. (). Madrid: <https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/hoja-de-ruta-del-hidrogeno-renovable.aspx>
- [5] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, (MITERD). (2021). *Hoja de Ruta del Biogás*. (). Madrid: [https://energia.gob.es/es-es/Novedades/Documents/00HR\\_Biogas\\_V6.pdf](https://energia.gob.es/es-es/Novedades/Documents/00HR_Biogas_V6.pdf)
- [6] EEA. (2021). *EEA greenhouse gases - data viewer*. <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/greenhouse-gases-viewer>
- [7] European Commission. (2022). *REPowerEU: Acción conjunta para una energía más asequible, segura y sostenible*. (). Estrasburgo: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A108%3AFIN>
- [8] International Energy Agency. *Spain. Final consumption (2019)*. <https://www.iea.org/sankey/#?c=Spain&s=Final%20consumption>
- [9] IDAE. *Consumo por usos del sector residencial*. <https://informesweb.idae.es/consumo-usos-residencial/informe.php>
- [10] Artigas, J., Rodrigo, M., Pascual, A., Ruiz, B., Gómez, P., Flotats, X., & Fernández, B. (2011). *Situación y potencial de generación de biogás. Estudio Técnico PER 2011-2020*. (). Madrid:
- [11] Thrän, D., Billig, E., Persson, T., Svensson, T., Daniel-Gromke, J., Ponitka, J., Seiffert, M., Baldwin, J., Kranzl, L., Schipfer, F., Matzenberger, J., Devriendt, N., Dumont, M., Dahl, J., & Bochmann, G. (2014). *Biomethane - status and factors affecting market development and trade. IEA Task 40 and Task 37 Joint Study. September 2014*. ().
- [12] EurObserv'ER. (2020). *Biogas Barometer 2020*. (). <https://www.eurobserv-er.org/category/all-biogas-barometers/>

- [13] IEA. (2020). *Outlook for biogas and biomethane. Prospects for organic growth*. (). <https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane-prospects-for-organic-growth>
- [14] FCHO. (2022). *Hydrogen Supply Capacity*. <https://fchobservatory.eu/observatory/technology-and-market/hydrogen-supply-capacity>
- [15] IEAGHG. (2017). *Techno - Economic Evaluation of SMR Based Standalone (Merchant) Hydrogen Plant with CCS*. (). <http://documents.ieaghg.org/index.php/s/YKm6B7zikUpPgGA?path=%2F2017%2FTechnical%20Reports#pdfviewer>
- [16] Soler, V., Linares, J. I., Arenas, E., & Romero, J. C. (2022, Jun 29,). Hydrogen from municipal solid waste as a tool to compensate unavoidable GHG emissions. *XII National Conference on Engineering Thermodynamics*, [https://repositorio.comillas.edu/xmlui/bitstream/handle/11531/66977/CNIT\\_11\\_Hydrogen\\_from\\_municipal.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://repositorio.comillas.edu/xmlui/bitstream/handle/11531/66977/CNIT_11_Hydrogen_from_municipal.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
- [17] Linares Hurtado, J. I. *Apuntes del Tema 4 de Ingeniería Energética. Sistemas de refrigeración y bomba de calor*. ().
- [18] Arenas Pinilla, E. M., Barrella, R., Linares Hurtado, J. I., Romero Mora, J. C., Foronda Díez, C., Pesque Castillo, C., & Díez Alzueta, L. (2019). *Caracterización del comportamiento energético en una muestra de hogares españoles*. (). Madrid: <https://repositorio.comillas.edu/xmlui/handle/11531/45014>
- [19] Amezttoy Muñoz, M. (2021). *Producción de hidrógeno a partir de reformado de biometano*
- [20] Ministerio de Fomento. (2019). *Código Técnico de la Edificación*. (). Madrid: <https://www.codigotecnico.org/>
- [21] Lazard. (2021). *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis, Version 15.0*. <https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-levelized-cost-of-storage-and-levelized-cost-of-hydrogen/>
- [22] EEA. (2021). *Greenhouse gas emission intensity of electricity generation by country*. [https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/daviz/co2-emission-intensity-9/#tab-chart\\_2\\_filters=%7B%22rowFilters%22%3A%7B%22ugeo%22%3A%5B%22Spain%22%5D%7D%3B%22columnFilters%22%3A%7B%7D%7D](https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/daviz/co2-emission-intensity-9/#tab-chart_2_filters=%7B%22rowFilters%22%3A%7B%22ugeo%22%3A%5B%22Spain%22%5D%7D%3B%22columnFilters%22%3A%7B%7D%7D)
- [23] INE. (2022). *Cifras oficiales de población resultantes de la revisión del Padrón municipal a 1 de enero*. <https://www.ine.es/jaxiT3/Datos.htm?t=2911>
- [24] Mercedes-Benz. (2018). *The Citaro FuelCELL Hybrid*. ().
- [25] Muñoz, P., Franceschini, E. A., Levitan, D., Rodriguez, C. R., Humana, T., & Correa Perelmuter, G. (2022). Comparative analysis of cost, emissions and fuel consumption of diesel, natural gas, electric and hydrogen urban buses. *Energy Conversion and Management*, 257, 115412. <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115412>

## Índice

---

Resumen del proyecto .....	5
Abstract .....	15
I. Introducción .....	27
I.1. Planteamiento del problema .....	27
I.2. Motivación.....	28
II. Objetivos.....	32
II.1. Objetivo principal.....	32
II.2. Objetivo secundario .....	32
III. Estado de la cuestión.....	33
III.1. La fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (FORSU).....	34
III.1.1. Las vías existentes para la valorización de la FORSU .....	34
III.1.2. El potencial del biogás de FORSU.....	34
III.2. La digestión anaerobia.....	37
III.2.1. El proceso .....	37
III.2.2. La tecnología .....	39
III.3. El biogás .....	41
III.3.1. Composición del biogás.....	41
III.3.2. Rutas tecnológicas de generación de biogás .....	41
III.3.3. Situación actual y potencial de la producción de biogás .....	42
III.3.4. Usos .....	46
III.3.5. Acondicionamiento del biogás para su uso.....	49
III.4. El <i>upgrading</i> . Pasar del biogás al biometano.....	52
III.4.1. El estado actual del biometano.....	52
III.4.2. Las tecnologías de <i>upgrading</i> .....	53
III.5. El <i>Steam Methane Reforming</i> (SMR). Convertir el biometano en hidrógeno verde. ....	57
III.5.1. El reformado de metano con vapor (SMR) .....	57
III.5.2. La captura y almacenamiento del dióxido de carbono .....	59
III.6. El hidrógeno .....	61
III.6.1. El elemento hidrógeno .....	61
III.6.2. Rutas tecnológicas de generación del hidrógeno .....	62
III.6.3. Clasificación del hidrógeno .....	63
III.6.4. Situación actual .....	64
III.6.5. Usos del hidrógeno.....	71



III.7.	Uso del hidrógeno renovable en el sector residencial.....	74
III.7.1.	Tecnologías para el uso del hidrógeno en el sector residencial .....	74
III.7.2.	Bomba de calor. Principio .....	78
III.7.2.	Bombas de calor geotérmicas .....	81
III.7.3.	Clasificación de la bomba de calor como energía renovable.....	82
III.8.	Uso del hidrógeno renovable en la movilidad urbana.....	84
III.8.1.	La pila de combustible.....	84
III.8.2.	El autobús con pila de combustible .....	86
IV.	Metodología.....	89
IV.1.	Modelo planteado .....	89
IV.1.1	Consideraciones específicas a los dos casos de uso del hidrógeno .....	89
IV.2.	Cobertura de la demanda urbana de climatización y agua caliente sanitaria.....	91
IV.2.1	Modelo de la demanda urbana de climatización .....	91
IV.2.2	Modelo de la demanda urbana de agua caliente sanitaria .....	94
IV.2.3	Estudio técnico .....	95
IV.2.4	Estudio económico .....	102
IV.2.5	Estudio medioambiental.....	110
IV.3.	Cobertura de la demanda urbana de movilidad.....	112
IV.3.1	Comparar dos ciudades: Teruel y Madrid .....	112
IV.3.2	Estudio técnico .....	113
IV.3.2	Estudio económico .....	117
IV.3.3	Estudio medioambiental.....	121
V.	Resultados.....	123
V.1.	Cobertura de la demanda urbana de climatización y agua caliente sanitaria.....	123
V.1.1	Estudio de viabilidad técnica de la cobertura de la demanda urbana de climatización y agua caliente sanitaria.....	123
V.1.2	Estudio de viabilidad económica de la cobertura de la demanda urbana de climatización	131
V.1.3	Balance medioambiental de la cobertura de la demanda urbana de climatización .....	147
V.2.	Cobertura de la demanda urbana de movilidad.....	153
V.1.1	Estudio de viabilidad técnica .....	153
V.1.2	Estudio de viabilidad económica .....	154
V.1.3	Balance medioambiental.....	156
VI.	Discusión y Conclusiones .....	157
VII.	Bibliografía .....	158
ANEXO I.	Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible.....	166

A.1. Objetivo de Desarrollo Sostenible principal: ODS 11.....	166
A.2. Objetivos de Desarrollo Sostenible secundarios: ODS 7, 12 y 13 .....	166
ANEXO II. Tablas de referencia para el modelo de demanda de climatización y de agua caliente sanitaria.....	168
Índice de las tablas de referencia.....	168
ANEXO III. Tablas de referencia para el estudio técnico del caso de climatización y agua caliente sanitaria.....	174
Índice de las tablas de referencia.....	174
ANEXO IV. Zonas climáticas de las capitales de provincia españolas según el CTE DB-HE .....	176

## I. Introducción

---

### I.1. Planteamiento del problema

Desde los años 70 del siglo pasado, la cuestión medioambiental ha ido creciendo en las preocupaciones de la sociedad. En noviembre de 2021, se organizó la COP 26 en Glasgow, Escocia, donde cada líder remarcó la importancia de actuar cuanto antes para cumplir los objetivos del acuerdo de París de 2015. Durante la cumbre en Glasgow, **los grandes líderes mundiales se comprometieron a reducir del 30% las emisiones de metano, que suponen un 25% de las emisiones totales de gases de efecto invernadero (GEI)** [2]. El metano es un gas que se emite, entre otros casos, con la fermentación al aire libre de los residuos orgánicos, o bien agrícolas, o bien urbanos, especialmente cuando son depositados en vertederos [26]. De las emisiones globales de metano, 41% son biogénicas, es decir de origen natural como la fermentación de los purines de animales salvajes. Mientras que los otros 59% son antropogénicas, en otras palabras, creadas por las actividades humanas. **Dentro de aquellas emisiones, el sector de los residuos representa unos 20-26% del total global, y 26% del total europeo**<sup>1</sup> [1]. En este trabajo, se va a abordar el tratamiento de los residuos orgánicos urbanos.

Esta cumbre se enmarca en una sucesión de iniciativas crecientemente ambiciosas a nivel internacional, europeo y español. En 2015, los países miembros de las Naciones Unidas firmaron un acuerdo programático llamado *Agenda 2030* compuesto de 17 objetivos, denominados *Objetivos de Desarrollo Sostenible* (ODS). Como consecuencia, en el junio de 2018, el Gobierno de España aprobó un plan de implementación de estos objetivos bajo el nombre de *Plan de Acción para la Implementación de la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible* [27].

A nivel europeo, la Comisión Europea ha encabezado varios programas de descarbonización de la economía comunitaria: el Pacto Verde europeo en 2019, la Estrategia Europea del Hidrógeno y *NextGenerationEU* en 2020. Dentro de ese esfuerzo a escala continental, España ha desarrollado un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, entregado en enero de 2020 y aceptado por la Comisión Europea en octubre de 2020 [28]. Este plan recoge las grandes directrices políticas para **lograr el objetivo europeo de bajar las emisiones de GEI al 55% en 2030, respecto a los niveles de 1990** [3].

En términos de medidas prácticas de implementación, **el Gobierno de España ha aprobado una Hoja de Ruta del Hidrógeno Renovable** [4] que abarca instrumentos tanto regulatorios – incluso un sistema de Garantías de Origen del hidrógeno renovable – como sectoriales. Por ejemplo, una política de fomento de “valles del hidrógeno”, es decir polos que juntan productores y consumidores, sobre todo industriales, de hidrógeno renovable. Este documento **da múltiples ejes de descarbonización de la economía española por el hidrógeno renovable, entre los cuales se pueden citar los transportes y el sector residencial, dos sectores donde la electrificación no siempre es el método más adecuado de descarbonización**. Se cita expresamente el transporte público como un sector con potencial, donde se podría aprovechar la tecnología de pilas de combustible para electrificar transportes más pesados como los autobuses [4].

---

<sup>1</sup> La agricultura representa el 53% de las emisiones antropogénicas europeas, y el sector energético 19%.

## 1.2. Motivación

En la última versión del Código Técnico de la Edificación (CTE), fechada en 2019, la parte correspondiente al ahorro de energía (HE) recoge obligaciones normativas en cuanto a los consumos máximos de energía primaria total y de energía primaria no renovable para edificios, tanto de uso residencial como terciario [29]. Por lo tanto, **es necesario mejorar la eficiencia energética – es decir limitar el consumo de energía primaria total – e introducir energías renovables – limitar el consumo de energía primaria no renovable – en las nuevas edificaciones o en reformas importantes de las existentes.**

En línea con los compromisos de España con la *Agenda 2030* o las iniciativas españolas de lucha contra el cambio climático, **se está potenciando el concepto de economía circular**. Se define como alternativa al modelo actual de economía lineal basado en la secuencia: extracción de materias primas; transformación en productos; consumo; emisiones y gestión de los residuos. La hoja de ruta del biogás, aprobada por el Gobierno de España el 22 de marzo de 2022, se enmarca en esta óptica de cambiar de paradigma económico mediante el reciclaje y aprovechamiento energético de los residuos [5]. Estas dinámicas actuales motivan a **estudiar la viabilidad técnico-económica de la explotación del hidrógeno verde procedente de la digestión anaerobia de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (FORSU)**. El proyecto se centrará en la España peninsular, ya que las islas (Canarias y Baleares) y las ciudades autónomas (Ceuta y Melilla) presentan retos técnicos distintos dada su insularidad o aislamiento.

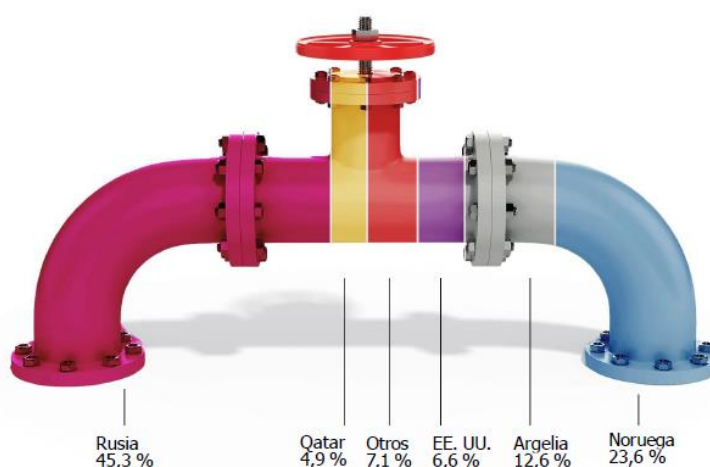


Figura 4. Importaciones de gas natural de la UE en 2021. Fuente: Comisión Europea, 2022 [7].

El 24 de febrero de 2022, Rusia invadió a Ucrania [30]. Como reacción, muchas empresas europeas decidieron prescindir de materias primas procedentes de Rusia como el petróleo o el trigo, lo que motivó el alza de precios en los mercados globales [31]. Adicionalmente, la Comisión Europea impuso sanciones comerciales tal como un embargo sobre las importaciones de carbón ruso [32]. Sin embargo, al escribir estas líneas (mayo 2022), la dependencia de la Unión Europea al gas ruso y la estructura particular de este mercado más regionalizado que los mercados globales del carbón o del petróleo ha impedido hasta el momento la adopción de sanciones en contra de las importaciones de gas natural proveniente de Rusia. **El gas ruso representaba el 45,3% de las importaciones europeas en 2021** (Figura 4). Esta situación motivó a la Comisión Europea a comunicar un plan de aceleración de la

transición energética buscando una reducción drástica de las importaciones de gas natural ruso con el objetivo de conseguir la independencia energética respecto a Rusia en 2030 [7].

Entre otras medidas, **se propone una diversificación del suministro de gas mediante la duplicación de los objetivos de producción de biometano para 2030**. En vez de una producción de 17 bcm se quiere alcanzar ahora unos 35 bcm de aquí a 2030 [7]. **Este proyecto saca partido de este incremento en la producción de biometano, en concreto a partir de la digestión anaerobia de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (FORSU), para producir hidrógeno verde a partir de reformado con vapor de agua, sobre el que se pueden aplicar técnicas de captura de CO<sub>2</sub> para convertirlo en dorado, generando así emisiones negativas de CO<sub>2</sub> [16].**

Otra pata del plan *REPowerEU* de la Comisión Europea es **la electrificación de la economía europea. Para las viviendas, se recoge como medida la aceleración de la distribución de bombas de calor**. Se da como meta instalar 10 millones de bombas de calor en los próximos cinco años. Lo que significaría duplicar el ritmo de despliegue previsto en el paquete “Objetivo 55” [7]. **En España, según la Agencia Internacional de la Energía (IEA), el gas natural representaba 21% del consumo energético del sector residencial en 2019 [8],** tal como se ve en la Figura 5.

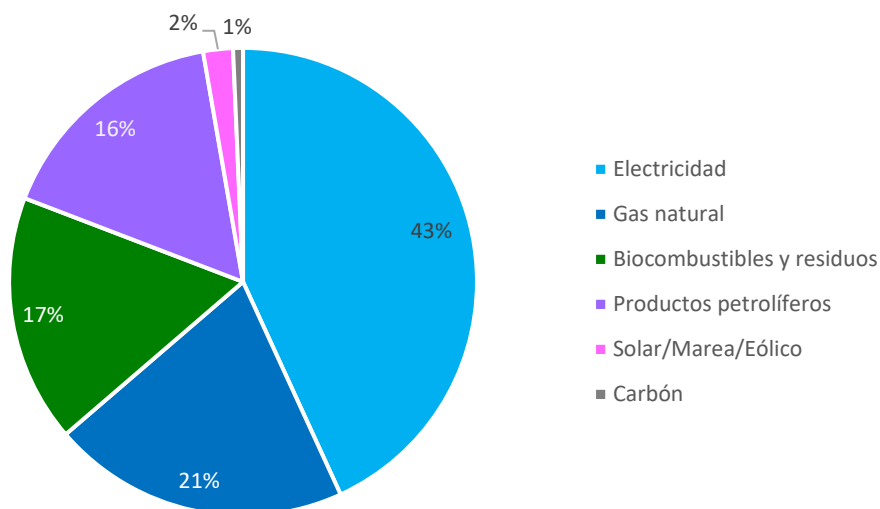


Figura 5. Consumo energético final en el sector residencial en España en 2019. Adaptado de: AIE [8]

Al mirar el detalle del consumo de energía final por usos en el sector residencial, vemos que el gas natural se utiliza en **tres tipos de uso doméstico**: la **calefacción** (39,4% del consumo de energía final en España en 2019); el **agua caliente sanitaria** (ACS, 19,2% en 2019); y la **cocina** (8,0% en 2019). Entre estos tres usos, el gas natural representa respectivamente el 28,47% del consumo total de energía final, el 53,82% y el 32,83%. Este proyecto analiza si es viable reemplazar este consumo de gas natural – en calefacción y ACS – mediante el uso de bombas de calor accionadas por pilas de combustible alimentadas con el hidrógeno generado a partir de los residuos sólidos urbanos de las mismas viviendas. **Esto permitiría reemplazar el 89,10% del consumo de gas natural en el sector residencial español, es decir en torno a 3,08 Mtep para 2019 [9].** Adicionalmente, el sistema propuesto permitiría reemplazar las emisiones de gases de efecto invernadero directas e indirectas por el uso de

combustibles fósiles (productos petrolíferos, carbón, gas natural), así como las emisiones indirectas por la electricidad de la red<sup>2</sup>.

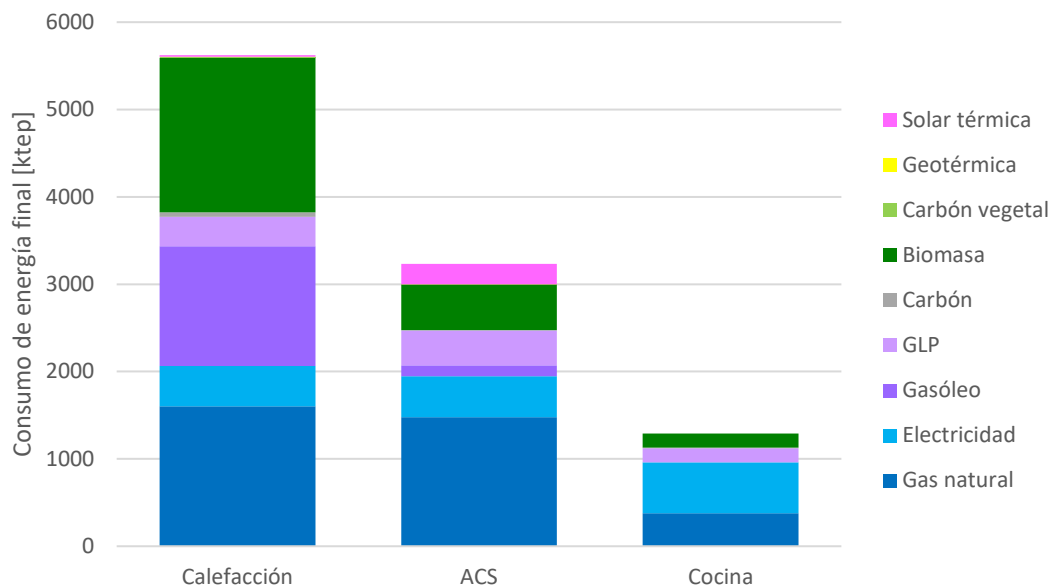


Figura 6. Estructura del consumo de energía final por fuentes para los usos domésticos de calefacción, ACS y cocina en España en 2019<sup>3</sup>. Adaptado de: IDAE [9].

En 2018, el 64,9% de los españoles vivían en viviendas en bloque [33]. Además de ser el tipo de vivienda mayoritario en España, presenta una menor demanda térmica que una vivienda unifamiliar por la inercia térmica dentro del edificio residencial y la menor envolvente expuesta al ambiente. Dado que la producción de hidrógeno se va a limitar a la procedente de los residuos sólidos urbanos de las viviendas a climatizar, es importante reducir al mínimo su demanda energética, por lo que **el estudio se centrará en viviendas en bloque**.

En el caso del **sector del transporte por carretera**, los productos petrolíferos representan el 93,73% de su consumo de energía final y los biocombustibles el 5,57% respectivamente. En cuanto al **gas natural representa una cuota despreciable (0,70% exactamente)** [8]. Es por ello que este trabajo plantea también reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) procedentes del transporte urbano, que contribuye a las emisiones debidas al transporte doméstico. Según la Agencia Europea del Medio Ambiente (EEA, *European Environment Agency*), este sector era el más emisor de GEI en España en 2019, **siendo responsable del 28,62% de las emisiones (unos 91,37 Mteq de CO<sub>2</sub>)** [6]. La agencia no proporciona un desglose por tipo de transporte por carretera en España, aunque sí lo da para el conjunto de la Unión Europea y del Reino Unido. Según la EEA, el transporte pesado (camiones y autobuses) representaba el 19,2% de las emisiones del sector europeo del transporte por carretera [34]. Por tanto, **estudiar la viabilidad del hidrógeno renovable procedente de la digestión anaerobia de la FORSU como alternativa a los combustibles fósiles, aunque sólo impactaría una parte de aquel 19,2%, permitiría reducir las emisiones del sector más emisor en España**. En efecto, un autobús con

<sup>2</sup> Según la IEA, en 2019, las fuentes de energía primaria para la generación de electricidad en España eran: nuclear (33%); gas natural (28%); solar/marea/eólica (17%); carbón (7%); productos petrolíferos (6%); hidroelectricidad (5%); biocombustibles y residuos (4%) [92].

<sup>3</sup> GLP y Gasóleo son productos petrolíferos. Biomasa, carbón vegetal, geotérmica y solar térmica forman parte del grupo de las energías renovables.

pila de combustible casi no emite directamente contaminantes<sup>4</sup> ya que el único elemento químico generado por una pila de combustible es agua (H<sub>2</sub>O). Aunque el agua es un gas de efecto invernadero, su permanencia en la atmósfera es breve al integrarse en el ciclo hídrico. Además, sus emisiones indirectas deberían ser menor como se estudiará en los apartados siguientes del presente trabajo.

---

<sup>4</sup> Se pueden producir unos óxidos nitrosos al usar aire en vez de oxígeno puro.

## II. Objetivos

---

### II.1. Objetivo principal

Este trabajo busca determinar **la viabilidad técnico-económica de la cobertura de la demanda de climatización, es decir calefacción en el invierno y refrigeración en el verano, así como de agua caliente sanitaria (ACS), para cada tipo de clima peninsular en España.** Este estudio se hará tomando un modelo de bomba de calor lo más eficaz posible, y respetando la legislación en vigor al seleccionar un fluido refrigerante natural (el propano, R290). Este tipo de fluido tiene un potencial destructor de la capa de ozono nulo y un potencial de calentamiento global muy bajo, cumpliendo por tanto con la legislación F-Gas [35].

### II.2. Objetivo secundario

Adicionalmente al estudio en el sector residencial, se llevará a cabo **un estudio del autoabastecimiento con hidrógeno verde generado a partir de residuos urbanos de flotas de transportes públicos, especialmente de los autobuses urbanos, y de su viabilidad económica consecuente.** Se estudiará el caso de ciudades de poblaciones de tamaños diferentes para determinar si es escalable a todo tipo de ciudad.



### III. Estado de la cuestión

---

El aprovechamiento de los residuos orgánicos está cogiendo peso en las políticas públicas a nivel europeo y español. Recientemente, **el Gobierno de España aprobó una hoja de ruta del biogás** [5]. Dentro de esta hoja de ruta, **entre las distintas fuentes orgánicas, se recoge la fracción orgánica de residuos sólidos urbanos (FORSU).**

Tras generarlo por digestión anaeróbica de la FORSU, el biogás – que consiste principalmente en una mezcla de metano, dióxido de carbono e impurezas (ácido sulfhídrico, siloxanos...) – puede ser transformado en biometano por un proceso de limpieza y mejora (acondicionamiento), seguido de un proceso designado por la palabra inglesa *upgrading*, en el que se retira el dióxido de carbono, elevando así el poder calorífico del gas. El biometano, aunque lleva un nombre distinto, no difiere químicamente del metano, siendo de origen renovable en lugar de fósil.

Haciendo pasar al biometano por un proceso de reformado por vapor de agua se obtiene hidrógeno. Este proceso, tradicionalmente usado en las refinerías a partir de gas natural (fósil), ya es maduro técnica y económicamente para producir hidrógeno verde más asequible que por electrolisis, método mayoritariamente contemplado para la producción de hidrógeno verde a partir de parques eólicos o fotovoltaicos. Este proceso de generación podría ser aún más rentable si se capturase el CO<sub>2</sub> generado durante el reformado. En este último caso, se ha propuesto para el hidrógeno renovable resultante el término “dorado”, procedente de retirar (proceso azul) el CO<sub>2</sub> neutro del hidrógeno verde [16]. En trabajos anteriores [19], **se ha obtenido que el potencial de generación de hidrógeno verde procedente de la FORSU puede alcanzar unos 4 kg anuales por habitante.**

**El pasado 4 de octubre, Repsol anunció que había conseguido, por primera vez, producir a escala industrial hidrógeno renovable a partir de biometano procedente de la FORSU.** En total, se produjeron 10 toneladas de hidrógeno verde, a partir de 500 MWh de biometano – es decir con una eficiencia del 67,2% –, en su refinería de Cartagena [36].

A continuación, se va a exponer cada eslabón de la cadena de valor que parte de la FORSU para llegar al aprovechamiento del hidrógeno renovable en los sectores residencial y de movilidad urbana.

### III.1. La fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (FORSU)

#### III.1.1. Las vías existentes para la valorización de la FORSU

Hoy en día, al lado de la digestión anaerobia, ya existen tres métodos de valorización de la Fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos [37]:

- La **incineración**. Se descompone la materia orgánica en un horno con temperaturas en torno a los 500°C donde tiene lugar su combustión con exceso de aire. El calor generado se aprovecha para la generación eléctrica.
- La **gasificación**. Se procede a una oxidación parcial de la materia prima al tener un defecto de oxígeno (el agente oxidante para la reacción redox). Se consigue un gas de síntesis<sup>5</sup> aprovechable en turbinas para generación eléctrica, o como combustible en motores de combustión interna.
- La **pirólisis**. Se descompone la materia orgánica en un horno con temperaturas en torno a los 800°C donde tiene lugar su combustión con ausencia de un agente oxidante (en general sería el aire o el oxígeno). El calor generado se aprovecha para la generación eléctrica. Su ventaja sobre la incineración es su menor generación de emisiones.

El presente trabajo se centra en la vía tecnológica de la transformación de la FORSU en biogás que se presenta a continuación.

#### III.1.2. El potencial del biogás de FORSU

La generación del biogás mediante digestión anaerobia de residuos orgánicos se puede realizar a partir de diversas materias primas. La hoja de ruta del biogás [5] recoge cinco principales tipos de recursos residuales orgánicos:

- La **fracción orgánica de los residuos de competencia municipal**, también conocida bajo el nombre Fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (FORSU).
- Los **lodos de estaciones depuradoras de aguas residuales urbanas (EDARU)**.
- Los **residuos orgánicos de las industrias agroalimentarias**. Si se tratan de residuos tratados en EDAR, se habla de lodos de estaciones depuradoras de aguas residuales industriales (EDARI).
- Los **purines y estiércol**, es decir los residuos orgánicos procedentes de deyecciones ganaderas.
- Los **restos de cultivos herbáceos**, en otras palabras, los rastrojos y residuos de cultivos como el maíz, la cebada, la colza, etc.

Cada posible fuente de biogás tiene sus propias características químicas que conllevan potenciales distintos de producción de biogás. Sin embargo, un recurso con mayor potencial técnico puede en práctica no ser fácilmente aprovechable por obstáculos logísticos (recogida, transporte y almacenamiento).

Por ello, se distinguen tres tipos de potenciales de producción de biogás [10]:

---

<sup>5</sup> El gas de síntesis consiste en una mezcla de hidrógeno H<sub>2</sub> (18-20%), monóxido de carbono (18-20%), dióxido de carbono CO<sub>2</sub> (8-10%), metano CH<sub>4</sub>, y trazas de hidrocarburos, agua, nitrógeno, y varios contaminantes [26]. Su composición exacta dependerá de la composición de la propia FORSU de partida.

- El **potencial total**. La cantidad máxima de biogás que se esperaría si se pudiese aprovechar la totalidad del residuo orgánico.
- El **potencial accesible**. La parte del potencial total que se podría aprovechar realmente al descontar lo que no se puede llevar a plantas de generación de biogás por obstáculos logísticos.
- El **potencial disponible**. La cuota del potencial accesible que ya no se explota por usos alternativos. Para ilustrar aquel hecho, se pueden considerar los restos de cultivos herbáceos que se utilizan generalmente para el ganado, como alimentación o lecho. Otra alternativa es su uso para abonar los terrenos agrícolas [5].

La fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (FORSU) tiene la ventaja de ser más fácilmente accesible que residuos agrícolas por la existencia de sistemas de recogida y la concentración de su “generación” (sobre todo las zonas urbanas). Las dos **grandes dificultades encontradas con la FORSU son su método de recogida, y su heterogeneidad**.

Existen dos métodos de recogida. El primero es la recogida separada con el uso de un cubo específico para la FORSU. El segundo método es la recogida mezclada con una etapa posterior de separación mecánica. Además, en el caso de presentar una alta tasa de residuos no orgánicos en la FORSU, aunque se haya procedido a una recogida separada, se puede aplicar una separación mecánica [5].

El potencial de generación de biogás varía mucho según si los residuos orgánicos se hayan recogido separadamente o no de la fracción resto. Según la Tabla 1, la FORSU recogida separadamente presenta el mayor potencial medio de producción de metano (el elemento central del biogás) con menor dispersión.

Tabla 1. Potencial de producción de metano por método de recogida de la FORSU. Adaptado de: Fundación Naturgy [2]

FORSU	Potencial de producción (Nm <sup>3</sup> CH <sub>4</sub> /t)
Separada mecánicamente	54 – 124
Recogida selectiva	107 - 116

El impacto de la falta de recogida selectiva se puede notar en las estimaciones del potencial de generación de biogás a partir de la FORSU. **Los biorresiduos recogidos con la fracción resto pueden llegar a representar el 47% de ésta**. Sin embargo, después de un tratamiento mecánico, sólo se consigue recuperar el 27,8% de los materiales de partida para un uso posterior en digestión anaerobia<sup>6</sup>. Por tanto, el potencial accesible se limita mucho por esta pérdida seca de materiales orgánicos [5]. Una ilustración de dicha pérdida es las estimaciones de potencial de biogás de FORSU según el IDAE en 2011 [10], recogidas en la Tabla 2.

Tabla 2. Potenciales total, accesible y disponible para la producción de biogás a partir de la FORSU. Fuente: IDAE [10]

	Potencial total (ktep/año)	Potencial accesible (ktep/año)	Potencial disponible (ktep/año)
Biogás de la fracción orgánica de residuo sólido urbano (FORSU)	778,1	311,2	124,5

<sup>6</sup> Un alto contenido en elementos impropios puede llevar a problemas de operación en el reactor.

En este estudio de 2011, **el potencial accesible en España sólo representa un 40% del potencial total anual teórico**. Se constata una pérdida adicional en el potencial disponible que a su vez representa un 16% del potencial total. Se debe a la competencia de usos alternativos como el compostaje. Sin embargo, se podría aprovechar el potencial accesible sin canibalizar completamente el compostaje dado que el digerido, o digestato, (fracción sólida de la salida de la digestión anaerobia) se puede valorizar con compostaje, como se verá en el apartado sobre la digestión anaerobia.

Esta constatación de la pérdida de potencial motivó la elaboración de una directiva europea en 2018 para obligar los Estados miembros a establecer una recogida selectiva antes del 31 de diciembre de 2023 [38].

### III.2. La digestión anaerobia

La etimología de la palabra “anaerobia” viene de los términos griegos ἀερο (“aero”, el aire) y βιο (“bio”, la vida). Al constar del prefijo “an-”, la digestión anaerobia se realiza sin aire. Por tanto, la digestión anaerobia es **una reacción bioquímica de descomposición de la materia orgánica que se desarrolla en ausencia de oxígeno**. A partir de los sustratos orgánicos de entrada – los residuos orgánicos, se obtienen dos corrientes de productos resumidos en la Figura 7: la corriente de compuestos gaseosos, o **biogás**; la corriente de compuestos no gaseosos, o **digestato** (se llama también efluente digerido). En su vez, el digestato se puede separar en dos grupos de productos: los sólidos y los líquidos.

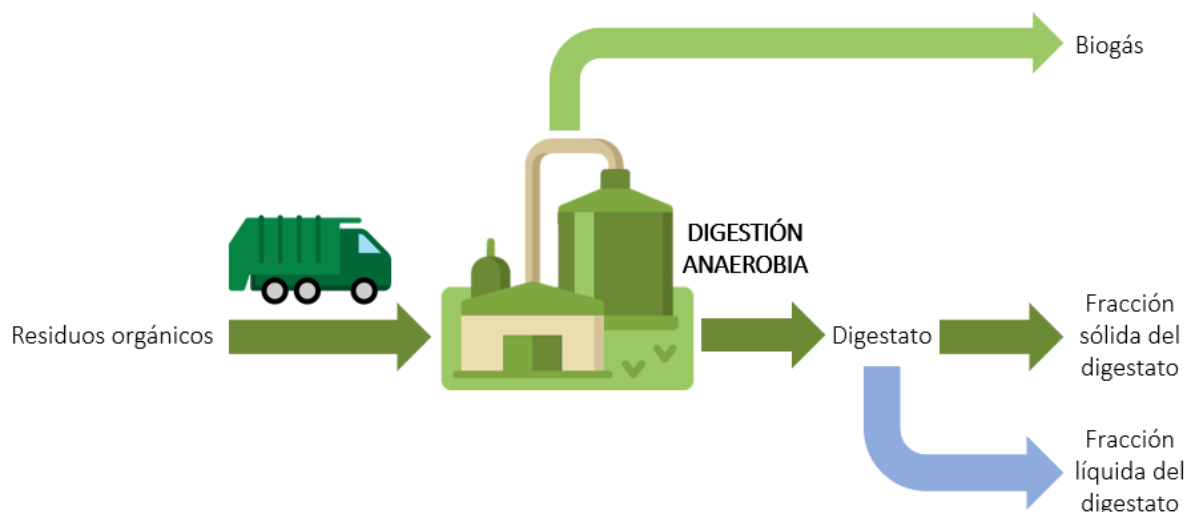


Figura 7. Balance de la digestión anaerobia. Elaboración propia.

Las dos corrientes de productos se pueden valorar con diversos aprovechamientos. El del biogás se tratará en el siguiente apartado.

En el caso del digestato, **se valoriza para uso directo en el sector agrícola** – por ejemplo, mediante una etapa de compostaje con previa separación de la fracción líquida [37] – **o para su transformación en materias primas claves para la industria de los fertilizantes**. El control de las condiciones operativas de la digestión anaerobia posibilitan la obtención de un digestato que cumplan las condiciones de calidad necesarias para una posterior mineralización, etapa de tratamiento imprescindible para su valorización en la industria de los fertilizantes [26].

#### III.2.1. El proceso

La digestión anaerobia no es una sola reacción bioquímica, sino un conjunto de reacciones microbiológicas simultáneas y/o secuenciales que se clasifican en cinco etapas [26]:

1. La **desintegración** de la materia orgánica más compleja (partículas) en carbohidratos, proteínas y lípidos.
2. La **hidrolisis**. Las enzimas generadas en la fase acidogénica hidrolizan las moléculas resultantes de la desintegración a monosacáridos, aminoácidos y ácidos grasos de cadena larga (AGCL).
3. La **acidogénesis**. Los productos de la hidrolisis se convierten en ácidos grasos volátiles (AGV), hidrógeno e ion amonio.

4. La **acetogénesis**. Los AGV resultantes de la fase previa se transforman en ácido acético e hidrógeno.
5. La **metanogénesis**. El ácido acético y el hidrógeno reaccionan separadamente para producir el metano final siguiendo respectivamente dos procesos, la metanogénesis acetoclástica y la metanogénesis hidrogenotrófica.

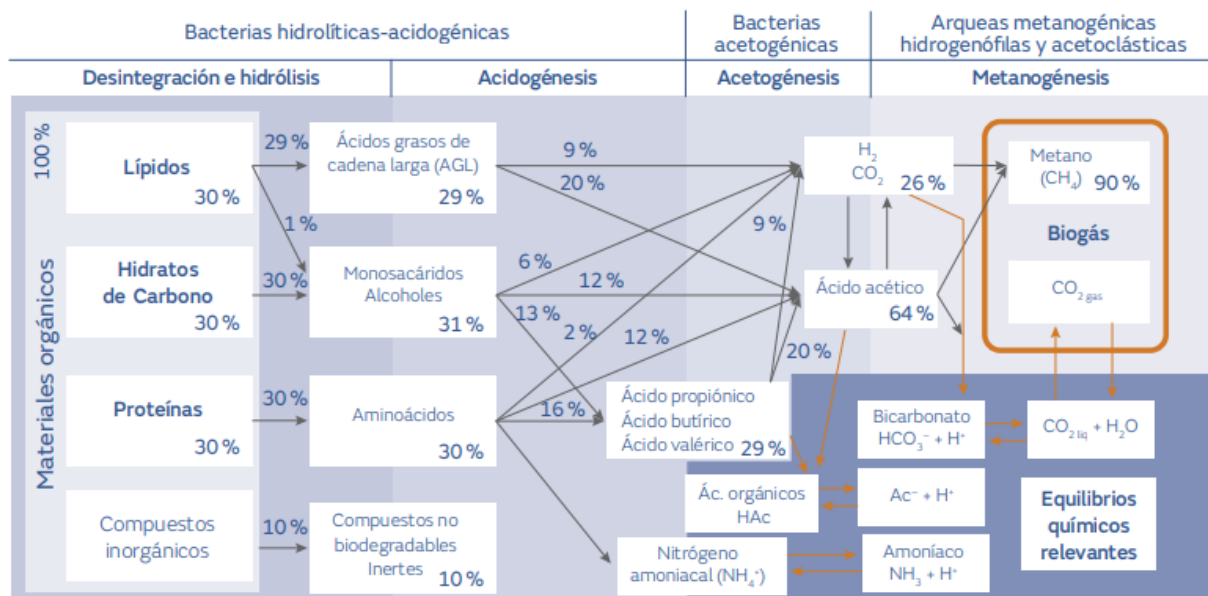


Figura 8. Fases de la digestión anaerobia con los microorganismos implicados. Fuente: Fundación Naturgy [26]

Todas estas reacciones se catalizan gracias a la presencia de varias bacterias (presentadas en la Figura 8), organismos muy sensibles a las condiciones de su ambiente. Por ejemplo, las bacterias SAO (*syntrophic acetate oxidizers*) se encargan de oxidar el ácido acético a hidrógeno y dióxido de carbono, pero al mismo tiempo son muy sensibles a la concentración de hidrógeno que tiene que quedarse baja.

Por ello, es imperativo un control de los parámetros ambientales y operativas del reactor donde tiene lugar el proceso de digestión anaerobia.

Los parámetros ambientales implicados son:

- El **pH** que tiene que estar cerca de la neutralidad.
- La **alcalinidad**, para evitar la acidificación del ambiente asegurando una capacidad tampón.
- El **potencial redox**.
- Los **nutrientes** necesarios al crecimiento de los microorganismos. En general, la FORSU les contiene.
- Los **tóxicos e inhibidores** por evitar ya que crean inestabilidad en los procesos bioquímicos.
- El nivel de **humedad**, óptimo entre el 70% y el 80% [37], controla la fase de hidrólisis. Está relacionado con otro parámetro, el **porcentaje de sólidos totales** [5].
- La **biodegradabilidad**, relacionada con el **porcentaje de sólidos volátiles**, que representa la proporción de materia orgánica que se va a convertir en biogás [5].
- La **relación carbono/nitrógeno (C/N)**, óptima en torno a 30:1 [37], rige la fase de metanogénesis.

Los parámetros operacionales de los reactores se tienen que decidir al diseñar las instalaciones. Abarcan:

- La **temperatura**. Existen tres rangos de operación, el régimen psicrófilico (en temperatura ambiente), el mesófilico (en torno a los 37°C) y el termófilico (alrededor de los 55°C).
- La **agitación** que favorece la transferencia de sustrato a las bacterias.
- El **tiempo de retención hidráulico (TRH)**. Representa el tiempo medio de permanencia del influente en el reactor.
- El **tiempo de retención celular o de sólidos (TRC o TRS)**. Representa el tiempo medio de permanencia de los microorganismos en el reactor.
- La **velocidad de carga orgánica (VCO)**. Mide la masa de materia orgánica introducida en el reactor por unidad de volumen y tiempo.

Otro parámetro para mejorar el proceso es la **materia prima**. Cada materia prima (expuestas en el apartado previo) tiene ventajas e inconvenientes en función de su composición, de su estacionalidad, o de su ubicación. Por tanto, se puede realizar digestión mezclando dos o más sustratos orgánicos para conseguir ventajas técnicas y/o económicas (concepto llamado **codigestión** [5]). Por ejemplo, se puede plantear realizar una tal codigestión entre la FORSU y los lodos de la EDAR de una misma población para mitigar la estacionalidad del suministro de la FORSU debida a los periodos vacacionales [37].

### III.2.2. La tecnología

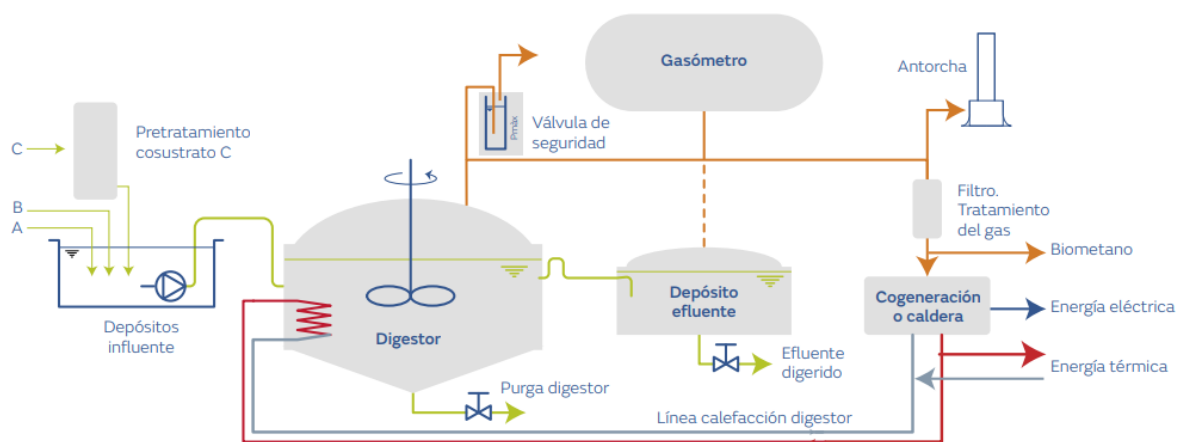


Figura 9. Esquema general de una planta de (co)digestión anaerobia. Fuente: Fundación Naturgy [26]

#### **Etapa preliminar. El pretratamiento**

Antes de entrar en el digestor, la materia orgánica se tiene que acondicionar. Para ello, existen cuatro métodos de acondicionamiento [37]:

- La **tritución**. Es un pretratamiento mecánico que permite eliminar posibles improprios presentes en la materia orgánica (arenas, metales, plásticos o vidrios) así como repartir la materia orgánica por tamaño. Se suele utilizar como primera etapa antes de otros métodos de pretratamiento, especialmente para los RSU.

- La **pasteurización**. Es un pretratamiento térmico con fin de higienización de la materia orgánica (es la misma filosofía que la pasteurización de la leche). Consiste en someter la materia orgánica a una temperatura de 70°C durante una hora. Es un proceso de pretratamiento que se suele usar para restos de origen animal permitiendo lograr aumentos significativos de la generación de biogás (hasta cuatro veces más).
- La **esterilización**. Tiene la misma filosofía que la pasteurización. Es un pretratamiento térmico de higienización de la materia animal, pero esta vez, con temperaturas en torno a 133°C y una presión de 3 bar. Se presume cumplir así con obligaciones normativas.
- El **ensilado**. Es un pretratamiento biológico para residuos vegetales para mitigar el efecto estacional de las cosechas. Al almacenar la materia orgánica en condiciones de inhibición de su degradación se posibilita una generación continua y estable de biogás a lo largo del año.

### *El digestor*

Es el reactor donde tiene lugar el propio proceso de digestión anaerobia. Tradicionalmente, se utilizaban reactores, denominados “**de bajo coste**”, que consisten en reactores no optimizados para controlar sus parámetros operativos. Un ejemplo es la laguna anaerobia cubierta que se suele encontrar en zonas rurales [26].

En el marco de una planta moderna de digestión anaerobia se usan reactores cuyos parámetros de operación sí se pueden controlar. Se clasifican según varios criterios:

- Su régimen de temperatura (psicrófilo, mesófilo o termófilo);
- Su método de crecimiento de los microorganismos (suspendido, granular o formación de biopelículas);
- Su mecanismo de retención de la materia orgánica activa;
- Su modelo de flujo (completamente mezclado, flujo pistón, discontinuo o continuo);
- Su tipo de digestión (húmeda o seca).

El presente trabajo, se centra en el último criterio para dar una idea del abanico de posibilidades técnicas. Según este criterio, existen dos familias de reactores [26]:

- Los **reactores de “digestión húmeda”**. Son biorreactores para sustratos con menos de un 15% de sólidos totales, es decir con mucha agua. Su etapa cinéticamente limitante suele ser la metanogénesis. La tecnología empleada allí son los **reactores continuos de mezcla completa o CSTR** (*Continuous Stirred Tank Reactor*).
- Los **reactores de “digestión seca”**. Son biorreactores para sustratos con más de un 20% de sólidos totales, es decir con una fracción sólida no despreciable. Su etapa cinéticamente limitante suele ser la desintegración o la hidrólisis. La tecnología empleada allí son los **reactores continuos de flujo pistón o FP**. Se suelen usar en la digestión de la FORSU.



### III.3. El biogás

#### III.3.1. Composición del biogás

El biogás es una mezcla de compuestos gaseosos de los cuales **los dos gases principales son el metano (CH<sub>4</sub>) y el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>)**. En la Tabla 3, se proporciona un listado de todos sus componentes.

Tabla 3. Composición del biogás procedente de digestión anaerobia con sus potenciales de calentamiento global correspondientes. Adaptado de: IEA Bioenergy [24], IPCC [25].

Compuesto	Biogás proveniente de digestión anaerobia	Potencial de calentamiento global (GWP, TAR)
Metano CH <sub>4</sub>	50 – 85%	25
Dióxido de carbono CO <sub>2</sub>	15 – 50%	1
Nitrógeno N <sub>2</sub>	0 – 1%	-
Oxígeno O <sub>2</sub>	0,01 – 1%	-
Hidrógeno H <sub>2</sub>	Trazas	-
Ácido sulfhídrico H <sub>2</sub> S	Hasta 4.000 ppmv	-
Amoniaco NH <sub>3</sub>	Trazas	-
Siloxano	0 – 5 mg/m <sup>3</sup>	-

#### III.3.2. Rutas tecnológicas de generación de biogás

Se puede generar biogás mediante dos familias de procesos tecnológicos:

- La **digestión anaerobia** a partir de varias fuentes orgánicas como se expone con más detalle en III.1.2. *El potencial del biogás de FORSU* y en III.2. *La digestión anaerobia*.
- La **captación del gas de vertedero** (LFG, *Landfill Gas*) que consiste en capturar, mediante pozos de captación, el biogás generado por la descomposición y estabilización de la materia orgánica presente en los vertederos [39]. Su enfoque es más parecido al de un yacimiento de gas natural en tanto que no se controla la generación y que acaba por agotarse.

La vía de la digestión anaerobia está en pleno desarrollo desde el inicio del siglo [40], mientras que las normativas europea y española señalan una tendencia hacia la reducción drástica de los vertidos en vertederos, además de condiciones más estrictas en las clases de residuos permitidas. Según el artículo 8 del *Real Decreto 646/2020, de 7 de julio, por el que se regula la eliminación de residuos mediante depósito en vertedero* [41], que es una trasposición de los objetivos fijados por la *Directiva europea 2018/850, de 30 de mayo, por la que se modifica la Directiva 1999/31/CE relativa al vertido de residuos* [42], el calendario de reducción de los vertidos es el siguiente:

- **1 de enero de 2025:** La cantidad en peso de residuos municipales vertidos **no superará al 40% del total de residuos generados de este tipo**.
- **1 de enero de 2030:** Se baja **el máximo autorizado a 20% del total** de residuos generados de este tipo.
- **1 de enero de 2035:** El máximo autorizado será entonces del **10% del total** de residuos generados de este tipo.

Por tanto, la generación de biogás por la ruta de la captación del gas de vertedero se reducirá progresivamente. Esas medidas se deben a consideraciones de protección medioambiental.

### III.3.3. Situación actual y potencial de la producción de biogás

#### *Situación del biogás a nivel global*

En 2015, la capacidad instalada total de producción de biogás en el mundo era de 15 GW, de los cuales 10 GW están ubicados en Europa. A nivel global, los métodos de producción difieren en escala según el nivel de desarrollo económico del país. **En países en vía de desarrollo, la generación de biogás se hace mayoritariamente mediante digestores de pequeña escala para usos domésticos** como la generación de calor para la cocina o de electricidad. **En países ya desarrollados, se trata de plantas de grande escala generalmente basadas en granjas.**

Por ejemplo, China contaba con 100.000 plantas industriales de generación de biogás y con **43 millones de digestores domésticos en 2014**. Estos digestores domésticos representaban **una producción anual de 15 bcm de biogás**. El país tenía como objetivo alcanzar los 80 millones de digestores domésticos en el 2020 [40].

#### *Situación del biogás en Europa*

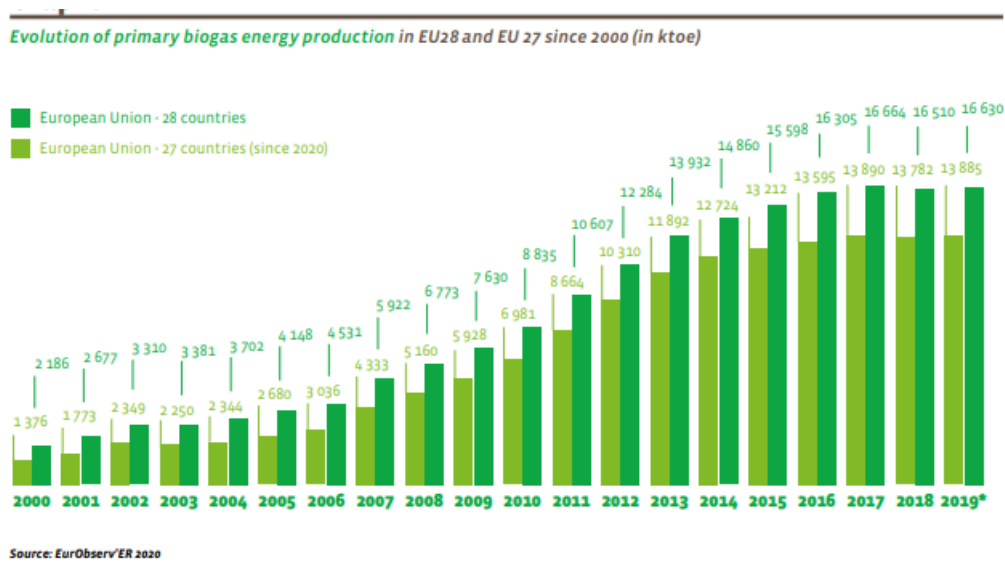


Figura 10. Evolución de la producción de biogás en la Unión Europea (con y sin el Reino Unido) entre 2000 y 2019. Fuente: EurObserv'ER [12]

Como se aprecia en la Figura 10, la producción de biogás ha aumentado desde el inicio del siglo. Ha pasado de 2.186 ktep en 2000 a 16.630 ktep en 2019, lo que equivale a un crecimiento del orden de +660%. Esta situación se debe a una normativa favorable a la producción de biogás hasta 2017 que incluyó medidas como precios atractivos para la compra de la electricidad generada a partir de esta fuente de energía [12]. Sin embargo, la implementación de nuevas normas más desfavorables al uso de cultivos energéticos para limitar la competencia entre estos cultivos y la producción alimentaria llevó a un estancamiento de la producción desde aquel año.

