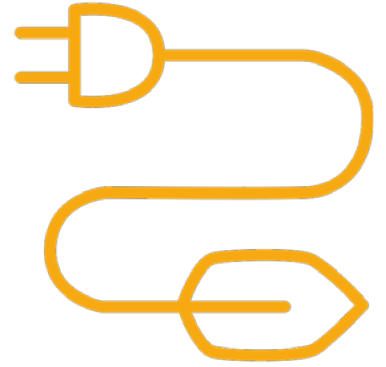


CANARIAS

Por la transición energética

Estrategia canaria del
hidrógeno verde



Estrategia canaria del hidrógeno verde (edición v 1)

Promotor: Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias.

Elaboración: Instituto Tecnológico de Canarias, S.A.

Las Palmas de Gran Canaria, febrero de 2022.

Tabla de Contenidos

1. INDICE	i
2. RESUMEN EJECUTIVO.....	1
3. INTRODUCCIÓN	8
4. EL HIDRÓGENO VERDE COMO MEDIO DE TRANSFORMACIÓN DEL SISTEMA ENERGÉTICO DE CANARIAS	11
5. PROPUESTA DE DESARROLLO DE LA INDUSTRIAL DEL HIDRÓGENO CON FINES ENERGÉTICOS EN CANARIAS.....	21
5.1. Transporte colectivo y pesado por carretera.....	22
5.1.1. Análisis técnico.....	23
5.1.2. Análisis económico.....	27
5.2. Procesos de re-electrificación para dar soporte a redes débiles y/o aisladas.....	29
5.2.1. Análisis técnico.....	30
5.2.2. Análisis económico.....	32
5.3. Hidrógeno como solución de almacenamiento a gran escala	35
5.3.1. Análisis técnico.....	35
5.3.2. Análisis económico.....	40
5.4. Amoníaco como combustible para navegación marítima.....	42
5.4.1. Análisis técnico.....	43
5.4.2. Análisis económico.....	46
5.5. Queroseno como combustible para navegación aérea	49
5.5.1. Análisis técnico.....	50
5.5.2. Análisis económico.....	54
6. ESTRATEGIAS PARA LA MAXIMIZACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES.....	56
7. DIAGNÓSTICO DEL POTENCIAL DEL HIDRÓGENO VERDE EN CANARIAS.....	61
7.1. Descripción general de la metodología.....	61
7.2. Modelización energética	62
7.3. Restricciones técnicas y nomenclatura del modelo	64
7.4. Formulación matemática	67
7.5. Bases de la simulación del sistema eléctrico	73
7.5.1. Demanda eléctrica insularizada	73

7.5.2.	Generación térmica convencional.....	77
7.5.3.	Costes operativos de la generación térmica convencional.....	78
7.5.4.	Servicios complementarios de ajuste del sistema	79
7.5.5.	Generación renovable	81
7.6.	Demanda de hidrógeno.....	87
7.6.1.	Sector del transporte terrestre por carretera	87
7.6.2.	Sector del transporte marítimo.....	93
7.6.3.	Sector del transporte aéreo	100
7.6.4.	Sector eléctrico. Aplicaciones Combined Heat & Power (CHP).....	109
7.6.5.	Sector eléctrico. Almacenamiento energético	113
7.6.6.	Resumen de demanda máxima de hidrógeno por subsectores.....	117
7.7.	Resultados del diagnóstico.....	120
7.7.1.	Tenerife	120
7.7.2.	Gran Canaria.....	129
7.7.3.	Lanzarote.....	140
7.7.4.	Fuerteventura.....	146
7.7.5.	La Palma	154
7.7.6.	La Gomera	159
7.7.7.	El Hierro.....	163
7.8.	Resumen de resultados del diagnóstico.....	167
8.	SITUACIÓN MACROECONÓMICA DEL SECTOR DEL HIDRÓGENO	172
8.1.	Situación del sector	172
8.2.	Estrategia europea y nacional para el fomento de las tecnologías del hidrógeno... ..	174
8.3.	Marco normativo aplicable	178
8.4.	Viabilidad económica de los proyectos de hidrógeno en Canarias.....	183
8.4.1.	Viabilidad económica del sector del transporte terrestre	184
8.4.2.	Viabilidad económica del sector de la re-electrificación	187
9.	HOJA DE RUTA DE LA ESTRATEGIA DEL HIDRÓGENO VERDE	190
9.1.	DAFO.....	190
9.1.1.	Debilidades	190
9.1.2.	Fortalezas	192
9.1.3.	Amenazas	193
9.1.4.	Oportunidades	194

9.2.	OBJETIVOS GENERALES	197
9.3.	PLAN DE ACCIÓN	198
9.2.	COSTES DE IMPLANTACIÓN DEL PLAN DE ACCIÓN	210
10.	CONCLUSIONES.....	213

2. RESUMEN EJECUTIVO

La mayor parte de las medidas que se promueven para la transformación de los sistemas energéticos europeos en el contexto de la descarbonización de la economía se centran en el sector eléctrico. Por lo tanto, debe aprovecharse la alta capacidad existente en Europa para la instalación de generadores renovables, tales como parques eólicos, plantas fotovoltaicas y otras tecnologías que se usan, básicamente, para la generación de energía eléctrica. Sin embargo, los subsectores de la movilidad o el calor no son menos importantes, razón por la que se ha intentado, también, buscar soluciones que incluso pudieran conseguir metas inicialmente no alcanzadas por la energía eléctrica y lograr una transformación real del sector energético. Estas soluciones pasan por el uso de combustibles renovables, definidos como aquellas soluciones de la industria química que permiten la conversión de energía eléctrica, producida mediante generadores renovables, en una forma de combustible que, recibiendo la denominación de “verde”, posibilitará su expansión a otros usos finales de la energía no contemplados en profundidad hasta la fecha. En este sentido el hidrógeno verde (H₂) ya está asumiendo un papel fundamental en el sector energético gracias a su condición de vector energético, que lo hace un firme candidato para usar en multitud de aplicaciones, ya sean estacionarias o móviles.

En un contexto energético en el que la producción eléctrica a partir de energías renovables de carácter gestionable cada vez tendrá más peso, los excedentes de energía podrían destinarse a la producción de hidrógeno mediante el uso de electrolizadores. Este hidrógeno podría consumirse directamente en el sector de la movilidad (vehículos de más de 3.500 kg), podría reconvertirse a energía térmica, re-electrificarse mediante pilas de combustibles o motores y turbinas de gas (por lo cual al sistema se podría considerar como un sistema de almacenamiento e incluso podría proveer servicios complementarios de ajuste al sistema) y, en sus últimas fases, podría ser vital tanto para la descarbonización del sector del transporte marítimo interinsular, usándose para producir amoníaco (NH₃), como para el transporte aéreo interinsular con la producción de queroseno de síntesis. Si a todo lo comentado se suman las aplicaciones de cogeneración (producción de electricidad y calor), el hidrógeno verde posibilita, técnicamente, la integración de las de energías renovables en todos los sectores.

Obviamente, no todas las aplicaciones son igual de económicas o favorables para Canarias. Dependiendo de la viabilidad técnica y económica que tenga una solución tecnológica, se podrá trazar un escenario compuesto por distintas etapas de desarrollo.

La aplicación que, actualmente, se encuentra más próxima a la rentabilidad es la movilidad terrestre. Si bien es cierto que el vehículo eléctrico ya ofrece una solución interesante para vehículos ligeros, en el caso de autobuses o camiones parece no ser la solución más adecuada desde el punto de vista operativo (tiempos de carga, autonomía y tamaños de las baterías). **El precio del hidrógeno estaría comprendido entre los 3,5 y los 7 €/kgH₂, en el caso de que el diésel que sustituya se pagara entre 0,5 – 0,95 €/l.** Es importante tener en cuenta que por la propia estrategia de descarbonización de Canarias, se podría pedir a un precio ligeramente superior al que actualmente se paga por el diésel, ya que no contamina y, posiblemente, las empresas de transporte puedan ser penalizadas por el uso de vehículos no libres de emisiones (por ejemplo, existen zonas de cero emisiones en las que no pueden entrar vehículos

contaminantes). En cualquier caso, la adquisición del vehículo ya supone un sobrecoste ya que, como número orientativo, un autobús/camión de hidrógeno suele costar el doble que uno diésel. Ésta es la razón principal por la que las empresas de transporte suelen solicitar la paridad de costes ya que el coste de descarbonización ya lo afrontan con la compra del vehículo que, por su novedad, es más caro. De una u otra forma, también hay que poner en la balanza los sobrecostes que están suponiendo los derechos de emisión, habiéndose pasado de valores de menos de 25 €/tCO₂ en enero de 2021 hasta los 63 €/tCO₂ en septiembre del mismo año. **Según el estudio realizado, para alcanzar precios de venta de hidrógeno comprendidos entre 3,5 - 7 €/kgH₂, la energía eléctrica suministrada a los electrolizadores debería tener un precio comprendido entre 25-70 €/MWh.** Por ello, se concluye que esta solución tecnológica podría ser viable en el caso de que el combustible sustituido tenga un valor de 0,95 €/litro, pero aún no lo sería si sustituye el diésel a un precio de 0,5 €/litro.

La segunda opción tecnológica más próxima a la rentabilidad económica es la re-electrificación. Los casos que presentan más interés son aquéllos en los que el suministro está totalmente aislado de la red pública y se necesita del uso de grupos diésel para el abastecimiento eléctrico. Estos casos se suelen dar, especialmente, en sitios próximos o dentro de Espacios Naturales Protegidos, siendo ésta una de las razones por la que no se conectan a la red pública. La producción eléctrica de los parques eólicos y plantas fotovoltaicas podría ser almacenada y transportada en forma de hidrógeno, usándolo, cuando sea necesario, en pilas de combustible o en motores/turbinas de gas (disponibles incluso con fabricantes españoles), sin que ello suponga un cambio drástico en la gestión de estos emplazamientos.

La tercera opción sería muy similar a la segunda, dado que también se trata de una re-electrificación, si bien en este caso se destinaría a grandes consumidores que pudieran usar el hidrógeno en aplicaciones estacionarias, incluso existiendo una red eléctrica pública a la que pudiera conectarse. Naturalmente, interesan principalmente consumidores que tengan demandas eléctricas y de calor a baja o media temperatura (inferior a 90 °C). Los estudios realizados en esta estrategia demuestran que **si la pila de combustible sólo se usa para proveer energía eléctrica, el precio de venta del hidrógeno estaría entre 1,2 – 1,3 €/kgH₂. Sin embargo, si también se utiliza para calor, adquiriría mayor valor situándose entre 2,6 – 2,9 €/kgH₂, precio semejante al que se obtendría para funciones sólo de re-electrificación en emplazamientos aislados. Para conseguir estos precios del hidrógeno no se debería superar los 10 - 20 €/MWh en la generación de la electricidad con la que se abastece el electrolizador.** Esta situación se da como consecuencia del precio actual de la electricidad en el mercado eléctrico, en el que los grandes consumidores pueden comprar la electricidad a 70 €/MWh, aun cuando generarla cuesta entre 120 - 150 €/MWh (según el sistema eléctrico). En cualquier caso, con el encarecimiento de los precios de la electricidad producidos desde mediados del año 2021, ha mejorado la situación económica desde la perspectiva de la integración de este tipo de tecnologías, ya que las mismas cifras de paridad respecto a la forma de energía que sustituye se alcanza con un precio de la electricidad de 25 €/MWh.

Conviene comentar en este punto que la re-electrificación puede utilizarse como método de almacenamiento energético, usándose pilas de combustible y motores de hidrógeno para dar servicios energéticos y de potencia en el sistema. **Los análisis evalúan distintas circunstancias**

en cuanto a precio de la energía eléctrica, observándose que el coste del hidrógeno pasaría de entre 0,7 – 2,8 €/kgH₂ en función de si la electricidad tiene un precio de 60 – 150 €/MWh.

El sector de la movilidad marítima también abre nuevas oportunidades de desarrollo para el uso del hidrógeno. Las posibilidades de licuar el hidrógeno para reducir el espacio ocupado, pasa por alcanzar temperaturas de -253 °C con las dificultades que ello supone. Una alternativa que tendría mayor sentido es la síntesis de otros combustibles que pudieran pasar a fase líquida con menor coste. Para el sector marítimo el principal candidato es el amoniaco. Ésta podría ser la quinta opción tecnológica en la realidad de Canarias. Aun poniendo el foco en los sectores más atractivos económicamente, se podrían llevar a cabo algunos ensayos para producir amoniaco con el hidrógeno verde “sobrante” de las otras opciones, y usarlo como fertilizante. A medida que se adquiera experiencia, se podrían ir dando mayores pasos, de modo que se vaya incrementando la producción de amoniaco hasta suministrar el transporte marítimo interinsular al completo. En la práctica, **por cada tonelada de fuel se necesita 2,4 tNH₃. Por otra parte, por su relación másica, aproximadamente el 70% del coste es definido por la producción de hidrógeno, estimándose que el precio del H₂ se encontraría entre 0,4 y 1,2 €/kgH₂ cuando el fuel sustituido se sitúa entre 0,3 y 0,7 €/kg.**

Como última opción viable desde la perspectiva técnica se podría considerar la producción de hidrógeno para, posteriormente, obtener combustibles líquidos y, en concreto, keroseno sintético a través del proceso Fischer-Tropsch. Ésta sería la última alternativa por ser la más compleja. En cualquier caso, es tan compleja como necesaria como se ha discutido a lo largo de este documento, existiendo un importante nicho de mercado en el archipiélago a través del suministro de este combustible a los aeropuertos canarios.

Una vez entendido el interés técnico y económico de cada opción de uso del hidrógeno en Canarias, **se lleva a cabo el diagnóstico de las capacidades de generación de hidrógeno verde no sólo a nivel de islas sino incluso por regiones.**

En línea con el resto de las estrategias energéticas desarrolladas por el Gobierno de Canarias hasta la fecha, y el Plan de Transición Energética de Canarias (PTECan), se conoce no sólo las potencias renovables previstas a instalar por tecnologías en cada isla desde 2021 hasta 2040 para alcanzar el objetivo de descarbonización, sino que incluso se han estimado sus posibles ubicaciones (las restricciones técnicas, medioambientales y de uso del suelo acotan la ubicación prevista). En este marco, **la estrategia canaria del hidrógeno verde propone la instalación de una serie de centros de producción de hidrógeno en polígonos industriales, principalmente. Se asume como fuentes de suministro eléctrico único, la electricidad renovable producida por parques eólicos y plantas fotovoltaicas, aprovechando los electrolizadores como elementos no-críticos, potencialmente diferibles del sistema, con posibilidad para la aplicación de gestión de demanda.** El caso ideal sería aquel en el cual la generación renovable vinculada a la producción de hidrógeno verde estuviera conectada aguas abajo de la misma subestación eléctrica, haciendo que la gestión se efectúe en el mismo punto de suministro. Los parques eólicos y plantas fotovoltaicas a las que se asocien los electrolizadores deberían localizarse preferentemente en el mismo sistema eléctrico insular. La razón es que en Canarias no sólo se busca que el H₂ sirva de vector energético para sustituir combustibles fósiles en el sector del transporte, sino explotar las posibilidades de utilización de tecnologías del H₂ como

carga gestionable y solución de almacenamiento energético, que contribuya al balanceo de los pequeños sistemas eléctricos insulares en escenarios de creciente penetración de EERR no-gestionable. **No obstante, dicha situación no será siempre posible y habría que estudiar la posibilidad de recurrir a contratos bilaterales (PPA – Power Purchase Agreement) con trazabilidad, para asegurar el origen renovable de la energía eléctrica suministrada al sistema de producción y almacenamiento de H₂.** El objetivo sería evitar retrasos asociados a la tramitación de proyectos de sistemas de EERR vinculados a la producción de H₂. Pero, en cualquier caso, sería una medida transitoria, sobre todo en la primera fase de desarrollo del mercado de H₂ en el archipiélago, que facilitaría la promoción de proyectos de plantas de producción de H₂ destinadas, únicamente, a su producción como combustible de automoción.

Lo comentado al final del párrafo anterior podría ser una medida transitoria que buscaría apoyar la implementación de las primeras plantas de producción de H₂ que entren en producción antes de 2025. A partir de ese año, cualquier nueva instalación de producción de H₂ tendría que disponer de generación de EERR vinculada para cubrir el 100% de su demanda eléctrica en balance anual dado que, de otra forma, se estaría potenciando el uso del hidrógeno que, a los efectos del balance insular, estarían motivando la llegada de barcos con combustible, lo que no encajaría con el modelo energético previsto para Canarias. Las plantas instaladas con anterioridad a 2025 podrían disfrutar de la posibilidad de establecer PPA para suministro de energía verde con trazabilidad de origen hasta 2030 como medida transitoria. A partir de ese año deberán disponer de sus propios sistemas de EERR vinculados.

Conforme a lo argumentado, en la presente estrategia, se ha estimado la ubicación de electrolizadores usando como referencia la posición geográfica de los parques eólicos y plantas fotovoltaicas en las islas. Conociendo los puntos de conexión de estas instalaciones se acotan las posibles ubicaciones para estos centros de producción.

Por otra parte, el estudio desarrollado en el diagnóstico ha permitido definir la demanda de hidrógeno que se podría abastecer en cada una de las islas del archipiélago de Canarias en el horizonte comprendido entre los años 2022 y 2040 en un supuesto en el cual se atiende al mandato establecido por la Declaración de Emergencia Climática (DEC) por el que se exige descarbonizar la economía de la Comunidad Autónoma con anterioridad al año 2040. Otro ritmo de crecimiento inferior de la tecnología pondría en riesgo alcanzar el hito planteado en determinados subsectores y, de manera muy especial, para aplicaciones del transporte en las cuales o no existen otras alternativas técnicamente viables o el uso del vehículo eléctrico (como principal candidato) no es la solución más adecuada. La tabla expuesta a continuación resume la demanda de hidrógeno por subsectores para el año 2030.

Demanda de hidrógeno por subsectores e islas para el año 2030 (tH ₂ /año)						
Año	Movilidad terrestre	Transporte marítimo interinsular	Transporte aéreo interinsular	Re-electrificación Turístico e industrial	Almacenamiento energético	Total
Tenerife	10.985	4.264	975	1.209	0	17.433
Gran Canaria	13.375	2.570	1.020	1.026	0	17.991
Lanzarote	3.311	0	535	268	0	4.114
Fuerteventura	1.803	0	447	227	0	2.477
La Palma	846	0	286	83	0	1.215
La Gomera	384	0	52	22	0	459

El Hierro	328	0	118	15	0	460
Canarias	31.032	6.834	3.433	2.850	0	44.148

Para todos los subsectores analizados obviamente es necesaria una fuente de generación de hidrógeno por isla antes de poder asegurarse el consumo. Sin embargo, ningún promotor afrontaría el riesgo de invertir en la puesta en marcha de una central de producción de hidrógeno sin conocer la posible existencia de clientes que estén dispuestos a utilizar este combustible tan pronto como esté operativa una central de producción de hidrógeno verde. Por todo lo mencionado, **se asume que durante los primeros años los proyectos singulares que tendrían éxito serían aquellos que logren aunar en un mismo consorcio, a los interesados en vender el hidrógeno y los clientes que lo consuman por una contraprestación económica que, al menos, garantice la paridad de coste respecto al combustible que sustituye.** Este tipo de modelo de negocio se considera perfectamente factible y sería vital para que comenzara a crearse un mercado local, tanto en la producción de hidrógeno como en su consumo. Prácticamente la totalidad de los proyectos de hidrógeno que ahora mismo se encuentran en ejecución en Europa se han basado en este principio. Desde Canarias también se han propuesto varias iniciativas enmarcadas en proyectos de investigación del FCH – JU¹ pero, hasta la fecha, ninguna de ellas ha sido financiada a pesar del interés e importancia del sector energético en las Islas Canarias (región ultra-periférica, RUP, con mayor población).

Se muestra también la situación proyectada para el año 2040. En este caso ya se asumiría la completa descarbonización del transporte pesado por carretera (vehículos de más de 3.500 kg), el transporte marítimo y aéreo interinsular con la producción de combustibles de síntesis. En el sector eléctrico, también se ha valorado la inclusión del hidrógeno como sistema de almacenamiento a gran escala en las islas donde no son posibles otras alternativas más competitivas como los hidrobombos. Por último, se añade una parte de la demanda asociada a aplicaciones industriales y del sector turístico de cogeneración renovable.

Demanda de hidrógeno por subsectores e islas para el año 2040 (tH ₂ /año)						
Año	Movilidad terrestre	Transporte marítimo interinsular	Transporte aéreo interinsular	Re-electrificación Turístico e industrial	Almacenamiento energético	Total
Tenerife	49.695	27.521	3.035	3.649	0	83.901
Gran Canaria	60.505	32.173	3.274	2.925	0	98.876
Lanzarote	14.979	0	1.701	792	4.482	21.954
Fuerteventura	8.157	0	1.508	689	4.482	14.836
La Palma	3.825	0	859	247	0	4.931
La Gomera	1.735	0	172	67	0	1.974
El Hierro	1.485	0	395	45	0	1.925
Canarias	140.381	59.693	10.944	8.414	8.964	228.396

¹ Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH-JU) es una asociación público-privada única que apoya las actividades de investigación, desarrollo tecnológico y demostración de las tecnologías del hidrógeno y las pilas de combustible en Europa. Su objetivo es acelerar la introducción en el mercado de estas tecnologías, aprovechando su potencial como instrumento para lograr un sistema energético limpio de carbono. Los tres miembros de la FCH JU son la Comisión Europea, las industrias del hidrógeno y pilas de combustible representadas por Hydrogen Europe y la comunidad de investigación representada por Hydrogen Europe Research. Desde el 30 de noviembre de 2021, la sucesora de la FCH-JU, es Clean Hydrogen JU.

En cuanto a las opciones de puesta en marcha de centros de producción de hidrógeno, el modelo matemático desarrollado y explicado en esta estrategia ha permitido analizar las distintas opciones de instalación de electrolizadores vinculados a la electricidad renovable producida en cada sistema eléctrico insular. El estudio prioriza el balance punto a punto. No obstante, en determinadas ocasiones incluso se puede plantear que la electricidad renovable con la que se acciona el electrolizador no provenga, necesariamente, de la misma subestación eléctrica en la cual se conecta el electrolizador, a pesar de que esto sea lo prioritario y más recomendable.

Según los resultados obtenidos, **para satisfacer las demandas planeadas en el año 2030 se debería disponer de una potencia en electrolizadores de aproximadamente 427 MW con la capacidad suficiente para producir unas 45.130 tH₂/año. El consumo de hidrógeno sería de 44.148 tH₂/año repartiéndose entre el transporte terrestre (70,3%), el transporte marítimo (15,5%), el transporte aéreo (7,8%) y la re-electrificación (6,5%).** En la tabla expuesta a continuación se resumen las principales características de los centros de producción de hidrógeno que serían necesarios en cada isla.

Sistemas de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrógeno en el año 2030									
Isla	Electrolizador (MW)	Prod. eólica total (MWh)	Prod. FV total (MWh)	Prod.EERR destinada a H ₂ (MWh)	H ₂ producido (kgH ₂ /h)	H ₂ producido anual (tH ₂ /año)	Prod. máxima (kgH ₂ /h)	Factor de capacidad (%)	Pot. media electrol. (kW)
Tenerife	170	1.597.099	969.955	1.155.888	1.994	17.465	2.569	78,0%	131.950
Gran Canaria	170	2.546.938	1.016.991	1.223.076	2.110	18.481	2.569	82,1%	139.620
Lanzarote	40	739.873	196.000	294.660	508	4.452	604	84,1%	33.637
Fuerteventura	25	144.474	295.436	62.266	131	2.452	378	74,1%	18.525
La Palma	13	176.340	29.807	86.869	150	1.313	196	76,3%	9.917
La Gomera	5	47.477	8.291	32.457	56	490	76	74,1%	3.705
El Hierro	4	62.180	6.964	31.570	54	477	60	90,1%	3.604
Canarias	427	5.314.381	2.523.443	2.886.786	5.002	45.130	6.452	79,8%	340.958

Se ha tratado que, en la medida de lo posible, los electrolizadores presenten factores de capacidad próximos al 100%. Sin embargo, no siempre es posible debido a la disponibilidad de potencia renovable. Por lo general, en regiones en las que hay una gran participación de la fotovoltaica es más complejo lidiar con los factores de capacidad porque la generación de estas instalaciones se sitúa en tramos diurnos, lo que exige sobredimensionar estos sistemas para incrementar la producción de hidrógeno cuando opera la fotovoltaica, contrarrestando la falta de producción durante la noche.

Si bien para el año 2030 sólo se consideraba la inclusión de uno o dos sistemas de producción por isla, para afrontar las demandas para el año 2040 habría que apostar por la inclusión de varios centros de producción en cada una de las islas. La demanda prevista en el año 2040 se sitúa sobre los 228.396 tH₂. En este caso el transporte terrestre seguiría consumiendo la mayor parte del hidrógeno verde producido (61,5%) seguido del transporte marítimo con un 26,1%, el transporte aéreo interinsular con un 4,8%, el almacenamiento a gran escala con un 3,9% y, por último, la re-electrificación con un 3,7%. El uso del H₂ como almacenamiento energético está

vinculado a las islas de Lanzarote y Fuerteventura donde no existen otras opciones para el almacenamiento a gran escala.

Para satisfacer la demanda prevista en el año 2040 se necesitaría instalar hasta 2.177 MW en electrolizadores, repartidos en 51 centros de producción. La capacidad de producción media sería de 219.564 tH₂/año, si bien, en el caso de que se operara con los electrolizadores al 100%, la producción podría ascender hasta los 288.840 tH₂/año. La diferencia entre la demanda para el año 2040 y la capacidad de producción en régimen nominal (8.832 tH₂) no se entiende como una razón por la que sea necesario aumentar aún más la potencia de los electrolizadores instalados dado que 8.964 tH₂/año estarían vinculadas a la capacidad de almacenamiento y obviamente no se almacenaría para volver a electrificar a menos que exista exceso de generación renovable, por lo que esta cantidad actúa como margen, al igual que la diferencia entre la producción media y máxima de los electrolizadores.

Sistemas de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrógeno en el año 2040									
Isla	Electrolizador (MW)	Prod. eólica total (MWh)	Prod. FV total (MWh)	Prod.EERR destinada a H ₂ (MWh)	H ₂ producido (kgH ₂ /h)	H ₂ producido anual (tH ₂ /año)	Prod. máxima (kgH ₂ /h)	Factor de capacidad (%)	Pot. media electrol. (kW)
Tenerife	840	3.807.842	2.354.377	5.569.865	9.607	84.159	12.692	75,7%	635.829
Gran Canaria	970	5.935.158	1.095.053	6.574.170	11.340	99.335	14.732	77,0%	750.476
Lanzarote	166	1.057.702	196.000	1.139.879	1.966	17.223	2.508	78,4%	130.123
Fuerteventura	133	1.138.399	348.781	829.527	1.431	12.534	2.010	71,2%	94.695
La Palma	38	230.394	41.414	254.422	439	3.844	577	76,0%	29.044
La Gomera	15	66.468	16.582	79.285	137	1.198	227	60,3%	9.051
El Hierro	15	74.616	15.669	84.098	145	1.271	227	64,0%	9.601
Canarias	2.177	12.310.579	4.067.877	14.531.245	25.064	219.564	32.973	76,2%	1.658.819

El diagnóstico también concluía que, hasta la fecha, el electrolizador de mayor tamaño puesto en funcionamiento tiene una potencia de 10 MW. No obstante, **en la actualidad se está llevando a cabo un proyecto conocido como Refhyne II en el que se quiere instalar un electrolizador de 100 MW en Alemania antes de 2024.** Esto demuestra que, aunque la solución es técnicamente viable, el sector no está del todo maduro.

La estrategia del hidrógeno verde de Canarias propone un plan tan ambicioso como necesario para cumplir con el mandato del DEC. Determinadas actuaciones como la descarbonización del transporte marítimo y aéreo interinsular podrían retrasarse implementándose las medidas en el horizonte temporal comprendido entre los años 2030 – 2040. No obstante, al menos, se debería tratar de cumplir con el objetivo estipulado para el sector del transporte terrestre, subsector en el cual se ha demostrado la cercanía respecto a la paridad de coste. Si se alcanzara ese objetivo, la potencia de los electrolizadores en el año 2030 ya no sería de 427 MW, pero ascendería hasta los 300 MW, aproximadamente.

3. INTRODUCCIÓN

El sector energético de las Islas Canarias se caracteriza por la alta dependencia del consumo de combustibles fósiles, los cuales son importados en su totalidad generando una alta dependencia del exterior. A modo de cifra orientativa, los datos publicados en el Anuario Energético de Canarias 2019 indican que tan sólo el 2,98% de la energía primaria² consumida en el archipiélago se produjo en las islas, siendo en su totalidad de origen renovables. Esta situación supone una importante amenaza que se verá agravada, ineludiblemente, por las consecuencias previstas del Cambio Climático, aspecto especialmente significativo, dada la situación de insularidad y lejanía respecto al continente europeo de las islas.

En vista de esto, el 30 de agosto de 2019 se aprobaba la Declaración de Emergencia Climática (DEC), ratificada por unanimidad en el parlamento de Canarias el 20 de enero de 2020. De acuerdo con esta declaración, se establecía el objetivo de que el archipiélago alcanzara la descarbonización total de su economía con anterioridad al año 2040, pasando de un modelo energético dependiente del uso de combustibles fósiles a otro soportado, únicamente, por soluciones renovables y descarbonizadas. Este proceso no puede llevarse a cabo sin un planteamiento claro de la hoja de ruta que se quiere trazar hasta alcanzar el objetivo mencionado. En este contexto, se proyecta el Plan de Transición Energética de Canarias 2021 – 2030, documento que evalúa el sistema energético de Canarias y traza dos alternativas para alcanzar el objetivo de descarbonización a 2040, más la alternativa de crecimiento tendencial.

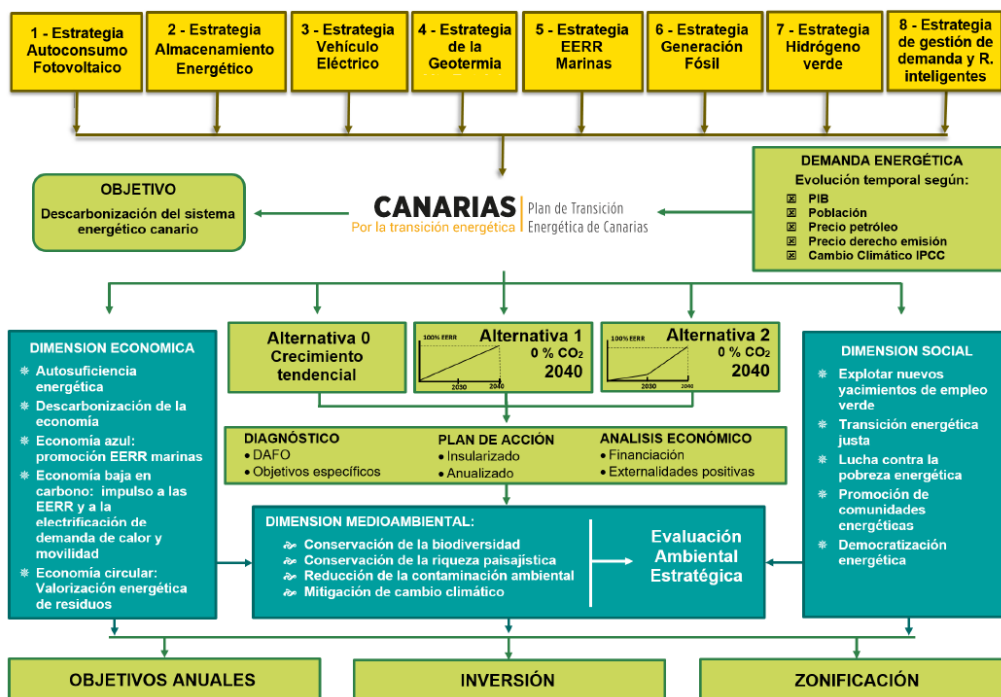


Ilustración 1. Estructura del Plan de Transición Energética de Canarias 2021-2030

A su vez, el PTECan se apoya sobre ocho estrategias energéticas sectoriales que configuran las principales opciones tecnológicas que se pretenden potenciar para llevar a cabo el cambio de

² Se entiende por energía primaria la energía contenida en los combustibles y en las energías renovables utilizadas para el abastecimiento energético de una región. En Canarias esta energía primaria ascendió a 4.884 ktep en 2019, lo que supone un decrecimiento del 0,18% respecto a 2018.

modelo energético del archipiélago. Entre esas ocho soluciones tecnológicas se incluye el **hidrógeno verde**.

El hidrógeno verde se presenta como un vector energético de enorme versatilidad que no sólo puede ser transformado a los tres consumos energéticos existentes en Canarias (energía eléctrica, combustible para el transporte y energía térmica) sino que, incluso, alcanza fronteras que no son factibles con otras soluciones tecnológicas, como la electrificación. Esta es la razón por la cual, aun considerando su alto coste actual, está siendo potenciada tanto a nivel europeo, nacional y regional, en los tres sectores de la energía.

A modo de introducción, el hidrógeno puede ser generado mediante un proceso de electrólisis, para el que sólo se necesita agua y energía eléctrica. Esta energía eléctrica se utiliza para llevar a cabo el proceso de electrólisis que consiste, básicamente, en separar la molécula del agua en sus dos elementos, hidrógeno y oxígeno. Si esta energía eléctrica procede de fuentes renovables, al hidrógeno se le denomina hidrógeno verde, diferenciándolo así de otros procesos en los que se utilizan, para producirlo, fuentes de energía o procesos contaminantes.

Tan pronto como se genera el hidrógeno debe ser almacenado. Como se trata de un elemento químico de baja densidad, su almacenamiento debe realizarse a altas presiones para reducir el espacio que ocupa una misma cantidad (masa) de hidrógeno. A modo de referencia, para un vehículo tipo turismo la presión de almacenaje suele ser de 700 bares mientras que para un autobús o un camión (donde el espacio de almacenaje es mayor) la presión de suministro se reduce a 350 bares.

Por otro lado, el hidrógeno puede ser convertido a energía eléctrica mediante el uso de pilas de combustible cuyo funcionamiento consiste en invertir el proceso de electrólisis; es decir, extraen el oxígeno del aire y combinándolo con el hidrógeno producido, generan una corriente eléctrica y agua. En este proceso, el 50% de la energía generada por las pilas de combustibles es eléctrica mientras que el otro 50% es térmica. Por lo tanto, esta tecnología también puede satisfacer demandas térmicas e, incluso, ambas combinadas (demandas eléctricas y térmicas) mediante el proceso conocido como Combined Heat and Power (CHP).

La re-electrificación del hidrógeno también es posible mediante el uso de motores o turbinas de gas especialmente preparadas para la combustión de este combustible. La eficiencia del proceso es inferior a la que se obtendría con una pila de combustible (entre el 20 – 40% dependiendo de si es una turbina o un motor y de su tamaño). No obstante, al existir un sistema mecánico en movimiento idéntico a los grupos instalados actualmente en las centrales, este tipo de sistemas son capaces de proveer servicios complementarios de ajuste al sistema, ya sean primarios (a subir o bajar), secundarios (a subir y a bajar) o terciarios (spinning o non-spinning). La capacidad de proveer reservas es especialmente importante en el archipiélago canario. Sin embargo, hay que apuntar que en el proceso de combustión se pueden generar picos de temperatura que produzcan óxidos de nitrógeno (NOx). No obstante, para minimizar este efecto, las cámaras de combustión se tratan de adaptar para que la temperatura en el interior de la cámara sea constante y estas emisiones sean las mínimas posibles.

En el sector de la movilidad, el hidrógeno también puede ser utilizado como combustible de vehículos terrestres de cualquier tipología. El proceso generalmente se lleva a cabo con pilas de combustible, aunque también se analiza el uso de motores de combustión (aunque no es lo común). El uso de hidrógeno es quizás más interesante para la sustitución de los combustibles fósiles en el transporte público colectivo y el transporte pesado, donde los motores eléctricos requieren el uso de baterías que necesitan ser cargadas durante largos períodos de tiempo (12 horas) usando, incluso, cargadores rápidos (50 kW).

El hidrógeno también es una llave de entrada a la posible descarbonización del transporte marítimo y aéreo de Canarias.

En lo que se refiere al transporte marítimo, si bien se investigan los barcos propulsados con hidrógeno, la operación a grandes presiones y la gestión del espacio hace que dicha solución no tenga un gran recorrido en Canarias. Como alternativa, se está proponiendo el uso de combustibles líquidos como el amoniaco que, a diferencia del hidrógeno el cual requiere reducir su temperatura a $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$ para pasar a fase líquida, puede alcanzar ese estado con una temperatura de $-33\text{ }^{\circ}\text{C}$ o a una presión de 7 bares. El amoniaco es una molécula de mayor tamaño que puede ser generada mediante el proceso Haber - Bosch a través de la combinación del hidrógeno verde con nitrógeno. Este nitrógeno extraído del aire puede considerarse “verde” si el generador de nitrógeno emplea electricidad renovable.

Para el caso concreto del sector de la aviación, la única alternativa técnicamente factible a día de hoy, es el uso de queroseno de síntesis mediante el proceso Fischer-Tropsch. Esta solución presenta una cierta similitud con el amoniaco, si bien en este caso se combina hidrógeno con dióxido de carbono, capturado de procesos como la producción de biogás o de efluentes de industrias que, actualmente, lo emiten como resultado de sus actividades. Esta alternativa sólo conllevaría la adaptación de los medios de producción, pero no existirían cambios importantes en la navegación en sí misma, operándose de la misma forma que en la actualidad.

Las tendencias del mercado señalan que a medio plazo el aumento de la demanda de tecnologías del hidrógeno hará posible que se reduzca considerablemente el coste de instalación (CAPEX), lo que se traducirá en que el precio del kilogramo de hidrógeno generado sea menor, haciendo viable esta nueva industria química en Canarias. Por definición, esta industria debería tener un marcado carácter local, usándose energía eléctrica renovable producida en el mismo sistema eléctrico donde se instalan los electrolizadores para generar este combustible renovable, lo cual, además, supondrá una oportunidad para crear nuevos modelos de negocio y empleo de calidad.

En lo que al precio del hidrógeno se refiere, los análisis realizados en esta estrategia, apuntan a que el hidrógeno comenzaría a desarrollarse, principalmente, como solución al problema de la movilidad sostenible en Canarias ya que podría alcanzar un mayor precio para conseguir la paridad respecto al combustible que sustituye (generalmente diésel). En el sector eléctrico el margen de beneficio se estrecha considerablemente dado que en Canarias generalmente se paga menos por la energía eléctrica de lo que cuesta producirla debido a nuestra condición de insularidad. Sin embargo, determinados usos finales como el CHP o la provisión de reservas de capacidad, permitiría mejorar sensiblemente el modelo de negocio. A pesar de lo comentado y siendo realistas, alcanzar el objetivo de descarbonización de la economía canaria no sería

posible sin el hidrógeno y, muy en concreto, como combustible para aquellos subsectores donde la electrificación no es una alternativa viable.

4. EL HIDRÓGENO VERDE COMO MEDIO DE TRANSFORMACIÓN DEL SISTEMA ENERGÉTICO DE CANARIAS

Como ya se introducía en el apartado anterior, el hidrógeno no es una fuente de energía primaria en sí misma, sino un vector energético, es decir, un producto que para ser obtenido requiere de un aporte energético y que, una vez obtenido, es capaz de producir energía, almacenarla y consumirla. Precisamente, gracias a su condición de vector energético, el hidrógeno proporciona un amplio abanico de opciones para su aplicación en diferentes usos finales, como puede ser la movilidad, o el aporte de calor y electricidad en todos los sectores de la economía (primario, secundario y terciario).

En función de la materia prima con la que se obtiene el hidrógeno, el proceso empleado para producirlo y de las emisiones de gases contaminantes que provoca, se diferencian tres tipos de hidrógeno, según se publica en el informe “The Future of Hydrogen” de la Agencia Internacional de la Energía (en sus siglas en inglés, IEA, International Energy Agency):

- **Hidrógeno gris:** Se genera a partir de gas natural u otros hidrocarburos ligeros como el metano o gases licuados del petróleo mediante procesos de reformado. El 99% del hidrógeno que se produce actualmente en España pertenece a este tipo.
- **Hidrógeno azul:** Se produce mediante el uso de técnicas de captura, uso y almacenamiento de carbono, lo que permite reducir hasta un 95% las emisiones de CO₂ producidas durante todo el proceso.
- **Hidrógeno verde o hidrógeno renovable:** Se produce accionando un electrolizador mediante electricidad de origen renovable. Esta energía renovable sería, en el caso de Canarias, eólica o fotovoltaica por ser fuentes no gestionables, resolviéndose con ello, de manera paralela, el problema de su difícil gestión.

De igual manera, siempre que se cumplan los requisitos de sostenibilidad establecidos, tendrá también carácter renovable la opción de producir hidrógeno mediante reformado de biogás o la conversión bioquímica de la biomasa.

En la siguiente tabla se muestran las principales propiedades físico-químicas del hidrógeno:

Propiedades físico - químicas del hidrógeno	
Características	Hidrógeno, H ₂
Masa molar	2,02 g/mol
Densidad (25 °C y 1 atm)	0,0899 kg/m ³ (g)
Poder calorífico inferior (PCI)	119,9 MJ/kg
Poder calorífico superior (PCS)	141,9 MJ/kg
Energía mínima de ignición	8,0 mJ
Densidad energética en peso	33,3 kWh/kg (g, P=200 bar)
Densidad energética en volumen	0,53 kWh/l (g, P=200 bar)
Densidad energética en peso	33,3 kWh/kg (liq,-253 °C)
Densidad energética en volumen	2,36 kWh/l (liq,-253 °C)
Punto de fusión	-259,14 °C

Punto de ebullición	-252,87 °C
Punto de descomposición	
Número másico	1,00794
Temperatura crítica	32,97 K
Temperatura de autoignición	570 °C
Presión crítica	
Calor de fusión	0,558 kJ/mol
Calor de vaporización	0,452 kJ/mol
Calor de combustión	

Tabla 1. Propiedades físico-químicas del hidrógeno

Si se hace un repaso de la demanda global de hidrógeno se observa que para el año 2018 (últimas cifras disponibles de la Agencia Internacional de la Energía – IEA), los procesos de refinación acapararon el 51,7% de la demanda, mientras que la producción de amoníaco requería un 42,6% del total, clasificando como “Otros” la parte restante de la demanda correspondiente con un 5,7%. En total, la demanda de hidrógeno anual se situaba en 73,9 MtH₂.