Al mirar en detalle, en el 2019, el reparto de la producción de biogás en Europa era como indicado en la Figura 11. Las rutas de origen consideradas, y sus correspondientes títulos en la gráfica, son las siguientes:

- **Digestión anaerobia de lodos de depuradoras**, titulada *gas de EDAR*;
- **Captación de gases de vertedero**, titulada *gas de vertedero*;
- **Digestión anaerobia** de otras fuentes orgánicas (incluidos residuos), titulada *biogás (EDAR excluida)*;
- **Procesos térmicos** que abarcan gasificación y pirolisis de biomasa sólida, titulada *gas de síntesis*.

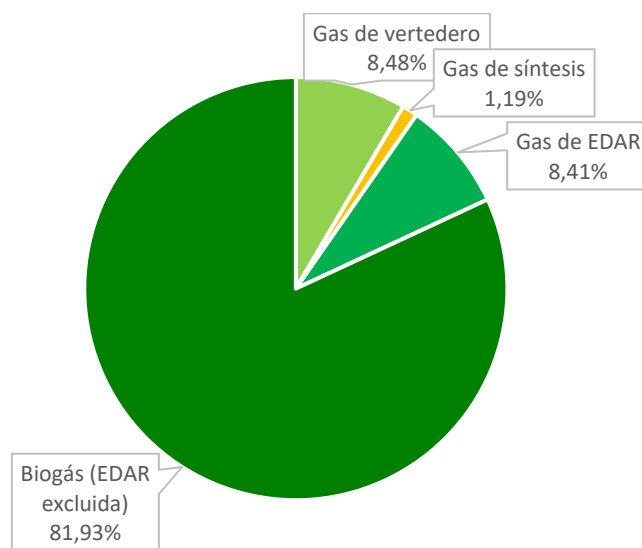


Figura 11. Reparto de la producción de biogás en UE27 en 2019 según rutas tecnológicas. Adaptado de: EurObserv'ER [12]

Se deduce de la Figura 11 que el biogás generado por medio de **la digestión anaerobia de fuentes orgánicas** como residuos urbanos, industriales, deyecciones ganaderas y cultivos energéticos representa casi el **82% del biogás en la Unión Europea de los 27 (UE27)** – en la UE28, sólo constituya el 75,84%. Da una idea de su importancia en el origen del biogás, pero no se puede desglosar detalladamente la aportación de la FORSU por sí sola.

La Figura 12 indica que los cinco mayores productores de biogás en Europa son:

1. **Alemania.** Representa 7.547,5 ktep (87,6 TWh) en 2019, es decir 45,39% de la UE28 y **54,36% de la UE27**. Tiene una repartición tecnológica parecida al de la UE27 con menos gas de vertedero.
2. **Reino Unido.** Distantesegundo producto con 2.745,1 ktep (31,8 TWh) en 2019 (16,5% de la UE28). Tiene la particularidad de presentar **una alta cuota de gas de vertedero (39,42%), así como de gas de EDAR (15,52%).**
3. **Italia.** Su producción de biogás de 2019 alcanza los 1.828 ktep (21,2 TWh) (11% de la UE28 y 13,17% de la UE27). También presenta una mayor cuota de gas de vertedero (17,63%) y una menor para gas de EDAR (2,74%).
4. **Francia.** Cuenta con 976,6 ktep (11,3 TWh) de biogás generado en 2019 (11% de la UE28 y 13,17% de la UE27). Su reparto es un caso intermedio entre el Reino Unido e Italia, procediendo su biogás al 29,10% de vertederos y al 4,57% de depuradoras.



### Situación del biogás en España

España se queda en el noveno puesto en la Unión Europea incluyendo el Reino Unido. Su producción alcanzó los 260,3 ktep (3 TWh) en 2019. La particularidad de su “mix” de biogás es la alta cuota de biogás procedente de vertederos y EDAR, así como de gas de síntesis, mientras que **la digestión anaerobia de otras fuentes orgánicas está poco desarrollada**. La Figura 13 ilustra el peso relativo de cada ruta tecnológica.

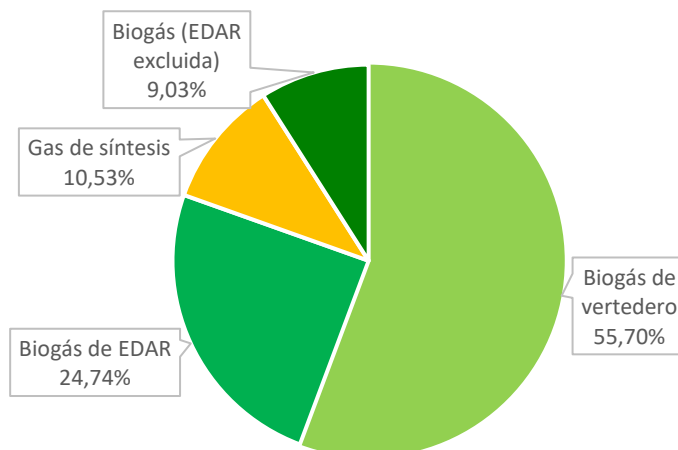


Figura 13. Reparto de la producción de biogás en España en 2019 según rutas tecnológicas. Adaptado de: EurObserv'ER [30]

En cuanto al gas de síntesis, sólo cuatro países europeos tienen producción de biogás mediante aquella vía: Finlandia (126 kep; 76,50% de la UE27), España (27,4 ktep; 16,64%), Italia (6,6 ktep; 4,01%) y Bélgica (4,7 ktep; 2,85%). Por tanto, **España era el segundo productor de biogás a partir de procesos térmicos en Europa en 2019**.

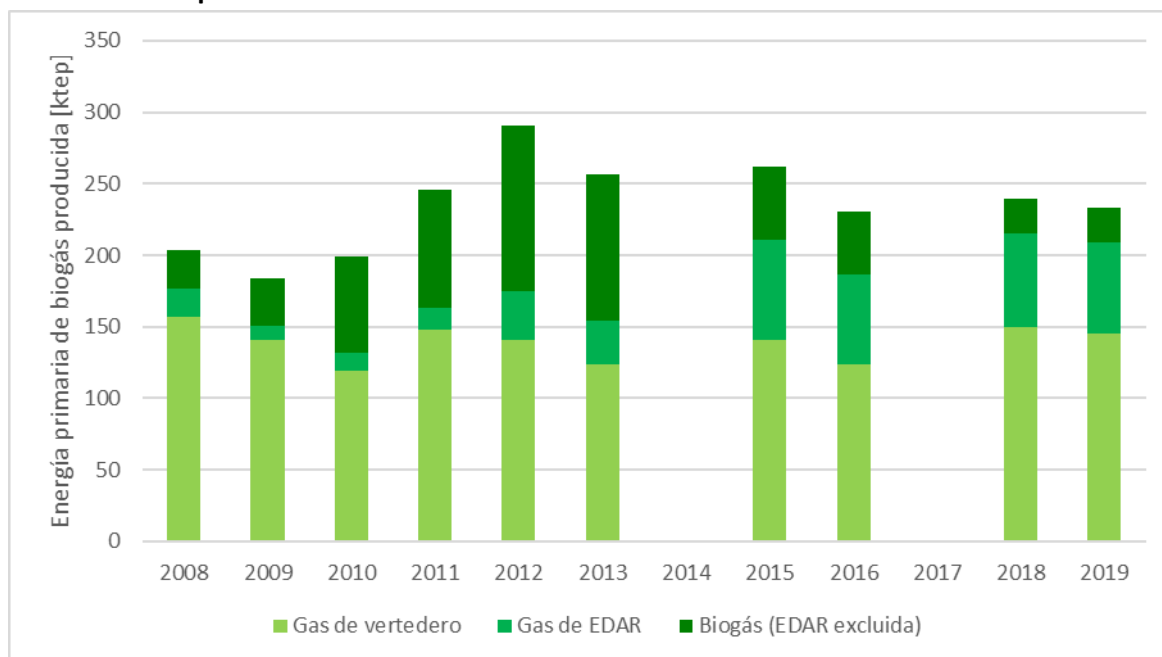


Figura 14. Evolución de la producción de biogás en España desde 2008. Adaptado de: EurObserv'ER [97] [98] [99] [100] [12]

Al estudiar la evolución de la producción de biogás en España desde 2008 (ver Figura 14<sup>7</sup>), se nota que la generación de biogás a partir de captación de gas de vertedero ha bajado de más de 77% de la generación de biogás (sin tener en cuenta el gas de síntesis<sup>8</sup>) en 2008 a 62% en 2019. Mientras que el biogás de depuradoras ha ido aumentando, pasando de unos 6% en 2009 a más de 27% en 2019. El caso del biogás procedente de la digestión anaerobia de otras fuentes orgánicas es distinto. Conoció una subida temporal entre 2010-2013, alcanzando hasta los 40%. Posteriormente bajó para estabilizarse en torno a los 10%.

Históricamente, se había fomentado la producción de biogás mediante digestión anaerobia, especialmente en el sector ganadero, mediante subvenciones implementadas en 1981-1982. Sin embargo, deficiencias técnicas de las instalaciones realizadas en aquella época y una baja retribución de la venta de electricidad<sup>9</sup> generada con el biogás resultante llevaron al declive de esta ruta tecnológica y su situación actual de bajo desarrollo [10].

Por tanto, la vía de la digestión anaerobia de fuentes orgánicas como la FORSU o residuos ganaderos sigue presentando mucho potencial en España.

#### III.3.4. Usos

El biogás generado se puede valorizar mediante cuatro rutas tecnológicas principales:

- **Generación de calor.** Consiste en quemar el biogás en una caldera para usos de calefacción, por ejemplo, en redes de distrito (calefacción urbana) o emplazamientos industriales.
- **Generación de electricidad.** Mediante un motor de combustión interna o una turbina se genera electricidad de manera análoga al gas natural. Los motores de combustión interna presentan una mayor eficiencia eléctrica que turbinas, por lo que se favorecen si el objetivo es únicamente generar electricidad [26]. Existen motores adaptados a la composición del biogás (metano con otros compuestos gaseosos, principalmente dióxido de carbono) [39].
- **Cogeneración (para usos de calor y electricidad).** Se consigue mayor eficiencia global al aprovechar los gases de escape del sistema de generación eléctrica a partir de biogás, para producir calor en un ciclo de cogeneración de cabeza.
- **Enriquecimiento en biometano o *upgrading*.** Consiste en separar el metano del resto de los compuestos del biogás. Permite aprovecharlo en todos los usos típicos del gas natural (químicamente igual). Por tanto, se puede inyectar en la red de gas natural, utilizar como combustible en transportes o aprovechar como materia prima. Por ejemplo, en abril de 2022, se inauguró en Madrid una planta de *upgrading* del biogás generado a partir de residuos orgánicos en el Parque Tecnológico de Valdemingómez. Se prevé poder inyectar unos 180 GWh<sub>t</sub> de biometano en la red de gas natural. Así se podría cubrir el consumo de 500 autobuses de la Empresa Municipal de Transportes de Madrid (EMT) [43].

---

<sup>7</sup> En este estudio histórico, faltan los años 2014 y 2017 que no están disponibles en los barómetros publicados por [EurObserv'ER](#).

<sup>8</sup> Todos los porcentajes proporcionados en este estudio histórico provienen de los barómetros de EurObserv'ER que no contabilizaban el gas de síntesis hasta el estudio de 2019 (para los años 2018 y 2019).

<sup>9</sup> Históricamente el aprovechamiento del biogás se centraba en la generación eléctrica, sin llegar a dar el paso a la generación de biometano y su inyección en la red de gas natural, como ha empezado a ocurrir en la actualidad.

A partir de estas rutas tecnológicas, el biogás se valoriza para diversos usos finales. La Hoja de Ruta del Biogás [5] enumera cinco alternativas de aprovechamiento energético:

- Biogás para **uso térmico**;
- Biogás para **uso eléctrico o cogeneración**;
- Biogás y biometano para **uso en transporte**;
- Biometano para **usos distintos al transporte**;
- Biogás para uso como **materia prima**.

El presente trabajo se centra en la alternativa tecnológica del **enriquecimiento del biogás en biometano** mediante el proceso de *upgrading*. La finalidad es su **posterior uso como materia prima** en el reformado con vapor de agua (SMR, por sus siglas en inglés) para obtener hidrógeno renovable, pudiendo retirar de él el CO<sub>2</sub> que, al ser biogénico, produciría emisiones negativas.

### *Usos del biogás en el mundo*

En 2018, el consumo mundial de biogás se repartía entre usos finales [13] de la siguiente manera:

1. **Generación de electricidad.** Consistía en casi dos tercios del consumo total. La mitad provenía de planta de cogeneración y la otra mitad de plantas dedicadas a la sola producción de electricidad.
2. **Calor en edificios.** Representaba unos 30% del consumo total. La mayoría para la calefacción y la cocina en el sector residencial.
3. **Enriquecimiento en biometano.** Abarcaba el resto de este consumo mundial, en otras palabras, en torno a 10% del consumo total de biogás.

### *Usos del biogás en Europa*

En 2019, se produjeron **62.463,1 GWh<sub>e</sub> de electricidad y 10.390,2 GWh<sub>t</sub> de calor a partir de biogás** en la UE28 (Unión Europea con el Reino Unido). La mayoría de la electricidad y del calor producidos se hicieron mediante cogeneración (Tabla 4).

Hay que notar que no se incluye el calor generado y consumido *in situ*. Según EurObserv'ER, en 2019, este calor autoconsumido representaría 29.794,9 GWh<sub>t</sub> para la UE28, en 2019. Por tanto, el calor aprovechado fuera de las plantas corresponde sólo al 25,86% de la generación térmica total [12]. La causal principal es la falta de demanda de calor en la vecindad de la planta. Por ejemplo, plantas de biogás generado a partir de sustratos orgánicos agrícolas pueden estar lejos de poblaciones. En esa configuración, no sería económico transportar el biogás para poder suministrar calor en una red de distrito [5].

Tabla 4. Generación de electricidad y calor a partir de biogás en UE28 en 2019. Adaptado de: EurObserv'ER [30]

Tipo de planta	Electricidad		Calor <sup>10</sup>	
	Sólo electricidad	Cogeneración	Sólo calor	Cogeneración
Energía generada [GWh]	17.595,1	44.868,0	416,4	9.976,2
Cuota del total EU28	28,17%	71,83%	4,01%	95,99%
Cuota nacional media EU28	24,80%	75,20%	7,68%	92,32%

Ese autoconsumo de calor sirve para necesidades *in situ*. En general, se quema biogás para mantener las temperaturas de operación requeridas por una EDAR [5] o un digestor anaerobio [26].

En 2020, según la *European Biogas Association* (EBA, Asociación Europea del Biogás), se estimaba una **producción de biometano en torno a los 23.000 GWh<sub>t</sub>** (es decir casi 2 Mtep) **en Europa** [12]. La mayoría de esa producción era para usos típicamente del gas natural (red de gas, transporte, etc.). También se aprovecha para generar electricidad y calor en instalaciones tradicionales de cogeneración cuando no es posible hacerlo directamente con el biogás.

#### Usos del biogás en España

En 2019, **España produjo 904 GWh<sub>e</sub> de electricidad a partir de biogás**. El barómetro de EurObserv'ER de 2020, no señala una producción de calor a partir de biogás. Esa priorización de la generación eléctrica parece apoyada por el desglose de los métodos de producción de electricidad a partir de biogás. En efecto, contrario a la media europea, España produce la mayoría de su electricidad en plantas dedicadas a la sola generación eléctrica (Tabla 5).

Esta situación se explica históricamente por una política de fomento del mercado del biogás mediante una mayor retribución económica de la electricidad producida a partir de éste. Por ejemplo, en 2007, el Real Decreto 661/2007 aumentó la tarifa regulada del 50% relativo a 2004 [10].

Tabla 5. Generación de electricidad a partir de biogás en España en 2019. Adaptado de: EurObserv'ER [30]

Tipo de planta	Electricidad	
	Sólo electricidad	Cogeneración
Energía generada [GWh]	699,0	205,0
Cuota del total	77,32%	22,68%

En cuanto al biometano, hasta hace poco sólo existía una única planta de *upgrading* en España: la planta de tratamiento del biogás de biometanización, abierta en 2008, en el complejo de biometanización del Parque Tecnológico de Valdemingómez [44]. Hoy en día, **la planta de enriquecimiento inyecta unos 100 GWh<sub>t</sub> en la red de gas natural cada año** [43]. Recientemente ha sido ampliada, como se ha dicho previamente.

<sup>10</sup> Autoconsumo no incluido



### III.3.5. Acondicionamiento del biogás para su uso

Para poder aprovechar el biogás en los diversos usos enumerados en el apartado previo, se ha de acondicionar el biogás. En otras palabras, quitar elementos peligrosos o bien por razones medioambientales<sup>11</sup>, o bien por razones técnicas para proteger las instalaciones de aprovechamiento energético de la corrosión y otras incidencias técnicas potenciales.

Tabla 6. Componentes del biogás y sus efectos potenciales. Adaptado de: Cuesta López, J. [37], Reina Hernández, J. [45]

Componente del biogás	Efecto potencial
Dióxido de carbono CO <sub>2</sub>	Reducción del poder calorífico
Ácido sulfhídrico H <sub>2</sub> S	Corrosión, toxicidad, formación de ácido sulfúrico H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>
Agua H <sub>2</sub> O	Formación de condensados y soluciones ácidas, corrosión
Amoníaco NH <sub>3</sub>	Formación de óxidos de nitrógeno durante la combustión
Siloxanos	Incrustaciones causando desgaste

Los principales componentes, con sus posibles consecuencias negativas, están recogidos en la Tabla 6. Entre estos, el dióxido de carbono no se considera un contaminante dado su efecto limitado a una reducción del poder calorífico. Su eliminación se tratará en el apartado siguiente sobre *upgrading*.

#### Eliminación del agua

Al salir del digestor, el biogás está saturado en agua a la temperatura de digestión. El abanico de tecnologías de eliminación de ésta [26] [37] abarca:

- **Trampas de humedad.** Basadas en reducir la temperatura por debajo del punto de rocío del biogás, por lo que el agua se condensa.
- **Refrigeración.** Es el método más empleado basado también en la condensación del agua a alta o baja presión.
- **Separador ciclónico.** El agua se separa por el efecto de la fuerza centrífuga.
- **Adsorción** con filtros de silica gel (SiO<sub>2</sub>) o de carbón activado.
- **Absorción** con glicol o trietilenglicol.

<sup>11</sup> El amoníaco NH<sub>3</sub> presente en el biogás puede llevar a la formación de óxidos de nitrógeno durante la combustión del biogás. El monóxido de nitrógeno (N<sub>2</sub>O) es mucho más contaminante que el mismo metano. ¡Tiene un potencial de calentamiento global del 298 frente al 25 para el metano! [93]

### Eliminación del ácido sulfhídrico

Compuesto habitual del biogás saliendo del digestor, siendo los métodos de extracción de este ácido [26]:

- Procesos biológicos.** Los más comunes, son basados en microorganismos catalizadores de la oxidación del ácido sulfhídrico en azufre S (75%) y ion sulfato  $SO_4^{2-}$  (25%). Pueden tener lugar o bien durante la digestión anaerobia en el espacio de cabeza del digestor, o bien mediante un biofiltro exterior al digestor que funciona como un reactor de lecho fijo.

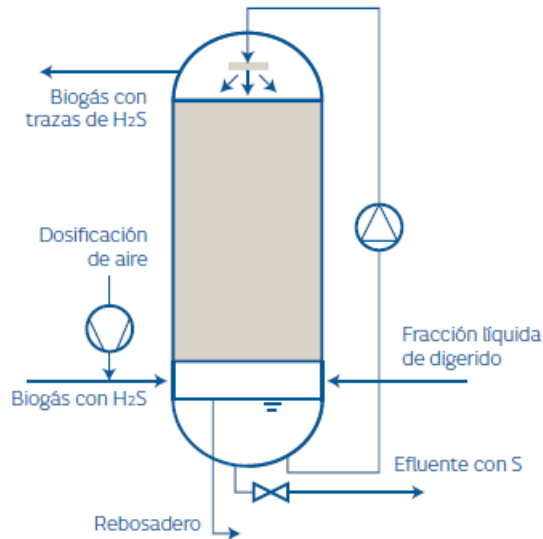


Figura 15. Esquema de biofiltro para la eliminación del ácido sulfhídrico. Fuente: Fundación Naturgy [26]

- Procesos de adsorción** con carbón activo u óxidos de metales (hierro, zinc, cobre).
- Procesos de absorción** con agua.
- Precipitación de sulfuros.** Basada en la precipitación de sulfuro de hierro durante la digestión anaerobia empleando productos químicos como el cloruro férrico. Se dosifica la sal de hierro en la entrada y se recupera el sulfuro en el digerido. Es un método antiguo que ha perdido en importancia por su consumo de productos químicos.

### Eliminación del amoníaco

Se puede reducir su concentración controlando las condiciones operativas del mismo digestor evitando pH altos. Después de la etapa de digestión, el amoníaco se suele eliminar al mismo tiempo que el agua o el dióxido de carbono. Se debe a su alta solubilidad en el agua. Por tanto, métodos de **condensación** o de **absorción con agua** son suficientes en general [26].

### *Eliminación de los siloxanos*

Los siloxanos son compuestos caracterizados por la presencia de enlaces Si-O (átomos de silicio y oxígeno). Proviene de la digestión anaerobia de las siliconas procedentes sobre todo de la industria cosmética (champús, jabones, tensoactivos, aceites). Generalmente, los siloxanos tienen más altas concentraciones en biogás de EDAR por la presencia de los productos cosméticos en las aguas residuales [45]. Los métodos habituales de eliminación de estos compuestos son:

- El **enfriamiento**. Se baja la temperatura hasta los 4°C para condensar los siloxanos.
- La **adsorción**. Un método común es con carbón activado.
- El **lavado con ciertos reactivos**.

### III.4. El *upgrading*. Pasar del biogás al biometano

El enriquecimiento del biogás en biometano, o *upgrading* en inglés, es definido por la Agencia Internacional de la Energía (IEA, *International Energy Agency*) [13] como:

*“A process that removes any CO<sub>2</sub> and other contaminants present in the biogas”*

“Un proceso que quita todo el dióxido de carbono u otros contaminantes presentes en el biogás.”

Al presentar entre 45% y 75% de metano, el poder calorífico inferior del biogás varía entre 16 MJ/m<sup>3</sup> y 28 MJ/m<sup>3</sup>. Mientras que **el enriquecimiento del biogás, obtenido mediante digestión anaerobia<sup>12</sup>, en biometano permite alcanzar valores en torno a 36 MJ/m<sup>3</sup>**. Esa ruta de obtención del biometano representa **el 90% del biometano generado en el mundo en 2020**. El resto del biometano proviene de la gasificación<sup>13</sup> de la biomasa sólida seguida de una metanación<sup>14</sup> [13].

Para llevar a cabo el *upgrading*, se ha de acondicionar el biogás, en otras palabras, quitar los componentes adicionales al dióxido de carbono. Finalmente, para poder aumentar la densidad energética del biogás, hay que también separar el dióxido de carbono mediante el *upgrading*.

#### III.4.1. El estado actual del biometano

**En 2020, se produjeron 40.705 GWh<sub>t</sub> (es decir 3,5 Mtep) de biometano en el mundo**. Lo que consiste en sólo **el 0,1% de la demanda mundial de gas natural**, aunque la situación varía de un país a otro. Por ejemplo, en los países nórdicos de Dinamarca y Suecia el biometano supera el 10% [13].

De las plantas actualmente en funcionamiento, el 60% inyectan biometano a la red de gas natural. Un 20% adicional suministra biometano como combustible para vehículos.

En cuanto a la cuota de biogás enriquecido a biometano, la distribución geográfica mundial [13] es la siguiente:

- En América del Norte, 15% de su producción total de biogás es enriquecida a biometano.
- En América Central y del Sur, son 35% de su producción total de biogás que se enriquece a biometano.
- **En Europa, el 10% del total.**
- En la región Asia-Pacífico, sólo el 2%.

<sup>12</sup> Se recuerda que el biogás obtenido mediante digestión anaerobia abarca el biogás de digestión anaerobia ‘controlada’ y de recuperación del biogás de vertedero que equivale a un biogás de digestión anaerobia ‘no controlada’. Por tanto, el gas de síntesis generado por procesos térmicos se queda fuera de esta denominación.

<sup>13</sup> La **gasificación** “consiste en una oxidación parcial mediante oxígeno, aire y/o vapor a unos 800°C produciendo el gas de síntesis o *syngas*.” [26] El *syngas* es una mezcla de monóxido de carbono CO e hidrógeno H<sub>2</sub>.

<sup>14</sup> Reacción de metanación, o metanización:  $\text{CO} + 3\text{H}_2 \rightarrow \text{CH}_4 + \text{H}_2\text{O}$ .

### III.4.2. Las tecnologías de *upgrading*

Los métodos de captura del dióxido de carbono son los siguientes:

- Absorción física con agua o un solvente orgánico.** Ciclo de dos fases, con una primera de absorción del dióxido de carbono por el solvente con el biogás bajo presión (5-10 bar) [11] y una segunda fase de desorción, o *air stripping*, a presión atmosférica.

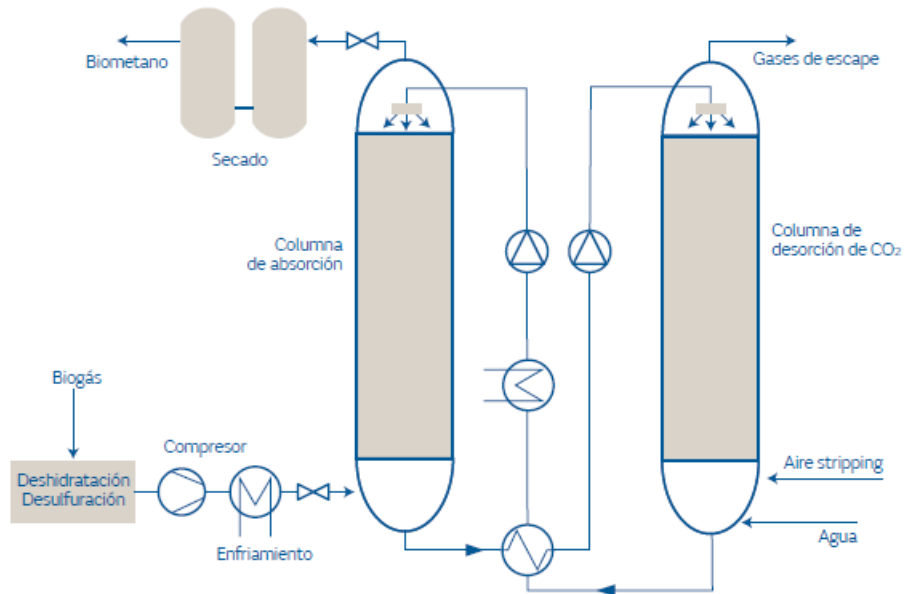


Figura 16. Esquema del proceso de absorción física con agua a presión. Fuente: Fundación Naturgy [26]

- Absorción química con aminas.** También un ciclo de dos fases. Una primera de absorción mediante una reacción química entre el dióxido de carbono y la amina, siendo esta reacción exotérmica; la segunda fase es una desorción mediante la reacción inversa que es endotérmica. La ventaja de este método sobre la absorción física es no necesitar operar bajo alta presión. La desventaja es la alta reactividad del ácido sulfhídrico con la amina lo que significa la necesidad de eliminar este contaminante en una fase previa o de separarlo del caudal de dióxido de carbono posteriormente a la absorción química.

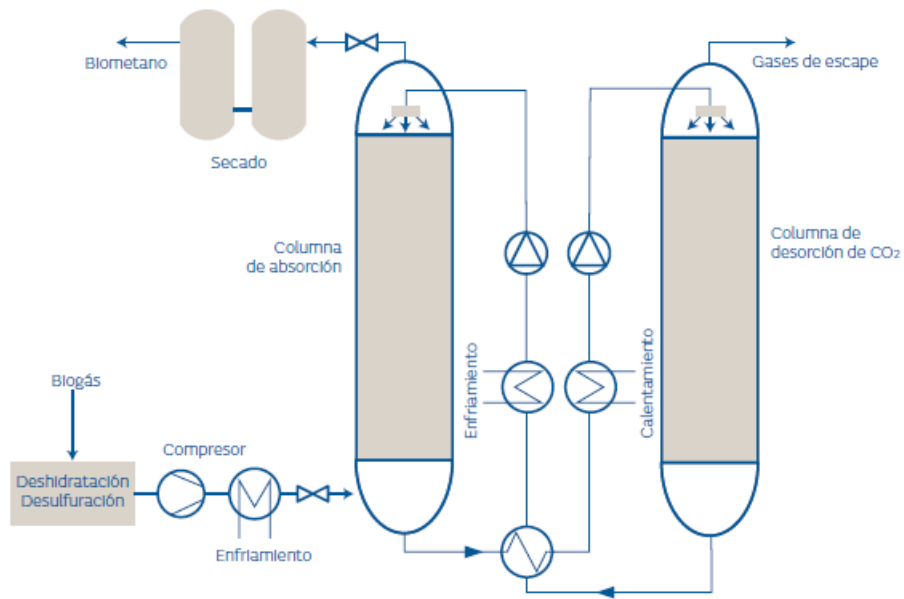


Figura 17. Esquema del proceso de absorción química con aminas. Fuente: Fundación Naturgy [26]

- Adsorción a alta presión (PSA, Pressure Swing Adsorption).** Basada en series de ciclos con cambios alternativos de presión que permiten una adsorción selectiva. El carbón activado adsorbe el dióxido de carbono a alta presión. Y el dióxido de carbono se libera en baja presión.

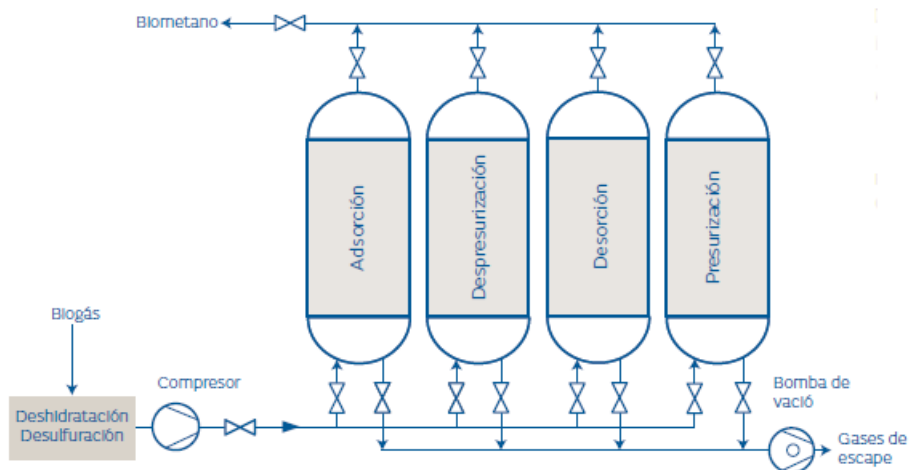


Figura 18. Esquema del proceso de adsorción a alta presión (PSA). Fuente: Fundación Naturgy [26]

- Separación mediante membranas.** Tecnología de separación selectiva, bajo altas presiones (20 bar) [26], en función de la permeabilidad de las membranas a cada compuesto. La ventaja de este proceso es su modularidad, pero precisa eliminar previamente el ácido sulfhídrico  $H_2S$  y el amoníaco  $NH_3$ .

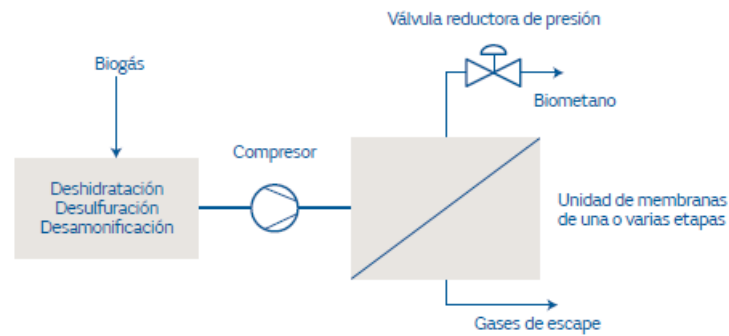


Figura 19. Esquema del proceso de separación mediante membranas. Fuente: Fundación Naturgy [26]

- Separación criogénica.** Basada en la condensación selectiva a muy bajas temperaturas (bajo  $-80^{\circ}C$ ) del dióxido de carbono. Precisa de eliminar el agua previamente. Es una tecnología novedosa: en 2014, la IEA, sólo constaba de una tal instalación en actividad [11].
- Enriquecimiento mediante microalgas.** Basado en el consumo del dióxido de carbono por las microalgas para crecer. Su ventaja son sus bajos costes de operación, pero precisa de una alta inversión inicial.

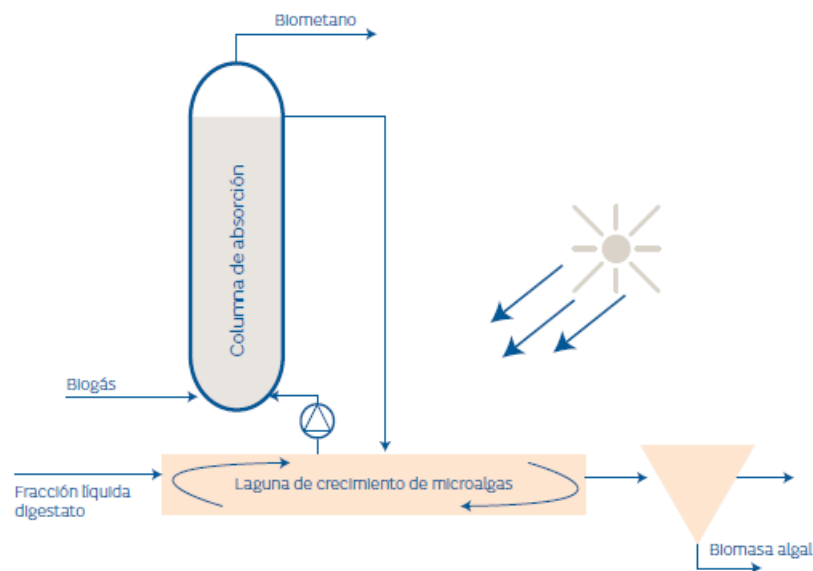


Figura 20. Esquema del proceso de enriquecimiento mediante microalgas. Fuente: Fundación Naturgy [26]

En 2012, la distribución de las distintas tecnologías de eliminación del dióxido de carbono era como se recoge en la Figura 21.

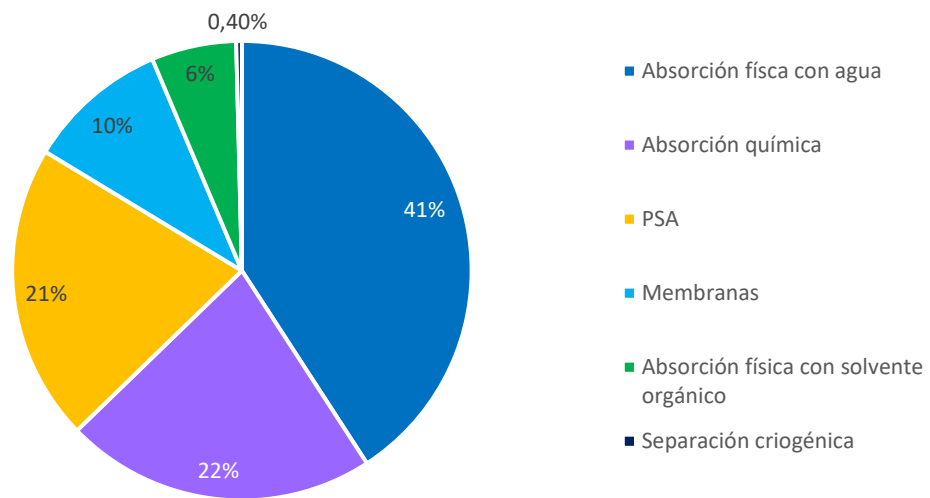


Figura 21. Distribución de las tecnologías de upgrading en el mundo en 2012. Adaptado de: IEA Bioenergy [11]

En 2020, la **absorción física con agua** y la **separación mediante membranas** representaban el **60% de la producción mundial de biometano** [13].

Ahora que se ha conseguido el biometano, se va a exponer en el siguiente apartado como conseguir hidrógeno verde a partir de éste.



### III.5. El *Steam Methane Reforming* (SMR). Convertir el biometano en hidrógeno verde.

La ruta tecnológica tradicional más utilizada para la obtención de hidrógeno es **el reformado de gas natural**. Representa **el 95% del hidrógeno producido en Europa y Estados Unidos** [46]. Se debe a la ratio alta de masa atómica del hidrógeno en la molécula de metano (25%). Por tanto, **esta tecnología tiene la ventaja de ser muy madura**. Sin embargo, su inconveniente es la alta tasa de óxidos de carbono. En promedio, **se generan 10 toneladas de dióxido de carbono para cada tonelada de hidrógeno producido** [47]. El empujón hacia una disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero con entre otras medidas, el mercado europeo de derechos de emisiones hace necesario considerar la captura del dióxido de carbono obtenido.

**En el marco del presente trabajo, el CO<sub>2</sub> emitido es neutro, al ser de origen biogénico, ya que se reemplaza el gas natural por biometano.** Además, se puede también plantear capturar las emisiones de CO<sub>2</sub> del reformado del biometano lo que llevaría a tener emisiones consideradas negativas. Ese concepto llamado “hidrógeno dorado” se expondrá en detalle en el siguiente apartado sobre el hidrógeno donde se estudiará la nomenclatura de los colores del hidrógeno.

#### III.5.1. El reformado de metano con vapor (SMR)

El proceso de reformado de metano precisa de tres condiciones operativas:

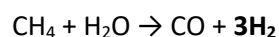
- **Altas temperaturas**, entre 700 y 1.100 °C.
- **Presencia de un catalizador**, en base níquel.
- **Presencia de un agente oxidante**, que puede ser agua y/o aire.

Para proceder al reformado se dispone de tres rutas de producción que **difieren en el agente oxidante**:

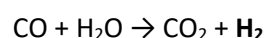
- El **reformado con vapor**, o *Steam Methane Reforming* (SMR) en voz inglesa, donde el agente es el **vapor de agua**.
- La **oxidación parcial**, donde el agente oxidante es **el aire o el oxígeno**.
- El **reformado autotérmico**, que consiste en combinar los dos agentes oxidantes (**agua y aire/oxígeno**).

El presente trabajo se centra en el reformado de metano con vapor que es el proceso de producción más utilizado en la industria. Consiste en dos reacciones:

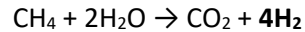
1. **Descomposición parcial del metano en monóxido de carbono**. Es una reacción a altas temperaturas y muy endotérmica.



2. **Desplazamiento del agua y gas** (*water-gas shift*). Es una reacción a temperaturas ligeramente inferiores y un poco exotérmica.



El balance resultante del reformado de metano con vapor es:



El tipo de reactor (también llamado reformador) que se utiliza para este proceso se ilustra en la Figura 22.

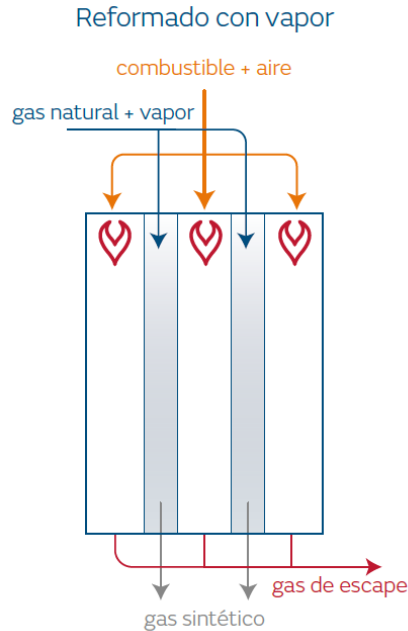


Figura 22. Esquema del reformador para el SMR. Fuente: Fundación Naturgy [46]

El metano, tradicionalmente el gas natural, sirve aquí de combustible y materia prima. **La necesidad de temperaturas altas de operación lleva a quemar entre 30% y 40% del caudal de gas natural de entrada** [47]. Mientras que el resto del metano se transforma en hidrógeno mediante la reacción expuesta previamente.

El proceso industrial de SMR comporta 4 etapas en serie:

1. **Desulfuración del gas natural.** Se elimina 99% del azufre presente para evitar el envenenamiento del reformador.
2. **Reformado.** Donde tiene lugar la reacción entre metano y agua.
3. **Desplazamiento del gas.** Conversión del monóxido de carbono CO a dióxido de carbono CO<sub>2</sub> para aumentar la producción final de hidrógeno.
4. **Purificación del hidrógeno.** Se eliminan los otros compuestos gaseosos (CO<sub>2</sub>, CO, CH<sub>4</sub>) mediante varias unidades de separación. Por ejemplo, se puede usar una unidad de PSA (Adsorción a alta presión) o una unidad de absorción química con aminas. Esas tecnologías ya se han expuesto en el apartado sobre *upgrading*. Existe también el uso de la metanación catalítica donde se convierte las trazas de óxidos de carbono en metano. Es una tecnología utilizada en la industria de generación de amoníaco [46].

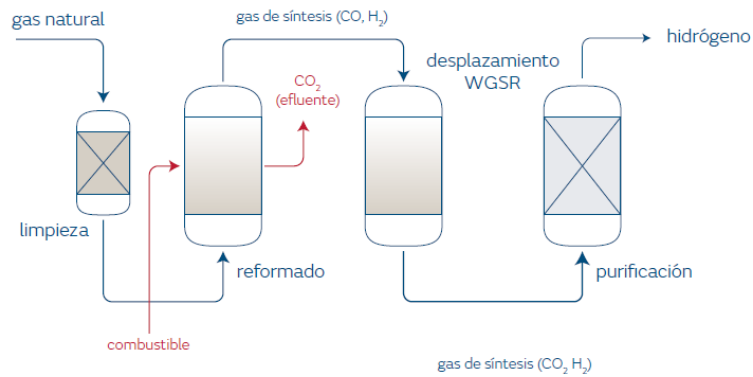


Figura 23. Esquema del proceso industrial de SMR. Fuente: Fundación Naturgy [46]

### III.5.2. La captura y almacenamiento del dióxido de carbono

En el proceso industrial de SMR, el dióxido de carbono se genera por dos causas: la **combustión del metano “combustible”** (también puede ser otro combustible) y la **propia reacción de reformado del metano**. Lo que lleva a una proporción importante de dióxido de carbono que llega al **25% en volumen** [46].

La motivación para la captura de este dióxido de carbono es doble. Permite **reducir emisiones de gases de efecto invernadero (GEI)** así como **aprovecharse comercialmente en la industria**. El presente trabajo se interesa más en el primero por el motivo de poder alcanzar costes más bajos gracias a “emisiones negativas” según el concepto del hidrógeno ‘dorado’ que se expondrá más adelante. Pero la segunda motivación del secuestro – es decir la captura, el transporte y el almacenamiento del dióxido de carbono, podría permitir rentabilizar la generación de hidrógeno con biometano al poder vender el dióxido de carbono capturado o los créditos por evitarlo. Dos ejemplos de este aprovechamiento económico [46] son:

- La refinería de Valero, en Estados Unidos, aprovecha el dióxido de carbono para una recuperación mejorada del petróleo (EOR, *Enhanced Oil Recovery*).
- La planta de reformado de gas natural de Port-Jérôme-sur-Seine, en Francia, vende el dióxido de carbono así capturado a la industria alimentaria.

La reducción de emisiones de GEI se puede conseguir en distintas fases del reformado de metano con resultados diversos. Se reparten en dos tipos:

- La **captura de pre-combustión**. Corresponde a la captura del dióxido de carbono entre las etapas de desplazamiento y de purificación del hidrógeno. El potencial de reducción de emisiones sería entre 60% y 75%. La ventaja de tener a captura en esta fase es de limitar el sobrecoste para la producción de hidrógeno al conseguir sinergias. En efecto, capturar el dióxido de carbono antes de la purificación del hidrógeno permite mejorar la eficiencia de esta última. Se considera que el sobrecoste sería del orden de **13-25€ por tonelada de  $\text{CO}_2$**  [46].
- La **captura de postcombustión** consiste en la captura de las emisiones en los gases de escape de la combustión que tiene lugar en el reformador. Representan el resto de las emisiones (25-40%). Aquí la falta de sinergias, la concentración menor de dióxido de carbono y la presencia

de impurezas, hace el sobrecoste más alto. Se estima un sobrecoste de **35-65€ por tonelada de CO<sub>2</sub>** [46].

Sin embargo, si se plantea capturar los dos caudales de emisiones de dióxido de carbono, se puede conseguir unas sinergias. Un estudio del IEAGHG de 2017 [15] ha analizado 3 grandes alternativas de captura de dióxido de carbono en el proceso de SMR, expuestas en la Figura 24.

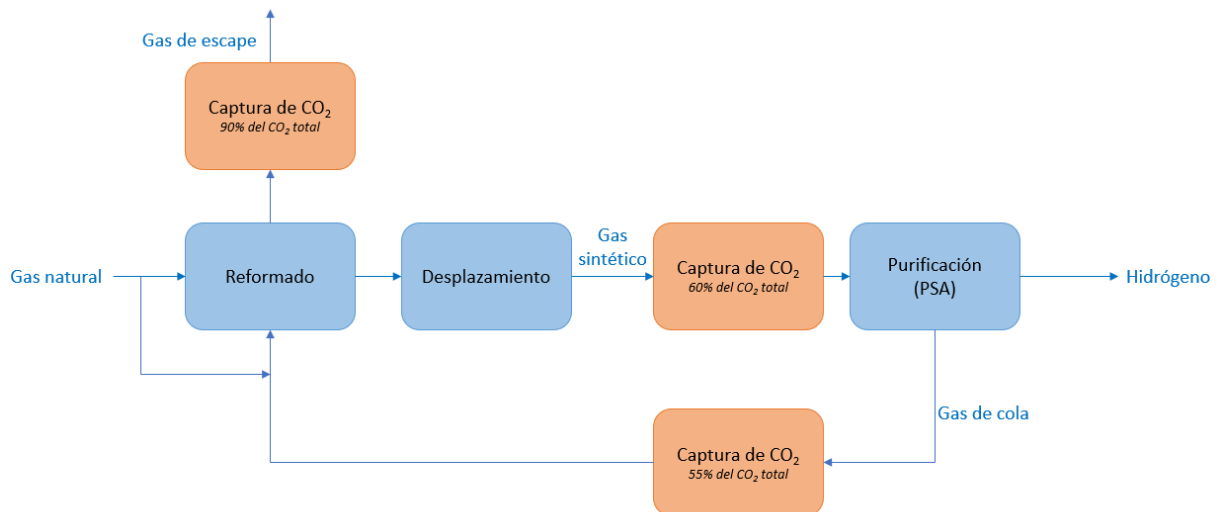


Figura 24. Alternativas de captura de CO<sub>2</sub> en el proceso de SMR. Adaptado de: AIE [47]

Se ha concluido que la tercera alternativa de posicionar la unidad de captura de CO<sub>2</sub> en el caudal de los gases de escape del reformador permite conseguir **la mayor reducción de emisiones: en torno al 90% del total. El sobrecoste correspondiente es algo menos del 70€/t<sub>CO2</sub>** [15]. Comparado al rango de costes agregados dados en el párrafo previo (48-90€/t<sub>CO2</sub>), se encuentra en la media. Por supuesto, hay que tener en cuenta que en este estudio se recicla el gas de cola para aprovecharlo en la combustión en el reformado, es decir se lleva el monóxido de carbono y unas trazas de hidrógeno a su combustión total.

Recientemente los derechos de emisiones en Europa se han disparado del 25€/t<sub>CO2</sub>, a principios de 2020, [46] al **84€/t<sub>CO2</sub> el 27 de mayo de 2022**, pasando por un máximo de unos 96€/t<sub>CO2</sub> a inicios del mes de febrero de 2022 [48]. Ese encarecimiento se debe en parte a una política europea de reducción de la cantidad de derechos asignados gratuitamente. Con semejantes precios, las soluciones técnicas como la propuesta por el IEAGHG ya son viables.

Las tecnologías para captura del dióxido de carbono son las mismas que para el *upgrading*. **La más empleada en plantas de SMR es la absorción química con aminas** por dos razones: economías de escala favorables, y el calor residual aprovechable para el funcionamiento de la unidad de captura. Hay que notar que las tecnologías basadas en adsorción se están desarrollando en este mercado [46].

Sin embargo, el gran obstáculo para un despliegue a gran escala de la tecnología de captura de dióxido de carbono es su almacenamiento a largo plazo, condición imprescindible para reducir emisiones de GEI. Varios proyectos se están desarrollando en esa dirección. Entre otros destaca el proyecto Porthos en Países Bajos que tiene previsto almacenar dióxido de carbono capturado de una planta de generación de hidrógeno en el puerto de Rotterdam en yacimientos submarinos agotados del Mar del Norte. Se prevé su apertura en el 2024 o 2025 [49]. Existen también alternativas más novedosas como el almacenamiento en polímeros circulares o en carbonatos, produciendo áridos para la construcción.

### III.6. El hidrógeno

#### III.6.1. El elemento hidrógeno

El hidrógeno  $H_2$  es un combustible que no existe libre en la naturaleza. **Como elemento químico H, está presente en muchas de las moléculas fundamentales para la vida sobre la Tierra: en el agua  $H_2O$ , y en compuestos orgánicos (por ejemplo, los hidrocarburos).** Por tanto, el agua y los compuestos orgánicos son los grupos de materias primas de donde se puede producir la molécula de hidrógeno o dihidrógeno  $H_2$ . La Tabla 7 demuestra una característica peculiar del hidrógeno ante otros combustibles usuales. **Es un combustible con una mayor densidad energética en masa, pero una menor densidad energética en volumen.** Además, presenta una temperatura de licuefacción muy baja en torno a los  $-253^\circ C$  (es decir sólo  $20^\circ C$  más que el cero absoluto). Esas características explican el interés energético para el vector hidrógeno, así como la dificultad para su almacenamiento al necesitar más volumen para la misma cantidad de energía que otra alternativa de combustible.

Tabla 7. Comparación de las densidades energéticas con combustibles usuales. Adaptado de: Linares, J.I. & Moratilla Y. [50]

Combustible	Densidad energética	
	En volumen [ $kWh/Nm^3$ ]	En masa [ $kWh/kg$ ]
Hidrógeno	3	33,59
Gas natural	10	13,93
Butano	33	12,73
Gasolina	-	12,36

En la Tabla 8, se comparan las características del hidrógeno con el gas natural, el combustible gaseoso estrella de las últimas décadas. Además de la observación de la diferencia en densidades, se nota un obstáculo técnico al transporte del hidrógeno. Mientras que la licuefacción del gas natural, el llamado GNL (Gas Natural Licuado), es un método común de exportación del gas natural mediante la vía marítima, **la licuefacción del hidrógeno parece difícil de alcanzar técnica y económicamente por su temperatura de ebullición muy baja.**

Otro reto para la conversión de la economía del gas natural al hidrógeno radica en el índice de Wobbe que evalúa la validez de un combustible gaseoso para un quemador. La diferencia entre los dos significa que no son intercambiables por lo que instalaciones basadas en la combustión del gas natural tendrán que ser convertidas a las necesidades del hidrógeno si se quiera usarlo en su vez.

Tabla 8. Propiedades físicas del hidrógeno y del gas natural. Adaptado de: Fundación Naturgy [46]

Propiedad	Hidrógeno	Respecto al gas natural
Densidad (gas) ( $0^\circ C$ , 1 bar)	$0,089 \text{ kg}/m^3$	1/10
Densidad (líquido) ( $-253^\circ C$ , 1 bar)	$70,79 \text{ kg}/m^3$	1/6
Punto de ebullición (1 bar)	$-253^\circ C$	$-90^\circ C$
Densidad energética (masa)	$120 \text{ MJ}/kg$	x2
Densidad energética (volumen)	$10,8 \text{ MJ}/Nm^3$	1/3
Índice de Wobbe	$11,29 \text{ kWh}/Nm^3$	5/6

### III.6.2. Rutas tecnológicas de generación del hidrógeno

El hidrógeno se puede generar mediante diversos procesos tecnológicos de los cuales es el producto principal o un producto secundario. En primer lugar, el presente apartado se va a enfocar en los procesos que tienen como objetivo principal producir hidrógeno. Después, se recogerá procesos que generan hidrógeno como productos secundarios para los cuales la valorización del hidrógeno obtenido es una fuente adicional de ingresos.

#### *Procesos dedicados a la producción de hidrógeno*

Tres procesos principales están dedicados a la producción de hidrógeno:

- El **reformado**. Ya se ha estudiado en el apartado sobre reformado de metano con vapor (SMR). En el presente trabajo sirve para producir hidrógeno renovable a partir del biometano.
- La **gasificación** consiste en la oxidación parcial de un compuesto sólido. Se transforma en un gas de síntesis constituido sobre todo de hidrógeno y monóxido de carbono. Si se quiere maximizar la cantidad de hidrógeno producido se aplica una reacción de desplazamiento del agua y del gas (*water-gas shift*<sup>15</sup>).
- La **electrólisis** es la transformación del agua en hidrógeno y oxígeno mediante la aplicación de una diferencia de potencial eléctrico.

Las materias primas empleadas son múltiples y abarcan tanto fuentes fósiles de hidrógeno como fuentes renovables. La Figura 25 resume las posibles materias primas para cada proceso de producción. Las fuentes renovables se indican en verde y las fósiles en gris. La gasificación de residuos plásticos es un caso aparte por ser una fuente inherentemente fósil pero que se inscribe en una dimensión de economía circular al servir a la valoración de residuos no reciclables.

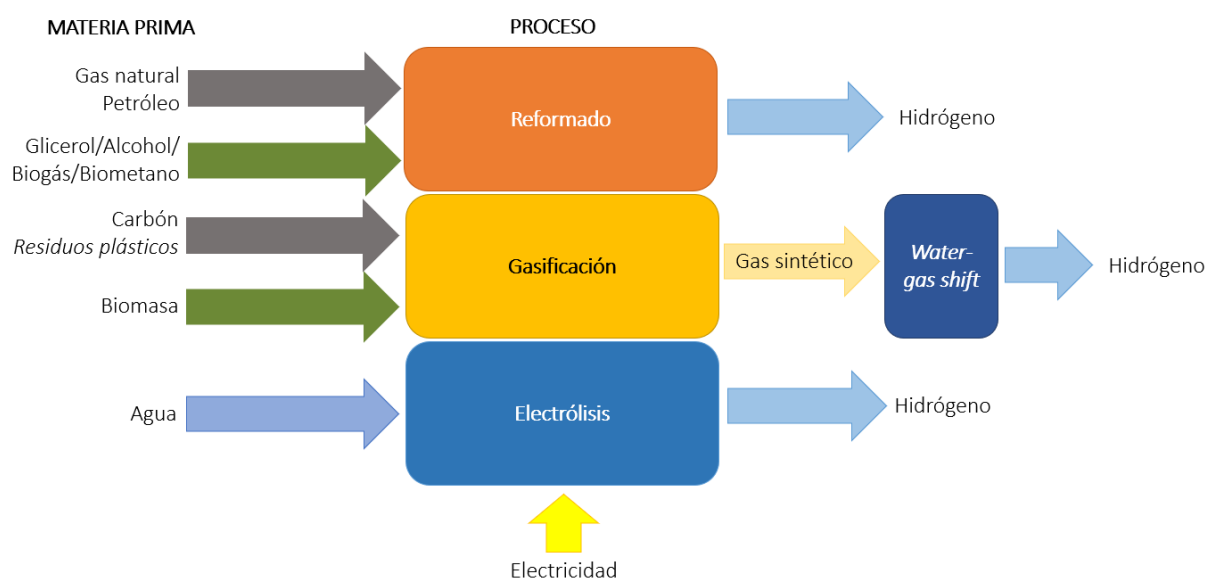


Figura 25. Procesos dedicados a la obtención del hidrógeno. Elaboración propia.

<sup>15</sup> La reacción se enseñó en el apartado relativo al SMR.

Las rutas tecnológicas más empleadas actualmente son **el reformado del gas natural y la gasificación del carbón** [46].

Existe también el proceso de **pirólisis** que consiste en la descomposición de un combustible sólido (carbón o biomasa) mediante la acción del calor en ausencia de oxígeno. Como en el caso de la gasificación, se produce un gas de síntesis que contiene hidrógeno. Este método se utilizó históricamente para producir a partir de carbón el llamado gas de hulla, el antecesor del gas natural para la calefacción urbana [50]. Actualmente, se investiga aprovechar esa tecnología con metano para generar hidrógeno. Presentaría la ventaja de poder aplicarse a biometano para producir hidrógeno renovable, siendo además el carbono liberado un residuo sólido [46].

### *El hidrógeno como subproducto*

El 5% del consumo actual de hidrógeno está cubierto por la generación del hidrógeno como subproducto [46]. Dos rutas tecnológicas destacan para la obtención del hidrógeno como producto secundario:

- El **proceso cloro-alkalino**. El cloro se obtiene industrialmente mediante la electrólisis del cloruro de sodio NaCl. Los productos resultantes son el cloro Cl<sub>2</sub>, el hidróxido de sodio NaOH y el hidrógeno H<sub>2</sub>.
- La **producción de hidrógeno en refinerías**. El hidrógeno es producido y consumido en grandes cantidades en la industria petroquímica. Se encuentra como subproducto en procesos como la gasificación de naftas pesadas, el craqueo de vapor, la producción de estireno o de cianuro. Por ejemplo, sólo con los procesos de craqueo con vapor y de deshidrogenación de propano, se producen unos 18 Mt<sub>H<sub>2</sub></sub>/año en la industria petroquímica de alto valor [46].

Aquí, el hidrógeno se puede valorar para generar ingresos adicionales. Sin embargo, una industria como la de petroquímica es también una gran consumidora de hidrógeno. Por tanto, es más un caso de autoconsumo.

### III.6.3. Clasificación del hidrógeno

Con el objetivo de utilizar el hidrógeno como vector de la transición energética, se ha desarrollado una nomenclatura del hidrógeno, basada en colores, según su impacto ambiental.

Las categorías más reconocidas en la industria del hidrógeno son: el hidrógeno verde, el hidrógeno azul y el hidrógeno gris.

Para definirlos, dos criterios se usan:

1. El **origen de la materia prima**. Si es una fuente renovable, el hidrógeno resultante se considera **verde**. Para definir fuente renovable se usará la definición de la *Directiva 2018/2001 de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables*. Según el Artículo 2, se considera fuente renovable, entre otras, energías como gases de plantas de depuración o biogás [51].
2. En caso de no ser hidrógeno renovable, o **verde**, el segundo criterio es **la emisión o no de gases de efecto invernadero** (GEI). Si se implementan tecnologías de captura de dióxido de

carbono, el hidrógeno se considerará **azul**. Si no se captura dióxido de carbono, el hidrógeno será llamado **gris**.

Otro término que se usará en el presente trabajo es el hidrógeno llamado “**dorado**.” Viene de la combinación de los conceptos “azul” y “verde”. Se puede asimilar el proceso de captura de CO<sub>2</sub> con el color azul, con lo que, si a un hidrógeno verde que contiene CO<sub>2</sub> neutro, por ser biogénico, se le retira ese CO<sub>2</sub> se está retirando del color verde al azul, quedando el amarillo, que se asigna al hidrógeno electrolítico a partir del *mix* eléctrico de generación. Por ello, se ha denominado “dorado” [52]. En el presente trabajo, un ejemplo de hidrógeno “dorado” sería el hidrógeno producido a partir de biometano mediante el proceso industrial de reformado con vapor (SMR) con captura de dióxido de carbono.

#### III.6.4. Situación actual

##### *Situación actual en el mundo*

En 2020, la **generación mundial de hidrógeno alcanzó las 90 Mt** [53]. La Figura 26 da el reparto del hidrógeno generado según su materia prima. La categoría “Agua” representa el hidrógeno producido por electrólisis del agua. En 2020, sólo alcanzó el 0,03% de la producción total (unas 30 kt<sub>H<sub>2</sub></sub>) con una capacidad instalada de 290 MW<sup>16</sup>.

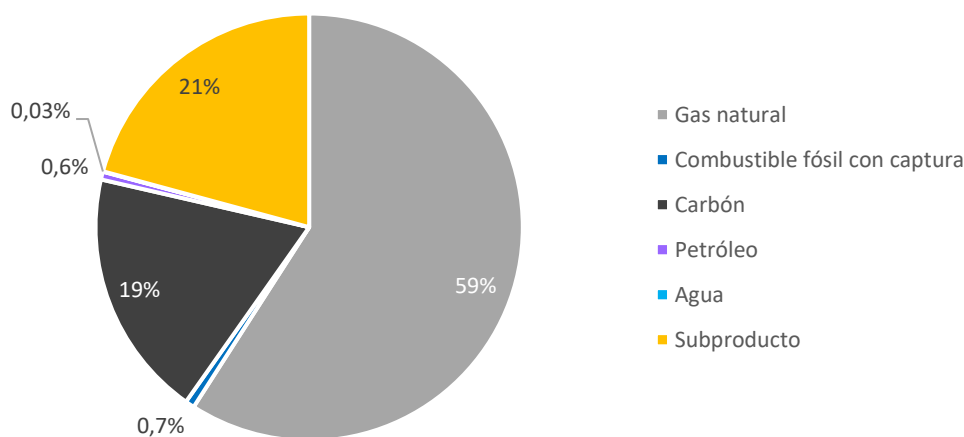


Figura 26. Reparto de la producción mundial de hidrógeno en 2020 según las materias primas usadas. Adaptado de: AIE [53]

**El 79% del hidrógeno generado se hizo bajo una forma pura, lo que equivale a 72 Mt<sub>H<sub>2</sub></sub>** [53]. Esa producción se destinó sobre todo al refinado de petróleo y a la producción de amoníaco para la industria de los fertilizantes. Mientras que el resto, unas 18 Mt<sub>H<sub>2</sub></sub>, correspondiendo a la categoría “Subproducto”, consiste en hidrógeno producido en mezcla con otros compuestos en procesos industriales expuestos en el apartado sobre las rutas tecnológicas de la producción de hidrógeno. Los

<sup>16</sup> Europa representaba el 40% de la capacidad instalada en electrolizadores, seguida del Canadá (9%) y de China (8%) [53].



procesos más consumidores de esta mezcla con hidrógeno eran la producción de metanol y la producción de acero basada en hierro directamente reducido<sup>17</sup>.

En 2020, la producción del hidrógeno ha sido responsable de 900 Mt de emisiones directas de dióxido de carbono, es decir 2,5% de las emisiones globales de los sectores de la energía y de la industria. Aquella situación se debe a la predominancia del gas natural y del carbón<sup>18</sup> como materias primas principales para generar hidrógeno. La producción de hidrógeno representó en 2020 el 6% de la demanda mundial de gas natural (240 bcm) y el 2% de la demanda mundial de carbón. Otra razón es el poco desarrollo actual de las tecnologías de captura en la producción del hidrógeno a partir de combustibles fósiles. Sólo representaba el 0,7% de la producción global de 2020, es decir unas 0,7 Mt<sub>H<sub>2</sub></sub> [53]. Para ponerlo en relieve, la Tabla 9 recoge las emisiones de dióxido de carbono para la producción de hidrógeno en función de la materia prima.

Tabla 9. Emisiones de CO<sub>2</sub> en la producción de hidrógeno según su materia prima. Adaptado de: AIE [47]

Materia prima	Emisiones de CO <sub>2</sub>
Gas natural	10 t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /t <sub>H<sub>2</sub></sub>
Carbón	19 t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /t <sub>H<sub>2</sub></sub>
Productos petrolíferos	12 t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /t <sub>H<sub>2</sub></sub>
Gas natural con captura <sup>19</sup>	1 t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /t <sub>H<sub>2</sub></sub>
Agua	0 t <sub>CO<sub>2</sub></sub> /t <sub>H<sub>2</sub></sub>

Para lograr los objetivos de reducción de las emisiones, se ve la necesidad de desarrollar paralelamente tecnologías de captura de emisiones, así como nuevas rutas tecnológicas de producción de hidrógeno sin emisiones (antropogénicas) como son la electrólisis o el reformado de biometano con vapor, el objeto del presente trabajo.

### Situación actual en Europa

En Europa<sup>20</sup>, el consumo de hidrógeno alcanzó unas 8,65 Mt en 2020<sup>21</sup>. Mientras que la capacidad de producción era de 33.026 t<sub>H<sub>2</sub></sub>/día, lo que equivale, suponiendo una producción todos los 365 días del año, a una capacidad máxima de 12.054.490 t<sub>H<sub>2</sub></sub>/año. Se reparte entre un total de 535 plantas.

<sup>17</sup> La tecnología de DRI (*Direct Reduced Iron*, Hierro Directamente Reducido) consiste en reemplazar el carbón de coque por hidrógeno como agente reductor. Una vía de descarbonización de la industria del acero es combinar aquel proceso con el uso de un horno eléctrico. La primera acería comercial basada en este principio está ubicada en Trinidad y Tobago. Abrió en 1999 [94].

<sup>18</sup> El carbón se usa sobre todo en China.

<sup>19</sup> Se refiere al mejor de los casos del estudio de viabilidad técnico-económico del IEAGHG en 2017, es decir una captura de 90% de las emisiones de CO<sub>2</sub> en el reformado del metano con vapor [15].

<sup>20</sup> Los países miembros de la UE, el Reino Unido, Islandia, Liechtenstein, Noruega y Suiza.

<sup>21</sup> Se ha elegido presentar los datos de 2020 para tener los más recientes. Además, aunque la pandemia COVID impactó la economía en ese año, los consumos de hidrógeno y sus usos fueron similares a 2019. La pandemia pudo reducir algo el crecimiento, pero no paró la producción, probablemente por ser muchos sectores esenciales.

Los procesos de producción de hidrógeno como producto principal o subproducto, empleados en Europa, se pueden dividir en 8 tipos [14]. Tres son de producción dedicada al hidrógeno:

- **Reformado.** Se hace principalmente a partir de gas natural, pero también puede usarse gas licuado del petróleo (GLP) o naftas [54].
- **Reformado con captura,** es decir reformado con secuestro de dióxido de carbono.
- **Electrólisis del agua.**

Los otros 5 procesos generan hidrógeno como subproducto:

- **Gas de coquería.** La generación de coque para la industria del acero se basa en la pirólisis del carbón, método detallado en el apartado sobre rutas tecnológicas de generación del hidrógeno.
- **Etileno.** Este proceso petroquímico consiste en la pirólisis de nafta o gas natural con vapor, también llamado craqueo con vapor (*steam cracking*). Si la ratio de dilución del vapor está bien fijada, se puede maximizar la producción de etileno evitando depósitos de coque. Al reaccionar el agua con el coque, se forman dióxido de carbono, monóxido de carbono e hidrógeno [55].
- **Estireno.** También es un proceso petroquímico que se basa en la deshidrogenación del etilbenceno, liberando así hidrógeno [56].
- **Proceso cloro alcalino.** Ya se ha descrito en el apartado sobre rutas tecnológicas de generación del hidrógeno.
- **Clorato de sodio.** Su proceso es parecido a proceso cloro alcalino. Consiste en la electrólisis del cloruro de sodio NaCl que, al reaccionar con agua, da clorato de sodio NaCl<sub>3</sub> e hidrógeno H<sub>2</sub> [57].

En finales de 2020<sup>22</sup>, **el desglose de la capacidad de generación de hidrógeno en Europa** era como el mostrado en la Figura 27.

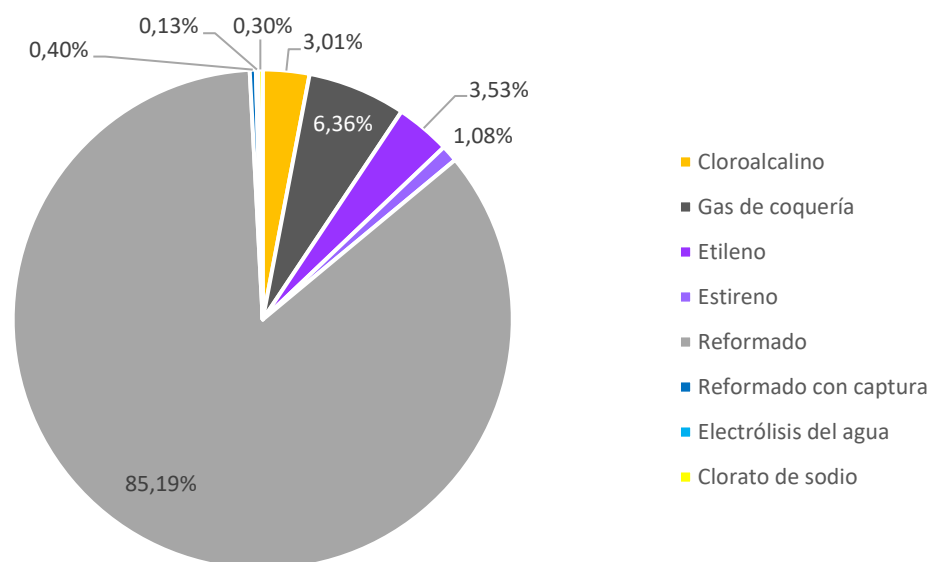


Figura 27. Distribución de la capacidad de generación de hidrógeno en Europa en 2020 según su proceso tecnológico. Adaptado de: FCHO [14]

<sup>22</sup> Ver nota de pie de página 21.

El reformado es la tecnología dominante para la obtención de hidrógeno en Europa. Por lo momento, la tecnología de captura está muy poca desarrollada al representar sólo el 0,40% de la producción total frente a los 85,19% para el reformado sin captura.

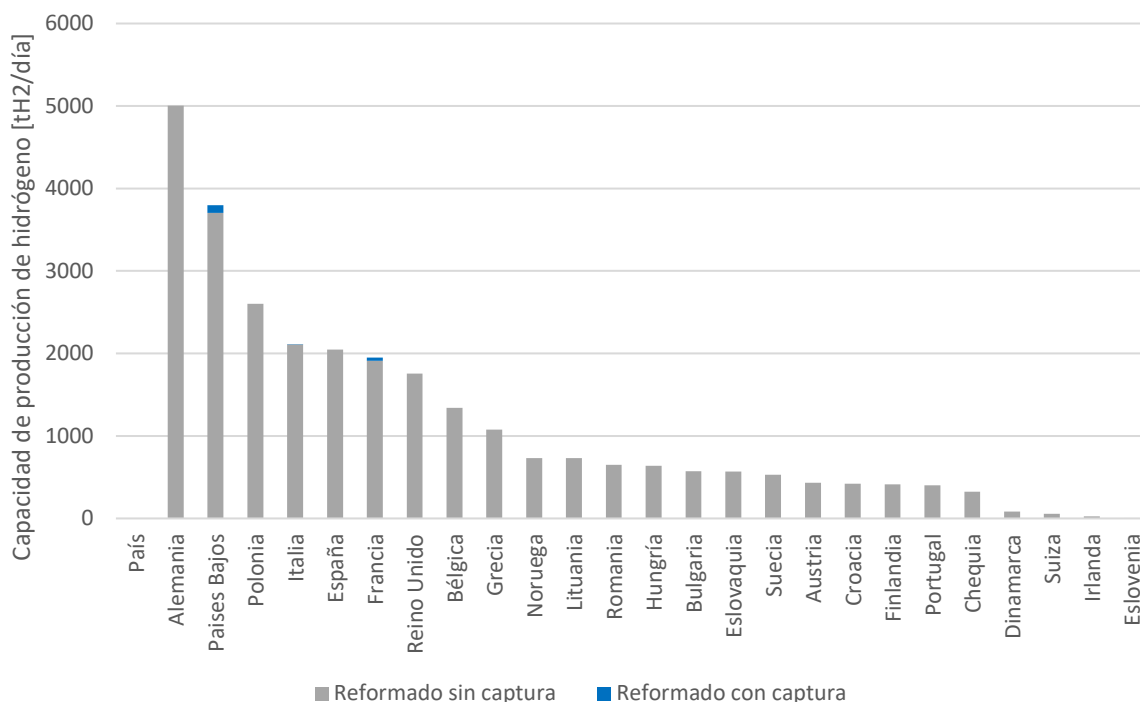


Figura 28. Reparto geográfico de la producción de hidrógeno mediante reformado (con y sin captura) en Europa en 2020. Adaptado de: FCHO [14]

De la Figura 28 se determina que Alemania, Países Bajos<sup>23</sup> y Polonia son los tres más grandes productores. España es el quinto país europeo en cuanto a ese proceso tecnológico.

En total, existen 3 plantas de reformado con captura repartidas en tres países: Países Bajos, Francia (la de Port-Jérôme-Sur-Seine) e Italia, en orden de capacidad decreciente. Por tanto, hoy en día, queda mucho por hacer para reducir drásticamente la contribución de la generación de hidrógeno a las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). La motivación del presente trabajo es proponer vías de producción de hidrógeno renovable que podrían aprovechar las instalaciones ya existentes y la experiencia en la construcción de otras nuevas.

En cuanto a la **organización del mercado del hidrógeno**, *Hydrogen Europe* ha determinado la siguiente tipología [54]:

- **Plantas de producción de autoconsumo** (*captive production facilities*) donde el hidrógeno se consume en otros procesos. Representan **el 76,03% de la capacidad de producción total**.
- **Plantas de producción mercantil** (*merchant production facilities*) cuyo objetivo es vender el hidrógeno a otros. Representan **el 10,94% de la capacidad de producción total**.

<sup>23</sup> En el caso neerlandés, su alta producción de hidrógeno relativamente a su peso económico en la UE (sexta economía de la UE28 en 2019) se explica por su amplia industria química y petroquímica ligada a su importante actividad portuaria. Se nota en la cuota de “otros químicos” de su demanda de hidrógeno en 2020 que alcanza el 14,60%, el doble de la cuota europea [58].

- **Plantas de producción de “subproducto” (by-product)** que no son dedicadas a la producción de hidrógeno. Por ejemplo, plantas de producción de estireno. Representan **el 13,03% de la capacidad de producción total**.

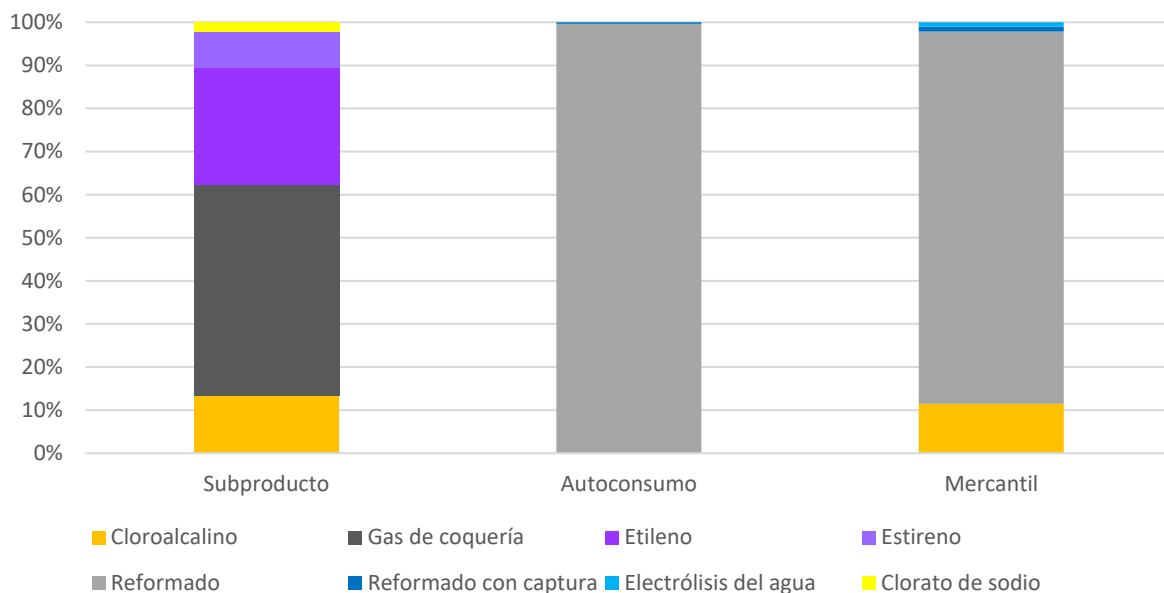


Figura 29. Reparto de los tipos de producción en función de los procesos tecnológicos en Europa en 2020. Adaptado de: FCHO [14]

Según el tipo de mercado, los procesos tecnológicos de producción de hidrógeno no son los mismos (Figura 29). El autoconsumo consiste sólo en reformado con y sin captura de dióxido de carbono. El proceso de reformado también domina las plantas de producción mercantil donde representa el 87,5% (reformado con captura incluido).

Al contrario, las plantas de “subproducto” presentan diversas rutas tecnológicas, de las cuales dominan dos industrias: la del acero (gas de coquería) y la petroquímica (etileno y estireno). Respectivamente, constituyen el 48,8% y el 35,4% de las plantas de “subproducto”. Mientras que el etileno y el estireno son productos finales de sus respectivos procesos, el gas de coquería se reutiliza dentro de la acería para calentar los hornos o incluso como agente reductor. En algunos casos, el gas de coquería se aprovecha para generar electricidad [54].

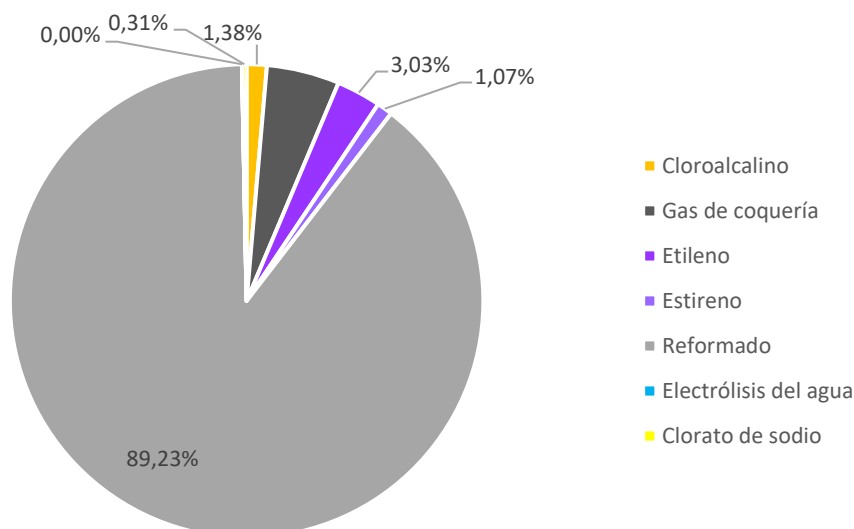


Figura 30. Distribución de la capacidad de generación de hidrógeno en España en 2020 según su proceso tecnológico. Adaptado de: FCHO [14]

### Situación actual en España

En España, el consumo de hidrógeno era de 555.194 t en 2020<sup>24</sup>. La capacidad de producción era de 2.282,9 t<sub>H<sub>2</sub></sub>/día es decir casi el 7% de la capacidad europea. Equivale, suponiendo una producción todos los 365 días del año, a una capacidad máxima de 833.259 t<sub>H<sub>2</sub></sub>/año. Se reparte entre un total de 38 plantas.

El reparto en procesos tecnológicos se recoge en la Figura 30. Se denota un dominio claro del proceso de reformado, aún más que en el *mix* europeo.

En la Figura 31, se recoge la composición de los tres tipos comerciales de plantas de hidrógeno según los procesos tecnológicos usados. Una gran diferencia con la estructura a nivel europeo radica en el reformado siendo la única ruta tecnológica para las plantas de producción de autoconsumo y mercantil. Por otro lado, las plantas de “subproducto” ostentan de una composición similar.

<sup>24</sup> Ver nota de pie de página 21.

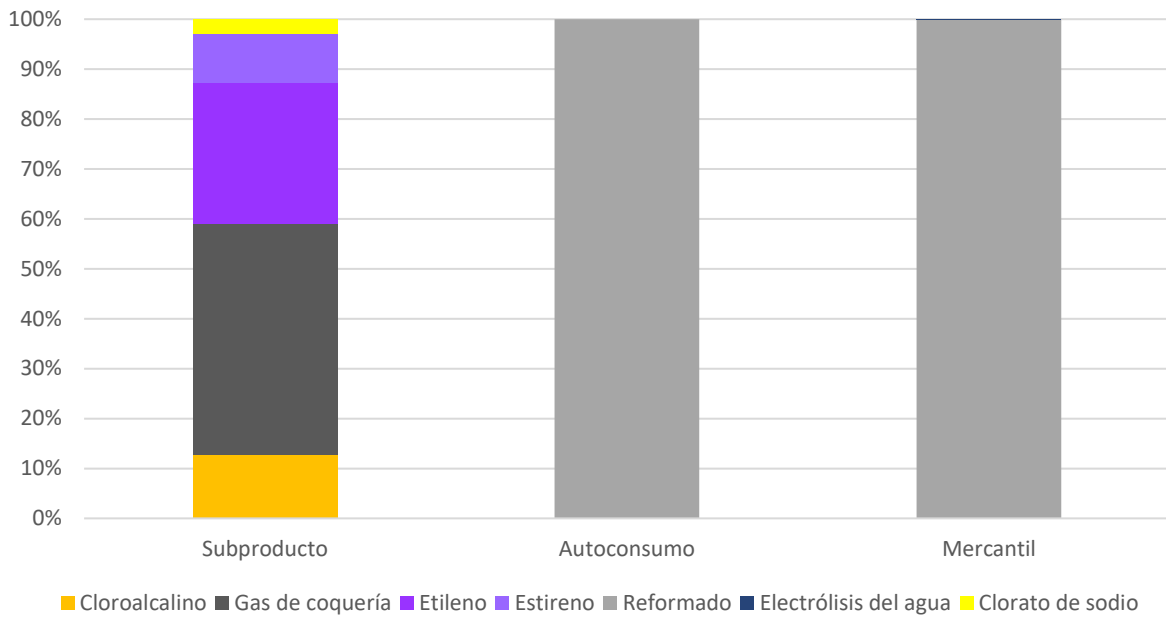


Figura 31. Reparto de los tipos de producción en función de los procesos tecnológicos en España en 2020. Adaptado de: FCHO [14]

Por tanto, la configuración particular del sector productivo del hidrógeno en España motiva el presente trabajo para aprovechar la tecnología del reformado que tiene más importancia que en el conjunto de Europa.

### III.6.5. Usos del hidrógeno

#### Usos en el mundo

Desde el inicio del siglo, el consumo de hidrógeno ha ido creciendo en el mundo. **Entre 2000 y 2020, el consumo global aumentó de 50% alcanzando las 90 Mt<sub>H2</sub>**. Su reparto [53] era la siguiente:

- **Refinerías.** 40 Mt de hidrógeno se consumieron como materia prima, reactivo o fuente de energía en la industria petroquímica. Lo que equivale al 44 % del consumo global de hidrógeno.
- **Industria.** La industria representaba un consumo de 50 Mt de hidrógeno como materia prima. Es decir, en torno al 56% del total. Ese consumo se divide entre dos grandes sectores:
  - La **industria química** con un total de 45 Mt<sub>H2</sub> (90% del consumo industrial o en torno al 50% del consumo total). Se destinó a la producción del amoníaco<sup>25</sup> (tres cuartos del consumo de la industria química) y del metanol<sup>26</sup> (el otro cuarto).
  - La **industria siderúrgica** que consumió unas 5 Mt de hidrógeno (10% del consumo de la industria, es decir 5,6% del consumo total). Ese consumo se debe a la tecnología de reducción del hierro mediante hidrógeno (ver la nota de página número 17 para más detalle).
- **Transporte.** Por lo momento, el consumo de hidrógeno en transporte mediante vehículos con pilas de combustible es marginal. Sólo utilizaba el 0,02% del hidrógeno consumido, en otras palabras, unas 20 kt<sub>H2</sub>.

#### Usos en Europa

En 2020<sup>27</sup>, la demanda de hidrógeno en Europa era en torno a 8,65 Mt [58] y se repartía según la Figura 32.

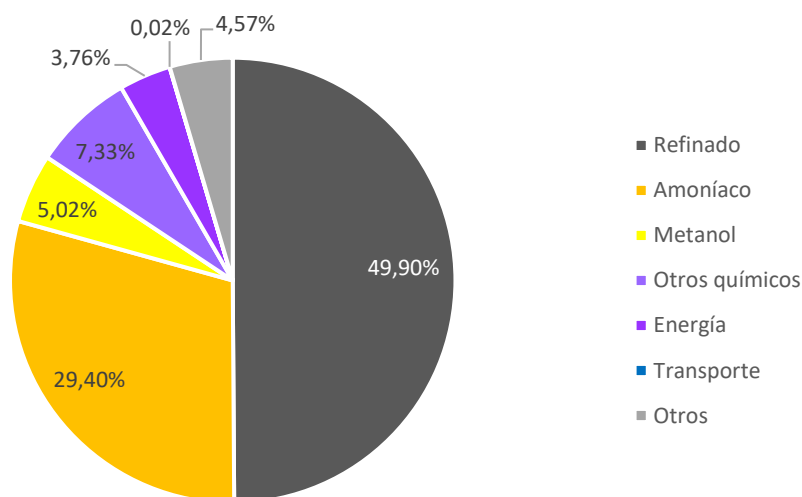


Figura 32. Reparto de la demanda de hidrógeno en Europa en 2020 según su uso. Adaptado de: FCHO [58]

<sup>25</sup> Elemento químico central en los fertilizantes.

<sup>26</sup> Tiene múltiples utilidades. Destaca su valoración energética como combustible (40% del consumo total), así como su papel de precursor de otras moléculas de interés (entre otras, el ácido acético) [46].

<sup>27</sup> Ver nota de pie de página 21.

Además de los usos ya descritos en el apartado anterior sobre el consumo de hidrógeno a nivel mundial, la Figura 32 enumera unos otros usos. La sección “**Otros químicos**” recopila los procesos de producción de productos químicos que se basan en el hidrógeno con la excepción del amoníaco y del metanol, como el peróxido de hidrógeno, el ciclohexano, o el ácido clorhídrico [54].

La categoría “**Energía**” se compone mayoritariamente de hidrógeno quemado en calderas o unidades de cogeneración para el autoconsumo de calor y/o electricidad en los sitios industriales donde el hidrógeno se genera como subproducto [54].

Finalmente, en “**Otros**” se recogen usos como la siderurgia con el proceso DRI (*Direct Reduced Iron*), la producción de vidrio, o bien la industria agroalimentaria [54].

Si este reparto se organiza por sectores industriales, resultaría:

- **Industria del refino:** 49,90% del consumo europeo total. Es superior a la cuota de esa industria en el consumo global (44%).
- **Industria química:** 41,75% del consumo europeo total. Es inferior a su cuota mundial (50%).
- **Energía:** 3,76% del consumo en Europa.
- **Transporte:** 0,02% del consumo. Está alineado con la cuota del transporte mundial.
- **Otros usos:** 4,57% de la demanda.

### Usos en España

En el caso de España, la demanda de hidrógeno alcanzó las 555.194 t<sub>H2</sub> en 2020<sup>28</sup>. Se distribuía según se recoge en la Figura 33.

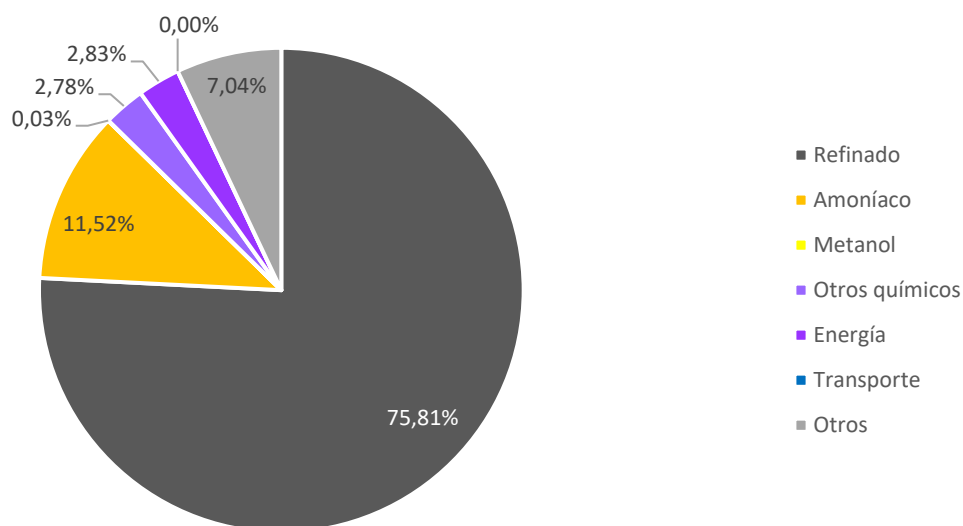


Figura 33. Reparto de la demanda de hidrógeno en España en 2020 según su uso. Adaptado de: FCHO [49]

<sup>28</sup> Ver nota de pie de página 21.



Se nota que el consumo por la **industria química** es mucho menos desarrollado que en el conjunto de Europa, especialmente en cuanto al metanol. En total, **no pasa del 14,33%, es decir 79.511 t<sub>H2</sub> en 2020**<sup>29</sup>. El consumo **energético** es también menor y el del sector del **transporte** casi inexistente. Este último representó una tonelada de hidrógeno en 2020.

Al contrario, dos categorías presentan mayores cuotas que en Europa: el refino (más de los tres cuartos) y la categoría de otros usos (más del 7%).

El presente trabajo se va a centrar en dos sectores que actualmente apenas tiene representación en el consumo de hidrógeno en España: el sector residencial para un uso de calefacción y refrigeración, y el sector del transporte. En cuanto al sector residencial, la Agencia Internacional de la Energía apunta al hecho que su consumo de hidrógeno en el futuro será más limitado frente a otros sectores. Se explica que su uso se limitaría a situaciones donde soluciones más eficientes no se encuentren disponibles, así como para mejorar la flexibilidad de la red eléctrica [53].

---

<sup>29</sup> Ver nota de pie de página 21.

### III.7. Uso del hidrógeno renovable en el sector residencial

La aplicación del hidrógeno renovable al sector residencial consiste principalmente en la **micro-cogeneración**<sup>30</sup> (en inglés, *micro-Combined Heat and Power*, o *micro-CHP*). Su principio radica en usar pilas de combustible, abastecidas por hidrógeno o biometano, para generar la electricidad y el calor necesarios a un hogar. El calor se aprovecha en el calentamiento del agua caliente sanitaria (ACS) y en la calefacción. Un ejemplo de aplicación es el proyecto de gran escala ENE-FARM, en Japón, que ha conseguido desplegar más de 300.000 unidades de micro-cogeneración. En este caso específico, las potencias nominales de las pilas de combustible no rebasan 1 kW [46]. El hidrógeno empleado aquí se podría naturalmente producir mediante el proceso descrito en los apartados anteriores.

En el presente trabajo se plantea emplear la tecnología de la bomba de calor (aerotérmica o geotérmica), cuyo principio de funcionamiento se va a presentar más adelante. Además, dicha bomba de calor se acciona con una pila de combustible en modo cogeneración, es decir, que convierte el hidrógeno en electricidad para suministrar a la bomba de calor y calor para complementar la producción térmica de la bomba. Su principio se expone en el apartado II.8 sobre la movilidad urbana. La diferencia entre los dos usos, energético estacionario y de movilidad, son los rangos de potencia<sup>31</sup> en juego. A continuación, también se expone brevemente, otras tecnologías de uso del hidrógeno en el sector residencial.

#### III.7.1. Tecnologías para el uso del hidrógeno en el sector residencial

Tres grandes categorías tecnológicas están disponibles para el aprovechamiento del hidrógeno para el sector residencial, especialmente en cuanto a sus necesidades de calefacción o refrigeración. Todas se usan para generar calor, electricidad, o para cogeneración (calor y electricidad). La electricidad así generada se puede aprovechar para hacer funcionar aparatos de calefacción y/o refrigeración como son las bombas de calor eléctricas o el aire acondicionado. Las tecnologías disponibles son [46]:

- **Quemador.** Su principio radica en la combustión del hidrógeno para generar energía. A causa de sus distintivas características, el hidrógeno puro no se puede quemar directamente en sistemas basados en quemadores para gas natural. Pero sí se puede considerar en el caso de un *blending*, es decir de una mezcla de gas natural con hidrógeno, hasta ciertas proporciones en volumen de hidrógeno.
- **Turbina o motor de combustión.** Consiste en la conversión de la energía contenida en un fluido en energía mecánica o eléctrica mediante un motor.
- **Pila de combustible.** Consiste en el principio inverso a la electrólisis. En vez de consumir electricidad para generar hidrógeno y oxígeno a partir de agua, se consume hidrógeno y oxígeno (del aire) para producir electricidad (y agua como subproducto). Se trata de un sistema electroquímico de conversión directa de energía: la energía química del hidrógeno se

---

<sup>30</sup> Algunos países, como Reino Unido, plantean el uso de hidrógeno renovable como sustituto del gas natural en calderas (100% a largo plazo), si bien esta opción cuenta con muchos detractores, al existir la opción de bombas de calor geotérmicas que incluso en climas muy fríos mantienen un elevado COP.

<sup>31</sup> El transporte usa la pila de combustible PEM (con reducidos tiempos de arranque) que tiene un rango de 1-100 kW. Para la generación de calor doméstica, se puede optar entre dos tipos de pilas: la PEM, o bien la SOFC. La segunda suele ser preferida para redes de distrito por sus mayores rangos de potencia (600-900 kW), así como temperaturas muchas más altas (> 800°C) que permiten hibridaciones con microturbinas de gas o accionamiento de máquinas de absorción para la producción de frío.

transforma en energía eléctrica sin mediación de un ciclo termodinámico. Se detalla esta tecnología en el apartado II.8.1. En este apartado, se explora su aplicación en cogeneración para el sector residencial.

### Quemadores

En el sector residencial, los quemadores se emplean en calderas. Tradicionalmente, se abastecen con gas natural pero recientemente se está desarrollando calderas basadas en combustible hidrógeno al 100%. Una iniciativa en esta línea se ha llevado a cabo en el norte de Inglaterra en la ciudad de Gateshead (condado de Tyne y Wear) donde la empresa *Baxi Heating* instaló en 2021 calderas con quemadores de hidrógeno en una casa de demostración. El objetivo era diseñar un hogar que se abastecía sus necesidades de calor sólo con hidrógeno [59].

Dos aplicaciones del quemador se proponen para aprovechar el hidrógeno [46]:

- El **quemador catalítico**. Su objeto es solucionar problemas técnicos que afectan quemadores con llama si se usan con hidrógeno. Para ello se usa un catalizador metálico muy reactivo mediante el cual pasa el hidrógeno y aire. Dicho catalizador reacciona para producir agua caliente y calor en la caldera. Tiene la ventaja de evitar muchas emisiones de óxidos nitrosos que se forman por la presencia del nitrógeno del aire y la alta temperatura de combustión del hidrógeno. La Figura 34 resume su principio de funcionamiento.

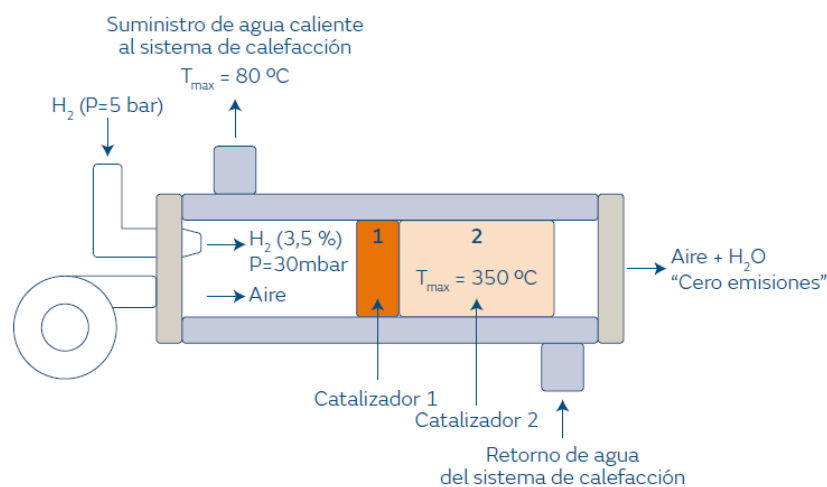


Figura 34. Esquema de una caldera doméstica de hidrógeno. Fuente: Fundación Naturgy [46]

- La **bomba de calor a hidrógeno**. Se basa en el mismo principio que la bomba de calor eléctrica (ver el siguiente apartado). La diferencia radica en la etapa de compresión. En vez de usar un compresor de vapor eléctrico, se emplea un denominado "compresor térmico", que mediante una solución de transporte y una bomba consigue mover el fluido de trabajo desde el evaporador al condensador. Se constituye así una bomba de calor de absorción<sup>32</sup>. Esta tecnología ya se propone en el mercado residencial alemán. No es el objeto del presente

<sup>32</sup> También existen otro tipo de bombas de calor accionadas por gas, que lo queman en un motor de combustión interna alternativo que reemplaza al motor eléctrico que acciona tradicionalmente el compresor. En este caso, son bombas de calor de compresión mecánica, pero accionadas por motor térmico en lugar de motor eléctrico.

trabajo que se centra en tecnologías más desarrolladas comercialmente como son la bomba de calor eléctrica y la pila de combustible.

### *Turbinas y motores de combustión*

Las tecnologías de turbinas y motores de combustión disponibles se reparten entre cuatro tipos [46]:

- **Turbina de gas.** Presenta un rango de potencias eléctricas demasiadas altas (decenas de kW a centenares de MW<sup>33</sup>) para un hogar, pero se puede considerar para suministrar en electricidad barrios enteros y al acoplarla con una red de distrito para aprovechar su calor residual. Hoy en día, se están desarrollando modelos que pueden funcionar con 100% de hidrógeno o con ciertos umbrales de hidrógeno en una mezcla con gas natural.
- **Turbina de vapor.** También tiene un amplio rango de potencias que van desde varios MW hasta los centenares<sup>34</sup>. Tiene la ventaja de ser más versátil en cuanto al combustible porque depende de la caldera que le suministre el calor (combustión externa). Una caldera que podría funcionar con hidrógeno. En general la turbina de vapor se aprovecha mejor en un planteamiento de ciclo combinado (cogeneración si la turbina de vapor opera en contrapresión) con una turbina de gas para maximizar la eficiencia eléctrica. El principio se basa en usar los gases de escape de la turbina de gas como foco caliente de la turbina de vapor.
- **Motor alternativo de combustión interna (MACI).** Es una tecnología favorecida si se quiere maximizar la eficiencia eléctrica (puede alcanzar el 40%) al mismo tiempo que limitar la complejidad de la instalación<sup>35</sup>. Funciona tradicionalmente con combustibles fósiles como el gas natural, pero se está desarrollando modelos diseñados para el hidrógeno. Su rango de potencia eléctrica es de las decenas de kW a los MW. Se plantearía un uso similar en el sector residencial a una turbina de vapor o de gas.
- **Motor alternativo de combustión externa (Stirling).** Presenta la misma ventaja que la turbina de vapor en cuanto a la versatilidad del combustible. Su rango de potencia eléctrica se queda en las decenas de kW, existiendo realizaciones comerciales que integran en una caldera mural un motor Stirling con una caldera de apoyo, siendo el gas natural el combustible de ambos [60].

### *Cogeneración con pila de combustible*

Frente a las turbinas y a los motores de combustión, la pila de combustible tiene la ventaja de no tener partes móviles, lo que conlleva un mantenimiento menos frecuente y un ruido menor, así como unas emisiones locales muchas más bajas<sup>36</sup>. Otra ventaja de la pila de combustible es que conserva buenos rendimientos en carga parcial mientras que un motor de combustión necesita estar a plena carga [26].

En cuanto al calor recuperable, se pueden aprovechar los gases de escape, que es sobre todo vapor de agua (ver Figura 35), y la refrigeración de la propia pila (realizada con agua en las grandes unidades). Los rendimientos esperables para una pila de combustible son de **40-55% en rendimiento eléctrico** y

<sup>33</sup> Decenas de MW en aplicaciones industriales.

<sup>34</sup> Decenas de MW en aplicaciones industriales.

<sup>35</sup> Su alternativa sería un sistema de cogeneración con dos turbinas. Una de gas, otra de vapor.

<sup>36</sup> Se generan óxidos nitrosos no por la combustión, pero por las altas temperaturas si se usa aire en vez de oxígeno puro [46].

de **30-40% en rendimiento térmico**. Para comparar, los rangos de rendimientos para turbinas y motores de combustión interna son respectivamente: 20-40% para electricidad y 40-50% para calor; 25-45% para electricidad y 30-50% para calor [26]. Por lo que, **la pila de combustible es la más eficiente eléctricamente**.

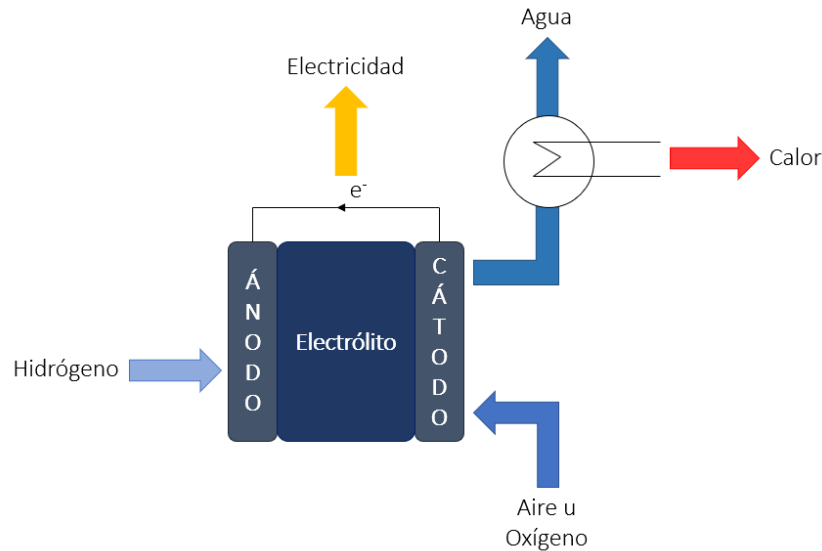


Figura 35. Esquema de funcionamiento de una pila de combustible con conductor protónico en cogeneración. Elaboración propia.

Recientemente, *Martínez Reverte, I. et al. (2022)* [61] ha estudiado la viabilidad de un sistema de cogeneración con pila de combustible para un barrio de la ciudad de Valencia. Aprovechando la flexibilidad de la bomba de calor y de la pila de combustible al saber funcionar a carga parcial, se estima en el mejor de los casos poder cubrir la mayoría demanda de calor en el invierno (62,5%) y de refrigeración en el verano (88,1%) gracias a una pila de combustible central de tecnología PAFC (ácidos fosfóricos). Por ello, se ve la viabilidad técnica de desarrollar este tipo de sistema para la climatización urbana. Sin embargo, **el mayor obstáculo a su despliegue es su alta inversión** (15,2 millones de euros).

Aunque la pila de combustible aún requiere inversiones altas, todas las observaciones anteriores motivan el presente trabajo para estudiarla como vía de aprovechamiento del hidrógeno para el sector residencial. Su mayor eficiencia eléctrica permitiría maximizar la cobertura de la demanda de climatización de un edificio residencial mediante el uso de una bomba de calor para potenciar la energía tomada del medio ambiente.

### III.7.2. Bomba de calor. Principio

#### *Ciclo de Rankine inverso*

El principio de la bomba de calor radica en el ciclo de Rankine inverso. Se llama inverso por oposición al ciclo de Rankine como ciclo de potencia. En su configuración “directa”, el ciclo consiste en tomar energía del foco caliente para crear trabajo (mediante una turbina), cediendo calor a un foco frío. En el caso inverso, **el objetivo es calentar el foco caliente retirando calor del frío**. Para respetar el segundo principio de la termodinámica, hay que aportar energía en forma de trabajo. Este trabajo se obtiene mediante la compresión mecánica<sup>37</sup> del fluido de trabajo del ciclo termodinámico [17].

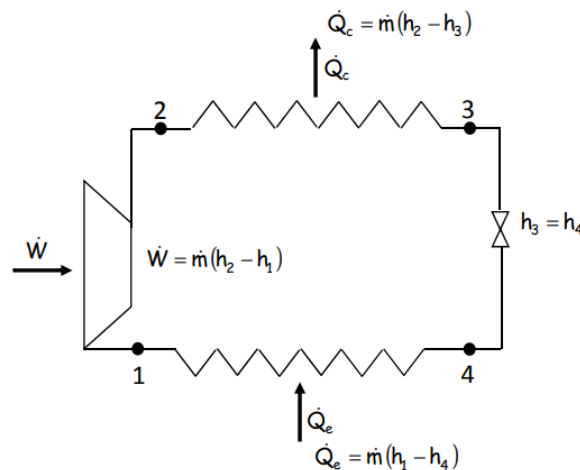


Figura 36. Esquema del ciclo de Rankine inverso básico e ideal. Fuente: Linares Hurtado, J.I. [17]

El ciclo de Rankine básico e ideal, descrito en la Figura 36, se compone de cuatro procesos sucesivos [17]:

- **Compresión isentrópica (adiabática y reversible) partiendo de vapor saturado (1 → 2)** en el compresor.
- **Cesión de calor al foco caliente (2 → 3)** en el condensador. Mediante este proceso isobaro, el vapor sobrecalentado se enfría y condensa, por lo que se encuentra en fase líquida saturada a la salida del condensador.
- **Expansión del líquido (3 → 4)** en una válvula. Es un proceso isoentálpico (no hay intercambio ni de calor ni de trabajo). El flujo de trabajo sale en estado vapor húmedo.
- **Absorción de calor en el foco frío (4 → 1)** en el evaporador. Mediante este proceso isobaro, el vapor húmedo entrante se convierte en vapor saturado a la salida.

El ciclo de Rankine inverso se puede usar de dos maneras: o bien para calentar una vivienda (en este caso sería el foco caliente), o bien para enfriarla (aquí sería el foco frío). Según su uso, el sistema empleado se denomina respectivamente “bomba de calor” o “refrigerador”. Sin embargo, con el desarrollo de las bombas de calor reversibles (ver apartado II.7.3), los dos sistemas se llaman coloquialmente “bomba de calor” en los países mediterráneos [17].

<sup>37</sup> Otra manera de desempeñar este trabajo es la llamada “compresión térmica” mediante una máquina de absorción que sigue el ciclo de Carré. Por ejemplo, con una máquina agua-amoniaco.