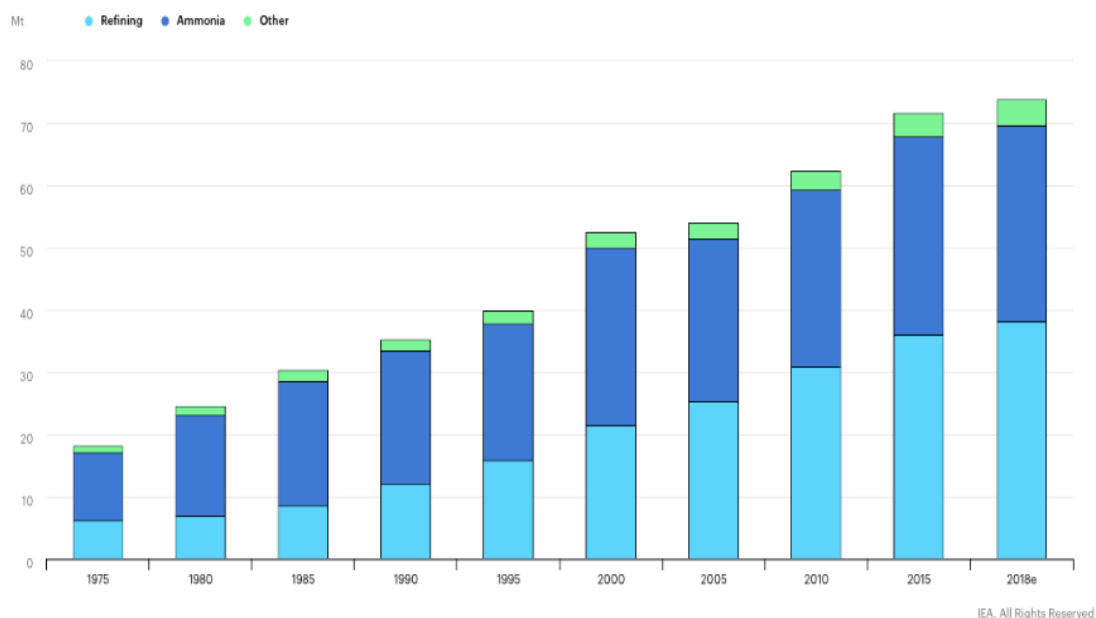


Ilustración 2. Demanda global de hidrógeno puro 1975-2018. Fuente: IEA

A nivel nacional y en cumplimiento con el mandato de la Comisión Europea, en España se publicaba en el mes de octubre de 2020 el documento “La Hoja de ruta del hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable”. Esta hoja de ruta se centra en el desarrollo de **hidrógeno verde** con miras a crear, además, cadenas de valor innovadoras que contribuyan a los siguientes objetivos:

- Reducir las emisiones contaminantes locales y los gases de efecto invernadero (GEI) generados durante su producción.
- Aprovechar la capacidad de almacenamiento del hidrógeno para no tener que verter la energía renovable excedentaria que se pueda producir por baja demanda o exceso de producción la energía renovable en ciertos momentos del día. Esto permite la gestionabilidad y continuidad en el suministro de energía renovable.

- Ampliar la descarbonización y la energía renovable a sectores donde la electrificación no es viable o rentable.

La Hoja de ruta del hidrógeno, prevé, para el conjunto de España, la instalación de 4 GW de potencia de electrolizadores en el horizonte de 2030 y una contribución mínima del 25% de hidrógeno renovable respecto del total del consumido en la industria ese año. También contempla una flota de, al menos, 150-200 guaguas, 5.000-7.500 vehículos ligeros y pesados impulsados por hidrógeno y, como mínimo, 100-150 hidrogeneras de acceso público para repostaje. En definitiva, se espera que esta tecnología haya alcanzado un nivel de madurez suficiente que permita su despliegue a gran escala en 2030.

En línea con lo comentado, **la estrategia canaria del hidrógeno verde tiene como fin analizar, con el mayor nivel de detalle posible, la cantidad de hidrógeno que sería requerida en un escenario de total descarbonización, alineado con el resto de eslabones de la energía del archipiélago, así como los medios de generación necesarios para atender esta demanda.**

Esta nueva industria toma como soporte los numerosos proyectos de investigación que han sido llevados a cabo en España y que se sintetizan en la siguiente tabla resumen.

Proyectos de hidrógeno verde en España						
Proyecto	Estado operativo (S / N)	Tecnología	Producto	Uso final del producto	Capacidad eléctrica instalada [MW]	Producto generado [Nm ³ H ₂ /h]
Power to Green H2 Mallorca – Phase 2	N	Desconocida	H ₂	Eléctrica / movilidad	7,5	1.666,67
Power to Green H2 Mallorca – Phase 1	N				2,5	555,56
REMOTE project	N	ALK	H ₂	Eléctrica	0,055	11,96
SEAFUEL project	N	ALKPEM	H ₂	Movilidad	0,0564	12
ELY4OFF	N	PEM	H ₂	Eléctrica	0,05	10,64
CoSin: Synthetic Natural Gas from Sewage	S	ALK	CH ₄	Inyección de CH ₄ a red	0,04053	8,81
RENOVAGAS	N	ALK	CH ₄	Inyección de CH ₄ a red	0,0092	2
El Tubo – ACTA EL500	S	PEM	H ₂	Eléctrica	0,00265	0,58
ELYGRID	N	ALK	H ₂	Eléctrica	2,6	553,19
Hydrogen Wind Farm Sotavento	N	ALK	H ₂	Eléctrica	0,3	60,00
Hidrolica	N	PEM	H ₂	Eléctrica	0,041	8,72
IHAVU	N	Desconocida	H ₂	Calor residencial	0,00023	0,05
ITHER	S	ALK	H ₂	Movilidad	0,065	14,13
RES ₂ H ₂	N	ALK	H ₂	Eléctrica	0,055	11,96
HYDROHYBRID	N	ALK	H ₂	Movilidad	0,010	1,16

Tabla 2. Proyectos de hidrógeno en España. Fuente: [Hydrogen Project database, IEA](#)

Hasta finales del año 2021, en Canarias sólo se han ejecutado dos proyectos de tecnologías del hidrógeno, en concreto los proyecto RES2H2 y HYDROHIBRID (ambos situados en el complejo de investigación del Instituto Tecnológico de Canarias, ITC, en Gran Canaria) si bien se encuentran en fase de instalación otras dos instalaciones particulares en el ámbito de los proyectos SEAFUEL (en el centro de investigación del Instituto Tecnológico de Energías Renovables, ITER, en Granadilla, Tenerife) y REMOTE (en una instalación agropecuaria en La Aldea de San Nicolás, Gran Canaria).

El proyecto RES2H2, fue el primero en ejecutarse en Canarias y también fue pionero en las islas europeas, habiéndose puesto en marcha en el año 2007 en el centro de investigación aplicada del ITC. Con este proyecto se trataba de demostrar que el hidrógeno utilizado como vector energético es una solución eficiente y ecológica a la explotación a gran escala de las energías renovables en redes eléctricas débiles, limitada por restricciones técnicas impuestas por el operador del sistema. Los objetivos principales del proyecto eran los siguientes³:

- Estudiar soluciones técnicas para aumentar la penetración de energía eólica en redes eléctricas débiles.
- Optimizar sistemas integrados de energía eólica e hidrógeno.
- Probar la viabilidad técnica y económica de la producción de hidrógeno a partir de energía eólica a escala comercial.
- Investigar en la mejora de la eficiencia de los componentes del sistema.

Para alcanzar estos objetivos el proyecto RES2H2 simulaba el abastecimiento eléctrico y de agua potable de una pequeña comunidad aislada de la red, mediante energía eólica. Para asegurar el suministro eléctrico, dado el carácter fluctuante del viento, se recurrió al almacenamiento de energía en forma de hidrógeno. El sistema, grosso modo, contó con los siguientes elementos:

- Aerogenerador de 225 kW
- Electrolizador de 55 kW y producción de hidrógeno de 11 Nm³/h.
- Depósito para almacenamiento de hidrógeno con capacidad de 500 Nm³ a una presión de 25 bares.
- 6 pilas de combustible de 5 kW cada una con un consumo de hidrógeno a potencia nominal de 4 Nm³ de H₂/h a una presión de 5 bares.
- Cargas de volcado con un total de 30 kW que simulan los consumos.
- Planta desaladora por ósmosis inversa de 30 kW de potencia máxima, con una producción variable de entre 7 y 115 m³/d.

3

https://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_10760_3a_Guia_sectorial_Hidrogeno_y_Pilas_Combustible_08_edac888d.pdf



Ilustración 3. Distribución de la planta del proyecto RES2H2

Al siguiente año, se ponía en funcionamiento el proyecto HYDROHYBRID donde el foco se centraba en la producción de hidrógeno para movilidad. Este proyecto también se instaló en el mismo centro de investigación que el RES2H2 y proponía la adaptación de un vehículo eléctrico para ser alimentado con una pila de combustible. El sistema estaba compuesto por los siguientes elementos:

- Aerogenerador de 10 kW.
- Planta fotovoltaica de 3 kWp.
- Equipos de electrónica de potencia y purificación de agua.
- Electrolizador PEM de 1,16 Nm³H₂/hora.
- Pulmón de baja presión de hidrógeno compuesto por depósito de 1.000 litros a 15 bares.
- Botellas de hidrógeno de 50 litros a 200 bares.
- Compresión de hidrógeno de 15 – 200 bares.

Desde el año 2008 hasta el año 2021 no se han vuelto a poner en marcha nuevos sistemas de producción y consumo de hidrógeno en Canarias. No obstante, se prevé la puesta en marcha de otras dos nuevas instalaciones de producción y consumo de hidrógeno durante el año 2022. El primero de estos dos nuevos proyectos, que prevé ser el tercer sistema en funcionamiento en Canarias, es el SEAFUEL.



Ilustración 4. Características generales del proyecto SEAFUEL. Fuente: [Proyecto SEAFUEL](#)

El proyecto SEAFUEL está liderado por el Instituto Tecnológico y de Energías Renovables (ITER) y cuenta con financiación a cargo del programa INTERREG MAC de la primera convocatoria la cual prevé su cierre el 31 de diciembre de 2021. En este caso concreto se prevé la instalación de un electrolizador con capacidad para producir aproximadamente 0,5 kgH₂/hora que será usado como combustible para alimentar un coche de hidrógeno proveído por Hyundai Canarias, a una presión de 350 bares. Las características generales del proyecto son las que se citan a continuación:

- Potencia instalada en plantas fotovoltaicas y parques eólicos de 51 MW en el ITER, Granadilla conectada al sistema de producción ya almacenamiento de H₂.
- Electrolizador con capacidad de producción de 0,5 kgH₂/hora.
- Planta desaladora de 175 m³/día, siendo su consumo de 2,4 kW/m³.
- Dispensador para suministro de hidrógeno a 350 bares, para vehículos.
- Sistema de almacenamiento de hidrógeno de 450 bares.
- Vehículo de pila de combustible proveído por Hyundai Canarias si bien el objetivo es disponer de 8 vehículos de hidrógeno que pueda sustituir parte de la flota del ITER.

También progresa, para su puesta en marcha, el proyecto REMOTE. Este proyecto cuenta con financiación de la iniciativa europea FCH JTI (Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking) y tiene por objetivo analizar el potencial de las tecnologías de hidrógeno para dar soporte a redes aisladas y, especialmente, microrredes eléctricas. El proyecto consiste en la puesta en marcha de tres demos ubicándose una de ellas en La Aldea de San Nicolás (Gran Canaria). El consorcio está formando por un total de 11 empresas del sector, si bien la demo ubicada en Canarias está siendo ejecutada por Inycom, el Instituto Tecnológico de Canarias y el Grupo Capisa, planteándose un sistema autónomo para el suministro eléctrico a una ganadería ubicada en dicho término municipal. Como para el resto de proyectos, se presentan, a continuación, las principales características de la citada demo:

- Planta fotovoltaica de 100 kWp conectada a los sistemas de producción de hidrógeno.

- Electrolizador con capacidad de producción de 1 kgH₂/hora.
- Sistema de almacenamiento de 50 kgH₂ a una presión de operación de 200 bares.
- Pila de combustible de 75 kW.

A pesar de ser un proyecto de carácter experimental, las instalaciones se ponen en marcha en una de las mayores explotaciones ganaderas de Canarias. Por tanto, es la primera vez que un proyecto de estas características se ejecuta fuera de un laboratorio en Canarias.

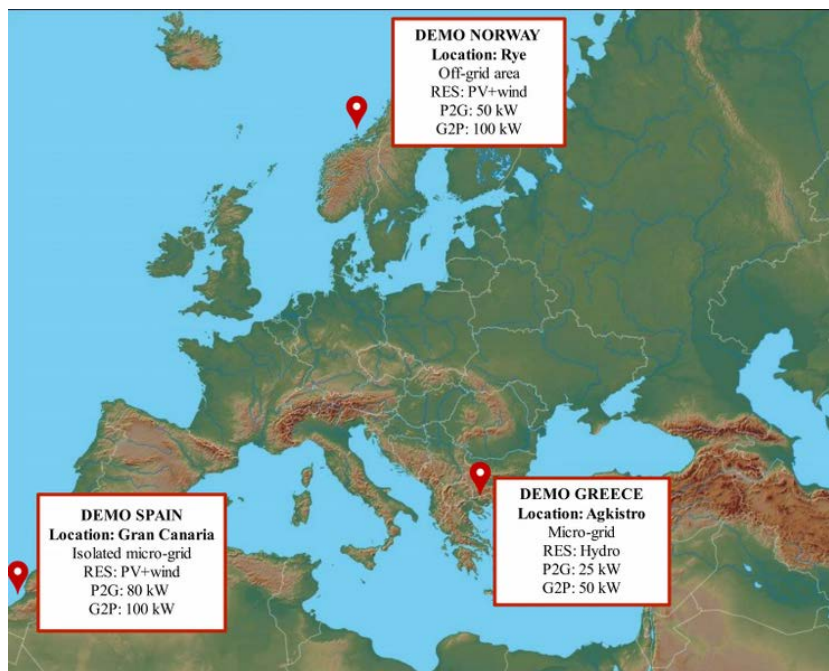


Ilustración 5. Localización y características de las plantas DEMO del proyecto REMOTE. Fuente: [Proyecto REMOTE](#)

Aunque estos han sido, hasta la fecha, los únicos proyectos de tecnologías del hidrógeno que se han ejecutado en Canarias, sí se han comunicado distintas iniciativas para la instalación de sistemas de producción de hidrógeno, incluso del orden de megavatios. Sin embargo, todas ellas dependerían de la existencia de subsidios para su financiación y de la existencia de suficiente producción renovable asociada a estas instalaciones para que el hidrógeno pueda ser considerado como verde.

Todo apunta a que en el corto plazo (hasta el año 2023) la mayoría de los proyectos continuarían teniendo un marcado carácter experimental siendo instalaciones que no superarían el orden de los 100 kW. Sin embargo, para alcanzar los objetivos de descarbonización va a ser importante que proliferen proyectos en fase comercial donde las potencias instaladas asciendan al orden de los 3 – 5 MW por unidad. El hidrógeno producto debería destinarse especialmente a aquellos nichos de mercado más atractivos desde la perspectiva económica como la movilidad (sobre todo el transporte por carretera colectivo y pesado). Finalmente, interesaría que estos centros de producción de hidrógeno se situaran en el mismo sistema eléctrico donde se ubican las fuentes renovables a las que se asocia y, a ser posible, que se conecten a los mismos nudos de red para que la gestión de desvíos pueda ser realizada de una manera más eficiente.

A pesar de que se aspire a corto y medio plazo por atender mediante hidrógeno los subsectores más próximos a rentabilidad económica, conviene no perder de vista aquellos subsectores en los cuales la electrificación no es una alternativa válida por sí misma y debe recurrirse a soluciones que siendo renovables, no afecten a la operativa y la validez técnica del servicio que atienden. En este contexto, **la forma de almacenamiento del contenido energético del hidrógeno es clave**. Se discuten, a continuación, las principales alternativas:

- **Almacenamiento de hidrógeno en forma gaseosa a alta presión:** Generalmente, tras producir el hidrógeno mediante electrolizadores se opta por su almacenamiento a altas presiones dada la baja densidad de este elemento químico ($42,2 \text{ kg}_{\text{H}_2}/\text{m}^3$ a 690 bares). Dependiendo de la aplicación, el hidrógeno se comprime mediante un booster a alta presión siendo quizás las soluciones más estándares la compresión a 200, 350 y 700 bares. A modo de referencia, para pequeños proyectos de almacenamiento estacionario suele ser común usar la presión de 200 bares. Por su parte, las presiones de 350 bares son más recomendables para autobuses y camiones, mientras que para vehículos de tamaño inferior, como un turismo, se recurre a presiones de 700 bares.

En este punto conviene comentar que un vehículo inicialmente pensado para operar a 700 bares, puede realizar la recarga a 350 ya que antes de su uso en la pila de combustible se produce un proceso de descompresión. Sin embargo, la autonomía de ese vehículo se reduce de manera importante por razones evidentes (distinto contenido energético almacenado en un mismo espacio).

La dificultad del almacenamiento gaseoso a alta presión radica, en parte, en el compresor. Los compresores instalados suelen ser multietapas (normalmente hasta 3 etapas) y, en cada una de ellas, la relación de compresión debería ser constante. Por ejemplo, para alcanzar una presión de 200 bares cuando la presión de descarga del electrolizador es de 25 bares, suele ser normal disponer de un compresor de 2 etapas mientras que para 350 bares habría que recurrir a uno de tres etapas. Como consecuencia, los costes de estos sistemas dependen mucho del nivel de presión al cual se almacena el hidrógeno.

Otro problema añadido al almacenamiento del hidrógeno gaseoso a altas presiones, se conoce con el nombre de fragilización. El hidrógeno es un elemento ligero que por su fisionomía puede colarse por los poros de metal del tanque en el cual se almacena.

- **Almacenamiento de hidrógeno líquido:** Almacenar hidrógeno en estado líquido entra más en la definición de proyecto experimental. Esta licuefacción es interesante para alcanzar otros subsectores porque se reduce de una forma drástica la cantidad de espacio ocupado al aumentar la demanda ($70,8 \text{ kg}_{\text{H}_2}/\text{m}^3$ en condiciones estándar de presión y temperatura). No obstante, para que el hidrógeno pase a estado líquido habría que reducir la temperatura a $-253 \text{ }^\circ\text{C}$ lo que conlleva un consumo energético extraordinario.

Por ese motivo, esta alternativa no se plantea como una tecnología realmente aplicable en Canarias, siendo totalmente inadecuada para el almacenamiento prolongado en el tiempo o para el transporte a gran distancia.

- **Almacenamiento de hidrógeno en estado sólido:** En la actualidad también se investiga el uso de sistemas de almacenamiento de hidrógeno en estado sólido haciendo uso de métodos de fisiosorción y quimiosorción. Estos sistemas suelen estar compuestos por unos tubos que incluyen un material de relleno que actúa a modo de esponja.

Esta opción, se encuentra aún en investigación, siendo apta, únicamente, para almacenar pequeños volúmenes de hidrógeno a presiones de hasta 70 bares.

- **Almacenamiento en forma de pasta:** Esta es otra de las alternativas que actualmente se están investigando y que podría tener aplicaciones en la industria. Se trata básicamente de un sistema de almacenamiento que promete densidades energéticas de hasta 10 veces la existente en baterías mediante la conversión a peróxido de hidrógeno de baja concentración. No obstante, para la reconversión a hidrógeno, se necesitan temperaturas de hasta 250 °C y agua con la que se revierte el proceso químico.
- **Metano (CH₃OH), hidrogenización y Power to Gas:** Este procedimiento plantea la transformación del hidrógeno con una molécula más pesada a través de su combinación con CO₂. Al incrementar la densidad, las condiciones de almacenamiento serán más adecuadas reduciéndose el problema del transporte. El CO₂ utilizado en este proceso debería provenir de algún proceso de captura de CO₂ o, directamente, de procesos de producción de biogás. Para la producción de metano mediante hidrógeno se recurre al uso de un reactor de Sabatier donde se requiere del uso de un catalizador normalmente de níquel.

En la actualidad los usos de este tipo de tecnologías están centrados en el campo de la investigación sólo habiéndose implementado, en el mejor de los casos, plantas piloto de carácter experimental.

- **Power To Liquid:** Presenta muchas similitudes con el caso anterior pero obteniéndose combustibles líquidos en vez de gaseosos. Esta opción tecnológica es prácticamente imprescindible para la descarbonización del transporte aéreo interinsular de Canarias. Lejos de usar directamente el hidrógeno a altas presiones como combustible para este subsector, se optaría por producir queroseno de síntesis. En este caso se optaría por el uso de un reactor Fischer-Tropsch capaz de enlazar cadenas más largas de carbono con el hidrógeno obteniéndose combustibles líquidos tales como el queroseno. Es importante mencionar que en este proceso no sólo se suele producir queroseno sino que incluso se obtienen otros tipos de combustibles tales como gasóleos y gasolinas, aunque el objetivo último es la producción de queroseno de síntesis.
- **Amoniaco:** El amoniaco es otra de las opciones de almacenamiento químico de gran interés en la estructura del hidrógeno. Esta molécula se obtiene a través del proceso Haber & Bosch, el cual plantea distintos cambios de presión y temperatura de una mezcla formada por hidrógeno verde y nitrógeno que puede ser extraído del aire. A diferencia del hidrógeno, el amoniaco cambia a fase líquida a una presión de 7 bares y temperatura ambiente o a presión ambiente y temperaturas de -30 °C.

Aparte de presentar una alta densidad de hidrógeno (el 17,8% en peso) proporciona una alta flexibilidad en su utilización, incluyendo, al igual que el hidrógeno, aplicaciones estacionarias y móviles. Debido a su estabilidad para el almacenamiento y transporte a largo plazo, el amoníaco se perfila como el mejor candidato para cubrir la demanda de almacenamiento en tiempo y espacio. Además, puede emplearse como un portador de hidrógeno, el cual se puede ir extrayendo en función de las necesidades, o como combustible directamente. Su uso más común, en la actualidad, es el de fertilizante agrícola, aunque también se emplea en la fabricación de explosivos y para producir gas refrigerante, pesticidas y otros productos químicos⁴. Por lo tanto, las infraestructuras para producir, almacenar, transportar y utilizar amoníaco están consolidadas, tanto técnica como económicamente, a nivel mundial.

En lo que se refiere al sector energético, es quizás la principal alternativa para la descarbonización del transporte marítimo. Se trata de un combustible no contaminante pero es un compuesto peligroso por su toxicidad.

En la siguiente tabla se muestran las características de diferentes métodos de almacenamiento de hidrógeno comentados:

Características de diferentes métodos de almacenamiento de hidrógeno					
Propiedades	Unidad	H ₂ Comprimido	H ₂ líquido	Metanol	Amoníaco líquido
Método de almacenamiento	-	Compresión	Licuefacción	Ambiente	Licuefacción
Temperatura	°C	25	-253	25	25
Presión de almacenamiento	Bar	690	1	1	9,9
Densidad (Dens.)	kg/m ³	39	70,8	792	600
Límite explosivo en aire	%vol	4 - 75	4 - 75	6,7 - 36	15 - 28
Dens. de energía gravimétrica	MJ/kg	120	120	20,1	18,6
Dens. de energía volumétrica	MJ/l	4,5	8,49	15,8	12,7
Contenido de H ₂ en peso	wt%	100	100	12,5	17,8
Contenido de H ₂ en volumen	kg-H ₂ /m ³	42,2	70,8	99	121
Liberación de H ₂	-	Presión	Evaporación	Descomposición catalítica T > 200 °C	Descomposición catalítica T > 400 °C
Energía para extraer H ₂	kJ/mol-H ₂		0,907	16,3	30,6

Tabla 3. Comparación de características de diferentes métodos de almacenamiento de hidrógeno. Fuente: [Ammonia as Effective Hydrogen Storage: A Review on Production, Storage and Utilization](#)

En coherencia con lo mencionado, tanto el Power To Liquid como el amoníaco presentan la potencialidad de permitir la descarbonización en subsectores de la energía en Canarias donde, hasta el momento, no había una alternativa técnicamente válida. Estas opciones tecnológicas no están carentes de complejidad técnica y aún requieren de un cierto esfuerzo en investigación. Sin embargo, no hay que perder de vista que si en alguna parte del mundo dichos procesos pueden llegar a ser rentables, será en Canarias dado que el coste de producción de cada kilogramo producido de estos combustibles depende, directamente, del precio de la electricidad renovable. Por tanto, los niveles de producción de energía eólica y fotovoltaica prevista en las islas motivarían que una industria química de esta tipología situada en Canarias fuera más rentable que en muchas otras zonas de Europa.

⁴ Ammonia as Effective Hydrogen Storage: A Review on Production, Storage and Utilization. Autores: Muhammad Aziz, Agung Tri Wijayanta and Asep Bayu Dani Nandiyanto.

5. PROPUESTA DE DESARROLLO DE LA INDUSTRIAL DEL HIDRÓGENO CON FINES ENERGÉTICOS EN CANARIAS

En la transformación del sector energético de Canarias, el hidrógeno se presenta como una solución complementaria de almacenamiento energético apta para proveer servicios a distintas escalas (especialmente, en almacenamiento distribuido y a gran escala), proporcionando energía final tanto en forma de electricidad, como combustible o de calor, lo cual refleja su enorme versatilidad.

Siendo conscientes de que la descarbonización de Canarias debe ser sostenible y asumiendo que nuestro mayor potencial se focaliza en el uso de fuentes de generación eólica y fotovoltaica, el hidrógeno puede ser quizás la única alternativa con la que se podría viabilizar técnicamente el suministro renovable para determinados consumos como los que supone el transporte pesado, colectivo, o incluso la navegación aérea y marítima.

De la misma forma, en el sector eléctrico, aunque las soluciones basadas en bombeos reversibles o baterías presentan modelos de negocio más maduros, el hidrógeno puede ser considerado como una alternativa que no sólo entraría en la definición de almacenamiento a gran escala (capacidades superiores a horas sólo limitado por el espacio ocupado en almacenamiento y el tamaño del electrolizador y pila de combustible) sino que además puede ser re-electricificado mediante motores y turbinas proveyéndose servicios complementarios semejantes a los que actualmente se obtienen en las centrales eléctricas convencionales. Además, es una opción de fomento de la cogeneración compatible con la industria y el turismo del archipiélago.

El despliegue de las tecnologías del hidrógeno, a nivel global, experimentó un incremento considerable en el período comprendido entre 2006 y 2010, gracias a la inversión, en el ámbito de la investigación y desarrollo de estas tecnologías. Sin embargo, a partir del 2010 se redujeron drásticamente los incentivos económicos y eso supuso una paralización del sector, manteniéndose operativas sólo aquellas empresas cuyo modelo de negocio se basaba, exclusivamente, en esta tecnología. A partir del año 2019, se ha vuelto a experimentar otro incremento de la investigación y desarrollo de las tecnologías del hidrógeno que, a nivel nacional se ha consagrado con la Hoja de Ruta del Hidrógeno de España y, a nivel regional, con la presente Estrategia canaria del hidrógeno verde. **La paralización entre los años 2010 y 2019 también estuvo motivada por la crisis económica, no obstante, debe entenderse que una tercera paralización de este sector comprometería el objetivo de descarbonización para el año 2040 por las razones anteriormente descritas.** Para que este objetivo sea verdaderamente factible, el hidrógeno debe alcanzar una mayor madurez, de modo que se reduzca el coste de inversión de la puesta en marcha de estas industrias y, con ello, el coste por kilogramo de hidrógeno consumido, que, a la par, favorecería un aumento del número de clientes y un aumento de la facturación de las empresas que proveen estos servicios.

En la situación actual parece coherente pensar que para reducir al máximo posible el precio del hidrógeno, los electrolizadores deben operar el mayor tiempo posible en condiciones nominales. Esto entra en contraposición con las características del recurso eólico y

fotovoltaico, donde el cambio continuo en su generación motiva a que si realmente se quiere aprovechar la totalidad de la producción renovable, haya que sobredimensionar los electrolizadores, obligándoles, de ese modo, a trabajar a cargas parciales. Ante esta situación, parece que lo más adecuado sea disponer de electrolizadores con potencias inferiores a la potencia renovable disponible en lugar de sobredimensionarlos. Esto se discute, detalladamente, en el apartado de diagnóstico.

En lo que se refiere a la demanda, es necesario entender que no todos los subsectores en los cuales se podría consumir el hidrógeno serían igualmente atractivos existiendo algunos donde la situación de rentabilidad está bastante más próxima. En los siguientes subapartados, **se presentan las distintas alternativas de utilización del hidrógeno en Canarias ordenándolas desde las más a menos rentables y viables en el plazo temporal propuesto**. Todo ello entrará en el concepto de “propuesta de desarrollo de la industria del hidrógeno con fines energéticos en Canarias”.

5.1. Transporte colectivo y pesado por carretera

Desde un punto de vista técnico interesa que el hidrógeno verde sea usado como elemento de transición, sobre todo en aquellos subsectores de la energía donde las alternativas que se estuvieran promoviendo presenten dificultades. En este contexto, si bien el vehículo eléctrico podría ser una solución eficiente para vehículos de tamaño inferior a los vehículos ligeros, para el transporte colectivo y pesado existen ciertas dificultades que habría que tratar de resolver con otras soluciones como las que supone el hidrógeno.

De modo concreto, para un servicio común con un autobús de Clase A (transporte urbano) o B (transporte interurbano) se necesita equipar una batería de, aproximadamente, 600 kWh, requiriendo de un cargador rápido de 50 kW y unas 12 horas para su recarga. Si cada día recorre una distancia media de 300 km, todos los días, prácticamente, se necesitaría recargar las baterías. De la misma forma, el sobrepeso derivado de las baterías rondaría unos 2.000 kg adicionales lo que también tiene consecuencias en el consumo de energía por kilómetro recorrido. Frente a esta solución tecnológica se puede valorar el hidrógeno, que podría ser producido y almacenado en tanques a 350 bares, permitiendo realizar el repostaje en un tiempo inferior a 15 minutos.

En la actualidad ya existen modelos de autobuses y camiones comerciales de pilas de combustible de hidrógeno. Incluso ya existen proyectos en fase comercial en regiones como Cataluña donde se instala un sistema de producción de hidrógeno de 3 MW que dará servicio a 30 autobuses regulares que circulan por Barcelona. Este planteamiento también se ha llevado a cabo en el sector del transporte pesado en países como Noruega donde existen empresas cuya flota de camiones utilizan esta tecnología, y también camiones adaptados para la recogida de basura que disponen de motor de hidrógeno. Es una tendencia en mercado a nivel europeo que ha disparado la demanda de los principales fabricantes y está despertando el entusiasmo incluso de grandes marcas que hasta el momento sólo contemplaban el hidrógeno como línea de investigación y con vistas al futuro.

En los siguientes subapartados se analiza la viabilidad técnica y económica del uso del hidrógeno para el transporte colectivo y pesado justificándose la razón por la cual se considera que a corto plazo puede ser la aplicación más factible para Canarias.

5.1.1. Análisis técnico

Se propone que parte de la energía eléctrica producida por parques eólicos y plantas fotovoltaicas en las Islas Canarias sea destinada a la producción de hidrógeno mediante el uso de electrolizadores, comprimiéndose a una presión de 350 bares y poniendo en marcha una red de hidrogeneras (número y tamaño dependiente de la demanda de hidrógeno). De esta forma, al menos, se dará suministro a vehículos de transporte pesado y colectivo en los grandes centros de consumo de las islas.

De entrada, la actuación se podría focalizar en el transporte colectivo favoreciéndose, de manera paralela, la apuesta por una política de movilidad sostenible que permita reducir el consumo energético por pasajero y kilómetro recorrido, en comparación con el uso del vehículo privado.

La apuesta por la descarbonización prioritaria del transporte colectivo mediante el uso de hidrógeno verde también es favorable desde la perspectiva tecnológica, ya que los sistemas de generación y almacenamiento de hidrógeno podrían localizarse en regiones en las cuales exista una gran producción renovable, e incluso se podría tomar como criterio de localización la minimización del trayecto de estos vehículos hasta la hidrogenera correspondiente.

Necesariamente, este tipo de infraestructuras de generación de hidrógeno deberían localizarse en el ámbito de polígonos industriales dado el tipo de actividad que realizan (industrias químicas). De manera paralela, es recomendable que los electrolizadores se conecten a los nodos del sistema eléctrico donde mayor producción renovable no gestionable haya, usando la demanda del electrolizador como carga gestionable para aplicar mecanismos de gestión de demanda, si fuera necesario, y resolver contingencias tanto a bajar como a subir. Este tipo de mecanismos de gestión se convierten en una obligación teniendo en cuenta que el hidrógeno verde debe ser producido, por definición, con electricidad renovable.

En lo que respecta a las fuentes de generación eléctrica, la energía eólica presenta mejores condiciones de funcionamiento, para este tipo de infraestructuras, que la energía fotovoltaica. La razón es que la producción de hidrógeno mediante electrólisis es aún bastante costosa, por lo que interesa que el electrolizador esté operativo el máximo tiempo posible. En consecuencia, la energía eólica tendería a viabilizar antes el sistema dado que promete, dependiendo del emplazamiento, hasta 5.000 horas equivalentes de producción al año, mientras que la fotovoltaica, en el mejor de los casos, se situaría sobre las 1.800 horas equivalentes. Además, la energía fotovoltaica acumula la mayor parte de su generación en las horas centrales del día, en las que, con toda probabilidad, los servicios de transporte estarían operando.

En la actualidad existen tres tipos de motorizaciones diferenciadas de vehículos de hidrógeno. Sus principales características se resumen a continuación:

- **Vehículos de pila de combustible** (en sus siglas en inglés, Fuel Cell Electric Vehicle, FCEV). Se trata de un vehículo eléctrico que usa, para su propulsión, la energía eléctrica proveniente de una pila de combustible, generalmente acoplada a una batería eléctrica o supercondensadores. La energía es almacenada en forma de hidrógeno comprimido a alta presión en un tanque a bordo del vehículo. La pila de combustible transforma el H₂, junto con el oxígeno presente en el aire, en electricidad.

Este tipo de vehículo se clasifica como cero emisiones ya que en su tubo de escape sólo están presentes el agua y el vapor de agua careciendo de emisiones de gases de efecto invernadero y partículas (PM10 y PM2,5). La autonomía de estos vehículos es de unos 500 - 600 km y el tiempo de repostaje en una hidrogenera es inferior a los cinco minutos. El precio estimado para el hidrógeno verde se sitúa entre 5-6 €/kg.

- **Vehículos de combustión interna de hidrógeno.** Este tipo de vehículos, también conocidos como H₂-ICE (en sus siglas en inglés, Internal Combustion Engine, ICE), es propulsado por motores alternativos de combustión interna en los que el combustible utilizado es hidrógeno o una mezcla de hidrocarburos e hidrógeno, por lo que no son cero emisiones, si bien es cierto que las reducen considerablemente comparados con los motores de gasolina y gasoil. El H₂ puede utilizarse tanto en motores Otto como diésel.
- **Vehículos de autonomía extendida basados en hidrógeno** (en sus siglas en inglés, Fuel Cell Range-Extended Electric Vehicles, FC-REEV). Estos vehículos son, por lo general, vehículos eléctricos que están equipados, adicionalmente, con un sistema de almacenamiento de hidrógeno y pila de combustible. De ese modo, funciona con ambas fuentes de energía y, por tanto, se incrementa su autonomía. Este tipo de vehículos presenta como ventaja adicional, la versatilidad en cuanto a la recarga de energía, que bien puede ser eléctrica o de hidrógeno. Al tratarse de sistemas basados en pila de combustible conjuntamente con baterías, se clasifican como vehículos cero emisiones.

De todos estos tipos, los más empleados son los de pila de combustible. La Agencia Internacional de Energías Renovables (en sus siglas en inglés, International Renewable Energy Agency, IRENA) señala, en su informe "*Hydrogen from renewable power: Technology outlook for the energy transition*" que los vehículos eléctricos de pila de combustible proporcionan ventajas para el transporte de pasajeros y de carga: camiones, autobuses regionales/interurbanos, etc., y vehículos de alta tasa de utilización como los taxis, al combinar la flexibilidad del hidrógeno con la eficiencia del motor eléctrico, pudiéndose convertir, a largo plazo, en una opción más económica.

Este segmento del transporte tiene potencial de desarrollo a corto plazo y se espera que juegue un papel muy importante. Pero, para ello, deben materializarse varios factores como las cadenas de suministro de abastecimiento de combustible y toda la infraestructura asociada y necesaria para su desarrollo. De hecho, la pila de combustible ha sido empleada en autobuses y validada en ambientes reales en Europa y Norteamérica.

Así, aunque la fabricación y comercialización a gran escala de este tipo de vehículos no se ha iniciado todavía, las grandes corporaciones y fabricantes de automóviles continúan a marcha forzada sus investigaciones, a fin de optimizar el rendimiento de sus productos, muchos de los

cuales están a la venta desde hace años, presentando actualmente un aumento progresivo de su demanda.

En la actualidad son varios los proyectos que se desarrollan con la finalidad de demostrar la capacidad operativa de los vehículos de pila de combustible en el sector del transporte. Unos cuantos ya muestran resultados que dan cuenta del potencial que tiene el hidrógeno como vector energético complementario para la electricidad.

Como muestra de los proyectos que están siendo ejecutados a día de hoy se pueden mencionar los **proyectos JIVE y JIVE 2** (Joint Initiative for Hydrogen Vehicles across Europe), que comenzaron en el segundo semestre de 2017 y enero de 2018, respectivamente, y pretendían desplegar un total de 291 autobuses de pila de combustible en 22 ciudades y regiones europeas asociados a la infraestructura del proyecto MEHRLIN. Con esta iniciativa se pretendía demostrar la capacidad operativa de los autobuses de pila de combustible en condiciones reales. En el marco de estos proyectos ya se encuentran operativos 47 autobuses de hidrógeno de última generación en las ciudades alemanas de Colonia y Wuppertal, 36 en la primera y 11 en la segunda, y 20 más en Groningen, otros 10 en Londres y 5 en Pau, por ejemplo. También se prevé el despliegue de 8 de estos autobuses en la ciudad de Barcelona en 2021.

Otro proyecto que busca acelerar la comercialización de los vehículos de FCEV es el **ZEFER** (en sus siglas en inglés, Zero Emission Fleet vehicles For European Roll-out), que plantea introducir 180 vehículos en Bruselas, Londres y París para ser utilizados como taxis, coches de policía y servicios de alquiler.

También es destacable, dada su envergadura, el proyecto **Hydrogen Mobility Europe, H₂ME**, cuyo objetivo es dar acceso a los conductores de vehículos FCEV a la primera red paneuropea de estaciones de repostaje de hidrógeno. Está compuesto por dos proyectos separados cofinanciados por la FCH-JU, en concreto el H₂ME-1 (2015–2020) que tiene como objetivo desplegar 300 FCEV - FC REEV y 29 estaciones de repostaje de hidrógeno y el H₂ME-2 (2016–2022), cuyo objetivo es poner en circulación otros 1.200 FCEV- FC REEV y 20 estaciones de repostaje de hidrógeno.

En la siguiente ilustración se muestran las ciudades europeas que contaban con autobuses de hidrógeno, operativos o planificados, a través de diferentes proyectos a 2020:

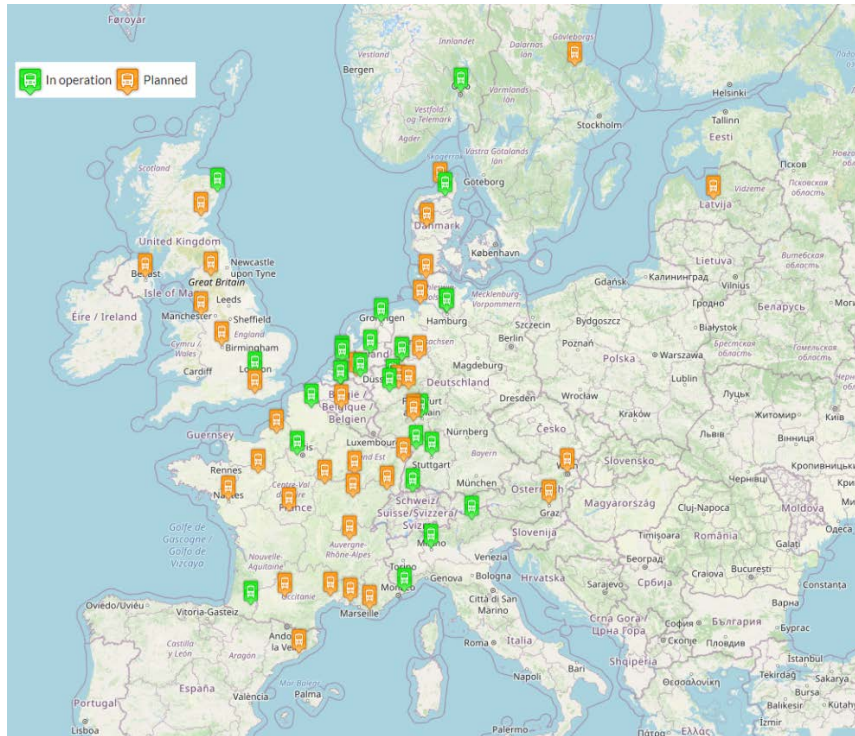


Ilustración 6. Ciudades europeas con autobuses de hidrógeno. Fuente: [Fuel Cell Electric Buses](#)

En lo que se refiere al transporte pesado, la solución tecnológica sería semejante a los autobuses si bien adaptan remolques en función del uso que se le da a dicho camión. Aun así, la oferta es variada existiendo distintos tipos de camiones con capacidades de carga diferentes e incluso adaptados a usos particulares como los que supone la recogida de basura. Fabricantes como Scania, Toyota, DAF, Mercedes, Mitsubishi, Hyundai o Nikola ya disponen de modelos o han anunciado que están trabajando en el desarrollo de una línea de camiones de esta tecnología.

A modo de ejemplo, la empresa ASKO (Noruega) ya utiliza este tipo de motorizaciones para el transporte de mercancías con camiones de entre 34 y 64 toneladas. Estos vehículos equipan tanques de hidrógeno con capacidades de entre los 32-100 kgH₂ a 350 bares permitiendo autonomías comprendidas entre 350 y 1.250 km.

Quizás el mayor problema que puede ocurrir en la actualidad son las amplias listas de espera existentes. En los últimos dos años se ha disparado la demanda de empresas interesadas en la compra de vehículos de hidrógeno las cuales ven esta tecnología como una opción viable para el tipo de servicios que se ofrecen con estos vehículos. Adicionalmente, como se ha demostrado a lo largo de este apartado, son múltiples los proyectos de investigación que se encuentran actualmente en ejecución y que requieren de la adquisición de flotas. A todo esto se suma que comienzan a activarse líneas de financiación donde se incluye, por primera vez, la posibilidad de adquisición de vehículos de hidrógeno, como sucede con el aún vigente plan MOVES III.