Para medir la eficiencia del ciclo de Rankine inverso, existen dos magnitudes en el punto nominal empleadas según el objetivo del ciclo:

- En **modo refrigerador**, la eficiencia se mide con el **EER** (*Energy Efficiency Ratio*, ratio de eficiencia energética). Se calcula comparando el calor retirado del foco frío en el evaporador con el trabajo consumido en el compresor.

$$EER = \frac{\dot{Q}_e}{\dot{W}} \quad (1)$$

- En **modo bomba de calor**, se mide con el **COP** (*Coefficient Of Performance*, coeficiente de rendimiento). Compara el calor cedido al foco caliente en el condensador con el trabajo consumido en el compresor.

$$COP = \frac{\dot{Q}_c}{\dot{W}} \quad (2)$$

Los rendimientos equivalentes para el largo plazo (verano o invierno) se conocen bajo sus acrónimos ingleses [17]:

- En **modo refrigerador**, se usa el **CSPF** (*Cooling Seasonal Performance Factor*, factor estacional de rendimiento de enfriamiento). Corresponde al **valor estacional del CEE**. En este caso, la energía cogida del foco frío es el frío producido en todo el período considerado. Mientras que el trabajo corresponde al consumo acumulado del compresor.
- En **modo bomba de calor**, se usa el **HSPF** (*Heating Seasonal Performance Factor*, factor estacional de rendimiento de calentamiento). Corresponde al **valor estacional del COP**. En este caso, la energía proporcionada al foco caliente es el calor producido en todo el período considerado, mientras que el trabajo corresponde al consumo acumulado del compresor.

### Fuentes térmicas

Para intercambiar calor con el ciclo de Rankine inverso que es la bomba de calor, las fuentes térmicas (focos caliente y frío) usan dos fluidos caloportadores, aire y agua. Según el fluido del foco no útil<sup>38</sup> (fuente de calor en invierno y sumidero en verano), los modelos de bombas de calor se clasifican en tres categorías [17]:

- **Bomba de calor aerotérmica.** El ambiente actúa de sumidero del calor retirado (verano) o fuente de calor (invierno).
- **Bomba de calor hidrotérmica.** Una corriente o masa de agua (pozos, acuíferos, ríos, lagos, mar...) actúa como fuente en invierno y sumidero en verano.
- **Bomba de calor geotérmica.** Es un caso particular de la bomba hidrotérmica porque también usa agua. La diferencia radica en que el calor se intercambia con un circuito de agua que luego hace lo mismo con el terreno<sup>39</sup>.

<sup>38</sup> En modo invierno, el foco útil sería el foco caliente que hay que calentar. Al contrario, en modo verano, el foco útil es el frío que se tiene que enfriar.

<sup>39</sup> En ocasiones se distingue entre bombas geotérmicas de circuito abierto o cerrado. Las primeras serían las hidrotérmicas descritas aquí, en el caso de emplear un acuífero o unos pozos; las segundas son las que se han denominado "geotérmicas" aquí.

Las bombas de calor aerotérmicas e hidrotérmicas suelen ostentar de un **HSPF** en el rango de 2,5-2,7, mientras que **las bombas de calor geotérmicas pueden alcanzar el 3,5** [17]. En cuanto al **EER**, los valores medios son de 4,5 para las aerotérmicas, **de 5,0 con las geotérmicas** y de 6,0 para las hidrotérmicas (en circuito abierto) [62]. Dado que el invierno se considera más largo (8 meses) que el verano (4 meses) en España [63], se ha seleccionado una bomba de calor geotérmica en el marco de este trabajo.

### *Fluidos de trabajo*

Los fluidos que sirven para el ciclo de Rankine inverso se clasifican según dos grandes familias [17]:

- Los **hidrocarburos halogenados**. Son fluidos de trabajo artificiales que se presentan en forma pura o como mezclas de diversos compuestos (zeotrópicas<sup>40</sup> o azeotrópicas<sup>41</sup>). Se dividen en tres grupos:
  - Los **clorofluorocarburos (CFC)**. Están prohibidos por el protocolo de Montreal.
  - Los **hidroclorofluorocarburos (HCFC)**. Previstos como fluidos de transición por el protocolo de Montreal, ahora están también prohibidos.
  - Los **hidrofluorocarburos (HFC)**. Estos hidrocarburos halogenados están libres de cloro. Están permitidos, aunque cuestionados por su potencial de calentamiento global.
- Los **fluidos de trabajo naturales**. Cuentan con fluidos como el agua, el dióxido de carbono, el amoníaco o con gases licuados del petróleo (propano, butano).

Estos fluidos se caracterizan también por dos parámetros: el potencial de destrucción de la capa de ozono (ODP, *Ozone Depletion Potential*), y el potencial de calentamiento atmosférico (PCA o GWP en inglés, *Global Warming Potential*). Cada uno de estos parámetros tiene un fluido de referencia (igual al valor 1) a partir del cual se calcula el propio potencial de otro fluido. Las referencias del ODP y del PCA son, respectivamente, el trichlorofluorometano CCl<sub>3</sub>F (R11) y el dióxido de carbono CO<sub>2</sub> (R744) [17].

El protocolo de Montreal de 1998 prohibió los CFC por tener un ODP muy alto y declaró los HCFC fluidos de transición por su ODP más bajo, pero no nulo. Estos últimos ahora también están prohibidos. Los HFC sí tienen un ODP nulo, pero presentan un PCA alto, lo que justifica su crítica [17]. La legislación F-Gas de la Unión Europea ha establecido un calendario de extinción del uso de los HFC para climatización hasta 2030<sup>42</sup> [35].

En cuanto a los fluidos naturales, tienen la ventaja de presentar ODP nulo y PCA bajo. Por ello se ha elegido el **propano (ODP = 0 y PCA = 3, referencia R290** [35]) como fluido de trabajo del presente estudio con el fin de adelantarse con el calendario de la legislación F-Gas.

---

<sup>40</sup> Presenta un deslizamiento, es decir que en la evaporación en condiciones isobaras su temperatura aumenta. Estos fluidos pertenecen a la serie 400 (R410a...).

<sup>41</sup> Es decir que la mezcla se comporta como si fuese una sustancia pura, carente de deslizamiento. Esta familia de fluidos pertenece a la serie 500 (R502...).

<sup>42</sup> El método de cálculo de las cantidades de referencias para las cuotas de comercialización se encuentra en el Anexo V del *Reglamento (UE) n°517/2014 sobre los gases fluorados de efecto invernadero y por el que se deroga el Reglamento (CE) n°842/2006*.



### III.7.2. Bombas de calor geotérmicas

Las bombas de calor geotérmicas, como ya se adelantó en el apartado anterior, emplean el terreno como fuente en invierno y como sumidero en verano. **La ventaja de esta configuración es tener un foco térmico más estable en términos de temperatura de lo que podría ser el aire ambiente.** A partir de profundidades superiores a los 10 metros, la temperatura del suelo es casi constante igualando la media anual de la temperatura del aire ambiente [64].

**Otra ventaja es la mayor eficiencia energética de la bomba de calor geotérmica.** En modo bomba de calor, el COP aumenta al tener una temperatura de evaporación más alta. Se debe a que una temperatura de evaporación más alta significa una presión del evaporador más próxima a la del condensador, lo que reduce el consumo del compresor. En invierno, la temperatura del suelo es más alta que la del aire ambiente. Una bomba de calor geotérmica puede conseguir así una mayor eficiencia que una aerotérmica. De la misma manera, en modo refrigeración, el EER aumenta si se consigue menor temperatura de condensación, al acercarse la presión de condensación a la de evaporación. En verano, el suelo es más frío que el aire ambiente por lo que una bomba de calor geotérmica consigue también mayor eficiencia que una aerotérmica [64].

Para intercambiar energía con el terreno, se suele utilizar un circuito cerrado de agua que sirve de vector entre el suelo y el ciclo de Rankine inverso de la bomba de calor. La Figura 37 ilustra el principio de funcionamiento de la bomba geotérmica en los dos modos.

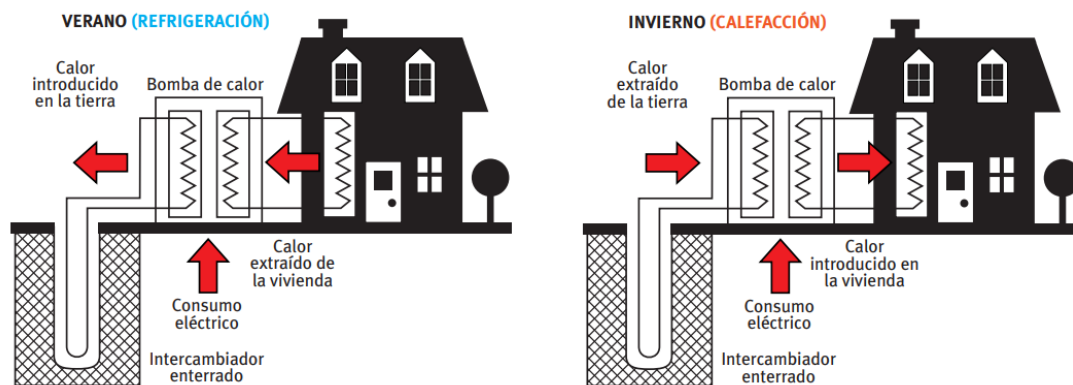


Figura 37. Esquema de funcionamiento de una bomba de calor geotérmica. Fuente: IDAE [64]

#### Bombas de calor reversibles

Existen modelos de bomba de calor llamados reversibles por su capacidad a pasar de un modo calefacción a un modo refrigeración. Eso permite reducir las inversiones necesarias. En lugar de instalar dos bombas de calor, es mejor instalar una sola pero reversible. Esta observación motiva la elección de este tipo de bomba de calor en el presente trabajo.

El principio de la bomba de calor reversible radica en la versatilidad de su evaporador y de su condensador. Al ser meros intercambiadores de calor, pueden servir para las dos funciones. Por tanto, sólo es necesario cambiar el sentido de circulación del fluido de trabajo para pasar a otro modo de funcionamiento. Para ello, es preciso equipar la red de tuberías de dos válvulas de expansión, cada una puentada con una válvula antirretorno, junto con una válvula de cuatro vías para que el compresor siempre opere de la misma forma. También es posible intercambiar los circuitos de agua del terreno y la vivienda [17].

### III.7.3. Clasificación de la bomba de calor como energía renovable

Como ya se ha visto en los apartados anteriores, la bomba de calor intercambia energía entre dos focos: el útil (la vivienda que se quiere enfriar o calentar) y no útil (el medio externo). Mientras que, en modo refrigeración, se quita energía térmica al foco útil para entregarlo al medio externo, en el modo calefacción, la bomba de calor recupera energía de este. Por tanto, esa energía recuperada del medio ambiente (con el evaporador) se considera renovable.

La *Directiva 2009/08 de la Unión Europea*, mediante la *Decisión 2013/114*, fija la cantidad tomada del medio ambiente que se pueda considerar renovable, llamada  $E_{RES}$ . Para calcularla, se usa la ecuación 3 [65]. En esta ecuación, aparece  $Q_{usable}$  el calor útil proporcionado por la bomba de calor en el condensador, y  $SPF$  (*Seasonal Performance Factor*) el valor estacional del COP (también llamado HSPF). Para calcular el calor útil se usa la ecuación 4, donde,  $P_{rated}$  es la potencia nominal de la bomba de calor, y  $H_{HP}$  son las horas anuales equivalentes a potencia nominal.

$$E_{RES} = Q_{usable} \cdot \left(1 - \frac{1}{SPF}\right) \quad (3)$$

$$Q_{usable} = H_{HP} \cdot P_{rated} \quad (4)$$

$$SPF > \frac{1,15}{\eta} \quad (5)$$

Pero, la Directiva impone una condición sobre  $SPF$  para poder considerar aquel calor útil como energía renovable, expresada en la ecuación 5 donde  $\eta$  representa el cociente entre la producción total bruta de electricidad y el consumo primario de energía para la producción de electricidad. Se calcula como una media de la Unión Europea [65]. Así, si la bomba de calor se acciona con electricidad  $\eta = 0,455$ . Si se acciona térmicamente  $\eta = 1,000$  al ser la energía térmica una energía primaria y no secundaria como la electricidad [17].

La *Directiva 2009/08 de la Unión Europea* está pensada sobre todo para la calefacción en el Norte de Europa. Por tanto, considera las bombas de calor reversibles como diseñadas para el modo refrigeración penalizándolas mediante sus horas de funcionamiento en función del clima donde están implantadas. Dicha Directiva define tres climas de referencia [17]:

- **Clima frío**, cuyo lugar de referencia es Helsinki en Finlandia. Ninguna localidad española tiene este tipo de clima. No se aplica penalización.
- **Clima medio**, definido como el de Estrasburgo en Francia. En España, las comunidades incluidas dentro de éste son Navarra, Castilla y León, La Rioja y Aragón. Sólo se considera 40% de las horas como siendo de calefacción.
- **Clima cálido**, corresponde al de Atenas. Abarca el resto de España. El modo de calefacción no puede contar para más del 10% de las horas de funcionamiento.

En la *Directiva 2018/2001* [51] se ha apuntado a un cambio en este planteamiento sesgado negativamente hacia la Europa del Sur, consolidado mediante el Reglamento Delegado (UE) 2022/759 de 14 de diciembre de 2021 [66].

Aquella última evolución motiva a estudiar el uso de una bomba de calor reversible en España al poder esperar la reducción de esta penalización y por tanto poder guiar las futuras medidas de apoyo a su despliegue.

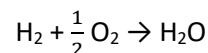
### III.8. Uso del hidrógeno renovable en la movilidad urbana

El hidrógeno renovable también se podría aprovechar para la movilidad urbana, particularmente para flotas<sup>43</sup> de autobuses públicos. **Desde 2017, se está implementando a nivel europeo una iniciativa para favorecer el uso de autobuses basados en hidrógeno, la denominada *Joint Initiative for hydrogen Vehicles across Europe (JIVE)*.** Para conseguirlo, financia la diferencia de precio entre un vehículo estándar y uno con una pila de combustible. En 2020, ya había permitido el despliegue de alrededor de 300 buses [46]. Un ejemplo de aplicación son los autobuses Van Hool A330, utilizados en la ciudad alemana de Colonia, que funcionan gracias a una pila de combustible que alimenta su motor eléctrico [67].

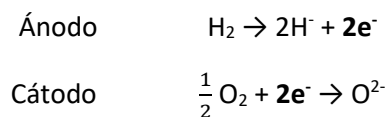
En adelante, se va a describir más detalladamente el sistema empleado para autobuses funcionando con hidrógeno, así como el despliegue actual de vehículos con pilas de combustible.

#### III.8.1. La pila de combustible

La pila de combustible constituye la vía electroquímica de la generación eléctrica a partir de hidrógeno. En vez de basarse en una combustión, su principio radica en una reacción de oxidorreducción que tiene lugar en el componente de base de una pila de combustible, una celda electroquímica [46]. Su balance global es:



Para aprovechar la liberación de electrones en esta reacción de oxidorreducción, los dos reactivos están separados por un electrolito (sólido o líquido). Cada reactivo se sitúa en uno de los dos electrodos de la celda electroquímica. En el ánodo está el hidrógeno y en el cátodo el oxígeno. Las semirreacciones correspondientes a cada electrodo son [46]:



En el ánodo, se desarrolla la reducción del hidrógeno, y en el cátodo la oxidación del oxígeno. Mientras tanto, los electrones viajan en el circuito eléctrico que conecta los dos electrodos. Para asegurar la neutralidad electrónica, el electrolito permite a los iones migrar entre los electrodos. En función de la naturaleza electrónica del ion, existe dos tipos de pila de combustible: la pila de combustible con conductor aniónico (ion negativo), y la pila de combustible con conductor protónico (ion positivo).

El funcionamiento de la pila de combustible difiere según si es con conductor aniónico o conductor protónico. La Figura 38 resume las diferencias en los flujos de los diversos actores de la reacción de oxidorreducción. En la pila de combustible (a), el conductor es el anión  $\text{O}^{2-}$ . En la pila (b), el conductor es el protón  $\text{H}^+$ .

Para conseguir una pila de combustible de la potencia deseada, las celdas electroquímicas se apilan usando placas bipolares o interconectores que las conectan en serie [46].

<sup>43</sup> La integración de esta tecnología en flotas cautivas reduce los problemas de la logística del repostaje, al centralizar el suministro de hidrógeno del autobús.

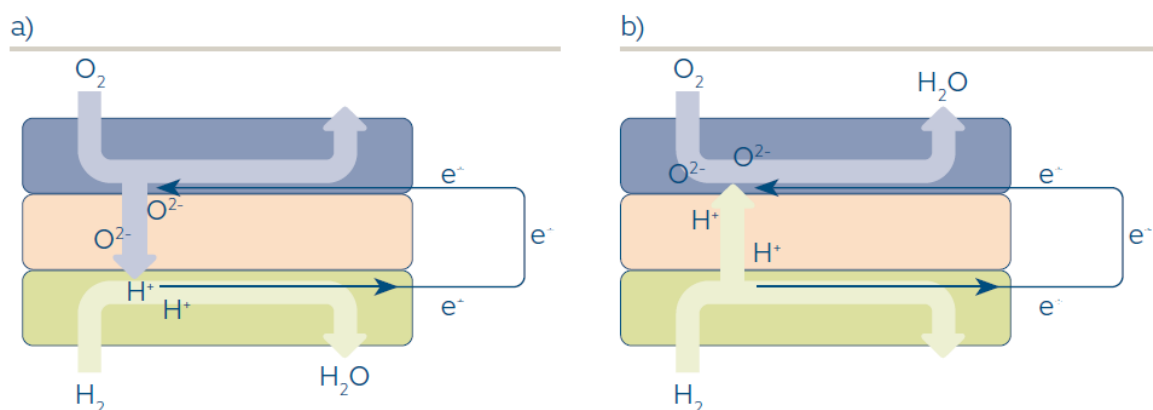


Figura 38. Esquema de funcionamiento de una pila de combustible con un conductor aniónico (a) y con un conductor protónico (b). Fuente: Fundación Naturgy [46]

### Tecnologías de pila de combustible

Hoy en día, existen cinco tipos de tecnologías de pila de combustible [46]:

- Las **pilas de combustible de membrana de intercambio protónico**, conocidas bajo su acrónimo inglés PEMFC o PEM (*Proton Exchange Membrane Fuel Cells*). Su nombre viene del ion intercambiado que es el protón H<sup>+</sup>.
- Las **pilas de combustible alcalinas** (AFC, *Alkaline Fuel Cells*). Su nombre deriva de su electrolito líquido alcalino, el hidróxido potásico KOH, donde el ion intercambiado es el ion hidróxido (OH<sup>-</sup>).
- Las **pilas de combustible de ácido fosfórico** (PAFC, *Phosphoric Acid Fuel Cells*) se basan en el ácido fosfórico H<sub>3</sub>PO<sub>4</sub> como electrolito. Fueron las primeras en comercializarse.
- Las **pilas de combustible de carbonatos fundidos** (MCFC, *Molten Carbonates Fuel Cells*). Tienen la particularidad de funcionar sólo con metano y de trabajar a altas temperaturas.
- Las **pilas de combustible de óxido sólido** (SOFC, *Solid Oxid Fuel Cells*) que constan con compuestos cerámicos. Operan a mayores temperaturas que las anteriores.

En la Tabla 10, se recogen las características de las cinco familias de pilas de combustible.

Para usos de cogeneración, los tipos de pilas de combustible usados son: **PEM y SOFC para la cogeneración doméstica**; SOFC, PAFC y MCFC para la cogeneración industrial por la necesidad de temperaturas más altas. **Para el transporte, como los autobuses, se usan pilas de combustible PEM [46] por su mayor rapidez de respuesta derivada de su menor temperatura de operación, similar a la de un motor de combustión.**

Por tanto, en el alcance del presente trabajo, se estudian pilas de combustible PEM y SOFC para cubrir la demanda de calor y agua caliente sanitaria en el sector doméstico, y pilas de combustible PEM para la movilidad urbana.

Tabla 10. Características de las principales familias de pilas de combustible. Adaptado de: Fundación Naturgy [46]

Pila de combustible	PEMFC	AFC	PAFC	MCFC	SOFC
Combustible utilizado	Hidrógeno o metano	Hidrógeno	Hidrógeno	Metano	Hidrógeno
Rango de potencia (kW)	1-100	1-100	5-400	300-3.000	1-2.000
Ion conductor	H <sup>+</sup>	OH <sup>-</sup>	O <sup>2-</sup>	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup>	H <sup>+</sup>
Temperaturas de operación (°C)	40-80	65-220	150-210	600-700	600-900
Eficiencia (%) H <sub>2</sub> /CH <sub>4</sub>	60/40	60/-	40/-	-/50	70/60
Aplicación	Transporte Electricidad Cogeneración Generación distribuida	Electricidad Aplicaciones espaciales	Electricidad Cogeneración	Generación estacionaria a gran escala	Electricidad Cogeneración Generación distribuida

### III.8.2. El autobús con pila de combustible

#### Principio

El autobús con pila de combustible consta de un motor eléctrico abastecido por una pila de combustible, así como una batería (se trata, por tanto, de una configuración híbrida autorrecargable). La batería sirve para suministrar las demandas puntas de potencia eléctrica como es el caso durante aceleraciones rápidas o subidas de pendientes. La pila de combustible suministra el grueso de la energía eléctrica para el motor y para recargar la batería cuando hace falta, gestionando así el exceso de producción de la pila y facilitando con ello su operación a carga nominal. Otra vía de recarga de la batería es la regeneración de energía durante el frenado.

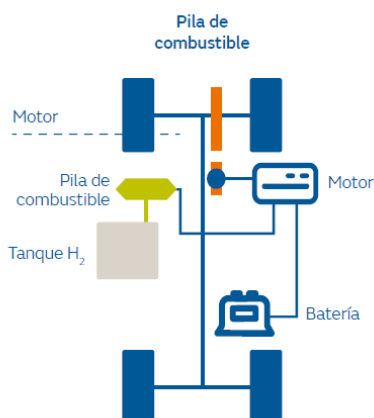


Figura 39. Esquema de un vehículo eléctrico con pila de combustible. Fuente: Fundación Naturgy [26]

Además, se puede aprovechar el calor residual para la calefacción de la cabina [68], lo que confiere una ventaja importante sobre las versiones eléctricas sólo de batería, que carecen de esta fuente térmica a tener una mayor eficiencia.

La pila de combustible se abastece de hidrógeno mediante un tanque de almacenamiento de hidrógeno comprimido. La Figura 39 ilustra la organización general de un vehículo eléctrico con pila de combustible. En la Figura 40, se puede ver la distribución espacial de los diversos componentes en un modelo existente.

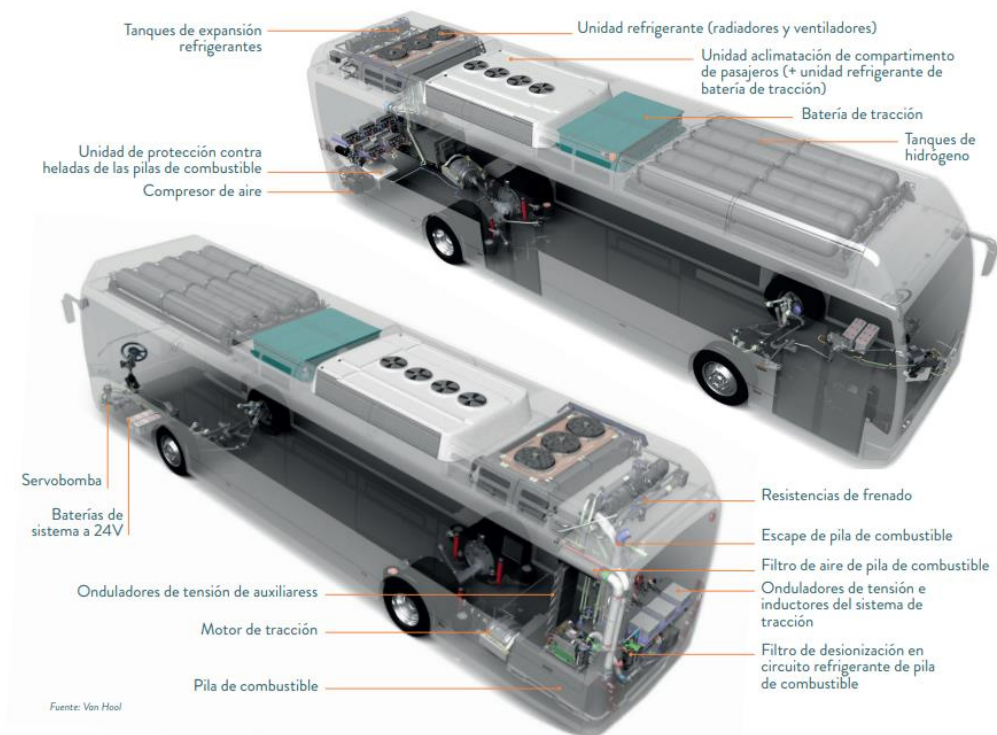


Figura 40. Esquema de un autobús con pila de combustible del fabricante Van Hool. Fuente: UITP [68]

### El estado actual de la flota de autobuses con pilas de combustible

En el sector del transporte por carretera, **los vehículos eléctricos con pila de combustible rebasaban los 40.000 en junio de 2021**. Es el resultado de un aumento sostenido con tasas de crecimiento anual en torno a 70% desde 2017, aunque con una desaceleración en su ritmo de crecimiento en 2020 debida a la pandemia de COVID-19 [53].

La flota de vehículos con pila de combustible está dominada por los vehículos ligeros que cuentan con casi tres cuartos del total en 2020. **En cuanto a los autobuses, a pesar de su desarrollo tecnológico más temprano, sólo representaban el 16% de la flota global, es decir cerca de 6.400 unidades**. Cabe destacar que la inmensa mayoría (95%) de autobuses está ubicada en China. El resto de los vehículos eléctricos con pila de combustible son camiones que alcanzaron algo más de 3.100 vehículos pesados. De nuevo, se nota el dominio de China en este segmento [53].

En la Figura 41, se recoge la distribución de la flota de vehículos con pila de combustible según tipo de vehículo y país/región de despliegue. El ranking es en orden decreciente: Corea del Sur, Estados Unidos, China, Japón y Europa. Se desprende de estas cifras que es necesario fomentar iniciativas para que Europa se ponga al día, compitiendo así con las otras grandes potencias económicas.

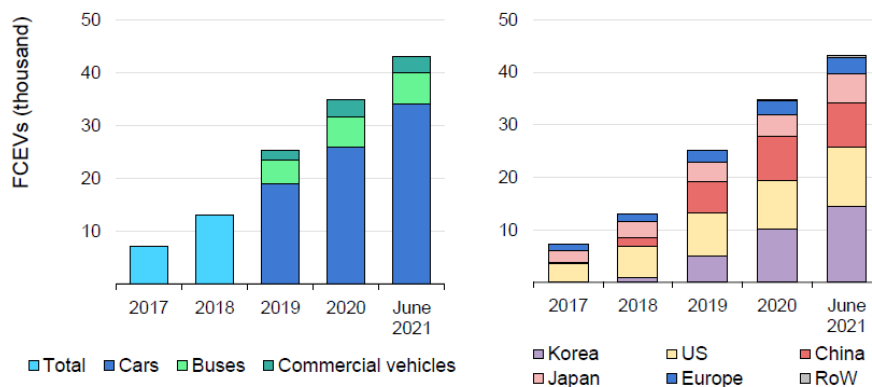


Figura 41. Flota mundial de vehículos con pila de combustible según segmento y región, en 2017-Junio 2020. Fuente: AIE [53]

El propósito del presente trabajo se enmarca en esta filosofía de promover iniciativas para apoyar el despliegue de vehículos con pila de combustible, empezando por las flotas de autobuses públicos. En España, la tecnología casi no está desarrollada. Por ejemplo, en 2020, la empresa municipal de la red de líneas de autobuses urbanos de Madrid, EMT Madrid, no constaba con ningún autobús con pila de combustible [69].

Sin embargo, en el marco del programa europeo JIVE 2, la empresa TMB (Transportes Metropolitanos de Barcelona) recibió su primero autobús con pila de combustible en diciembre de 2021 [70]. Entró en operación comercial el 7 de abril de 2022 [71]. En mayo y junio de 2022, TMB va a recibir otros siete autobuses previstos en el programa europeo. Son modelos H2 City Gold HD construidos por la empresa CaetanoBus [72].

Otro anuncio reciente de despliegue de autobuses urbanos con pila de combustible viene de la empresa de transportes Alsa. El 22 de junio de 2022, puso en marcha un autobús de pila de combustible en la ciudad de Torrejón de Ardoz en la provincia de Madrid. Así como Barcelona, es un H2 City Gold HD de la empresa CaetanoBus. Su pila de combustible es del fabricante Toyota [73].



## IV. Metodología

### IV.1. Modelo planteado

El planteamiento hecho en el presente trabajo es disponer de la producción de hidrógeno de una población para un año entero. En el año anterior, se ha producido hidrógeno a partir de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (FORSU) mediante el proceso resumido en la Figura 42.

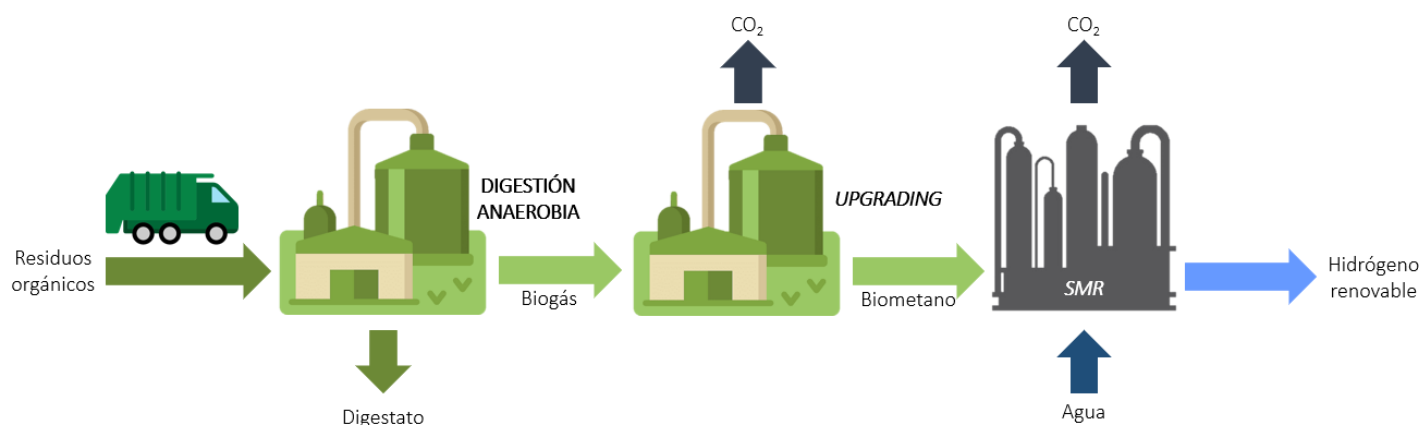


Figura 42. Esquema del proceso planteado en el trabajo. Elaboración propia.

Dicho hidrógeno se ha almacenado para el año siguiente, correspondiendo al año del presente estudio. Este apartado se propone determinar primero la viabilidad técnica, es decir cuánto de la demanda térmica se puede cubrir a partir del hidrógeno así producido. Y, en un segundo momento, evaluar la viabilidad económica del hidrógeno que se dispone, en otras palabras, cómo de rentable es la solución planteada respecto a otras alternativas. En una última fase, se hace un balance de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

Las dos últimas fases de esta metodología – viabilidad económica y balance medioambiental – se aplicarán a dos casos: el hidrógeno verde (sin captura del dióxido de carbono); y el hidrógeno llamado “dorado” (con captura). La Figura 42 enseña las dos etapas del proceso con mayores emisiones de dióxido de carbono, de las cuales sólo se plantea capturar  $\text{CO}_2$  en la más emisora, el reformado (SMR)<sup>44</sup>.

#### IV.1.1 Consideraciones específicas a los dos casos de uso del hidrógeno

Para el estudio de viabilidad técnico-económica de la cobertura de la demanda térmica de climatización y ACS, todos los estudios se harán con **valores normalizados en cuanto a la población**. Es decir que las magnitudes serán en unidad de la magnitud por persona (X/pax). Permite llevar a cabo un estudio sin depender del tamaño de la población, un factor que impacta la producción total de hidrógeno<sup>45</sup>.

Para el caso de movilidad (la cobertura de las necesidades de una flota de autobuses con pila de combustible), no se usarán valores normalizados respecto a la población porque el sistema de interés

<sup>44</sup> Se recuerda que en todo caso ese  $\text{CO}_2$  emitido es neutro, al ser biogénico.

<sup>45</sup> En el trabajo de M. Amezttoy (2021) [19], se toma una referencia de 500.000 habitantes para la planta de tratamiento de la FORSU. Soler *et al.* (2022) explica que la producción total de hidrógeno mediante SMR a partir de biometano procedente de la FORSU es proporcional al tamaño de la población [16].

es el autobús y no la demanda térmica de un habitante. Cabe recordar que todos los habitantes necesitan climatización, pero no todos usan los autobuses públicos.

## IV.2. Cobertura de la demanda urbana de climatización y agua caliente sanitaria

### IV.2.1 Modelo de la demanda urbana de climatización

Para modelar la demanda térmica anual de climatización (calefacción y refrigeración) de un hogar en la España peninsular, se ha empleado el modelo desarrollado por E. M. Arenas Pinilla *et al.* (2019) [18] que se basa en dos documentos: el Código Técnico de la Edificación (CTE), de 2017 [74], y la Calificación de la Eficiencia Energética de los Edificios (CEEE), de 2015 [75].

La demanda térmica anual de una vivienda viene determinada por la zona climática del lugar donde está ubicada. Dicha zona se obtiene del Anexo B del CTE que contiene una tabla de referencia (Tabla 36 y Tabla 37). Al conocer la capital de la provincia y la altitud de la localidad, se obtiene la zona climática definida por una letra y un número. Por ejemplo, Cádiz pertenece a la zona climática A3. La letra corresponde a la zona climática de invierno (ZCI), es decir la que determina la demanda de calefacción. El número da la zona climática de verano (ZCV) que condiciona la demanda de refrigeración.

España tiene seis zonas climáticas de invierno. Del invierno más suave al más riguroso se denominan  $\alpha$ , A, B, C, D, y E, estando el clima  $\alpha$  sólo presente en las Islas Canarias. En cuanto a las zonas climáticas de verano, España consta de cuatro, del verano más suave al más cálido, que son 1, 2, 3 y 4. Los climas exclusivamente extrapeninsulares que son  $\alpha 3$ , A2 y B2 se quedan fuera del alcance del presente trabajo. Por tanto, las combinaciones que se podrán encontrar son: A3, A4, B3, B4, C1, C2, C3, C4, D1, D2, D3 y E1.

Una vez seleccionada la zona climática, la demanda anual de climatización de referencia se puede calcular siguiendo el punto 2.4 de la CEEE [75]. En el modelo, se denominará “demanda de referencia” (DR) [18]. Se diferencian dos casos: los edificios de nueva construcción y los existentes. **En el marco de este trabajo, se estudiará una vivienda de nueva construcción de tipo bloque.** Se motiva por la demanda de referencia menor que para una vivienda de tipo unifamiliar (ver Tabla 11), así como por ser el tipo de vivienda más habitual en España<sup>46</sup>. Además, se elige una nueva construcción por su mejor eficiencia energética, lo que implica una demanda de referencia menor que para una vivienda ya existente (ver Tabla 12).

Para determinar la demanda de una vivienda específica, la demanda de referencia de la zona climática correspondiente se multiplica por el área, llamada  $A$  ( $m^2$ ), y por un factor de corrección, llamado  $f_c$ , que toma en cuenta la dispersión de la demanda de referencia en el parque de edificios tomado como referencia (factor  $R$  para viviendas de nueva construcción, y  $R'$  para viviendas ya existentes) y del índice de calificación energética de la vivienda ( $C_1$  para nueva construcción y  $C_2$  para existentes). Dicho índice está relacionado con el nivel de aislamiento del edificio considerado [18].

<sup>46</sup> Para justificación ver apartado I.2.

Motivación.

Tabla 11. Demanda de referencia para viviendas de nueva construcción de tipo unifamiliar y de tipo bloque en España. Adaptado de Arenas Pinilla, E.M. et al. (2019) [18]

Zona climática	Tipo bloque	Tipo unifamiliar
<b>Invierno</b>		<b>Calefacción [kWh/m<sup>2</sup>]</b>
α	0,00	0,00
A	13,80	23,60
B	20,90	33,50
C	35,20	53,30
D	53,00	78,00
E	71,20	103,3
<b>Verano</b>		<b>Refrigeración [kWh/m<sup>2</sup>]</b>
1	0,00	0,00
2	7,10	10,70
3	14,90	21,70
4	21,00	30,30

Tabla 12. Demanda de referencia para viviendas de tipo bloque de nueva construcción y existente en España. Adaptado de Arenas Pinilla, E.M. et al. (2019) [65]

Zona climática	Nueva construcción	Existente
<b>Invierno</b>		<b>Calefacción [kWh/m<sup>2</sup>]</b>
α	0,00	0,00
A	13,80	46,56
B	20,90	64,30
C	35,20	99,78
D	53,00	144,13
E	71,20	189,47
<b>Verano</b>		<b>Refrigeración [kWh/m<sup>2</sup>]</b>
1	0,00	0,00
2	7,10	12,76
3	14,90	26,34
4	21,00	36,89

La demanda se obtiene aplicando las ecuaciones 3 y 4 [18]:

$$f_c = \begin{cases} \frac{1+(C_1-0,6) \cdot 2 \cdot (R-1)}{R} & \text{para edificios de nueva construcción} \\ \frac{1+(C_1-0,5) \cdot 2 \cdot (R'-1)}{R'} & \text{para edificios existentes} \end{cases} \quad (3)$$

$$D = DR \cdot A \cdot f_c \quad (4)$$

Los valores de los coeficientes R y R' están recogidos respectivamente en la Tabla 38 y la Tabla 39. Respecto a los índices de calificación energética, se enumeran en la Tabla 40. Cabe destacar que se presentan en forma de intervalos según la calificación energética. **En este trabajo se han cogido los**

**valores medios de estos intervalos. Además, sólo se han usado los coeficientes R, por centrarse en el estudio de viviendas de nueva construcción.**

Para estudiar la demanda anual de climatización, se ha elegido una vivienda genérica con las hipótesis enumeradas en la Tabla 13.

*Tabla 13. Descripción de la vivienda genérica. Elaboración propia.*

Parámetro definido	Valor
Tipo	Bloque
Superficie A [m <sup>2</sup> ]	100
Número de personas	3

En una fase final, se divide la demanda obtenida para una vivienda en una zona climática dada por el número de personas que la ocupan, representado por la variable  $N_{pax}$ . La demanda calculada se llamará “demanda normalizada”  $D_{norm}$ . Para ello, se aplica la ecuación 5, que determina la demanda en kWh/pax:

$$D_{norm} = \frac{D}{N_{pax}} = \frac{DR \cdot 100 \cdot f_c}{3} \quad (5)$$

#### IV.2.2 Modelo de la demanda urbana de agua caliente sanitaria

El Código Técnico de la Edificación (CTE) prescribe la demanda de agua caliente sanitaria (ACS) según el tipo de edificios. Para viviendas, **se define la demanda diaria en 28 dm<sup>3</sup>/pax-día para una temperatura del agua a 60°C<sup>47</sup>**. Como la red de suministro del agua tiene una temperatura que varía según el lugar y el mes, el Apéndice B de la sección HE 4 del CTE proporciona una tabla de referencia de temperaturas de dicha agua de red para todas las capitales de provincia (ver Tabla 41). A partir de esta tabla, se obtiene la temperatura del agua de red para el mes *i*-ésimo del año, llamada  $T_{capital,i}$ .

En E. M. Arenas Pinilla *et al.* (2019) [18], se define la ecuación 6 para calcular la temperatura del agua de red para cualquier localidad que no sería la capital de su provincia. Conociendo las altitudes, en metros, de la localidad ( $H_{localidad}$ ) y de la capital ( $H_{capital}$ ), se puede determinar la temperatura del agua de red de la localidad en el mes *i*-ésimo del año ( $T_{localidad,i}$ ). En función del momento del año, se aplica un factor de corrección *B* igual a 0,0066 para los meses de octubre a marzo y a 0,0033 para los meses de abril a septiembre. Al conocer esta temperatura, se obtiene la demanda térmica, denominada  $D_{ACS}$ , para calentar el agua hasta 60°C. Para ello, se utiliza la ecuación 7 donde  $N_{pax}$  es el número de personas de la vivienda y *Q* el consumo de agua a 60°C de cada persona al día.

$$T_{localidad,i} = B \cdot (H_{localidad} - H_{capital}) \quad (6)$$

$$D_{ACS} = \frac{N_{pax} \cdot Q \cdot \left(\frac{365}{12}\right) \cdot 4,176 \cdot (12 \cdot 60 \cdot \sum_{i=1}^{12} T_{localidad,i})}{3600} \quad (7)$$

Como en el apartado anterior, se divide la demanda térmica para el calentamiento del ACS por el número de ocupantes de la vivienda para trabajar con magnitudes normalizadas en cuanto al tamaño de la población. Para determinar la demanda térmica para ACS normalizada, llamada  $D_{ACS,norm}$ , se emplea la ecuación 8, que determina la demanda en kWh/pax:

$$D_{ACS,norm} = \frac{D_{ACS}}{N_{pax}} = \frac{Q \cdot \left(\frac{365}{12}\right) \cdot 4,176 \cdot (12 \cdot 60 \cdot \sum_{i=1}^{12} T_{localidad,i})}{3600} \quad (8)$$

<sup>47</sup> En el caso de **viviendas en bloque con ACS central** se asigna un **factor de simultaneidad de 22/30**, conforme a los valores medios recogidos en el Anexo F del CTE [20].

### IV.2.3 Estudio técnico

Para poder estudiar todas las combinaciones existentes de climas peninsulares, se elige una muestra de capitales de provincia que recoge el abanico entero de combinaciones de ZCI y ZCV. Dicha muestra se recoge en la Tabla 14.

Tabla 14. Muestra de zonas climáticas en España peninsular. Elaboración propia.

Capital de provincia	Zona climática
Cádiz	A3
Almería	A4
Valencia	B3
Sevilla	B4
Santander	C1
Barcelona	C2
Granada	C3
Cáceres	C4
Palencia	D1
Logroño	D2
Madrid	D3
Burgos	E1

En cada capital de la muestra, se estudian todas las calificaciones energéticas para la vivienda genérica definida en el apartado IV.2.1. Las calificaciones consideradas son, de la más eficaz a la menos, A, B, C, D alta, D baja, E alta, E media, E baja, F y G. En total, se han valorado 120 combinaciones de zonas climática y calificaciones energéticas de vivienda.

Basándose en el modelo de demanda de climatización y ACS expuesto en los dos apartados anteriores, se determina la estación dominante en términos de necesidades térmicas. A dicha estación dominante (el invierno en la mayoría de las zonas climáticas), se le adjudica prioritariamente el hidrógeno para cubrir la demanda térmica que le corresponde.

En una segunda etapa, si sobra hidrógeno después de haberlo empleado para la estación dominante, se procede a cubrir la demanda de la estación no dominante (el verano en general). Si, después de cubrir toda la demanda de la estación queda hidrógeno por emplear, se considera cubrir la demanda procedente del agua caliente sanitaria (ACS) para el año entero<sup>48</sup>.

#### Consideraciones normativas

Cabe destacar que restricciones adicionales a las de índole técnico son las de origen normativa. El Código Técnico de la Edificación (CTE) [20] establece en el *Documento Básico HE Ahorro de energía* [76] unas restricciones en cuanto al consumo energético de una vivienda. En el alcance de este trabajo, dos apartados son de particular relevancia para los cálculos del estudio técnico: el apartado *HE0 Limitación del consumo energético*, y el apartado *HE4 Contribución mínima de energía renovable para cubrir la demanda de agua caliente sanitaria*.

<sup>48</sup> Para la demanda térmica del calentamiento del ACS, se estudia su valor acumulado de los 12 meses del año ya que sólo hay un modo de funcionamiento – aportar calor – en lugar de dos como es el caso para la climatización.

El apartado HE0 [76] determina valores máximos límites de consumo de energía primaria total (Tabla 42) y de energía primaria no renovable (Tabla 43) para una vivienda. En este trabajo sólo se plantea usar energía primaria renovable completando la energía que faltaría, al haber aprovechado todo el hidrógeno renovable disponible, con paneles solares fotovoltaicos en el tejado del edificio de viviendas de bloque como fuente de energía renovable *in situ*. Por tanto, **la única restricción normativa del apartado HE0 que se aplique es la de máximo de consumo de energía primaria total**. Dado que la vivienda genérica es una de nueva construcción, los valores límites empleados son los de la categoría “Edificios nuevos y ampliaciones” recogida en el apartado HE0 [76]. En el caso planteado, las energías primarias por considerar son la energía recuperada del ambiente (la tierra), la energía química contenida en el biometano, y la energía eléctrica producida por las placas fotovoltaicas<sup>49</sup>.

El apartado HE4 [76] no define máximos límites sino una contribución mínima de la energía procedente de fuentes renovables para ACS que son, o bien con origen *in situ*, o bien procedente de biomasa sólida. **La cuota mínima se fija al 70% de la energía necesaria al ACS**. Sin embargo, el apartado HE4 recoge la posibilidad de considerar una cuota mínima del 60% si la demanda de ACS es menor de 5.000 L/día. En este trabajo, se ha decidido tomar la condición más estricta al contemplar viviendas de tipo bloque donde se supone que el ACS se prepare para el edificio entero, por lo que no se necesita considerar el número de vecinos en concreto. Para cumplir con esta condición, este trabajo propone usar placas solares fotovoltaicas en el tejado del edificio de la vivienda. La energía solar así convertida en electricidad – que alimentará la bomba de calor – se puede considerar como energía renovable *in situ*, así como la energía recuperada de la tierra por la bomba de calor.

### Modelo de estudio de viabilidad técnica

Al tomar en cuenta las restricciones normativas, el sistema planteado en este estudio de viabilidad técnica consiste en una bomba de calor geotérmica alimentada por dos fuentes eléctricas: una pila de combustible, de tipo PEMFC o SOFC, abastecida por el hidrógeno renovable; y unas placas solares fotovoltaicas en el tejado del edificio en cuestión. Este planteamiento se resume en la Figura 43.

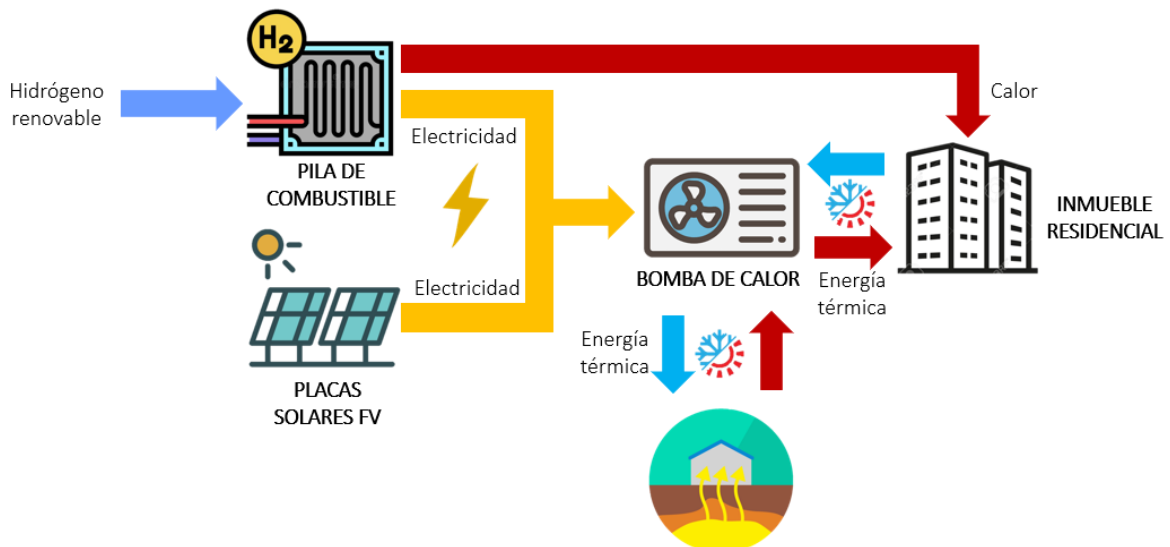


Figura 43. Esquema del caso de uso del hidrógeno renovable en el sector residencial. Elaboración propia.

<sup>49</sup> La energía primaria real sería la energía solar. Por convenio, esa energía se mide directamente en la electricidad producida por las placas solares.



Para facilitar la construcción del modelo matemático, desarrollado con el software Microsoft Excel, se ha establecido una nomenclatura de las energías intercambiadas en el sistema planteado. Se basa en el formato **Y\_AA\_XX**. Todas las energías están en kWh/pax-año.

Donde,

- **Y** es lo que se intercambia termodinámicamente: W, si es trabajo eléctrico, o Q, si es energía térmica.
- **AA** es el uso final (sólo para Q): aparte de ACS, para cubrir la demanda térmica de agua caliente sanitaria, existe dos otros usos finales, “dom” y “nodom”. “Dom” consiste en la climatización para la estación dominante (será calefacción si la estación dominante es el invierno, y refrigeración si no), y “nodom” representa la climatización para la estación no dominante.
- **XX** es el sistema de conversión energética:
  - PC, si es la pila de combustible
  - BC.PC, si es la bomba de calor consumiendo electricidad procedente de la pila de combustible.
  - BC.FV, si es la bomba de calor consumiendo electricidad procedente de los paneles solares fotovoltaicos.

El diagrama Sankey de la Figura 44 ilustra la nomenclatura para la cobertura del ACS.

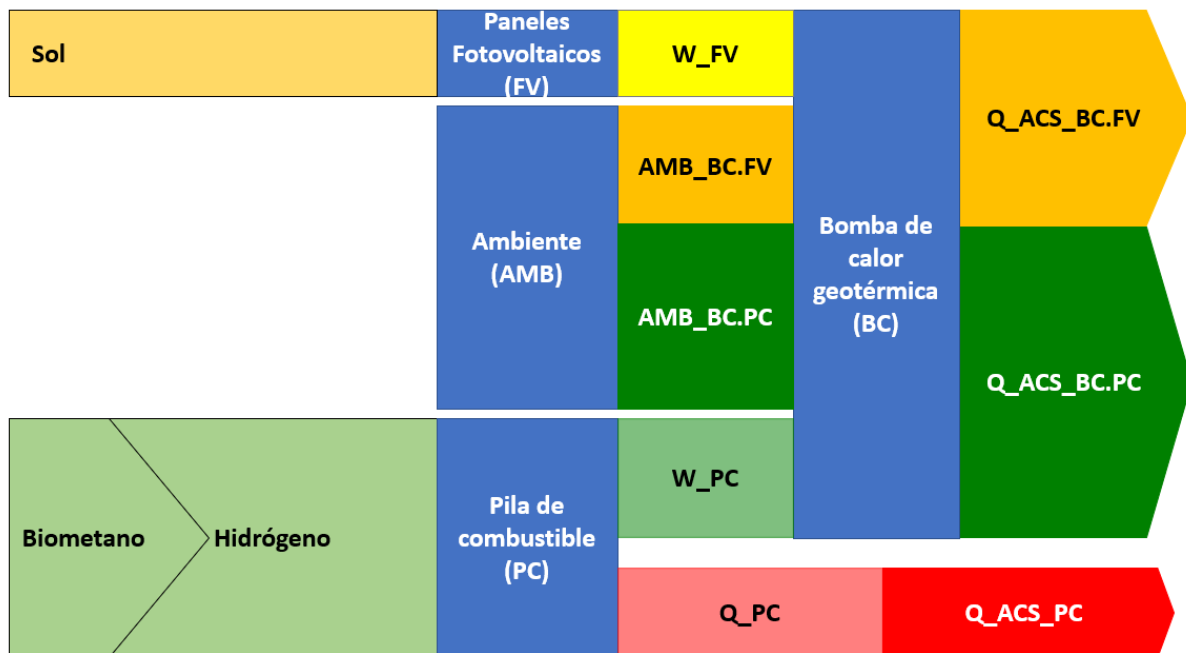


Figura 44. Diagrama Sankey del ACS en el caso de estudio. Elaboración propia.

Para la cobertura de la climatización, la nomenclatura es la misma cambiando ACS por “dom” o “nodom” según la estación.

El modelo matemático implementado con el software Microsoft se expone a continuación.

La primera fase de cálculos es determinar la estación dominante. Para eso, se compara la demanda de calefacción en invierno con la demanda de refrigeración en verano. La estación con mayor demanda térmica es definida como la estación dominante. Para facilitar la comprensión de las ecuaciones, se supone que la estación dominante es el invierno (mayoría de los casos). En el caso contrario, sólo cambiarían los rendimientos de la bomba de calor (COP para el invierno y EER para el verano).

La segunda fase consiste en determinar si se cubre toda la demanda de calefacción con la bomba de calor abastecida únicamente con la pila de combustible. En caso negativo, se satisface la diferencia alimentando la bomba de calor con la electricidad generada por los paneles fotovoltaicos. Los cálculos se rigen por las ecuaciones 9, 10 y 11.

$$D_{dom,norm} = \begin{cases} Q_{dom,BC.PC} + Q_{dom,BC.FV} & \text{si } Q_{dom,BC.PC} < D_{dom,norm} \\ Q_{dom,BC.PC} & \text{resto de casos} \end{cases} \quad (9)$$

$$Q_{dom,BC.PC} = m_{H_2,FORSU}^{tot} \cdot PCI_{H_2} \cdot (\eta_{elec}^{PC} \cdot COP + \eta_{term}^{PC}) \quad (10)$$

$$Q_{dom,BC.FV} = W_{FV} \cdot COP = \left( \frac{D_{dom,norm} - Q_{dom,BC.PC}}{COP} \right) \cdot COP \quad (11)$$

La tercera fase (ecuaciones 12, 13.a, 13.b y 14) es volver a hacer el mismo cálculo, pero para la demanda de refrigeración. Si sobra hidrógeno no consumido (ecuación 13.b) en la estación dominante (el invierno aquí), se usa para cubrirla, completando el resto (si existiese) con fotovoltaica. En caso negativo, sólo se suministra electricidad fotovoltaica a la bomba de calor.

$$D_{nodom,norm} = \begin{cases} Q_{nodom,BC.PC} + Q_{nodom,BC.FV} & \text{si } Q_{nodom,BC.PC} < D_{nodom,norm} \\ Q_{nodom,BC.PC} & \text{resto de casos} \end{cases} \quad (12)$$

$$Q_{nodom,BC.PC} = (m_{H_2,FORSU}^{tot} - m_{H_2,FORSU}^{dom}) \cdot PCI_{H_2} \cdot \eta_{elec}^{PC} \cdot EER \quad (13.a)$$

$$m_{H_2,FORSU}^{dom} = \frac{Q_{dom,BC.PC}}{PCI_{H_2} \cdot (\eta_{elec}^{PC} \cdot COP + \eta_{term}^{PC})} \quad (13.b)$$

$$Q_{nodom,BC.FV} = W_{FV} \cdot EER = \left( \frac{D_{nodom,norm} - Q_{nodom,BC.PC}}{EER} \right) \cdot EER \quad (14)$$

La cuarta etapa (ecuaciones 15, 16.a, 16.b y 17) consiste en cubrir la demanda de ACS cumpliendo con el apartado HE4 del documento básico DB-HE Ahorro de energía. Si sobra hidrógeno, se puede emplear para alimentar la bomba de calor en electricidad siempre que se cumple el mínimo de 70% de energía

procedente del ambiente (ecuación 18). En caso contrario, hay que completar con energía procedente de la electricidad fotovoltaica.

El ACS, al contrario de la climatización, necesita calor todo el año. Por tanto, para suministrar sus necesidades, o bien la energía térmica recuperada de la pila de combustible basta para cubrir la demanda durante el verano, o bien se tiene que implementar una bomba de calor específica. Para optimizar los costes, sería preciso emplear una bomba de calor aerotérmica. Sin embargo, como se verá en el apartado sobre resultados, el hidrógeno sobrante no basta en ninguna configuración para cubrir toda la demanda de ACS, aunque se elijan las mejores condiciones, es decir usar una bomba de calor geotérmica. De hecho, no se supera el 55% de la demanda térmica total del ACS en el mejor de los casos. Por tanto, en el modelo matemático sólo se ha estudiado cubrir la demanda con estas condiciones de mayor COP de la bomba (geotérmica).

$$D_{ACS,norm} = \begin{cases} Q_{ACS,BC.PC} + Q_{ACS,BC.FV} & \text{si } Q_{ACS,BC.PC} < D_{ACS,norm} \\ Q_{ACS,BC.PC} & \text{resto de casos} \end{cases} \quad (15)$$

$$Q_{ACS,BC.PC} = (m_{H_2,FORSU}^{tot} - m_{H_2,FORSU}^{dom} - m_{H_2,FORSU}^{nodom}) \cdot PCI_{H_2} \cdot (\eta_{elec}^{PC} \cdot COP + \eta_{term}^{PC}) \quad (16.a)$$

$$m_{H_2,FORSU}^{nodom} = \frac{Q_{dom,BC.PC}}{PCI_{H_2} \cdot \eta_{elec}^{PC} \cdot COP} \quad (16.b)$$

$$Q_{ACS,BC.FV} = W_{FV} \cdot COP = \left( \frac{D_{ACS,norm} - Q_{ACS,BC.PC}}{COP} \right) \cdot COP \quad (17)$$

$$Q_{ACS,BC.PC} \left( 1 - \frac{1}{COP} \right) + Q_{ACS,BC.FV} \geq 0,7 \cdot D_{ACS,norm} \quad (18)$$

La última etapa (ecuaciones 19, 20, 21 y 22) es la comprobación del cumplimiento del apartado HEO de la norma que limite el consumo de energía primaria. En este cálculo, la energía eléctrica producida por los paneles fotovoltaicos se considera igual a la energía primaria solar.

$$EP_{BioCH_4} + EP_{AMB} + EP_{FV} \leq EP_{tot,max} \quad (19)$$

$$EP_{BioCH_4} = \frac{m_{H_2,FORSU}^{tot} \cdot PCI_{H_2}}{\eta_{SMR}} \quad (20)$$

$$EP_{AMB} = (Q_{dom,BC.PC} + Q_{dom,BC.FV}) \cdot \left( 1 - \frac{1}{COP} \right) + (Q_{nodom,BC.PC} + Q_{nodom,BC.FV}) \cdot \left( 1 - \frac{1}{EER} \right) \quad (21)$$

$$EP_{FV} = W_{FV} = \frac{Q_{dom,BC.FV}}{COP} + \frac{Q_{nodom,BC.FV}}{EER} \quad (22)$$

En las ecuaciones anteriores,  $m_{H_2, FORSU}^X$  [kg/pax-año] representa la masa de hidrógeno producido a partir de la FORSU de la población en cuestión, y  $PCI_{H_2}$  [kWh/kg] es el poder calorífico inferior del hidrógeno.  $EP_X$  [kWh/pax-año] representa la energía primaria asociada a la fuente X. Todas las magnitudes indicadas con  $\eta$  [p.u.] son rendimientos de la pila de combustible o del proceso SMR para la producción de hidrógeno.

Los valores escogidos para los parámetros del modelo se enumeran en la Tabla 15.

Tabla 15. Parámetros del modelo de estudio técnico. Elaboración propia.

	Magnitud	Valor
<b>Hidrógeno</b>	$m_{H_2, FORSU}^{tot}$ [kg/pax.año]	4
	$PCI_{H_2}$ [kWh <sub>t</sub> /kg]	33,580
<b>Pila de combustible</b>	$\eta_{elec}^{PC}$	0,5 (PEMFC)/0,6 (SOFC)
	$\eta_{term}^{PC}$	0,4 (PEMFC)/0,25 (SOFC)
<b>Bomba de calor geotérmica</b>	$COP$	4,5
	$EER$	9

La producción de hidrógeno a partir de la FORSU mediante reformado del biometano viene calculada por Ameztoy (2021) [19]. Los rendimientos eléctrico y térmico de la pila de combustible (PEMFC y SOFC) son medias de los valores comerciales disponibles. Asimismo, se han tomado medias de valores existentes para el COP y el EER de la bomba de calor geotérmica.

### Dimensionado de la bomba de calor geotérmica

Ahora que se ha determinado las configuraciones donde se puede cubrir la demanda térmica de climatización, hace falta dimensionar la bomba de calor, es decir la potencia eléctrica para accionar el motor de su compresor. Dado que el nivel de aislamiento A es el único que permita cubrir la demanda de climatización, sólo con electricidad procedente del hidrógeno renovable, en casi todos los climas<sup>50</sup>, se dimensionará la bomba de calor sólo en esta configuración. Para ello, se usa el modelo de demanda térmica horaria desarrollado por L. Serrat (2021) [77], que permite ubicar la hora del año donde se necesita el máximo de demanda. Al dimensionar la bomba de calor en función de esta demanda pico se podrá cubrir la demanda de cualquiera hora del año.

Las horas de demanda pico para cada clima se recogen en la Tabla 16, con la potencia correspondiente. Dicha potencia se calcula según las ecuaciones 23, 24 y 25. Las dos primeras ecuaciones consisten en calcular la potencia máxima para cada modo de funcionamiento y por tanto cada estación, la ecuación

<sup>50</sup> No se consigue para los climas D2 (Logroño), D3 (Madrid) y E1 (Burgos) con la mejor configuración (con pila de combustible SOFC).

23 siendo para el verano y la 24 para el invierno<sup>51</sup>. La ecuación 25 determina la potencia máxima tomada para dimensionar la bomba de calor.

Al contrario del estudio de viabilidad técnica, para cubrir la demanda con el hidrógeno renovable, se va a dimensionar la bomba de calor en términos absolutos para poder obtener un precio para el estudio económico. Por lo que se dimensiona la bomba de calor para cubrir la demanda de un distrito de 50.000 habitantes. La energía proporcionada o recuperada por la bomba de calor centralizada se distribuirá mediante una red de distrito [77].

$$\dot{W}_v = \frac{\max(\dot{D}_v)}{EER} \quad (23)$$

$$\dot{W}_i = \frac{\max(\dot{D}_i)}{COP} \cdot \left(1 - \frac{\eta_{term}}{\eta_{elec} \cdot COP + \eta_{term}}\right) \quad (24)$$

$$\dot{W}_{BC} = \max(\dot{W}_v; \dot{W}_i) \quad (25)$$

donde:  $\dot{D}_v$ , es la demanda horaria de verano (en kW<sub>i</sub>);  $\dot{D}_i$ , es la demanda horaria de invierno (en kW<sub>i</sub>);  $\dot{W}_v$ , es la potencia eléctrica necesaria para el máximo de demanda en verano (en kW<sub>e</sub>);  $\dot{W}_i$ , es la potencia eléctrica necesaria para el máximo de demanda en invierno (en kW<sub>e</sub>);  $\eta_{term}$ , es el rendimiento térmico de la pila de combustible que abastece la bomba de calor;  $\eta_{elec}$ , es el rendimiento eléctrico de la pila de combustible que abastece la bomba de calor.

Tabla 16. Potencia de la bomba de calor en cada clima de la España peninsular. Elaboración propia.

Clima	Hora de demanda pico correspondiente			Potencia bomba de calor [kW]	
	Estación	Día	Hora	PEMFC	SOFC
A3	Verano	21 de julio	15h	1.539	1.539
A4	Verano	21 de julio	15h	1.638	1.638
B3	Verano	21 de julio	14h	1.582	1.582
B4	Verano	21 de julio	15h	1.641	1.641
C1	Invierno	14 de febrero	7h	1.107	1.027
C2	Invierno	14 de febrero	7h	1.107	1.027
C3	Verano	21 de julio	15h	1.459	1.459
C4	Verano	22 de julio	15h	1.470	1.470
D1	Invierno	14 de febrero	7h	1.371	1.478
D2	Invierno	14 de febrero	7h	1.369	1.475
D3	Verano	21 de julio	15h	1.581	1.581
E1 <sup>52</sup>	Invierno	14/15 de febrero	22h/6h	1.373	1.650

Hay que notar que la potencia eléctrica no es siempre la misma según el tipo de pila de combustible usado. Se debe al rendimiento térmico de los modelos de pilas. Al tener un rendimiento térmico más alto, la pila de combustible PEM proporciona directamente más calor reduciendo así la demanda por cubrir con la bomba de calor abastecida con electricidad.

<sup>51</sup> Su forma es distinta de la de verano ya que se aprovecha el calor de la pila de combustible.

<sup>52</sup> El clima E1 (Burgos) cuenta con dos horas porque tiene dos máximos globales.

#### IV.2.4 Estudio económico

Evaluar económicamente el sistema propuesto puede ser complejo al no venderse directamente calor o frío. En general, estas necesidades se cubren con gas natural (para el calor) o electricidad (para el frío), esos sí, comprados directamente por los usuarios a las comercializadoras. Para conseguirlo, se calcula el coste del sistema, que determinará el precio al que la empresa que gestione la red cobrará al usuario por la energía térmica (calefacción, refrigeración y ACS) entregada.

Contrario al estudio técnico, sólo se va a estudiar el coste del sistema de climatización (calefacción y refrigeración). No se incluye el ACS porque ninguna configuración consigue cubrir toda su demanda de ACS después de cubrir la demanda de climatización. Por tanto, el estudio económico se centra en lo que se podría abastecer completamente con el hidrógeno renovable, sin necesidad de apoyo de otro sistema ajeno. El objetivo es comparar el potencial económico del hidrógeno renovable dentro de lo técnicamente factible.

Para medir el coste de todo el proyecto, se calcula un coste normalizado de la climatización, es decir un coste amortizado temporalmente y normalizado en cuanto a la energía térmica total producida. El coste cuenta con dos componentes: la inversión inicial, es decir el capital por gastar al inicio del proyecto (CAPEX en inglés); y, los costes de funcionamiento (OPEX en inglés) que incluyen los costes de combustible (la mayor contribución) y de O&M (Operación y Mantenimiento).

##### *Inversión inicial*

Para el sistema planteado, la inversión inicial consiste en comprar e instalar la bomba de calor geotérmica (inversión  $INV_{BC}$ ) y la pila de combustible (inversión  $INV_{PC}$ ). La **bomba de calor** incluye la realización de sondeos geotérmicos para el intercambio de energía con el terreno. Para evaluar su coste, se usa el modelo matemático (ecuación 26) propuesto por *L. Serrat (2021)* [77] para escalar la inversión basándose en una bomba de calor existente de la empresa NOGAWATIO ESE S.L.U. cuyo coste se resume en la Tabla 17. La inversión de la presente bomba de calor  $INV_{BC}$  se determina escalando la inversión  $INV_{0,BC}$  (la bomba de calor existente) según un parámetro significativo, la potencia eléctrica del compresor de la bomba de calor en  $kW_e$ . Este parámetro se anota respectivamente  $X_0$  y  $X$ .

$$INV_{BC} = INV_{0,BC} \cdot \left(\frac{X}{X_0}\right)^{0,6} \quad (26)$$

Tabla 17. Precios de una bomba de calor geotérmica. Fuente: Serrat Albano, L. [77]

Descripción	Cantidad	Precio [€/ud.]	Total [€]
Grupo geotérmico compuesto por tres bombas de calor geotérmicas para una instalación colectiva <sup>53</sup>	1	59.340,00	59.340,00
Sondeos geotérmicos verticales de 100m de profundidad para instalación geotérmica	16	2.275,00	43.600,00
			102.940,00

<sup>53</sup> Dos bombas de calor de 49,9 kW cada una, y una bomba de calor de 32,4 kW. Tienen un COP de 5,1.

La inversión inicial se calcula para cada clima peninsular empleando la potencia de diseño según la ecuación 26. La inversión correspondiendo a la red de distrito no se toma en cuenta al ser considerada un servicio público, similar a la red de alcantarillado, y retribuido a través de las tasas correspondientes.

En cuanto a la **pila de combustible**, el precio difiere según si es una SOFC o una PEMFC. El mercado de las pilas de combustible estacionarias es incipiente. Por tanto, es difícil encontrar precios reflejando las economías de escala que se conseguirá más adelante al ver el mercado empezar a crecer y madurar. Para evitar la toma en cuenta de los sobrecostes que conlleva todo proyecto piloto, los costes tomados vienen de las estimaciones de la *Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking* (FCH) [78] para el año 2024.

Siguiendo la tipología del estudio de la FCH, se cogen las estimaciones para las pilas de combustible estacionarias para cogeneración comercial y de gran escala (*Large CHP*), es decir de potencias del orden de las decenas de kW y mayores a los 100 kW [78]. Se divide el valor económico total del parque europeo de pilas de combustible PEM y SOFC por la capacidad instalada total en Europa para acceder a una estimación del precio del kilovatio de los dos tipos de pila de combustible. El estudio recoge tres escenarios de despliegue de las pilas de combustible que van del más pesimista (*Low*) al más optimista (*High*). Los precios obtenidos se dan en la Tabla 18. Para el presente trabajo, se usará los precios del escenario medio (*Medium*) como orden de magnitud de los precios que se podrían esperar en un futuro cercano.

Tabla 18. Precios estimados de las pilas de combustible PEM y SOFC en Europa en 2014. Adaptado de FCH (2019) [78]

Escenario	Low	Medium	High
Precio de la PEMFC [€/kW <sub>e</sub> ]	728	384	257
Precio de la SOFC [€/kW <sub>e</sub> ]	445	242	170

### Costes de funcionamiento

El sistema planteado cuenta con tres costes:

- **Coste del hidrógeno renovable.** En el presente trabajo, se plantea producir el hidrógeno a partir de los residuos de la población (500.000 habitantes) en la que se ubica el barrio (50.000 habitantes) cuya demanda de climatización se propone cubrir, siguiendo el concepto de economía circular local, es decir que se utiliza la producción de hidrógeno correspondiendo al barrio. Por tanto, no se comprará el hidrógeno en el mercado, y sólo se tomará en cuenta el coste de producción del hidrógeno renovable. Se plantea un sistema donde se trata la FORSU y se produce el hidrógeno procedente en una instalación centralizada de una población de 500.000 habitantes. Con este planteamiento se potencian economías de escala relevantes. Para obtener los costes correspondientes se usan los resultados de *Soler et al. (2022)* [16], que establece el coste normalizado de producción del hidrógeno verde y “dorado”, LCOH<sub>2</sub>, mediante el reformado del biometano generado por digestión anaerobia de la FORSU, para una población de 500.000 habitantes. Los dos costes se recogen en la Tabla 19.

Tabla 19. Coste normalizado del hidrógeno según su procedencia. Fuente: Soler et al. (2022) [16]

Coste normalizado de...	LCOH <sub>2</sub> [€/kg <sub>H2</sub> ]
Hidrógeno verde	3,45
Hidrógeno dorado	1,81

- **Coste de la electricidad fotovoltaica** producida por los paneles solares instalados en los tejados del distrito. Se tomará como valor el coste normalizado de la electricidad fotovoltaica LCOE, producida por paneles fotovoltaicos en tejado a escala industrial<sup>54</sup>, proporcionado por Lazard [21]. Se toma el valor medio del rango, es decir unos 120€/MWh<sub>e</sub><sup>55</sup>. Ese coste entrará en juego en los climas donde ni siquiera se cubre toda la demanda del distrito con únicamente viviendas de nivel de aislamiento óptimo, el nivel de eficiencia A.
- **Coste de Operación y Mantenimiento (O&M)**. Se considera que este coste es la suma del coste de mantenimiento de la bomba de calor y de la pila de combustible. Para estimar el coste de mantenimiento de la bomba de calor, se va a aplicar la ecuación 26 definida por *L. Serrat (2021) [77]*. Tomando el mismo parámetro (la potencia eléctrica), el coste de mantenimiento para el sistema existente de NOGAWATIO ESE S.L.U., igual a 500€ [77], se escala para cada clima. Para el coste de mantenimiento de la pila de combustible, será lo mismo para las dos tecnologías (PEMFC y SOFC). Se toma la hipótesis del estudio de 2019 de la FCH, que considera el coste de mantenimiento, para pilas de combustible para cogeneración comercial, igual a 2% del coste de inversión total [78].

### Coste normalizado de la climatización

Ahora que se han definido las distintas fuentes de coste, se va a determinar el coste normalizado de la climatización. Para ello, se tiene que: normalizar los costes de combustible y de operación & mantenimiento (O&M); y, anualizar el coste de la inversión.

La normalización de ambos costes de combustible y de O&M se lleva a cabo aplicando la ecuación 30, mediante el uso de un factor de amortización  $f_a$  (para anualizar) y de un factor de descuento del coste  $f_{\Sigma}$ . Se determinan respectivamente con las ecuaciones 27 y, 28 y 29.

La anualización del coste de la inversión se efectúa con el mismo factor de amortización  $f_a$  definido con la ecuación 27. La inversión anualizada se consigue empleando la ecuación 31.

$$f_a = \frac{i \cdot (1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \quad (27)$$

$$f_{\Sigma} = \frac{k \cdot (1-k^N)}{1-k} \quad (28)$$

$$k = \frac{1+r}{1+i} \quad (29)$$

$$LC_X = C_0^X \cdot f_{\Sigma}^X \cdot f_a \quad (30)$$

<sup>54</sup> Se considera la escala industrial por la necesidad de cubrir la demanda de un distrito de 50.000 habitantes.

<sup>55</sup> Al ser un rango de 67-180 \$/MWh<sub>e</sub>, la media es 123,5 \$/MWh<sub>e</sub>. El 17 de junio de 2022, la conversión de dólares a euros era \$1 = 0,953€ [95]. En consecuencia, la media sería 117,70 €/MWh<sub>e</sub>.



$$LC_I = INV \cdot f_a \quad (31)$$

donde:  $LC_I$  [€], es el coste normalizado de la inversión;  $LC_x$  [€], es el coste normalizado de un coste de operación X (combustible o O&M);  $r$ , es la tasa nominal de proyección en el futuro de cada coste de operación X;  $i$ , es la tasa de descuento que corresponde a la rentabilidad mínima esperable del proyecto para alcanzar el punto de equilibrio, correspondería al WACC<sup>56</sup> de la inversión.

El coste normalizado de la climatización LCOHC (*Levelized Cost Of Heating & Cooling*) se determina con la ecuación 32. Para ello, se divide la suma de los costes normalizados por la energía total producida gracias a estos gastos.

$$LCOHC = \frac{LC_I + LC_{OM} + LC_{H_2} + LC_{elec}}{D_{clim,INV} + D_{clim,VER}} \quad (32.a)$$

$$LCOHC = \frac{(INV_{BC} + INV_{PC}) \cdot f_a + C_0^{OM} \cdot f_{\Sigma}^{OM} \cdot f_a + LCO_{H_2} \cdot m_{H_2} + LCOE \cdot E_{FV}}{D_{clim,INV} + D_{clim,VER}} \quad (32.b)$$

donde:  $INV_{BC}$  [€], es la inversión inicial para la bomba de calor geotérmica;  $INV_{PC}$  [€], es la inversión inicial para la pila de combustible (PEMFC o SOFC);  $D_{clim,INV}$  [kWh<sub>t</sub>/año], es la demanda anual de calefacción;  $D_{clim,VER}$  [kWh<sub>t</sub>/año], es la demanda anual de refrigeración;  $m_{H_2}$  [kg<sub>H2</sub>], la cantidad de hidrógeno consumido por la pila de combustible;  $E_{FV}$  [kWh], la energía eléctrica abastecida por los paneles solares en el tejado.

La Tabla 20 recoge los valores tomados como hipótesis para el sistema planteado en cuanto a las tasas de proyección para O&M,  $r_{OM}$ , y el hidrógeno,  $r_{H_2}$ , así como la tasa de descuento,  $i$ , y la duración del proyecto,  $N$  [años]. Para la duración del proyecto global, se ha decidido tomar el tiempo de vida útil medio de una bomba de calor geotérmica (20 años) [79], ya que no hay mucha experiencia en aplicaciones comerciales de pilas de combustible estacionarias para poder también tomarlas como referencia de la duración del proyecto.

Las tasas de proyección del gas y de la electricidad se toman a 5% que son valores habituales. Para el mantenimiento, se considera una tasa de 2,5% [80]. En el caso del hidrógeno procedente de la SMR del biometano, al ser algo más estable, se elige una tasa del orden de 2%.

En cuanto a la tasa de descuento, que corresponde al WACC, se coge el valor considerado por el Gobierno de España como “rentabilidad razonable” para un proyecto de generación de energía renovable. En el *Real Decreto-ley 17/2019*, dicha “rentabilidad razonable” se fijó a 7,398% para el periodo 2020-2031 [81]. Por tanto, se elige una tasa de descuento de 7,5% como valor razonable.

Tabla 20. Parámetros económicos del sistema planteado. Elaboración propia.

Parámetro	Unidad	Valor
Coste promedio ponderado de capital, wacc	%	7,5
Tasa nominal de proyección de la electricidad, $r_w$	%	5
Tasa nominal de proyección del mantenimiento, $r_{OM}$	%	2,5
Duración del proyecto, $N$	años	20

<sup>56</sup> WACC (Weighted Average Capital Cost), el coste promedio ponderado de capital representa el promedio entre el coste de la deuda y de los fondos propios del accionista.

Basándose en estos parámetros y las ecuaciones expuestas atrás, se estudiará el coste normalizado de la climatización para el distrito de 50.000 personas en todos los climas peninsulares, con el nivel de eficiencia energética de la vivienda siendo A.

### Comparativa con alternativas tecnológicas

Para evaluar la ventaja – o desventaja – competitiva del sistema planteado, que se llamará **escenario base**, se evalúa el coste normalizado de la climatización de alternativas tecnológicas. Como **alternativa 1**, se estudiará el sistema {pila de combustible + bomba de calor} enteramente abastecido por hidrógeno, producido según diversos escenarios (hidrógeno verde producido a partir de electrólisis, hidrógeno azul o gris producido a partir de gas natural mediante SMR). No se emplea la fotovoltaica *in situ* al considerar que el hidrógeno producido no sufre de ninguna restricción respecto a su materia prima, como es el caso con la cantidad de FORSU generada por la población.

Así mismo, como **alternativa 2**, se analizará cubrir la demanda con una bomba de calor completamente abastecida por la electricidad del **pool eléctrico** (el *mix* eléctrico español) con una conexión a la red. Para el escenario con hidrógeno de varios orígenes, el coste normalizado de climatización se calcula empleando la ecuación 33. En el caso de la bomba de calor con conexión a la red, se utilizará la ecuación 34.

$$LCOHC = \frac{LC_I + LC_{OM} + LC_{H_2}}{Q_{inv} + Q_{ver}} = \frac{(INV_{BC} + INV_{PC}) \cdot f_a + C_0^{OM} \cdot f_{\Sigma}^{OM} \cdot f_a + LCO_{H_2} \cdot m_{H_2}}{Q_{inv} + Q_{ver}} \quad (33)$$

$$LCOHC = \frac{LC_I + LC_{OM} + LC_{H_2}}{Q_{inv} + Q_{ver}} = \frac{INV_{BC} \cdot f_a + C_0^{OM} \cdot f_{\Sigma}^{OM} \cdot f_a + C_0^{elec} \cdot f_{\Sigma}^{elec} \cdot f_a}{Q_{inv} + Q_{ver}} \quad (34)$$

Donde  $C_0^{elec}$  [€] es el coste del consumo total de la electricidad de la red. Se calcula con la ecuación 37.

En la **alternativa 1 (sólo hidrógeno)**, se utilizan los costes normalizados del hidrógeno gris y azul calculados por Ameztoy, M. (2021) [19] resumidos en la Tabla 21.

Tabla 21. Costes normalizados del hidrógeno no renovable según su procedencia, para una producción de 200kt/año.

Fuente: Ameztoy, M. (2021) [19]

Coste normalizado de...	LCOH <sub>2</sub> [€/kg <sub>H2</sub> ]
Hidrógeno gris	1,8
Hidrógeno azul	2,1

Para determinar la cantidad de hidrógeno necesario  $m_{H_2,tot}^X$  [kg<sub>H2</sub>/año] (X es “gris” o “azul”) para cubrir toda la demanda de climatización, se aplica la ecuación 35.

$$m_{H_2,tot}^X = \frac{1}{PCI_{H_2}} \cdot \left( \frac{D_{clim,INV}}{\eta_{term} + \eta_{elec} \cdot COP} + \frac{D_{clim,VER}}{\eta_{elec} \cdot EER} \right) \quad (35)$$

donde:  $PCI_{H_2}$  [kg<sub>H2</sub>/kg], es el poder calorífico inferior del hidrógeno;  $D_{clim,INV}$  [kWh/año], es la demanda anual de calefacción;  $D_{clim,VER}$  [kWh/año], es la demanda anual de refrigeración;  $\eta_{term}$  [%], es el rendimiento térmico de la pila de combustible (SOFC o PEMFC);  $\eta_{elec}$  [%], es el rendimiento eléctrico de la pila de combustible (SOFC o PEMFC); COP [p.u.] y EER [p.u.] son los parámetros de la bomba de calor geotérmica.

En la **alternativa 2 (sólo electricidad)**, el coste de la energía eléctrica, o gasto eléctrico, sigue la tarifa 6.1 al presentar una potencia eléctrica superior a los 450 kW<sub>e</sub> [82]. Dicha tarifa se divide en seis periodos horarios (P1, P2, P3, P4, P5, P6), distribuidos a lo largo del año según el mes y la franja horaria. El gasto eléctrico se divide en dos términos: el término fijo de la potencia contratada, y el término variable de la energía consumida. Para el término fijo, se calcula la potencia eléctrica máxima de la bomba de calor para cada periodo horario de la tarifa. Y se aplica la ecuación 36 utilizando los precios de la Tabla 22. Para el término variable, se calcula el consumo eléctrico anual total para cada periodo horario de la tarifa, empleando la ecuación 37 con los precios de la Tabla 22. Las potencias y las energías consumidas se determinan gracias al modelo de demanda térmica horaria de *Serrat, L. (2021)* [77]. Se usa este modelo aplicando las ecuaciones 23 a 25 de dimensionado de la bomba de calor con valores horarias para las potencias, y valores agregados para la energía consumida.

$$Precio_{FIJO} = P \cdot \sum_{i=1}^6 \frac{C_{i,fijo}}{24} \cdot h_i \quad (36)$$

[€/kW.hora]

$$Precio_{VARIABLE} = \sum_{i=1}^6 C_{i,variable} \cdot E_i \quad (37)$$

$$C_0^{elec} = Precio_{FIJO} + Precio_{VARIABLE} \quad (38)$$

Donde, en el término fijo,  $C_{i,fijo}$  [€/kW.día], es el coste de la potencia contratada en el periodo  $i$ ;  $P$  [kW], es la potencia contratada;  $h_i$  [horas], es el número de horas del periodo  $i$ . En el término variable,  $C_{i,variable}$  [€/kWh], es el coste de la energía consumida en el periodo  $i$ ;  $E_i$  [kWh], es la energía consumida en el periodo  $i$ .



Figura 45. Repartición de los seis periodos de la tarifa 6.1 A a lo largo del año. Fuente: Aura Energía [82]

En el marco de esta alternativa, se van a estudiar dos escenarios. El primero, basado en *Serrat, L. (2021) [77]*, que corresponde a precios eléctricos moderados (tarifa 6.1 A), habituales antes del encarecimiento de junio de 2021 con la reforma de las tarifas. El segundo consiste en los precios actuales de la electricidad (tarifa 6.1 TD), a partir de junio de 2021, es decir un escenario de altos precios de la electricidad. Se motiva esta disyunción de casos por el debate social suscitado en torno al impacto de los precios eléctricos. El objetivo es ver si el escenario base planteado puede ser una solución resiliente ante la volatilidad de los mercados energéticos.

Las dos tarifas tienen sendas distribuciones temporales de los seis periodos horarios [82]. Sus distribuciones temporales respectivas se muestran en la Figura 45 y la Figura 46.

Tabla 22. Precios de los términos fijo y variable de la electricidad según el escenario de precios. Adaptado de: *Serrat, L. (2021) [77]*; *Aura Energía [82]*

Periodo horario	Escenario precios moderados Tarifa 6.1 A		Escenario precios altos Tarifa 6.1 TD	
	Precio Término fijo [€/kW.día]	Precio Término variable [€/kWh]	Precio Término fijo [€/kW.día]	Precio Término variable [€/kWh]
P1	0,107231	0,104222	0,083660	0,235429
P2	0,053662	0,090524	0,070944	0,219082
P3	0,039272	0,080056	0,040847	0,198596
P4	0,039272	0,071919	0,033135	0,189791
P5	0,039272	0,069743	0,010791	0,1783513
P6	0,017918	0,060136	0,005777	0,158195

Hora	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Sábados, domingos y festivos
00:00 - 01:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
01:00 - 02:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
02:00 - 03:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
03:00 - 04:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
04:00 - 05:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
05:00 - 06:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
06:00 - 07:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
07:00 - 08:00	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
08:00 - 09:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
09:00 - 10:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
10:00 - 11:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
11:00 - 12:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
12:00 - 13:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
13:00 - 14:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
14:00 - 15:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
15:00 - 16:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
16:00 - 17:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
17:00 - 18:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
18:00 - 19:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
19:00 - 20:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
20:00 - 21:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
21:00 - 22:00	P1	P1	P2	P4	P4	P3	P1	P3	P3	P4	P2	P1	P6
22:00 - 23:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6
23:00 - 00:00	P2	P2	P3	P5	P5	P4	P2	P4	P4	P5	P3	P2	P6

Figura 46. Repartición de los seis periodos de la tarifa 6.1 TD a lo largo del año. Fuente: *Aura Energía [75]*

Para cada periodo horario, sus consumos de electricidad  $E_i$  y los totales de horas  $h_i$  se han calculado mediante el programa Script R. Al suponer un año tipo de 365 días, o 8.760 horas, no se disponía de los fines de semana o de los días festivos (de los cuales unos cambian según el municipio y la comunidad autónoma). Por tanto, al aplicar las distribuciones horarias a todos los días de un mismo mes, se ha aplicado una corrección a los resultados.

Para ello, primero se ha determinado el número medio de fines de semana por cada mes, lo que equivale a un total de 104,29 días, es decir 8,69 días por cada mes. Después, se ha calculado lo mismo para los festivos. En el año, hay un máximo de 14 días festivos [83], por lo que se ha supuesto 14 días festivos o 1,17 días festivos por mes.

Todos estos días forman parte del período P6 que corresponde a los precios más bajos. Sin embargo, no se pueden adicionar directamente al tener días festivos que pueden ocurrir un sábado<sup>57</sup>. Para evitar contar un sábado dos veces, se aplica una corrección al total de días festivos que es una multiplicación por (6/7). Dicha corrección equivale a calcular la esperanza de la variable aleatoria que representa el número de días festivos en el año que no son un sábado. La variable aleatoria sigue una ley binomial de parámetros:  $n = 14$  días, y  $p = (6/7)$ .  $p$  es la probabilidad que un día seleccionado aleatoriamente no sea un sábado.

La suma del total de fines de semana y del total corregido de días festivos corresponde a los días no contabilizados al aplicar las distribuciones horarias sin discriminar el tipo de día en un mes. Por tanto, los consumos y totales de horas para los cinco primeros periodos horarios se corrigen por la proporción de días que no son días festivos o fines de semana. De nuevo, se calcula la esperanza de una ley binomial, esta vez la de la variable aleatoria que da el total de días que no caen en el periodo P6 (festivos y fines de semana). En cuanto al periodo P6, se añade a su resultado preliminar la proporción del consumo y de las horas anuales que representan los fines de semana y los festivos en los otros periodos.

Las ecuaciones aplicadas para determinar los consumos y totales horarios de cada periodo  $P_i$  se resumen a continuación:

$$\alpha_{P6} = \frac{N_{fines} + \frac{6}{7} \cdot N_{festivos}}{365} \quad (39)$$

Para  $1 \leq i \leq 5$ ,

$$E_i = E_i^* \cdot (1 - \alpha_{P6}) \quad (40)$$

$$h_i = h_i^* \cdot (1 - \alpha_{P6}) \quad (41)$$

Para  $i = 6$ ,

$$E_6 = E_6^* + \alpha_{P6} \cdot \sum_{j=1}^5 E_j^* \quad (42)$$

$$h_6 = h_6^* + \alpha_{P6} \cdot \sum_{j=1}^5 h_j^* \quad (43)$$

donde,  $\alpha_{P6}$  [p.u.] es la proporción de fines de semana y festivos en el año;  $E_i$  [kWh<sub>e</sub>], es el consumo eléctrico en el periodo  $i$ ;  $h_i$  [h], es el total de horas en el periodo  $i$ ; las magnitudes con una estrella (\*) representan las magnitudes teóricas antes de la corrección;  $N_x$  [días], son los totales de días del tipo  $X$ .

<sup>57</sup> Si un día festivo coincide con un domingo, se desplaza al día siguiente, el lunes. Por tanto, un día festivo que debería ser un domingo no se pierde [83].

#### IV.2.5 Estudio medioambiental

El último aspecto por estudiar es el balance medioambiental del sistema planteado, es decir calcular las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) del sistema global, y compararlas con otros sistemas de referencia como los descritos en el apartado anterior. El objetivo de este apartado no es llevar a cabo un análisis de ciclo de vida (ACV) que permitiría tener un balance exhaustivo de las emisiones causadas por el sistema planteado, así como para sus alternativas. Aquí, se calculará un balance teórico global de las emisiones directas de GEI.

Para cualquier alternativa considerada, el balance de emisiones consiste en la suma de dos fuentes de emisiones: el combustible (hidrógeno o electricidad), que produce emisiones en su generación, y el sistema de climatización (bomba de calor con/sin pila de combustible), que podría emitir gases de efecto invernadero durante su funcionamiento.

##### *Emisiones vinculadas al combustible*

En el sistema planteado, se estudian dos combustibles posibles: **el hidrógeno verde y el hidrógeno “dorado”**. Al ser de origen biogénico, las emisiones de dióxido de carbono durante la producción del hidrógeno verde – mayoritariamente en las etapas de *upgrading* y del reformado (SMR) – se consideran nulas. En el caso del hidrógeno dorado, al capturar emisiones normalmente definidas nulas, se propone que estas emisiones evitadas sean consideradas como emisiones negativas. En este segundo caso, *Soler et al. (2022)* [16] da la cantidad de dióxido de carbono evitado en el SMR ( $M_{CO_2 eq}^{H_2 dorado}$ ), contada como valor negativo:

$$M_{CO_2 eq}^{H_2 dorado} = -8,67 \text{ kg}_{CO_2}/\text{kg}_{H_2}; \quad M_{CO_2 eq}^{H_2 verde} = 0 \text{ kg}_{CO_2}/\text{kg}_{H_2}$$

En las alternativas que se plantean, hay dos tipos de combustibles: el hidrógeno fósil, y la electricidad de la red. Para **el hidrógeno fósil**, si no se captura el dióxido de carbono en el reformado de metano, se habla de hidrógeno gris ( $M_{CO_2 eq}^{H_2 gris}$ ). En el caso de tener captura, se habla de hidrógeno azul ( $M_{CO_2 eq}^{H_2 azul}$ ). Las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) correspondientes, aplicando los resultados de *Soler et al. (2022)* [16], son:

$$M_{CO_2 eq}^{H_2 gris} = 8,77 \text{ kg}_{CO_2}/\text{kg}_{H_2}; \quad M_{CO_2 eq}^{H_2 azul} = 0,96 \text{ kg}_{CO_2}/\text{kg}_{H_2}$$

Para obtener las emisiones totales de GEI para cualquier tipo de hidrógeno, se aplica la ecuación 44, donde  $m_{H_2}$  [kg/pax] es la masa de hidrógeno consumido por persona por la ruta tecnológica considerada, y  $N_{pax}$  [pax], es el número de habitantes considerado.

Para la **electricidad**, se toma en cuenta la cantidad de emisiones de GEI del *mix* eléctrico español, es decir la media de emisiones de GEI ponderada por la cuota de cada tipo de tecnología de plantas de generación eléctrica, que van desde la nuclear y las renovables (sin emisiones) hasta el carbón (ruta más contaminante). Para la cantidad de emisiones  $M_{CO_2 eq}^{elec}$ , se toma la intensidad en dióxido de carbono del *mix* eléctrico español en 2019 [22]:

$$M_{CO_2 eq}^{elec} = 210 \text{ kg}_{CO_2}/MWh_e$$

Para calcular las emisiones totales de la alternativa 2, con sólo electricidad, se usa la ecuación 45, donde  $E_{cons}$  [MWh/pax] es la energía eléctrica total consumida por la bomba de calor.

$$M_{CO_2eq,tot}^{H_2x} = M_{CO_2eq}^{H_2x} \cdot m_{H_2} \cdot N_{pax} \quad (44)$$

$$M_{CO_2eq,tot}^{elec} = M_{CO_2eq}^{elec} \cdot E_{cons} \cdot N_{pax} \quad (45)$$

Al final, se calcula las emisiones evitadas  $M_{CO_2eq,ev}^{(i)}$  [kg<sub>CO2</sub>] con la ecuación 46, siendo  $i$  el tipo de combustible elegido. Para eso se tomará como referencia la alternativa 2 con una bomba de calor alimentada sólo por electricidad.

$$M_{CO_2eq,ev}^{(i)} = M_{CO_2eq,tot}^{elec} - M_{CO_2eq,tot}^i \quad (46)$$

### *Emisiones vinculadas al proceso de climatización*

En el proceso de climatización, según la ruta tecnológica elegida, intervienen la bomba de calor con o sin una pila de combustible. La bomba de calor, al funcionar con electricidad, no emite ningún gas de efecto invernadero (GEI). Por tanto, las emisiones que le corresponde,  $M_{CO_2eq}^{BC}$  [kg<sub>CO2</sub>], son nulas. En cuanto a la pila de combustible, tampoco se consideran emisiones por dos razones. Primero, al ser basada en un proceso electroquímico, no tiene lugar una combustión que emitiría contaminantes. Segundo, al haber elegido pilas de combustible con presiones bajas y temperaturas por debajo de los 1.200°C, no se pueden formar óxidos nitrosos NO<sub>x</sub>. Son compuestos que ocurren cuando se disocia el nitrógeno N<sub>2</sub> del aire ambiente y que se oxida con el oxígeno O<sub>2</sub>, reacciones que precisan de temperaturas muy altas. Por tanto, las emisiones asociadas al funcionamiento de la pila de combustible (SOFC o PEMFC),  $M_{CO_2eq}^{PC}$  [kg<sub>CO2</sub>], son nulas también.

En conclusión, no ocurren emisiones en el funcionamiento de la pila de combustible, así como de la bomba de calor. Todas las emisiones vienen de los vectores energéticos que alimentan a estos aparatos, ya sea hidrógeno o electricidad.

### IV.3. Cobertura de la demanda urbana de movilidad

#### IV.3.1 Comparar dos ciudades: Teruel y Madrid

Según Soler *et al.* (2022) [16], la producción de hidrógeno a partir de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (FORSU), siguiendo la misma ruta tecnológica que el modelo planteado en este trabajo (ver apartado IV.1), es proporcional al tamaño de la población. Esta relación se recoge en la Figura 47.

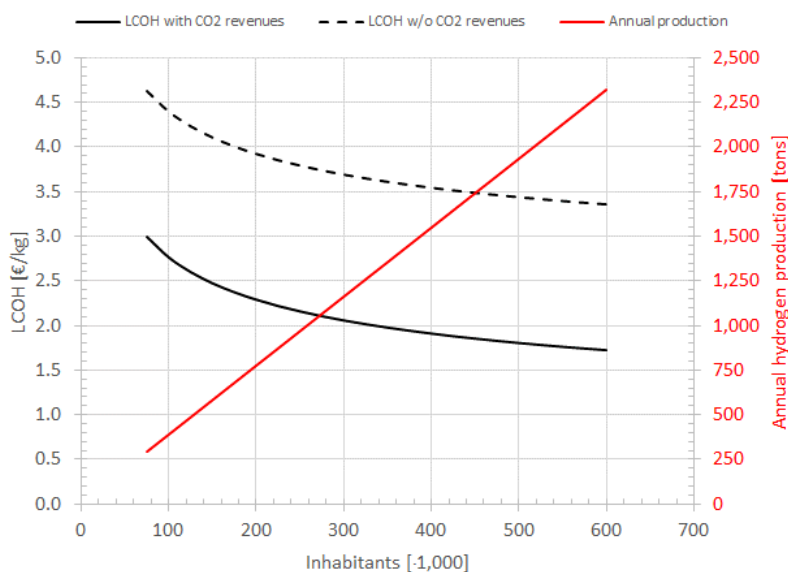


Figura 47. Producción anual de hidrógeno a partir de la FORSU en función de la población (rojo). Fuente: Soler *et al.* (2022) [16]

Para estudiar todo el rango de poblaciones en España, se van a estudiar dos ciudades que están en los extremos opuestos de dicho rango. Por un lado, la ciudad de Madrid es la más grande de España, en cuanto a número de habitantes. Por otro lado, se elige estudiar una capital de provincia de tamaño pequeño. Para ello, se coge Teruel que es la capital de provincia más pequeña de España, según el INE [23]. Basándose en los resultados de Ametztoy (2021) [19], que estiman **una producción de 4 kg<sub>H2</sub>/pax**, se puede deducir la cantidad de hidrógeno disponible en cada ciudad (Tabla 23).

Tabla 23. Comparativa de la producción de hidrógeno renovable de Madrid y Teruel. Elaboración propia.

	Madrid (2019 <sup>58</sup> )	Teruel (2021)
<b>Población (INE) [pax]</b>	3.266.126	35.994
<b>Producción de hidrógeno [kg]</b>	13.064.504	143.976

Ahora que se dispone del hidrógeno, se va a determinar el consumo de hidrógeno necesario para hacer funcionar la flota de autobuses públicos de ambas ciudades.

<sup>58</sup> Se estudia 2019 para poder evaluar la viabilidad técnica de emplear el hidrógeno para cubrir la demanda de movilidad urbana en un año no impactado por un confinamiento. En el caso de Madrid, los últimos datos disponibles de un año tipo son los de 2019.



### IV.3.2 Estudio técnico

Para calcular el consumo de hidrógeno si todos los autobuses funcionasen al hidrógeno, hay que determinar el uso de los autobuses. La unidad de medida de dicho uso es el kilómetro recorrido por el autobús.

El estudio técnico se ha llevado a cabo con el software Microsoft Excel.

#### *Madrid*

Para la ciudad de Madrid, se dispone de datos publicados por la empresa municipal de transportes públicos que son los autobuses urbanos, EMT Madrid. Dado que las restricciones impuestas por la pandemia de COVID en 2020 han impactado sobre todo el sector del transporte de viajeros, se va a analizar los datos del último año antes de la pandemia, es decir el 2019. Para ello, se dispone del informe de gestión de 2020 de EMT Madrid [69].

El informe de EMT Madrid proporciona cuatro datos:

- **Kilómetros recorridos en líneas.** Son los kilómetros recorridos entre el punto de partida y el término de una línea de la red de transporte.
- **Kilómetros recorridos en salida y encierro.** Es la distancia recorrida por los autobuses al salir (o volver) de la cochera para empezar (o terminar) su servicio.
- **Kilómetros recorridos comerciales.** Es la distancia total recorrida para un uso comercial, equivale a la suma de los kilómetros recorridos en líneas y, en salida y encierro.
- **Kilómetros recorridos totales.** Representan la distancia total efectivamente recorrida para cualquier uso posible.

Los datos de 2019 están recogidos en la Tabla 24. Asimismo, se encuentran factores de conversión a partir de los kilómetros recorridos en líneas. Servirán para estimar la distancia total recorrida por los autobuses públicos de Teruel.

*Tabla 24. Distancias recorridas y factores de conversión para la flota de autobuses urbanos de EMT Madrid. Adaptado de EMT Madrid (2021) [69].*

	<b>Distancia total [km/año]</b>	<b>Factor de conversión</b>
<b>Kilómetros recorridos en líneas</b>	93.021.620	-
<b>Kilómetros recorridos en salida y encierro</b>	7.197.717	-
<b>Kilómetros recorridos comerciales</b>	100.219.337	1,08
<b>Kilómetros recorridos totales</b>	101.550.547	1,09

## Teruel

En el caso de Teruel, no se dispone de datos públicos relativos a la gestión de la flota de autobuses. Los únicos datos publicados tienen que ver con el uso diario de los autobuses es decir el número de líneas, sus paradas, los horarios y los días.

Por tanto, se han estimado las distancias recorridas en líneas utilizando la página web *Google Maps* basándose en la ubicación de las paradas proporcionada por la compañía de autobuses públicos de Teruel, *Autocares Urbanos de Teruel S.L.* [84]

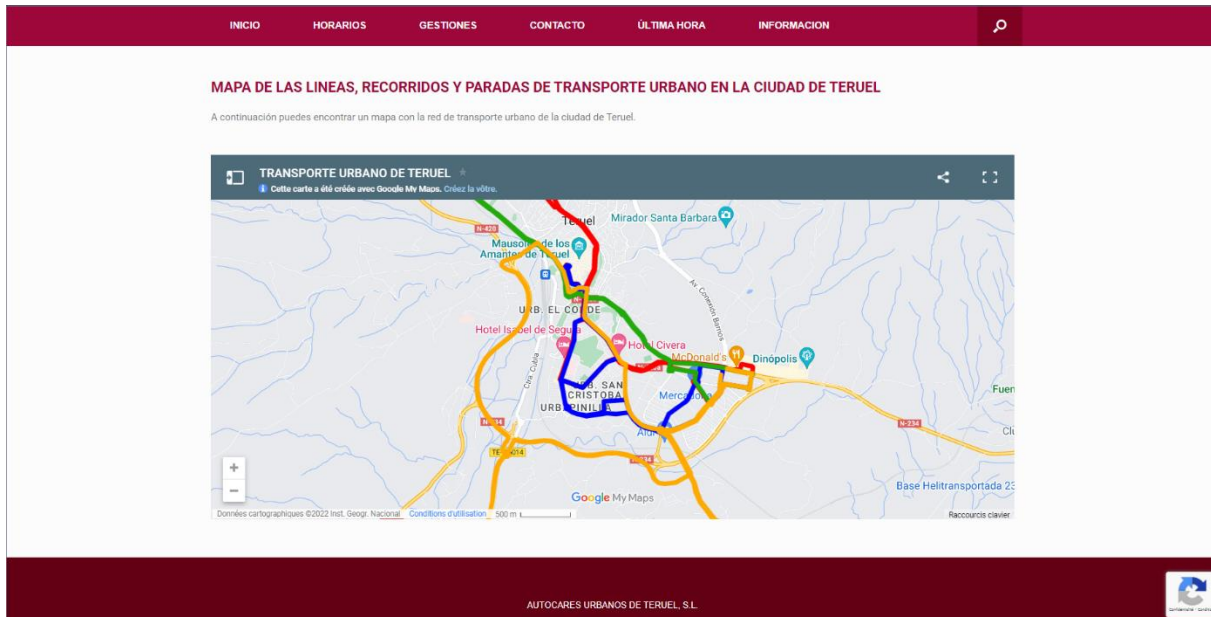


Figura 48. Captura de pantalla de la ubicación de las paradas de las líneas urbanas de Teruel. Fuente: Autocares Urbanos de Teruel [84].

Los transportes urbanos de Teruel cuentan con tres líneas: las líneas A, B y P. Cada una tiene recorridos que pueden cambiar según el día de la semana, o si son o no lectivos. En total, las dos líneas principales A y B constan de tres tipos de horarios:

- Horarios de los días laborables.
- Horarios de sábado.
- Horarios de domingo y de los días festivos.

Mientras que la línea P, sólo funciona en los días laborables con unos cambios de ruta en días lectivos para hacer refuerzos escolares.

Usando *Google Maps*, se ha determinado la distancia entre paradas consecutivas respetando las direcciones de circulación. Por tanto, se ha calculado la distancia recorrida total de cada tipo de día para cada línea. Las distancias recorridas cada día se recogen en la Tabla 25 y la Tabla 26.

Tabla 25. Distancias diarias recorridas en líneas A y B según tipo de día. Elaboración propia.

	Día laborable	Sábado	Domingo/Festivo
Distancia recorrida en línea A [km/día]	604,95	281,61	260,75
Distancia recorrida en línea B [km/día]	461,68	214,92	199,00

Tabla 26. Distancias diarias recorridas en línea P según tipo de día. Elaboración propia.

	Día laborable	
	Lectivo	No lectivo
Distancia recorrida en línea P [km/día]	228,69	176,64

Al tener las distancias recorridas por tipo de día, la segunda etapa del modelo es determinar el número de días para cada tipo en un año entero. En este estudio se ha elegido el año que va del 1 de septiembre de 2021 al 31 de agosto de 2022. Se han analizado los calendarios laboral [85] y escolar [86] para el municipio de Teruel. El balance de días se recoge en la Tabla 27.

Tabla 27. Balance de días según tipo en el municipio de Teruel. Elaboración propia.

	Días laborables		Sábados	Domingos y Festivos
Año laboral	250		49	66
Año escolar	Lectivos	No lectivos	En total, hay 14 festivos.	
	181	69	-	-

Ahora que se tiene el número de días, se puede calcular los kilómetros recorridos en línea para el año entero. Para eso, se aplica la ecuación 47.

$$d_{línea,año}^{tot} = \sum_{j \in \{A,B,P\}} \sum_{i \in D_j} N_i \cdot d_{i,día} \quad (47)$$

Donde:  $d_{línea,año}^{tot}$  [km/año] es la distancia total recorrida en línea en el año; j, la línea; i es el tipo de día ( $D_j$  siendo el conjunto de tipos de días para la línea j);  $d_{i,día}$  [km/día], la distancia recorrida en la línea j para el tipo de día i; y  $N_i$  [días] el número de días de tipo i.

Así se ha obtenido el total de kilómetros recorridos en línea durante el año. Por tanto, al no poder acceder a los datos de distancias recorridas comerciales o totales, se han utilizado los factores de conversión sacados de los datos de EMT Madrid. El balance de kilómetros recorridos se recoge en Tabla 24.

Tabla 28. Distancias recorridas y factores de conversión para la flota de autobuses urbanos de Teruel. Elaboración propia.

	Distancia total [km/año]	Factor de conversión aplicado
Kilómetros recorridos en líneas	374.910	-
Kilómetros recorridos comerciales	403.919	1,08
Kilómetros recorridos totales	409.285	1,09

### Consumo de hidrógeno

Para estimar el consumo de la pila de combustible de un autobús, se ha tomado el valor máximo esperable proporcionado por la iniciativa europea JIVE en su informe de buenas prácticas de 2020 [87]. **Se estima que el rango de consumo que se debe esperar es 8-12 kg<sub>H2</sub>/100 km con una mediana de 9 kg<sub>H2</sub>/100 km.** Por tanto, en este trabajo, se ha elegido el valor más desfavorable: **12 kg<sub>H2</sub>/100 km.** Esta estimación conservadora está en línea con modelos de autobuses ya comercializados como el Citaro FuelCELL Hybrid de Mercedes-Benz que ostenta un rango de consumo de **10-14 kg<sub>H2</sub>/100 km** [24]. Por tanto, en las dos ciudades de estudio, Madrid y Teruel, se supone un consumo de hidrógeno por los autobuses con pila de combustible ( $Cons_{H_2,autobus}$ ) del orden de **12 kg<sub>H2</sub>/100 km.**

Para cada ciudad, el consumo anual total de hidrógeno de su flota de autobuses públicos,  $Cons_{H_2,año}^{tot}$  [kg<sub>H2</sub>/km.año], se obtiene mediante la ecuación 48. A partir de este valor, se puede determinar el ratio de cobertura de las necesidades de la flota de autobuses por el hidrógeno producido en un año a partir de la FORSU de la población correspondiente. Para eso, se sabe la producción de hidrógeno renovable por persona,  $m_{H_2,FORSU}$  [kg/pax-año]. Al conocer la población,  $N_{pob}$  [pax], se puede conseguir la producción anual de hidrógeno,  $m_{H_2}^{tot}$  [kg/año], empleando la ecuación 49. De esto se puede sacar la ratio de cobertura de las demandas en hidrógeno de la flota,  $R_{H_2}$  [%], por la ecuación 50.

$$Cons_{H_2,año}^{tot} = \frac{Cons_{H_2,autobus} \cdot d_{año}^{tot}}{100} \quad (48)$$

$$m_{H_2}^{tot} = m_{H_2,FORSU} \cdot N_{pob} \quad (49)$$

$$R_{H_2} = \frac{m_{H_2}^{tot}}{Cons_{H_2,año}^{tot}} \quad (50)$$

Donde:  $d_{año}^{tot}$  [km/año], es la distancia recorrida total en un año.