También podría existir la posibilidad de que los puntos de suministro sean usados para dar servicio a otro tipo de vehículos terrestres como los utilitarios. Cabe señalar que hasta el momento, en España solamente hay una hidrogenera con capacidad para suministrar a 700 bares. La estación está situada en Madrid y ha sido puesta en marcha gracias a la sinergia de PROPUESTA DE DESARROLLO DE LA INDUSTRIAL DEL HIDRÓGENO CON FINES ENERGÉTICOS EN CANARIAS

cinco empresas punteras de diferentes sectores: Toyota España, Enagás, Urbaser, Carburos Metálicos, Sumitomo Corporation España y la Confederación Española de Empresarios de Estaciones de Servicio (CEEES). Una flota de 12 Toyota Mirai demostrará durante todo 2021 la viabilidad del hidrógeno verde como fuente de energía válida para el transporte por carretera. La estación tiene una capacidad de suministro de hasta 10 kg de H₂ por día, con una pureza del 99,999%. De una u otra forma, también conviene apuntar que un vehículo que inicialmente haya sido pensado para operar a 700 bares puede ser suministrado a 350 bares sin que eso sea un impedimento. El único problema es que su autonomía se reduce considerablemente, pero el motor operaría de la misma forma.

5.1.2. Análisis económico

Una vez comprobado que la opción del transporte pesado y colectivo es una opción técnicamente viable, también se debe realizar un análisis inicial de la rentabilidad de esta opción tecnológica y de su competitividad a corto y medio plazo.

Un indicador que generalmente suele usarse para este fin, es la paridad de costes con respecto al combustible que sustituye. Por ejemplo, en este caso, gracias al consumo del hidrógeno verde se dejaría de consumir, sobre todo, gasoil que es el combustible que usan, mayoritariamente, los autobuses y vehículos pesados.

De entrada, el gasoil para la venta al por menor tiene un precio de 0,95 €/litro. No obstante, las empresas de transporte suelen tener precios especiales por la gran cantidad de combustible que consumen e incluso en algunos casos pueden recibir subvenciones como medio para reducir el coste del transporte y motivar que las personas opten preferentemente por la movilidad colectiva. En estos casos el diésel podría alcanzar hasta un precio de 0,5 €/litro. En este cálculo conociéndose el consumo medio de hidrógeno de cada clase de vehículo se puede estimar cuántos kilómetros se podrían realizar al año con una tonelada de hidrógeno verde. Esta estimación se muestra en la siguiente tabla.

Kilómetros recorridos al año con una tonelada de hidrógeno verde			
Vehículo	Referencia	Consumo por kilómetro	Distancia anual
Taxi	1 tH ₂ /año	0,013 kgH ₂ /km	76.923 km/año
Autobús (Clase B)	1 tH ₂ /año	0,07 kgH ₂ /km	14.286 km/año
Autobús (Clase A)	1 tH ₂ /año	0,08 kgH ₂ /km	12.500 km/año
Camiones	1 tH ₂ /año	0,09 kgH ₂ /km	11.111 km/año

Tabla 4. Kilómetros recorridos al año con una tonelada de hidrógeno verde

Por otra parte, se conoce el consumo por kilómetro de diésel para cada tipo de vehículo, por lo que se puede estimar los litros que se consumirían para proveer el mismo servicio que sería realizado con una tonelada de hidrógeno.

Distancias anuales recorridas por tipo de vehículo			
Vehículo	Distancia anual	Consumo por kilómetro	Consumo por año
Taxi	76.923 km/año	0,05 l/km	3.846 l/año
Autobús (Clase B)	14.286 km/año	0,5 l/km	7.143 l/año
Autobús (Clase A)	12.500 km/año	0,5 l/km	6.250 l/año
Camiones	11.111 km/año	0,61 l/km	6.778 l/año

Tabla 5. Distancias anuales recorridas por tipo de vehículo

Si se sabe el precio por litro de diésel consumido, se puede estimar el coste total por año para ese suministro de diésel.

Coste total anual por vehículo diésel			
Vehículo	Consumo por año	Precio considerado	Coste anual diésel
Taxí	3.846 l/año	0,95 €/l	3.654 €/año
Autobús (Clase B)	7.143 l/año	0,5 €/l	3.571 €/año
Autobús (Clase A)	6.250 l/año	0,5 €/l	3.125 €/año
Camiones	6.778 l/año	0,5 €/l	3.389 €/año

Tabla 6. Coste total anual por tipo de vehículo diésel

Finalmente, si se divide el coste anual en diésel por las toneladas de hidrógeno usadas de referencia, se obtiene el coste medio del hidrógeno para garantizar la paridad.

Coste total anual por vehículo hidrógeno			
Vehículo	Coste anual diésel	Referencia	Coste medio del hidrógeno
Taxí	3.654 €/año	1 tH ₂ /año	3,65 €/kgH ₂
Autobús (Clase B)	3.571 €/año	1 tH ₂ /año	3,57 €/kgH ₂
Autobús (Clase A)	3.125 €/año	1 tH ₂ /año	3,12 €/kgH ₂
Camiones	3.389 €/año	1 tH ₂ /año	3,38 €/kgH ₂

Tabla 7. Coste total anual por tipo de vehículo hidrógeno

El ejercicio anterior puede ser repetido tomando como base distintos precios de referencia por litro de diésel en el margen de los 0,5 – 0,95 €/l para los casos de transporte colectivo y pesado. Los resultados son los que se presentan en la última tabla de esta serie.

Paridad de coste entre hidrógeno y diésel según precio del diésel				
Vehículo	Referencia 0,5 €/l	Referencia 0,95 €/l	Referencia 0,7 €/l	Referencia 0,8 €/l
Taxí	3,65 €/kgH ₂	3,65 €/kgH ₂	2,69 €/kgH ₂	3,08 €/kgH ₂
Autobús (Clase B)	3,57 €/kgH ₂	6,79 €/kgH ₂	5,00 €/kgH ₂	5,71 €/kgH ₂
Autobús (Clase A)	3,13 €/kgH ₂	5,94 €/kgH ₂	4,38 €/kgH ₂	5,00 €/kgH ₂
Camiones	3,39 €/kgH ₂	6,44 €/kgH ₂	4,74 €/kgH ₂	5,42 €/kgH ₂

Tabla 8. Paridad de coste entre hidrógeno y diésel según precio del diésel

Estos números evidencian que las aplicaciones del transporte alcanzan la paridad en coste con el combustible que sustituyen a un precio comprendido entre 3,6 y 6,8 €/kgH₂.

A modo introductorio puede considerarse que en Canarias el coste de producción del hidrógeno verde se situaría entre los 5 – 6,5 €/kgH₂ dependiendo del número de horas al año en las que el electrolizador esté en funcionamiento. Por ello, el coste de producción variaría según la posición geográfica en la cual se instale el sistema.

El coste de la energía utilizada para producir el hidrógeno debe ser lo más baja posible y, por supuesto, el hidrógeno debe ser verde, es decir, producido a través de electrolizadores accionados por electricidad renovable. Para aprovechar todos los posibles excedentes de energía renovable que se puedan producir, es necesario incrementar los tamaños de los electrolizadores, así como los sistemas de almacenamiento vinculados, lo que aumentará, también, el coste de la inversión. Por este motivo, resulta interesante dimensionar las instalaciones para que una parte de la producción del parque eólico, o la planta fotovoltaica, se destine a la producción de hidrógeno directamente. La opción más rentable

económicamente es conseguir que el electrolizador opere en régimen nominal el mayor tiempo posible. La estimación de la paridad en costes es un ejercicio interesante porque permite identificar los márgenes económicos disponibles y, con ello, tanto el CAPEX como el OPEX de los proyectos en cuestión.

Como muestran los datos, el sector que sería más rentable es el taxi. No obstante, es importante mencionar que, para darle suministro, lo conveniente es que el hidrógeno se comprima a 700 bares frente a los 350 de los camiones y autobuses. Un compresor de estas características aumenta los costes hasta 400.000€ en relación con el compresor de 350 bares, por lo que no siempre es la opción más rentable, requiriendo un análisis en más detalle.

El análisis se ha centrado en el transporte terrestre profesional ya que, como se ha comentado, presenta mejores condiciones para utilizar hidrógeno frente a otras opciones y, además, garantiza un consumo de hidrógeno constante, al menos, en etapas iniciales en las que este tipo de vehículos aún no está muy extendido. A medida que este tipo de vehículos vaya en aumento, el precio medio se situará en un valor equivalente al estimado para el taxi. El análisis también se ha centrado en el uso de gasoil como combustible de referencia ya que es el más usado en el transporte profesional.

En la fase de diagnóstico, una vez estimada la capacidad de los sistemas de producción de hidrógeno y sus ubicaciones, se profundizará en el estudio de viabilidad económica a efectos de reconocer el precio máximo de la energía eléctrica para viabilizar este tipo de proyectos.

En cualquier caso, queda patente que la viabilidad económica de esta opción tecnológica está muy próxima aun considerando los sobrecostes por la falta de madurez de las tecnologías del hidrógeno.

5.2. Procesos de re-electrificación para dar soporte a redes débiles y/o aisladas

La re-electrificación de zonas remotas mediante el uso del hidrógeno como sistema de almacenamiento, ya sea a través de pilas de combustible o motores y turbinas de hidrógeno, es la segunda opción más interesante, después de la movilidad por carretera.

En Canarias aún siguen existiendo emplazamientos donde el nivel de desarrollo de la red de transporte no ha sido suficiente o existen ciertos impedimentos (generalmente medioambientales) para hacer posible la extensión de la red o la repotenciación de líneas de distribución ya existentes. En estos casos, el hidrógeno puede ser usado como un sistema de almacenamiento energético usándose la energía vertida para producir hidrógeno y almacenarlo en tanques para, posteriormente, re-electrificar dicho hidrógeno mediante pilas de combustible o motores de hidrógeno.

También existe la posibilidad de llevar a cabo suministros en Combined Heat and Power (CHP) por el cual no sólo se produciría energía eléctrica, sino que además el resto del contenido energético del hidrógeno almacenado se usaría para cubrir demandas de calor/frío. Es por ello que incluso en algunos casos en los que se disponga de conexión eléctrica, esta solución podría

interesar para satisfacer demandas en sectores como el hotelero o el industrial, de manera centralizada y sostenible.

Las aplicaciones CHP, a pesar de ser técnicamente viables, se enfrentan a la problemática del menor precio del hidrógeno si la referencia usada es la electricidad sustituida. En este caso, se sustituye energía eléctrica comprada a un precio bastante competitivo dado que algunos usuarios (especialmente, los de grandes consumidores) pagan menos por la electricidad en comparación a lo que cuesta generarla, al menos en el caso particular de Canarias. Esto se produce porque el precio de la energía eléctrica es único para todo el Estado y el coste de generación en el archipiélago es mucho mayor que el de la media de España (referencia usada para determinar el pool de mercado). Por todo ello, el hidrógeno sería menos atractivo desde un punto de vista económico. En alguna situación, se podría incluso negociar un precio de compra del hidrógeno ligeramente superior, pero, siendo realistas y a sabiendas de que los propietarios de hoteles e industrias deberían adquirir las pilas de combustible y adaptar sus instalaciones, lo normal es que, como mucho, el precio ofrecido iguale el precio que, actualmente, pagan.

Los casos en los que el suministro está totalmente aislado de la red pública de suministro y requiere de grupos electrógenos, presentan mucho más interés como aplicación para el hidrógeno que los casos en los que sí se dispone del apoyo de la red. En Canarias, estos casos suelen darse en lugares próximos a los Espacios Naturales Protegidos a los que no llega la red de distribución eléctrica. Normalmente, en muchos de estos espacios naturales, tampoco se permite la instalación de otro tipo de infraestructuras de energía como parques eólicos o plantas fotovoltaicas, por lo que el hidrógeno verde producido podría transportarse y almacenarse en pilas de combustible para dar suministro eléctrico a estas áreas aisladas.

Nuevamente se realiza el análisis técnico y económico para este uso final del hidrógeno en Canarias.

5.2.1. Análisis técnico

En este supuesto podría haber dos alternativas, que el hidrógeno sea producido y consumido en proximidades o que, por el contrario, se pueda desacoplar la producción de la demanda mediante el uso de camiones que realicen el reparto de botellas de gas desde el centro de producción hasta el consumidor como actualmente se realiza con otro tipo de gases.

En general, la opción de desacoplar la producción y la demanda es la solución que, inicialmente, se considera más adecuada para Canarias. Los electrolizadores serían instalados, preferentemente, aguas abajo de las subestaciones eléctricas donde existiera mayor capacidad de conexión y suficiente generación renovable para garantizar el balance por nodos. Adicionalmente, serían prioritarios los suelos de carácter industrial dadas las especificidades de este tipo de industrias químicas. Por tanto, esta solución técnica habilita la posibilidad de que los centros de generación de hidrógeno se ubiquen justo en las zonas más propicias para este fin.

El hidrógeno producido podría ser trasladado en camiones mediante botellas realizando el reparto en función del número de consumidores existentes y su ubicación geográfica. Ya existen en la actualidad distintos modelos de botellas de hidrógeno transportables o incluso

PROPUESTA DE DESARROLLO DE LA INDUSTRIAL DEL HIDRÓGENO CON FINES ENERGÉTICOS EN
CANARIAS

cestas que agrupan varias botellas o tráilers especialmente diseñados para el transporte de este combustible, lo que viabiliza el desacople de generación y consumo incluso para largas distancias dentro de una misma isla.

Los clientes sólo necesitarían disponer de un espacio para la colocación de las botellas de hidrógeno que irían llegando en función de su necesidad y la pila de combustible que sería usada para re-electrificar el hidrógeno. Estas pilas de combustibles estarían dedicadas a convertir aproximadamente el 50% de la energía contenida en el hidrógeno en energía eléctrica mientras que la parte restante se podría aprovechar para cubrir demandas térmicas (aplicaciones Combined Heat and Power). Por ello, se puede decir que se estaría transportando a través de camiones la energía eólica y fotovoltaica producida en las zonas de mayor potencial renovable a regiones donde inicialmente existirían problemas para la instalación de parques eólicos o incluso plantas fotovoltaicas. Esta es una ventaja de especial interés sobre todo en regiones donde existen limitaciones para la ejecución de obras que puedan alterar el ecosistema (como por ejemplo, en los Espacios Naturales Protegidos).

En cuanto a la demanda térmica, hay que tener en cuenta que la mayor parte de las pilas de combustible que pueden ser usadas con hidrógeno operan a temperaturas comprendidas entre los 40 y 90 °C. Existen algunos casos como las basadas en compuesto AFC y electrolito HOH o las PAFC con electrolito de ácido fosfórico que podrían alcanzar temperaturas de hasta 200 °C, si bien su eficiencia eléctrica es menor que las pilas PEM. Es por ello que este tipo de pilas son especialmente interesantes para la producción de agua caliente sanitaria, el acondicionamiento térmico de piscinas en complejos turísticos, e incluso podría ser suficiente para determinados procesos de pasteurización en el sector industrial. Sin embargo, si se necesitan temperaturas superiores a las mencionadas, habría que recurrir a otras opciones que sólo operan, a día de hoy, con otros gases como el metano. En la siguiente tabla se resumen las principales tecnologías de pilas de combustible existentes en la actualidad, la temperatura que podrían alcanzar y el tipo de combustible y electrolito usado en cada caso.

Tecnologías de pilas de combustible			
Compuesto	Temperatura	Combustible	Electrolito
PEMFC	40-90 °C	Hidrógeno	Proton Exchange Membrane
AFC	40-200 °C	Hidrógeno	HOH
DMFC	60-130 °C	Metanol	Proton Exchange Membrane
PAFC	200 °C	Hidrógeno	Phosphoric Acid
MCFC	650 °C	CH ₄	Molten Carbonate
SOFC	600-950 °C	CH ₄	Solid Oxide

Tabla 9. Tecnologías de pilas de combustible

La producción y consumo de hidrógeno en el mismo emplazamiento encajaría más con la definición de sistema de almacenamiento energético a nivel local o distribuido dependiendo de su tamaño (tal como se explica en la estrategia de almacenamiento energético de Canarias). Esta también podría ser otra alternativa si bien hay que reconocer que la inercia que puede ser aportada por estos sistemas no es tan adecuada como con la que se puede conseguir en un almacenamiento típico de baterías electroquímicas.

En general, las pilas de combustible operan como una fuente de intensidad. Por ello, suelen ser sistemas que toman de referencia la tensión y la frecuencia de red a la que se conectan aportando corriente como si de una planta fotovoltaica se tratara. Por ese motivo, si en un momento determinado se desconectara de la red, el/los inversor/es de las pilas de combustible se desconectarían inmediatamente. Incluso en los casos en los que se intenta forzar a través de un inversor que la pila de combustible lleve la red (que establezca la tensión y la frecuencia por sí sólo, algo muy útil para suministro a redes aisladas), suele ser preceptivo que se incluya una pequeña batería o almacenamiento con fines de potencia que ayude a compensar las desviaciones transitorias de producción, máxime en redes eléctricas débilmente conectadas. El sistema de almacenamiento con fines de potencia no daría un gran aporte en términos energéticos, pero sí sería necesario para estabilizar la red a tiempo real. En este caso, el hidrógeno actuaría con fines energéticos aportando la capacidad de cubrir la demanda a largo plazo.

También existe la posibilidad de que la re-electrificación se realice con un motor de hidrógeno. Esta solución es menos eficiente que la de las pilas de combustible (entre el 25-40% de eficiencia) pero tiene la ventaja de que opera como un generador térmico convencional, incluyendo sus aportes de inercia y servicios complementarios de ajuste del sistema. Los motores de hidrógeno suelen ser diseñados a tal efecto modificándose su cámara de combustión y difusor conforme con las características específicas de este combustible. Esta modificación es necesaria por la mayor temperatura de llama producida con el hidrógeno, lo cual hace necesario que el difusor sea configurado para evitar la aparición de gradientes de temperatura muy altos en el interior de la cámara que puedan producir grandes concentraciones de óxidos de nitrógeno (altamente contaminante y que también se produce con otro tipo de motores). Variando la relación de oxígeno e hidrógeno en la mezcla y controlando su uniformidad en la cámara de combustión se puede conseguir la reducción de las emisiones de NOx. Éste está siendo el principal cometido de los fabricantes en estos momentos.

En algunos casos también se suele recurrir al blending, por el cual instalaciones que inicialmente estaban pensadas para operar con gas natural admiten mezclas de gas natural e hidrógeno a un porcentaje no superior del 30% en volumen de hidrógeno sin realizar cambios drásticos en el sistema. A medida que aumenta la proporción de hidrógeno en la mezcla, sí se requiere de ciertas modificaciones como el aumento del tamaño de las canalizaciones hasta el triple de las usadas para gas natural. El blending se realiza principalmente como una forma de reducir las emisiones de gases contaminantes en motores o turbinas de gas inicialmente pensadas para funcionar con metano, pero es importante mencionar que la relación del 30% es en términos volumétricos y no de masa. Por tanto, la realidad es que no se consigue reducir mucho las emisiones con el blending.

Tanto el uso del hidrógeno en motores como la posibilidad del blending se estudian con mayor detalle en la estrategia de la generación gestionable de Canarias.

5.2.2. Análisis económico

Se prosigue a continuación con el estudio económico relativo a la opción de re-electrificación. En este caso, para analizar la rentabilidad de la opción tecnológica frente a la fuente de

PROPUESTA DE DESARROLLO DE LA INDUSTRIAL DEL HIDRÓGENO CON FINES ENERGÉTICOS EN CANARIAS

energía que sustituye (paridad de costes) se debe usar como referencia el precio de la electricidad incluyéndose, además, en el mejor de los casos, el precio del combustible para atender las demandas térmicas (en concreto del propano).

En este punto es importante resaltar que el mercado eléctrico actual establece un mismo precio medio de demanda para todo el territorio nacional (media de 2020 de 48,49 €/MWh) aunque los costes de generación sean considerablemente superiores a los que se producen en el territorio peninsular (cifras que para Canarias en el mejor de los casos supera los 130 €/MWh). Así pues, aunque la energía que pueda producir una pila de combustible o una turbina de gas pueda estar en precios semejantes a los que actualmente se pagan para generar energía eléctrica con generación térmica convencional, los usuarios pagan el precio de la demanda y, difícilmente, se decidirían a utilizar una pila de combustible en vez del suministro eléctrico corriente. Existen grandes consumidores que pagan por la energía final entre 50-60 €/MWh incluyendo el término de potencia y los gravámenes impositivos.

Debe mencionarse también que desde junio de 2021 se ha ido produciendo una subida del precio de la electricidad llegando a duplicar el costo de generación en Canarias. Esto se debe, principalmente, al aumento de los precios del gas natural (no utilizados en Canarias pero sí requeridos en el resto del territorio nacional) y de los derechos de emisión que han experimentado un incremento creciente desde febrero de 2021, donde se encontraba sobre los 20 €/tCO₂, hasta superar los 60 €/tCO₂ en septiembre de 2021. Se asume que esta situación es coyuntural, pero deja patente el riesgo que tiene seguir dependiendo de un modelo soportado sobre el uso de combustibles fósiles, los cuales hay que importar en su totalidad. En un modelo basado en las energías renovables ni se emiten contaminantes ni se depende del uso de combustibles lo que podría dar lugar a un efecto de fijación de precios de la electricidad a largo plazo. **Por tanto, a pesar de que esto no se considere en el estudio de paridad de costes, existen otras razones por las cuales incluso no siendo inicialmente económica la opción tecnológica, sería la alternativa más inteligente en comparación con la frágil situación actual.**

Para el estudio de paridad de coste en los procesos de re-electrificación se usa como referencia la situación que podría producirse en un hotel donde no sólo fuera factible el uso de la pila de combustible para producir electricidad, sino que incluso se pueda aprovechar la energía térmica para atender las demandas de calor. Se establece en el cálculo inicial que el precio de la electricidad es de 0,07 €/kWh y que el del propano es de 1,07 €/kg. También se asume que el poder calorífico inferior (PCI) del propano es 12,88 kWh/kg.

Se evalúan dos casos, la re-electrificación con una pila de combustible de 400 kW o con una pila de combustible de 800 kW. Para atender al consumo de la primera opción se requeriría aproximadamente unas 190 tH₂/año mientras que para la segunda se incrementaría hasta las 320 tH₂/año.

Datos de partida para cálculo de paridad en re-electrificación		
Datos	Caso 1	Caso 2
Potencia de la pila	400 kW	800 kW
Demanda eléctrica anual	3.338 MWh	6.244 MWh
Demanda de calor	3.338 MWh	6.244 MWh

Cantidad de hidrógeno	190 tH ₂ /año	320 tH ₂ /año
Precio de la electricidad	0,07 €/kWh	
Precio del propano	1,07 €/kg	
PCI del propano	12,88 kWh/kg	

Tabla 10. Datos de partida para cálculo de paridad en re-electrificación

Conociendo el precio de la electricidad y la demanda eléctrica anual en cada caso, se puede determinar la inversión actual en compra de energía eléctrica durante un año tipo. El mismo ejercicio se puede realizar usando como referencia la demanda de calor. Se expone en la siguiente tabla los resultados obtenidos.

Coste energético antes del uso de la pila de combustible		
Datos	Caso 1	Caso 2
Potencia de la pila	400 kW	800 kW
Coste de la electricidad	233.714,29 €	437.111,11 €
Coste de calor (propano)	277.131,56 €	518.313,57 €
Coste total	510.845,85 €	955.424,68 €

Tabla 11. Coste energético antes del uso de la pila de combustible

Por tanto, si se divide el coste energético antes del uso de la pila entre la cantidad de hidrógeno que sería necesaria para proveer el mismo servicio que se ofrecía en la opción tradicional, se obtiene la situación de paridad de coste. En la tabla se muestra el valor tanto para el caso en el que sólo se usa la pila para producir energía eléctrica como para el caso en el cual además se usa la pila para atender demandas de calor en CHP.

Paridad de costes en opciones de re-electrificación		
Datos	Caso 1	Caso 2
Potencia de la pila	400 kW	800 kW
Paridad sólo eléctrico	1,23 €/kgH₂	1,37 €/kgH₂
Paridad en CHP	2,69 €/kgH₂	2,99 €/kgH₂

Tabla 12. Paridad de costes en opciones de re-electrificación

Los resultados anteriores también pueden ser presentados para distintas opciones de precio de la electricidad y propano. En la siguiente tabla se exponen los resultados pero usando como el caso 2, cuando la pila de combustible instalada es de 800 kW.

Paridad de costes en opciones de re-electrificación (Otros casos)				
Datos	Escenario 1	Escenario 1	Escenario 1	Escenario 1
Potencia de la pila	0,07 €/kWh	0,09 €/kWh	0,12 €/kWh	0,15 €/kWh
Precio del propano	1,07 €/kg	1,10 €/kg	1,15 €/kg	1,20 €/kg
Paridad sólo eléctrico	1,37 €/kgH₂	1,76 €/kgH₂	2,34 €/kgH₂	2,93 €/kgH₂
Paridad en CHP	2,99 €/kgH₂	3,42 €/kgH₂	4,08 €/kgH₂	4,75 €/kgH₂

Tabla 13. Paridad de costes en opciones de re-electrificación (Otros casos)

Por todo ello, dependiendo del precio de la forma de energía que sustituye, el modelo de negocio puede mejorar, pero alcanzándose como valor máximo los 4,75 €/tH₂ en situaciones realistas. Si el precio de la electricidad se sitúa sobre los 0,07 €/kWh, una pila de combustible usada solamente para producción de energía eléctrica requeriría que el hidrógeno sea vendido a un precio de 1,37 €/tH₂ para que el consumidor no se vea afectado por el cambio de sistema de re-electrificación. Para distintos escenarios de aumento del precio de la electricidad, el precio del hidrógeno podría ir incrementándose hasta el escenario extremo simulado en el cual el precio de la electricidad fuera de 0,15 €/kWh, lo que permitiría que el precio del hidrógeno se aproxime a los 2,93 €/tH₂.

Teniendo en cuenta que el hidrógeno costaría producirlo en Canarias entre 5 – 6,5 €/kgH₂ dependiendo de la localización (disponibilidad de fuentes de generación renovable baratas), queda patente que aún falta cierta madurez en la tecnología, necesitándose una reducción del coste de inversión y operación para alcanzar valores de 3 €/kgH₂.

En estos casos, presentan interés, sobre todo, aquellos consumidores que además necesiten satisfacer demandas de calor. En comparación con el suministro eléctrico, el precio del hidrógeno para alcanzar la paridad con CHP es, incluso, superior al doble. Naturalmente, existe un mayor coste de inversión asociado en la adaptación a nivel local para conseguir ese aprovechamiento, pero no debería ser un procedimiento mucho más costoso en términos de instalación.

Los resultados expuestos demuestran que la solución de re-electrificación está un paso por detrás de la movilidad, en lo que a rentabilidad se refiere, para la situación específica de Canarias por el precio del combustible que sustituye. No obstante, no se refleja la realidad de los sistemas eléctricos insulares cuyo coste de producción no coincide con el precio de la demanda eléctrica.

5.3. Hidrógeno como solución de almacenamiento a gran escala

El hidrógeno verde también ofrece la alternativa de emplearlo como sistema de almacenamiento energético a gran escala. Esta tecnología está reconocida como una de las cuatro grandes opciones en este tipo de almacenamiento, junto con el hidrobombeo, el aire comprimido y el almacenamiento térmico. En el siguiente subapartado se analiza con mayor detalle esta opción tecnológica, siguiendo la misma estructura que en las dos anteriores.

5.3.1. Análisis técnico

La imagen expuesta a continuación muestra las posibles alternativas de almacenamiento energético existentes en la actualidad, indicando, para cada una de las tecnologías de almacenamiento, los rangos de potencia y energía (en términos de tiempo de descarga) que pueden aportar en su normal funcionamiento.

También se muestran las fronteras, comúnmente aceptadas, sobre los tipos de uso de cada una de estas tecnologías, distinguiéndose entre sistemas de almacenamiento para aplicaciones de control de frecuencia y tensión (actuaciones por debajo del minuto), almacenamiento a nivel de usuario (asociado al autoconsumo) y a nivel de redes de distribución y transporte (tiempos comprendidos entre minutos y horas) y, por último, el almacenamiento a gran escala (cuya intervención es por encima de horas), más asociado con la gestión energética de los sistemas.

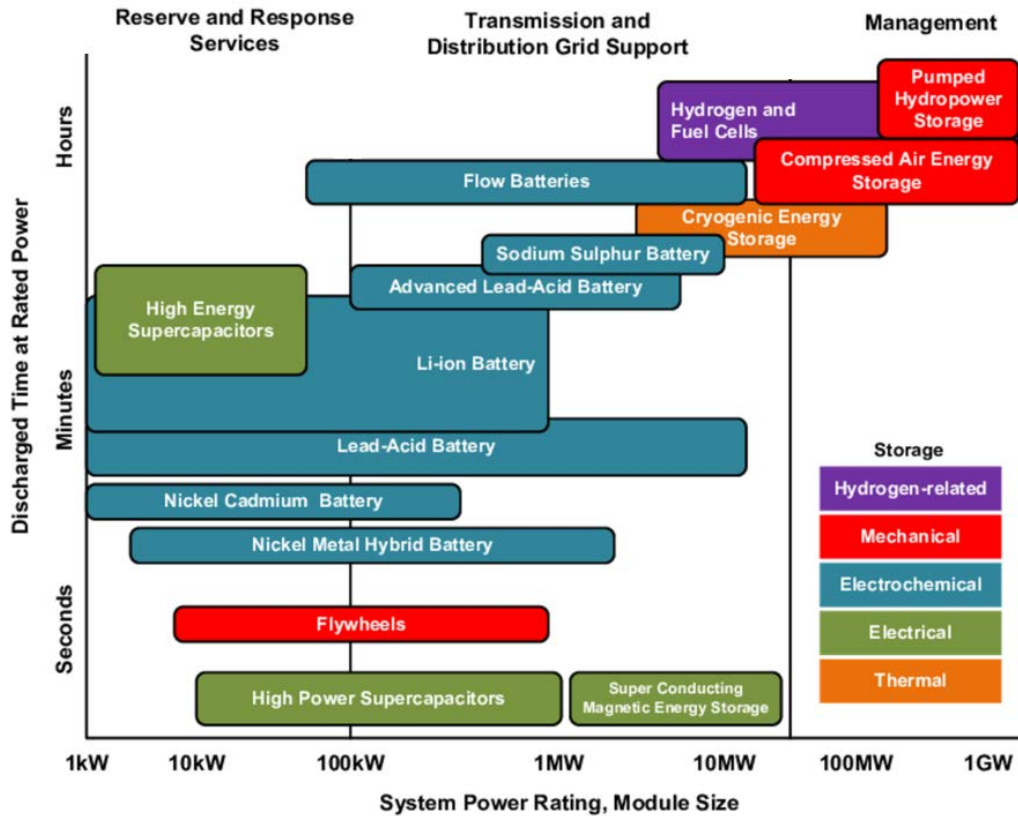


Ilustración 7. Clasificaciones de tecnologías de almacenamiento. Fuente: E. Barbour (2014) Energy Storage Technologies

En Canarias se puede diferenciar cuatro grandes escalas en cuanto a potencia demandada. En el primer grupo se pueden clasificar islas como El Hierro y La Gomera, donde la punta de demanda anual se encuentra sobre los 10 MW. En el segundo grupo se encontraría La Palma con una punta de demanda anual próxima a los 50 MW. Lanzarote y Fuerteventura podrían ser clasificadas en un tercer grupo donde la punta de demanda ascendería a los 130 MW, mientras que el último grupo consideraría los sistemas eléctricos de Gran Canaria y Tenerife con puntas de 616 MW.

Utilizando como referencia el gráfico anterior, se concluye que, con la excepción de las islas clasificadas en el primer grupo, para el resto de casos se necesitarían potencias superiores a los 30 MW, por lo que los sistemas de almacenamiento más recomendables serían los hidrobombes, el aire comprimido, el hidrógeno y, en última instancia, los combustibles renovables (no incluidos en esta clasificación aunque están ampliamente aceptados y se encontrarían en la clasificación del almacenamiento relativo al hidrógeno). Además, es fundamental conocer cuáles son las necesidades de almacenamiento desde el punto de vista energético en cada isla para poder cubrirlas. Así pues, en sistemas de almacenamiento a gran escala se suele requerir la provisión de servicios por encima de las 5 horas, siendo lo más recomendable alcanzar valores de hasta 12 horas de suministro para dar soporte al sistema eléctrico, incluso, en días de bajo potencial de generación renovable.

En islas como Lanzarote y Fuerteventura donde, como se ha demostrado en la estrategia de almacenamiento energético de Canarias, no es posible, a priori, disponer de almacenamiento con centrales de hidrobombeo, parece que la alternativa con mayor potencial sería el

hidrógeno verde. El aire comprimido también podría ser una opción pero, generalmente, para su operación a gran escala se suele recurrir al uso de cavernas subterráneas con mucha capacidad para permitir el funcionamiento del sistema. No se conoce de la existencia de formaciones cavernosas de estas características que puedan usarse para este fin, y que, además, no se ponga en riesgo sus ecosistemas. En algunos casos, se suele recurrir al uso de minas abandonadas para este fin, pero no se da el caso en ninguna de las dos islas. Este tipo de sistemas de almacenamiento sí se ha pensado para plataformas offshore; esto es, se han propuesto múltiples desarrollos que, aprovechando diferencias de presiones en el fondo oceánico, consiguen la compresión del aire.

Incluso en las islas en las que existen opciones de instalar sistemas de almacenamiento energético a gran escala con soluciones más económicas tales como los bombeos reversibles, hay que tener en cuenta que dichas infraestructuras no se pueden instalar en cualquier parte, saliendo a debate aspectos medioambientales, y de otro carácter, que pueden paralizar temporalmente la puesta en marcha de algunas soluciones de almacenamiento. Por su parte, el hidrógeno se plantea como una industria química modular, que se puede ir ampliando en función de las necesidades, y que tiene la ventaja añadida de ser una actividad generadora de empleo local.

Para los rangos de potencias y capacidades requeridas, el hidrógeno apunta a ser una alternativa atractiva a los sistemas de almacenamiento a gran escala mediante hidrobombeos. En general, su mayor inconveniente es el coste, ya que no ha alcanzado un nivel de desarrollo suficiente para que los precios sean igual de competitivos que los existentes para las baterías electroquímicas. No obstante, a nivel mundial, y en el caso específico de Europa a través de la Comisión Europea, se está haciendo un gran esfuerzo en el desarrollo de proyectos demostrativos que logren impulsar la puesta en marcha de Hydrogen Valleys. Estos proyectos están consiguiendo aumentar la demanda de esta tecnología, lo que repercute en la mejora de las cadenas de producción y el abaratamiento en los costes de fabricación de electrolizadores y pilas de combustible. Además, con la ayuda de estos proyectos se han definido múltiples aplicaciones que están ayudando a definir marcos regulatorios con los que se mejoran las condiciones de integración y el nivel de confianza en la tecnología.

La hoja de ruta del hidrógeno publicada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico en octubre de 2020 augura una potencia instalada en electrolizadores en España para 2030 de 4 GW, movilizándose para ello una inversión de 8.900 M€ en el periodo 2020-2030.

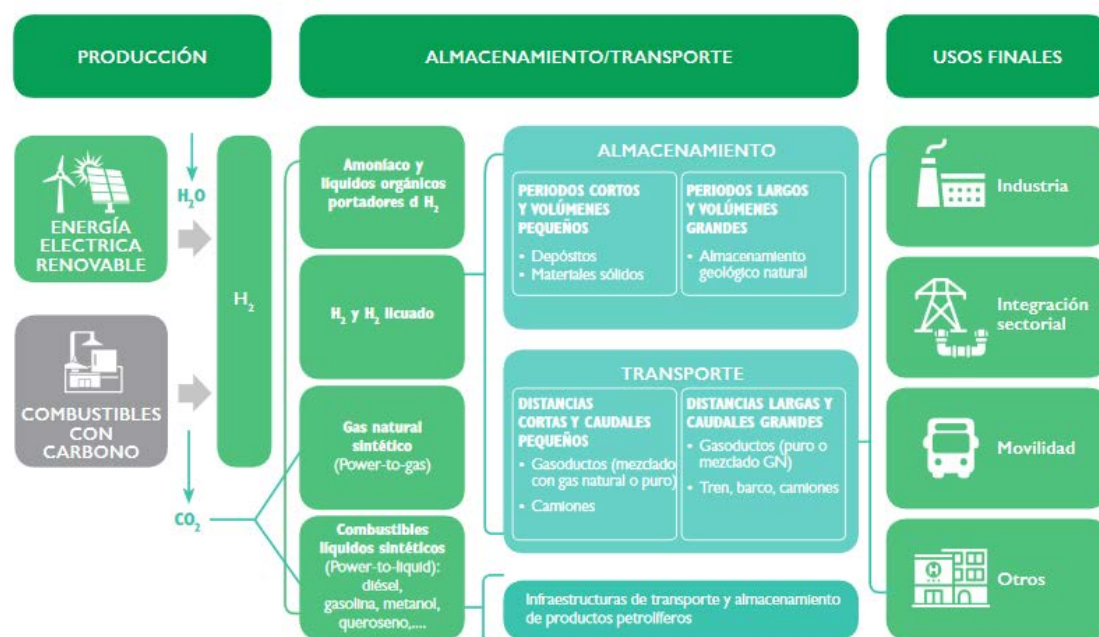


Ilustración 8. Etapas de la cadena de valor del hidrógeno. Fuente: Hoja de ruta del hidrógeno (MITECO)

En conclusión, la promoción de las tecnologías del hidrógeno permitirá aumentar la flexibilidad del sistema energético canario, ya que se dispondrá de sistemas de almacenamiento de energía y cargas gestionables para el balanceo de sus sistemas eléctricos en escenarios de alta penetración de energía renovable. También permitirá disponer del hidrógeno como combustible que funcionará como vector energético de las EERR para la descarbonización del sector del transporte por carretera y, en el futuro, también del transporte marítimo interinsular.

A nivel geográfico, estas instalaciones suelen presentarse como soluciones contenerizadas que requieren de infraestructuras de almacenamiento, generalmente a presiones comprendidas entre 35 y 700 bares según la etapa del proceso y el tipo de uso (350 bares para transporte pesado y 700 bares para vehículos ligeros), aunque esto no repercute significativamente en las necesidades de espacio para desplegar la tecnología.

Para la re-electrificación, se vuelve a disponer de dos opciones tecnológicas básicas, el uso de pilas de combustible y los motores de hidrógeno. Los pros y los contras de ambas alternativas son los descritos en el apartado 5.2. Sin embargo, la necesidad de disponer de servicios complementarios de ajuste al sistema hace que, en este caso particular, la alternativa de la re-electrificación con motor o turbina de hidrógeno gane peso. Como motor, el sistema tiene la capacidad de aportar reservas primarias en tiempos inferiores a 30 segundos controlando las desviaciones de velocidad (frecuencia) y, seguidamente, aportar reservas secundarias hasta el rango de los 15 minutos recuperando la reserva primaria. A partir de los 15 minutos actuaría la reserva terciaria.

El análisis del estado del arte desarrollado en el ámbito de la estrategia de generación gestionable demostraba que el uso de turbinas de gas o motores operados con hidrógeno es posible, existiendo proyectos en los que se ha probado esta tecnología a largo plazo (durante los últimos 20 años). A continuación se describen algunos de los ejemplos de mayor interés:

- **Gibraltar - San Roque (España):** En este emplazamiento se ha puesto en marcha un sistema de blending que usa un 32% de hidrógeno y un 68% de gas natural para producir energía eléctrica. Esta central se puso en marcha en el año 2015 y hasta el año 2017 operó durante más de 9.000 horas con dicha configuración.
- **Central térmica de Tampa (EEUU):** Esta central opera con gas de síntesis, alcanzando concentraciones de gas natural que llegan al 20%-50% en volumen de hidrógeno.
- **Refinería Daesan (Corea del Sur):** En esta refinería opera una turbina de gas que produce energía eléctrica con una mezcla de combustible metano e hidrógeno donde la proporción de hidrógeno supera el 70% en volumen. Esta instalación es también interesante ya que ha estado operativa durante más de 20 años de manera continuada, alcanzando, en algunas situaciones, un valor de hidrógeno en la mezcla del 90%.
- **Central térmica de Fusina (Italia):** Esta central fue inaugurada en el año 2010 y opera con una concentración de hidrógeno del 97,5%.

A diferencia de lo que ocurría en el caso del almacenamiento a través de centrales de bombeo reversible, este tipo de infraestructuras no depende, necesariamente, de características singulares del emplazamiento como diferencias de cotas de altura, existencia de embalses o posibilidad para su construcción, para poner en marcha una central, siendo posible la instalación de esta tecnología en cualquiera de las islas del archipiélago. No obstante, **su instalación no está exenta de cumplir con una serie de condiciones mínimas de seguridad relativas a la producción del hidrógeno, compresión, almacenamiento y posterior re-electrificación mediante turbinas de gas.**

En el apartado 4.2.1 de la estrategia de generación gestionable de Canarias se realizaba una estimación de los requerimientos en cuanto a generación de hidrógeno, potencia de electrolizadores, área ocupada por los sistemas de generación y sistemas de almacenamiento energético, para dar suministro a distintas opciones de turbina de hidrógeno con potencias de 2,5 MW, 11 MW, 22 MW, 45 MW, 90 MW, 240 MW, 290 MW y 560 MW. Se expone, a modo de ejemplo, el cálculo realizado para la opción de 22 MW.

Requerimientos del sistema para disponer de una turbina de gas de hidrógeno de 22 MW									
Elemento del sistema	Horas teóricas equivalentes de producción de la turbina de gas (h)								
	1.000	2.000	3.000	4.000	5.000	6.000	7.000	8.000	8.765
Turbina de Gas 100% Hidrógeno									
Energía térmica consumida (GWh)	71,66	143,32	214,98	286,64	358,3	429,96	501,62	573,28	628,10
Energía eléctrica producida (GWh)	22,40	44,80	67,20	89,60	112,00	134,40	156,80	179,20	196,34
Eficiencia a plena carga	31,3%								
Consumo de hidrógeno (tH ₂ /año)	2.090	4.179	6.269	8.358	10.448	12.538	14.627	16.717	18.316
Área ocupada por turbinas (m ²)	50								
Necesidades de producción de hidrógeno									
Potencia total de electrolizadores (MW)	14,77	29,55	44,32	59,09	73,86	88,64	103,41	118,18	129,48
Nº Electrolizadores (300 Nm ³)	10	20	20	30	30	40	50	50	60
Área ocupada por electrolizadores (m ²)	270	540	540	810	810	1.080	1.350	1.350	1.620
Consumo de energía eléctrica (GWh/año)	121,68	243,36	365,04	486,72	608,40	730,08	851,76	973,44	1.066,53
Consumo de agua (dam ³ /año)	32,76	65,52	98,28	131,04	163,80	196,56	229,32	262,08	287,14
Capacidad de almacenamiento									
Capacidad de almacenamiento - 5 días (m ³)	1.239	2.478	3.717	4.956	6.194	7.433	8.672	9.911	10.859
Número de depósitos según tipo señalado	12	23	35	47	58	70	82	93	102
Área ocupada por almacenamiento (m ²)	526	1.052	1.577	2.103	2.629	3.155	3.681	4.206	4.609
Parque de generación renovable asociado									
Potencia eólica (MW)	50	100	150	200	250	300	350	400	281

Producción eólica (MWh)	97	195	292	389	487	584	681	779	853
Potencia fotovoltaica (MW)	16	31	47	62	78	93	109	124	136
Producción fotovoltaica (MWh)	24	49	73	97	122	146	170	195	213

Tabla 14. Requerimientos del sistema para disponer de una turbina de gas de hidrógeno de 22 MW

Finalmente, en cuanto a la generación de hidrógeno, debe señalarse que la eficiencia de este proceso es inferior a la que se obtendría con alternativas tales como las centrales de bombeo reversible. En el proceso de electrólisis se requiere un consumo de 4,5 kWh para producir 1 Nm³H₂. Esa cantidad de hidrógeno contendría 3 kWh de energía térmica. Posteriormente, asumiendo que la reconversión de hidrógeno a energía eléctrica se hiciera con una turbina de gas operada con hidrógeno o pila de combustible cuya eficiencia media ronda el 50%, de esos 3 kWh de energía térmica se podría recuperar en, forma de electricidad, 1,5 kWh, disipándose la parte restante (1,5 kWh) en forma de calor. **Por consiguiente, la eficiencia global de este proceso rondaría el 33%.**

En coherencia con lo mencionado, en este caso interesa aún más que la electricidad usada para producir hidrógeno sea siempre renovable y, en la medida de lo posible, excedentaria; es decir, que los electrolizadores operen con energía eléctrica que, de otra forma, sería desaprovechada aplicando políticas de corte a la generación renovable de origen no gestionable.