Usar el hidrógeno renovable procedente de la FORSU de la población será técnicamente viable si  $R_{H_2}$  es mayor o igual a 100%.

### IV.3.2 Estudio económico

Un estudio económico de autobuses con pila de combustible es complejo hoy en día al ser una tecnología que sigue en el estado de proyectos piloto. Un autobús con pila de combustible puede valer en torno a \$2.500.000 en recientes proyectos en Estados Unidos [88]. Por lo que toda comparativa con una tecnología ya madura comercialmente sería negativa para la tecnología de la pila de combustible. Por tanto, se ha decidido usar estimaciones de precios de un futuro cuando estos autobuses aprovechen de las economías de escala y la industria supere la curva de aprendizaje industrial. El *U.S. Department of Energy* (DoE) proporciona costes objetivo para permitir el despliegue comercial de autobuses con pila de combustible. El coste objetivo para una unidad sería unos 600.000 dólares, de los cuales 200.000 dólares corresponden al sistema integrado de la pila de combustible PEM del autobús [89]. Se puede estimar que el sistema de la pila de combustible representará el tercio del precio de autobús con pila de combustible.

La *Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking* (FCH) estima costes variando según el nivel de despliegue de los autobuses con pila de combustible. Se proponen tres escenarios que van del más pesimista (*Low*) al más optimista (*High*). Los precios dados son sólo para la pila de combustible. Además, se estima que el resto del sistema integrado representa un valor de 150.000€. Por tanto, el coste total, del sistema integrado de la pila de combustible es la suma de los costes de la pila y de los componentes que la integran en el autobús (tubería, compresores, etc.). Al suponer que este conjunto representa el tercio del precio de un autobús con pila de combustible en 2024, se obtiene los precios correspondientes, recogidos en la Tabla 29. Para este estudio económico, se toma el escenario intermedio (*Medium*).

Tabla 29. Estimaciones de los costes del autobús con pila de combustible y de su pila en 2024. Adaptado de FCH (2019).

Escenario	Low	Medium	High
Coste del sistema de la pila de combustible [€/unidad]	209.400	202.300	196.600
Coste del autobús con pila de combustible [€/unidad]	628.200	606.900	589.800

En cuanto a un autobús que funciona con gas natural comprimido (GNC), se puede estimar su coste a partir de un caso de estudio del *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) de 2015. En él se cuenta con un presupuesto de \$10.715.000 para 22 autobuses de GNC. Por tanto, se puede estimar que un autobús de GNC cuesta en torno a 487.045 dólares de 2015. Aplicando la inflación para pasar a dólares actuales<sup>59</sup> y pasando al euro<sup>60</sup>, el precio del autobús de GNC es en torno a 569.112€. En consecuencia, se puede hacer la hipótesis que la **inversión inicial** para un autobús de GNC y un autobús con pila de combustible se sitúa en el mismo rango de precios.

Otro coste que se puede considerar relativamente igual es el de **operación y mantenimiento (O&M)**, generalmente estimado como un porcentaje de la inversión inicial (CAPEX). Entonces, **el estudio de viabilidad económica se centrará en el coste del combustible**. En este marco, se calculará el coste del combustible respecto de la distancia recorrida,  $C_{F,dist}$  en €/km, que dependerá del coste del

<sup>59</sup> Se aplica la conversión de  $\$_{2015}1 = \$_{2022}1,23$  [96].

<sup>60</sup> Se usa la tasa de conversión de  $\$1 = 0,95\text{€}$  [95].

combustible utilizado (hidrógeno, gas natural o biometano), en €/kWh-PCI, y del consumo del combustible por el autobús,  $Cons_F$ , en kWh-PCI/km. El coste se calcula con la ecuación 51 para el hidrógeno, con la ecuación 52 para el gas natural, y con la ecuación 53 para el biometano.

Se toma como referencia, para llevar a cabo una comparativa, el autobús de GNC por ser el más utilizado en la flota de autobuses públicos urbanos de EMT Madrid. En efecto, representa el 75,12% de su flota (1.552 autobuses), y el 76% (1.570 autobuses) si se toman en cuenta los diversos modelos híbridos con GNC [69]. Además, tiene la ventaja de ser una solución de transición práctica, y menos contaminante<sup>61</sup> que los modelos de diésel, para la conversión gradual de la flota entera a la tecnología con pila de combustible. Se podría usar el biometano procedente de la FORSU como combustible renovable.

En esta comparativa, tres casos se van a enfrentar al **escenario base** (hidrógeno verde o dorado) del autobús con pila de combustible: el autobús con pila de combustible abastecido con hidrógeno fósil, gris o azul (**alternativa 1**), el autobús de CNG abastecido con gas natural (**alternativa 2**), y el autobús de CNG abastecido con biometano procedente de la FORSU (**alternativa 3**).

$$C_{F,dist} = LCOH_2 \cdot Cons_{H_2} \quad (51)$$

$$C_{F,dist} = C_0^{GN} \cdot Cons_{CH_4} \quad (52)$$

$$C_{F,dist} = LCOBM \cdot Cons_{CH_4} \quad (53)$$

donde:  $C_0^{GN}$  [€/kWh], es el coste del gas natural;  $Cons_{CH_4}$  [kg<sub>CH4</sub>/km], es el consumo kilométrico de gas natural (o biometano) por el autobús; LCOBM [€/kg<sub>BM</sub>], es el coste normalizado del biometano. Las otras magnitudes ya han sido definidas más atrás, o en el apartado sobre el coste normalizado de la climatización. En el caso del LCOH<sub>2</sub>, se va a tomar el valor definido para una población de 500.000 personas para la ciudad de Madrid. La idea es que Madrid contará con más de una planta de tratamiento de sus residuos. Mientras que, en el caso de Teruel, se va a usar el LCOH<sub>2</sub> correspondiendo al tamaño de su población dado que es una ciudad pequeña sin afueras muy pobladas para poder alcanzar la misma escala. El LCOH<sub>2</sub> para Teruel se obtendrá aplicando las ecuaciones de *Soler et al. (2022)* [16].

### Coste normalizado del biometano

El coste normalizado del biometano, LCOBM, se puede obtener aplicando el modelo de *Soler et al. (2022)* [16]. Se consiguen así, para una población dada, el coste normalizado del biogás  $C_0^{bg}$  [€/kg<sub>H2</sub>] y el coste normalizado del *upgrading*,  $C_0^{ug}$  [€/kg<sub>H2</sub>]. Empleando la ecuación 54, se obtiene el coste normalizado del biometano en €/kWh<sub>t</sub>-PCI.

$$LCOBM = \frac{C_0^{bg} + C_0^{ug}}{PCI_{CH_4}} \cdot \eta_{SMR} \quad (54)$$

<sup>61</sup> El motor del autobús de GNC funciona según el ciclo Otto. Lo que le permite trabajar a temperaturas y presiones más bajas que los motores encendidos por compresión (Diesel) abastecidos con gasóleo, reduciendo así las emisiones de óxidos nitrosos (NOx) y de partículas.

donde:  $PCI_{CH_4}$  [kWh<sub>t</sub>/kg], es el poder calorífico inferior del metano;  $\eta_{SMR}$  [%], es el rendimiento del reformado del metano con vapor de agua.

Los valores de cada magnitud se enumeran en la Tabla 30.

Tabla 30. Parámetros del modelo de producción de biometano a partir de la FORSU. Adaptado de Soler et al (2022)

Parámetro	Unidad	Valor
$PCI_{CH_4}$	kWh/kg <sub>CH<sub>4</sub></sub>	9,96
$\eta_{SMR}$	%	59,1
$C_0^{bg}$	€/kg <sub>H<sub>2</sub></sub>	1,548
$C_0^{ug}$	€/kg <sub>H<sub>2</sub></sub>	Depende del tamaño de la población <sup>62</sup>

El coste normalizado del biometano LCOBM se obtendrá de la misma manera que para el LCOH<sub>2</sub> en este estudio de la cobertura de la demanda de movilidad urbana. Por tanto, se calculará el LCOBM en Madrid para una población de 500.000 habitantes. La filosofía de este enfoque es que Madrid tendrá varias plantas de tratamiento de sus residuos. En el caso de Teruel, por su pequeño tamaño y sus afueras rurales, se toma la producción correspondiendo a su población.

### Coste del gas natural

Para estimar el coste del gas natural, existen dos vías de suministro: comprar a un minorista como Repsol, en unas de sus estaciones de repostaje con GNC, o comprar directamente el gas natural en el mercado. En el marco de este trabajo, se ha elegido la segunda opción dado los grandes volúmenes necesarios para abastecer la flota de autobuses públicos urbanos como los de EMT Madrid. Se despreciará el gasto eléctrico del compresor como un gasto indirecto del combustible.

Aplicando los precios del Mercado Ibérico de Gas para el 24 de junio de 2022, se evaluaría el coste del gas natural a:

$$C_0^{GN} = 117,75 \text{ €/MWh}$$

Para el estudio económico, se va a coger un valor de **90€/MWh-PCS** para no usar precios de punta debidos al contexto internacional con la crisis en Ucrania.

<sup>62</sup> Depende del caudal de biogás producido por la población, para más detalle, referirse al modelo de Soler et al. (2022) [16].

### Consumo de combustible

El consumo de hidrógeno por un autobús con pila de combustible ya ha sido definido en el estudio técnico. Se toma:

$$\text{Cons}_{\text{H}_2} = 12 \text{ kg}_{\text{H}_2}/100 \text{ km}$$

En cuanto al autobús que funciona con metano comprimido (gas natural o biometano), su consumo kilométrico de metano se deduce de la ecuación 55, que determina el consumo kilométrico de metano calculando el consumo kilométrico de energía<sup>63</sup> a partir del consumo kilométrico de hidrógeno.

$$\text{Cons}_{\text{CH}_4} = \frac{\text{Cons}_{\text{H}_2} \cdot \text{PCI}_{\text{H}_2} \cdot \eta_{\text{motor}}^{\text{elec}}}{\eta_{\text{motor}}^{\text{term}}} \quad (55)$$

donde,  $\text{PCI}_{\text{H}_2}$  [kWh/kg<sub>H2</sub>] es el poder calorífico inferior del hidrógeno;  $\eta_{\text{motor}}^{\text{elec}}$  [p.u.] es el rendimiento de un motor eléctrico;  $\eta_{\text{motor}}^{\text{term}}$  [p.u.] es el rendimiento de un motor térmico.

Los valores de cada magnitud se recogen en la Tabla 31.

Tabla 31. Parámetros del modelo de consumo kilométrico de combustible. Elaboración propia.

Parámetro	Unidad	Valor
PCI <sub>H2</sub>	kWh/kg	33,3
$\eta_{\text{motor}}^{\text{elec}}$	%	50
$\eta_{\text{motor}}^{\text{term}}$	%	20

Para los rendimientos de los motores, se han cogido valores medios y habituales de la industria.

<sup>63</sup> Depende de la aerodinámica y de las transmisiones, dos parámetros comunes a las dos tecnologías de autobuses.



### IV.3.3 Estudio medioambiental

Como ya se comentó en el estudio medioambiental del caso de uso en el sector residencial, el objeto de este trabajo no es de llevar a cabo un análisis de ciclo de vida, sino de determinar las emisiones directas de los sistemas planteados.

En el sector de la movilidad, las dos fuentes emisoras de gases de efecto invernadero (GEI) son: el combustible, durante su propia producción; el autobús, que puede emitir contaminantes si ocurre una combustión en su motor.

#### *Emisiones vinculadas al combustible*

Para el autobús eléctrico con pila de combustible, se estudian dos combustibles posibles: **el hidrógeno verde** y **el hidrógeno “dorado”**. Al ser de origen biogénico, las emisiones de dióxido de carbono durante la producción del hidrógeno verde – mayoritariamente en las etapas de *upgrading* y del reformado (SMR) – se consideran nulas. En el caso del hidrógeno dorado, al capturar emisiones normalmente definidas nulas, se propone que estas emisiones evitadas sean consideradas como emisiones negativas. En este segundo caso, *Soler et al. (2022)* [16] da la cantidad de dióxido de carbono evitado en el SMR ( $M_{CO_2 eq}^{H_2 dorado}$ ), contada como valor negativo:

$$M_{CO_2 eq}^{H_2 dorado} = -8,67 \text{ kg}_{CO_2}/\text{kg}_{H_2}; \quad M_{CO_2 eq}^{H_2 verde} = 0 \text{ kg}_{CO_2}/\text{kg}_{H_2}$$

En las alternativas que se plantean, hay dos tipos de combustibles: el hidrógeno fósil, y el metano (gas natural o biometano). Para **el hidrógeno fósil**, si no se captura el dióxido de carbono en el reformado de metano, se habla de hidrógeno gris ( $M_{CO_2 eq}^{H_2 gris}$ ). En el caso de tener captura, se habla de hidrógeno azul ( $M_{CO_2 eq}^{H_2 azul}$ ). Las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) correspondientes, aplicando los resultados de *Soler et al. (2022)* [16], son:

$$M_{CO_2 eq}^{H_2 gris} = 8,77 \text{ kg}_{CO_2}/\text{kg}_{H_2}; \quad M_{CO_2 eq}^{H_2 azul} = 0,96 \text{ kg}_{CO_2}/\text{kg}_{H_2}$$

Para obtener las emisiones de GEI por kilómetro para cualquier tipo de hidrógeno, se aplica la ecuación 56, donde  $m_{H_2}$  [kg/pax] es la masa de hidrógeno consumido por persona por la ruta tecnológica considerada, y  $N_{pax}$  [pax], es el número de habitantes considerado.

Para el **metano**, en forma de gas natural o biometano, no se consideran emisiones durante su producción.

$$M_{CO_2 eq, tot}^{H_2 x} = M_{CO_2 eq}^{H_2 x} \cdot Cons_{H_2} \tag{56}$$

### *Emisiones vinculadas al funcionamiento de los autobuses*

La diferencia mayor entre las diversas alternativas planteadas está en las emisiones durante el funcionamiento de los autobuses. Cuando se usa hidrógeno, el autobús no emite ningún contaminante. La pila de combustible, al estar basada en un proceso electroquímico, no tiene lugar una combustión. Por tanto, las emisiones de un autobús con pila de combustible ( $M_{CO_2 eq}^{FCEV}$  [ $kg_{CO_2}/km$ ]) son nulas (incluso si se considerasen biogénicas).

Al contrario, el autobús de CNG sí genera contaminantes al funcionar gracias a una combustión. Pero sus emisiones se considerarán sólo en el caso de funcionar con gas natural fósil. Con biometano, las emisiones se cuentan como nulas por su origen biogénico. Según *Muñoz, P. et al. (2022)* [25], un autobús de CNG basado en un ciclo WHCV tiene emisiones del orden de:

$$M_{CO_2 eq}^{CNGV,BM} = 0 \text{ kg}_{CO_2}/km; \quad M_{CO_2 eq}^{CNGV,GNC} = 0,835 \text{ kg}_{CO_2}/km$$

Se calculan las emisiones evitadas  $M_{CO_2 eq, ev}^{(i)}$  [ $kg_{CO_2}$ ] con la ecuación 57, siendo  $i$  el tipo de vehículo, y  $j$  el tipo de combustible elegido. Para eso se tomará como referencia la alternativa 2 con el gas natural fósil.

$$M_{CO_2 eq, ev}^{(ij)} = M_{CO_2 eq, tot}^{CNG, GNC} - M_{CO_2 eq, tot}^{i, j} \tag{57}$$

## V. Resultados

---

### V.1. Cobertura de la demanda urbana de climatización y agua caliente sanitaria

En este apartado, se va primero a estudiar la viabilidad de emplear sólo el hidrógeno renovable, generado a partir de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos de la población de un distrito de 50.000 habitantes, para cubrir su demanda de climatización y de agua caliente sanitaria.

Después, al haber definido los escenarios donde la solución planteada es técnicamente viable, se analiza la viabilidad económica del uso de hidrógeno renovable, verde o dorado. Para ello, se compara su coste normalizado de climatización (LCOHC, *Levelized Cost Of Heating and Cooling*) con alternativas tecnológicas.

Al final, se hace un balance medioambiental de la solución planteada en términos de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Nuevamente, se comparan las alternativas tecnológicas.

#### V.1.1 Estudio de viabilidad técnica de la cobertura de la demanda urbana de climatización y agua caliente sanitaria

En este estudio de viabilidad técnica, se va a analizar primero la cantidad de hidrógeno renovable disponible (la producción). Y, en una segunda etapa, se determina la factibilidad de cubrir toda la demanda urbana de climatización y de ACS para cada configuración (zona climática y nivel de aislamiento de la vivienda).

Mientras que la demanda térmica de climatización y de preparación del ACS depende de la zona climática, la producción sólo depende del tamaño de la población, por lo que la producción es la misma para todas las zonas climáticas. **Para una población de 50.000 habitantes, el hidrógeno generado a partir de la FORSU representa 200.000 kg de hidrógeno renovable** (verde o dorado).

Al conocer la cantidad disponible de hidrógeno renovable, se determina la demanda térmica de climatización, así como la estación dominante para cada zona climática.

#### *Distribución geográfica de la demanda térmica*

Primero, se va a explorar el impacto de la zona climática. Para ello, sólo hace falta comparar las demandas de referencia sin aplicar el factor de corrección de la calificación energética de la vivienda. Se toma aquí la demanda de referencia para **una persona en una vivienda de 100 m<sup>2</sup> con 3 ocupantes**.

En la Figura 49, se recoge la demanda térmica anual de climatización por habitante en dicha vivienda. Se ve que **la severidad del invierno tiende a ser un factor más importante que la severidad del verano**. La Figura 50 confirme esta observación por el peso mayor del invierno en la demanda de referencia.

En el Anexo 4, se recogen las provincias peninsulares según la zona climática de su capital de provincia si se quiera referirse a la lista exhaustiva de provincias por zona climática.

		Zona climática de invierno				
		A	B	C	D	E
Zona climática de verano	1			1173,333	1766,667	2373,333
	2			1410,000	2003,333	
	3	956,667	1193,333	1670,000	2263,333	
	4	1160,000	1396,667	1873,333		

Figura 49. Distribución geográfica de la demanda térmica anual de referencia por habitante de una vivienda tipo bloque [kWh/pax-año]. Elaboración propia.

		Zona climática de invierno				
		A	B	C	D	E
Zona climática de verano	1			100,00%	100,00%	100,00%
	2			83,22%	88,19%	
	3	48,08%	58,38%	70,26%	78,06%	
	4	39,66%	49,88%	62,63%		

Figura 50. Peso de la demanda térmica de calefacción en la demanda de referencia total según la zona climática. Elaboración propia.

El segundo parámetro que impacta en la demanda térmica de una vivienda es su calificación energética, es decir la eficiencia térmica de su aislamiento. Cuanto más cerca de la letra A, más eficiente es el aislamiento. Ese parámetro impacta en la demanda total por habitante mediante el factor de corrección (ver ecuaciones 3 y 4).

La Figura 51 recoge la demanda térmica total de una vivienda de tipo bloque según la zona climática del lugar y la calificación térmica de la vivienda. Se confirma la idea que la demanda térmica de climatización aumenta cuando la eficiencia térmica de la vivienda baja. Por ello, se amplían los efectos de la zona climática. En efecto, la mayor demanda térmica es para una vivienda con pésima eficiencia térmica (G) en la zona climática con máxima demanda de referencia (E1).

		Zona climática											
		A3	A4	C1	B3	B4	C2	C3	D1	C4	D2	D3	E1
Calificación energética	A	257,395	321,784	255,373	308,905	373,294	310,102	412,650	384,510	477,039	439,239	541,787	516,549
	B	406,467	504,745	424,471	492,085	590,363	523,575	664,526	639,118	762,804	738,222	879,173	858,588
	C	708,189	864,078	835,137	876,640	1032,529	1009,679	1215,915	1257,451	1371,804	1431,993	1638,229	1689,255
	D alta	1018,951	1234,214	1257,882	1272,672	1487,934	1510,169	1783,687	1893,971	1998,949	2146,257	2419,775	2544,353
	D baja	1285,177	1551,273	1620,235	1611,986	1878,081	1939,085	2270,206	2439,559	2536,302	2758,408	3089,530	3277,294
	E alta	1614,452	1925,935	2055,542	2015,885	2327,368	2432,020	2822,837	3061,529	3134,320	3438,007	3828,824	4089,393
	E media	1924,000	2245,502	2563,802	2401,593	2723,095	2952,498	3358,800	3758,427	3680,302	4147,123	4553,425	4980,649
	E baja	2261,630	2603,170	3072,063	2815,004	3156,544	3485,194	3922,466	4455,325	4264,007	4868,457	5305,729	5871,906
	F	2602,036	2994,143	3476,932	3219,989	3612,095	3951,360	4456,358	5021,282	4848,465	5495,710	6000,709	6602,893
G	3046,918	3560,665	3779,376	3719,015	4232,762	4401,040	5062,762	5457,753	5576,509	6079,417	6741,140	7177,518	

Figura 51. Demanda térmica anual total según la zona climática y la calificación térmica de la vivienda [kWh/pax-año]. Elaboración propia.

		Zona climática											
		A3	A4	C1	B3	B4	C2	C3	D1	C4	D2	D3	E1
Calificación energética	A	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	92,43%	74,94%	76,71%
	B	100,00%	100,00%	93,35%	100,00%	93,12%	75,68%	59,63%	62,00%	51,95%	53,68%	45,07%	46,15%
	C	100,00%	74,04%	47,45%	45,20%	61,96%	39,24%	32,59%	31,51%	28,88%	27,67%	24,19%	23,46%
	D alta	71,18%	58,77%	31,50%	31,13%	48,75%	26,24%	22,21%	20,92%	19,82%	18,46%	16,38%	15,57%
	D baja	56,44%	46,76%	24,46%	24,58%	38,62%	20,43%	17,45%	16,24%	15,62%	14,36%	12,83%	12,09%
	E alta	44,93%	37,66%	19,28%	19,66%	31,17%	16,29%	14,04%	12,94%	12,64%	11,53%	10,35%	9,69%
	E media	37,70%	32,30%	15,46%	16,50%	26,64%	13,42%	11,80%	10,54%	10,77%	9,55%	8,70%	7,96%
	E baja	32,07%	27,86%	12,90%	14,08%	22,98%	11,37%	10,10%	8,89%	9,29%	8,14%	7,47%	6,75%
	F	27,88%	24,22%	11,40%	12,31%	20,08%	10,03%	8,89%	7,89%	8,17%	7,21%	6,60%	6,00%
G	23,81%	20,37%	10,48%	10,65%	17,14%	9,00%	7,83%	7,26%	7,11%	6,52%	5,88%	5,52%	

Figura 52. Cobertura de la demanda anual de climatización con una pila de combustible SOFC. Elaboración propia.

		Zona climática											
		A3	A4	C1	B3	B4	C2	C3	D1	C4	D2	D3	E1
Calificación energética	A	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	100,00%	92,57%	89,33%	81,04%	65,70%	68,91%
	B	100,00%	98,08%	83,86%	87,08%	83,85%	67,98%	53,56%	55,69%	46,66%	48,22%	40,49%	41,46%
	C	72,37%	66,73%	42,62%	40,60%	55,84%	35,25%	29,27%	28,31%	25,95%	24,86%	21,73%	21,07%
	D alta	56,15%	48,97%	28,30%	27,97%	40,62%	23,57%	19,96%	18,79%	17,81%	16,58%	14,71%	13,99%
	D baja	47,03%	38,96%	21,97%	22,08%	32,18%	18,36%	15,68%	14,59%	14,03%	12,90%	11,52%	10,86%
	E alta	37,44%	31,38%	17,32%	17,66%	25,97%	14,64%	12,61%	11,63%	11,36%	10,35%	9,30%	8,70%
	E media	31,42%	26,92%	13,88%	14,82%	22,20%	12,06%	10,60%	9,47%	9,67%	8,58%	7,82%	7,15%
	E baja	26,73%	23,22%	11,59%	12,64%	19,15%	10,21%	9,07%	7,99%	8,35%	7,31%	6,71%	6,06%
	F	23,23%	20,19%	10,24%	11,05%	16,73%	9,01%	7,99%	7,09%	7,34%	6,48%	5,93%	5,39%
G	19,84%	16,98%	9,42%	9,57%	14,28%	8,09%	7,03%	6,52%	6,38%	5,85%	5,28%	4,96%	

Figura 53. Cobertura de la demanda anual de climatización con una pila de combustible PEMFC. Elaboración propia.

### *Cobertura de la demanda urbana de climatización y agua caliente sanitaria*

Para cubrir la demanda de climatización, como se ha expuesto en el presente trabajo, se busca determinar si es posible cubrir la demanda con la sola producción de hidrógeno renovable a partir de la FORSU generada por un distrito de 50.000 habitantes. La Figura 52 y la Figura 53 dan el porcentaje de la demanda de climatización (calefacción y refrigeración) cubierta por la bomba de calor alimentada por una pila de combustible (respectivamente una SOFC y una PEMFC) abastecida con el hidrógeno.

La pila de combustible SOFC permite lograr una mejor cobertura de la demanda de climatización por su rendimiento eléctrico más alto, lo que permite multiplicar la cobertura de un kilogramo de hidrógeno mediante el COP o el EER de la bomba de calor geotérmica. En efecto, presenta más configuraciones donde se cubre el 100% de la demanda, 13 en total. Mientras que, con la pila de combustible PEMFC, sólo se consiguen 8 configuraciones, así como porcentajes más bajos en general. Se debe a su eficiencia térmica más alta al detrimento de su eficiencia eléctrica.

Sin embargo, en los dos casos, ni siquiera se consigue cubrir toda la demanda térmica de una vivienda de calificación energética A en todas las zonas climáticas. En el mejor de los casos, en la zona climática A3 (Cádiz) con la pila de combustible SOFC, se podría cubrir hasta la demanda de una vivienda de calificación C.

Para mejorar la cobertura de la demanda, se ha explorado usar una máquina de absorción amoníaco-agua reversible<sup>64</sup> para aprovechar la energía térmica de la SOFC<sup>65</sup>, pero las ganancias son mínimas, por lo que no valen la inversión adicional. Por ejemplo, en la zona climática D3 (Madrid), se alcanza una cobertura de la demanda de climatización de una vivienda de calificación A de 78% en lugar de 75% sin la máquina de absorción. Por tanto, **si sólo se aprovecha el hidrógeno renovable obtenido a partir de la FORSU, no se puede cubrir la demanda térmica de climatización de la mayoría de las viviendas en España.**

Respecto a las configuraciones donde sí se cubre toda la demanda de climatización, no se consigue cubrir la demanda de preparación del agua caliente sanitaria (ACS) en ninguna de estas. La Figura 54 y la Figura 55 recogen el porcentaje de la demanda térmica de ACS cubierta con el hidrógeno renovable. En la mejor configuración, que corresponde a la pila de combustible SOFC para una vivienda de calificación A en la zona climática A3, se alcanza hasta el 66%. **Se puede concluir que no es viable técnicamente, aunque se seleccionase el caso más favorable (la calificación A), cubrir el ACS además de la climatización.**

El estudio de viabilidad económica se centrará únicamente en lo técnicamente viable. Por tanto, sólo se analizará cubrir la demanda de climatización en viviendas de calificación energética A en todas las zonas climáticas. Este estudio no incluye el ACS por no poder cubrir sus necesidades energéticas en ningún caso.

---

<sup>64</sup> La máquina de absorción elegida tiene un COP de 1,29 y un EER de 0,62.

<sup>65</sup> Sólo se puede plantear usar la máquina de absorción con la pila de combustible SOFC por sus temperaturas de operación altas. No es el caso de la pila de combustible PEM.

### *Consideraciones normativas – Límites de consumo de energía primaria*

Como se ha visto en el apartado sobre consideraciones normativas en la metodología, el consumo de energía primaria en una vivienda no puede superar un cierto límite, dependiente de la zona climática de invierno, fijado por el CTE-DB HE0. La Figura 56 y la Figura 57 recogen el porcentaje que queda de la cantidad máxima de energía primaria aprovechable para los usos de ACS y otros, tal como instalaciones de tipo piscinas, respectivamente para la pila de combustible SOFC y la PEMFC. En el presente trabajo, no se ha considerado el uso de la pila de combustible en exclusiva para el ACS dado que el CTE no considera renovable *in situ* los gases renovables canalizados (como sería el hidrógeno transportado a la vivienda) [20].

En general, las configuraciones con SOFC presentan mayores eficiencias energéticas al tener más cantidad de energía primaria disponible. Además, se dan peores eficiencias en zonas donde el dominio del invierno es más leve, como las zonas climáticas A3, A4 y B4 dominadas por el verano.

Una conclusión general que se deriva de estos resultados es el incumplimiento de la norma por viviendas con calificaciones bajas (E a G) con unas configuraciones que alcanzan porcentajes negativos. Lo que significa que ni siquiera se puede cumplir la norma tomando únicamente en cuenta la climatización. **Por tanto, es necesario incentivar mejorar la eficiencia energética de las viviendas españolas.**



		Zona climática											
		A3	A4	C1	B3	B4	C2	C3	D1	C4	D2	D3	E1
Calificación energética	A	66,08%	45,41%	34,35%	40,19%	31,93%	27,60%	13,52%	2,76%	4,95%			
	B	45,03%	11,68%		3,31%								
	C	2,42%											
	D alta												
	D baja												
	E alta												
	E media												
	E baja												
	F												
	G												

Figura 54. Cobertura de la demanda anual de ACS con una pila de combustible SOFC. Elaboración propia.

		Zona climática											
		A3	A4	C1	B3	B4	C2	C3	D1	C4	D2	D3	E1
Calificación energética	A	42,19%	32,51%	24,53%	28,29%	19,07%	17,00%	1,96%					
	B	12,45%											
	C												
	D alta												
	D baja												
	E alta												
	E media												
	E baja												
	F												
	G												

Figura 55. Cobertura de la demanda anual de ACS con una pila de combustible PEMFC. Elaboración propia.

		Zona climática											
		A3	A4	C1	B3	B4	C2	C3	D1	C4	D2	D3	E1
Calificación energética	A	93,64%	89,39%	85,76%	88,14%	87,24%	85,09%	83,84%	81,95%	83,05%	81,58%	81,13%	83,09%
	B	89,76%	82,83%	77,25%	80,59%	79,63%	76,73%	76,00%	80,33%	76,00%	79,90%	79,28%	81,77%
	C	81,28%	70,79%	67,62%	69,82%	64,89%	66,71%	65,64%	77,62%	72,83%	76,86%	75,95%	78,55%
	D alta	66,38%	58,85%	57,72%	62,23%	49,67%	56,40%	54,98%	74,83%	69,56%	73,72%	72,52%	75,23%
	D baja	53,30%	47,99%	49,22%	55,73%	36,06%	47,56%	45,84%	72,44%	66,76%	71,04%	69,59%	72,39%
	E alta	37,26%	33,11%	39,02%	47,36%	18,77%	37,06%	35,02%	69,71%	63,65%	68,06%	66,34%	69,25%
	E media	19,98%	15,69%	27,11%	37,60%	-0,86%	25,08%	22,97%	66,65%	60,81%	64,95%	63,16%	65,79%
	E baja	2,31%	-2,25%	15,20%	27,68%	-20,94%	13,04%	10,77%	63,59%	57,77%	61,78%	59,86%	62,34%
	F	-12,10%	-17,32%	5,71%	19,52%	-37,86%	3,24%	0,61%	61,11%	54,72%	59,03%	56,82%	59,50%
G	-24,60%	-31,45%	-1,38%	12,49%	-53,37%	-4,62%	-8,07%	59,20%	50,93%	56,47%	53,57%	57,28%	

Figura 56. Porcentaje de la cantidad máxima de energía primaria disponible para ACS y otros usos en la configuración con una pila de combustible SOFC. Elaboración propia.

		Zona climática											
		A3	A4	C1	B3	B4	C2	C3	D1	C4	D2	D3	E1
Calificación energética	A	89,89%	88,68%	85,73%	87,68%	86,60%	84,93%	83,43%	82,69%	82,96%	82,45%	82,00%	82,40%
	B	83,59%	81,86%	78,51%	80,57%	79,21%	77,99%	77,26%	77,66%	76,75%	77,23%	76,61%	76,43%
	C	71,69%	69,82%	68,88%	71,26%	64,03%	67,97%	66,90%	65,46%	66,09%	64,70%	63,79%	61,95%
	D alta	60,00%	57,24%	58,97%	63,67%	48,23%	57,66%	56,24%	52,90%	55,11%	51,79%	50,59%	47,03%
	D baja	49,93%	46,38%	50,48%	57,17%	34,62%	48,82%	47,10%	42,13%	45,71%	40,73%	39,28%	34,25%
	E alta	35,65%	31,50%	40,28%	48,80%	17,33%	38,32%	36,28%	29,85%	34,66%	28,20%	26,49%	20,08%
	E media	18,37%	14,08%	28,37%	39,04%	-2,30%	26,34%	24,23%	16,10%	22,55%	14,39%	12,61%	4,54%
	E baja	0,70%	-3,86%	16,45%	29,12%	-22,38%	14,30%	12,03%	2,34%	10,25%	0,53%	-1,39%	-11,01%
	F	-13,71%	-18,94%	6,97%	20,96%	-39,30%	4,49%	1,86%	-8,83%	-0,18%	-10,91%	-13,12%	-23,76%
G	-26,22%	-33,07%	-0,12%	13,93%	-54,81%	-3,36%	-6,81%	-17,44%	-9,48%	-20,17%	-23,07%	-33,78%	

Figura 57. Porcentaje de la cantidad máxima de energía primaria disponible para ACS y otros usos en la configuración con una pila de combustible PEMFC. Elaboración propia.

V.1.2 Estudio de viabilidad económica de la cobertura de la demanda urbana de climatización

En este apartado, se estudia la viabilidad económica del aprovechamiento del hidrógeno renovable (verde y dorado) procedente de la FORSU para una vivienda de calificación energética A en todas las zonas climáticas. Además, se compara a alternativas como el uso de hidrógeno fósil y el uso de electricidad de la red eléctrica (sin pila de combustible).

Para este estudio, se calcula el coste normalizado de calefacción y refrigeración (LCOHC, *Leverage Cost Of Heating & Cooling*).

*Distribución geográfica del LCOHC para el hidrógeno verde*

Para el escenario base de uso del hidrogeno verde, el LCOHC según la zona climática se recoge en la Figura 58 y la Figura 59, respectivamente para la pila de combustible SOFC y la PEMFC.

		Zona climática de invierno				
		A	B	C	D	E
Zona climática de verano	1			42,207	41,359	35,104
	2			38,144	38,145	
	3	28,804	35,194	34,803	33,693	
	4	32,218	32,628	32,724		

Figura 58. Distribución geográfica del LCOHC [€/MWh<sub>t</sub>] de hidrógeno verde con pila de combustible SOFC. Elaboración propia.

		Zona climática de invierno				
		A	B	C	D	E
Zona climática de verano	1			47,735	43,997	36,164
	2			43,374	40,169	
	3	40,449	40,433	39,646	35,684	
	4	37,424	37,666	36,404		

Figura 59. Distribución geográfica del LCOHC [€/MWh<sub>t</sub>] de hidrógeno verde con pila de combustible PEMFC. Elaboración propia.

La SOFC permite conseguir un LCOHC menor del de la PEMFC, una observación en línea con el estudio de viabilidad técnico donde la SOFC consigue mejor cobertura que la PEMFC. Además, se ve que el coste tiende a ser más bajo cuando baja la demanda de calefacción.

### Distribución geográfica del LCOHC para el hidrógeno dorado

Para el escenario base de uso del hidrogeno dorado, el LCOHC según la zona climática se recoge en la Figura 60 y la Figura 61, respectivamente para la pila de combustible SOFC y la PEMFC.

		Zona climática de invierno				
		A	B	C	D	E
Zona climática de verano	1			25,729	24,808	22,405
	2			22,964	23,210	
	3	19,898	22,535	21,129	21,585	
	4	20,913	20,579	19,664		

Figura 60. Distribución geográfica del LCOHC [€/MWh] de hidrógeno dorado con pila de combustible SOFC. Elaboración propia.

		Zona climática de invierno				
		A	B	C	D	E
Zona climática de verano	1			29,366	26,936	23,465
	2			26,315	25,234	
	3	26,747	25,917	24,107	23,576	
	4	24,274	23,766	22,652		

Figura 61. Distribución geográfica del LCOHC [€/MWh] de hidrógeno dorado con pila de combustible PEMFC. Elaboración propia.

Igual que para el hidrógeno verde, el LCOHC es mayor con la pila de combustible PEMFC. Otra similitud es su distribución geográfica. Sin embargo, gracias a las subvenciones debidas a las emisiones negativas, se consigue un LCOHC más bajo que con el hidrógeno verde, la diferencia es del orden de una decena de euros por megavatio-hora. Hay que subraya que, hoy en día, no existe este sistema de subvenciones para emisiones biogénicas capturadas, pero el LCOHC competitivo que se consigue podría motivar impulsar una tal política pública.

**Distribución geográfica del LCOHC para el hidrógeno gris**

Para el escenario alternativo del hidrogeno gris, se plantea una producción a escala industrial del hidrógeno gris. Según *Lipman (2004)* [90], producciones típicas de gran escala son del rango de 250.000 a 400.000 t<sub>H2</sub>/año. Por tanto, en este estudio, se elige la mayor producción para aprovechar economías de escala, es decir 400.000 t<sub>H2</sub>/año. Dado que el hidrógeno gris se produce a partir de gas natural, su precio es muy dependiente de los precios del gas natural En el contexto actual de gran volatilidad, se ha decidido estudiar dos escenarios de precios del gas natural. El primero es un escenario de precios moderados (25€/MWh-PCS). El segundo es más en línea con el contexto es decir uno de precios altos (90€/MWh-PCS).

Para el escenario de precios moderados, el LCOHC según la zona climática se recoge en la Figura 62 y la Figura 63, respectivamente para la pila de combustible SOFC y la PEMFC.

		Zona climática de invierno				
		A	B	C	D	E
Zona climática de verano	1			25,197	24,197	22,939
	2			22,453	22,375	
	3	22,830	22,140	20,640	20,210	
	4	20,573	20,180	19,185		

Figura 62. Distribución geográfica del LCOHC [€/MWh] de hidrógeno gris, en escenario de precios moderados, con pila de combustible SOFC. Elaboración propia.

		Zona climática de invierno				
		A	B	C	D	E
Zona climática de verano	1			28,748	26,771	24,958
	2			25,717	24,870	
	3	26,342	25,437	23,532	22,948	
	4	23,849	23,282	21,953		

Figura 63. Distribución geográfica del LCOHC [€/MWh] de hidrógeno gris, en escenario de precios moderados, con pila de combustible PEMFC. Elaboración propia.

Para el escenario de precios altos, el LCOHC según la zona climática se recoge en la Figura 64 y la Figura 65, respectivamente para la pila de combustible SOFC y la PEMFC.

		Zona climática de invierno				
		A	B	C	D	E
Zona climática de verano	1			59,641	58,640	57,383
	2			54,138	54,872	
	3	47,724	48,627	49,127	50,117	
	4	44,251	45,344	46,367		

Figura 64. Distribución geográfica del LCOHC [€/MWh] de hidrógeno gris, en escenario de precios altos, con pila de combustible SOFC. Elaboración propia.

		Zona climática de invierno				
		A	B	C	D	E
Zona climática de verano	1			67,091	65,114	63,300
	2			61,278	61,249	
	3	55,053	55,754	55,867	56,715	
	4	51,333	52,264	52,971		

Figura 65. Distribución geográfica del LCOHC [€/MWh] de hidrógeno gris, en escenario de precios altos, con pila de combustible PEMFC. Elaboración propia.

En los dos escenarios de precios, la distribución geográfica del LCOHC es similar a los casos con hidrógeno verde y dorado. Además, la pila de combustible PEMFC lleva a LCOHC mayores.

La gran diferencia de LCOHC entre los dos escenarios de precios del gas natural ilustra el impacto de la volatilidad de los precios mundiales. Pasa de ser más económico que el hidrógeno renovable a ser mucho más caro (>50% en cuanto al hidrógeno verde y >100% para el hidrógeno dorado) en el escenario de precios altos.

### Distribución geográfica del LCOHC para el hidrógeno azul

El mismo planteamiento se hace para el hidrógeno azul que para el hidrógeno gris, es decir una producción de escala industrial de 400.000 t<sub>H<sub>2</sub></sub>/año como recogido en los valores tipos de *Lipman (2004)* [90]. También se estudian dos escenarios de precios del gas natural que es la materia prima de la producción de hidrógeno azul mediante reformado. Son los mismos que para el hidrógeno gris.

Para el escenario de precios moderados, el LCOHC según la zona climática se recoge en la Figura 66 y la Figura 67, respectivamente para la pila de combustible SOFC y la PEMFC.

		Zona climática de invierno				
		A	B	C	D	E
Zona climática de verano	1			27,994	26,993	25,735
	2			25,025	25,013	
	3	24,851	24,290	22,952	22,638	
	4	22,495	22,223	21,392		

Figura 66. Distribución geográfica del LCOHC [€/MWh<sub>t</sub>] de hidrógeno azul, en escenario de precios moderados, con pila de combustible SOFC. Elaboración propia.

		Zona climática de invierno				
		A	B	C	D	E
Zona climática de verano	1			31,861	29,884	28,071
	2			28,604	27,824	
	3	28,673	27,898	26,157	25,690	
	4	26,080	25,635	24,472		

Figura 67. Distribución geográfica del LCOHC [€/MWh<sub>t</sub>] de hidrógeno azul, en escenario de precios moderados, con pila de combustible PEMFC. Elaboración propia.

Para el escenario de precios altos, el LCOHC según la zona climática se recoge en la Figura 68 y la Figura 69, respectivamente para la pila de combustible SOFC y la PEMFC.

		Zona climática de invierno				
		A	B	C	D	E
Zona climática de verano	1			62,437	61,437	60,179
	2			56,710	57,510	
	3	49,745	50,777	51,440	52,545	
	4	46,174	47,387	48,574		

Figura 68. Distribución geográfica del LCOHC [€/MWh] de hidrógeno azul, en escenario de precios altos, con pila de combustible SOFC. Elaboración propia.

		Zona climática de invierno				
		A	B	C	D	E
Zona climática de verano	1			70,204	68,226	66,413
	2			64,165	64,202	
	3	57,384	58,215	58,492	59,457	
	4	53,564	54,617	55,490		

Figura 69. Distribución geográfica del LCOHC [€/MWh] de hidrógeno azul, en escenario de precios altos, con pila de combustible PEMFC. Elaboración propia.

La distribución geográfica, y según la tecnología de pila de combustible, del LCOHC del hidrógeno azul es similar a la del hidrógeno gris. Así como en el caso del hidrógeno gris, el impacto de la volatilidad de los precios del gas natural es importante. El LCOHC del hidrógeno azul es mayor al del hidrógeno gris por el coste del sistema de captura de las emisiones de dióxido de carbono.



### Distribución geográfica del LCOHC para la electricidad sola

El último escenario por estudiar es el basado en electricidad de la red que suministra directamente la bomba de calor. El contexto actual de crisis energética afecta también los precios de la luz. Por tanto, se estudian dos escenarios de precios basados en la antigua tarifa para grandes consumidores eléctricos industriales (precios moderados, tarifa 6.1 A) y la nueva tarifa (precios altos, tarifa 6.1 TD).

Para el escenario de precios moderados, el LCOHC según la zona climática se recoge en la Figura 70.

		Zona climática de invierno				
		A	B	C	D	E
Zona climática de verano	1			26,913	25,685	24,548
	2			24,883	24,390	
	3	25,182	24,462	23,014	22,612	
	4	23,269	22,815	21,850		

Figura 70. Distribución geográfica del LCOHC [€/MWh] de electricidad sola, en escenario de precios moderados. Elaboración propia.

Para el escenario de precios altos, el LCOHC según la zona climática se recoge en la Figura 71.

		Zona climática de invierno				
		A	B	C	D	E
Zona climática de verano	1			56,332	55,436	54,632
	2			53,217	53,321	
	3	49,055	49,510	49,798	50,393	
	4	46,749	47,357	48,037		

Figura 71. Distribución geográfica del LCOHC [€/MWh] de electricidad sola, en escenario de precios altos. Elaboración propia.

Mientras que la distribución geográfica es similar a las de las otras alternativas tecnológicas, presenta una menor volatilidad que el hidrógeno fósil (gris o azul) que depende de los precios del gas natural. Sin embargo, esta volatilidad lleva la solución basada en electricidad a superar los costes del hidrógeno renovable.

### Composición del LCOHC según la zona climática

Al haber estudiado la distribución geográfica de los costes normalizados de cada alternativa tecnológica, se va ahora a comparar los costes normalizados de todas las alternativas para una misma zona climática. A continuación, se presentan las zonas climáticas en orden creciente de demanda de climatización.

En el caso de la **zona climática A3**, representada por Cádiz, la Figura 72 recoge los costes normalizados con el desglose de las contribuciones de cada tipo de coste.

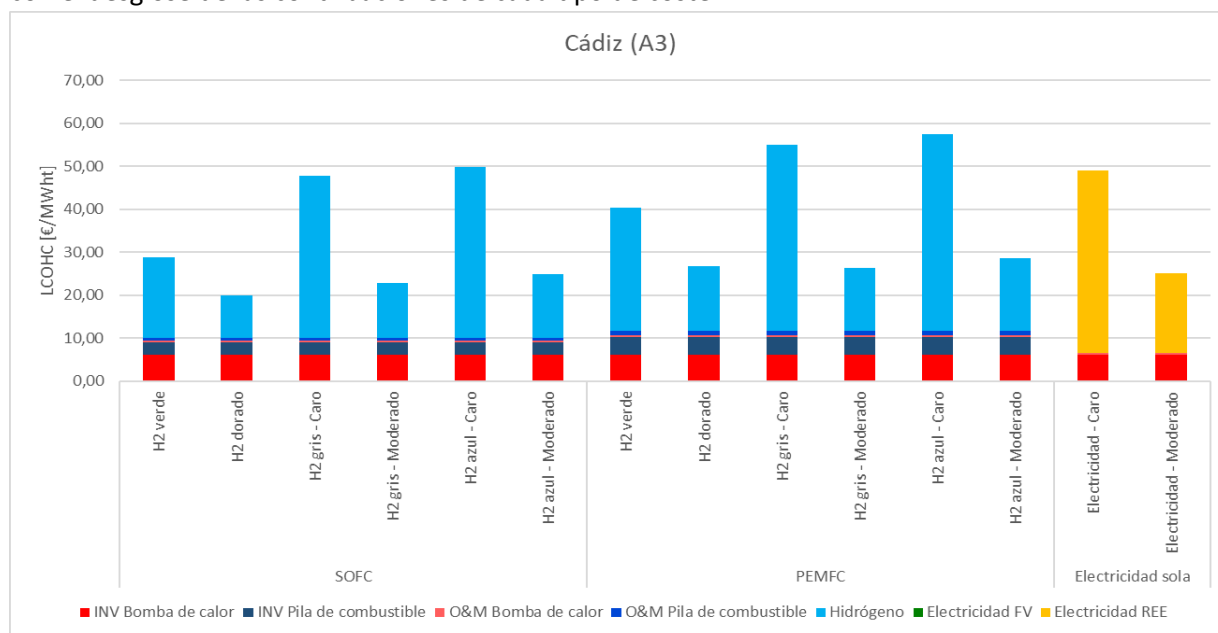


Figura 72. Costes normalizados de la climatización en la zona climática A3. Elaboración propia.

De la lectura de los resultados, se deduce que los costes normalizados dependen sobre todo del combustible empleado (hidrógeno o electricidad). Además, las soluciones con SOFC son, en promedio, más baratas que las soluciones con PEMFC. Se explica por su inversión menor y por su consumo de hidrógeno también reducido al tener la pila de combustible una eficiencia eléctrica mayor.

La solución SOFC de hidrógeno dorado, con complemento de electricidad fotovoltaica si necesario, es la solución más económica (19,90€/MWh<sub>t</sub>). Detrás están la solución SOFC con hidrógeno gris (22,83€/MWh<sub>t</sub> en el escenario de precios moderados del gas natural) y la solución con electricidad sola (25,18€/MWh<sub>t</sub>, también en escenario de precios moderados de la electricidad). Cabe destacar que el hidrógeno dorado es la única solución que no depende de precios volátiles y por tanto su LCOHC es más resiliente. Otra solución resiliente es el hidrógeno verde (28,80€/MWh<sub>t</sub> con SOFC), aunque es más cara que los hidrógenos fósiles o la electricidad en escenarios de precios moderados, sí es más barata que sus costes respectivos en escenarios de precios altos.

En el caso de la **zona climática A4**, representada por Almería, la Figura 73 recoge los costes normalizados con el desglose de las contribuciones de cada tipo de coste.

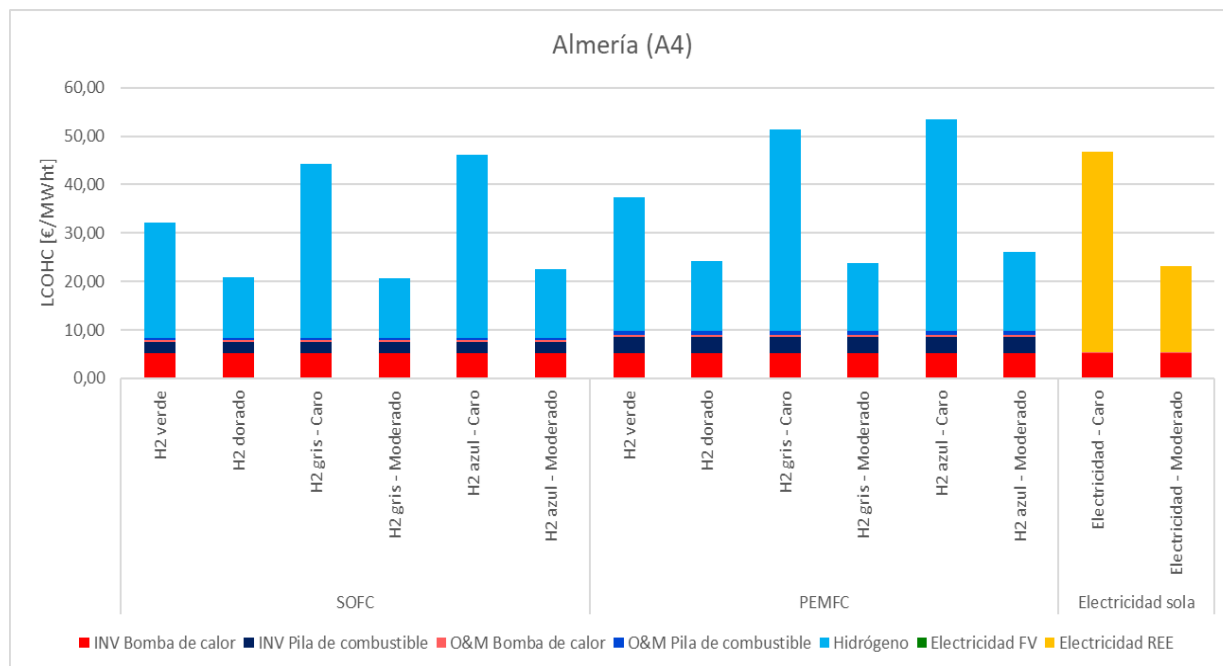


Figura 73. Costes normalizados de la climatización en la zona climática A4. Elaboración propia.

De la lectura de los resultados, se deduce que los costes normalizados dependen sobre todo del combustible empleado (hidrógeno o electricidad). Además, las soluciones con SOFC son, en promedio, más baratas que las soluciones con PEMFC. Se explica por su inversión menor y por su consumo de hidrógeno también reducido al tener la pila de combustible una eficiencia eléctrica mayor.

La solución SOFC con hidrógeno gris es la solución más económica (20,57€/MWh<sub>t</sub> en el escenario de precios moderados del gas natural). Detrás están la solución SOFC de hidrógeno dorado, con complemento de electricidad fotovoltaica si necesario (20,91€/MWh<sub>t</sub>) y la solución con electricidad sola (23,27€/MWh<sub>t</sub>, también en escenario de precios moderados de la electricidad). Cabe destacar que el hidrógeno dorado es la única solución que no depende de precios volátiles y por tanto su LCOHC es más resiliente. Otra solución resiliente es el hidrógeno verde (32,20€/MWh<sub>t</sub> con SOFC), aunque es más cara que los hidrógenos fósiles o la electricidad en escenarios de precios moderados, sí es más barata que sus costes respectivos en escenarios de precios altos.

En el caso de la **zona climática C1**, representada por Santander, la Figura 74Figura 73 recoge los costes normalizados con el desglose de las contribuciones de cada tipo de coste.

De la lectura de los resultados, se deduce que los costes normalizados dependen sobre todo del combustible empleado (hidrógeno o electricidad). Además, las soluciones con SOFC son, en promedio, más baratas que las soluciones con PEMFC. Se explica por su inversión menor y por su consumo de hidrógeno también reducido al tener la pila de combustible una eficiencia eléctrica mayor.

La solución SOFC con hidrógeno gris es la solución más económica (25,20€/MWh<sub>t</sub> en el escenario de precios moderados del gas natural). Detrás están la solución SOFC de hidrógeno dorado, con complemento de electricidad fotovoltaica si necesario (25,73€/MWh<sub>t</sub>) y la solución con electricidad sola (26,91€/MWh<sub>t</sub>, también en escenario de precios moderados de la electricidad). Cabe destacar que

el hidrógeno dorado es la única solución que no depende de precios volátiles y por tanto su LCOHC es más resiliente. Otra solución resiliente es el hidrógeno verde (42,21€/MWh<sub>t</sub> con SOFC), aunque es más cara que los hidrógenos fósiles o la electricidad en escenarios de precios moderados, sí es más barata que sus costes respectivos en escenarios de precios altos.

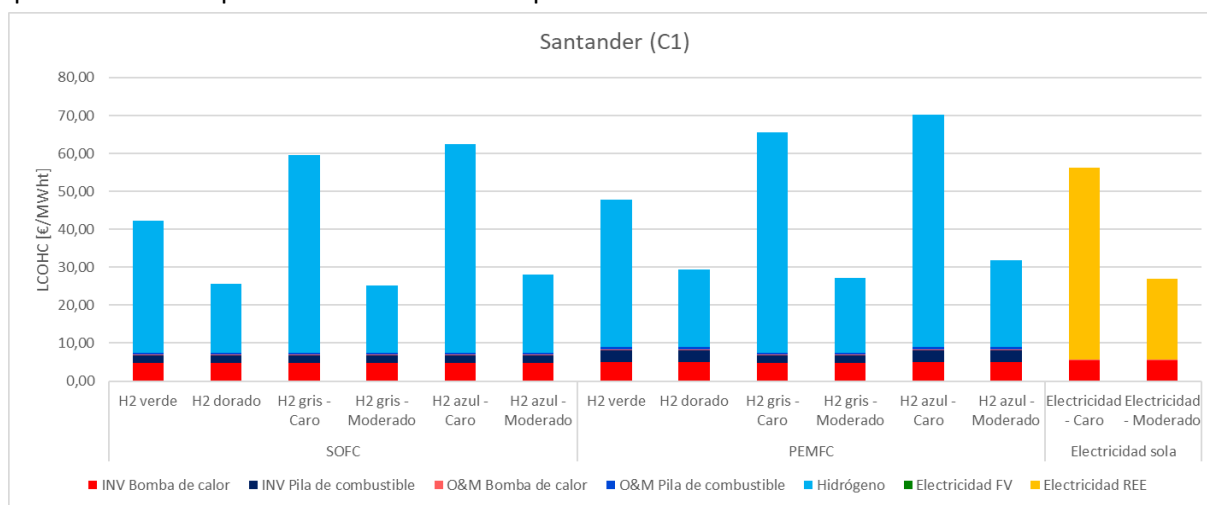


Figura 74. Costes normalizados de la climatización en la zona climática C1. Elaboración propia.

En el caso de la **zona climática B3**, representada por Valencia, la Figura 75 recoge los costes normalizados con el desglose de las contribuciones de cada tipo de coste.

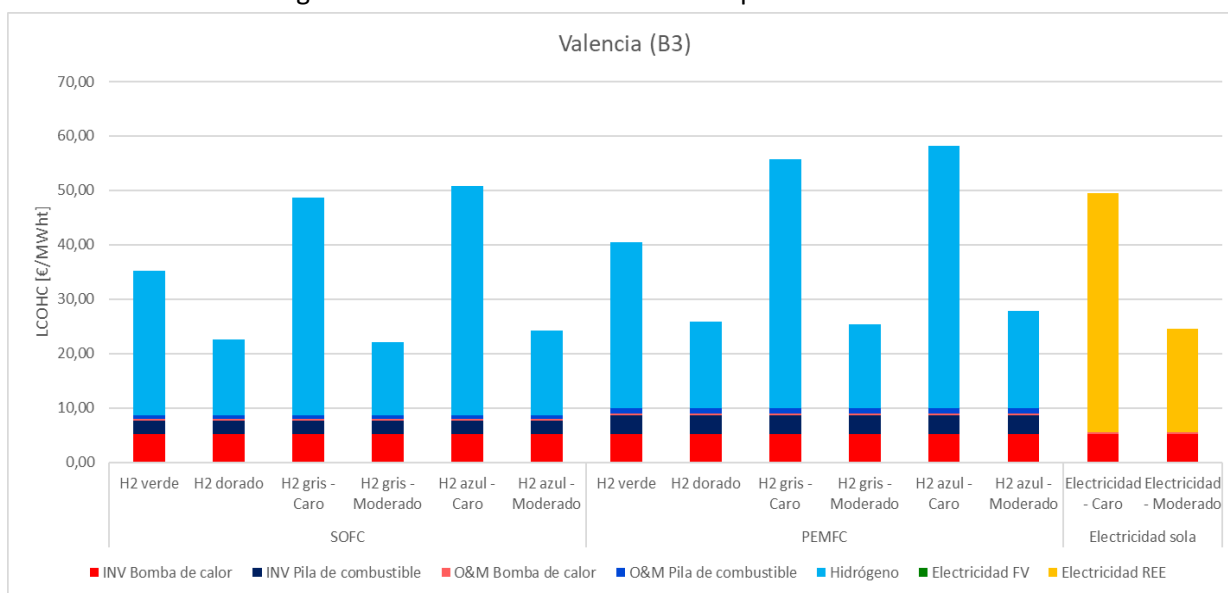


Figura 75. Costes normalizados de la climatización en la zona climática B3. Elaboración propia.

De la lectura de los resultados, se deduce que los costes normalizados dependen sobre todo del combustible empleado (hidrógeno o electricidad). Además, las soluciones con SOFC son, en promedio, más baratas que las soluciones con PEMFC. Se explica por su inversión menor y por su consumo de hidrógeno también reducido al tener la pila de combustible una eficiencia eléctrica mayor.

La solución SOFC con hidrógeno gris (22,14€/MWh<sub>t</sub> en el escenario de precios moderados del gas natural) es la solución más económica. Detrás están la solución SOFC de hidrógeno dorado, con complemento de electricidad fotovoltaica si necesario (22,53€/MWh<sub>t</sub>), y la solución con electricidad

sola (24,46€/MWh<sub>t</sub>, también en escenario de precios moderados de la electricidad). Cabe destacar que el hidrógeno dorado es la única solución que no depende de precios volátiles y por tanto su LCOHC es más resiliente. Otra solución resiliente es el hidrógeno verde (35,19€/MWh<sub>t</sub> con SOFC), aunque es más cara que los hidrógenos fósiles o la electricidad en escenarios de precios moderados, sí es más barata que sus costes respectivos en escenarios de precios altos.

En el caso de la **zona climática B4**, representada por Sevilla, la Figura 76 recoge los costes normalizados con el desglose de las contribuciones de cada tipo de coste.

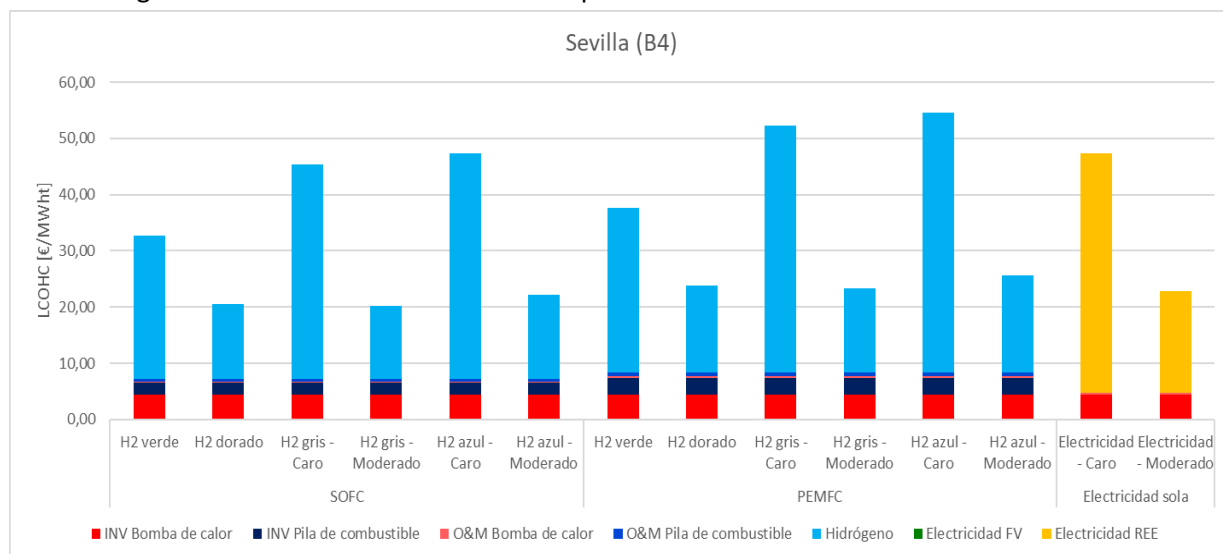


Figura 76. Costes normalizados de la climatización en la zona climática B4. Elaboración propia.

De la lectura de los resultados, se deduce que los costes normalizados dependen sobre todo del combustible empleado (hidrógeno o electricidad). Además, las soluciones con SOFC son, en promedio, más baratas que las soluciones con PEMFC. Se explica por su inversión menor y por su consumo de hidrógeno también reducido al tener la pila de combustible una eficiencia eléctrica mayor.

La solución SOFC con hidrógeno gris es la solución más económica (20,18€/MWh<sub>t</sub> en el escenario de precios moderados del gas natural). Detrás están la solución SOFC de hidrógeno dorado, con complemento de electricidad fotovoltaica si necesario (20,58€/MWh<sub>t</sub>) y la solución con electricidad sola (22,81€/MWh<sub>t</sub>, también en escenario de precios moderados de la electricidad). Cabe destacar que el hidrógeno dorado es la única solución que no depende de precios volátiles y por tanto su LCOHC es más resiliente. Otra solución resiliente es el hidrógeno verde (32,63€/MWh<sub>t</sub> con SOFC), aunque es más cara que los hidrógenos fósiles o la electricidad en escenarios de precios moderados, sí es más barata que sus costes respectivos en escenarios de precios altos.

En el caso de la **zona climática C2**, representada por Barcelona, la Figura 77 recoge los costes normalizados con el desglose de las contribuciones de cada tipo de coste.

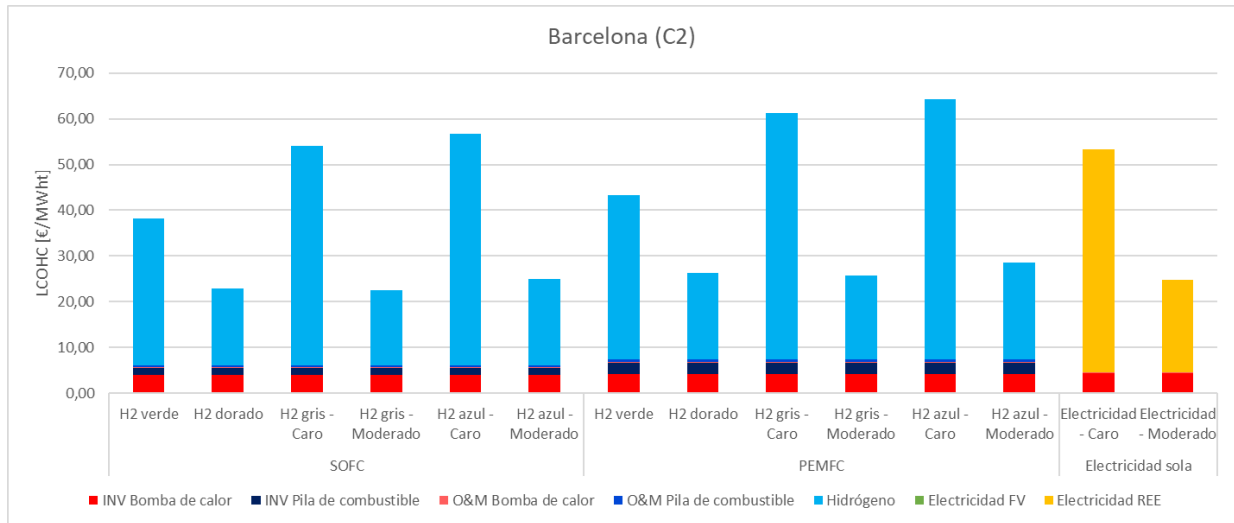


Figura 77. Costes normalizados de la climatización en la zona climática C2. Elaboración propia.

De la lectura de los resultados, se deduce que los costes normalizados dependen sobre todo del combustible empleado (hidrógeno o electricidad). Además, las soluciones con SOFC son, en promedio, más baratas que las soluciones con PEMFC. Se explica por su inversión menor y por su consumo de hidrógeno también reducido al tener la pila de combustible una eficiencia eléctrica mayor.

La solución SOFC con hidrógeno gris es la solución más económica (22,45€/MWh<sub>t</sub> en el escenario de precios moderados del gas natural). Detrás están la solución SOFC de hidrógeno dorado, con complemento de electricidad fotovoltaica si necesario (22,96€/MWh<sub>t</sub>) y la solución con electricidad sola (24,88€/MWh<sub>t</sub>, también en escenario de precios moderados de la electricidad). Cabe destacar que el hidrógeno dorado es la única solución que no depende de precios volátiles y por tanto su LCOHC es más resiliente. Otra solución resiliente es el hidrógeno verde (38,14€/MWh<sub>t</sub> con SOFC), aunque es más cara que los hidrógenos fósiles o la electricidad en escenarios de precios moderados, sí es más barata que sus costes respectivos en escenarios de precios altos.

En el caso de la **zona climática C3**, representada por Granada, la Figura 78 recoge los costes normalizados con el desglose de las contribuciones de cada tipo de coste.

De la lectura de los resultados, se deduce que los costes normalizados dependen sobre todo del combustible empleado (hidrógeno o electricidad). Además, las soluciones con SOFC son, en promedio, más baratas que las soluciones con PEMFC. Se explica por su inversión menor y por su consumo de hidrógeno también reducido al tener la pila de combustible una eficiencia eléctrica mayor.

La solución SOFC con hidrógeno gris es la solución más económica (20,64€/MWh<sub>t</sub> en el escenario de precios moderados del gas natural). Detrás están la solución SOFC de hidrógeno dorado, con complemento de electricidad fotovoltaica si necesario (21,13€/MWh<sub>t</sub>) y la solución con electricidad sola (23,01€/MWh<sub>t</sub>, también en escenario de precios moderados de la electricidad). Cabe destacar que el hidrógeno dorado es la única solución que no depende de precios volátiles y por tanto su LCOHC es más resiliente. Otra solución resiliente es el hidrógeno verde (34,80€/MWh<sub>t</sub> con SOFC), aunque es más cara que los hidrógenos fósiles o la electricidad en escenarios de precios moderados, sí es más barata que sus costes respectivos en escenarios de precios altos.

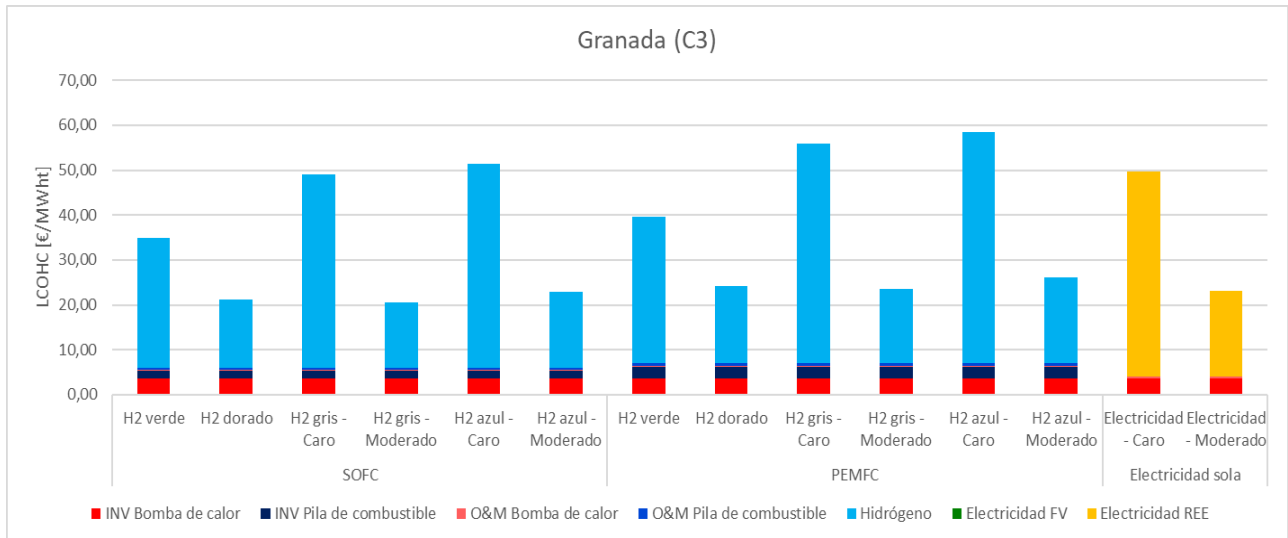


Figura 78. Costes normalizados de la climatización en la zona climática C3. Elaboración propia.

En el caso de la **zona climática D1**, representada por Palencia, la Figura 79 recoge los costes normalizados con el desglose de las contribuciones de cada tipo de coste.

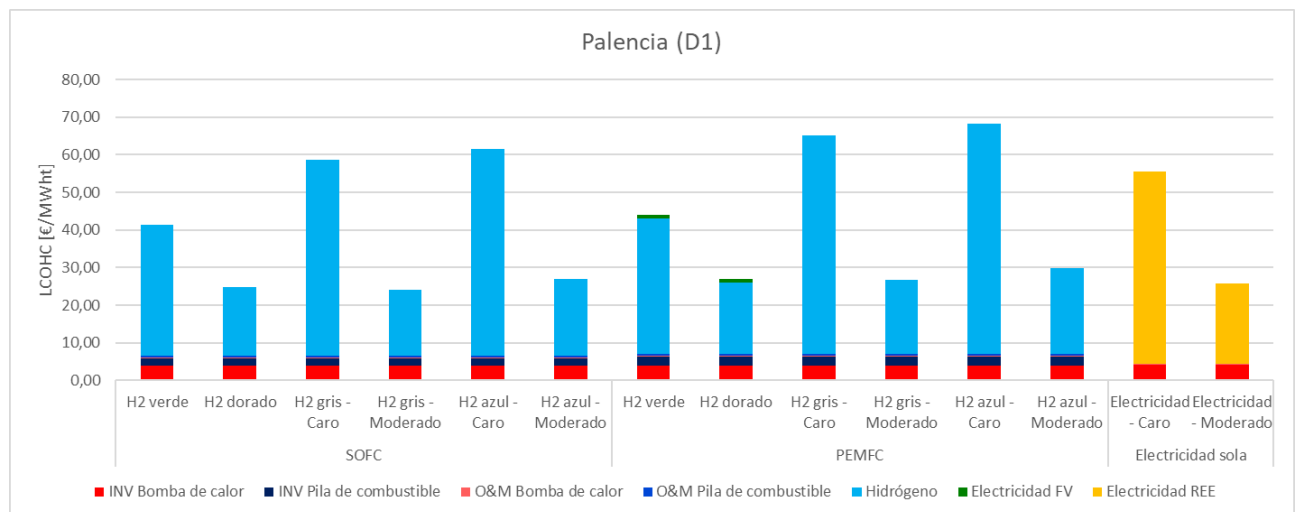


Figura 79. Costes normalizados de la climatización en la zona climática D1. Elaboración propia.

De la lectura de los resultados, se deduce que los costes normalizados dependen sobre todo del combustible empleado (hidrógeno o electricidad). Además, las soluciones con SOFC son, en promedio, más baratas que las soluciones con PEMFC. Se explica por su inversión menor y por su consumo de hidrógeno también reducido al tener la pila de combustible una eficiencia eléctrica mayor.

La solución SOFC con hidrógeno gris es la solución más económica (24,20€/MWh<sub>t</sub> en el escenario de precios moderados del gas natural). Detrás están la solución SOFC de hidrógeno dorado, con complemento de electricidad fotovoltaica si necesario (24,81€/MWh<sub>t</sub>) y la solución con electricidad sola (25,69€/MWh<sub>t</sub>, también en escenario de precios moderados de la electricidad). Cabe destacar que el hidrógeno dorado es la única solución que no depende de precios volátiles y por tanto su LCOHC es más resiliente. Otra solución resiliente es el hidrógeno verde (41,36€/MWh<sub>t</sub> con SOFC), aunque es más cara que los hidrógenos fósiles o la electricidad en escenarios de precios moderados, sí es más barata que sus costes respectivos en escenarios de precios altos.

En el caso de la **zona climática C4**, representada por Cáceres, la Figura 80 recoge los costes normalizados con el desglose de las contribuciones de cada tipo de coste.

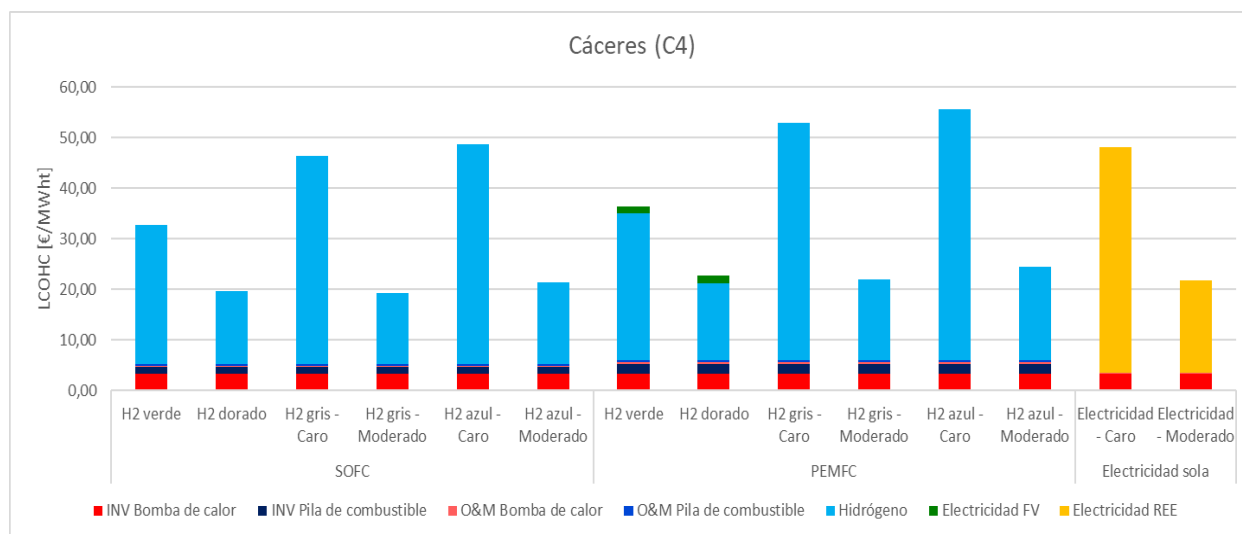


Figura 80. Costes normalizados de la climatización en la zona climática C4. Elaboración propia.

De la lectura de los resultados, se deduce que los costes normalizados dependen sobre todo del combustible empleado (hidrógeno o electricidad). Además, las soluciones con SOFC son, en promedio, más baratas que las soluciones con PEMFC. Se explica por su inversión menor y por su consumo de hidrógeno también reducido al tener la pila de combustible una eficiencia eléctrica mayor.

La solución SOFC con hidrógeno gris es la solución más económica (19,18€/MWh<sub>t</sub> en el escenario de precios moderados del gas natural). Detrás están la solución SOFC de hidrógeno dorado, con complemento de electricidad fotovoltaica si necesario (19,66€/MWh<sub>t</sub>) y la solución con electricidad sola (21,85€/MWh<sub>t</sub>, también en escenario de precios moderados de la electricidad). Cabe destacar que el hidrógeno dorado es la única solución que no depende de precios volátiles y por tanto su LCOHC es más resiliente. Otra solución resiliente es el hidrógeno verde (32,72€/MWh<sub>t</sub> con SOFC), aunque es más cara que los hidrógenos fósiles o la electricidad en escenarios de precios moderados, sí es más barata que sus costes respectivos en escenarios de precios altos.

En el caso de la **zona climática D2**, representada por Logroño, la Figura 81 recoge los costes normalizados con el desglose de las contribuciones de cada tipo de coste.

De la lectura de los resultados, se deduce que los costes normalizados dependen sobre todo del combustible empleado (hidrógeno o electricidad). Además, las soluciones con SOFC son, en promedio, más baratas que las soluciones con PEMFC. Se explica por su inversión menor y por su consumo de hidrógeno también reducido al tener la pila de combustible una eficiencia eléctrica mayor.

la solución SOFC con hidrógeno gris es la solución más económica (22,38€/MWh<sub>t</sub> en el escenario de precios moderados del gas natural). Detrás están la solución SOFC de hidrógeno dorado, con complemento de electricidad fotovoltaica si necesario (23,21€/MWh<sub>t</sub>), y la solución con electricidad sola (24,39€/MWh<sub>t</sub>, en escenario de precios moderados de la electricidad). Cabe destacar que el hidrógeno dorado es la única solución que no depende de precios volátiles y por tanto su LCOHC es más resiliente. Otra solución resiliente es el hidrógeno verde (38,14€/MWh<sub>t</sub> con SOFC), aunque es más



para que los hidrógenos fósiles o la electricidad en escenarios de precios moderados, sí es más barata que sus costes respectivos en escenarios de precios altos.

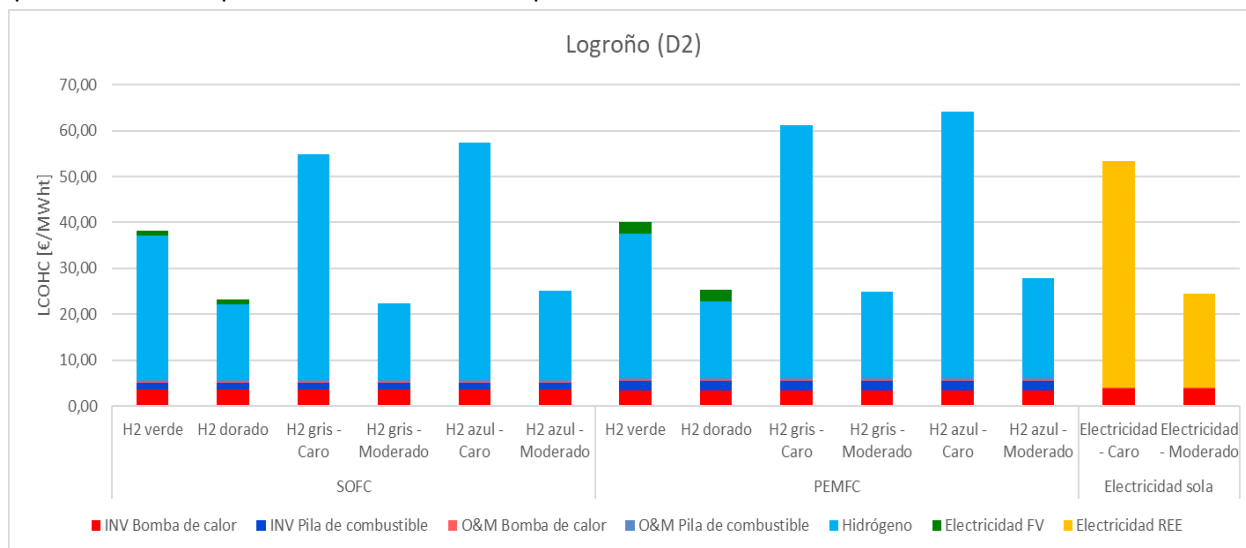


Figura 81. Costes normalizados de la climatización en la zona climática D2. Elaboración propia.

En el caso de la **zona climática D3**, representada por Madrid, la Figura 82 recoge los costes normalizados con el desglose de las contribuciones de cada tipo de coste.

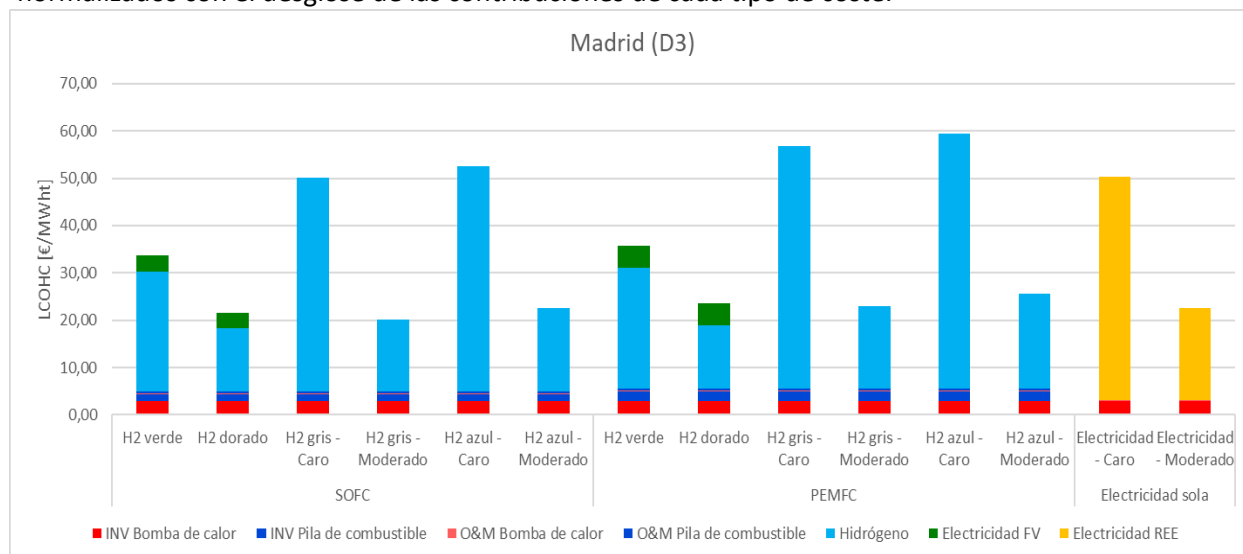


Figura 82. Costes normalizados de la climatización en la zona climática D3. Elaboración propia.

De la lectura de los resultados, se deduce que los costes normalizados dependen sobre todo del combustible empleado (hidrógeno o electricidad). Además, las soluciones con SOFC son, en promedio, más baratas que las soluciones con PEMFC. Se explica por su inversión menor y por su consumo de hidrógeno también reducido al tener la pila de combustible una eficiencia eléctrica mayor.

la solución SOFC con hidrógeno gris es la solución más económica (20,21€/MWh<sub>t</sub> en el escenario de precios moderados del gas natural). Detrás están la solución SOFC de hidrógeno dorado, con complemento de electricidad fotovoltaica si necesario (21,59€/MWh<sub>t</sub>), y la solución con electricidad sola (22,61€/MWh<sub>t</sub>, también en escenario de precios moderados de la electricidad). Cabe destacar que el hidrógeno dorado es la única solución que no depende de precios volátiles y por tanto su LCOHC es

más resiliente. Otra solución resiliente es el hidrógeno verde (33,69€/MWh<sub>t</sub> con SOFC), aunque es más cara que los hidrógenos fósiles o la electricidad en escenarios de precios moderados, sí es más barata que sus costes respectivos en escenarios de precios altos.

En el caso de la **zona climática E1**, representada por Burgos, la Figura 83 recoge los costes normalizados con el desglose de las contribuciones de cada tipo de coste.

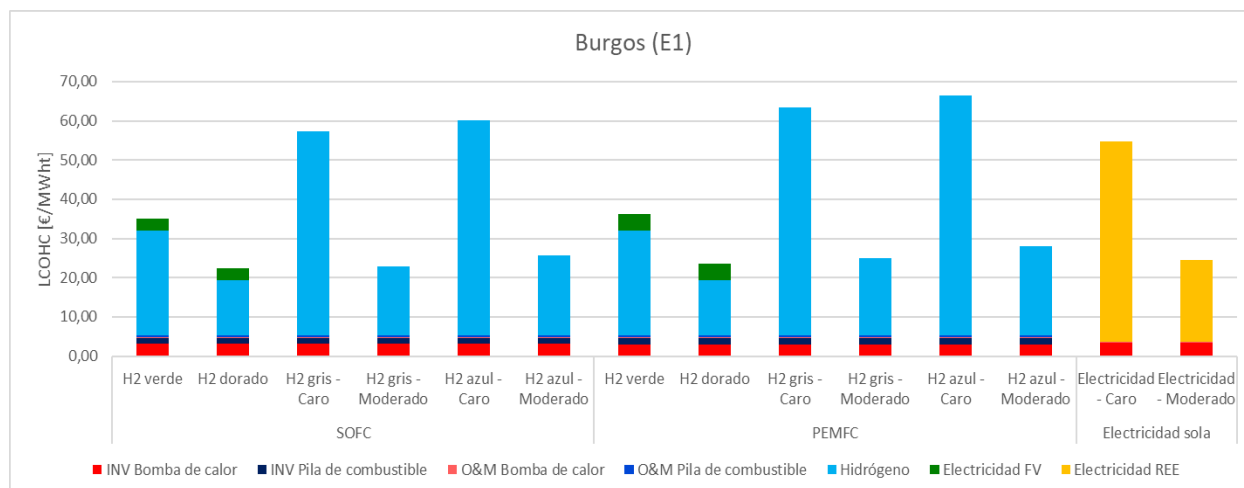


Figura 83. Costes normalizados de la climatización en la zona climática E1. Elaboración propia.

De la lectura de los resultados, se deduce que los costes normalizados dependen sobre todo del combustible empleado (hidrógeno o electricidad). Además, las soluciones con SOFC son, en promedio, más baratas que las soluciones con PEMFC. Se explica por su inversión menor y por su consumo de hidrógeno también reducido al tener la pila de combustible una eficiencia eléctrica mayor.

La solución SOFC de hidrógeno dorado, con complemento de electricidad fotovoltaica si necesario, es la solución más económica (22,40€/MWh<sub>t</sub>). Detrás están la solución SOFC con hidrógeno gris (22,94€/MWh<sub>t</sub> en el escenario de precios moderados del gas natural) y la solución con electricidad sola (24,55€/MWh<sub>t</sub>, también en escenario de precios moderados de la electricidad). Cabe destacar que el hidrógeno dorado es la única solución que no depende de precios volátiles y por tanto su LCOHC es más resiliente. Otra solución resiliente es el hidrógeno verde (35,10€/MWh<sub>t</sub> con SOFC), aunque es más cara que los hidrógenos fósiles o la electricidad en escenarios de precios moderados, sí es más barata que sus costes respectivos en escenarios de precios altos.

Como balance de este estudio de viabilidad económica, se puede concluir que un sistema basado en una pila de combustible SOFC es más viable económicamente (y técnicamente) que un sistema con una pila de combustible PEMFC. Otra conclusión es que un sistema basado en hidrógeno dorado, al tomar en cuenta su menor dependencia a los precios mundiales volátiles, es tan competitivo como el hidrógeno gris o la electricidad de la red.

Se podría también barajar usar hidrógeno verde procedente de la electrólisis del agua al presentar costes similares al hidrógeno renovable procedente de la FORSU. Sin embargo, no es una solución renovable que participe de la economía circular, y no es comparable al utilizar una ruta tecnológica distinta (electrolizadores en lugar de SMR), por lo que no tiene la misma estructura económica. Por tanto, no se ha estudiado aquí.

### V.1.3 Balance medioambiental de la cobertura de la demanda urbana de climatización

En este apartado, se va a evaluar el balance medioambiental, en términos de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), de cada alternativa tecnológica. Aunque, hoy en día, los argumentos de viabilidad técnica y económica tienen más peso en la toma de decisiones, el desarrollo del mercado europeo de derechos de emisión va a convertir la externalidad negativa de la contaminación atmosférica en una variable financiera imprescindible para cualquier proyecto. **En efecto, se prevé un aumento del coste de los derechos de emisión debido a la reducción progresiva de la cantidad de derechos “gratuitos” proporcionados por la Unión Europea.** La Comisión Europea reduce esta cantidad con un ritmo anual acelerado del 2,2% desde 2021, en lugar del 1,74% anterior [91]. **Esto, unido a la futura conclusión del sector residencial en el comercio de derechos de emisión, impactará en las alternativas tecnológicas más económicas para cubrir la demanda urbana de climatización: el hidrógeno gris y la electricidad de la red (proporcionalmente a la cuota de energías contaminantes en el *mix* energético español).** Además, en línea con la *Agenda 2030*, es necesario buscar soluciones no contaminantes para desarrollar ciudades sostenibles y limpias para el provecho de sus poblaciones.

Por la imbricación de los aspectos económicos y medioambientales, el alcance de este estudio medioambiental será el mismo que el del estudio de viabilidad económica.

Primero, se va a evaluar la distribución geográfica de las emisiones de la alternativa tecnológica de referencia, la solución de electricidad sola. A partir de esta distribución, se obtienen la distribución geográfica de las emisiones evitadas (relativamente a la electricidad sola) de cada alternativa tecnológica. Así, se determinará la solución que más emisiones evita.

#### *Distribución geográfica de las emisiones de GEI para la electricidad sola*

La solución de usar una bomba de calor conectada a la red eléctrica no emite directamente emisiones. Pero la electricidad consumida sí representa una cierta cantidad de emisiones que es la media del *mix* energético español. La distribución geográfica correspondiendo a esta solución se recoge en la Figura 84.

		Zona climática de invierno				
		A	B	C	D	E
Zona climática de verano	1			38,165	38,165	38,165
	2			36,131	36,729	
	3	31,125	32,299	33,773	34,820	
	4	30,228	31,323	32,811		

Figura 84. Distribución geográfica de emisiones [kgCO<sub>2</sub>eq/MWh] de la solución de electricidad sola. Elaboración propia.

Se ve que la mayor cantidad de emisiones emitidas corresponde a las zonas climáticas donde no hay ninguna demanda de refrigeración (zona climática de verano 1). Se debe a la diferencia entre la EER y el COP. Al ser superior, el EER permite consumir menos electricidad por megavatio-hora en el verano.

*Distribución geográfica de las emisiones de GEI evitadas para el hidrógeno verde*

El dióxido de carbono generado durante el reformado del biometano se puede considerar como nulo al ser biogénico, es decir que no proviene de la actividad humana. Entonces, en cualquier zona climática, independientemente de la tecnología de pila de combustible elegida, la cantidad de emisiones evitadas es igual a las emisiones de la solución de electricidad sola. La distribución geográfica de estas emisiones se recoge en la Figura 85.

		Zona climática de invierno				
		A	B	C	D	E
Zona climática de verano	1			38,165	38,165	38,165
	2			36,131	36,729	
	3	31,125	32,299	33,773	34,820	
	4	30,228	31,323	32,811		

Figura 85. Distribución geográfica de emisiones evitadas [kgCO<sub>2</sub>eq/MWh<sub>t</sub>] para la solución de hidrógeno verde (SOFC o PEMFC). Elaboración propia.

La distribución geográfica de emisiones evitadas corresponde exactamente a la de emisiones de la solución de electricidad sola.

*Distribución geográfica de las emisiones de GEI evitadas para el hidrógeno dorado*

Como en el caso del hidrógeno verde, las emisiones de dióxido de carbono para la producción del hidrógeno dorado son nulas por ser biogénicas. Sin embargo, al ser capturadas, se consideran como emisiones negativas. Por tanto, las emisiones evitadas de esta solución son igual a la suma de las emisiones negativas del hidrógeno dorado (en valor absoluto) y de las emisiones evitadas si se hubiese elegido la solución de electricidad sola. La distribución geográfica de las emisiones evitadas se recoge en la Figura 86 y la Figura 87, respectivamente para la pila de combustible SOFC y la PEMFC.

Se tiende a evitar más emisiones con la PEMFC. Eso se explica por el rendimiento eléctrico menor de la pila de combustible respecto a la SOFC. Por tanto, para la misma cantidad de energía térmica se tiene que consumir más hidrógeno y por tanto evitar más emisiones. Otra observación relativa a la distribución geográfica es la mayor cantidad de emisiones evitadas en las zonas climáticas con un verano ausente o muy leve (zonas climáticas de verano 1 y 2). Se podría explicar, como en el caso de la solución de electricidad sola, por el menor aprovechamiento de la EER de la bomba geotérmica en verano. La menor cantidad de emisiones evitadas en las zonas climáticas con máxima demanda térmica de climatización (D3 y E1) se debe a la necesidad de emplear electricidad fotovoltaica para completar

las necesidades de electricidad que la pila de combustible no puede cubrir. Por tanto, las emisiones evitadas con el uso de esta electricidad renovable sólo corresponden a las emisiones evitadas respecto a la electricidad sola.

		Zona climática de invierno				
		A	B	C	D	E
Zona climática de verano	1			125,281	125,664	105,303
	2			116,382	115,684	
	3	78,207	99,225	106,063	98,831	
	4	89,995	95,022	101,851		

Figura 86. Distribución geográfica de emisiones evitadas [kgCO<sub>2</sub>eq/MWh<sub>t</sub>] para la solución de hidrógeno dorado (pila de combustible SOFC). Elaboración propia.

		Zona climática de invierno				
		A	B	C	D	E
Zona climática de verano	1			135,272	128,358	105,303
	2			126,312	115,684	
	3	103,561	109,039	115,921	98,831	
	4	99,747	104,806	105,510		

Figura 87. Distribución geográfica de emisiones evitadas [kgCO<sub>2</sub>eq/MWh<sub>t</sub>] para la solución de hidrógeno dorado (pila de combustible PEMFC). Elaboración propia.

### Distribución geográfica de las emisiones de GEI evitadas para el hidrógeno gris

Mientras que el hidrógeno gris aprovecha las economías de escala industriales para conseguir un mayor rendimiento económico, contamina por tener un dióxido de carbono de origen antropogénico al usar gas natural (una energía fósil) como materia prima. La distribución geográfica de las emisiones evitadas se recoge en la Figura 88 y la Figura 89, respectivamente para la pila de combustible SOFC y la PEMFC.

La primera observación son las emisiones evitadas negativas en todas las zonas climáticas. Significa que la solución de hidrógeno gris contamina más que la solución con electricidad sola. Además de esta conclusión, se deduce que las tendencias observadas en los resultados son similares a las de la

electricidad. No se presenta la excepción de las zonas climáticas con máxima demanda térmica de climatización (D3 y E1), como en el caso del hidrógeno dorado, porque no entra en juego otra fuente de electricidad que el hidrógeno. En cuanto a las pilas de combustible, la observación sigue la misma línea de argumentación, pero al revés: se generan más emisiones con la pila de combustible PEMFC por el uso de más energía para cubrir la demanda de climatización.

		Zona climática de invierno				
		A	B	C	D	E
Zona climática de verano	1			-50,367	-50,367	-50,367
	2			-45,311	-46,797	
	3	-32,863	-35,782	-39,449	-42,051	
	4	-30,634	-33,356	-37,056		

Figura 88. Distribución geográfica de emisiones evitadas [kgCO<sub>2</sub>eq/MWh<sub>t</sub>] para la solución de hidrógeno gris (pila de combustible SOFC). Elaboración propia.

		Zona climática de invierno				
		A	B	C	D	E
Zona climática de verano	1			-60,389	-60,389	-60,389
	2			-55,272	-56,776	
	3	-42,672	-45,626	-49,338	-51,972	
	4	-40,415	-43,171	-46,916		

Figura 89. Distribución geográfica de emisiones evitadas [kgCO<sub>2</sub>eq/MWh<sub>t</sub>] para la solución de hidrógeno gris (pila de combustible PEMFC). Elaboración propia.

### Distribución geográfica de las emisiones de GEI evitadas para el hidrógeno azul

A la diferencia del hidrógeno gris, el hidrógeno azul presenta pocas emisiones por la captura el dióxido de carbono generado en el reformado. Sin embargo, estas pocas emisiones son antropogénicas, por lo que se contabilizan. Por la misma razón, las emisiones capturadas no se pueden considerar negativas. La distribución geográfica de las emisiones evitadas se recoge en la Figura 90 y la Figura 91, respectivamente para la pila de combustible SOFC y la PEMFC.

De la observación de los resultados, se puede deducir que la solución de hidrógeno azul presenta la misma estructura que el hidrógeno gris, pero con la diferencia fundamental que evita emisiones en lugar de emitir más que la solución de electricidad sola.

		Zona climática de invierno				
		A	B	C	D	E
Zona climática de verano	1			28,474	28,474	28,474
	2			27,216	27,586	
	3	24,120	24,846	25,758	26,406	
	4	23,566	24,243	25,163		

Figura 90. Distribución geográfica de emisiones evitadas [kgCO<sub>2</sub>eq/MWh<sub>t</sub>] para la solución de hidrógeno azul (pila de combustible SOFC). Elaboración propia.

		Zona climática de invierno				
		A	B	C	D	E
Zona climática de verano	1			27,377	27,377	27,377
	2			26,126	26,494	
	3	23,047	23,769	24,676	25,320	
	4	22,495	23,169	24,084		

Figura 91. Distribución geográfica de emisiones evitadas [kgCO<sub>2</sub>eq/MWh<sub>t</sub>] para la solución de hidrógeno azul (pila de combustible PEMFC). Elaboración propia.

En conclusión, todas las soluciones, menos el hidrógeno gris, permiten evitar emisiones relativamente a la solución con electricidad de la red. En cuanto al hidrógeno azul, se podría considerar como una buena opción si se quiera aprovechar rápidamente economías de escala. Sin embargo, las soluciones de hidrógeno renovable son las óptimas para reducir al máximo el impacto sobre el calentamiento global, además de ser competitivas ante el hidrógeno fósil y la electricidad de la red como en la zona climática D3 recogida en la Figura 92. Esta zona climática es ilustrativa de la estructura económica del sistema basado en hidrógeno renovable procedente de la FORSU al incluir una parte no despreciable de electricidad fotovoltaica.

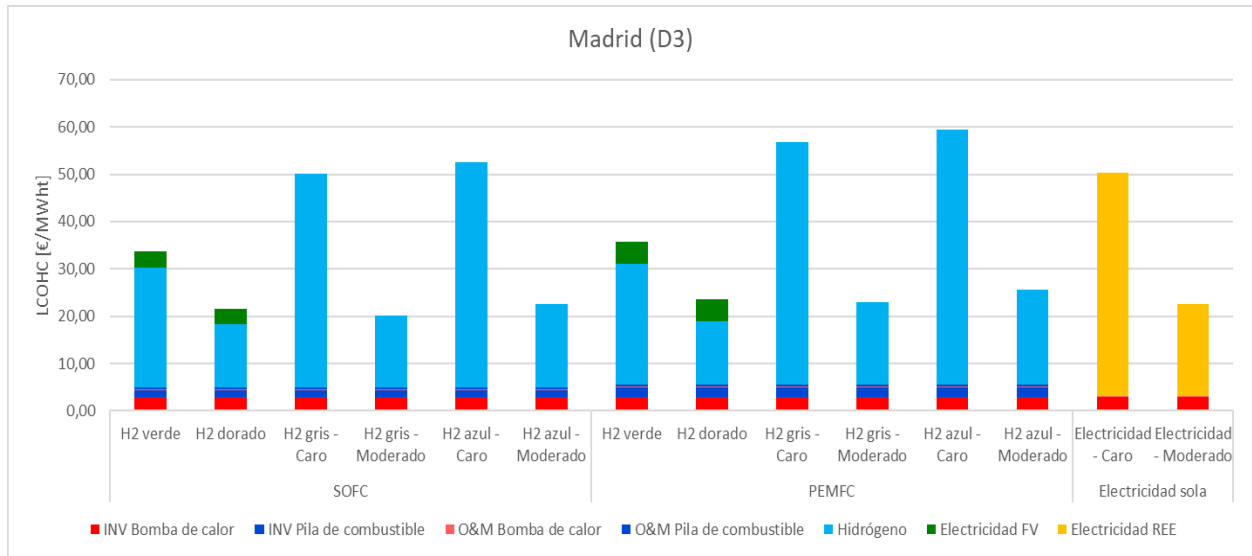


Figura 92. Costes normalizados de la climatización en la zona climática D3. Elaboración propia.



## V.2. Cobertura de la demanda urbana de movilidad

En este apartado, se va primero a estudiar la viabilidad de emplear el hidrógeno renovable, generado a partir de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos de la población de una ciudad, para cubrir su demanda de movilidad urbana. En otras palabras, se estudia cubrir el consumo de hidrógeno necesario al funcionamiento de la flota de autobuses urbanos de una población. Como se indica en la metodología, se han elegido dos poblaciones para este estudio: Madrid y Teruel.

Además de evaluar el empleo del hidrógeno renovable, también se va a estudiar la viabilidad técnica del biometano procedente de la misma FORSU, es decir el biometano no convertido en hidrógeno renovable. El estudio usará las mismas ecuaciones que para el estudio técnico del hidrógeno con sólo la necesidad de reemplazar las magnitudes ligadas al hidrógeno con las correspondientes para el biometano. Se lleva a cabo este estudio paralelo porque el metano es un combustible muy utilizado en las flotas de autobuses urbanos. Por ejemplo, los autobuses funcionando con gas natural comprimido (es decir metano) representan el 75% de la flota actual de EMT Madrid [69]. El biometano podría así usarse sin casi ninguna inversión adicional al tener ya los autobuses adecuados.

Tras haber definido si es técnicamente viable cubrir las necesidades en hidrógeno de los autobuses urbanos (si fuesen todos autobuses con pila de combustible), se analiza la viabilidad económica del uso de hidrógeno renovable, verde o dorado. Para ello, se compara su coste por kilómetro con dos alternativas: el gas natural y el biometano procedente de la FORSU.

Al final, se hace un balance medioambiental de la solución planteada en términos de la tasa de emisiones por kilómetro de gases de efecto invernadero (GEI). Nuevamente, se comparan las diversas alternativas tecnológicas.

### V.1.1 Estudio de viabilidad técnica

En este estudio de viabilidad técnica, se va a analizar primero la cantidad de hidrógeno renovable, y de biometano, disponible (la producción). Y, en una segunda etapa, se determina la factibilidad de cubrir toda la demanda de la flota de autobuses de las dos ciudades en hidrógeno y en biometano.

Mientras que la demanda de hidrógeno o biometano depende de la distancia total recorrida, la producción sólo depende del tamaño de la población, por lo que **la producción es un parámetro fijo del estudio**. La producción de hidrógeno renovable (verde o dorado), y la producción correspondiente de biometano, se recogen en la Tabla 32.

Tabla 32. Producción de hidrógeno renovable y de biometano de Madrid y Teruel. Elaboración propia.

	Madrid (2019 <sup>66</sup> )	Teruel (2021)
Población (INE) [pax]	3.266.126	35.994
Producción de biometano [GWh/año]	742,31	8,18
Producción de hidrógeno [kg/año]	13.064.504	143.976

<sup>66</sup> Se estudia 2019 para poder evaluar la viabilidad técnica de emplear el hidrógeno para cubrir la demanda de movilidad urbana en un año no impactado por un confinamiento. En el caso de Madrid, los últimos datos disponibles de un año tipo son los de 2019.

Al conocer la cantidad disponible de hidrógeno renovable, se determina la demanda de hidrógeno (o biometano) de las dos flotas de autobuses urbanos. La cobertura de las necesidades de las dos flotas de autobuses urbanos se recoge en la Tabla 33.

Tabla 33. Cobertura de las necesidades de hidrógeno renovable y de biometano de Madrid y Teruel. Elaboración propia.

	Madrid	Teruel
Cobertura de las necesidades en biometano	72,56%	198,41%
Cobertura de las necesidades en hidrógeno	107,21%	293,15%

**Se puede concluir que el hidrógeno renovable procedente de la FORSU de una población es capaz de cubrir toda la demanda de hidrógeno de los autobuses de esta.** Además, es posible para una ciudad de población importante y con una red de autobuses urbanos densa (Madrid) como para una ciudad de pequeño tamaño y una red de autobuses urbanos menos densa (Teruel).

Al contrario, **no es el caso para el biometano procedente de la FORSU que no consigue cubrir toda la demanda de una ciudad como Madrid.** Esta diferencia se debe al rendimiento de los motores térmico y eléctrico/pila de combustible. En efecto, el motor térmico no supera el 20% cuando el eléctrico junto con la pila de combustible consigue un rendimiento del 50%.

#### V.1.2 Estudio de viabilidad económica

En este apartado, se lleva a cabo una comparativa de los costes por kilómetro de varios combustibles. De la misma manera que para el estudio de la demanda de climatización, se va a comparar el hidrógeno renovable (verde o dorado) con el hidrógeno fósil (gris o azul). También, se compara con el combustible de referencia, el gas natural, para el cual se plantean dos escenarios de precios (moderados y altos) que son los mismos que para el estudio de climatización. Estos dos escenarios también se plantean para el hidrógeno fósil. Además del gas natural, se estudia la viabilidad económica del biometano procedente de la FORSU que sí es viable técnicamente para Teruel.

**Por su producción a escala industrial independiente del tamaño de población, el hidrógeno fósil presentará el mismo coste en Madrid que en Teruel.** Será la misma situación para el gas natural. Al contrario, **los costes del hidrógeno renovable y del biometano procedentes de la FORSU dependerán del tamaño de las dos ciudades.** En el caso de Madrid, se plantea que existirán varias plantas de tratamiento de residuos de una producción equivalente a una población de 500.000 habitantes. En el caso de Teruel, el coste se basará en una producción equivalente a una población de 36.000 habitantes. Los costes por kilómetro obtenidos se recogen en la Tabla 34.

A la vista de los resultados, se puede concluir que **el biometano no es competitivo aún más en una pequeña ciudad como Teruel. Su falta de competitividad no se debe al precio del biometano (que es más barato que el hidrógeno renovable) pero al bajo rendimiento del motor térmico del autobús de biometano comprimido.** En efecto, necesita consumir más energía para recorrer la misma distancia que el motor eléctrico.

En cuanto al hidrógeno renovable, el hidrógeno dorado es económico incluso frente al gas natural o al hidrógeno fósil (gris o azul) si se consiguen economías de escala como es el caso de Madrid. Además,

de ser competitivo si se aprovechan economías de escala, **el hidrógeno renovable tiene la ventaja de no depender de los precios mundiales del gas natural que sufren de una gran volatilidad.**

Tabla 34. Costes kilométricos de los combustibles para Madrid y Teruel. Elaboración propia.