Por otro lado, existe también otro problema: los costes de inversión. Las tecnologías del hidrógeno no han alcanzado aún un nivel de desarrollo suficiente para que los costes de inversión sean competitivos con respecto a otras soluciones de almacenamiento energético a gran escala. En este sentido, en el proceso de producción del hidrógeno desde el punto de vista económico interesa que los electrolizadores operen durante el mayor tiempo posible a potencia nominal. De esta forma se consigue producir la mayor cantidad de hidrógeno posible y reducir el coste de explotación por kilogramo de hidrógeno verde producido. La solución a este problema se opone, en cierta medida, al criterio de utilizar los electrolizadores sólo con vertidos dado que la primera política obliga a que en determinados momentos sea necesario parar los electrolizadores.

En la práctica debería sopesarse qué criterio es más importante, pero parece lógico pensar que en determinados momentos podría ser adecuado operar los electrolizadores con energía renovable no excedentaria si esto asegura una reducción de costes de explotación del sistema eléctrico y de las emisiones de gases de efecto invernadero. A medida que el coste de inversión de este tipo de equipamientos se vaya reduciendo, se puede aspirar a incrementar la capacidad de producción de hidrógeno y la potencia instalada en energías renovables para operar estas instalaciones sólo en caso de exceso de producción.

A modo de referencia, con un electrolizador de 1 MW se podrían producir 157,7 tH₂/año si el stack trabajara al 100%. El consumo de electricidad a plena carga rondaría los 4,33 kWh/Nm³H₂ mientras que a carga parcial del 50% el consumo bajaría ligeramente hasta los 4,15 kWh/Nm³H₂.

5.3.2. Análisis económico

Hay que tener en cuenta que, aunque los precios de la energía eléctrica no acompañen actualmente al desarrollo de este tipo de proyectos, la descarbonización va a exigir un

PROPUESTA DE DESARROLLO DE LA INDUSTRIAL DEL HIDRÓGENO CON FINES ENERGÉTICOS EN CANARIAS

considerable esfuerzo en la instalación de sistemas de almacenamiento energético a gran escala para poder estabilizar el sistema eléctrico ante los escenarios de integración de EERR previstos. Como ha sucedido históricamente con otras tecnologías, en un futuro podrían activarse mecanismos que ayuden a compensar la diferencia en costes para rentabilizar estas inversiones y viabilizar el balance energético con soluciones totalmente libres de combustibles contaminantes. Además, ahora la referencia en coste no sería el precio de compra de la energía eléctrica por parte del usuario (50 – 60 €/MWh) sino más bien el coste de generación de cada sistema eléctrico (150 €/MWh para las islas de Lanzarote y Fuerteventura). El modelo de negocio mejora situándose el precio sobre los 2,5 €/kgH₂ a sabiendas que con 1 kgH₂ se reconvierte 16,7 kWh considerando incluso las pérdidas que se han tenido en la producción del hidrógeno y su re-electrificación.

En este caso, la paridad en coste también dependería del precio de la electricidad, existiendo bastante incertidumbre. Como caso más desfavorable se destaca el pool del mercado eléctrico mientras que como caso más favorable se resaltaría el coste de generación de energía eléctrica en cada una de las islas. Por todo ello, se estima en la siguiente tabla la paridad en coste en función del precio de venta de la electricidad.

Paridad en costes para almacenamiento energético	
Precio de la electricidad	Re-electrificación con pila de 1 MW
40 €/MWh	0,75 €/kgH₂
50 €/MWh	0,94 €/kgH ₂
60 €/MWh	1,12 €/kgH ₂
70 €/MWh	1,31 €/kgH ₂
80 €/MWh	1,50 €/kgH ₂
90 €/MWh	1,69 €/kgH ₂
100 €/MWh	1,87 €/kgH ₂
110 €/MWh	2,06 €/kgH ₂
120 €/MWh	2,25 €/kgH₂
130 €/MWh	2,43 €/kgH ₂
140 €/MWh	2,63 €/kgH ₂
150 €/MWh	2,81 €/kgH₂

Tabla 15. Paridad en coste para almacenamiento energético

Por todo ello, dependiendo del precio de la electricidad, el hidrógeno podría alcanzar un precio comprendido entre 0,75 y 2,81 €/kgH₂, siendo más fácil viabilizar el sistema si por este combustible renovable se pagara un precio equivalente a lo que actualmente cuesta gestionar los sistemas eléctricos de las islas. En el caso de las islas capitalinas, el coste de explotación de los sistemas eléctricos está más próximo a los 120 €/MWh, por lo que el kilogramo de hidrógeno se podría retribuir a 2,25 €/kgH₂. Este último precio es próximo al que se paga en tarifas 2.0D PVPC en horas punta.

Con los resultados obtenidos, se evidencia que esta solución tecnológica ocuparía la tercera posición en términos de modelo de negocio, por detrás del uso del hidrógeno para transporte colectivo y la re-electrificación con CHP. Sí sería ligeramente más económico que la re-electrificación sin CHP porque el precio de la electricidad de referencia ahora debería ser la estipulada por el coste del sistema y no la definida por el pool.

5.4. Amoniaco como combustible para navegación marítima

Las aplicaciones expuestas hasta el momento pueden ser consideradas como las más conocidas y las que se han priorizado en la mayor parte de los proyectos que han sido ejecutados hasta la fecha en Europa. No obstante, la versatilidad del amoniaco como vector energético es muy importante siendo quizás una de las claves fundamentales para la descarbonización del transporte marítimo en Canarias.

Ya existen prototipos de barcos equipados con una pila de combustible de hidrógeno recorriendo trayectos de transporte de pasajeros en regiones como los Fiordos Noruegos. En cualquier caso, hay que tener en cuenta que el hidrogeno presenta problemas para su transporte relacionados con su almacenamiento en estado gaseoso. El hidrógeno se produce generalmente a 15-25 bares para, a continuación, ser comprimido a una mayor presión con el objeto de reducir el espacio ocupado para una misma cantidad de energía. Incluso comprimiendo el hidrógeno a 700 bares, la ocupación de este gas es muy alta lo que supone un problema en el uso directo de este combustible en barcos ya que suele ser una pauta común dedicar el espacio a los servicios que éstos pueden proveer maximizando la carga.

Si se optara por el hidrógeno como combustible para el transporte marítimo, habría que situar al almacenamiento de combustible en el interior de los barcos, ocupando un espacio hasta tres veces superior al que, actualmente, ocupan otros gases como el gas natural licuado (GNL). Además, las maniobras de repostaje en el mar son más complejas y peligrosas que en tierra.

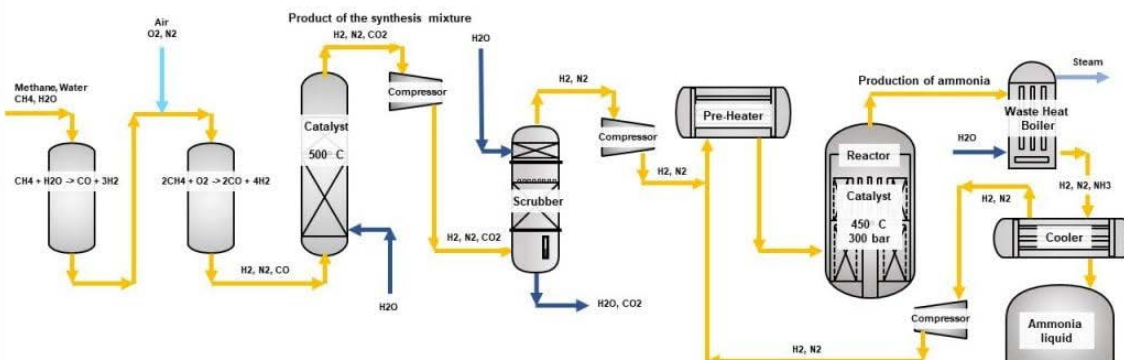


Ilustración 9. Haber – Bosch process

El proceso Haber Bosch consiste en incrementar la presión de la mezcla hasta conseguir, unos 300 bares, para, posteriormente, llevar a cabo un calentamiento isoentálpico hasta alcanzar temperaturas de 500 °C, produciendo, de ese modo, el amoniaco. Técnicamente, es un proceso de baja complejidad en comparación con otras alternativas de reconversión del hidrógeno a otros combustibles sintéticos, pero supone un gasto energético adicional al que habría que hacer frente tanto para la extracción del nitrógeno del aire como para el proceso Haber-Bosch. La gran ventaja del amoniaco es que puede estar en fase líquida a una temperatura de -33 °C y presión atmosférica, o elevando la presión a 9 bares con temperaturas de 20 °C.

La posibilidad de licuar el hidrógeno para reducir el espacio ocupado pasa por alcanzar temperaturas de $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$ con las dificultades que eso supone. Una alternativa que tendría mayor sentido es la sintetización de otros combustibles que pudieran pasar a fase líquida con menor esfuerzo, como ocurre con el amoníaco. El hidrógeno verde se puede combinar con el nitrógeno extraído del aire, también con energías renovables, a través del proceso Haber Bosch. Este proceso tiene incluso la ventaja de no ser demasiado complejo consiguiéndose la combinación mediante cambios de presión y temperatura en distintas fases. El amoníaco verde también puede ser usado como carburante en pilas de combustible, preparadas para ello, o motores de gas, sin que se produzcan gases de efecto invernadero. Esto se analiza con mayor detalle en el siguiente subapartado.

5.4.1. Análisis técnico

A diferencia del hidrógeno, el amoníaco puede alcanzar la fase líquida con mucha menos dificultad, sólo bajando la temperatura a $-33\text{ }^{\circ}\text{C}$ y presión atmosférica, o a presiones de 9 bares y temperaturas de $20\text{ }^{\circ}\text{C}$. Como en el caso del hidrógeno, ya existen proyectos en desarrollo probando esta solución, como el barco carguero “Viking Energy”, el cual incorpora una pila de combustible accionada con amoníaco, o el barco Ro-Ro⁵ de pasajeros más grande del mundo (“Color Fantasy”) que estará disponible en el año 2027 y que usará un motor de amoníaco. En este escenario, el hidrógeno juega un papel fundamental dado que sin hidrógeno verde no es posible disponer de amoníaco verde.

De la misma forma, MAN Energy Solutions está desarrollando un motor de dos tiempos alimentado con amoníaco desarrollado, específicamente, para el mercado marítimo y está tratando con Siemens la forma de obtener amoníaco verde.

Otro ejemplo de que la solución propuesta es factible para Canarias es el buque “Color Fantasy” mencionado anteriormente. Este buque Ro-Ro opera entre Oslo y Kiel y es, junto con su barco hermano, “Color Magic”, el crucero más grande del mundo con cubierta para automóviles. En los próximos años comenzará a operar con amoníaco en la ruta Oslo - Kiel. Además, el Ministerio de Tierras, Infraestructuras, Transporte y Turismo de Japón ha anunciado un acuerdo con empresas para el desarrollo de un demostrador sobre un buque de 80.000 DWT, el cual sería usado como granelero para el año 2028.

El amoníaco es un compuesto alcalino e incoloro que desprende un fuerte olor. En condiciones atmosféricas, se encuentra en estado gaseoso. El amoníaco está llamado a ser el combustible menos caro comparado con la gasolina, el gas natural, los GLP, el metanol y el hidrógeno. Además el amoníaco líquido tiene una densidad de energía volumétrica relativamente alta, $12,7\text{ MJ/l}$ que es mayor que la del hidrógeno líquido ($8,49\text{ MJ/l}$) y el hidrógeno comprimido ($4,5\text{ MJ/l}$ a 690 bar y 25°C). Por otra parte, el amoníaco tiene un calor de combustión mayor ($11,2\text{ MJ/l}$) comparado con el hidrógeno líquido ($8,58\text{ MJ/l}$).

⁵ Ro-Ro proviene de un acrónimo del término inglés “Roll On-Roll Off”, y se definió en las enmiendas de noviembre de 1995 al Capítulo II-1 de la Convención Internacional para la Seguridad de la Vida en el Mar, 1974, como “un buque de pasajeros con espacios de carga ro-ro o espacios de categoría especial”. Una de las funciones más importantes de este tipo de buque es la de transbordador de pasajeros/vehículos, especialmente, en rutas marítimas de corta distancia.

El amoníaco gaseoso puede disiparse rápidamente en el aire en condiciones atmosféricas debido a que su densidad es menor ($0,769 \text{ kg/m}^3$) que la del aire ($1,225 \text{ kg/m}^3$) minimizando, así, los riesgos de explosión y fuego en caso de fuga. Estos riesgos también se ven reducidos gracias a la alta temperatura de autoignición del amoníaco ($650 \text{ }^\circ\text{C}$) frente a la del hidrógeno ($520 \text{ }^\circ\text{C}$).

Los desafíos a los que se enfrenta el amoníaco incluyen su estrecho rango de inflamabilidad, que es del 15,15 al 27,35% en aire seco y del 15,95 al 26,55% en aire con una humedad relativa del 100%. Por ello, se considera no inflamable durante su almacenamiento y transporte. No obstante, como el amoníaco tiene como principal componente el hidrógeno, su uso, especialmente a altas temperaturas, conduce a la formación de NO_x . Por ello, la gestión de su combustión y manipulación, en general, es fundamental para poder mitigar los peligros que entraña tanto para la salud como para el medio ambiente⁶.

A modo de resumen, se expone en los siguientes puntos una pequeña comparación entre las ventajas y desventajas del amoníaco frente al hidrógeno.

▪ **Ventajas del amoníaco frente al hidrógeno:**

- El amoníaco es más difícil de encender y no es explosivo.
- Mayor densidad energética en volumen que el hidrógeno.
- Su transporte y almacenamiento requiere de condiciones menos extremas en cuanto a niveles de presión y temperatura.
- Su combustión no genera CO_2 .
- Más fácil de licuar.
- Un electrolizador teórico que opere a 83°C consumiría 2,83 kWh eléctricos para producir $1 \text{ Nm}^3\text{H}_2$.

▪ **Inconvenientes del amoníaco frente al hidrógeno:**

- Necesita hidrógeno para su producción lo que supone un aporte adicional de energía.
- Requiere de conocimientos específicos para su manipulación y almacenamiento.
- Su combustión genera óxidos de nitrógeno como el hidrógeno cuando la llama no se difunde de manera adecuada.
- Es muy tóxico, puede ser letal después de diez minutos de exposición.

Numerosos países en el mundo ven el uso del amoníaco como un actor clave en el sistema energético futuro para lograr la descarbonización de la economía en 2050. Entre esos países se encuentra Japón que ya dispone de un plan para la inclusión del amoníaco en su sistema energético. Australia también ha acelerado los programas de investigación y desarrollo para utilizar el amoníaco con el fin de almacenar el hidrógeno producido en el país y exportarlo a otros. En Europa, el Reino Unido y Alemania están impulsando la investigación dirigida a impulsar la adopción del amoníaco en los sectores industrial y eléctrico, especialmente⁷.

⁶ Ammonia as Effective Hydrogen Storage: A Review on Production, Storage and Utilization. Autores: Muhammad Aziz, Agung Tri Wijayanta and Asep Bayu Dani Nandiyanto.

⁷ Ammonia as Effective Hydrogen Storage: A Review on Production, Storage and Utilization. Autores: Muhammad Aziz, Agung Tri Wijayanta and Asep Bayu Dani Nandiyanto.

El Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS, acrónimo en inglés de United States Geological Survey) en su informe anual Mineral Commodity Summaries 2021, publica algunas estadísticas sobre la evolución de la producción de amoníaco a nivel mundial. En la siguiente tabla se muestran los países más productores de amoníaco.

Países más productores de amoníaco							
País	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
China	46.850	47.603	46.922	40.656	41.000	38.000	38.000
India	10.780	11.309	11.574	11.405	11.400	12.200	13.000
Rusia	12.030	12.455	13.300	14.056	14.900	15.000	15.000
Estados Unidos	9.330	9.590	10.200	11.600	13.100	13.500	14.000
Subtotal	78.990	80.957	81.996	77.717	80.400	78.700	80.000
TOTAL	140.000	142.000	145.000	141.000	144.000	142.000	144.000
%subtotal/TOTAL	56.4%	57.0%	56.5%	55.1%	55.8%	55.4%	55.6%
%España/TOTAL	0.31%	0.28%	0.28%	0.28%	0.28%	ND	ND

Tabla 16. Países más productores de amoníaco. Unidad: toneladas métricas de nitrógeno contenido. Fuente: [USGS, Mineral Commodity Summaries 2021](#)

En la siguiente tabla se muestran las principales características físico-químicas del hidrógeno frente al amoníaco:

Propiedades físico-químicas del amoníaco y el hidrógeno		
Características	Amoníaco	Hidrógeno
Fórmula	NH ₃	H ₂
Masa molar	17,03 g/mol	2,02 g/mol
Densidad (25 °C y 1 atm)	0,70 kg/m ³ (g)	0,0899 kg/m ³ (g)
Poder calorífico inferior	18,8 MJ/kg	119,9 MJ/kg
Poder calorífico superior	25,5 MJ/kg	141,9 MJ/kg
Energía mínima de ignición	0,011 mJ	8,0 mJ
Densidad energética en peso	-	33,3 kWh/kg (g, P=200 bar)
Densidad energética en volumen	-	0,53 kWh/l (g, P=200 bar)
Densidad energética en peso	-	33,3 kWh/kg (liq,-253 °C)
Densidad energética en volumen	4,32 kWh/l (liq.)	2,36 kWh/l (liq,-253 °C)
Punto de fusión	-77,73 °C	-259,14 °C
Punto de ebullición	-33,35 °C (1 bar)	-252,87 °C
Punto de descomposición	500 °C	
Número másico		1,00794
Temperatura crítica	132,4 °C	32,97 K
Temperatura de autoignición	650 °C	570 °C
Presión crítica	112,8 bar	
Calor de fusión	58,1 kJ/mol	0,558 kJ/mol
Calor de vaporización	23,3 kJ/mol	0,452 kJ/mol
Calor de combustión	- 316 kJ/mol	

Tabla 17. Propiedades físico-químicas del amoníaco y el hidrógeno

El transporte marítimo supone uno de los grandes retos en el cumplimiento del objetivo de total descarbonización de los sistemas energéticos de Canarias. Sin embargo, hasta el momento, en las islas no se han llevado a cabo medidas significativas para lograr su descarbonización, a pesar que es uno de los mayores responsables de la importación de combustibles fósiles del archipiélago.

El sector de la navegación marítima representa aproximadamente un 10% de la demanda de energía final de Canarias. Esto supone una demanda de aproximadamente 376.008 Tep que debería ser reemplazada por otros combustibles sintéticos renovables como el amoníaco. La

realidad es que las limitaciones espaciales harán que difícilmente se pueda conseguir la descarbonización total del transporte marítimo, incluyendo el sector marítimo insular, nacional e internacional. En este sentido, una apuesta más realista sería comenzar con la descarbonización del transporte marítimo insular y explorar las posibilidades del transporte marítimo nacional, dado que para alcanzar cotas más elevadas se debería sobredimensionar considerablemente los parques eólicos y plantas fotovoltaicas instaladas en las islas.

El cambio de combustible supondría una reconversión de los motores actuales en los buques que realizan trayectos interinsulares, que no necesariamente supondría la sustitución del barco como demuestran los proyectos que se desarrollan en buques, tales como el Viking Energy o el Color Fantasy.

Otra alternativa más compleja sería la producción de metano sintético a través de energías renovables siguiendo un procedimiento semejante al ya explicado para el amoniaco. En este caso, nuevamente, sería necesario producir hidrógeno, pero ahora sería combinado con una fuente de carbono en vez de con nitrógeno. En este sentido, existe un nexo de unión entre el hidrógeno y el biogás (ambos de origen renovable) en la posible producción de este gas sintético.

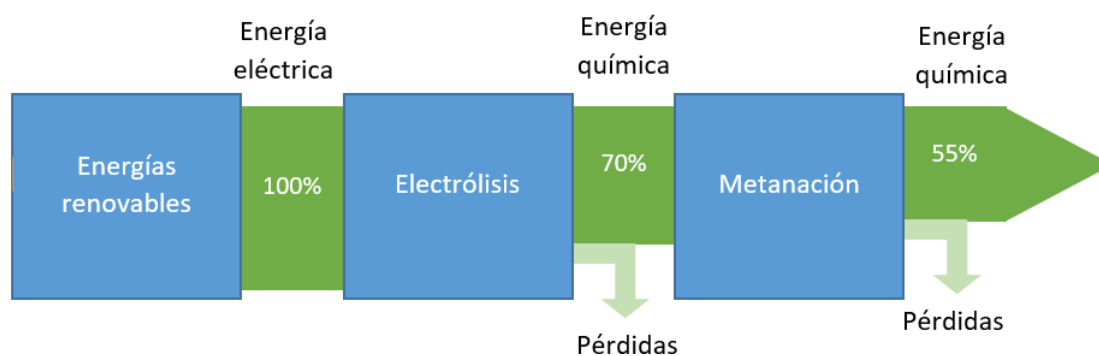


Ilustración 10. Pérdidas energéticas en el proceso de producción de Power To Methane

Mediante distintas materias orgánicas tales como los residuos agrícolas, los forestales (poda), los ganaderos o los residuos sólidos urbanos, se puede producir biogás. El biogás es un combustible generado gracias a la degradación producida por determinados microorganismos existentes en la materia orgánica, que se activan en ausencia de oxígeno (condiciones anaeróbicas). En ese proceso de fermentación anaerobia se produce un gas que tiene un contenido en metano que puede variar entre el 40-70%, conteniendo, también, dióxido de carbono en un 30-40% y agua en un 2-8%, así como trazas de otros compuestos tales como O_2 , N_2 , NH_3 y SH_2 . Posteriormente, con el proceso de "upgrading", se purifica el metano obtenido, separándolo del dióxido de carbono y del resto de compuestos anteriormente mencionados, haciendo uso de técnicas tales como la absorción por cambio de presión.

5.4.2. Análisis económico

En una planta de amoniaco el sistema estaría compuesto por tres elementos principales, el electrolizador, el generador de nitrógeno y el reactor de Haber-Bosch. De estos tres elementos, el más demandante de energía es el electrolizador, el cual requiere aproximadamente el 70% del consumo eléctrico total para la producción de hidrógeno. Por su parte, el mayor consumo del generador de nitrógeno se centra en un sistema de producción

de aire comprimido donde la demanda eléctrica no es muy importante (aproximadamente el 10% del total). La parte restante del consumo se focaliza en los distintos sistemas instalados para los cambios de presión y temperatura de la reacción entre el hidrógeno y el nitrógeno para obtener el amoníaco.

A modo de referencia, por cada kilogramo de hidrógeno se podrían obtener hasta 5 kg de amoníaco por condiciones estequiométricas.

Para las tecnologías de síntesis de amoníaco renovable, un estudio de CSIRO (Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation, en Australia) define un rango de entrada de energía de 10-12 MWh/tNH₃, asumiendo que se utiliza energía renovable (solar, mareomotriz o eólica) para generar esa electricidad, un electrolizador y una ASU (unidad de separación de aire), con el hidrógeno y el nitrógeno resultantes alimentando el circuito de síntesis de amoníaco Haber-Bosch. CSIRO proporciona la entrada eléctrica teórica necesaria para producir hidrógeno mediante la electrólisis del agua como 7 MWh/tNH₃. Suponiendo que el amoníaco se produce a partir de energía completamente renovable, se descompone en hidrógeno de alta pureza y se utiliza en un PEMFC para alimentar un vehículo, la eficiencia neta para el peor y el mejor de los casos está entre el 11% y el 19%.

Para las mejores y peores tecnologías consideradas en pilas de combustible para aplicaciones estacionarias, la eficiencia neta combinada de calor y energía (CHP) fue del 25-39%. Por lo tanto, comenzando con una entrada de electricidad renovable de 1 MWh, la energía neta entregada a la red o distribuida sería de 214 kWh en forma de electricidad y de 179 kWh en forma de calor de baja calidad, para el mejor de los casos.

El documento CSIRO proporciona datos de eficiencia general para el amoníaco en motores de combustión interna (ICE) (35-40%) y turbinas de gas de ciclo combinado (55-60%). El documento de CSIRO también compara estos datos de amoníaco con una serie de estudios que investigan la eficiencia de ida y vuelta de las rutas de metanol e hidrógeno líquido como combustibles alternativos, y concluye que ni el hidrógeno líquido ni el metanol ofrecen una ganancia de eficiencia significativa en la mayoría de los casos, por ejemplo, la eficiencia fue del 9,3% para el metanol y del 8,7% para los vectores de hidrógeno líquido. A modo de referencia, en la siguiente tabla se muestra la cantidad de amoníaco que podría ser producida para distintos tamaños de plantas de producción según el proceso mencionado.

Capacidad de producción en función de la potencia del sistema de producción de amoníaco	
Potencial de la planta de amoníaco (MW)	tNH ₃ /año
1	796
2	1.589
5	3.893
10	7.644
15	11.317
25	18.446
40	28.660
50	35.171
60	41.457
70	47.541
80	53.429

Tabla 18. Capacidad de producción en función de potencia del sistema de producción de amoníaco

Por otra parte, en la siguiente tabla se expone una estimación de la eficiencia del amoníaco en la producción de energía a través de motores de combustión en barcos.

Characteristics	Unit	Short Sea Ship	Deep Sea Ship	Container Ship
Engine power	kW _{output}	2400	11,000	23,000
Voyage range full speed	h	162	720	360
Tank capacity	GJ	3500	71,300	74,600
ICE engine cost ¹	USD/kW _{output}	800	600	600
ICE propulsion efficiency ¹	%, LHV	45	40	40
FC stack cost ²	USD/kW _{output}	925	925	925
FC propulsion efficiency	% LHV	45	60	45
Storage cost ³	USD/GJ	55	35	35
SCR cost for ICE	USD/kW _{output}	133	133	133

¹ Assumed equal to H₂ ICE. ² Estimated as the mean value of the range 350–1500 USD/kW where the former represents low cost estimates for FC and 1500 USD/kW is the higher estimate of SOFC cost by van Biert et al. [45].

³ Assumed to be half the storage cost for LNG estimated at 35 USD/GJ [6].

Tabla 19. Características y costo de las tecnologías de propulsión de amoníaco para diferentes categorías de buques en 2050 (Fuente: *The Potential Role of Ammonia as Marine Fuel—Based on Energy Systems Modeling and Multi-Criteria Decision Analysis*, Julia Hansson, Selma Brynolf, Erik Fridelland Mariliis Lehtveer, Sustainability 2020, 12, 3265;)doi:10.3390/su12083265

Si se asume que 1 kilogramo de fueloil tiene un coste de 0,5 €/kg mientras que el precio del diésel para barcos es de 0,7 €/kg, se puede estimar el coste total por cada tonelada de cada tipo de combustible remplazado con amoníaco.

Por otro lado, el PCI del fuel es de 11,222 kWh/kg mientras que para el diésel se sitúa en 11,944 kWh/kg. Las eficiencias en este tipo de motores se sitúan en el 45% aunque depende del tamaño del barco, por ello se puede estimar que el contenido energético aprovechable por cada tonelada de fuel sería de 5.050 kWh mientras que para el diésel sería de 5.375 kWh.

Si se conoce el PCI del amoníaco (18,8 MJ/kg) y la eficiencia de estos motores (según la tabla anterior) se estima que por cada tonelada de fuel se necesita 2,4 tNH₃, mientras que por cada tonelada de diésel se necesita de 2,57 tNH₃ en suministro a barcos.

Dependiendo del precio del combustible que sustituye (fuel o diésel), se calcula, a continuación, el precio que debería alcanzar el amoníaco para que sea rentable sin ningún tipo de ayuda. De la misma forma, se estima el precio del hidrógeno necesario para producir el NH₃ en cada caso. Para esta última estimación, se considera que el 70% del coste energético en la producción de NH₃ es como consecuencia de la producción de hidrógeno. También se asume que por cada kilogramo de H₂ se podrían obtener hasta 5 kg de NH₃.

Paridad de costes en opciones de uso de amoníaco en sector marítimo				
Precio fuel que sustituye	0,3 €/kg	0,5 €/kg	0,6 €/kg	0,7 €/kg
Precio diésel que sustituye	0,5 €/kg	0,7 €/kg	0,8 €/kg	0,9 €/kg
Sustitución de fuel	0,12 €/kgNH ₃	0,21 €/kgNH ₃	0,25 €/kgNH ₃	0,29 €/kgNH ₃
Sustitución de diésel	0,19 €/kgNH ₃	0,27 €/kgNH ₃	0,31 €/kgNH ₃	0,35 €/kgNH ₃
Precio del hidrógeno en la producción de NH ₃ para sustituir fuel	0,43 €/kgH ₂	0,72 €/kgH ₂	0,87 €/kgH ₂	1,01 €/kgH ₂
Precio del hidrógeno en la producción de NH ₃ para sustituir diésel	0,68 €/kgH ₂	0,95 €/kgH ₂	1,09 €/kgH ₂	1,22 €/kgH ₂

Tabla 20. Paridad de costes en opciones de uso de amoníaco en sector marítimo

Por todo ello, se concluye que a nivel económico esta solución, aunque vital para la descarbonización de Canarias, se encuentra un paso por detrás de la re-electrificación. Naturalmente, esta situación se revertirá progresivamente a medida que se vaya adquiriendo mayor experiencia el sector.

5.5. Queroseno como combustible para navegación aérea

En Canarias, el queroseno es el principal combustible utilizado en el transporte aéreo, al que se suministró, según cifras publicadas en el Anuario Energético de Canarias 2019, una cantidad de 1.115.339 Tm de dicho combustible y de 52 Tm en gasolina de aviación. Del total de combustibles consumidos por el transporte aéreo, el 28%, aproximadamente, se usa en aviones que recorren rutas nacionales, mientras que el resto se destina a la aviación internacional. Esta distribución entre navegación aérea nacional e internacional no es homogénea entre islas. Así pues, en las islas de Tenerife y Gran Canaria la parte destinada a la navegación nacional representa el 32,6%, mientras que en las islas de Lanzarote y Fuerteventura suponen el 13%. En la isla de La Palma la navegación nacional es del 68%, mientras que para El Hierro y La Gomera la totalidad del consumo de combustibles es de carácter nacional.

Los aviones consumen combustible en fase de despegue (para hacer trabajo contra la fuerza de inercia, rozamiento y drag aerodinámico a nivel del mar), ascenso (para hacer trabajo contra fuerza de gravedad y drag aerodinámico) y una menor cantidad en fase de crucero (para realizar el trabajo contra drag aerodinámico, por desplazarse en una atmosfera de baja densidad de aire a 10.000 m de altura). A modo de referencia, se presentan los consumos medios de aviones tipo, usados en el transporte aéreo nacional.

- **Airbus A320:** Consumo medio de unos 2.918 l/h y si establece una velocidad media crucero de 828 km/h, el consumo sería de 291,8 l/100 km.
- **Airbus-A380:** Capacidad 500 pasajeros, gasta queroseno a razón de 1.500 l/100 Km. Un vuelo Madrid-Barcelona, de 600 km aproximadamente, gasta unos 9.000 l.
- **Boeing 747:** Utiliza alrededor de 1 galón/s de combustible (lo que equivale a unos 3,785 l/s), por lo que, en un vuelo de 10 horas quemaría unos 36.000 galones, o 136.260 litros. Se trata de un avión de 360 toneladas que puede transportar más de 500 pasajeros, con un consumo medio de, aproximadamente, 11,8 l/km (o 1.800 l/100km).
- **Boeing 737-600:** Lleva 110 pasajeros y su consumo es de 3,85 l/km (o 385 l/100 km).
- **Boeing 777:** Consume unos 2.966 galones/h (u 11.228 l/h).

Teniendo en cuenta la magnitud de los consumos que se requiere para el transporte aéreo y, especialmente, las peculiaridades de este medio de transporte en cuanto a aerodinámica y seguridad, sería necesario continuar utilizando el queroseno, **si bien éste podría ser sintetizado con combustibles renovables en vez de utilizar el queroseno convencional.** Nuevamente, sólo se atendería la demanda del transporte aéreo interinsular, llevándose a cabo el proceso de síntesis de queroseno mediante el proceso de Fischer-Tropsch.

En este caso sólo se requeriría esta solución técnica, proponiendo llevar a cabo la investigación durante la primera década para, posteriormente, dar el salto a la descarbonización del resto del transporte aéreo interinsular en el horizonte 2031-2040.

5.5.1. Análisis técnico

El hidrógeno también puede ser utilizado como combustible de manera indirecta mediante procesos de metanización y síntesis con los cuales se pueden obtener combustibles en fase gaseosa (como el metano) o en fase líquida (gasolinas, gasóleos, querosenos, etc.). Para llevar a cabo estos procesos, es necesario añadir cadenas de carbono cada vez más largas hasta alcanzar el combustible necesario.

La última frontera es la producción de combustibles líquidos sintéticos donde, de modo semejante a la metanización, el hidrógeno se combina con dióxido de carbono para producir distintos tipos de combustibles tales como diésel, queroseno, metanol y gasolina. Esta solución es especialmente interesante para la producción de queroseno, que soporta la mayor parte de la demanda del sector aéreo y para el que no existen otras alternativas de sustitución.

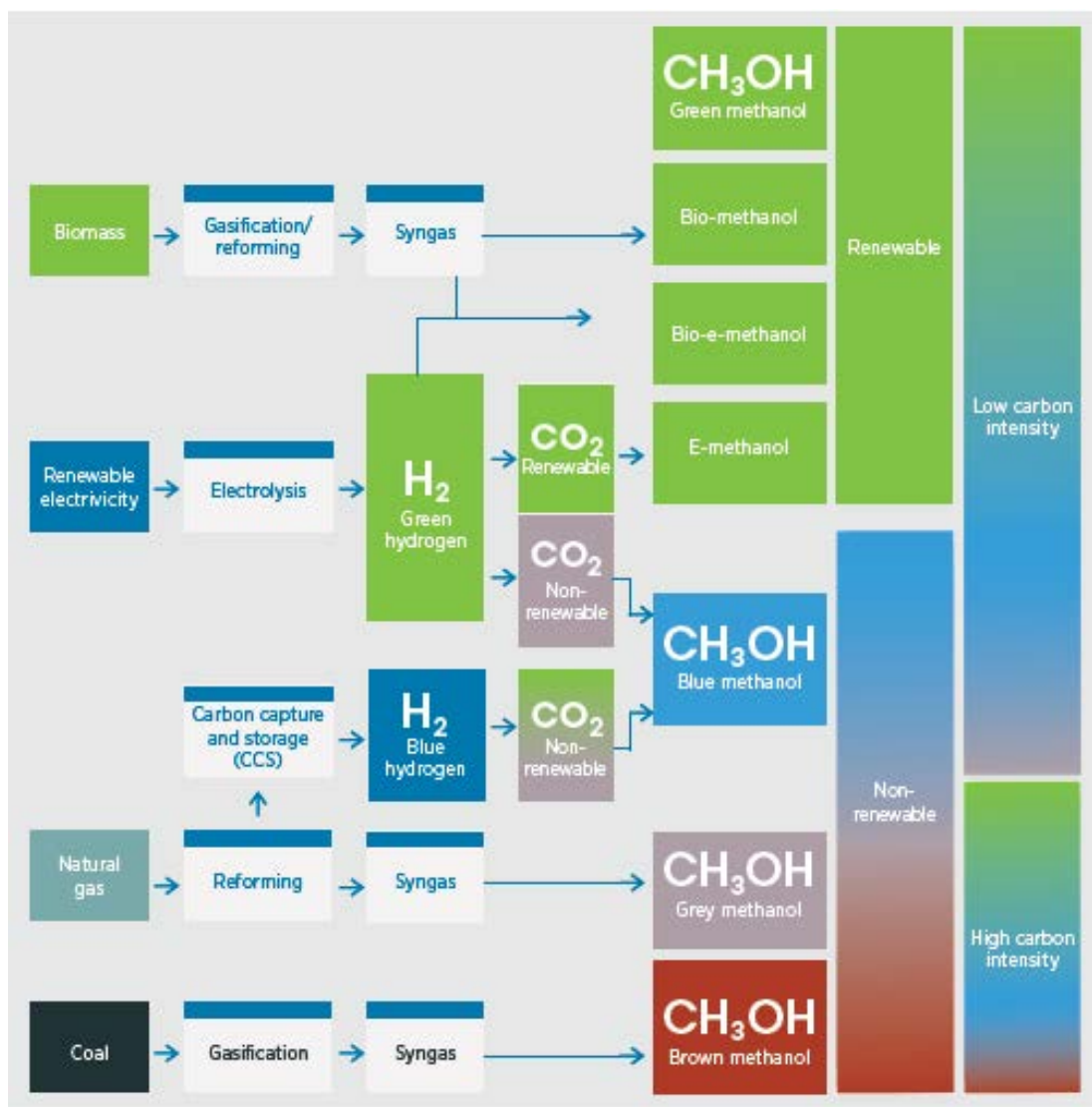


Ilustración 11. Methanol production process (Source: IRENA (2021), A pathway to decarbonise the shipping sector by 2050, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi)

Es este caso se recurre al uso de un reactor Fischer-Tropsch el cual convierte los gases (mezcla de hidrógeno y dióxido de carbono) en un aceite lubricante sintético y combustible sintético

con bajo contenido de azufre. Para la producción de estos combustibles se lleva a cabo una secuencia de varios pasos intermedios que permiten incrementar las cadenas de hidrocarburos de forma secuencial.

El proceso de Fischer-Tropsch se utiliza actualmente para la producción de gasolina y gasoil a partir de carbón. Las plantas Fischer-Tropsch asociadas con carbón o materias primas sólidas relacionadas (fuentes de carbono) primero deben convertir el combustible sólido en reactivos gaseosos, es decir, CO, H₂ y alcanos. Esta conversión se llama gasificación y el producto gas de síntesis. Este gas obtenido a partir de la gasificación del carbón tiende a tener una relación de H₂: CO de 0,7, aproximadamente, en comparación con la relación ideal de 2. Esta relación se ajusta a través de la reacción de cambio de agua-gas. Las plantas Fischer-Tropsch a base de carbón producen cantidades variables de CO₂, dependiendo de la fuente de energía del proceso de gasificación. Sin embargo, la mayoría de las plantas a base de carbón confían en el carbón de alimentación para satisfacer todos los requisitos de energía del proceso Fischer-Tropsch.

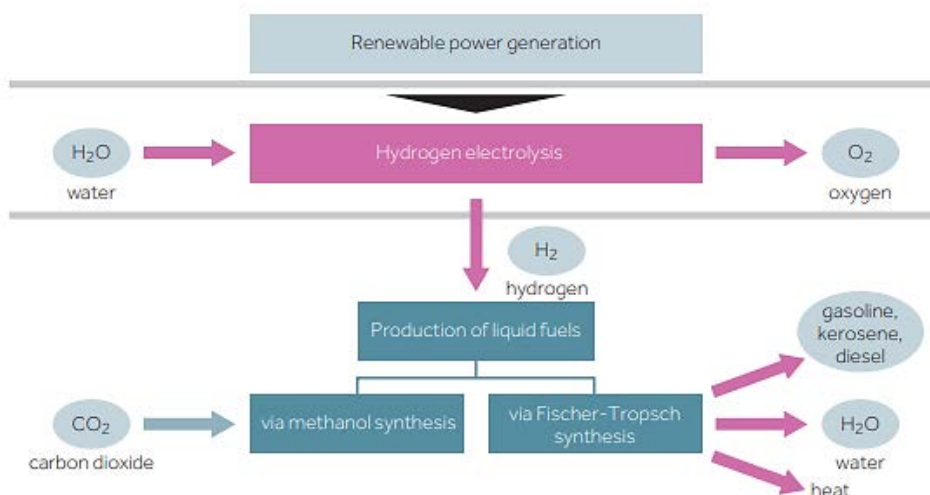


Ilustración 12. E-fuels production routes (Source: A look into the role of e-fuels in the transport system in Europe (2030–2050), Marta Yugo, Ana Soler, Concawe Review Volume 28, Number 1, October 2019)

En este caso concreto la procedencia del H₂ y el CO no sería la gasificación del carbón sino más bien la producción de hidrógeno verde y el CO₂ capturado de otros usos como los comentados en el apartado anterior. La conversión de CO en alcanos implica la hidrogenación de CO, la hidrogenólisis (escisión con H₂) de los enlaces C – O y la formación de enlaces C – C.

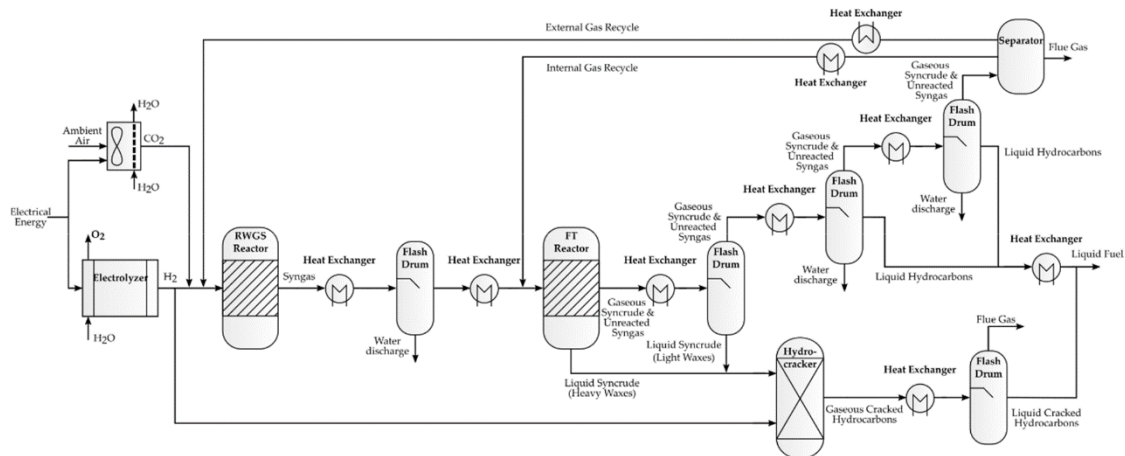


Ilustración 13. Reactor Fischer-Tropsch. Fuente: Fischer-Tropsch Synthesis as the Key for Decentralized Sustainable Kerosene Production. Andreas Meurer and Jürgen Kern. Energies 2021

Se supone que tales reacciones proceden de la formación inicial de carbonilos metálicos unidos a la superficie. Se especula que el ligando⁸ de CO experimenta disociación, posiblemente en ligandos de óxido y carburo. Otros intermediarios potenciales son varios fragmentos de C1 que incluyen formilo (CHO), hidroxicarbono (HCOH), hidroximetilo (CH₂OH), metilo (CH₃), metileno (CH₂), metilidino (CH) e hidroximetilidino (COH). Además, y críticas para la producción de combustibles líquidos, son reacciones que forman enlaces C – C, como la inserción migratoria. Se han simulado muchas reacciones estequiométricas relacionadas en grupos de metales discretos, pero los catalizadores homogéneos Fischer-Tropsch están poco desarrollados y no tienen importancia comercial.

Mediante un hidrocraqueo o reformado catalítico de los productos de síntesis Fischer – Tropsch puede obtenerse combustibles diésel y queroseno. A lo largo de la historia se han utilizado cuatro tipos principales de reactores industriales para desarrollar las reacciones F-T:

- **Reactor tubular en lecho fijo.** Sasol denomina Arge a su reactor de este tipo y lo opera a 220-260°C y 20-30 bares.
- **Reactor de lecho circulante** (llamado Synthol por Sasol), operado a 350°C y 25 bares. Produce sobre todo gasolina olefínica.
- **Reactor de lecho fluidizado** (Sasol Advanced Synthol), similar en operación al Synthol pero de menor tamaño para la misma capacidad de producción.
- **Reactor "slurry"**, en el que el catalizador se encuentra en suspensión en un líquido (a menudo ceras producidas por la propia reacción) en el cual se burbujea el gas de síntesis. Normalmente estos reactores trabajan a baja temperatura para producir un máximo de productos de alto peso molecular.

La tecnología en sí es conocida, pero presenta un nivel de madurez insuficiente que hace que el coste de esta opción tecnológica sea alto. Adicionalmente, la eficiencia global del proceso ronda el 30%, lo que se traduce en un aumento de los costes que afecta directamente a la energía eléctrica necesaria para la producción del combustible. En cualquier caso, como se

⁸ Un ligando es un ion o molécula (o grupo funcional) que se une a un átomo metálico central para formar un complejo de coordinación

plantea para otras tecnologías disruptivas, con el aumento de la experiencia y el número de proyectos desplegados en Europa en los próximos años, se espera una reducción de los costes de inversión y operación de esta tecnología.

En las fases iniciales de despliegue de esta tecnología, interesa llevar a cabo primero una prueba de concepto o demostrador que ayude a averiguar la idoneidad de esta solución técnica para las condiciones específicas de Canarias. Es especialmente relevante conocer cómo sería la operación de este sistema en condiciones fluctuantes de suministro de gases de síntesis. No obstante, dada la complejidad de la tecnología, la mayor parte de los despliegues que se han desarrollado son soluciones a medida motivadas en la economía de escala. **Por todo ello, es difícil localizar reactores F-T de pequeño tamaño y que ya pudieran ser comerciales dado que las plantas de menor tamaño tienen capacidad para producir hasta 100 barriles por día.**

La primera planta de producción de queroseno sintético (e-fuel), destinada a suministrar combustible ecológico al sector de la aviación, comenzará a producir en Alemania. Los socios incluyen Atmosfair, un grupo alemán sin fines de lucro que lidera el proyecto; Siemens que apoyó la construcción de la planta; y Lufthansa que, será el primer cliente en utilizar el combustible. La planta producirá alrededor de 8 barriles/día de queroseno, que es una cantidad pequeña en comparación con el consumo de 2,3 mil millones de barriles en 2019. El objetivo de la planta es mostrar la viabilidad de la tecnología.

La planta se considera la primera del mundo en producir combustible ecológico para aviones a escala comercial. El combustible se producirá sintéticamente a partir del hidrógeno y el CO₂ residual de una planta de biogás que utiliza energía eólica. El proceso de síntesis de Fischer-Tropsch se utilizará para los hidrocarburos, que es la materia prima para la refinería. A 150 °C a 300 °C, los hidrocarburos de cadena larga se producen en presencia de catalizadores metálicos, procesados en queroseno.

La quema de queroseno sintético emitiría tanto CO₂ como el que se evitó emitir a la atmósfera mediante su captura en la planta de biogás, por lo que se considera “carbono neutral”.

Deutsche Energie-Agentur GmbH (Dena) ha informado del consumo de energía de varias tecnologías para extraer CO₂ del aire. Una opción implica el uso de un agente de limpieza como hidróxido de sodio (NaOH) o hidróxido de potasio (KOH), que se convierte en carbonato de sodio (Na₂CO₃) o carbonato de potasio (K₂CO₃).

La descomposición se realiza mediante electrodiálisis. El proceso ZSW se basa en la absorción con hidróxido de sodio (NaOH), la eliminación del CO₂ con ácido sulfúrico (H₂SO₄) y la regeneración del Na₂SO₄ mediante electrodiálisis. El consumo específico de electricidad depende de la densidad de corriente del sistema de electrodiálisis.

El consumo de electricidad para todo el proceso, incluido el ventilador, asciende a un rango de entre 8,2 y 12,3 MJ por kg de CO₂. Un proceso desarrollado por el Palo Alto Research Center (PARC) utiliza KOH como agente de limpieza. El consumo de electricidad es de aproximadamente 6,8 MJ por kg de CO₂. El proceso desarrollado por la empresa canadiense Carbon Engineering (CE) consiste en la absorción de CO₂ con KOH, formación de CaCO₃ a partir

de K_2CO_3 y regeneración del $CaCO_3$ mediante calcinación y posterior conversión a $Ca(OH)_2$. Otra opción es la tecnología desarrollada por la empresa suiza Climeworks (una escisión de ETH Zurich) en la que se utiliza un ciclo de adsorción/desorción para extraer CO_2 del aire. El consumo de energía de estos procesos se resume en la siguiente tabla.

	Unit	ZSW	PARC	CE	Climeworks	This study
Technology	-	Absorption/ electrodialysis	Absorption/ electrodialysis	Absorption/ calcination	Adsorption/ desorption	Absorption/ desorption
Natural gas*	MJ/kg _{CO2}	-	-	10*	-	-
Heat	MJ/kg _{CO2}	-	-	-	5.4-7.2	5.4-7.2
Electricity	MJ/kg _{CO2}	8.2-12.3	6.8	-	0.72-1.08	0.72-1.08
T (heat)	°C	n.d.a.	n.d.a.	>850°C	95%	95%
CO₂ purity	-	>99%	>99%	-	>99.5%	>99.5%

*Natural gas is used for heat and electricity; n.d.a. = no data available

Tabla 21. Technologies for extracting CO_2 from the air (Source: The potential of electricity-based fuels for low-emission transport in the EU, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) German Energy Agency, 2017)

Por todo lo mencionado, se entiende que el proceso es técnicamente complejo pero viable. Se necesita de una fuente de hidrógeno (electrolizadores), una fuente de dióxido de carbono (captura de CO_2 o recuperación de otras fuentes renovables neutras como el biogás) y un reactor de Fisher-Tropsch para realizar el proceso de síntesis.

5.5.2. Análisis económico

Para estimar la cantidad de queroseno que puede ser generada en función de la potencia instalada, se puede asumir que la eficiencia media del proceso Power to Liquid se encuentra en el 39%. Además, se conoce que el poder calorífico inferior del e-jet ronda los 44,1 MJ/kg, valor similar al del queroseno convencional. A continuación, se presenta la estimación de capacidad de producción para distintos tamaños de planta.

Capacidad de producción en función de potencia del sistema de producción de queroseno	
Potencial de la planta de queroseno (MW)	te-kerosene/año
1	279
2	556
5	1.363
10	2.677
15	3.963
25	6.460
40	10.037
50	12.317
60	14.518
70	16.649
80	18.711

Tabla 22. Capacidad de producción en función de potencia del sistema de producción de queroseno

Desde la perspectiva económica la paridad se alcanzaría con un precio de queroseno igual al queroseno sintético, por tanto, no se requiere de la realización de ningún proceso de estimación en este caso particular. El precio del queroseno Jet A1 en España ronda los 0,47 €/litro, lo que sería equivalente con 0,559 €/kg. Por ello, esta solución, aunque es de mucha

PROPUESTA DE DESARROLLO DE LA INDUSTRIAL DEL HIDRÓGENO CON FINES ENERGÉTICOS EN CANARIAS

importancia para la descarbonización de Canarias, sería la última en términos de rentabilidad económica.

6. ESTRATEGIAS PARA LA MAXIMIZACIÓN DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Cualquier acción de promoción de las energías renovables en Canarias debe estar ligada, necesariamente, a la adopción de medidas que mejoren y refuercen la robustez y estabilidad de los sistemas eléctricos a los que se conecta. El almacenamiento energético y la gestión de demanda se postulan como los principales mecanismos para lograr una mayor integración y adaptación de la generación de origen renovable no gestionable a la demanda de los distintos sectores productivos. No obstante, todos los sistemas de almacenamiento energético no responden de la misma forma ni proporcionan los mismos servicios a la red. Por ejemplo, en sistemas eléctricos donde se potencian más los sistemas de almacenamiento energético electroquímicos, ante situaciones de contingencia sólo pueden aportar, a la extinción de un cortocircuito, hasta dos veces su intensidad nominal. Ésta es una respuesta limitada en comparación con los generadores síncronos.

Otras alternativas como los sistemas de almacenamiento basados en hidrobombeo o, incluso, en la producción de hidrógeno para su posterior utilización en motores y turbinas especialmente diseñadas para la quema de este combustible (ya existentes como se demuestra en la Estrategia de generación gestionable de Canarias), tienen una respuesta mecánica y, por consiguiente, son capaces de alcanzar los estándares que actualmente consigue la generación térmica convencional. La energía geotérmica o la solar térmica también son capaces de aportar este tipo de servicios gracias al uso de turbinas de vapor, razón por la cual, estas centrales se consideran de alto interés, especialmente en regiones donde la implantación de centrales de hidrobombeo no es viable.

Cabe destacar, también, que la electrónica de potencia está permitiendo mejorar, de manera considerable, las capacidades de control aportadas por dispositivos tales como las baterías. Estos sistemas tratan de emular el comportamiento de una máquina síncrona pero aún siguen teniendo limitaciones como la menor capacidad de aportar potencias de cortocircuito (1-2 veces la potencia nominal) y peores tiempos de respuesta. Para controlar la cantidad de potencia activa y reactiva inyectada a la red, el convertidor electrónico debe sincronizarse a la red en módulo y fase, produciéndose, en muchos casos, retrasos por tiempo de cálculo. Esos retrasos afectan a la capacidad de sincronización cuando se producen contingencias (pérdidas de demanda, generación, EERR fluctuantes, etc.) y pueden llegar a afectar a la estabilidad de los sistemas eléctricos, especialmente, cuando se trata de redes débiles con baja inercia o potencia de cortocircuito. En cualquier caso, se espera que la tecnología continúe evolucionando en los próximos años y que esta problemática se resuelva antes de 2040. No obstante, lo más conveniente es contar con varias soluciones alternativas y tratar de diversificar el mix energético todo lo posible para, de ese modo, tener más opciones para lograr la descarbonización de la economía canaria.

En definitiva, la búsqueda de soluciones de generación renovable asociada a sistemas de almacenamiento energético es fundamental, como también lo es tener en cuenta que la solución elegida debe ser viable desde un punto de vista técnico y ajustarse a las condiciones y necesidades del sistema eléctrico al que se conecta, para garantizar, en todo momento, la calidad y seguridad del suministro sin que se produzcan desequilibrios en el balance eléctrico.

Modelos como el implementado en la isla de El Hierro son todo un ejemplo de cómo se pueden alcanzar coberturas de demanda altas, mediante energías renovables, incluso en sistemas eléctricos totalmente aislados.

Para maximizar la integración de las energías renovables en todas las islas del archipiélago se requerirá, por lo tanto, de un importante esfuerzo ya que, en definitiva, se está planteando un cambio estructural del modelo energético existente actualmente en las islas. En este sentido, **se debe aprovechar el momento actual en el que se encuentra Canarias para realizar dicho cambio**, ya que muchos de los grupos del parque de generación comienzan a estar obsoletos y las necesidades de descarbonización coinciden con las políticas de mantenimiento de la generación gestionable de las islas. De acuerdo con esto, las opciones de mayor interés en Canarias en generación de Categoría A, bajo lo definido en el Real Decreto 738/2015, van de la mano de tres soluciones técnicas concretas: centrales de bombeo reversible, sistemas de almacenamiento energético basados en el hidrógeno (turbinas/motores de gas), y centrales de geotermia de alta entalpía.

Por otro lado, la descarbonización del transporte terrestre y marítimo interior supondrá un aumento de la demanda de energía eléctrica en todas las islas del archipiélago. Esto es, tanto las baterías de los vehículos eléctricos como la producción de hidrógeno y amoníaco verdes, serán grandes consumidores de electricidad, pero la descarbonización energética no será efectiva si se sigue utilizando la generación térmica convencional como principal fuente de suministro eléctrico. Por lo tanto, **esta electrificación del transporte puede ser otra solución estratégica para aumentar la integración de las EERR en el mix energético de Canarias.**

La aplicación de políticas de gestión energética también adquiere especial importancia en el modelo energético que se pretende instaurar. La gestión de demanda se define como el uso de tecnologías y mecanismos por los cuales los clientes de un sistema eléctrico son capaces de elegir las horas en las que puede desplazar sus consumos energéticos, generalmente no críticos, a cambio de una reducción en el coste de la factura eléctrica. Este desplazamiento de la demanda ayuda a coordinar la energía situando la mayor parte de la demanda posible en aquellos instantes en los que la generación renovable es máxima. Por otra parte, también podrían aplicarse mecanismos de gestión de demanda sobre aquellas instalaciones que implementan autoconsumos y que tienen la capacidad, en determinadas horas, de inyectar energía a la red satisfaciendo con ello la demanda eléctrica de otros usuarios próximos y cubrir déficits en la generación.

Para llevar a cabo una política de gestión de demanda eficiente es imprescindible que el control se lleve a cabo a diferentes niveles en función de la información que tendría disponible cada participante del mercado. Un desarrollo organizado de la gestión de demanda facilitaría la implementación a nivel técnico y podría marcar límites de actuación asegurando que incluso los consumidores sean capaces de definir lo que para ellos son consumos críticos o no críticos. El beneficio por la aplicación de estas medidas será mayor cuanto mayor sea la potencia clasificada como no crítica. **De no aplicarse este tipo de políticas se podría producir un aumento de las puntas de demanda, lo que obligaría a disponer de mayor potencia de carácter gestionable (generadores síncronos) para poder cubrirlas.**

En este ámbito, desde Canarias se ha propuesto la estrategia de gestión de demanda y redes inteligentes mediante la que se propone un modelo para la implementación de esta solución a gran escala en el archipiélago, tomando de partida los avances conseguidos en los últimos 20 años. **Se emplea para ello una arquitectura AMI (Advanced Measurement Infrastructure) con tres niveles de control, cada uno con sus funciones, capacidades de gestión y coordinación.**

Otra de las medidas de integración de energías renovables en sistemas eléctricos insulares es la generación distribuida. La integración conjunta de fuentes energéticas renovables, el almacenamiento energético, la predicción energética y, en algunos casos la gestión de demanda, definen el concepto de generación distribuida.

La generación distribuida propone la descentralización de la generación eléctrica mediante pequeñas fuentes de generación cercanas a los puntos de consumo. Este tipo de soluciones permite reducir las pérdidas en la red eléctrica de transporte, a la vez que mejora la fiabilidad y la calidad de suministro eléctrico, pudiendo operar incluso cuando falta el suministro en la red pública de abastecimiento. La descentralización de la generación tiene a su vez un impacto directo sobre el usuario optándose en la mayor parte de los casos por el suministro eléctrico proveído por estas instalaciones antes que la energía proveniente del sistema eléctrico. Por consiguiente, la generación eólica y/o fotovoltaica ayuda a reducir la factura eléctrica del usuario.

Estos sistemas suelen estar controlados por una lógica de control que permite acceder a la fuente energética más barata en todo momento. Así pues, a través de predicciones se estima la producción prevista y la demanda que existiría en un periodo futuro para posteriormente aplicar modelos de gestión energética (EMS – Energy Management System). Los modelos EMS aplican una función de optimización orientada a minimizar los costes o maximizar el beneficio obtenido por el sistema. En ambos casos, las energías renovables son la prioridad.

Por otro lado, hay que destacar, también, que durante la última década se han ido sucediendo distintos programas de mejora de la eficiencia energética lo que ha permitido reducir el consumo eléctrico de manera considerable en todo el archipiélago. A medida que avanzan las políticas de fomento de la eficiencia energética y los agentes involucrados aplican las medidas recomendadas, cada vez es más difícil conseguir mejoras realmente significativas en el ahorro de energía. Un ejemplo de esto se encuentra en el sector doméstico: aquellos hogares donde se ha llevado a cabo la sustitución de toda la iluminación y de electrodomésticos por modelos más eficientes ya están alcanzando niveles de ahorro elevados, por lo que es necesario apuntar a otros sectores, como el transporte, para alcanzar los objetivos establecidos a nivel nacional, autonómico y local (recordar que la eficiencia energética se mide en términos de energía primaria).

A diferencia de lo que ocurre en otras regiones de España, las políticas de eficiencia energética aplicadas a la climatización en Canarias tienen un menor impacto debido a que la diferencia de temperaturas máximas y mínimas es menor. Las temperaturas en Canarias además de ser muy estables se mantienen entre los 20-30 °C durante todo el año, lo que no exige el consumo de energía para la climatización de espacios salvo consumos puntuales producidos durante algunos días del periodo estival por el uso de aire acondicionado.

En resumen, para maximizar la integración de las energías renovables resulta imprescindible contar con sistemas de almacenamiento energético, junto con políticas de gestión de la demanda eficientes que ayuden y faciliten a mantener el balance energético en todo momento, minimizando, a su vez, las emisiones de GEI.

Del análisis realizado en el capítulo 5 de este documento se puede concluir que existen grandes compatibilidades del hidrógeno verde con opciones de integración de energías renovables no gestionables en los sistemas eléctricos insulares.

Por una parte, el hidrógeno verde puede ser implementado para llevar a cabo el almacenamiento a distintas escalas, desde el almacenamiento local, pasando por el distribuido y hasta la gran escala. Su versatilidad hace posible incluso que la generación y el consumo pueda ser realizado en distintas partes de las islas, lo cual es otra ventaja teniendo en cuenta las peculiaridades de Canarias y su riqueza paisajística y medioambiental que, a veces, hace imposible tener generación eólica o fotovoltaica donde mismo se requiere esa energía. Además, los equipos pueden ser instalados en regiones industriales minimizando el impacto ambiental y visual.

De otra parte, la demanda eléctrica para poner en marcha electrolizadores puede ser muy gestionable. En los momentos en los cuales la producción eólica y fotovoltaica es escasa, sería posible reducir el ritmo de funcionamiento en determinados equipos que tienen la capacidad de operar a carga parcial como los electrolizadores o los generadores de nitrógeno. Esta reducción podría llevarse a cabo sin que el proceso se vea gravemente perjudicado gracias al hecho de que a la salida de estos sistemas suelen existir tanques de almacenamiento que deslastran la generación y el consumo como ya se explicaba en la desalación con el uso de depósitos de agua.

En este punto hay que entender que no todos los sistemas de este tipo de industrias presentan capacidad de gestión. De entre los equipos no gestionables destacan los reactores usados para la producción de subproductos. Esto es, tanto los reactores de Haber – Bosch para la producción de amoníaco, como los reactores de Fisher - Tropsch (combustibles líquidos y, en especial, los querosenos) deben mantener las condiciones de suministro lo más estable posible para no causar el deterioro acelerado de sus componentes. Por ello, no se puede considerar que toda la demanda asociada a esta industria sea totalmente gestionable y, naturalmente, habrá procesos que no deben ser parados, aun cuando las renovables no gestionables sean insuficientes. No obstante, también es importante mencionar que la mayor parte del consumo eléctrico en este tipo de industrias se deriva de la producción del hidrógeno u otros elementos como el nitrógeno, en el caso del amoníaco.

En cuanto a la capacidad de gestión de estos sistemas, debe considerarse que el rango de funcionamiento se sitúa entre un 25-100% lo cual confirma su alta capacidad de gestión, si bien a nivel económico no es un proceso muy recomendable. Para cada una de las 25 opciones presentadas con anterioridad, se define la capacidad de actuación en términos de potencia y energía.

Continuando con el análisis de la compatibilidad de las tecnologías del hidrógeno con las estrategias de maximización de energías renovables que están siendo potenciadas desde

Canarias, se puede citar el uso de esta tecnología para casos particulares de generación distribuida. Se puede poner de ejemplo la explotación ganadera que está siendo re-electrificada con el uso de una pila de combustible en el marco del proyecto REMOTE anteriormente comentado. A pesar de ser un proyecto experimental, tiene como fin demostrar un caso real (y complejo) de generación distribuida apoyado con esta tecnología.

Finalmente, dado que la apuesta por la descarbonización del transporte va a suponer un aumento de la demanda eléctrica, **hay que aprovechar este nuevo consumo para dotar a los sistemas eléctricos de mayor capacidad de gestión aún a pesar de que perjudicaría la rentabilidad económica de determinados procesos en esta nueva industria en las islas. De otra forma, no se podría garantizar que la demanda eléctrica de estos sistemas fuera de origen renovable e inviabilizaría el uso de estos combustibles como motor de cambio.**

Queda con ello patente que el hidrógeno está totalmente en la línea del objetivo de descarbonización establecido por la DEC a finales del año 2019 al igual que con las políticas que se fomentan desde Europa y España.

7. DIAGNÓSTICO DEL POTENCIAL DEL HIDRÓGENO VERDE EN CANARIAS

Una vez entendidas las posibilidades que existen en Canarias para la promoción del hidrógeno verde como vector energético vinculado a subsectores de difícil descarbonización, y la rentabilidad económica inicial de cada una de las opciones tecnológicas existentes, en el presente apartado se procede a determinar la capacidad máxima de producción de hidrógeno verde y cómo se atendería su demanda en cada una de las islas.

Este apartado comienza con la descripción general de la metodología empleada para el diagnóstico, y continua con el análisis de los datos de partida usados para el estudio. Finalmente, se lleva a cabo el diagnóstico, propiamente dicho, para cada una de las islas, evaluándose la situación, tanto desde el punto de vista de la generación de hidrógeno como de su consumo.

7.1. Descripción general de la metodología

Para viabilizar técnicamente las opciones de uso del hidrógeno verde y su inclusión en la estrategia canaria de descarbonización, **se propone la instalación de una serie de centros de producción de hidrógeno en las islas, ubicados preferentemente en zonas industriales** dado que disponen de las mejores condiciones para la puesta en marcha de industrias químicas.

En todo caso, **se asume como fuente de suministro eléctrico único la electricidad renovable producida por parques eólicos y plantas fotovoltaicas, aprovechando los electrolizadores como elementos del sistema con cierta posibilidad para la aplicación de políticas de gestión de demanda.** El caso ideal sería aquel en el cual la generación renovable vinculada a la producción de hidrógeno estuviera conectada aguas abajo de la misma subestación eléctrica haciendo que la gestión se efectúe en el mismo punto de suministro. No obstante, dicha situación no será siempre posible y habría que recurrir a contratos bilaterales con trazabilidad de la energía. Pero, en cualquier caso, los parques eólicos y plantas fotovoltaicas a las que se asocien los electrolizadores deberían localizarse preferentemente en el mismo sistema eléctrico ya que en Canarias no sólo se busca un balance económico, sino que es incluso más importante la integración en la red de fuentes de energías renovables de difícil gestionabilidad. En línea con esto, se ha estimado la ubicación de los electrolizadores usando como referencia la posición geográfica de los parques eólicos y plantas fotovoltaicas en las islas.

Este diagnóstico se acomete tanto desde el lado de la generación, u oferta, como desde el lado de la demanda. Desde el punto de vista de la generación interesa conocer la cantidad de hidrógeno que se podría generar en Canarias teniendo en cuenta nuestro mix energético. Desde el lado de la demanda, debería determinarse la cantidad de hidrógeno verde que sería necesaria para cubrir los requerimientos energéticos analizados en el capítulo 5. **En el último paso, se realizaría una casación de la oferta con la demanda. Así pues, se definiría aquella configuración en cuanto a ubicación y tamaño de electrolizadores en la que, tomando como partida la demanda de hidrógeno prevista, se conseguiría el objetivo de cobertura al 100%.** De manera indirecta (a través de la generación), se conocería la eficiencia del proceso apostándose de manera prioritaria por soluciones en las que los electrolizadores operen a plena carga el mayor tiempo posible, dado el alto coste de estos sistemas, si bien debe

garantizarse que la cobertura de demanda eléctrica del electrolizador con energías renovables sea del 100%.

Las simulaciones energéticas son ejecutadas mediante un modelo de optimización lineal que, utilizando la arquitectura Mixed Integer Linear Programming (MILP), estima el balance energético en cada subestación eléctrica. Además, en la estrategia de almacenamiento energético de Canarias se realizó un reparto de la generación eólica y fotovoltaica por nodo de red utilizando el criterio de la distancia coplanar descrito en dicha estrategia. Este modelo determina la parte de la generación renovable que podría ser destinada a la producción de hidrógeno analizando cómo funcionaría el sistema para distintos tamaños de electrolizador y de sus tanques de almacenamiento. Para cada una de estas configuraciones, se especificarían otros aspectos de carácter operativo tales como indicadores de funcionamiento y dimensiones del sistema.

La demanda de hidrógeno se determina en función de las necesidades estimadas en cada una de las aplicaciones descritas en el apartado 5. Por ejemplo, en el caso del transporte terrestre, si se conoce el número de vehículos de transporte colectivo y pesado que habría en Canarias en 2040 (cálculos ya realizados y publicados en la estrategia del vehículo eléctrico de Canarias), se podría determinar la cantidad de hidrógeno requerido para operar estos vehículos. Lo mismo ocurre con otras aplicaciones tales como la producción de amoníaco o queroseno de síntesis los cuales tomarían como referencia las necesidades de consumo de combustible para el sector marítimo y aéreo interinsular.

En el caso de la re-electrificación, la demanda dependerá principalmente de la capacidad de generación de hidrógeno dado que el consumo eléctrico excedería la capacidad de generación y, en realidad, el hidrógeno para re-electrificación sólo se plantea en Canarias como solución alternativa cuando el uso de sistemas de almacenamiento más tradicionales (hidrobombos o incluso almacenamiento electroquímico) presenta limitaciones o simplemente no son viables.

7.2. Modelización energética

En el ámbito de esta estrategia es clave garantizar que la electricidad utilizada para la producción de hidrógeno procede de energías renovables generadas en el mismo sistema eléctrico en el que se instalan los electrolizadores. Es por ello que el modelo diseñado trata de hacer cumplir la condición de balance a nivel de nodo de red o subestación eléctrica, garantizando por un lado que los electrolizadores se instalan donde mayor potencial renovable existe y, por otro, que la generación de hidrógeno está proporcionada con la potencia instalada.

En este caso, haciendo el estudio de la distribución actual de potencia eólica y fotovoltaica por subestaciones eléctricas (criterio de distancia como se mencionó anteriormente) se conoce qué nodos de la red son más idóneos para atender nueva generación renovable no gestionable (eólica y fotovoltaica). Por consiguiente, conociendo la potencia que será instalada hasta 2040, se realiza un reparto de la generación para ese año.

Una vez conocida la potencia instalada por subestación eléctrica, se estima la producción de electricidad horaria (eólica y fotovoltaica) usando como referencia datos de recurso eólico y solar recabados para la posición en la que se encuentra dicha subestación como punto de

referencia de las características del emplazamiento. También se incluye en este caso la energía solar fotovoltaica en régimen de autoconsumo obtenida de los estudios desarrollados en el marco de las estrategias de autoconsumo fotovoltaico y almacenamiento energético de Canarias publicadas a finales de 2020.

La cantidad de hidrógeno producida depende, directamente, de la potencia instalada en electrolizadores aguas abajo de la subestación eléctrica analizada, y de la cantidad de energía renovable disponible en cada momento, descontando aquella parte que es utilizada para satisfacer otro tipo de demandas eléctricas. Es por ello que en el proceso de cálculo se requiere del uso de un modelo de optimización el cual trata de determinar en qué momentos del día los electrolizadores estarían en funcionamiento evaluando, también, la cantidad máxima de hidrógeno que podría ser generada en esta situación.

Como criterio de optimización del modelo energético desarrollado, se utiliza la minimización de costes del sistema, es decir, se trata de obtener la mayor cantidad de hidrógeno posible al mínimo coste. Este criterio asegura que el factor de capacidad de la instalación es lo más alto posible, haciendo viable que el sistema de producción de hidrógeno pueda ser rentabilizado cuanto antes.

El modelo ha sido desarrollado en base Python/GAMS y presenta características semejantes a las ya manifestadas en las estrategias canarias de almacenamiento energético y generación térmica convencional en cuanto a su arquitectura. Fue formulado haciendo uso de la técnica de programación lineal de enteros mixtos (Mixed Integer Lines Programming – MILP) por la cual las variables continuas son usadas para definir el set-points de cada unidad en el sistema eléctrico modelado, y, las variables binarias, para determinar los momentos en los que cada unidad debería estar operativa.

Este modelo se ejecuta secuencialmente para cada día del año optimizando el funcionamiento del sistema eléctrico en función de la disponibilidad de unidades de producción y necesidades existentes. Por todo ello, el modelo se ejecuta de manera independiente para cada día del año replicando el procedimiento que se lleva a cabo en el despacho de sistemas eléctricos no peninsulares, como es el caso de Canarias.

La principal novedad en la base de cálculo es la inclusión de un grupo de restricciones específicamente destinadas a simular el comportamiento de los electrolizadores en el sistema eléctrico. En sí, se trata de un modelo de optimización multinodos donde existe un nodo por cada subestación eléctrica donde se instala un electrolizador. Este modelo de gestión energética (EMS – Energy Management System) incrementa la complejidad de cálculo respecto a otras versiones usadas en anteriores estrategias, lo que conlleva un aumento del tiempo de cómputo, pero, a la par, mejora sustancialmente la comprensión de los fenómenos que se producen en el balance punto a punto del sistema eléctrico como consecuencia de la inclusión de esta nueva carga gestionable.

Dadas las características específicas de este estudio, tanto las órdenes de arranque y parada como la potencia a la que quedaría configurada cada unidad de generación de hidrógeno durante ese instante, se formulan utilizando supuestos deterministas basados en el objetivo de proveer la mayor cantidad de hidrógeno posible al sistema con la misma potencia.

La resolución temporal se ha definido en 15 minutos en coherencia con el procedimiento ya usado en otras estrategias ya desarrolladas hasta la fecha, y que se motivaba en la simulación del comportamiento del sistema teniendo en cuenta el criterio de reserva secundaria. Además, es un tiempo cercano al valor establecido para la puesta en marcha de las unidades más rápidas de los sistemas eléctricos canarios.

En general, la estructura completa del modelo EMS puede dividirse en tres bloques principales, funciones de pre-procesamiento, funciones de ejecución y funciones de post-procesamiento.

Las funciones de pre-procesamiento tienen como objetivo crear los archivos de entrada para el propio modelo de optimización. Este fichero se crea con los datos reales de la demanda, la energía eólica, la energía fotovoltaica, los costes estimados por unidad de producción y los servicios auxiliares necesarios para la ejecución de cada día de estudio.

En los casos particulares de demanda eléctrica, energía eólica y energía fotovoltaica, los datos se cargan desde archivos estáticos a los que se accede mediante funciones de pre-procesamiento que compilan las medidas seleccionadas del día específico a análisis. Por otro lado, los costes, los servicios auxiliares y otros datos de partida asociados se estiman a través de las bases de cálculo explicadas a lo largo de la presente estrategia.

Una vez preparados los archivos de configuración, se lanzan las funciones de ejecución que realizan el proceso de optimización automáticamente, tan pronto se dispone de los archivos de entrada.

Las simulaciones realizadas en este caso presentan mayor complejidad y tiempos de cálculo. Así pues, si para un modelo de balance de nudo único el tiempo de simulación estaba comprendido en un tiempo de 5 minutos por día simulado (aproximadamente 30 horas), en esta ocasión se requiere de un tiempo de 15 minutos por simulación (aproximadamente 91 horas). Además hay que tener en cuenta que las simulaciones se realizan por islas y tantas veces como opciones de tamaño de electrolizador se consideren (máximo 30 veces por isla). Este ingente volumen de simulaciones ha requerido del empleo de estrategias de paralelización para agilizar el proceso de estimación.

7.3. Restricciones técnicas y nomenclatura del modelo

En línea con lo descrito en el apartado anterior, a continuación, se presenta la formulación del modelo empleado para las simulaciones realizadas en esta estrategia canaria del hidrógeno verde. Este modelo está fuertemente dominado por restricciones de carácter técnico y económico.

Las restricciones económicas fuerzan que los electrolizadores operen el mayor número de horas posible, de manera ininterrumpida, para reducir el coste de operación del sistema, aunque necesariamente se debe cumplir con las condiciones técnicas entre las que se encuentra la disponibilidad de electricidad de origen renovable, una vez satisfecha la demanda eléctrica general del sistema eléctrico.

Además de la función objetivo, basada en un conjunto de términos que evalúan la configuración óptima a nivel de costes, se añade una serie de restricciones técnicas, agrupadas de la siguiente manera:

- Restricciones relacionadas con el arranque de las unidades de generación.
- Restricciones que simulan las fases de sincronización, calentamiento y desincronización en las unidades de generación térmica.
- Tiempos de encendido y apagado en unidades de generación térmica.
- Envíos de estado de funcionamiento lógico en unidades de generación térmica.
- Restricciones máximas de rampas a subir y bajar en unidades de generación térmica.
- Restricciones de energía inyectadas en la red por unidades de generación térmica.
- Costes totales de producción de las unidades de generación térmica.
- Restricciones operativas de la planta de generación fotovoltaica.
- Restricciones operativas de los parques eólicos.
- Restricciones que simulan la puesta en marcha de sistemas de almacenamiento energético.
- Restricciones que garantizan el cumplimiento de los criterios de capacidad del almacenamiento.
- Restricciones que ordenan el cumplimiento de los criterios de servicios complementarios que se ajustan al sistema eléctrico.
- Restricciones generales que garantizan el cumplimiento de las condiciones de equilibrio energético o balance en el sistema eléctrico.
- **Restricciones incluidas para la simulación de tecnologías del hidrógeno.**

También se presenta, a continuación, la nomenclatura utilizada para los distintos grupos de variables, parámetros, variables binarias y variables continuas consideradas en este análisis.

Variables de partida utilizadas en el modelo matemático	
Grupos de variables	
$f \in F$	Pasos de la función de coste marginal de la unidad térmica i
$i \in I$	Unidades generadoras convencionales
$j \in J$	Unidades RES (J_w se refiere a parques eólicos y J_{PV} se refiere a plantas fotovoltaicas).
$b \in B$	Unidades de batería
$g \in G$	Cables de interconexión submarina
$h \in H$	Demandas de carga para el usuario final en las que se podrían aplicar estrategias DSM
$p \in P$	Estación de bombeo en la que se podrían aplicar estrategias DSM
$t \in T$	Intervalos de tiempo
$m \in M$	Las reservas de tipo M son 1+, 1,2+, 2, 3 o Primaria arriba/abajo, Secundaria arriba/abajo y rodante/no rodante terciario.
T	Horizonte de programación extendido al pasado
T^+	Horizonte de programación extendido al futuro
Parámetros	
C_{it}^m	Coste adicional para la adquisición de la reserva tipo m de la unidad térmica i en el intervalo de tiempo t , en el intervalo de tiempo t , en €/MWh
C_{gt}^m	Coste adicional para la adquisición de la reserva tipo m del cable submarino g en el

	intervalo de tiempo t , en €/MW/h
C_{bt}	Coste variable por el uso de la batería b para suministrar energía al sistema eléctrico, en €/MWh
C_{if}	Coste variable por el uso de la unidad i , en €/MWh
C_{gt}	Coste variable debido al cable submarino g , en €/MWh
D_t	Demanda de carga del sistema en el intervalo de tiempo t , en MW demanda de en el nodo n y el intervalo de tiempo t , en MW tiempo mínimo de inactividad de la unidad i , en h
D_{day}^p	Energía que debe consumirse todos los días para proporcionar las necesidades diarias de agua, en MWh
$D_{non-critical}^h$	Demanda no crítica de los consumidores finales en el intervalo de tiempo t , MW
E_{if}	Tamaño del paso f de la unidad térmica i función de coste marginal, en MW
h_{dsm}^h	Número de horas entre pedidos de inicio en calderas para el usuario final, en horas.
NLC_i	Coste sin carga de la unidad i (para un funcionamiento de una hora), en la potencia máxima de salida de la unidad térmica i , en MW
p_i^{max}	Potencia máxima de salida de la unidad térmica i , en MW
p_g^{max}	Potencia máxima de salida de cable submarino g , en MW
p_p^{max}	Demanda máxima de la estación de bombeo p , en MW
p_h^{max}	Demanda máxima del consumo del usuario final h , en MW
$p_i^{max,AGC}$	Potencia máxima de la unidad térmica i mientras opera bajo AGC, en MW
p_i^{min}	Potencia mínima de salida de la unidad térmica i , en MW
p_g^{min}	Potencia mínima de salida de cable submarino g , en MW
$p_i^{min,AGC}$	Potencia mínima de salida de la unidad térmica i mientras opera bajo AGC, en MW
p_i^{syn}	Carga de sincronización de la unidad i , MW
p_i^{soak}	Potencia de salida de la unidad térmica i durante la fase de "soaking", en MW
$p_j^{forecast}$	Potencia prevista de la unidad RES j , en MW
R_i^m	Contribución máxima de la unidad térmica i en la reserva tipo m , en MW
R_g^m	Contribución máxima del cable submarino g en la reserva tipo m , en MW
RD_i	Velocidad de rampa de descenso de la unidad térmica i , en MW/min
RD_i^{AGC}	Velocidad de aumento de la unidad térmica i mientras opera bajo AGC, en MW/min
RR_t^m	Requisito del sistema en el tipo de reserva m durante el intervalo de tiempo t , en MW
RU_i	Velocidad de rampa de la unidad térmica i , en MW/min
RU_i^{AGC}	Velocidad de aumento de la unidad térmica i mientras opera bajo AGC, en MW/min
SDC_i	Costo de apagado de la unidad térmica i , en €
SUC_i	Coste de puesta en marcha de la unidad térmica i desde el modo de espera de tipo l hasta la carga con sincronización
T_i^{des}	Tiempo desde la salida de potencia mínima técnica hasta la desincronización de la unidad térmica i , en intervalos de tiempo
T_i^l	Tiempo libre de carga antes de entrar en condiciones de standby más largos (caliente, caliente y frío)
T_i^{off}	Tiempo de reserva de la unidad térmica i (antes de la puesta en marcha)
$T_i^{syn,l}$	Tiempo para sincronizar la unidad térmica i en modo de espera de tipo l , en intervalos de tiempo
$T_i^{soak,l}$	Tiempo de soaking de la unidad térmica i en modo de standby tipo l , en intervalos de tiempo
T_{step}	Duración de los intervalos de tiempo (variable para diferentes modelos de programación), en minutos
UT_i	Tiempo mínimo de inicio de la unidad i , en intervalos de tiempo
VLL_t	Valor de la carga perdida en el intervalo de tiempo t , en €/MW
VLL_{pt}	Valor de la carga perdida para la demanda de carga no crítica de las estaciones de bombeo en el intervalo de tiempo t , en €/MW
VLL_{nt}	Valor de la carga perdida en el nodo n y el intervalo de tiempo t , en €/MW
VLL_{ht}	Valor de la carga perdida para la demanda de carga no crítica de los consumos de los usuarios finales en el intervalo de tiempo t , en €/MW
Variables continuas	
d_t^{LNS}	Carga no servida en el nodo n y el intervalo de tiempo t , en MW
e_{ift}	Porción del paso f de la función de coste marginal de la unidad i -ésima cargada en el intervalo de tiempo t , en MW

p_{it}	Potencia de salida de la unidad térmica i despachada por la ISO en el intervalo de tiempo t, en MW
p_{it}^{des}	Potencia de salida de la unidad térmica i durante la fase de desincronización en el intervalo de tiempo t, en MW
p_{gt}^{import}	Importación de energía desde el cable submarino g en el intervalo de tiempo t, en MW
p_{gt}^{export}	Exportación de energía desde el cable submarino g en el intervalo de tiempo t, en MW
$p_{bt}^{Discharge}$	Potencia generada por la batería b en el intervalo de tiempo t, en MW
$p_{t}^{pumpingb}$	Potencia absorbida por la estación de bombeo p en el intervalo de tiempo t, en MW
p_{t}^{Houses}	Potencia absorbida por el usuario final h (demanda de carga no crítica) en el intervalo de tiempo t, en MW
p_{it}^{soak}	Potencia de salida de la unidad térmica i durante la fase de soaking en el intervalo de tiempo t, en MW
p_{jt}	Potencia de salida de la unidad RES j en el intervalo de tiempo t, en MW
r_{it}^m	Contribución de la unidad térmica i en el tipo de reserva m durante el intervalo de tiempo t, en MW
r_{gt}^m	Contribución del cable submarino g en el tipo de reserva m durante el intervalo de tiempo t, en MW
r_p^m	Contribución de la estación de bombeo p en el tipo de reserva m durante el intervalo de tiempo t, en MW
Variables binarias	
u_{it}	Variable binaria que es igual a 1 si la unidad térmica i se confirma durante el intervalo de tiempo t
u_{gt}^{import}	Variable binaria que es igual a 1 si el cable submarina g se confirma durante el intervalo de tiempo t para importar energía
u_{gt}^{export}	Variable binaria que es igual a 1 si el cable submarina g se confirma durante el intervalo de tiempo t para exportar energía
u_{it}^{3NS}	Variable binaria que es igual a 1 si la unidad térmica i proporciona reserva terciaria no giratoria durante el intervalo de tiempo t
u_{it}^{AGC}	Variable binaria que es igual a 1 si la unidad térmica i opera bajo AGC y proporciona reserva secundaria durante el tiempo inerval t
u_{it}^n	Variable binaria que es igual a 1 si la unidad térmica i se encuentra en la fase de funcionamiento n durante el intervalo de tiempo t, donde n = syn: sincronización, n=soak: soak, n=disp: dispatchable, n=des: desincronización
u_{jt}	Variable binaria que es igual a 1 si la unidad RES j se confirma durante el intervalo de tiempo t
y_{it}^l	Variable binaria que es igual a 1 si se inicia una puesta en marcha de tipo l de la unidad térmica i durante el intervalo de tiempo t
y_{it}	Variable binaria que es igual a 1 si la unidad térmica i se inicia durante el intervalo de tiempo t
z_{it}	Variable binaria que es igual a 1 si la unidad térmica i se apaga durante el intervalo de tiempo t

Tabla 23. Variables de partida utilizadas en el modelo matemático

7.4. Formulación matemática

Continuando con la descripción del método de cálculo usado para el desarrollo de los estudios en esta estrategia del hidrógeno verde de Canarias, se presenta a continuación la formulación matemática al problema modelado.