Coste kilométrico [€/100km]	Madrid	Teruel
Hidrógeno verde	41,40	51,84
Hidrógeno dorado	21,72	37,15
Hidrógeno gris – Precios moderados	20,99	
Hidrógeno gris – Precios altos	61,93	
Hidrógeno azul – Precios moderados	24,31	
Hidrógeno azul – Precios altos	65,26	
Gas natural – Precios moderados	22,69	
Gas natural – Precios altos	81,68	
Biometano	38,30	50,62

### V.1.3 Balance medioambiental

En cuanto al balance medioambiental, cabe destacar la gran diferencia entre el autobús con pila de combustible y el autobús de gas comprimido. El primero no emite ningún contaminante en su funcionamiento. Además, tiene la ventaja de centralizar la captura de sus emisiones indirectas, es decir el dióxido de carbono generado en la planta de reformado del metano. En el caso del segundo, se distingue el biometano del gas natural.

Como el biometano se considera biogénico, las emisiones procedentes de su combustión en el autobús se consideran como nulas del punto de vista de la atmósfera. Al contrario, las emisiones procedentes de la combustión del gas natural sí se toman en cuenta en el balance medioambiental.

**Las emisiones ligadas al uso de gas natural, el caso de referencia, valen 83,50 kg<sub>CO2eq</sub>/100km.** Mientras que todas las alternativas, presentan reducciones de emisiones, salvo el hidrógeno gris cuyas emisiones evitadas son negativas por ser más contaminante que la combustión del gas natural. La Tabla 35 recoge las emisiones evitadas de todas las alternativas al gas natural.

Tabla 35. Emisiones evitadas por cada kilómetro según el combustible empleado. Elaboración propia.

Combustible	Emisiones evitadas [kg <sub>CO2</sub> /100km]
Hidrógeno verde	83,50
Hidrógeno dorado	187,54
Hidrógeno gris	-21,74
Hidrógeno azul	71,98
Gas natural	0
Biometano	83,50

En conclusión, **todas las soluciones basadas en hidrógeno renovable procedente de la FORSU permiten cubrir toda la demanda de la flota de autobuses urbanos, además de ser más eficiente en la reducción de emisiones que el biometano procedente de la misma FORSU.** Se podría considerar el hidrógeno azul como una solución de transición para permitir la transición progresiva de la flota de autobuses a la tecnología de la pila de combustible. Durante esta transición, el resto de la flota que aún no ha sido cambiada podría funcionar con el biometano procedente de la FORSU. Al haber completado el cambio de tecnología, sólo haría falta cambiar la materia prima de la planta de SMR del gas natural al biometano, incluso se podría considerar hacerlo progresivamente inyectando el biometano no consumido.

## VI. Discusión y Conclusiones

---

Este estudio de viabilidad técnico-económico del hidrógeno renovable procedente de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (FORSU) de una población permite concluir que **seguir un enfoque de economía circular estricta, es decir, que una persona consume el hidrógeno procedente de la fracción orgánica de sus propios residuos sólidos urbanos, no es viable para cubrir la demanda de climatización de esta población**. En efecto, no permite cubrir más que la demanda de climatización de una vivienda de calificación energética A, es decir la más eficiente posible, lo que corresponde a una pequeña minoría de viviendas españolas.

A partir de esta conclusión negativa, **se abre una oportunidad de investigación con el estudio de la cobertura de la demanda de climatización y ACS de un barrio de vivienda social aprovechando la generación de hidrógeno renovable de la población entera**. Por ejemplo, en lugar de cubrir la demanda de climatización de un barrio de 50.000 habitantes con el hidrógeno procedente de la FORSU de una población de 50.000 habitantes, se puede plantear utilizar el hidrógeno generado por una población de 500.000 habitantes para el uso de un barrio de 50.000 habitantes en vivienda social. De tal manera, la cantidad de hidrógeno renovable disponible por habitante se multiplica por 10. **Esta solución sería una forma de subvención a la energía para los hogares más vulnerables**. Además, permitiría proteger estos hogares con un suministro estable y no dependiente de los precios en los mercados internacionales, por lo que se les protegería de una nueva crisis de la energía procedente de un evento geopolítico a unos millares de kilómetros de su vivienda.

En cuanto a la movilidad urbana, en forma de autobuses urbanos, **este trabajo ha demostrado la viabilidad técnica y económica de emplear el hidrógeno renovable procedente de la FORSU de una población, de cualquier tamaño, para su flota de autobuses urbanos**. Además, **se puede concluir que es más rentable y eficiente convertir la FORSU en hidrógeno renovable que quedarse a la etapa intermediaria del biometano**. Se puede hacer hincapié en la cantidad importante de hidrógeno que queda después de cubrir la demanda de movilidad urbana para una pequeña población como Teruel. Este “capital” disponible podría usarse para combatir la despoblación y empujar el desarrollo de las pequeñas ciudades de la España vaciada. Una política pública posible sería subvencionar la instalación de industrias termointensivas, como la industria cerámica, ofreciéndoles el hidrógeno a un precio fijado o incluso gratuitamente. Lo que, en su vez, creará empleos fijando población joven en estas regiones.

Sin embargo, **para que la producción de hidrógeno renovable a partir de la FORSU salga rentable, es necesario conseguir economías de escala**. Algo difícil en poblaciones pequeñas como Teruel si se plantea sólo trabajar con la fracción orgánica de sus residuos sólidos urbanos. Por tanto, es necesario plantearse sumar varias fuentes orgánicas que puedan aprovecharse en la digestión anaerobia. Por tanto, **se abre una oportunidad de investigación para estudiar el aprovechamiento de todas las formas de residuos urbanos orgánicos como son las aguas residuales, los vertederos o los residuos de la industria agroalimentaria (por ejemplo, los mataderos)**. Tal estudio permitiría apoyar una política de desarrollo del territorio con un enfoque holístico.

Últimamente, **este trabajo demuestra el interés de una política pública que haría posible el concepto de hidrógeno dorado**, es decir subvencionar el hidrógeno renovable procedente de la FORSU al considerar sus emisiones capturadas de dióxido de carbono negativas por ser biogénicas. Este enfoque tendría sentido como medio de subvención, y también a un nivel más fundamental, por considerar necesario evitar cualquiera emisión, ya sea antropogénica o biogénica.

## VII. Bibliografía

---

- [1] Comisión Europea. (2020). *Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions on an EU strategy to reduce methane emissions*. (). Bruselas: [https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/eu\\_methane\\_strategy.pdf](https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/eu_methane_strategy.pdf)
- [2] De Miguel, R., & Planelles, M. (2021, Nov 2,). 103 países se comprometen a reducir esta década un 30% sus emisiones de metano, el gas responsable del 25% del calentamiento. *El País* <https://elpais.com/clima-y-medio-ambiente/2021-11-02/la-cumbre-de-glasgow-acoge-un-pacto-internacional-contra-el-metano-el-gas-responsable-del-25-del-calentamiento-global.html?rel=mas>
- [3] Comisión Europea. (2020). *State of the Union: Commission raises climate ambition and proposes 55% cut in emissions by 2030*. [https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip\\_20\\_1599](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/en/ip_20_1599)
- [4] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITERD). (2020). *Hoja de ruta del hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable*. (). Madrid: <https://www.miteco.gob.es/es/ministerio/hoja-de-ruta-del-hidrogeno-renovable.aspx>
- [5] Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, (MITERD). (2021). *Hoja de Ruta del Biogás*. (). Madrid: [https://energia.gob.es/es-es/Novedades/Documents/00HR\\_Biogas\\_V6.pdf](https://energia.gob.es/es-es/Novedades/Documents/00HR_Biogas_V6.pdf)
- [6] EEA. (2021). *EEA greenhouse gases - data viewer*. <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/data-viewers/greenhouse-gases-viewer>
- [7] Comisión Europea. (2022). *REPowerEU: Acción conjunta para una energía más asequible, segura y sostenible*. (). Estrasburgo: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=COM%3A2022%3A108%3AFIN>
- [8] International Energy Agency, (.Spain. *Final consumption (2019)*. <https://www.iea.org/sankey/#?c=Spain&s=Final%20consumption>
- [9] IDAE. *Consumo por usos del sector residencial*. <https://informesweb.idae.es/consumo-usos-residencial/informe.php>
- [10] Artigas, J., Rodrigo, M., Pascual, A., Ruiz, B., Gómez, P., Flotats, X., & Fernández, B. (2011). *Situación y potencial de generación de biogás. Estudio Técnico PER 2011-2020*. (). Madrid:
- [11] Thrän, D., Billig, E., Persson, T., Svensson, T., Daniel-Gromke, J., Ponitka, J., Seiffert, M., Baldwin, J., Kranzl, L., Schipfer, F., Matzenberger, J., Devriendt, N., Dumont, M., Dahl, J., & Bochmann, G. (2014). *Biomethane - status and factors affecting market development and trade. IEA Task 40 and Task 37 Joint Study. September 2014*. ().
- [12] EurObserv'ER. (2020). *Biogas Barometer 2020*. (). <https://www.eurobserv-er.org/category/all-biogas-barometers/>
- [13] IEA. (2020). *Outlook for biogas and biomethane. Prospects for organic growth*. (). <https://www.iea.org/reports/outlook-for-biogas-and-biomethane-prospects-for-organic-growth>

[14] FCHO. (2022). *Hydrogen Supply Capacity*. <https://fchobservatory.eu/observatory/technology-and-market/hydrogen-supply-capacity>

[15] IEAGHG. (2017). *Techno - Economic Evaluation of SMR Based Standalone (Merchant) Hydrogen Plant with CCS*. ().  
<http://documents.ieaghg.org/index.php/s/YKm6B7zikUpPgGA?path=%2F2017%2FTechnical%20Reports#pdfviewer>

[16] Soler, V., Linares, J. I., Arenas, E., & Romero, J. C. (2022, Jun 29,). Hydrogen from municipal solid waste as a tool to compensate unavoidable GHG emissions. *XII National Conference on Engineering Thermodynamics*,  
[https://repositorio.comillas.edu/xmlui/bitstream/handle/11531/66977/CNIT\\_11\\_Hydrogen\\_from\\_municipal.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://repositorio.comillas.edu/xmlui/bitstream/handle/11531/66977/CNIT_11_Hydrogen_from_municipal.pdf?sequence=1&isAllowed=y)

[17] Linares Hurtado, J. I. *Apuntes del Tema 4 de Ingeniería Energética. Sistemas de refrigeración y bomba de calor*. ().

[18] Arenas Pinilla, E. M., Barrella, R., Linares Hurtado, J. I., Romero Mora, J. C., Foronda Díez, C., Pesque Castillo, C., & Díez Alzqueta, L. (2019). *Caracterización del comportamiento energético en una muestra de hogares españoles*. (). Madrid:  
<https://repositorio.comillas.edu/xmlui/handle/11531/45014>

[19] Ameztoy Muñoz, M. (2021). *Producción de hidrógeno a partir de reformado de biometano*

[20] Ministerio de Fomento. (2019). *Código Técnico de la Edificación*. (). Madrid:  
<https://www.codigotecnico.org/>

[21] Lazard. (2021). *Lazard's Levelized Cost of Energy Analysis, Version 15.0*.  
<https://www.lazard.com/perspective/levelized-cost-of-energy-levelized-cost-of-storage-and-levelized-cost-of-hydrogen/>

[22] EEA. (2021). *Greenhouse gas emission intensity of electricity generation by country*.  
[https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/daviz/co2-emission-intensity-9/#tab-chart\\_2\\_filters=%7B%22rowFilters%22%3A%7B%22ugeo%22%3A%5B%22Spain%22%5D%7D%3B%22columnFilters%22%3A%7B%7D%7D](https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/daviz/co2-emission-intensity-9/#tab-chart_2_filters=%7B%22rowFilters%22%3A%7B%22ugeo%22%3A%5B%22Spain%22%5D%7D%3B%22columnFilters%22%3A%7B%7D%7D)

[23] INE. (2022). *Cifras oficiales de población resultantes de la revisión del Padrón municipal a 1 de enero*. <https://www.ine.es/jaxiT3/Datos.htm?t=2911>

[24] Mercedes-Benz. (2018). *The Citaro FuelCELL Hybrid*. ().

[25] Muñoz, P., Franceschini, E. A., Levitan, D., Rodriguez, C. R., Humana, T., & Correa Perelmuter, G. (2022). Comparative analysis of cost, emissions and fuel consumption of diesel, natural gas, electric and hydrogen urban buses. *Energy Conversion and Management*, 257, 115412.  
<https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115412>

[26] Feliu Jofre, A., & Flotats Ripoll, X. (2019). *Los gases renovables. Un vector energético emergente*. (). Madrid:

[27] Ministerio de Asuntos Exteriores, Unión Europea y Cooperación. (2021). *Agenda 2030*. <http://www.exteriores.gob.es/Portal/es/PoliticaExteriorCooperacion/Agenda2030/Paginas/Inicio.aspx>

[28] Comisión Europea. (2020). *Evaluación, a escala de la UE, de los planes nacionales de energía y clima. Impulsar la transición ecológica y promover la recuperación económica mediante una planificación integrada en materia de energía y clima*. (). Bruselas: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:52020DC0564&from=EN>

[29] Ministerio de Fomento. (2019). *Documento Básico HE Ahorro de energía*. (). Madrid: <https://www.codigotecnico.org/pdf/Documentos/HE/DBHE.pdf>

[30] Harding, L., Graham-Harrison, E., Roth, A., Sauer, P., Borger, J., & Jones, S. (2022, Feb 24,). Ukraine fighting to stop 'a new iron curtain' after Russian invasion. *The Guardian* <https://www.theguardian.com/world/2022/feb/24/russia-attacks-ukraine-news-vladimir-putin-zelenskiy-russian-invasion>

[31] Hume, N., Wilson, T., & Terazono, E. (2022, Mar 3,). Commodity prices soar to highest level since 2008 over Russia supply fears. *Financial Times* <https://www.ft.com/content/5753f4dd-1e8e-4159-a4e4-d232e4ad50ed>

[32] Parker, J. (2022, Apr 5,). EU targets Russian coal and ships in new sanctions. *BBC News* <https://www.bbc.com/news/world-europe-60993645>

[33] Eurostat. (2020). *Estadísticas sobre vivienda*. [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?oldid=498645#Tipo\\_de\\_vivienda](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?oldid=498645#Tipo_de_vivienda)

[34] EEA. (2019). *Share of transport greenhouse gas emissions*. <https://www.eea.europa.eu/data-and-maps/daviz/share-of-transport-ghg-emissions-2/#tab-dashboard-01>

[35] Reglamento (UE) N°517/2014 del Parlamento Europeo y del Consejo de 16 de abril de 2014 sobre los gases fluorados de efecto invernadero y por el que se deroga el Reglamento (CE) n°842/2006, Reglamento U.S.C. (2014). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A32014R0517&qid=1608306002561>

[36] Repsol. (2021). *Repsol produce por primera vez hidrógeno renovable a partir de biometano*. <https://www.repsol.com/es/sala-prensa/notas-prensa/2021/repsol-produce-por--primera-vez-hidrogeno-renovable-a-partir-de-/index.cshtml>

[37] Cuesta López, J. (2015). *Obtención de biogás a partir de Residuos Sólidos Urbanos para su inyección a Red*

[38] Directiva (UE) 2018/851 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 30 de mayo de 2018, por la que se modifica la Directiva 2008/98/CE sobre los residuos (Texto pertinente a efectos del EEE), Directiva U.S.C. (2018). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32018L0851>

[39] Chacartegui, R., Carvalho, M., Abrahao, R., & Becerra, J. (2015). Analysis of a CHP plant in a municipal solid waste landfill in the South of Spain. *Applied Thermal Engineering*, [http://www.researchgate.net/publication/282401867\\_Analysis\\_of\\_a\\_CHP\\_plant\\_in\\_a\\_municipal\\_solid\\_waste\\_landfill\\_in\\_the\\_South\\_of\\_Spain?enrichid=rgreq-c3214b46-6d7e-4cc9-8593-](http://www.researchgate.net/publication/282401867_Analysis_of_a_CHP_plant_in_a_municipal_solid_waste_landfill_in_the_South_of_Spain?enrichid=rgreq-c3214b46-6d7e-4cc9-8593-)



[c27e35774113&enrichSource=Y292ZXJQYWdlOzI4MjQwMTg2NztBUzoyOTcxMzA2MTU5NTEzNjIAMTQ0Nzg1Mjg2NzY0MQ%3D%3D&el=1 x 2](https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.03.006)

- [40] Scarlat, N., Dallemand, J., & Fahl, F. (2018). Biogas: Developments and perspectives in Europe. *Renewable Energy*, 129, 457-472. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.03.006>
- [41] Real Decreto 646/2020, de 7 de julio, por el que se regula la eliminación de residuos mediante depósito en vertedero. Real Decreto U.S.C. (2020). <https://www.boe.es/buscar/act.php?id=BOE-A-2020-7438>
- [42] Directiva (UE) 2018/850 del Parlamento Europeo y del Consejo de 30 de mayo de 2018 por la que se modifica la Directiva 1999/31/CE relativa al vertido de residuos, (2018). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/?uri=CELEX:32018L0850>
- [43] RETEMA. (2022, Apr 20,). Valdemingómez aumentará en un 80% la inyección de gas renovable a la red. *Retema*, <https://www.retema.es/noticia/valdemingomez-aumentara-en-un-80-la-inyeccion-de-gas-renovable-a-la-red-wlXUD>
- [44] Ayuntamiento de Madrid. (2018). *Historia del Parque Tecnológico de Valdemingómez*. <https://www.madrid.es/portales/munimadrid/es/Inicio/El-Ayuntamiento/Parque-Tecnologico-de-Valdemingomez/Informacion-relativa-al-Parque/Historia-datos-de-interes/Historia-del-Parque-Tecnologico-de-Valdemingomez/?vgnnextfmt=default&vgnnextoid=0464c2aaad275210VgnVCM1000000b205a0aRCRD&vgnnextchannel=004f35f988865210VgnVCM1000000b205a0aRCRD>
- [45] Reina Hernández, J. (2015, Jan.). Los siloxanos en el biogás: origen, efecto y tratamientos. *Industria Química*, , 30-34. <https://gasesrenovables.info/wp-content/uploads/2022/05/Siloxanos-en-el-biogas.pdf>
- [46] Ramón Morante, J., Andreu, T., García, G., Guilera, J., Tarancón, A., & Torrell, M. (2020). *Hidrógeno. Vector energético de una economía descarbonizada*. (). Madrid:
- [47] IEA. (2019). *The Future of Hydrogen*. (). <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>
- [48] *Live Carbon Prices Today*. <https://carboncredits.com/carbon-prices-today/>
- [49] *Porthos CO2 Transport & Storage. Project*. <https://www.porthosco2.nl/en/project/>
- [50] Linares Hurtado, J. I., & Moratilla Soria, B. Y. (2007). *El hidrógeno y la energía*
- [51] Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables (versión refundida), Directiva U.S.C. (2018). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001&from=EN>
- [52] Linares Hurtado, J. I., & Puchades, L. (2022). *Hidrogeno renovable a partir de residuos sólidos urbanos*. <https://www.comillas.edu/noticias-catedra-transicion-energetica/3587-noticia-seminario-sitra>

- [53] IEA. (2021). *Global Hydrogen Review 2021*. ().  
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/5bd46d7b-906a-4429-abda-e9c507a62341/GlobalHydrogenReview2021.pdf>
- [54] Pawelec, G., Muron, M., Bracht, J., Bonnet-Cantalloube, B., Floristean, A., & Brahy, N. (2020). *Clean Hydrogen Monitor 2020*. (). Bruselas: <https://hydrogeneurope.eu/reports/>
- [55] Fisher Controls International, L., & Emerson Process Management. *Manuals & Guides: Chemical Sourcebook Chapter 1 and 2: Ethylene Production Polysilicone Production | Fisher*. ().  
<https://www.emerson.com/documents/automation/manuals-guides-chemical-sourcebook-chapter-1-2-ethylene-production-polysilicone-production-fisher-en-138242.pdf>
- [56] The Editors of the Encyclopaedia Britannica. (2020). *Styrene*.  
<https://www.britannica.com/science/styrene>
- [57] ERCO Worldwide. *Chlorate de sodium*. <https://ercoworldwide.com/fr/our-products/products/sodium-chlorate/>
- [58] FCHO. (2022). *Hydrogen Demand*. <https://fchobservatory.eu/observatory/technology-and-market/hydrogen-demand>
- [59] Baxi Heating. (2021). *Baxi Heating provides hydrogen boiler for UK's first 100% Hydrogen Public Showcase*. <https://www.baxiheating.co.uk/news/hydrogen-home>
- [60] The Renewable Energy Hub, U K. (2018). *The Baxi-Ecogen mCHP Boiler*.  
<https://www.renewableenergyhub.co.uk/main/micro-combined-heat-and-power-micro-chp-information/baxi-ecogen-micro-chp-boiler/#:~:text=For%20electricity%20generation%2C%20the%20Baxi%20Ecogen%20uses%20a,to%201kW%20of%20electricity%20at%2050Hz%20a%20phase>
- [61] Reverte Martínez, I., Gómez-Navarro, T., Sánchez-Díaz, C., & Montagud Montalvá, C. (2022). Evaluation of Alternatives for Energy Supply from Fuel Cells in Compact Cities in the Mediterranean Climate; Case Study: City of Valencia. *Energies*, 15(12) <https://doi.org/10.3390/en15124502>
- [62] ECOFYS Germany. (2013). *Appendix to Heat pump implementation scenarios until 2030*. ().  
[https://www.ehpa.org/fileadmin/red/03\\_Media/03.02\\_Studies\\_and\\_reports/Heat\\_Pump\\_Implementation\\_Scenarios\\_part\\_3\\_appendix\\_final\\_20131022.pdf](https://www.ehpa.org/fileadmin/red/03_Media/03.02_Studies_and_reports/Heat_Pump_Implementation_Scenarios_part_3_appendix_final_20131022.pdf)
- [63] Serrat, L., Linares, J. I., Cledera, M. d. M., & Morales, C. Geothermal Heat Pump Driven by CHP Engine Fuelled by WWTP Biomethane to Meet the Energy Demand of a District Heating and Cooling Network. Case Study in Spain. *International Conference on Polygeneration*,
- [64] IDAE, & ATECYR. (2012). *Guía técnica. Diseño de sistemas de intercambio geotérmico de circuito cerrado*. (). Madrid:  
[https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones\\_idae/documentos\\_14\\_guia\\_tecnica\\_diseño\\_de\\_sistemas\\_de\\_intercambio\\_geotermico\\_de\\_circuito\\_cerrado\\_1a7cff37.pdf](https://www.idae.es/sites/default/files/documentos/publicaciones_idae/documentos_14_guia_tecnica_diseño_de_sistemas_de_intercambio_geotermico_de_circuito_cerrado_1a7cff37.pdf)
- [65] Directiva 2009/28/CE relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE, Directiva U.S.C. (2009).  
<https://eur-lex.europa.eu/legal-content/ES/TXT/PDF/?uri=CELEX:32009L0028&from=ES>

- [66] Reglamento delegado (UE) 2022/759 de la Comisión de 14 de diciembre de 2021, (2022). <https://www.boe.es/doue/2022/139/L00001-00012.pdf>
- [67] Hydrogen Europe. (2018). *D4.3 Emerging Conclusions: Master Communication Slides*. (). <https://cordis.europa.eu/project/id/735582/results>
- [68] Stolzenburg, K., Whitehouse, N., & Whitehouse, S. (2020). *Autobuses con pila de combustible: mejores prácticas y enfoques de comercialización*. (). [https://cms.uitp.org/wp/wp-content/uploads/2020/09/ES\\_Knowledge-Brief-Fuel-Cell-Buses.pdf](https://cms.uitp.org/wp/wp-content/uploads/2020/09/ES_Knowledge-Brief-Fuel-Cell-Buses.pdf)
- [69] EMT Madrid. (2021). *Informe de Gestión. Estado de la Información No Financiera 2020*. (). <https://www.emtmadrid.es/Ficheros/Ficheros-portal-transparencia-2021/EMT-Madrid-Informe-Gestion-y-Estado-Informacion.aspx>
- [70] Ayuntamiento de Barcelona. (2021). *Primer bus de hidrógeno de última generación en la flota de TMB*. [https://ajuntament.barcelona.cat/ecologiaurbana/es/noticia/primer-bus-de-hidrogeno-de-ultima-generacion-en-la-flota-de-tmb\\_1132231](https://ajuntament.barcelona.cat/ecologiaurbana/es/noticia/primer-bus-de-hidrogeno-de-ultima-generacion-en-la-flota-de-tmb_1132231)
- [71] Ajuntament de Barcelona. (2022). *El primer bus d'hidrogen ja circula per Barcelona*. [https://www.barcelona.cat/infobarcelona/ca/cerca/el-primer-bus-dhidrogen-ja-circula-per-barcelona\\_1162391.html](https://www.barcelona.cat/infobarcelona/ca/cerca/el-primer-bus-dhidrogen-ja-circula-per-barcelona_1162391.html)
- [72] Ayuntamiento de Barcelona. (2022). *Incorporación de siete buses más de hidrógeno a la línea X1*. [https://www.barcelona.cat/es/noticia/incorporacion-de-siete-buses-mas-de-hidrogeno-a-la-linea-x1\\_1179349](https://www.barcelona.cat/es/noticia/incorporacion-de-siete-buses-mas-de-hidrogeno-a-la-linea-x1_1179349)
- [73] Alsa. (2022). *Toyota y Alsa, de la mano en el impulso de la sociedad del hidrógeno*. <https://www.alsa.es/-/toyota-y-alsa-de-la-mano-en-el-impulso-de-la-sociedad-del-hidrogeno>
- [74] Ministerio de Fomento. (2017). *Código Técnico de la Edificación*. (). <https://www.codigotecnico.org/pdf/Documentos/dispLegislativas/BOE-A-2017-7163.pdf>
- [75] IDAE, IETcc-CSIC, & AICIA. (2015). *Calificación de la Eficiencia Energética de los Edificios*. (). <https://energia.gob.es/desarrollo/EficienciaEnergetica/CertificacionEnergetica/DocumentosReconocidos/normativamodelosutilizacion/20151123-Calificacion-eficiencia-energetica-edificios.pdf>
- [76] Ministerio de Fomento. (2019). *Documento Básico HE Ahorro de energía*. (). Madrid: <https://www.codigotecnico.org/pdf/Documentos/HE/DBHE.pdf>
- [77] Serrat Albano, L. (2021). *Red de distrito basada en bomba de calor geotérmica con motor alternativo alimentado con biometano*. ().
- [78] E4tech (UK) Ltd. (2019). *Study on Value Chain and Manufacturing Competitiveness Analysis for Hydrogen and Fuel Cells Technologies*. (). <https://www.fch.europa.eu/sites/default/files/Findings%20Report%20v4.pdf>
- [79] Office of Energy Efficiency and Renewable Energy. (2021). *Consumer Guide to Geothermal Heat Pumps*. (). Estados Unidos: [https://www.energy.gov/sites/default/files/2021-08/ES-Geothermal%20heat%20pumps\\_080221.pdf](https://www.energy.gov/sites/default/files/2021-08/ES-Geothermal%20heat%20pumps_080221.pdf)

[80] Barrella, R., Priego, I., Linares, J. I., Arenas, E., Romero, J. C., & Centeno, E. (2020). Feasibility Study of a Centralised Electrically Driven Air Source Heat Pump Water Heater to Face Energy Poverty in Block Dwellings in Madrid (Spain). *Energies*, <https://www.iit.comillas.edu/docs/IIT-20-023A.pdf>

[81] Real Decreto-ley 17/2019, de 22 de noviembre, por el que se adoptan medidas urgentes para la necesaria adaptación de parámetros retributivos que afectan al sistema eléctrico y por el que se da respuesta al proceso de cese de actividad de centrales térmicas de generación. , Real Decreto-ley U.S.C. (2019). <https://boe.es/buscar/doc.php?id=BOE-A-2019-16862>

[82] Aura Energía. (2021). *Tarifas luz industria península*. <https://www.aura-energia.com/tarifas-luz-industria-penisula/>

[83] Asesoría laboral, U. (2020). *Días festivos: ¿qué sucede cuando coinciden con los días de descanso semanal?* [https://www.elplural.com/economia/asesoria-laboral-ugt/festivos-que-sucede-coinciden-descanso-semanal\\_232176102](https://www.elplural.com/economia/asesoria-laboral-ugt/festivos-que-sucede-coinciden-descanso-semanal_232176102)

[84] Autocares Urbanos de Teruel, S. L. (2022). *Mapa de las líneas, recorridos y paradas de transporte urbano en la ciudad de Teruel*. <http://urbanosdeteruel.es/mapa-de-las-lineas/>

[85] Gobierno de Aragón. (2022). *Calendario Laboral*. <https://www.aragon.es/-/calendario-laboral>

[86] Departamento de Educación, Cultura y Deporte del Gobierno de Aragón. *Calendario escolar 2021-2022*. <https://educa.aragon.es/calendario-escolar>

[87] Stolzenburg, K., Whitehouse, N., & Whitehouse, S. (2020). *JIVE - Best Practice and Commercialisation Report 2. JIVE 2 - Best Practice Information Bank*. (). <https://www.fuelcellbuses.eu/public-transport-hydrogen/best-practice-report-january-2020#>

[88] Eudy, L., Post, M., & Jeffers, M. (2017). *Zero Emission Bay Area (ZEB) Fuel Cell Bus Demonstration Results: Sixth Report*

[89] Spendelov, J., & Papageorgopoulos, D. (2012). *Fuel Cell Bus Targets*. (). [https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/12012\\_fuel\\_cell\\_bus\\_targets.pdf](https://www.hydrogen.energy.gov/pdfs/12012_fuel_cell_bus_targets.pdf)

[90] Lipman, T. E. (2004). *What will power the hydrogen economy? Present and future sources of hydrogen energy*. (). Davis, CA: Institute of Transportation Studies.

[91] Comisión Europea. *Revision for phase 4 (2021-2030)*. [https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/revision-phase-4-2021-2030\\_en](https://ec.europa.eu/clima/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/revision-phase-4-2021-2030_en)

[92] IEA. *Spain. Balance (2019)*. <https://www.iea.org/sankey/#?c=Spain&s=Balance>

[93] Forster, P., Ramaswamy, V., Artaxo, P., Bernsten, T., Betts, R., W. Fahey, D., Haywood, J., Lean, J., C. Lowe, D., Myhre, G., Nganga, J., Prinn, R., Raga, G., Schulz, M., & Van Dorland, R. (Eds.). (2007). *Changes in Atmospheric Constituents and in Radiative Forcing*. Cambridge University Press.

[94] Pawelec, G., & Fonseca, J. (2022). *Steel from solar energy. A techno-economic assessment of green steel manufacturing*. ().

[95] Boursorama. (2022). *Convertisseur Dollar/Euro (USD/Euro)*.

<https://www.boursorama.com/bourse/devises/convertisseur-devises/dollar-euro>

[96] Official Data Foundation. (2022). <https://www.in2013dollars.com/us/inflation/2015?amount=1>

[97] EurObserv'ER. (2010). *Biogas Barometer 2010*. (). <https://www.eurobserv-er.org/category/all-biogas-barometers/>

[98] EurObserv'ER. (2012). *Biogas Barometer 2012*. (). <https://www.eurobserv-er.org/category/all-biogas-barometers/>

[99] EurObserv'ER. (2017). *Biogas Barometer 2014*. (). <https://www.eurobserv-er.org/category/all-biogas-barometers/>

[100] EurObserv'ER. (2017). *Biogas Barometer 2017*. (). <https://www.eurobserv-er.org/category/all-biogas-barometers/>

## ANEXO I. Alineación con los Objetivos de Desarrollo Sostenible

---

### A.1. Objetivo de Desarrollo Sostenible principal: ODS 11

El principal Objetivo de Desarrollo Sostenible (ODS) con el cual está alineado este trabajo es el **ODS 11 – Ciudades y comunidades sostenibles**. Más concretamente, permite lograr la meta 11.6 que es: reducir para 2030 el impacto medioambiental negativo por habitante de las ciudades, prestando una atención particular a la calidad del aire y la gestión de residuos, incluso los municipales.

Al resultar viable técnica y económicamente la cobertura de la demanda de movilidad urbana con hidrógeno renovable, esta solución permite avanzar en la economía circular, de modo que los residuos se valorizan abasteciendo los autobuses urbanos. Por tanto, se incentivaría aumentar la tasa de recogida y tratamiento de residuos municipales en instalaciones controladas y seguras.

Al usar el hidrógeno renovable, se mejoraría la calidad del aire del municipio, dado que los vehículos con pila de combustible alimentados con hidrógeno renovable no emiten contaminantes. **Las emisiones evitadas podrían llegar hasta 187,54 kg<sub>CO2eq</sub>/100km. Lo que equivale a 58,31 kg<sub>CO2eq</sub>/pax - año de emisiones evitadas en Madrid y 21,33 kg<sub>CO2eq</sub>/pax-año en Teruel.**

### A.2. Objetivos de Desarrollo Sostenible secundarios: ODS 7, 12 y 13

Dentro de los ODS de la **dimensión social**, este trabajo se alinea con el **ODS 7 – Energía asequible y no contaminante**. Permite lograr dos metas, la 7.2 y la 7.3.

La meta 7.2 es: “incrementar sustancialmente para 2030 la cuota de energía renovable en el mix energético global”. Se podría conseguir al reemplazar, por ejemplo, calderas de gas natural con bombas de calor funcionando a partir de hidrógeno renovable, y eventualmente a partir de electricidad fotovoltaica, para proporcionar climatización a las viviendas. **Esto permitiría reemplazar hasta el 89,10% del consumo de gas natural en el sector residencial español, es decir en torno a 3,08 Mtep para 2019 [9]**. Así, se estarían sustituyendo energías fósiles por renovables.

La meta 7.3 es: “doblar la tasa global de mejoramiento de la eficiencia energética para 2030”. Esta meta se mide en términos de intensidad energética, es decir de consumo de energía primaria para cada unidad de PIB. Al ser un trabajo basado en el concepto de economía circular, se reducen las pérdidas energéticas que representan los residuos orgánicos. Por tanto, se aprovecha mejor la energía renovable de la materia orgánica lo que reduce la intensidad energética. Además, **el estudio de viabilidad técnico-económico de la cobertura de la demanda de climatización urbana demuestra que hace falta mejorar la calificación energética de las viviendas españolas, mejorando su aislamiento térmico**, para poder explotar plenamente el potencial de economía circular que representa la producción de hidrógeno renovable a partir de la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos (FORSU).

En la **dimensión económica**, este trabajo se alinea con el **ODS 12 – Producción y consumo responsables**. Permite lograr dos metas, la 12.2 y la 12.5.

La meta 12.2 es: “conseguir para 2030 la gestión sostenible y eficiente de los recursos naturales”. Al aprovechar los residuos urbanos, se reduciría la necesidad de consumir otros recursos naturales energéticos para climatizar las viviendas o proporcionar combustible para los transportes públicos.

Como es el caso del gas natural, del cual se consumieron 3,08 Mtep en la climatización y preparación del ACS en el sector residencial español en 2019 [9].

La meta 12.5 es: “reducir sustancialmente para 2030 la generación de residuos mediante la prevención, reducción, reutilización y el reciclaje”. Aquí, se trata de reciclar los residuos orgánicos. Por tanto, este trabajo se alinea con esta meta.

Al fin, entre los ODS de la **dimensión de la biosfera**, este trabajo se alinea con el **ODS 13 – Acción por el clima**. Permite lograr la meta 13.2 que es: “integrar medidas de lucha contra el cambio climático en las políticas, estrategias y planificación nacionales”. Abastecer los transportes públicos, o la demanda de climatización de barrios de vivienda social, con hidrógeno renovable permitiría reducir las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de los motores de combustión interna, o de aparatos de climatización, y de la descomposición de los residuos orgánicos (que genera metano).

Este estudio ha demostrado la viabilidad técnica y económica de políticas de transición energética como es la renovación de la flota de autobuses urbanos públicos, entre otras. En efecto, al emplear hidrógeno renovable para cubrir la demanda de climatización **se podría evitar, en el mejor de los casos<sup>67</sup>, hasta 2.719 toneladas de CO<sub>2</sub> cada año para un barrio de 50.000 habitantes**. En cuanto a la movilidad urbana, **se podría evitar un total de hasta 190,5 Mt<sub>CO<sub>2</sub>eq</sub>/año en Madrid, y 767,6 t<sub>CO<sub>2</sub>eq</sub>/año en Teruel**, si se reemplazara todos sus autobuses urbanos con autobuses eléctricos con pila de combustible abastecidos con hidrógeno renovable procedente de la FORSU. Por lo tanto, este estudio justifica y motiva la inclusión e implementación de medidas de lucha contra el cambio climático en políticas nacionales y locales de transición energética.

---

<sup>67</sup> Sistema de climatización con pila de combustible SOFC basado en hidrógeno dorado en la zona climática E1 (Burgos) para una vivienda de tipo bloque de calificación energética A.

## ANEXO II. Tablas de referencia para el modelo de demanda de climatización y de agua caliente sanitaria

---

### Índice de las tablas de referencia

Tabla 36. Determinación de la zona climática de una localidad a partir de la capital de provincia y la altitud (metros). Adaptado de DB-HE 20191220 [20].....	169
Tabla 37. Determinación de la zona climática de una localidad a partir de la capital de provincia y la altitud (metros) (continuación). Adaptado de DB-HE 20191220 [75].....	170
Tabla 38. Dispersiones de las demandas energéticas de referencia para edificios de nueva construcción (coeficientes R). Adaptado de Arenas Pinilla, E.M. et al. (2019) [65].....	171
Tabla 39. Dispersiones de las demandas energéticas de referencia para edificios existentes (coeficientes R'). Adaptado de Arenas Pinilla, E.M. et al. (2019) [65].....	171
Tabla 40. Índices de calificación energética (coeficientes $C_1$ y $C_2$ ). Adaptado de Arenas Pinilla, E.M. et al. (2019) [65].....	171
Tabla 41. Temperatura del agua de red en España [°C]. Adaptado de Arenas Pinilla, E.M. et al. (2019) [65].....	172



Tabla 36. Determinación de la zona climática de una localidad a partir de la capital de provincia y la altitud (metros). Adaptado de DB-HE 20191220 [20]

Capital	Provincia	Altitud capital	ZC Capital	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550	600	650	700	750	800	850	900	950	1000	1050	1100	1150	1200	1250	1300	1350
Albacete	Albacete	681,00	D3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1
Alicante/Alacant	ALICANTE/ALACANT	5,00	B4	B4	B4	B4	B4	B4	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3
Almería	Almería	16,00	A4	A4	A4	B4	B4	B4	B3	B3	B3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3
Ávila	Ávila	1131,00	E1	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D1	D1	D1	D1	D1	D1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1
Badajoz	Badajoz	182,00	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3
Barcelona	Barcelona	13,00	C2	C2	C2	C2	C2	C2	D2	D2	D2	D2	D1	D1	D1	D1	D1	D1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1
Bilbao	Bizkaia	6,00	C1	C1	C1	C1	C1	C1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1
Burgos	Burgos	859,00	E1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1
Cáceres	Cáceres	457,00	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	E1	E1	E1	E1	E1	E1
Cádiz	Cádiz	13,00	A3	A3	A3	A3	B3	B3	B3	B3	B3	B3	C3	C3	C3	C2	C2	C2	C2	C2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2
Castellón de la Plana/Castelló de la	Castellón/Castelló	27,00	B3	B3	B3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	D3	D3	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1
Ceuta	Ceuta	27,00	B3	B3	B3	B3	B3	B3	B3	B3	B3	B3	B3	B3	B3	B3	B3	B3	B3	B3	B3	B3	B3	B3	B3	B3	B3	B3	B3	B3
Ciudad Real	Ciudad Real	625,00	D3	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3
Córdoba	Córdoba	106,00	B4	B4	B4	B4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3
Coruña, A	Coruña, A	7,00	C1	C1	C1	C1	C1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1
Cuenca	Cuenca	997,00	D2	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D2	D2	D2	D2	D2	E1	E1	E1	E1	E1	E1
Donostia/San Sebastián	Gipuzkoa	7,00	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1
Girona	Girona	69,00	C2	C2	C2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1
Granada	Granada	684,00	C3	A4	B4	B4	B4	B4	B4	B4	C4	C4	C4	C4	C3	C3	C3	C3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3
Guadalajara	Guadalajara	685,00	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D2	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1
Huelva	Huelva	24,00	A4	A4	B4	B4	B3	B3	B3	B3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3
Huesca	Huesca	483,00	D2	C3	C3	C3	C3	D3	D3	D3	D3	D2	D2	D2	D2	D2	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1
Jaén	Jaén	570,00	C4	B4	B4	B4	B4	B4	B4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	E1	E1
León	León	837,00	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1
Lleida	Lleida	167,00	D3	C3	C3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1
Logroño	Rioja, La	384,00	D2	C2	C2	C2	C2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1
Lugo	Lugo	462,00	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1
Madrid	Madrid	657,00	D3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D2	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1
Málaga	Málaga	8,00	A3	A3	A3	B3	B3	B3	B3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3
Melilla	Melilla	30,00	A3	A3	A3	A3	A3	A3	A3	A3	A3	A3	A3	A3	A3	A3	A3	A3	A3	A3	A3	A3	A3	A3	A3	A3	A3	A3	A3	A3
Murcia	Murcia	42,00	B3	B3	B3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3

Tabla 37. Determinación de la zona climática de una localidad a partir de la capital de provincia y la altitud (metros) (continuación). Adaptado de DB-HE 20191220 [75]

Capital	Provincia	Altitud Capital	ZC Capital	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500	550	600	650	700	750	800	850	900	950	1000	1050	1100	1150	1200	1250	1300	1350	
Ourense	Ourense	135,00	C3	C3	C3	C3	c2	c2	c2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1
Oviedo	Asturias	231,00	D1	C1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1
Palencia	Palencia	734,00	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1
Palma	Baleares, Illes	24,00	B3	B3	B3	B3	B3	B3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3
Palmas de Gran Canaria, Las	Palmas, Las	6,00	a3c	a3c	a3c	a3c	a3c	a3c	a3c	a3c	A2c	A2c	A2c	A2c	A2c	A2c	A2c	A2c	B2c	B2c	B2c	B2c	B2c	B2c	C2C	C2C	C2C	C2C	C2C	C2C	C2C
Pamplona/Iruña	Navarra	450,00	D1	C2	C2	D2	D2	D2	D2	D2	D1	D1	D1	D1	D1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1
Pontevedra	Pontevedra	20,00	C1	C1	C1	C1	C1	C1	C1	C1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1
Salamanca	Salamanca	798,00	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1
Santa Cruz de Tenerife	Santa Cruz de Tenerife	1,00	a3c	a3c	a3c	a3c	a3c	a3c	a3c	a3c	A2c	A2c	A2c	A2c	A2c	A2c	A2c	A2c	B2c	B2c	B2c	B2c	B2c	B2c	C2C	C2C	C2C	C2C	C2C	C2C	C2C
SAntAnder	Cantabria	6,00	C1	C1	C1	C1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1
Segovia	Segovia	1002,00	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	E1	E1	E1	E1
Sevilla	Sevilla	11,00	B4	B4	B4	B4	B4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C4
Soria	Soria	1061,00	E1	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1
Tarragona	Tarragona	69,00	B3	B3	B3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3
Teruel	Teruel	915,00	D2	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	c2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1
Toledo	Toledo	512,00	D3	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	C4	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3
Valencia	Valencia/Valencia	16,00	B3	B3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	C3	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1
Valladolid	Valladolid	690,00	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1
Vitoria-Gasteiz	Araba/Álava	539,00	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	D1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1
Zamora	Zamora	649,00	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	D2	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1
Zaragoza	Zaragoza	208,00	D3	C3	C3	C3	C3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	D3	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1	E1

Tabla 38. Dispersiones de las demandas energéticas de referencia para edificios de nueva construcción (coeficientes R). Adaptado de Arenas Pinilla, E.M. et al. (2019) [65]

Zona climática	Bloque	Unifamiliar
<b>Invierno</b>		
$\alpha$	-	-
A	1,7	1,7
B	1,7	1,6
C	1,7	1,5
D	1,7	1,5
E	1,7	1,4
<b>Verano</b>		
1	-	-
2	1,6	1,5
3	1,5	1,4
4	1,5	1,4

Tabla 39. Dispersiones de las demandas energéticas de referencia para edificios existentes (coeficientes R'). Adaptado de Arenas Pinilla, E.M. et al. (2019) [65]

Zona climática	Bloque	Unifamiliar
<b>Invierno</b>		
$\alpha$	-	-
A	1,1	1,4
B	1,1	1,3
C	1,1	1,2
D	1,1	1,2
E	1,1	1,2
<b>Verano</b>		
1	-	-
2	1,3	1,3
3	1,3	1,3
4	1,3	1,3

Tabla 40. Índices de calificación energética (coeficientes  $C_1$  y  $C_2$ ). Adaptado de Arenas Pinilla, E.M. et al. (2019) [65]

Calificación e	Intervalo	
A	$C_1 < 0,15$	
B	$0,15 \leq C_1 < 0,50$	
C	$0,50 \leq C_1 < 1,00$	
D	$1,00 \leq C_1 < 1,75$	
E	$C_2 < 1,00$	$1,75 \leq C_1$
F	$1,00 \leq C_2 < 1,50$	$1,75 \leq C_1$
G	$1,50 \leq C_2$	$1,75 \leq C_1$

Tabla 41. Temperatura del agua de red en España [°C]. Adaptado de Arenas Pinilla, E.M. et al. (2019) [65]

Capital	Altitud	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
Albacete	686	7	8	9	11	14	17	19	19	17	13	9	7
Alicante	8	11	12	13	14	16	18	20	20	19	16	13	12
Almería	16	12	12	13	14	16	18	20	21	19	17	14	12
Ávila	1131	6	6	7	9	11	14	17	16	14	11	8	6
Badajoz	186	9	10	11	13	15	18	20	20	18	15	12	9
Barcelona	12	9	10	11	12	14	17	19	19	17	15	12	10
Bilbao	6	9	10	10	11	13	15	17	17	16	14	11	10
Burgos	929	5	6	7	9	11	13	16	16	14	11	7	6
Cáceres	459	9	10	11	12	14	18	21	20	19	15	11	9
Cádiz	14	12	12	13	14	16	18	19	20	19	17	14	12
Castellón	27	10	11	12	13	15	18	19	20	18	16	12	11
Ceuta	40	11	11	12	13	14	16	18	18	17	15	13	12
Ciudad Real	628	7	8	10	11	14	17	20	20	17	13	10	7
Córdoba	106	10	11	12	14	16	19	21	21	19	16	12	10
La Coruña	26	10	10	11	12	13	14	16	16	15	14	12	11
Cuenca	999	6	7	8	10	13	16	18	18	16	12	9	7
San Sebastián	12	9	9	10	11	12	14	16	16	15	14	11	9
Gerona	70	8	9	10	11	14	16	19	18	17	14	10	9
Granada	683	8	9	10	12	14	17	20	19	17	14	11	8
Guadalajara	685	7	8	9	11	14	17	19	19	16	13	9	7
Huelva	30	12	12	13	14	16	18	20	20	19	17	14	12
Huesca	488	7	8	10	11	14	16	19	18	17	13	9	7
Jaén	568	9	10	11	13	16	19	21	21	19	15	12	9
León	838	6	6	8	9	12	14	16	16	15	11	8	6
Lérida	182	7	9	10	12	15	17	20	19	17	14	10	7
Logroño	385	7	8	10	11	13	16	18	18	16	13	10	8
Lugo	454	7	8	9	10	11	13	15	15	14	12	9	8
Madrid	655	8	8	10	12	14	17	20	19	17	13	10	8
Málaga	11	12	12	13	14	16	18	20	20	19	16	14	12
Melilla	15	12	13	13	14	16	18	20	20	19	17	14	13
Murcia	39	11	11	12	13	15	17	19	20	18	16	13	11
Orense	139	8	10	11	12	14	16	18	18	17	13	11	9
Oviedo	232	9	9	10	10	12	14	15	16	15	13	10	9
Palencia	734	6	7	8	10	12	15	17	17	15	12	9	6
P. de Mallorca	15	11	11	12	13	15	18	20	20	19	17	14	12
Las Palmas	13	15	15	16	16	17	18	19	19	19	18	17	16
Pamplona	490	7	8	9	10	12	15	17	17	16	13	9	7

Pontevedra	27	10	11	11	13	14	16	17	17	16	14	12	10
Salamanca	800	6	7	8	10	12	15	17	17	15	12	8	6
SC de Tenerife	5	15	15	16	16	17	18	20	20	20	18	17	16
Santander	11	10	10	11	11	13	15	16	16	16	14	12	10
Segovia	1002	6	7	8	10	12	15	18	18	15	12	8	6
Sevilla	11	11	11	13	14	16	19	21	21	20	16	13	11
Soria	1063	5	6	7	9	11	14	17	16	14	11	8	6
Tarragona	69	10	11	12	14	16	18	20	20	19	16	12	11
Teruel	912	6	7	8	10	12	15	18	17	15	12	8	6
Toledo	629	8	9	11	12	15	18	21	20	18	14	11	8
Valencia	13	10	11	12	13	15	17	19	20	18	16	13	11
Valladolid	698	6	8	9	10	12	15	18	18	16	12	9	7
Vitoria	540	7	7	8	10	12	14	16	16	14	12	8	7
Zamora	649	6	8	9	10	13	16	18	18	16	12	9	7
Zaragoza	199	8	9	10	12	15	17	20	19	17	14	10	8

## **ANEXO III. Tablas de referencia para el estudio técnico del caso de climatización y agua caliente sanitaria**

---

### Índice de las tablas de referencia

Tabla 42. Valor límite de consumo de energía primaria no renovable [kWh/m<sup>2</sup>.año] para uso residencial privado. Adaptado de CTE DB-HE Ahorro de energía (2019) [76].....175

Tabla 43. Valor límite de consumo de energía primaria total [kWh/m<sup>2</sup>.año] para uso residencial privado. Adaptado de CTE DB-HE Ahorro de energía (2019) [69].....175

Tabla 42. Valor límite de consumo de energía primaria no renovable [kWh/m<sup>2</sup>.año] para uso residencial privado. Adaptado de CTE DB-HE Ahorro de energía (2019) [76]

	Zona climática de invierno					
	$\alpha$	A	B	C	D	E
<b>Edificios nuevos y ampliaciones</b>	20	25	28	32	38	43
<b>Cambios de uso a residencial privado y reformas</b>	40	50	55	65	70	80
<i>En territorio extrapeninsular, se multiplican los valores de la tabla por 1,25.</i>						

Tabla 43. Valor límite de consumo de energía primaria total [kWh/m<sup>2</sup>.año] para uso residencial privado. Adaptado de CTE DB-HE Ahorro de energía (2019) [69]

	Zona climática de invierno					
	$\alpha$	A	B	C	D	E
<b>Edificios nuevos y ampliaciones</b>	40	50	56	64	76	86
<b>Cambios de uso a residencial privado y reformas</b>	55	75	80	90	105	115
<i>En territorio extrapeninsular, se multiplican los valores de la tabla por 1,15.</i>						

## ANEXO IV. Zonas climáticas de las capitales de provincia españolas según el CTE DB-HE

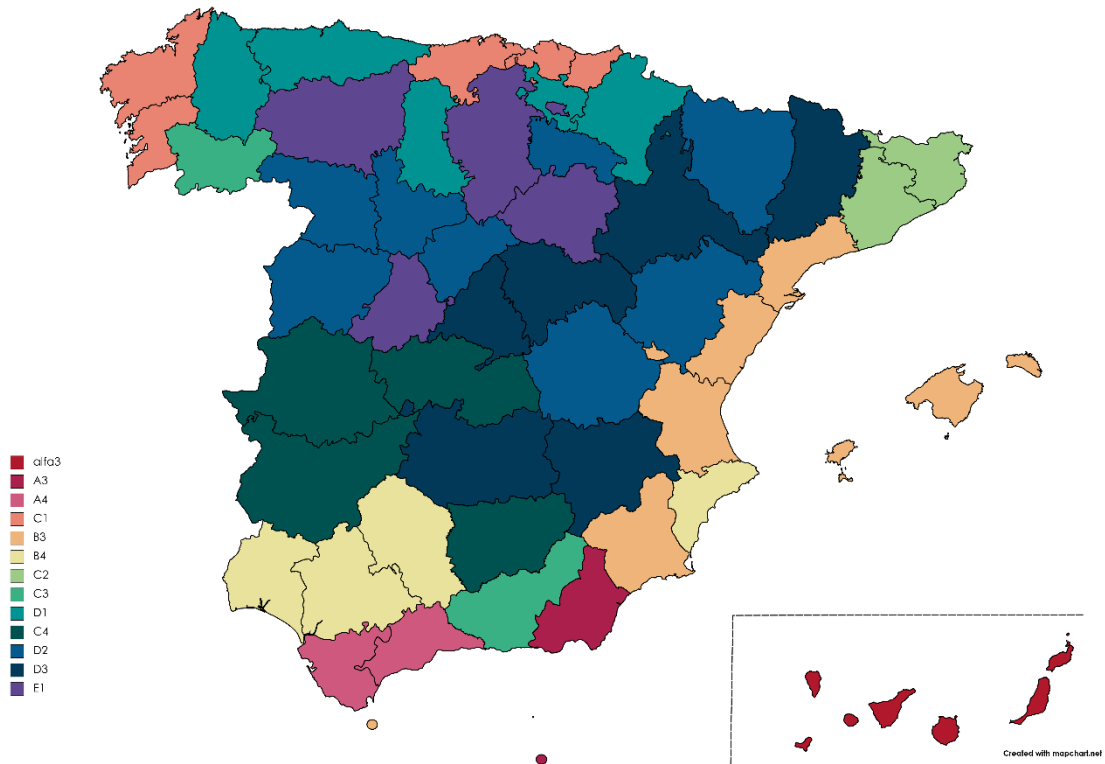


Figura 93. Zonas climáticas de las capitales de provincia españolas según el CTE DB-HE. Adaptado de CTE DB-HE [20].