En lo que respecta a las restricciones de funcionamiento de los sistemas de hidrógeno, se asume que el electrolizador puede operar como carga gestionable siempre que sea técnica y económicamente factible. Se puede entender que la reducción o aumento de la potencia consumida podría ser considerada, incluso, como una capacidad de reserva secundaria adicional que en un mercado de capacidad adaptado sería viable en el corto/medio plazo de

tiempo, en línea con las políticas europeas de fomento de las renovables gestionables en sistemas eléctricos como los existentes en Canarias.

Función objetivo:

$$\begin{aligned}
 \min \sum_{t \in \mathcal{T}} \left[\sum_{i \in \mathcal{I}} \left[\sum_{f \in \mathcal{F}} C_{if} \cdot e_{ift} + NLC_I \cdot (u_{it} - u_{it}^{syn}) + \sum_{m \in \mathcal{M}} C_{it}^m \cdot r_{it}^m \right] \cdot \left(\frac{T_{step}}{60} \right) \right. \\
 \left. + \sum_{l \in \mathcal{L}} SUC_i^l \cdot y_{it}^l + SDC_i \cdot z_{it} \right] \\
 + \sum_{g \in \mathcal{G}} \left[C_{gt} \cdot pt_g^{Import} + \sum_{m \in \mathcal{M}} C_{gt}^m \cdot r_{gt}^m \right] \cdot \left(\frac{T_{step}}{60} \right) \\
 + \sum_{b \in \mathcal{B}} [C_{bt} \cdot pbt_{Discharge}] \cdot \left(\frac{T_{step}}{60} \right) \\
 + \sum_{p \in \mathcal{P}} \left[VLL_{pt} \cdot pt_{pumping} + \sum_{m \in \mathcal{M}} C_{pt}^m \cdot r_{pt}^m \right] \cdot \left(\frac{T_{step}}{60} \right) \\
 + \sum_{h \in \mathcal{H}} [VLL_{ht} \cdot pt_{Houses}] \cdot \left(\frac{T_{step}}{60} \right) + \left(\frac{T_{step}}{60} \right) \cdot VLL_t \cdot d_t^{LNS} \\
 \left. + \sum_{t \in \mathcal{T}} [Pr_t \cdot Pt_{inefficiency}] + \sum_{t \in \mathcal{T}} [pbt_{Discharge} \cdot Pt_{avaibility}] \right]
 \end{aligned}$$

- **Tipo de restricciones en la puesta en marcha:**

$$\begin{aligned}
 y_{it}^l \leq \sum_{\tau=t-T_i^l+1}^{t-T_i^l} z_{i\tau} \quad \forall i \in \mathcal{I}, t \in \mathcal{T}, l \in \mathcal{L}, \text{ where } \tau \in \mathcal{T}^- \\
 y_{it} = \sum_{l \in \mathcal{L}} y_{it}^l \quad \forall i \in \mathcal{I}, t \in \mathcal{T}
 \end{aligned}$$

- **Restricciones en la fase de sincronización:**

$$\begin{aligned}
 u_{it}^{syn,\ell} = \sum_{\tau=t-T_i^{syn,\ell}+1}^t y_{i\tau}^l \quad \forall i \in \mathcal{I}, t \in \mathcal{T}, l \in \mathcal{L}, \text{ where } \tau \in \mathcal{T}^- \\
 u_{it}^{syn} = \sum_{l \in \mathcal{L}} u_{it}^{syn,\ell} \quad \forall i \in \mathcal{I}, t \in \mathcal{T}
 \end{aligned}$$

- **Restricciones en la fase soak:**

$$\begin{aligned}
 u_{it}^{soak,\ell} = \sum_{\tau=t-T_i^{soak,\ell}+1}^{t-T_i^{soak,\ell}} y_{i\tau}^l \quad \forall i \in \mathcal{I}, t \in \mathcal{T}, l \in \mathcal{L}, \text{ where } \tau \in \mathcal{T}^- \\
 u_{it}^{soak} = \sum_{l \in \mathcal{L}} u_{it}^{soak,\ell} \quad \forall i \in \mathcal{I}, t \in \mathcal{T}
 \end{aligned}$$

$$p_{it}^{soak} = \sum_{\ell \in \mathcal{L}} \sum_{\tau=t-T_i^{syn,\ell}}^{t-T_i^{syn,\ell}} y_{i\tau}^{\ell} \cdot P_{i,t-T_i^{syn} - \tau + 1}^{soak,\ell} \quad \forall i \in I, t \in \mathcal{T}, \ell \in \mathcal{L}, \text{ where } \tau \in \mathcal{T}^-$$

- **Restricciones en la fase de desincronización:**

$$u_{it}^{des} = \sum_{\tau=t+1}^{t+T_i^{des}} z_{i\tau} \quad \forall i \in I, t \in \mathcal{T}, \text{ where } \tau \in \mathcal{T}^+$$

$$p_{it}^{des} = \sum_{\tau=t+1}^{t+T_i^{des}} z_{i\tau} \cdot (\tau - t) \cdot \frac{P_i^{\min}}{T_i^{des}} \quad \forall i \in I, t \in \mathcal{T}, \text{ where } \tau \in \mathcal{T}^+$$

- **Restricciones mínimas de tiempo de subida/bajada:**

$$\sum_{\tau=t-UT_i+1}^t y_{i\tau} \leq u_{it} \quad \forall i \in I, t \in \mathcal{T}, \text{ where } \tau \in \mathcal{T}^-$$

$$\sum_{\tau=t-DT_i+1}^t z_{i\tau} \leq 1 - u_{it} \quad \forall i \in I, t \in \mathcal{T}, \text{ where } \tau \in \mathcal{T}^-$$

- **Estado lógico de los compromisos:**

$$u_{it} = u_{it}^{syn} + u_{it}^{soak} + u_{it}^{disp} + u_{it}^{des} \quad \forall i \in I, t \in \mathcal{T}$$

$$y_{it} - z_{it} = u_{it} - u_{i(t-1)} \quad \forall i \in I, t \in \mathcal{T}$$

$$y_{it} + z_{it} \leq 1 \quad \forall i \in I, t \in \mathcal{T}$$

- **Restricciones de rampa abajo/arriba:**

$$p_{it} - p_{i(t-1)} \leq RU_i \cdot T_{step} + P_i^{\min} \cdot (u_{it}^{syn} + u_{it}^{soak}) \quad \forall i \in I, t \in \mathcal{T}$$

$$p_{i(t-1)} - p_{it} \leq RD_i \cdot T_{step} + P_i^{\min} \cdot u_{i(t-1)}^{des} \quad \forall i \in I, t \in \mathcal{T}$$

- **Restricciones de la potencia de salida:**

$$u_{it}^{AGC} \leq u_{it}^{disp} \quad \forall i \in I, t \in \mathcal{T}$$

$$0 \leq r_{it}^{1+} \leq R_i^1 \cdot u_{it}^{disp} \quad \forall i \in I, t \in \mathcal{T}$$

$$0 \leq r_{it}^{1-} \leq R_i^1 \cdot u_{it}^{disp} \quad \forall i \in I, t \in \mathcal{T}$$

$$0 \leq r_{it}^{2+} \leq 15 \cdot RU_i^{AGC} \cdot u_{it}^{AGC} \quad \forall i \in I, t \in \mathcal{T}$$

$$0 \leq r_{it}^{2-} \leq 15 \cdot RD_i^{AGC} \cdot u_{it}^{AGC} \quad \forall i \in I, t \in \mathcal{T}$$

$$0 \leq r_{it}^{3S} \leq R_i^{3S} \cdot u_{it}^{disp} \quad \forall i \in I, t \in \mathcal{T}$$

$$r_{it}^{3NS} \leq R_i^{3NS} \cdot u_{it}^{3NS} \quad \forall i \in I, t \in \mathcal{T}$$

$$\begin{aligned}
 r_{it}^{3NS} &\geq P_i^{\min} \cdot u_{it}^{3NS} && \forall i \in I, t \in \mathcal{T} \\
 u_{it}^{3NS} &\leq 1 - u_{it} && \forall i \in I, t \in \mathcal{T} \\
 p_{it} - r_{it}^{2-} &\geq 0 \cdot u_{it}^{syn} + p_{it}^{soak} + p_{it}^{des} + P_i^{\min} \cdot (u_{it}^{disp} - u_{it}^{AGC}) + P_i^{\min,AGC} \cdot u_{it}^{AGC} && \forall i \in I, t \in \mathcal{T} \\
 p_{it} + r_{it}^{2+} &\leq 0 \cdot u_{it}^{syn} + p_{it}^{soak} + p_{it}^{des} + P_i^{\max} \cdot (u_{it}^{disp} - u_{it}^{AGC}) + P_i^{\max,AGC} \cdot u_{it}^{AGC} && \forall i \in I, t \in \mathcal{T} \\
 p_{it} - r_{it}^{1-} - r_{it}^{2-} &\geq 0 \cdot u_{it}^{syn} + p_{it}^{soak} + p_{it}^{des} + P_i^{\min} \cdot u_{it}^{disp} && \forall i \in I, t \in \mathcal{T} \\
 p_{it} + r_{it}^{1+} + r_{it}^{2+} + r_{it}^{3S} &\leq 0 \cdot u_{it}^{syn} + p_{it}^{soak} + p_{it}^{des} + P_i^{\max} \cdot u_{it}^{disp} && \forall i \in I, t \in \mathcal{T}
 \end{aligned}$$

- **Coste total de producción de la unidad térmica:**

$$\begin{aligned}
 \sum_{f \in F^i} e_{it} &= p_{it} && \forall i \in I, t \in \mathcal{T} \\
 0 &\leq e_{it} \leq E_{if} && \forall i \in I, f \in F^i, t \in \mathcal{T}
 \end{aligned}$$

- **Restricciones de explotación de la planta RES:**

$$\begin{aligned}
 p_{jt} &\leq P_j^{forecast} \cdot u_{jt} && \forall j \in \mathcal{J}^w, t \in \mathcal{T} \\
 p_{jt} &\leq P_{jt}^{SP} && \forall j \in \mathcal{J}^w, t \in \mathcal{T} \\
 P_{jt}^{SP} &= \frac{P_j^{\max}}{\sum_{j \in \mathcal{J}^w} P_j^{\max}} \cdot P_t^{SP,tot} && \forall j \in \mathcal{J}^w, t \in \mathcal{T} \\
 P_t^{SP,tot} &\leq \lambda \cdot D_t && \forall t \in \mathcal{T} \\
 P_t^{SP,tot} &\leq D_t - \sum_{i \in I} [P_i^{\min} \cdot u_{it}^{disp} + p_{it}^{soak} + p_{it}^{des}] && \forall t \in \mathcal{T} \\
 P_t^{SP,tot} &= \sum_{j \in \mathcal{J}^w} P_{jt}^{SP} && \forall t \in \mathcal{T}
 \end{aligned}$$

- **Restricciones de salida de interconexión (si existiera):**

$$\begin{aligned}
 0 &\leq r_{gt}^{1+} \leq R_g^{1+} && \forall t \in \mathcal{T} \\
 0 &\leq r_{gt}^{1-} \leq R_g^{1-} && \forall t \in \mathcal{T} \\
 0 &\leq r_{gt}^{2+} \leq R_g^{2+} && \forall t \in \mathcal{T} \\
 0 &\leq r_{gt}^{2-} \leq R_g^{2-} && \forall t \in \mathcal{T} \\
 0 &\leq r_{gt}^3 \leq R_g^3 && \forall t \in \mathcal{T} \\
 r_{gt}^{1-} + r_{gt}^{2-} &\leq P_g^{\max} - pt_g^{Export} + pt_g^{Import} && \forall t \in \mathcal{T} \\
 r_{gt}^{1+} + r_{gt}^{2+} + r_{gt}^3 &\leq P_g^{\max} + pt_g^{Export} - pt_g^{Import} && \forall t \in \mathcal{T}
 \end{aligned}$$

- **Restricciones generales de interconexión (si existiera):**

$$\begin{aligned}
 P_g^{\min} &\leq pt_g^{Import} && \forall t \in \mathcal{T} \\
 pt_g^{Import} &\leq P_g^{\max} \cdot ut_g^{Import} && \forall t \in \mathcal{T} \\
 ut_{Export}^G &\leq 1 - ut_g^{Import} && \forall t \in \mathcal{T} \\
 P_g^{\min} &\leq pt_g^{Export} && \forall t \in \mathcal{T}
 \end{aligned}$$

$$pt_g^{Export} \leq P_g^{max} \cdot ut_g^{Export} \quad \forall t \in T$$

- **Restricciones de las estaciones de bombeo (si existiera):**

$$D_{day}^P = \sum_{t \in T} pt_{pumping} \quad \forall t \in T, \forall p \in P$$

$$pt_{pumping} \leq P_p^{max} \cdot Up_t \quad \forall t \in T, \forall p \in P$$

$$pt_{pumping} \geq P_p^{min} \cdot Up_t \quad \forall t \in T, \forall p \in P$$

$$r_p^{1-} + r_p^{2-} \leq pt_{pumping} \quad \forall t \in T, \forall p \in P$$

$$r_p^{1+} + r_p^{2+} \leq P_p^{max} - pt_{pumping} \quad \forall t \in T, \forall p \in P$$

- **Restricciones de funcionamiento de los sistemas de hidrógeno:**

$$r_{hst}^S + r_{hst}^{R+} \leq P_h^{Out} - P_{hst}^{Out} + P_{hst}^{In}, \forall h, t, s$$

$$\alpha_h^S r_{hst}^S + \alpha_h^R r_{hst}^{R+} \leq \eta_h^{Out} (E_{hst} - E_h^{Min}), \forall h, t, s$$

$$r_{hst}^{R-} \leq P_h^{In-max} - P_{hst}^{In} + P_{hst}^{Out}, \forall h, t, s$$

$$\alpha_h^R r_{hst}^{R-} \leq \frac{(E_h^{Max} - E_{hst})}{\eta_h^{In}}, \forall h, s, t$$

$$E_{hst} = E_{hst-1} + P_{hst}^{In} \eta_h^{In} - \frac{P_{hst}^{Out}}{\eta_h^{Out}} + 0.2 \alpha_h^R \left(r_{hst}^{R-} \eta_h^{In} - \frac{r_{hst}^{R+}}{\eta_h^{Out}} \right), \forall h, s, t$$

$$0 \leq P_{hst}^{Out} \leq P_h^{Out-max} z_{hst}, \forall h, t, s$$

$$0 \leq P_{hst}^{In} \leq P_h^{In-max} (1 - z_{hst}), \forall h, t, s$$

$$E_h^{Min} \leq E_{hst} \leq E_h^{Max}, \forall h, t, s$$

- **Restricciones del usuario final:**

$$pt_{Houses} \leq \max(D_{non-critical}^h) \quad \forall t \in T, \forall h \in H$$

$$T_{limit} = h_{dsm}^h \cdot \left(\frac{60}{T_{step}} \right)$$

$$\sum_{t \in (t, T_{limit}+1)} D_{non-critical}^h = \sum_{t \in (t, T_{limit}+1)} pt_{Houses} \quad \forall t \in (t, T_{limit} + 1), \forall h \in H$$

$$\sum_{t \in (T_{limit}+1, T_{limit}*2+1)} D_{non-critical}^h = \sum_{t \in (T_{limit}+1, T_{limit}*2+1)} pt_{Houses} \quad \forall t \in (T_{limit} + 1, T_{limit} * 2 + 1), \forall h \in H$$

$$\sum_{t \in (T_{limit}*2+1, T_{limit}*3+1)} D_{non-critical}^h = \sum_{t \in (T_{limit}*2+1, T_{limit}*3+1)} pt_{Houses} \quad \forall t \in (T_{limit} * 2 + 1, T_{limit} * 3 + 1), \forall h \in H$$

$$\begin{aligned}
 \sum_{t \in (T_{limit} * 2 + 1, T_{limit} * 3 + 1)} D_{non-critical}^h &= \sum_{t \in (T_{limit} * 2 + 1, T_{limit} * 3 + 1)} p_{tHouses} \quad \forall t \\
 &\in (T_{limit} * 2 + 1, T_{limit} * 3 + 1), \forall h \in H \\
 \sum_{t \in (T_{limit} * 3 + 1, T_{limit} * 4 + 1)} D_{non-critical}^h &= \sum_{t \in (T_{limit} * 3 + 1, T_{limit} * 4 + 1)} p_{tHouses} \quad \forall t \\
 &\in (T_{limit} * 3 + 1, T_{limit} * 4 + 1), \forall h \in H \\
 \sum_{t \in (T_{limit} * 4 + 1, T_{limit} * 5 + 1)} D_{non-critical}^h &= \sum_{t \in (T_{limit} * 4 + 1, T_{limit} * 5 + 1)} p_{tHouses} \quad \forall t \\
 &\in (T_{limit} * 4 + 1, T_{limit} * 5 + 1), \forall h \in H \\
 \sum_{t \in (T_{limit} * 5 + 1, T_{limit} * 6 + 1)} D_{non-critical}^h &= \sum_{t \in (T_{limit} * 5 + 1, T_{limit} * 6 + 1)} p_{tHouses} \quad \forall t \\
 &\in (T_{limit} * 5 + 1, T_{limit} * 6 + 1), \forall h \in H \\
 \sum_{t \in (T_{limit} * 6 + 1, T_{limit} * 7 + 1)} D_{non-critical}^h &= \sum_{t \in (T_{limit} * 6 + 1, T_{limit} * 7 + 1)} p_{tHouses} \quad \forall t \\
 &\in (T_{limit} * 6 + 1, T_{limit} * 7 + 1), \forall h \in H \\
 \sum_{t \in (T_{limit} * 7 + 1, T_{limit} * 8 + 1)} D_{non-critical}^h &= \sum_{t \in (T_{limit} * 7 + 1, T_{limit} * 8 + 1)} p_{tHouses} \quad \forall t \\
 &\in (T_{limit} * 7 + 1, T_{limit} * 8 + 1), \forall h \in H
 \end{aligned}$$

- **Restricciones de equilibrio de demanda:**

$$D_t^{Forecast} = D_t^{Critical} + \sum_{t \in T} p_{tHouses} + \sum_{t \in T} p_{tpumping} \quad \forall t \in T, \forall p \in P, \forall h \in H$$

- **Restricciones del sistema:**

$$\begin{aligned}
 \sum_{i \in I} r_{it}^{1+} + \sum_{b \in B} r_{bt}^{1+} + \sum_{g \in G} r_{gt}^{1+} + \sum_{p \in P} r_{pt}^{1-} &\geq RR_t^{1+} \quad \forall t \in T, \forall i \in I, \forall b \in B, \forall g \in G, \forall p \in P \\
 \sum_{i \in I} r_{it}^{1-} + \sum_{b \in B} r_{bt}^{1-} + \sum_{g \in G} r_{gt}^{1-} + \sum_{p \in P} r_{pt}^{1+} &\geq RR_t^{1-} \quad \forall t \in T, \forall i \in I, \forall b \in B, \forall g \in G, \forall p \in P \\
 \sum_{i \in I} r_{it}^{2+} + \sum_{b \in B} r_{bt}^{2+} + \sum_{g \in G} r_{gt}^{2+} + \sum_{p \in P} r_{pt}^{2-} &\geq RR_t^{2+} \quad \forall t \in T, \forall i \in I, \forall b \in B, \forall g \in G, \forall p \in P \\
 \sum_{i \in I} r_{it}^{2-} + \sum_{b \in B} r_{bt}^{2-} + \sum_{g \in G} r_{gt}^{2-} + \sum_{p \in P} r_{pt}^{2+} &\geq RR_t^{2-} \quad \forall t \in T, \forall i \in I, \forall b \in B, \forall g \in G, \forall p \in P \\
 \sum_{i \in I} r_{it}^{3S} + \sum_{b \in B} r_{bt}^{3S} + \sum_{g \in G} r_{gt}^{3S} + \sum_{i \in I} r_{it}^{3NS} &\geq RR_t^{2-} \quad \forall t \in T, \forall i \in I, \forall b \in B, \forall g \in G, \forall p \in P \\
 \left(\frac{T_{step}}{60} \right) \cdot \left(\sum_{i \in I} p_{it} + \sum_{g \in G} p_{tg}^{Import} + \sum_{j \in J} p_{jt} + \sum_{b \in B} p_{bst}^{out} \right) \\
 = \left(\frac{T_{step}}{60} \right) \cdot (D_t - d_t^{LNS}) + \left(\frac{T_{step}}{60} \right) \cdot \left(\sum_{g \in G} p_{tg}^{Export} + \sum_{b \in B} p_{bst}^{in} \right) &\quad \forall t \in T, \forall i \\
 \in I, \forall b \in B, \forall g \in G, \forall j \in J
 \end{aligned}$$

7.5. Bases de la simulación del sistema eléctrico

No se puede entender la generación de hidrógeno verde como un elemento inconexo del sistema eléctrico al que se conecta. Es más, dadas nuestras condiciones particulares (sistemas eléctricos insulares totalmente aislados), interesa aprovechar, al máximo posible, los distintos sistemas de producción y almacenamiento de hidrógeno como medio para resolver problemas como los que supone la integración de energías renovables no gestionables en Canarias. Incluso en el supuesto que no se utilice esta tecnología para re-electrificación (opción alineada con el concepto de almacenamiento), el simple hecho de que el electrolizador pueda ser operado como una carga gestionable mejorará considerablemente la capacidad de los sistemas eléctricos insulares para integrar mayor cantidad de energía eólica y fotovoltaica, cubriendo demandas que hasta el momento se atendían, completamente, con combustibles fósiles.

De acuerdo con lo anterior, en el pre-dimensionamiento de instalaciones de producción de hidrógeno en Canarias deben incluirse una serie de variables a la ecuación como la consideración de las demandas eléctricas previstas en cada isla, la estructura del parque de generación, los medios necesarios para la gestión e incluso los costes del sistema. Todas estas variables incrementan la complejidad técnica del modelo, pero, a la vez, ajustan los cálculos de la capacidad máxima instalable y la cantidad de hidrógeno que podría ser producida. Se muestran en los siguientes apartados los datos más importantes que han sido incluidos en la modelización energética desarrollada.

7.5.1. Demanda eléctrica insularizada

En este análisis se asume que la energía eléctrica renovable disponible para la producción de hidrógeno ya descuenta aquella parte que ha sido directamente usada para atender consumos eléctricos.

De acuerdo con los datos publicados en el Anuario Energético de Canarias 2019, la evolución de la demanda eléctrica puesta en red en las últimas dos décadas ha sido la siguiente:

Evolución de la energía eléctrica puesta en red [GWh]									
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias	Δ Canarias
2000	2.720	2.368	595	342	198	47	23	6.292	-
2001	2.837	2.547	608	419	194	51	26	6.682	6,2%
2002	2.894	2.698	658	456	196	55	27	6.984	4,5%
2003	3.135	2.949	717	496	216	62	29	7.604	8,9%
2004	3.359	3.145	771	534	234	64	33	8.140	7,0%
2005	3.440	3.358	808	591	238	64	35	8.534	4,8%
2006	3.566	3.536	841	651	252	67	37	8.950	4,9%
2007	3.667	3.675	828	707	262	68	40	9.246	3,3%
2008	3.704	3.699	866	670	267	70	41	9.318	0,8%
2009	3.629	3.629	835	629	266	69	41	9.098	-2,4%
2010	3.594	3.505	816	617	251	71	41	8.895	-2,2%
2011	3.565	3.485	805	646	254	71	43	8.869	-0,3%
2012	3.511	3.571	788	645	261	72	44	8.891	0,3%
2013	3.414	3.446	775	636	240	68	44	8.622	-3,0%
2014	3.389	3.407	785	645	241	67	42	8.577	-0,5%
2015	3.377	3.468	817	641	251	69	43	8.666	1,0%
2016	3.402	3.521	821	669	244	71	45	8.771	1,2%

2017	3.477	3.534	880	688	261	74	44	8.957	2,1%
2018	3.404	3.514	880	671	258	73	42	8.842	-1,3%
2019	3.406	3.547	861	683	261	74	43	8.874	0,4%

Tabla 24. Evolución de la demanda de energía eléctrica puesta en red en Canarias. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2019

Por otro lado, se dispone de datos sobre la evolución de las potencias máximas demandadas, o puntas de demanda, para cada año e isla.

Evolución de las potencias máximas demandadas [MW]									
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias	Δ Canarias
2000	482	423	102	70	34	9	4	1.125	-
2001	499	478	112	78	34	10	5	1.215	7,9%
2002	525	514	124	86	35	11	5	1.299	6,9%
2003	547	523	134	90	40	12	6	1.351	4,0%
2004	579	546	138	104	42	13	6	1.426	5,6%
2005	601	585	141	119	43	12	6	1.506	5,6%
2006	622	605	146	122	46	12	7	1.560	3,5%
2007	637	628	148	127	47	12	7	1.607	3,0%
2008	615	616	146	119	47	13	8	1.564	-2,6%
2009	615	626	148	121	51	13	8	1.582	1,1%
2010	610	606	149	123	52	13	8	1.561	-1,3%
2011	610	601	148	116	52	13	8	1.549	-0,8%
2012	606	609	150	118	50	13	8	1.554	0,3%
2013	586	574	145	115	44	12	9	1.487	-4,3%
2014	582	574	144	115	44	12	8	1.481	-0,4%
2015	595	578	146	118	46	13	8	1.505	1,7%
2016	580	576	145	122	48	12	8	1.493	-0,8%
2017	586	587	146	126	48	13	8	1.516	1,5%
2018	582	605	150	121	47	12	8	1.528	0,8%
2019	570	603	144	117	45	13	8	1.502	-1,7%

Tabla 25. Evolución de las potencias máximas demandadas en Canarias. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2019

A partir de este punto, se procede con la estimación de la demanda eléctrica. Esta estimación es igual a la obtenida en la estrategia canaria de generación gestionable, ya que las metodologías de cálculo empleadas son las mismas. Es importante recordar que para generar estas estimaciones se usan datos de producto interior bruto (PIB) y población como señales explicativas, y los consumos eléctricos históricos como referencia, todo ello para predecir la demanda eléctrica hasta el año 2040.

Los datos históricos de población fueron obtenidos del Instituto Nacional de Estadística (INE) durante el año 2020. En lo que respecta a las previsiones del PIB, se han consultado las fuentes más destacadas en este ámbito, entre las que se encuentra el Banco de España, el Fondo Monetario Internacional (FMI) o la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OECD).

La crisis sanitaria originada por la COVID-19 provocó un detrimento de la economía a nivel mundial. Después de una drástica caída del PIB durante 2020 y hasta el primer trimestre de 2021, en el segundo trimestre de ese año se produjo un crecimiento del 26,5% respecto al mismo período del año anterior. Este dato, conocido como la variación real del PIB, fue 6,7 puntos porcentuales superior al registrado por la economía nacional. Aun así, el PIB de Canarias se sitúa en el 83% del nivel alcanzado en el segundo trimestre de 2019 frente al 94%

del mismo indicador a nivel nacional. Esta recuperación coincide con el comienzo de la vacunación de la población en España (enero 2021) que, a fecha de 31 de agosto de 2021, contaba con el 69,5% de su población total vacunada con la pauta completa. A pesar de esta recuperación, la situación actual sigue teniendo una alta incertidumbre.

Una vez estimada la evolución de las variables socioeconómicas (población y PIB), se estima la evolución prevista para la demanda eléctrica de las islas (conocida hasta el año 2019) mediante la técnica estadística Random Forest empleando como variables explicativas la población y el PIB. Los resultados obtenidos para la proyección de la demanda eléctrica en Canarias, y para cada una de las islas, son los siguientes:

Previsión de la demanda eléctrica en Canarias [GWh]								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2019	3.406	3.547	861	683	261	74	43	8.874
2020	3.224	3.211	820	632	234	66	40	8.226
2021	3.349	3.488	864	686	248	69	43	8.747
2022	3.292	3.531	860	696	248	68	43	8.739
2023	3.213	3.526	850	698	245	67	44	8.643
2024	3.126	3.496	837	696	241	66	44	8.505
2025	3.014	3.412	816	684	234	65	43	8.268
2026	2.972	3.403	763	636	237	64	41	8.117
2027	2.882	3.324	743	622	231	63	40	7.904
2028	2.799	3.252	725	609	225	61	40	7.711
2029	2.724	3.187	709	597	220	60	39	7.536
2030	2.656	3.130	694	587	216	58	38	7.379
2031	2.682	3.182	704	597	219	59	39	7.482
2032	2.710	3.236	714	608	222	60	40	7.590
2033	2.735	3.287	723	618	225	61	40	7.689
2034	2.762	3.340	733	629	228	62	41	7.795
2035	2.786	3.389	742	638	231	62	42	7.891
2036	2.813	3.440	752	648	234	63	43	7.994
2037	2.836	3.487	761	657	237	64	43	8.086
2038	2.862	3.537	770	667	240	65	44	8.184
2039	2.885	3.583	778	676	243	65	44	8.274
2040	2.911	3.632	788	686	246	66	45	8.373

Tabla 26. Previsión de la demanda eléctrica en Canarias

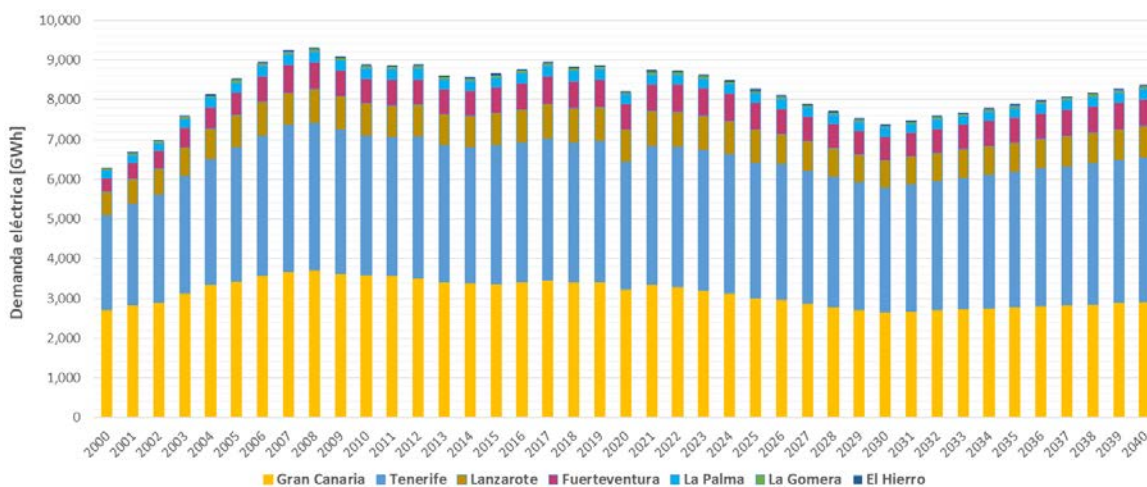


Ilustración 14. Evolución y proyección de la demanda eléctrica en Canarias por islas

Aplicando la misma metodología se obtiene la potencia máxima demandada, añadiendo como variable explicativa la demanda eléctrica estimada.

Previsión de la potencia máxima demandada en Canarias [MW]								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2019	570	603	144	117	45	13	8	1.502
2020	561	557	145	117	43	12	8	1.442
2021	581	596	152	126	46	12	8	1.522
2022	592	605	153	128	46	12	8	1.545
2023	598	609	152	129	46	12	9	1.554
2024	597	609	152	129	45	12	9	1.552
2025	593	602	150	128	44	12	9	1.537
2026	596	605	143	120	45	12	8	1.531
2027	595	600	141	119	44	12	8	1.520
2028	595	596	140	117	44	12	8	1.512
2029	596	593	139	116	43	12	8	1.507
2030	597	591	138	115	43	12	8	1.505
2031	600	591	137	115	43	12	8	1.506
2032	603	592	136	114	43	12	8	1.509
2033	607	594	136	114	43	12	8	1.515
2034	612	597	136	114	43	12	8	1.523
2035	618	602	136	114	44	12	8	1.534
2036	624	607	137	114	44	12	9	1.546
2037	631	613	137	115	45	12	9	1.561
2038	638	620	138	115	46	12	9	1.578
2039	646	628	139	116	47	12	9	1.596
2040	655	637	140	117	48	12	9	1.617

Tabla 27. Previsión de la potencia máxima demandada en Canarias

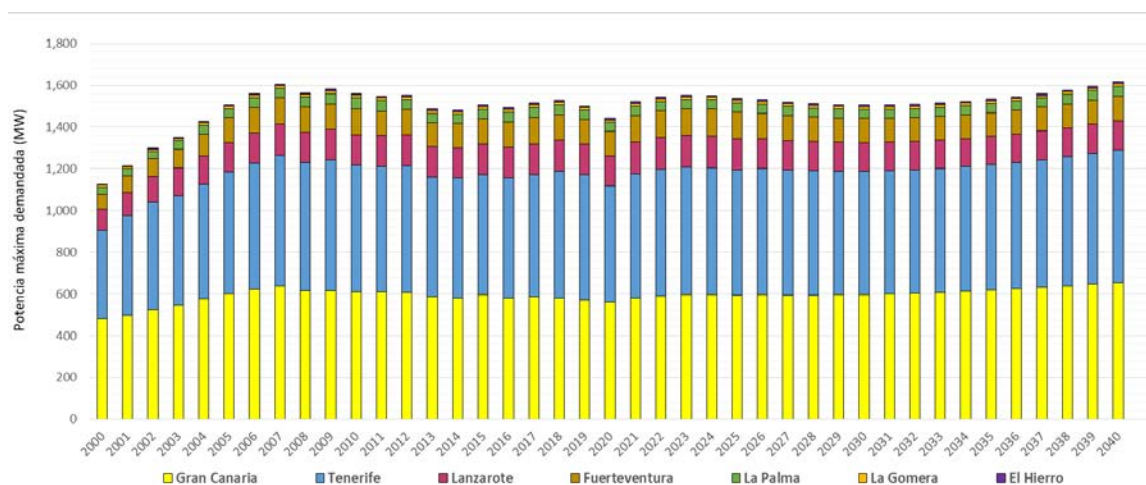


Ilustración 15. Evolución y previsión de la potencia máxima demandada en Canarias

En este caso concreto, la demanda eléctrica además de estar insularizada debe distribuirse por subestación eléctrica (nodo de red). Por esta razón, se recurre al análisis realizado en la estrategia canaria de almacenamiento energético. En dicha estrategia se distribuía la demanda eléctrica por subestaciones puesto que, inicialmente, se determinaba el consumo en cada edificio y para la agregación se utilizaba, como criterio, la distancia de cada edificio con el punto donde se encuentran las subestaciones. En este caso se utiliza el mismo procedimiento pero, naturalmente, la demanda eléctrica se reajusta con el escenario modelado para el año 2040.

7.5.2. Generación térmica convencional

Los parámetros técnicos utilizados para modelar la generación térmica convencional, son los que se especifican en la siguiente relación.

Unidades de generación: Parámetros técnicos
Inversión unidad (€)
Vida útil del generador convencional (años)
Impuesto sobre intereses - obligaciones a 10 años (p.u)
Coste fijo de funcionamiento y mantenimiento (euros/año)
Potencia neta de la unidad (MW)
Número de horas que la unidad de potencia trabaja cada año (horas/año)
Pico del factor de estacionalidad (pu)
Factor de estacionalidad pico medio (pu)
Factor de estacionalidad fuera de pico (pu)
Primer parámetro del coste de consumo combustible a (th/h)
Segundo parámetro del coste de consumo combustible b (th/h*MW)
Tercer parámetro del coste de consumo combustible c (th/h*MW ²)
Precio del combustible (€/Tm)
Poder calorífico bajo (th/Tm)
Coste operativo y de mantenimiento variable (€/MWh)
Coste de reserva primario (porcentaje sobre el costo de generación) (pu)
Coste de reserva secundario (porcentaje sobre el costo de generación) (pu)
Coste de reserva terciarios (porcentaje sobre el costo de generación) (pu)
Tiempo entre apagado y puesta en marcha (frío) (min)
Tiempo entre apagado y puesta en marcha (caliente) (min)
Tiempo entre apagado y puesta en marcha (templado) (min)
Potencia máxima de salida de la unidad térmica (MW)
Potencia máxima de salida de la unidad térmica condiciones AGC (MW)
Contribución máxima de la unidad térmica en reserva primaria baja (MW)
Contribución máxima de la unidad térmica en reserva primaria (MW)
Contribución máxima de la unidad térmica en reserva terciaria no rodante (MW)
Contribución máxima de la unidad térmica en reserva terciaria rodante (MW)
Tiempo mínimo de inactividad de la unidad (min)
Potencia mínima de salida de la unidad térmica (MW)
Potencia mínima de salida de la unidad térmica condiciones AGC (MW)
Tiempo mínimo de subida de la unidad (min)
Coste sin carga de la unidad i para una operación de una hora (€/hora)
Potencia de salida de la unidad térmica en las condiciones de la fase de soak en caliente(MW)
Potencia de salida de la unidad térmica en las condiciones de la fase de soak en templado(MW)
Potencia de salida de la unidad térmica en las condiciones de la fase de soak en frío(MW)
Velocidad de rampa de descenso de la unidad térmica (MW/minuto)
Velocidad de rampa de descenso de la unidad térmica en las condiciones AGC (MW/minuto)
Velocidad de rampa de la unidad térmica (MW/minuto)
Velocidad de rampa de la unidad térmica en condiciones AGC (MW/minuto)
Coste de puesta en marcha de la unidad térmica desde el modo de espera en frío hasta la sincronización (€)
Coste de puesta en marcha de la unidad térmica desde el modo de espera en caliente hasta la sincronización (€)
Coste de puesta en marcha de la unidad térmica desde el modo de espera templado hasta la sincronización (€)
Tiempo desde potencia mínima técnica hasta la desincronización (min)
Tiempo de soak en frío (min)
Tiempo de soak en caliente (min)
Tiempo de soak en templado (min)
Tiempo de Sincronización en frío (min)
Tiempo de Sincronización en caliente (min)
Tiempo de Sincronización en templado (min)
Límite superior de la reserva (tiempo entre el apagado y la puesta en marcha) frío (min)
Límite superior de la reserva (tiempo entre el apagado y la puesta en marcha) caliente (min)
Límite superior de la reserva (tiempo entre el apagado y la puesta en marcha) templado (min)

Tabla 28. Parámetros técnico-económicos de las unidades de generación convencional

Para poder disponer de todos los datos necesarios se usan como referencia las siguientes fuentes de información:

- **Anuario Energético de Canarias 2019**. Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias.
- **Sistema de Información del Operador del Sistema**. Red Eléctrica de España (E-SIOS).
- **Sistema de Información del Operador del Mercado Ibérico de la Energía (OMIE)**.
- **Real Decreto 738/2015**, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- **Orden TEC/1260/2019**, de 26 de diciembre, se establecen los parámetros técnicos y económicos a emplear en el cálculo de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional durante el período regulatorio 2020-2025, y se revisan otras cuestiones técnicas.
- Estudio **“Optimización de costes y emisiones en sistemas eléctricos de potencia”**. D. Manuel Cruz Pérez, Dr. D. Gabriel Winter Althaus y Dra. Dña. Begoña González Landín. Universidad de Las Palmas de Gran Canaria.
- **Catálogo de fabricantes** de generadores eléctricos en base a notas de marca y modelo de generadores eléctricos tipos en cada una de las centrales y en base a la información que no ha sido localizada a través de las fuentes anteriormente mencionadas.

Todos los datos de partida relativos a generación térmica convencional ya han sido publicados y se encuentran concretamente en el apartado 4.4.3 de la Estrategia de generación gestionable de Canarias.

7.5.3. Costes operativos de la generación térmica convencional

En el modelo energético formulado, para estimar los parámetros económicos iniciales de cada unidad de potencia se necesita de los siguientes datos de partida:

- Coste de generación de la unidad de energía (€/MWh).
- Coste de las reservas proporcionadas por la unidad de potencia (arriba/abajo primaria, arriba/abajo secundaria, terciarias rodantes/no rodantes) con resolución horaria.

Estos costes operativos se han modelado utilizando el procedimiento marcado en el Real Decreto 738/2015. En este sentido, el coste de generación de la unidad de energía se estima como la suma de los costes fijos, debido a la instalación, más el coste variable debido al coste de combustible y el coste de operación y mantenimiento (OPEX). La retribución debida al coste fijo se estima de acuerdo con la siguiente ecuación.

$$FC(h) = \frac{\frac{VI}{vU} + (VI \cdot Trn) + FOPEX}{PN \cdot Ht} \cdot festh$$

Donde VI es la inversión realizada para la instalación de la unidad de potencia (€), VU es la vida útil de la unidad (años), $FOPEX$ es el coste fijo de operación y mantenimiento (€/año), PN es la potencia nominal de la unidad (MW), Ht es el número de horas al año en que esta unidad debe funcionar (horas/año), f_{esth} es un factor que aumenta el coste fijo en los períodos máximos y lo reduce en horas descontadas (adimensional). Por último, el Trn es una tasa de compensación financiera (%) que, normalmente, se estima de acuerdo con el impuesto sobre intereses de las obligaciones con el Estado (por ejemplo, 10 años).

La retribución debida al coste del combustible se calcula con la siguiente ecuación:

$$C_{comb}(i, h) = [a(i) + b(i) \cdot p(i, h) + c(i) \cdot p^2(i, h)] \cdot \frac{Comb}{LCV}$$

Los factores a , b , y c se refieren al ciclo de eficiencia de la unidad (th/h, th/h.MW y th/h.MW²). Como referencia utilizamos actualmente la legislación española ya que recomienda valores estándar teniendo en cuenta el tamaño y el tipo de unidad de generación que el productor puede ajustar al funcionamiento real del sistema, siempre y cuando, se audite el estudio.

$Comb$ es el coste del combustible (€/Tm), y LCV es el poder calorífico inferior en th/Tm.

7.5.4. Servicios complementarios de ajuste del sistema

Respecto a los servicios complementarios de ajuste del sistema, el modelo de optimización multinodo permite el análisis de capacidad de determinados grupos (generadores de categoría A) para proveer servicios complementarios a la propia actividad de generación.

Como ya ha sido descrito con anterioridad, en el caso de Canarias, estos servicios complementarios son cubiertos por las unidades térmicas y, en el caso de El Hierro y Gran Canaria, también por las turbinas de las centrales hidroeléctricas de bombeo de conformidad con los procedimientos de operación de los sistemas eléctricos no peninsulares.

En general, los servicios que deben prestarse se distinguen entre las reservas primarias (a subir o a bajar), reservas secundarias (a subir o a bajar) y terciarias (rodantes y no rodantes). Las características básicas de cada tipo de reserva son las que se comentan a continuación:

- **Reservas primarias:** servicio complementario de carácter obligatorio y no remunerado que debe ser prestado por generadores acoplados a la red eléctrica. Se establece una reserva primaria a subir y otra a bajar:
 - La reserva primaria a subir es la capacidad total de potencia entre todos los generadores acoplados, resultante de la diferencia entre la potencia máxima disponible acoplada y la potencia real generada, que puede actuar en menos de 30 segundos, de acuerdo con los estatismos de los grupos.
 - La reserva primaria a bajar es la capacidad total de potencia entre todos los generadores acoplados, resultante de la diferencia entre la potencia real generada y la potencia mínima disponible acoplada, que puede actuar en menos de 30 segundos, de acuerdo con los estatismos de los grupos.

- **Reservas secundarias:** esta reserva podría actuar como regulación primaria en caso de necesidad. Sin embargo, esto no se establece como una reserva principal, por lo que, en caso de desequilibrio entre generación y consumo, la regulación hará uso de las reservas secundarias. Esta reserva es un servicio complementario obligatorio y remunerado. En general, es el mecanismo que gestiona la potencia de los generadores con el fin de eliminar los errores de régimen de frecuencia permanente (no corregidos por la regulación primaria), para devolver al sistema a la frecuencia nominal en menos de 15 minutos, después de un evento desequilibrado entre generación y consumo.
 - La reserva secundaria a bajar es la potencia de todos los generadores acoplados, resultante de la diferencia entre la potencia máxima disponible acoplada, para satisfacer las necesidades de regulación secundaria y la potencia real generada.
 - La reserva secundaria a subir es la potencia de todos los generadores acoplados resultante de la diferencia entre la potencia real generada y la potencia mínima disponible acoplada, para satisfacer las necesidades de regulación secundaria.

El operador del sistema es el responsable de la asignación de las reservas secundarias que debe proporcionar cada generador. Con anterioridad, cada operador de central comunica su disponibilidad, con las bandas de reserva programadas hacia arriba y hacia abajo, de acuerdo con las necesidades detectadas en el sistema eléctrico.

- **Reservas terciarias:** al igual que en el caso de las secundarias, se trata de un servicio obligatorio y remunerado, con el objetivo de devolver la reserva reglamentaria secundaria que se ha utilizado adaptando la programación operativa de los generadores acoplados o no acoplados.

La reserva terciaria acoplada se define como la variación de potencia máxima del despacho de generación que puede realizar una unidad de producción una vez desconectada la reserva primaria y secundaria, en un tiempo máximo de 15 minutos pudiéndose mantener durante al menos dos horas consecutivas.

De acuerdo con los procedimientos de operación de los sistemas eléctricos no peninsulares, los servicios complementarios deben ser lo suficientemente amplios como para cubrir los eventos fuera de lo programado y, especialmente, para la resolución de situaciones causadas por la falta de precisión en la predicción de la demanda y la generación no gestionable, como la eólica y la fotovoltaica. Suponiendo que el error de demanda suele ser inferior al 5% y que en la predicción del viento este error podría ser de hasta el 15% (criterio de máximos) en el horizonte temporal de un día, se toma como referencia, que la suma de las tres reservas (a subir o bajar) correspondería al 30% de la demanda de las islas.

De la misma forma, se asigna como criterio para establecer las necesidades de reserva la posibilidad de que a través de ellas sea posible evitar la caída del sistema eléctrico, incluso ante el fallo de la unidad de generación de mayor tamaño acoplada al sistema eléctrico para cada instante de tiempo (criterio conocido como n-1). En cualquier caso, la suma de las reservas es mayor que la potencia del mayor grupo acoplado al sistema.

7.5.5. Generación renovable

El Gobierno de Canarias tiene el firme propósito de lograr la descarbonización de su economía en 2040, lo que se traduce en dejar de emplear combustible fósiles en los distintos sectores, para cubrir sus demandas de energía. Esto va a suponer un cambio radical del modelo energético actual, en el que será necesario un compromiso sólido y real entre las diferentes entidades, tanto públicas como privadas, para poder alcanzar ese ambicioso objetivo en 2040. Para que este cambio sea una realidad debe potenciarse la integración de las energías renovables en los sistemas eléctricos insulares en condiciones que garanticen la calidad y seguridad del suministro en todo momento.

Como se ha comentado anteriormente, la tecnología del hidrógeno destaca sobre otras formas de almacenamiento energético por su gran versatilidad, aunque también es cierto que su uso está acompañado de algunas desventajas como son su baja eficiencia respecto a otras soluciones, y la dificultad técnica que supone trabajar a altas presiones debido a su baja densidad.

En lo que respecta a la eficiencia, a modo de referencia se puede considerar que para producir 1 Nm³ de H₂, es necesaria una demanda eléctrica de 5,1 kWh. La energía térmica contenida en ese normal metro cúbico de hidrógeno sería de 3 kWh. Si ese hidrógeno se re-electrificara mediante una pila de combustible, la energía eléctrica producida sería de 1,5 kWh, dado que el rendimiento medio de una pila de combustible se sitúa en el 50%. Por su parte, si para la re-electrificación se usara un motor de gas, sabiéndose que su eficiencia media es del 30%, se recuperarían 0,9 kWh. De acuerdo con lo mencionado, la eficiencia global del proceso sería de aproximadamente el 30%, cuando se re-electrifica con pila de combustible, y del 18% cuando se hace con motores de gas. Como comparación, la eficiencia media de un bombeo reversible se sitúa entre el 80-90%, de modo semejante a las baterías electroquímicas.

Las condiciones de eficiencia de esta tecnología hacen plantear que únicamente tenga sentido su uso en Canarias si el hidrógeno se produce con energías renovables ya que, de otra forma, no sólo no sería posible reducir el consumo de combustibles fósiles sino que incluso se incrementaría de manera desproporcionada asumiendo además todas las pérdidas que generalmente se asumen en este proceso.

7.5.5.1. Eólica terrestre

Con fecha de 31 de diciembre de 2019, se encontraban operativos en Canarias 74 parques eólicos con un total de 476 aerogeneradores instalados y una potencia de 413.235 kW. El 85,9% de esta potencia se encuentra repartida entre Tenerife (195.645 kW) y Gran Canaria (159.300 kW). Del total de parques eólicos, el 91,9% se tramitaron en régimen de inyección total a la red eléctrica, un 5,7% en régimen de autoconsumo y el 2,4% restante (2 parques eólicos) en régimen de I+D+i.

Según los estudios que han venido siendo desarrollados en las distintas estrategias energéticas desarrolladas hasta la fecha, la potencia eólica terrestre debería alcanzar los 4.169 MW en 2040 pasando por un objetivo intermedio de 1.749 MW en el año 2030. En la siguiente tabla se muestra la evolución de la potencia eólica terrestre estimada hasta 2040 por isla y para el conjunto de Canarias (el dato correspondiente a 2019 es real, no estimado):

Evolución estimada de la potencia eólica terrestre [MW]								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2019	159,3	195,6	22,3	28,7	6,97	0,36	0,0	413,23
2020	170,6	160,0	34,5	39,8	14,2	2,1	4,1	425,3
2021	204,0	191,3	41,2	47,6	17,0	2,6	4,9	508,6
2022	241,6	226,5	48,8	56,4	20,1	3,0	5,8	602,1
2023	283,2	265,5	57,2	66,1	23,6	3,5	6,8	706,0
2024	329,1	308,5	66,5	76,8	27,4	4,1	7,9	820,3
2025	379,0	355,3	76,6	88,4	31,6	4,7	9,1	944,8
2026	433,1	406,1	87,5	101,1	36,1	5,4	10,4	1.079,6
2027	502,3	470,9	101,5	117,2	41,9	6,3	12,0	1.252,0
2028	564,6	529,4	114,1	131,8	47,1	7,1	13,5	1.407,5
2029	631,2	591,7	127,5	147,3	52,6	7,9	15,1	1.573,3
2030	701,8	658,0	141,8	163,8	58,5	8,8	16,8	1.749,5
2031	776,6	728,1	156,9	147,3	64,7	9,7	18,6	1.935,9
2032	862,7	808,8	174,3	201,3	71,9	10,8	20,7	2.150,6
2033	945,9	886,8	191,2	147,3	78,8	11,8	22,7	2.357,9
2034	1.033,2	968,6	208,8	241,1	86,1	12,9	24,8	2.575,4
2035	1.124,5	1.054,2	227,2	147,3	93,7	14,1	26,9	2.803,1
2036	1.234,6	1.157,4	249,5	288,1	102,9	15,4	29,6	3.077,4
2037	1.334,2	1.250,8	269,6	147,3	111,2	16,7	32,0	3.325,8
2038	1.438,0	1.348,1	290,6	335,5	119,8	18,0	34,5	3.584,5
2039	1.545,9	1.449,3	312,4	147,3	128,8	19,3	37,0	3.853,5
2040	1.672,5	1.568,0	338,0	390,3	139,4	20,9	40,1	4.169,1

Tabla 29. Evolución estimada de la potencia eólica terrestre en Canarias 2020-2040

7.5.5.2. Fotovoltaica en autoconsumo y vertido a red

La potencia fotovoltaica instalada en Canarias a 31 de diciembre de 2019, ascendía a 193.200,03 kWp, contabilizando sólo la potencia conectada a la red eléctrica. El 61,3% de esta potencia se encuentra en la isla de Tenerife y un 23,3% en Gran Canaria. Para el horizonte temporal de 2040, se prevé, no solo un crecimiento de la fotovoltaica terrestre en régimen de inyección total a red, sino también de la fotovoltaica en régimen de autoconsumo, y empezará a introducirse en el mix energético de las islas, la tecnología flotante fotovoltaica, o fotovoltaica off-shore.

La potencia fotovoltaica total que se prevé instalar en Canarias en 2040 es de 3.410,2 MW. De esa potencia, el 69,9% será fotovoltaica terrestre en régimen de inyección total a red, un 27,6% se conectará en régimen de autoconsumo, y el 2,5% restante será fotovoltaica flotante en régimen de inyección total a red.

En la siguiente tabla se muestra la previsión de potencia fotovoltaica a instalar en Canarias en régimen de inyección total a la red eléctrica, por isla, de 2020 a 2040 (el dato correspondiente a 2019 es real, no estimado):

Evolución estimada de la potencia fotovoltaica terrestre [kWp]								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2019	44.953,3	118.455,5	10.149,3	14.186,0	5.308,3	48,9	98,7	193.200,0
2020	49.042,2	121.084,3	7.102,0	12.912,7	4.734,6	753,2	1.183,7	196.059,5
2021	56.530,1	133.060,2	9.327,5	16.959,0	6.218,3	989,3	1.554,6	223.649,4
2022	71.689,9	143.379,7	11.828,8	21.507,0	7.885,9	1.254,6	1.971,5	259.517,3
2023	88.521,7	177.043,4	14.606,1	26.556,5	9.737,4	1.549,1	2.434,3	320.448,6
2024	107.025,7	214.051,4	17.659,2	32.107,7	11.772,8	1.872,9	2.943,2	387.433,0
2025	127.201,8	254.403,6	20.988,3	38.160,5	13.992,2	2.226,0	3.498,0	460.470,4

2026	149.050,0	298.100,0	24.593,2	44.715,0	16.395,5	2.608,4	4.098,9	539.560,9
2027	179.003,3	358.006,6	29.535,5	53.701,0	19.690,4	3.132,6	4.922,6	647.992,0
2028	204.195,7	408.391,5	33.692,3	61.258,7	22.461,5	3.573,4	5.615,4	739.188,6
2029	231.060,3	462.120,6	38.124,9	69.318,1	25.416,6	4.043,6	6.354,2	836.438,3
2030	259.597,0	519.193,9	42.833,5	77.879,1	28.555,7	4.542,9	7.138,9	939.741,0
2031	289.805,7	579.611,5	47.817,9	69.318,1	31.878,6	5.071,6	7.969,7	1.049.096,8
2032	325.915,6	651.831,1	53.776,1	97.774,7	35.850,7	5.703,5	8.962,7	1.179.814,4
2033	359.528,3	719.056,6	59.322,2	69.318,1	39.548,1	6.291,7	9.887,0	1.301.492,5
2034	394.753,4	789.506,9	65.134,3	118.426,0	43.422,9	6.908,2	10.855,7	1.429.007,5
2035	431.650,7	863.301,4	71.222,4	69.318,1	47.481,6	7.553,9	11.870,4	1.562.575,5
2036	478.797,4	957.594,8	79.001,6	143.639,2	52.667,7	8.379,0	13.166,9	1.733.246,6
2037	519.038,9	1.038.077,7	85.641,4	69.318,1	57.094,3	9.083,2	14.273,6	1.878.920,7
2038	560.952,5	1.121.904,9	92.557,2	168.285,7	61.704,8	9.816,7	15.426,2	2.030.647,9
2039	604.538,2	1.209.076,3	99.748,8	69.318,1	66.499,2	10.579,4	16.624,8	2.188.428,1
2040	658.373,3	1.316.746,6	108.631,6	197.512,0	72.421,1	11.521,5	18.105,3	2.383.311,4

Tabla 30. Evolución estimada de la potencia fotovoltaica terrestre con inyección total a red en Canarias 2020-2040

En la siguiente tabla también se indica la estimación de la potencia fotovoltaica en autoconsumo prevista, por isla y por año, según la estrategia de autoconsumo fotovoltaico de Canarias.

Evolución estimada de la potencia fotovoltaica en autoconsumo [kWp]								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2020	3.121,5	6.243,1	515,1	936,5	343,4	54,6	85,8	11.300,0
2021	9.009,0	18.018,0	1.486,5	2.702,7	991,0	157,7	247,7	32.612,6
2022	15.626,2	31.252,4	2.578,3	4.687,9	1.718,9	273,5	429,7	56.566,8
2023	22.973,3	45.946,5	3.790,6	6.892,0	2.527,1	402,0	631,8	83.163,2
2024	31.050,2	62.100,4	5.123,3	9.315,1	3.415,5	543,4	853,9	112.401,7
2025	39.857,0	79.714,0	6.576,4	11.957,1	4.384,3	697,5	1.096,1	144.282,3
2026	49.393,7	98.787,4	8.150,0	14.818,1	5.433,3	864,4	1.358,3	178.805,1
2027	59.660,2	119.320,5	9.843,9	17.898,1	6.562,6	1.044,1	1.640,7	215.970,1
2028	70.656,7	141.313,4	11.658,4	21.197,0	7.772,2	1.236,5	1.943,1	255.777,2
2029	82.383,0	164.766,0	13.593,2	24.714,9	9.062,1	1.441,7	2.265,5	298.226,4
2030	94.839,2	189.678,3	15.648,5	28.451,7	10.432,3	1.659,7	2.608,1	343.317,8
2031	108.025,2	216.050,4	17.824,2	24.714,9	11.882,8	1.890,4	2.970,7	391.051,3
2032	121.941,1	243.882,3	20.120,3	36.582,3	13.413,5	2.134,0	3.353,4	441.426,9
2033	136.586,9	273.173,9	22.536,8	24.714,9	15.024,6	2.390,3	3.756,1	494.444,7
2034	151.962,6	303.925,2	25.073,8	45.588,8	16.715,9	2.659,3	4.179,0	550.104,7
2035	168.068,2	336.136,3	27.731,2	24.714,9	18.487,5	2.941,2	4.621,9	608.406,8
2036	184.903,6	369.807,2	30.509,1	55.471,1	20.339,4	3.235,8	5.084,8	669.351,0
2037	202.468,9	404.937,8	33.407,4	24.714,9	22.271,6	3.543,2	5.567,9	732.937,4
2038	220.764,1	441.528,1	36.426,1	66.229,2	24.284,0	3.863,4	6.071,0	799.165,9
2039	239.789,1	479.578,2	39.565,2	24.714,9	26.376,8	4.196,3	6.594,2	868.036,6
2040	259.544,0	519.088,1	42.824,8	77.863,2	28.549,8	4.542,0	7.137,5	939.549,4

Tabla 31. Evolución estimada de la potencia fotovoltaica en régimen de autoconsumo en Canarias 2020-2040

No se ha puesto el valor real de la potencia fotovoltaica en régimen de autoconsumo en 2019, porque no se dispone de los datos reales (en el Anuario Energético de Canarias 2019, no se distingue entre ésta y la potencia instalada en régimen de inyección total a red).

7.5.5.3. Energías marinas

La descarbonización del sector energético de Canarias traerá consigo la necesidad de disponer de una mayor superficie ocupada para fines relacionados con la energía, incluyéndose no sólo el área relativa a los propios generadores sino también el conjunto de infraestructuras auxiliares como las que supone las redes y subestaciones eléctricas, sistemas de

almacenamiento energético o los propios caminos y accesos a dichas instalaciones. El aspecto mencionado entra en contraposición con la alta riqueza medioambiental, paisajística y natural de las Islas Canarias. En el archipiélago existe un total de 146 Espacios Naturales Protegidos (ENP) que, en total, suman un área ocupada que representa el 40% del territorio terrestre disponible. A esto hay que sumarle la riqueza paisajística y las restricciones relacionadas con la biodiversidad.

Además de las condiciones de riqueza medioambiental, paisajística y de biodiversidad existen otras limitaciones espaciales relacionadas con la tecnología. Se destacan las siguientes:

- **Alta aglomeración en zonas de alto interés:** Las zonas de mayor potencial para el desarrollo de las tecnologías eólica y fotovoltaica presentan una alta aglomeración por ser los emplazamientos donde el recurso existente garantiza la recuperación de la inversión en el menor tiempo posible.
- **Distancia respecto a otros parques eólicos:** En el caso de la eólica, el Decreto 5/2014 exige una distancia mínima de separación respecto a otros parques eólicos para reducir pérdidas. Esta distancia es dependiente del tamaño de buje del aerogenerador seleccionado. En este contexto, los aerogeneradores de nueva generación, si bien reducen el espacio ocupado por potencia instalada, requieren mayores distancias de separación respecto a otros parques eólicos.
- **Servidumbres aeronáuticas:** Esta limitación también afecta a la eólica. En general, las zonas de mayor interés suelen coincidir con las regiones en las que se encuentran los aeropuertos canarios. Por razones de seguridad se establecen conos de aproximación respecto a las pistas de aterrizaje y dispositivos de radiobaliza, marcándose, no sólo las áreas aptas en las que sería viable la instalación de parques eólicos, sino también las alturas máximas permitidas para la instalación de aerogeneradores.
- **Requerimientos de ocupación:** La necesidad de espacio depende de la tecnología utilizada. En general para una planta fotovoltaica instalada en suelo se requiere un espacio de aproximadamente 10 m²/kW mientras que para un parque eólico este ratio se sitúa sobre los 3 m²/kW.
- **Compatibilidad de uso:** La alta ocupación del suelo exigida en las huertas fotovoltaicas generalmente suele coincidir con un desplazamiento de la actividad agrícola en las regiones en las que se instauran. Esa es una de las principales razones por las que se fomenta la instalación sobre cubierta.
- **Distancia respecto a población:** En los parques eólicos también se suele exigir una distancia mínima de separación entre dichas instalaciones y los núcleos habitados y casas aisladas. Estas distancias son necesarias para reducir los problemas originados por efecto flicker o, incluso, el ruido.
- **Impacto visual:** En el campo de la energía eólica ya existen modelos comerciales de aerogeneradores de entre 10-12 MW. Estos nuevos modelos sustituyen a gamas anteriores en las que la potencia no superaban los 2 MW. El aumento de la potencia está ligado al aumento de la envergadura de los aerogeneradores, provocando un incremento

del impacto visual producido. Este incremento genera el síndrome conocido como NIMBY (“No in my Back Yard”) lo cual produce una cierta controversia social frente a la instalación de aerogeneradores. También aumenta el riesgo de siniestralidad de aves.

Históricamente, todas estas restricciones han sido un freno en el desarrollo del sector de las energías renovables y, aunque en los últimos años se ha conseguido una mejora significativa pasando de coberturas de demanda eléctrica en Canarias mediante energías renovables del 9% en 2017 a valores del 16,4% en 2019, aún queda recorrido para alcanzar el objetivo de total descarbonización, no sólo del sector eléctrico, sino del conjunto del sector energético de Canarias en 2040.

La apuesta por las energías renovables marinas amplía los horizontes para el fomento de las energías renovables en las islas. Aunque estas tecnologías deban también enfrentarse a una serie de restricciones particulares como se analiza a lo largo de la estrategia, lo cierto es que abre nuevas posibilidades para la instalación de infraestructuras de generación renovables en un territorio limitado por sus condiciones de insularidad.

En el ámbito de la energía eólica off-shore, actualmente sólo existe una potencia de 5 MW instalado en la costa Este de la isla de Gran Canaria. En la estrategia de energías renovables marinas de Canarias se llevó a cabo un reconocimiento de la potencia máxima que sería instalable en el archipiélago. Tomando como referencia esta fuente de información, se proyectan los objetivos anuales en la siguiente tabla.

Evolución estimada de la potencia eólica off-shore [MW]								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2019	5	0	0	0	0	0	0	5
2020	5	0	0	0	0	0	0	5
2021	5	0	0	0	0	0	0	5
2022	5	0	0	0	0	0	0	5
2023	34	26	0	0	0	0	0	60
2024	34	26	0	0	0	0	0	60
2025	64	51	20	20	0	0	0	155
2026	165	130	20	20	0	0	0	335
2027	165	130	50	50	0	0	0	395
2028	165	130	50	50	0	0	0	395
2029	165	130	50	50	12	0	0	407
2030	165	130	50	50	12	8	8	423
2031	262	192	89	89	20	13	13	678
2032	366	259	132	132	28	19	19	955
2033	478	331	177	177	37	25	25	1.250
2034	597	407	226	226	46	31	31	1.564
2035	725	489	277	277	57	38	38	1.901
2036	860	576	332	332	67	45	45	2.257
2037	1.003	667	390	390	79	53	53	2.635
2038	1.153	764	451	451	91	61	61	3.032
2039	1.311	865	516	516	103	69	69	3.449
2040	1.477	972	583	583	117	78	78	3.888

Tabla 32. Evolución estimada de la potencia eólica off-shore

También se presenta en la siguiente tabla los objetivos perseguidos en el ámbito de la fotovoltaica flotante (mucho más conservadores como se puede comprobar).

Evolución estimada de la potencia fotovoltaica flotante [kWp]								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2019	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2020	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,4
2021	674,9	674,9	192,8	231,4	57,8	57,8	38,6	1.928,1
2022	1.433,2	1.433,2	409,5	491,4	122,8	122,8	81,9	4.094,8
2023	2.275,2	2.275,2	650,0	780,1	195,0	195,0	130,0	6.500,5
2024	3.200,8	3.200,8	914,5	1.097,4	274,4	274,4	182,9	9.145,1
2025	4.210,0	4.210,0	1.202,9	1.443,4	360,9	360,9	240,6	12.028,7
2026	5.303,0	5.303,0	1.515,1	1.818,2	454,5	454,5	303,0	15.151,3
2027	6.751,2	6.751,2	1.928,9	2.314,7	578,7	578,7	385,8	19.289,1
2028	8.011,4	8.011,4	2.289,0	2.746,8	686,7	686,7	457,8	22.889,7
2029	9.355,2	9.355,2	2.672,9	3.207,5	801,9	801,9	534,6	26.729,2
2030	10.782,7	10.782,7	3.080,8	3.696,9	924,2	924,2	616,2	30.807,7
2031	12.293,8	12.293,8	3.512,5	3.207,5	1.053,8	1.053,8	702,5	35.125,2
2032	14.067,2	14.067,2	4.019,2	4.823,0	1.205,8	1.205,8	803,8	40.192,0
2033	15.748,1	15.748,1	4.499,5	3.207,5	1.349,8	1.349,8	899,9	44.994,7
2034	17.510,2	17.510,2	5.002,9	6.003,5	1.500,9	1.500,9	1.000,6	50.029,2
2035	19.355,9	19.355,9	5.530,3	3.207,5	1.659,1	1.659,1	1.106,1	55.302,6
2036	21.647,5	21.647,5	6.185,0	7.422,0	1.855,5	1.855,5	1.237,0	61.850,0
2037	23.660,5	23.660,5	6.760,1	3.207,5	2.028,0	2.028,0	1.352,0	67.601,4
2038	25.757,1	25.757,1	7.359,2	8.831,0	2.207,8	2.207,8	1.471,8	73.591,8
2039	27.937,4	27.937,4	7.982,1	3.207,5	2.394,6	2.394,6	1.596,4	79.821,2
2040	30.563,6	30.563,6	8.732,5	10.478,9	2.619,7	2.619,7	1.746,5	87.324,5

Tabla 33. Evolución estimada de la potencia fotovoltaica flotante

Finalmente, se presenta a continuación la estimación de la potencia undimotriz para el mismo periodo temporal.

Evolución estimada de la potencia undimotriz [MW]								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2019	0	0	0	0	0	0	0	0
2020	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0
2024	0	1	0	0	0	0	0	1
2025	0	1	0	0	0	0	0	1
2026	1	1	0	0	0	0	0	2
2027	1	1	1	0	0	0	0	3
2028	1	1	1	0	0	0	0	3
2029	1	2	1	0	0	0	0	4
2030	1	2	1	0	0	0	0	4
2031	1	2	1	0	0	0	0	4
2032	1	2	1	0	0	0	0	4
2033	1	2	1	0	0	0	0	4
2034	1	2	1	0	0	0	0	4
2035	1	2	1	0	0	0	0	4
2036	1	2	1	0	0	0	0	4
2037	1	2	1	0	0	0	0	4
2038	1	2	1	0	0	0	0	4
2039	1	2	1	0	0	0	0	4
2040	1	2	1	0	0	0	0	4

Tabla 34. Evolución estimada de la potencia undimotriz

7.6. Demanda de hidrógeno

Continuando con el estudio, en este apartado se procede con el análisis de la demanda de hidrógeno máxima para alcanzar el objetivo de descarbonización en línea con los principios y la priorización expuesta en el apartado 5 de este documento.

Son especialmente interesantes las aplicaciones relacionadas con la descarbonización del transporte y, de manera más acentuada, para el transporte colectivo y pesado por carretera. Por otra parte, aunque a nivel económico no sean las soluciones más atractivas, el hidrógeno verde también deberá jugar un importante papel en el sector marítimo y aéreo donde, a pesar de no usarse el hidrógeno como producto final, si se requiere gran cantidad de este elemento químico para producir amoníaco y queroseno de síntesis.

Para el sector eléctrico, el hidrógeno actúa como un vector energético dado que no se utiliza directamente, sino que, es el medio con el que se desacopla la generación de electricidad renovable de la demanda eléctrica. Es por ello que, aunque se estime la demanda, en realidad dicha demanda dependería de la energía eléctrica finalmente servida menos las pérdidas de eficiencia en todo este proceso. La contribución del hidrógeno como vector energético ofrecería servicios relacionados con el almacenamiento energético, pero, en muchos casos, se antepondría a otras tecnologías más eficientes. Por todo lo comentado, a pesar de ser posible su inclusión para atender una gran cantidad de aplicaciones, a efectos de esta estrategia sólo se consideran los subsectores que mayor atractivo tienen, en concreto, para las aplicaciones Combined Heat & Power vinculadas a los sectores turísticos e industrial y para el almacenamiento distribuido, y a gran escala, principalmente, en las islas donde las opciones del hidrobombeo están más limitadas, o que, incluso, con las instalaciones proyectadas no fuera suficiente para la descarbonización.

Se estima a continuación la demanda de hidrógeno de cada uno de los subsectores mencionados en esta introducción.

7.6.1. Sector del transporte terrestre por carretera

En el apartado 5.1 se motivaba el interés que tiene el hidrógeno para la descarbonización del transporte colectivo o el transporte pesado por carretera en Canarias. En la práctica, no sólo es la aplicación que se encontraría más cercana a la rentabilidad económica, sino que dicha tecnología logra cubrir, de una manera más operativa, el servicio ofertado por estos medios de transporte. En estas ramas de la movilidad terrestre, el hidrógeno se presenta como una buena opción que, aunque no tiene tanta eficiencia energética como el vehículo eléctrico, viabiliza la operativa del transporte, no siendo necesario llevar a cabo procesos de carga de vehículos durante períodos de entre 8-12 horas y evitando el incremento de la flota de vehículos para proveer los mismos servicios que ahora se ofrecen.

El número de horas necesarias para la recarga camiones pesados y autobuses eléctricos, se obtiene conociendo que una batería de un autobús o un camión de más de 3.500 kg suele rondar los 400-600 kWh (dependiendo de la marca y el modelo) y que para su recarga se utiliza un cargador rápido de 50 kW. Además, el ratio de consumo de estos vehículos es de aproximadamente 120-180 kWh/100 km, y, diariamente en Canarias, un autobús recorre unos 300 km por día. Por tanto, lo natural es que en una gestión de una flota de autobuses

eléctricos sea exigible disponer de un parque móvil superior para atender el servicio de transporte en situaciones en las que uno de los vehículos no tenga la suficiente capacidad almacenada en baterías para llevar a cabo el trayecto. En este escenario, el hidrógeno puede tener una ventaja clara frente al uso del vehículo eléctrico estándar ya que la carga de hidrógeno no se diferencia mucho, en tiempos, al repostaje actual. En un tiempo inferior a 15 minutos se puede llevar a cabo la carga de un vehículo de pila de combustible.

Se añade el problema de que en los mismos emplazamientos en los cuales ahora existen intercambiadores o cocheras, se debería realizar una importante repotenciación del sistema eléctrico, incrementando la potencia instalada. El hidrógeno también supondría un aumento de la demanda eléctrica, pero este aumento de la demanda puede llevarse a cabo en cualquier parte de la isla en función de la disponibilidad de puntos de conexión.

Otra de las grandes ventajas del hidrógeno es su densidad energética, o dicho de otra forma, la cantidad de energía que puede ser almacenada por kilogramo en el sistema de almacenamiento. Tal como se muestra en la siguiente ilustración, las baterías de litio-ion pueden suponer un peso de hasta tres veces el requerido para el hidrógeno y, naturalmente, en movilidad, el peso tiene una relación directa con la potencia del vehículo. A medida que aumenta el tamaño y masa del vehículo, las necesidades de almacenamiento energético son mayores, lo cual es un aspecto de extrema importancia en el transporte pesado. Asumiendo que en tecnologías litio – ion el ratio de masa por unidad de energía se sitúa en 4 kg/kWh y sabiendo que para un servicio tipo de un autobús se requiere una capacidad de unos 400 kWh, este tipo de vehículos debería incorporar baterías que supondrían un sobrepeso de 1.600 kg. Naturalmente, la opción del hidrógeno rebaja el sobrepeso hasta los 400 kg lo que reduce la diferencia entre la mejor eficiencia del vehículo puramente eléctrico y el de hidrógeno.

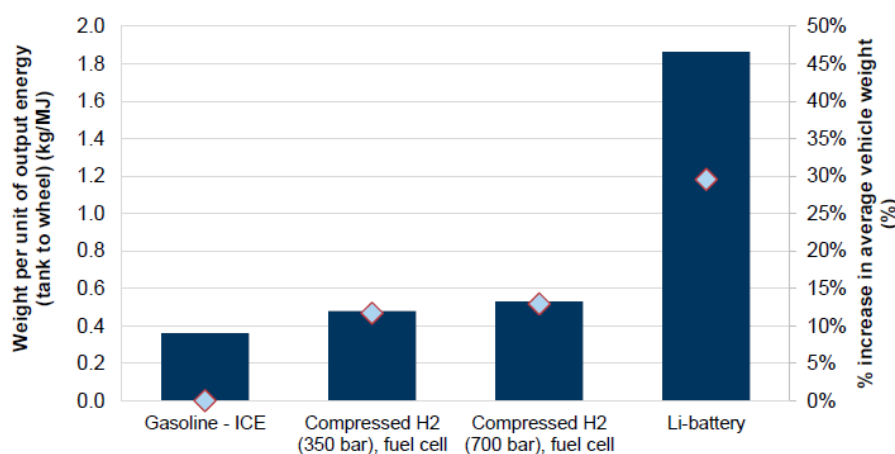


Ilustración 16. Peso por unidad de energía para distintos sistemas (DOE, EIA y Goldman Sachs Global Investment Research)

Por el contrario, el hidrógeno no presenta tanto interés para el transporte ligero (vehículos de menos de 3.500 kg). Esto se debe a que el hidrógeno debe ser suministrado a presión y esta presión es mayor cuanto menor es el tamaño del vehículo por aspectos relativos al volumen del depósito. Así pues, para camiones o autobuses el hidrógeno debe ser comprimido a una presión de 350 bares mientras que para los vehículos utilitarios se suele recurrir a presiones de 700 bares. Por ello, además de las infraestructuras propiamente dichas para la producción de

hidrógeno, las hidrogeneras deberían estar equipadas con sistemas de compresión y dispensadores capaces de trabajar a estas presiones.

Las razones aportadas a lo largo de este apartado hacen prever que a medio plazo el vehículo eléctrico sea capaz de abarcar completamente el mercado de los vehículos ligeros (medios de transporte con pesos inferiores a los 3.500 kg), mientras que el hidrógeno sería la opción más apropiada para el transporte colectivo y pesado por carretera. En cualquier caso, el mercado se regulará por sí mismo definiendo en los próximos años, en función de la oferta existente y la demanda, qué tecnologías se utilizarán más, de manera prioritaria, en cada subsector.

Se presenta en la siguiente tabla la evolución histórica (2005-2019) y la estimada (2020-2040) del parque de automovilístico de Canarias, por isla y año. La previsión de crecimiento del parque automovilístico de Canarias ha sido generada en el marco de la estrategia del vehículo eléctrico de Canarias. Tal como se argumenta en dicha estrategia, la estimación se obtiene mediante el método de regresión multivariable Random Forest. El modelo usa como datos de partida las variables socioeconómicas de población y PIB (anteriormente definidos). Adicionalmente, se ha incorporado una variable que trata de definir la efectividad de las políticas de movilidad colectiva en las Islas Canarias, el ratio de número de vehículos por habitante.

Parque automovilístico de Canarias en el horizonte 2025 – 2040 (Número de vehículos)									
Años	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	CANARIAS	Veh/hab
2005	488.906	578.345	95.157	55.367	57.632	12.346	6.504	1.294.257	0,66
2006	514.520	608.423	103.022	62.016	60.990	12.947	6.994	1.368.912	0,69
2007	541.739	635.133	108.719	65.023	63.112	13.396	7.166	1.434.288	0,71
2008	552.943	644.259	108.554	66.272	64.544	13.684	7.346	1.457.602	0,70
2009	553.103	641.902	106.959	66.410	65.077	13.798	7.519	1.454.768	0,69
2010	558.198	644.830	107.086	67.709	65.876	13.945	7.792	1.465.436	0,69
2011	564.208	648.412	108.245	69.914	66.567	14.219	7.880	1.479.445	0,70
2012	563.827	649.225	108.713	71.370	66.360	14.119	7.910	1.481.524	0,70
2013	561.714	644.237	108.701	71.717	65.395	13.994	7.899	1.473.657	0,70
2014	567.396	649.893	110.206	73.379	65.371	13.987	7.913	1.488.145	0,71
2015	580.954	661.874	112.993	76.661	65.885	14.093	7.934	1.520.394	0,72
2016	600.003	680.819	118.194	80.308	67.039	14.442	8.064	1.568.869	0,75
2017	622.379	706.028	124.199	84.204	68.895	14.853	8.353	1.628.911	0,77
2018	643.458	732.119	129.029	88.050	67.671	15.290	8.719	1.684.336	0,79
2019	654.793	751.702	131.242	90.645	69.694	15.711	9.139	1.722.927	0,80
2020	617.056	721.623	156.816	88.249	65.802	14.042	8.389	1.671.976	0,77
2021	636.488	738.959	158.761	89.825	65.117	13.954	8.614	1.711.718	0,774
2022	655.351	755.787	160.650	91.356	64.451	13.869	8.832	1.750.297	0,782
2023	673.680	772.139	162.485	92.843	63.805	13.786	9.045	1.787.782	0,790
2024	691.505	788.041	164.270	94.289	63.176	13.705	9.251	1.824.238	0,797
2025	708.851	803.516	166.007	95.697	62.564	13.626	9.452	1.859.714	0,804
2026	725.783	818.622	167.702	97.070	61.967	13.550	9.648	1.894.343	0,811
2027	742.237	833.300	169.350	98.405	61.387	13.475	9.839	1.927.994	0,817
2028	758.212	847.552	170.949	99.702	60.824	13.403	10.024	1.960.665	0,823
2029	773.735	861.401	172.504	100.961	60.276	13.332	10.204	1.992.413	0,829
2030	789.506	875.470	174.083	102.241	59.720	13.261	10.386	2.024.668	0,835
2031	805.508	889.746	175.685	103.539	59.156	13.188	10.572	2.057.394	0,840
2032	821.736	904.223	177.310	104.856	58.583	13.115	10.760	2.090.583	0,846
2033	838.174	918.888	178.956	106.190	58.004	13.040	10.950	2.124.202	0,852
2034	829.334	911.002	178.071	105.472	58.315	13.080	10.848	2.106.123	0,849
2035	836.821	917.681	178.820	106.080	58.051	13.046	10.934	2.121.434	0,851
2036	843.686	923.805	179.508	106.637	57.809	13.015	11.014	2.135.473	0,854
2037	850.516	929.898	180.192	107.191	57.568	12.984	11.093	2.149.443	0,856
2038	857.172	935.836	180.858	107.731	57.334	12.954	11.170	2.163.055	0,858
2039	863.570	941.545	181.499	108.250	57.108	12.925	11.244	2.176.141	0,860
2040	869.631	946.951	182.106	108.742	56.894	12.898	11.314	2.188.536	0,862

Tabla 35. Parque automovilístico previsto de Canarias en el horizonte 2005 – 2040 (Número de vehículos)

Teniendo en cuenta todo lo argumentado, a continuación, se presenta una proyección del parque automovilístico de hidrógeno en Canarias por tipo de vehículo. En el caso de los camiones es importante hacer constar que una parte importante se refiere a vehículos de menos de 3.500 kg donde el motor eléctrico puede ser suficiente. Es por ello que se considera que sólo se utilizará el hidrógeno en autobuses y camiones pesados (> 3.500 kg). En cualquier caso, se añade una cifra de, aproximadamente, 11.000 vehículos en el año 2040 relativa a otros vehículos que, aun siendo ligeros, usarían también este combustible.

Parque automovilístico de hidrógeno de Canarias por tipo de vehículo (Número de vehículos)									
Año	Turismo	Camiones ligeros	Camiones pesados	Furgonetas	Guagua	Motocicleta	Tractores	Otros	Total
2020	1	0	0	0	0	0	0	0	1
2021	1	0	0	0	0	0	0	0	1
2022	10	0	0	0	1	0	0	0	11
2023	15	0	0	0	9	0	0	0	24
2024	55	0	4	0	15	0	0	0	74
2025	91	0	10	0	30	0	0	0	131
2026	349	0	42	0	75	0	0	0	466
2027	691	0	695	0	145	0	0	0	1.531
2028	3.517	0	918	0	729	0	0	0	5.164
2029	4.118	0	1.049	0	853	0	0	0	6.020
2030	4.756	0	1.443	0	984	0	0	0	7.183
2031	4.843	0	3.078	0	1.223	0	0	0	9.144
2032	4.935	0	4.054	0	1.535	0	0	0	10.524
2033	5.089	0	6.059	0	1.969	0	0	0	13.117
2034	5.798	0	8.372	0	2.527	0	0	0	16.697
2035	6.553	0	9.466	0	3.107	0	0	0	19.126
2036	7.354	0	10.626	0	3.710	0	0	0	21.690
2037	8.200	0	11.853	0	4.136	0	0	0	24.189
2038	9.091	0	13.145	0	4.586	0	0	0	26.822
2039	10.029	0	14.504	0	5.058	0	0	0	29.591
2040	11.012	0	15.929	0	5.553	0	0	0	32.494

Tabla 36. Parque automovilístico de hidrógeno de Canarias por tipo de vehículo (Número de vehículos)

A continuación, se muestran dos ilustraciones en las que puede verse el parque automovilístico de hidrógeno por islas para los años de referencia 2030 y 2040.

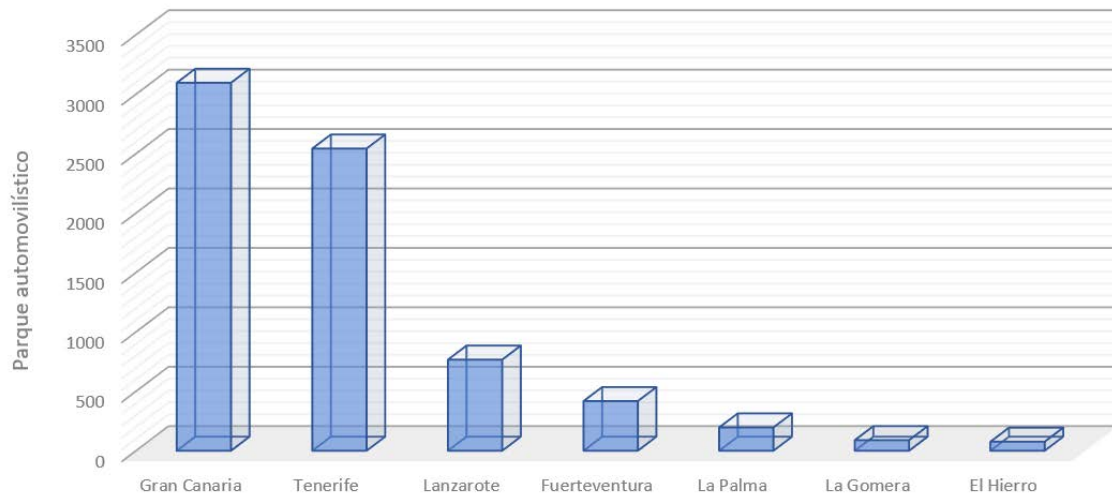


Ilustración 17. Parque automovilístico de hidrógeno por islas para el año 2030

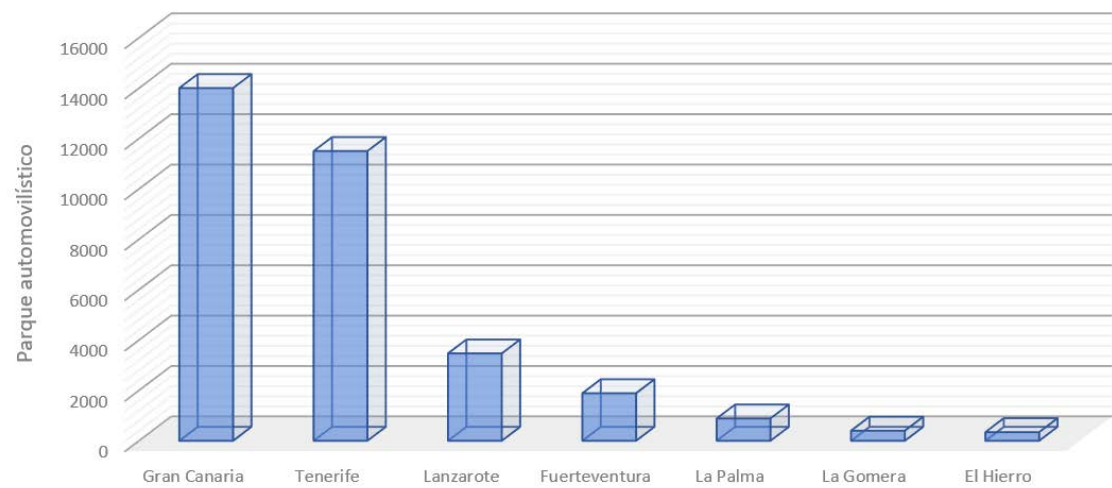


Ilustración 18. Parque automovilístico de hidrógeno por islas para el año 2040

Parque automovilístico de hidrógeno de Canarias por islas (Número de vehículos)								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2020	0	1	0	0	0	0	0	1
2021	0	1	0	0	0	0	0	1
2022	5	3	1	1	0	0	0	11
2023	11	7	3	1	0	0	0	24
2024	35	22	9	5	1	1	1	74
2025	60	40	16	8	3	2	2	131
2026	212	149	55	28	10	6	6	468
2027	685	504	176	91	36	20	19	1.531
2028	2.280	1.746	579	305	127	67	60	5.164
2029	2.625	2.085	658	352	157	76	67	6.020
2030	3.096	2.543	766	417	196	89	76	7.183
2031	3.941	3.237	976	531	249	113	97	9.144
2032	4.536	3.726	1.123	612	287	130	111	10.524
2033	5.653	4.643	1.400	762	357	162	139	13.117
2034	7.196	5.911	1.782	970	455	206	177	16.697
2035	8.243	6.771	2.041	1.111	521	236	202	19.126
2036	9.348	7.678	2.314	1.260	591	268	229	21.690
2037	10.426	8.563	2.581	1.406	659	299	256	24.189

2038	11.560	9.495	2.862	1.559	731	332	284	26.822
2039	12.754	10.475	3.158	1.719	806	366	313	29.591
2040	14.005	11.503	3.467	1.888	885	402	344	32.494

Tabla 37. Parque automovilístico de hidrógeno de Canarias por islas (Número de vehículos)

La situación proyectada en las tablas anteriores haría posible alcanzar la descarbonización del transporte terrestre por carretera en los subsectores del transporte pesado y colectivo. Sin embargo, esto no será posible si no se invierte en la puesta en marcha de sistemas de producción de hidrógeno e hidrogeneras en las islas. En el horizonte temporal comprendido entre los años 2021-2024 sólo se contemplan proyectos experimentales e iniciativas pioneras que, con toda probabilidad, estarán soportadas en fondos de investigación o del programa de reconstrucción europeo como consecuencia de la crisis sanitaria originada por la COVID19. Esas iniciativas marcarán las bases de una industria de rápido despliegue siempre asociado al ámbito de las energías renovables.

La realidad es que, si no se garantiza un ritmo de crecimiento semejante al expuesto en la tabla anterior por islas, no será viable la descarbonización, con anterioridad al año 2040, de estos subsectores del transporte por carretera.

Finalmente, en línea con las estimaciones realizadas en este apartado, se muestran, a continuación, las necesidades de consumo de hidrógeno por islas para atender la demanda de la flota de vehículo prevista.

Necesidades en hidrógeno para abastecer la movilidad terrestre (tH ₂ /año)								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2020	0	4	0	0	0	0	0	4
2021	0	4	0	0	0	0	0	4
2022	23	13	6	3	1	1	1	48
2023	49	30	14	6	2	2	2	105
2024	150	95	40	20	6	5	5	321
2025	261	175	69	34	11	8	8	566
2026	917	645	240	121	44	28	26	2.021
2027	2.959	2.177	762	394	153	88	80	6.613
2028	9.849	7.543	2.503	1.317	550	290	259	22.311
2029	11.340	9.008	2.844	1.523	676	329	288	26.008
2030	13.375	10.985	3.311	1.803	846	384	328	31.032
2031	17.026	13.985	4.215	2.295	1.076	488	418	39.503
2032	19.596	16.095	4.851	2.642	1.239	562	481	45.466
2033	24.424	20.061	6.047	3.293	1.544	700	599	56.668
2034	31.090	25.536	7.697	4.191	1.966	892	763	72.135
2035	35.613	29.251	8.817	4.801	2.251	1.021	874	82.628
2036	40.387	33.172	9.999	5.445	2.553	1.158	991	93.705
2037	45.041	36.994	11.151	6.072	2.847	1.292	1.105	104.502
2038	49.943	41.021	12.365	6.733	3.157	1.432	1.226	115.877
2039	55.099	45.255	13.641	7.428	3.483	1.580	1.352	127.838
2040	60.505	49.695	14.979	8.157	3.825	1.735	1.485	140.381

Tabla 38. Necesidades en hidrógeno para abastecer la movilidad terrestre

7.6.2. Sector del transporte marítimo

El hidrógeno también va a ser clave para el sector marítimo. Es impensable que los barcos y buques opten por el uso de baterías eléctricas sobre todo en aquellas embarcaciones de mayor tamaño cuyas rutas recorran distancias largas.

Por otro lado, y como ya se ha comentado, el hidrógeno presenta algunas dificultades relacionadas con su almacenamiento, debido al gran espacio que se necesita para disponer de él, incluso almacenándose a presión, en los buques que van a utilizarlo como combustible. En este caso, el paso de estado gaseoso a líquido es inviable ya que, para ello, se requiere de temperaturas criogénicas de $-253\text{ }^{\circ}\text{C}$. No obstante, y como solución alternativa, el hidrógeno verde puede combinarse con nitrógeno (extraído del aire mediante el uso de generadores de nitrógeno accionados con EERR), a través del proceso Haber-Bosch, obteniendo como producto amoníaco verde. Este amoníaco puede pasar a estado líquido a una temperatura de $-33\text{ }^{\circ}\text{C}$ y presión atmosférica, o bien, a una presión de 9 bares y $20\text{ }^{\circ}\text{C}$. Las ventajas que ofrece el amoníaco para almacenarse y transportarse lo convierten en la mejor alternativa para lograr la descarbonización del sector del transporte marítimo. Además, ya existe una industria madura y desarrollada del amoníaco dado que es uno de los compuestos químicos más utilizados mundialmente.

En la actualidad, se están desarrollando varios proyectos en los que se adaptan motores de buques para alimentarlos con amoníaco verde. Uno de estos proyectos es el ShipFC en el que colaboran catorce socios europeos y cuyo objetivo principal consiste en demostrar y probar que el transporte marítimo, a gran escala, puede ser cero emisiones. Esto se logrará mediante el desarrollo, pilotaje y reproducción de una tecnología de pila de combustible modular de 2 MW que utiliza amoníaco como combustible. El proyecto adaptará y ampliará, en primer lugar, las soluciones de las pilas de combustible existentes a un sistema de 2 MW, desarrollará buques y la infraestructura necesaria, tanto en buques como en tierra, para el amoníaco, integrando el sistema completo a bordo de un gran buque de alta mar. Luego, la solución se validará mediante operación comercial durante al menos 3.000 horas durante un año. Además, se realizarán modelos y análisis socio-técnicos y se llevará a cabo un estudio de viabilidad completo en una serie de buques adicionales.

De la misma forma, MAN Energy Solutions está desarrollando un motor de dos tiempos alimentado con amoníaco, específicamente desarrollado para el mercado marítimo y está tratando, con Siemens, la forma en la que obtener amoníaco verde.

Otro ejemplo de que la solución propuesta es factible para Canarias es el buque “Color Fantasy”. Este buque Ro-Ro, el más grande de su clase en el mundo, se emplea, actualmente, para el transporte de pasajeros y, en los próximos años comenzará a operar con amoníaco en la ruta que realiza entre Oslo - Kiel. Además, el Ministerio de Tierras, Infraestructuras, Transporte y Turismo de Japón ha anunciado un acuerdo con empresas del sector para el desarrollo de un demostrador sobre un buque de 80.000 DWT, que será usado como granelero para el año 2028.

A efectos de definir el objetivo de descarbonización para el caso de Canarias en materia de movilidad marítima, es importante tener en cuenta que, tal como se refleja en el Anuario

Energético de Canarias 2019, la navegación marítima incluye tanto el consumo a nivel nacional como internacional. La nacional representaba, para ese año, el 9,9% del total de combustibles consumidos. Por tanto, una parte mayoritaria del consumo de combustibles y, como consecuencia, de las emisiones contaminantes de este sector, se originan en el transporte internacional, que no necesariamente tendría que estar vinculado a Canarias. A efectos prácticos, la capacidad de actuación de la Comunidad Autónoma se limita a los combustibles consumidos en el propio archipiélago, o lo que es lo mismo, al transporte marítimo interinsular. En la actualidad no existen cifras oficiales del total nacional que se correspondería con el consumo de combustibles de navegación insular. Por ello, para fijar los objetivos base de Canarias, debe realizarse una estimación con los mejores recursos disponibles.

Si se considerara que la totalidad de los combustibles alternativos que recalarán en Canarias (con independencia de a qué tipo de consumidores se atienda) fueran producidos con energías renovables, se produciría un enorme dimensionamiento del parque de generación renovable de las islas y, una gran parte de estos combustibles, no serían consumidos específicamente en el archipiélago. Esto no se considera una solución realista debido a nuestra condición de región archipelágica, donde sólo considerándose los consumos internos de energía, se plantearía un enorme incremento de la potencia instalada en el corto plazo, en un territorio especialmente sensible, como se ha comentado a lo largo de la estrategia.

El procedimiento seguido para estimar la demanda del transporte marítimo insular de Canarias se basa en el procedimiento de cálculo de consumo, en función del factor conocido como Tonelada Bruta (GT) propuesto inicialmente por la Universidad Técnica de Dinamarca (DTU) en el informe generado en el marco del programa MEET (Methodologies to Estimate Emissions from Transports). De acuerdo con este procedimiento, conociendo el factor GT de cada barco, es posible estimar el consumo con la aplicación de las fórmulas expuestas en la siguiente tabla.

Necesidades en hidrógeno para abastecer al transporte marítimo (tH ₂ /año)				
Tipo de buque	Peso	Desviación cuadrática	Consumo de combustible (kg/km)	Desviación cuadrática
Tanques	1,87 x GT	0,9886	0,2283 x GT ^{0,5589}	0,8865
Graneleros	1,83 x GT	0,9859	0,3059 x GT ^{0,5241}	0,913
Carga general	1,39 x GT	0,9287	0,1637 x GT ^{0,6024}	0,7105
Porta contenedores	1,09 x GT	0,9445	0,0489 x GT ^{0,7381}	0,7748
RoRo/Ferry/Carga	0,54 x GT	0,5404	1,2324 x GT ^{0,3967}	0,3025
Pasajeros	0,18 x GT	0,7816	0,173 x GT ^{0,6134}	0,7509

Tabla 39. Consumo de combustibles estimados por tipo de buque

En el caso particular de Canarias, el objetivo de descarbonización se debería centrar en aquellos buques que recorren rutas regulares entre los puertos del archipiélago. En la actualidad, este tipo de servicios están siendo realizados por dos compañías navieras, Fred Olsen Express y Naviera Armas – Transmediterránea. Estos buques usan fuel oil como combustible, centrándose el consumo en las islas capitalinas. En aquellos casos en los que las rutas no parten de estas islas, se opta por el diésel oil. En la siguiente tabla, se muestra las principales rutas recorridas en Canarias en función de los puertos en origen y de destino. A partir de la información publicada en la web de dichas navieras, se puede conocer el número de operaciones por semana y año bajo condiciones normales de funcionamiento del servicio de transporte. Hay que hacer constar que los datos disponibles sobre históricos de

operaciones por año son muy limitados, por lo que se desconoce el comportamiento estacional de las rutas trazadas o el efecto que sobre este servicio pueden tener los cambios de patrones de desplazamiento debido situaciones como las producidas por la crisis sanitaria o la erupción del volcán de La Palma.

Estimación de operaciones marítimas regulares insulares y anuales					
Naviera	Salidas	Destino	Nº op. (por semana)	Nº op. (por año)	Tiempo (min/op.)
Armas	Tenerife (Los Cristianos)	El Hierro (Valverde)	6	313	150
Armas	Tenerife (Los Cristianos)	La Gomera (San Sebastián de LG)	18	939	60
Armas	Tenerife (Los Cristianos)	La Palma (Santa Cruz de LP)	7	365	255
Armas	Tenerife (Santa Cruz de TF)	Fuerteventura (Morro Jable)	5	261	380
Armas	Tenerife (Santa Cruz de TF)	Fuerteventura (Pto. del Rosario)	17	886	840
Armas	Tenerife (Santa Cruz de TF)	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	38	1981	110
Armas	Tenerife (Santa Cruz de TF)	Lanzarote (Arrecife)	18	939	840
Armas	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	Fuerteventura (Morro Jable)	7	365	170
Armas	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	Fuerteventura (Pto. del Rosario)	5	261	420
Armas	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	La Gomera (San Sebastián de LG)	9	469	375
Armas	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	Lanzarote (Arrecife)	6	313	400
Armas	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	La Palma (Santa Cruz de LP)	1	52	510
Armas	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	Tenerife (Santa Cruz de TF)	39	2.034	110
Armas	Lanzarote (Arrecife)	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	7	365	345
Armas	Lanzarote (Arrecife)	Tenerife (Santa Cruz de TF)	12	626	690
Armas	Lanzarote (Playa Blanca)	Fuerteventura (Corralejo)	28	1.460	35
Armas	Fuerteventura (Pto. del Rosario)	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	5	261	390
Armas	Fuerteventura (Pto. del Rosario)	Tenerife (Santa Cruz de TF)	9	469	690
Armas	Fuerteventura (Morro Jable)	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	7	365	170
Armas	Fuerteventura (Morro Jable)	Tenerife (Santa Cruz de TF)	11	574	375
Armas	Fuerteventura (Corralejo)	Lanzarote (Playa Blanca)	28	1.460	35
Armas	La Palma (Santa Cruz de LP)	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	1	52	460
Armas	La Palma (Santa Cruz de LP)	La Gomera (San Sebastián de LG)	7	365	165
Armas	La Palma (Santa Cruz de LP)	Tenerife (Los Cristianos)	7	365	255
Armas	La Gomera (San Sebastián de LG)	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	10	521	350
Armas	La Gomera (San Sebastián de LG)	La Palma (Santa Cruz de LP)	6	313	165
Armas	La Gomera (San Sebastián de LG)	Tenerife (Los Cristianos)	19	991	60
Armas	El Hierro (Valverde)	Tenerife (Los Cristianos)	6	313	150
Fred Olsen	Gran Canaria (Agaete)	Tenerife (Santa Cruz de Tenerife)	38	1.981	80
Fred Olsen	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	Fuerteventura (Morro Jable)	14	730	120
Fred Olsen	Fuerteventura (Corralejo)	Lanzarote (Playa Blanca)	28	1.460	25
Fred Olsen	Fuerteventura (Morro Jable)	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	14	730	120
Fred Olsen	La Gomera (San Sebastián de LG)	Tenerife (Los Cristianos)	20	1.043	50
Fred Olsen	La Gomera (San Sebastián de LG)	La Palma (Santa Cruz de LP)	27	1.408	438
Fred Olsen	La Palma (Santa Cruz de LP)	La Gomera (San Sebastián de LG)	7	365	120
Fred Olsen	La Palma (Santa Cruz de LP)	Tenerife (Los Cristianos)	7	365	185
Fred Olsen	Tenerife (Los Cristianos)	La Gomera (San Sebastián de LG)	21	1.095	50
Fred Olsen	Tenerife (Los Cristianos)	La Palma (Santa Cruz de LP)	7	365	185
Fred Olsen	Tenerife (Santa Cruz de Tenerife)	Gran Canaria (Agaete)	38	1.981	80
Fred Olsen	Lanzarote (Playa Blanca)	Fuerteventura (Corralejo)	28	1.460	25

Tabla 40. Estimación de operaciones marítimas regulares insulares y anuales

Por otra parte, tomando como referencia la información publicada en webs donde se expone la información de monitoreo a tiempo real de la ubicación de estos buques como Marine Traffic, se determina la distancia recorrida en cada uno de estos trayectos, así como el tiempo medio de operación. Conociendo el número de operaciones anuales, se puede estimar el consumo de combustible en términos de kg/año de fuel/diésel oil.

Distancia total recorrida por buques regulares en rutas insulares				
Naviera	Salidas	Destino	Distancia (km/operación)	Distancia (km/año)
Armas	Tenerife (Los Cristianos)	El Hierro (Valverde)	121,5	38.030
Armas	Tenerife (Los Cristianos)	La Gomera (San Sebastián de LG)	39	36.621
Armas	Tenerife (Los Cristianos)	La Palma (Santa Cruz de LP)	126	45.990
Armas	Tenerife (Santa Cruz de TF)	Fuerteventura (Morro Jable)	196	51.156
Armas	Tenerife (Santa Cruz de TF)	Fuerteventura (Pto. del Rosario)	287,7	254.902
Armas	Tenerife (Santa Cruz de TF)	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	107,4	212.759
Armas	Tenerife (Santa Cruz de TF)	Lanzarote (Arrecife)	298	279.822
Armas	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	Fuerteventura (Morro Jable)	109,27	39.884
Armas	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	Fuerteventura (Pto. del Rosario)	198	51.678
Armas	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	La Gomera (San Sebastián de LG)	220,5	103.415
Armas	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	Lanzarote (Arrecife)	207,4	64.916
Armas	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	La Palma (Santa Cruz de LP)	278,5	14.482
Armas	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	Tenerife (Santa Cruz de TF)	107,4	218.452
Armas	Lanzarote (Arrecife)	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	207,4	75.701
Armas	Lanzarote (Arrecife)	Tenerife (Santa Cruz de TF)	298	186.548
Armas	Lanzarote (Playa Blanca)	Fuerteventura (Corralejo)	15	21.900
Armas	Fuerteventura (Pto. del Rosario)	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	198	51.678
Armas	Fuerteventura (Pto. del Rosario)	Tenerife (Santa Cruz de TF)	287,7	134.931
Armas	Fuerteventura (Morro Jable)	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	109,27	39.884
Armas	Fuerteventura (Morro Jable)	Tenerife (Santa Cruz de TF)	196	112.504
Armas	Fuerteventura (Corralejo)	Lanzarote (Playa Blanca)	15	21.900
Armas	La Palma (Santa Cruz de LP)	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	278,5	14.482
Armas	La Palma (Santa Cruz de LP)	La Gomera (San Sebastián de LG)	101,4	37.011
Armas	La Palma (Santa Cruz de LP)	Tenerife (Los Cristianos)	126	45.990
Armas	La Gomera (San Sebastián de LG)	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	220,5	114.881
Armas	La Gomera (San Sebastián de LG)	La Palma (Santa Cruz de LP)	101,4	31.738
Armas	La Gomera (San Sebastián de LG)	Tenerife (Los Cristianos)	39	38.649
Armas	El Hierro (Valverde)	Tenerife (Los Cristianos)	121,5	38.030
Fred Olsen	Gran Canaria (Agaete)	Tenerife (Santa Cruz de Tenerife)	67	132.727
Fred Olsen	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	Fuerteventura (Morro Jable)	109,27	79.767
Fred Olsen	Fuerteventura (Corralejo)	Lanzarote (Playa Blanca)	15	21.900
Fred Olsen	Fuerteventura (Morro Jable)	Gran Canaria (Las Palmas de GC)	109,27	79.767
Fred Olsen	La Gomera (San Sebastián de LG)	Tenerife (Los Cristianos)	39	40.677
Fred Olsen	La Gomera (San Sebastián de LG)	La Palma (Santa Cruz de LP)	101,4	142.771
Fred Olsen	La Palma (Santa Cruz de LP)	La Gomera (San Sebastián de LG)	101,4	37.011
Fred Olsen	La Palma (Santa Cruz de LP)	Tenerife (Los Cristianos)	126	45.990
Fred Olsen	Tenerife (Los Cristianos)	La Gomera (San Sebastián de LG)	39	42.705
Fred Olsen	Tenerife (Los Cristianos)	La Palma (Santa Cruz de LP)	126	45.990
Fred Olsen	Tenerife (Santa Cruz de Tenerife)	Gran Canaria (Agaete)	67	132.727
Fred Olsen	Lanzarote (Playa Blanca)	Fuerteventura (Corralejo)	15	21.900

Tabla 41. Distancia total recorrida por buques regulares en rutas insulares

Por último, conociendo cada uno de los buques que realizan estos trayectos, se puede consultar el peso muerto (GT) y con ello el consumo por kilómetro recorrido. Este ratio es multiplicado por la distancia anual recorrida para determinar el consumo total en términos de toneladas de fuel oil y diésel oil.

Estimación de consumo de buques en navegación marítima insular (Tm)				
Naviera	Barco	Tipo de barco	Peso muerto GT (t)	Consumo (t/año)
Armas	Volcán de Tirajana	Fast Ferry	6.662	1.541
Armas	Volcán de Taburiente	Ferry	12.895	1.928
Armas	Volcán de Taburiente	Ferry	12.895	2.421
Armas	Villa de Agaete / Volcán de Timanfaya	Fast Ferry / Ferry	6.346 / 17.343	2.604
Armas	Volcán de Tagoro / Villa de Agaete / Volcán de	Fast Ferry / Fast	10.870 / 6.346 /	14.861

	Tamadaba /Volcán del Teide	Ferry / Ferry / Ferry	19.976 / 29.514	
Armas	Volcán de Tagoro / Villa de Agaete / Volcán de Tamadaba /Volcán del Teide	Fast Ferry / Fast Ferry / Ferry / Ferry / Ferry	10.870 / 6.346 / 19.976 / 29.514	12.404
Armas	Volcán de Tagoro / Villa de Agaete / Volcán de Tamadaba /Volcán del Teide	Fast Ferry / Fast Ferry / Ferry / Ferry / Ferry	10.870 / 6.346 / 19.976 / 29.514	16.314
Armas	Volcán de Timanfaya	Ferry	17.343	2.362
Armas	Al Andalus Express / Volcán de Timanfaya	Ferry	14.411 / 17.343	2.955
Armas	Villa de Agaete / Volcán de Tagoro	Fast Ferry / Fast Ferry	6.346 / 10.870	4.638
Armas	Volcán del Teide / Volcán de Tamadaba / Al Andalus Express	Ferry / Ferry	29.514 / 19.976 / 14.411	4.170
Armas	Villa de Agaete	Fast Ferry	6.346	575
Armas	Volcán de Tagoro / Villa de Agaete / Volcán de Tamadaba /Volcán del Teide	Fast Ferry / Fast Ferry / Ferry / Ferry / Ferry	10.870 / 6.346 / 19.976 / 29.514	12.736
Armas	Volcán del Teide / Volcán de Tamadaba / Al Andalus Express	Ferry / Ferry	29.514 / 19.976 / 14.411	4.863
Armas	Volcán de Tamadaba / Volcán del Teide / Al Andalus Express	Ferry / Ferry	19.976 / 29.514 / 14.411	11.984
Armas	Volcán de Tindaya	Ferry	3.715	704
Armas	Al Andalus Express / Volcán de Timanfaya	Ferry	14.411 / 17.343	2.955
Armas	Al Andalus Express / Volcán de Timanfaya	Ferry	14.412 / 17.343	7.715
Armas	Volcán de Timanfaya	Ferry	17.343	2.362
Armas	Volcán de Timanfaya	Ferry	17.343	6.662
Armas	Volcán de Tindaya	Ferry	3.715	704
Armas	Volcán de Taburiente	Ferry	12.895	762
Armas	Volcán de Taburiente	Ferry	12.895	1.948
Armas	Volcán de Taburiente	Ferry	12.895	2.421
Armas	Volcán de Taburiente	Ferry	12.895	6.048
Armas	Volcán de Taburiente	Ferry	12.895	1.671
Armas	Volcán de Taburiente	Ferry	12.895	2.035
Armas	Volcán de Tirajana	Fast Ferry	6.662	1.541
Fred Olsen	Bencomo Express / Bajamar Express	Fast Ferry Catamaran	720	2.224
Fred Olsen	Betancuria Express	Fast Ferry Catamaran	1.141	1.605
Fred Olsen	Bocayna Express	Fast Ferry Catamaran	280	252
Fred Olsen	Betancuria Express	Fast Ferry Catamaran	1.141	1.605
Fred Olsen	Benchijigua Express	Fast Ferry Catamaran	1.140	818
Fred Olsen	Benchijigua Express	Fast Ferry Catamaran	1.140	2.871
Fred Olsen	Benchijigua Express	Fast Ferry Catamaran	1.140	744
Fred Olsen	Benchijigua Express	Fast Ferry Catamaran	1.140	925
Fred Olsen	Benchijigua Express	Fast Ferry Catamaran	1.140	859
Fred Olsen	Benchijigua Express	Fast Ferry Catamaran	1.140	925
Fred Olsen	Bencomo Express / Bajamar Express	Fast Ferry Catamaran	720	2.224
Fred Olsen	Bocayna Express	Fast Ferry Catamaran	280	252
Total				149.186

Tabla 42. Estimación de consumo en navegación marítima insular (Tm)

Por todo ello, según lo estimado, el consumo de combustible de tipo fuel oil y diésel oil en navegación marítima insular ascendería hasta los 150 kTep. Sabiendo que el consumo nacional asciende hasta los 221 kTep, el transporte marítimo interinsular supondría el 68% del total nacional.

En este caso, como se argumentaba anteriormente, la escasez de datos en relación con la evolución histórica en operaciones de transporte marítimo insular obligan a asumir que el consumo se debería mantener prácticamente constante por año, para todo el horizonte de planificación ya que no existe forma de localizar una serie histórica que pueda ser utilizada de referencia para llevar a cabo técnicas de regresión con las que estimar la evolución de este consumo a futuro a lo largo del horizonte de planificación.

Una vez estimada la demanda de combustibles destinada al transporte marítimo interinsular y conociendo el poder calorífico inferior del amoniaco (5,16 kWh/kg) es posible estimar la cantidad de amoniaco verde que sería necesario producir para proveer el mismo servicio. Se presentan en las siguientes tablas la cantidad de amoniaco en toneladas equivalentes de petróleo y también en toneladas de amoniaco, asumiendo el principio de que la sustitución total se debe conseguir en el año 2040.

Cantidad de amoniaco verde necesaria por año para descarbonizar el transporte marítimo interinsular (Tep/año)								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2020	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0
2024	1.475	2.447	0	0	0	0	0	3.921
2025	2.072	3.439	0	0	0	0	0	5.511
2026	2.754	4.569	0	0	0	0	0	7.323
2027	3.539	5.871	0	0	0	0	0	9.410
2028	4.411	7.315	0	0	0	0	0	11.726
2029	5.371	8.910	0	0	0	0	0	14.280
2030	6.423	10.657	0	0	0	0	0	17.080
2031	10.874	15.638	0	0	0	0	0	26.512
2032	15.325	20.618	0	0	0	0	0	35.944
2033	19.776	25.599	0	0	0	0	0	45.376
2034	24.227	30.580	0	0	0	0	0	54.808
2035	28.678	35.561	0	0	0	0	0	64.240
2036	33.130	40.542	0	0	0	0	0	73.672
2037	37.581	45.523	0	0	0	0	0	83.104
2038	44.531	53.003	0	0	0	0	0	97.534
2039	53.980	60.483	0	0	0	0	0	114.464
2040	80.406	68.780	0	0	0	0	0	149.186

Tabla 43. Cantidad de amoniaco verde necesaria por año para descarbonizar el transporte marítimo interinsular (Tep/año)

Cantidad de amoniaco verde necesaria por año para descarbonizar el transporte marítimo interinsular (tNH ₃ /año)								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2020	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0
2024	3.323	5.514	0	0	0	0	0	8.836
2025	4.669	7.749	0	0	0	0	0	12.418
2026	6.206	10.295	0	0	0	0	0	16.501
2027	7.975	13.229	0	0	0	0	0	21.204
2028	9.940	16.485	0	0	0	0	0	26.425
2029	12.103	20.078	0	0	0	0	0	32.181
2030	14.474	24.014	0	0	0	0	0	38.488
2031	24.504	35.239	0	0	0	0	0	59.743
2032	34.535	46.463	0	0	0	0	0	80.998

2033	44.565	57.688	0	0	0	0	0	102.253
2034	54.596	68.912	0	0	0	0	0	123.508
2035	64.626	80.136	0	0	0	0	0	144.762
2036	74.656	91.361	0	0	0	0	0	166.017
2037	84.687	102.585	0	0	0	0	0	187.272
2038	100.349	119.441	0	0	0	0	0	219.790
2039	121.643	136.298	0	0	0	0	0	257.941
2040	181.193	154.994	0	0	0	0	0	336.186

Tabla 44. Cantidad de amoníaco verde necesaria por año para descarbonizar el transporte marítimo interinsular (tNH₃/año)

Por otra parte, haciendo el balance estequiométrico, se puede concluir que por cada tonelada de amoníaco verde se necesitan 822 kg de nitrógeno y 178 kg de hidrógeno. A partir de esta estimación, se conoce la cantidad de hidrógeno (y nitrógeno) necesaria, por año, para alcanzar el objetivo descrito. Las estimaciones se presentan en las siguientes tablas.

Cantidad de nitrógeno verde necesaria por producir la cantidad de amoníaco requerida para el transporte marítimo interinsular (tN ₂ /año)								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2020	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0
2024	2.733	4.535	0	0	0	0	0	7.267
2025	3.840	6.373	0	0	0	0	0	10.213
2026	5.104	8.467	0	0	0	0	0	13.571
2027	6.559	10.880	0	0	0	0	0	17.439
2028	8.175	13.558	0	0	0	0	0	21.733
2029	9.954	16.513	0	0	0	0	0	26.467
2030	11.904	19.750	0	0	0	0	0	31.654
2031	20.153	28.982	0	0	0	0	0	49.135
2032	28.403	38.213	0	0	0	0	0	66.616
2033	36.652	47.445	0	0	0	0	0	84.097
2034	44.902	56.676	0	0	0	0	0	101.578
2035	53.151	65.907	0	0	0	0	0	119.058
2036	61.400	75.139	0	0	0	0	0	136.539
2037	69.650	84.370	0	0	0	0	0	154.020
2038	82.531	98.233	0	0	0	0	0	180.764
2039	100.044	112.097	0	0	0	0	0	212.141
2040	149.020	127.473	0	0	0	0	0	276.493

Tabla 45. Cantidad de nitrógeno verde necesaria por producir la cantidad de amoníaco requerida para el transporte marítimo interinsular (tN₂/año)

Cantidad de hidrógeno verde necesaria por producir la cantidad de amoníaco requerida para el transporte marítimo interinsular (tH ₂ /año)								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2020	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0
2024	590	979	0	0	0	0	0	1.569
2025	829	1.376	0	0	0	0	0	2.205
2026	1.102	1.828	0	0	0	0	0	2.930
2027	1.416	2.349	0	0	0	0	0	3.765
2028	1.765	2.927	0	0	0	0	0	4.692
2029	2.149	3.565	0	0	0	0	0	5.714
2030	2.570	4.264	0	0	0	0	0	6.834
2031	4.351	6.257	0	0	0	0	0	10.608

2032	6.132	8.250	0	0	0	0	0	14.382
2033	7.913	10.243	0	0	0	0	0	18.156
2034	9.694	12.236	0	0	0	0	0	21.930
2035	11.475	14.229	0	0	0	0	0	25.704
2036	13.256	16.222	0	0	0	0	0	29.478
2037	15.037	18.215	0	0	0	0	0	33.252
2038	17.818	21.208	0	0	0	0	0	39.026
2039	21.599	24.201	0	0	0	0	0	45.800
2040	32.173	27.521	0	0	0	0	0	59.693

Tabla 46. Cantidad de hidrógeno verde necesaria por producir la cantidad de amoníaco requerida para el transporte marítimo interinsular (tH₂/año)

Nuevamente, las cifras expuestas en las tablas anteriores son totalmente objetivas y muestran la cantidad de amoníaco, nitrógeno e hidrógeno que sería necesaria para descarbonizar el sector marítimo interinsular de Canarias. Los ritmos de crecimiento se han planeado para alcanzar el objetivo a 2040 y eso implica la necesidad de desarrollar esta tecnología en el archipiélago cuanto antes para afrontar este reto, reto que, a su vez, creará una nueva industria en Canarias, fomentando, con ello, el empleo verde, local y de calidad.

7.6.3. Sector del transporte aéreo

El hidrógeno también se postula como un firme candidato para descarbonizar el sector del transporte aéreo. En cualquier caso, aunque se plantean aviones de hidrógeno, la realidad es que las opciones más realistas pasan por el uso de este elemento para producir otros combustibles sintéticos y, en particular, queroseno de síntesis. En particular, el hidrógeno verde puede ser combinado con CO₂ rescatado de otras actividades productivas, para producir combustibles sintéticos líquidos mediante el proceso Fisher-Tropsch. Esta tecnología, en sí, es muy conocida, pero presenta un nivel de madurez insuficiente que hace que el coste de esta opción tecnológica sea aún alto. Adicionalmente, la eficiencia global del proceso ronda el 30%, lo que se traduce en un aumento de los costes que afecta directamente a la energía eléctrica necesaria para producir el combustible. En cualquier caso, como ha sucedido con otras tecnologías disruptivas, con el aumento de la experiencia y el número de proyectos de I+D+i sobre la producción de combustibles sintéticos, se espera una reducción de los costes de inversión y operación de esta tecnología.

En Canarias, el principal combustible utilizado en el transporte aéreo es el queroseno, al que se suministró en el año 2019 una cantidad de 1.115.339 Tm de queroseno y de 52 Tm en gasolina de aviación, según cifras publicadas en el Anuario Energético de Canarias 2019. Del total de combustibles consumidos por el transporte aéreo, aproximadamente, el 28% se destina a aviones que recorren rutas nacionales, mientras que la parte restante se utiliza para la aviación internacional. Esta distribución entre navegación aérea nacional e internacional no es homogénea entre islas. Así pues, en las islas de Tenerife y Gran Canaria la parte destinada a la navegación nacional representa el 32,6%, mientras que en las islas de Lanzarote y Fuerteventura suponen el 13%. Por su parte, en La Palma la navegación nacional supuso el 68%, mientras que, para El Hierro y La Gomera, la totalidad del consumo de combustibles es de carácter nacional.

Nuevamente, no hay cifras oficiales del consumo de combustible para la navegación interinsular y esto exige el desarrollo de un método de cálculo para determinar qué parte del

consumo nacional se corresponde con el consumo interno en Canarias. Para la estimación de la demanda asociada al transporte aéreo insular se parte de los datos publicados en el portal web de AENA, donde se facilitan datos sobre las operaciones históricas realizadas en los aeropuertos canarios desde el año 2004 hasta la actualidad. De entre estos datos, son de especial interés el número de operaciones que se han llevado a cabo teniendo como origen y destino aeropuertos del archipiélago, en el ámbito del tráfico comercial y en servicios regulares. En esta consulta también se consigue información sobre el tipo de avión usado para recorrer ese trayecto, así como las veces al año en las que cada avión realiza cada desplazamiento. En la siguiente tabla se presenta el resumen de las operaciones históricas (periodo comprendido entre los años 2004-2020) realizadas entre aeropuertos de Canarias, según datos de AENA.

Operaciones entre aeropuertos de Canarias entre 2004 - 2020									
Origen/ Destino	El Hierro	Fuerteventura	Gran Canaria	La Gomera	La Palma	Lanzarote	Tenerife Norte	Tenerife Sur	Total
El Hierro	-	1	7.043	0	414	3	24.202	63	31.726
Fuerteventura	2	-	98.678		56	334	33.335	189	132.594
Gran Canaria	7.066	94.437	-	4.371	19.532	94.807	119.651	26.446	366.310
La Gomera	1	0	4.348	-	0	0	11.610	3	15.962
La Palma	415	61	19.658	1	-	470	102.579	598	123.782
Lanzarote	3	4.252	94.000	0	471	-	43.667	1.034	143.427
Tenerife Norte	24.264	33.397	116.405	11.662	102.806	43.746	-	-	332.280
Tenerife Sur	62	427	22.520	0	554	3.758	-	-	27.321
Total	31.813	132.575	362.652	16.034	123.833	143.118	335.044	28.333	1.173.402

Tabla 47. Operaciones entre aeropuertos de Canarias entre 2004-2020

Por otra parte, se muestra en la siguiente tabla un resumen de las operaciones desarrolladas por año con independencia del tipo de avión utilizado.

Operaciones aéreas de cada isla por año									
Operaciones anuales	El Hierro	Fuerteventura	Gran Canaria	La Gomera	La Palma	Lanzarote	Tenerife Norte	Tenerife Sur	Total
2005	1.826	9.089	22.728	1.430	7.988	6.554	19.804	2.293	71.712
2010	1.829	7.764	21.824	681	7.859	8.874	20.421	1.823	71.075
2019	2.369	9.212	27.276	911	9.113	11.260	25.476	1.921	87.538
Total	31.813	132.583	362.678	16.034	123.835	143.121	335.067	28.349	1.173.480

Tabla 48. Operaciones aéreas de cada isla por año

El detalle ofrecido por este servicio web permite conocer el tipo de avión usado en Canarias para las operaciones entre islas (con independencia de la compañía). Dicho detalle se expone en la siguiente tabla, donde se muestra el número de operaciones históricas (2004-2020) desarrolladas en cada isla por cada tipo de avión. En la última columna de la tabla se muestran las cifras totales así como el porcentaje de uso de cada tipo de avión sobre el total.

Tipos de aviones utilizados en las operaciones de Canarias										
Modelos de aviones	Tenerife Norte	Tenerife Sur	Gran Canaria	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Total	
Total general	335.067	28.349	362.678	143.121	132.583	123.835	16.034	31.813	1.173.480	100%
AEROSPATIALE ATR-72	253.233	10.136	250.942	96.931	97.938	98.819	5.987	23.719	837.705	71%
AEROSPATIALE ATR-42/72	58.292	2.338	52.803	24.941	19.970	21.248	2.849	6.438	188.879	16%
BEEHCRAFT 1900/1900C AIRLINER	909	10.882	19.120	6.581	5.792	290	1.231	706	45.511	4%
BEEHCRAFT 1900D AIRLINER	3.443	2.014	6.261	1.220	720	825	5.780	926	21.189	2%

BOMBARDIER REGIONAL JET-1000	5.179	2	7.825	1.788	773	407			15.974	1%
BOEING B737-400 PASSENGERS	2.197	21	6.472	3.580	1.073	305			13.648	1%
ATR 42-300/320	3.563	3	3.491	513	1.662	1.282	1		10.515	1%
CANADAIR REGIONAL JET 900	1.674	10	3.641	1.646	185	168			7.324	1%
CESSNA LIGHT AIRCRAFT-SINGLE TURBOPROP	8	1.373	2.265	1.199	1.124	2			5.971	1%
BOEING B737-300 PASSENGERS	1.421	4	1.580	781	467	80			4.333	0%
BOEING 737-800 (WINGLETS) PASSENGER	466	668	1.632	1.269	213	46			4.294	0%
FAIRCHILD METRO/MERLIN/EXPEDITER	9	111	1.775	322	1.268	4	158		3.647	0%
AEROSPATIALE ATR-42-300/400	338	2	1.281	818	333	193	2		2.967	0%
BOEING B757 FREIGHTER	1.645	2	517						2.164	0%
BOEING 737/800 PASSENGERS	104	430	606	526	61	7			1.734	0%
FAIRCHILD SWEARINGEN METRO		2	592	51	539	1	2		1.187	0%
BRITISH AEROSPACE 146-200 PASS	422		8	313	32	71			846	0%
DE HAVILLAND DHC-8 DASH 8-300	11		352	225	130	11			729	0%
EMBRAER 195 E2	245		313	33	34	12			637	0%
DESCONOCIDO	307	4	101	61	37	32	23	21	586	0%
BOEING B757/200 PASSENGERS	352	4	175	8	4				543	0%
BOEING B737-300 FREIGHTER	374		88	3					465	0%
BOEING 757-200 FREIGHTER (WINGLETS)	274		110						384	0%
AIRBUS A320 PASSENGER	13	224	45	44	19	15		2	362	0%
ATR 72 FREIGHTER	13		169	74	76				332	0%
BOEING B737 PASSENGERS	142		37						179	0%
BOEING 757-200 FREIGHTER	110		54						164	0%
SIN CODIGO IATA	6		58	36	34				134	0%
CANADAIR REGIONAL JET 200			67	65	1				133	0%
BOEING 737-400 FREIGHTER	31		73	15					119	0%
MCDONELL DOUGLAS DC8-71/72/73 FREIGHTER	49		41	11	1				102	0%
Otros	60	25	96	22	26	12	1	1	243	0%

Tabla 49. Tipos de aviones utilizados en las operaciones de Canarias

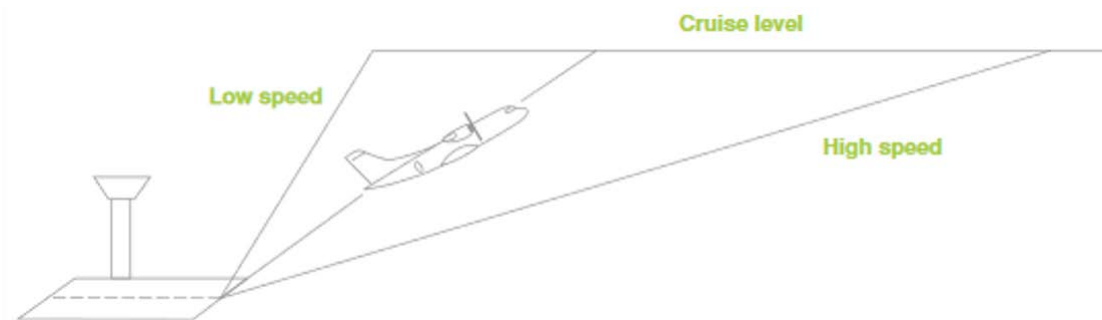
En el listado anterior, se han clasificado como “Otros” aquellos aviones que, en total para el periodo comprendido entre los años 2004 – 2020, han realizado menos de 100 vuelos entre aeropuertos del archipiélago. Entran dentro de esta clasificación un total de 56 aviones. De acuerdo con el análisis realizado, se puede concluir que, aproximadamente, el 89% de las operaciones entre islas se han realizado con aviones ATR-72/42, mientras que otro 7% de los vuelos han sido realizados por el modelo BEECHCRAFT 1900 D AIRLINER.

A sabiendas de lo anterior, se ha realizado una búsqueda exhaustiva de los consumos para estos dos modelos que representaron el 96% de las operaciones aéreas llevadas a cabo en Canarias entre islas durante el periodo comprendido entre los años 2004-2020. En este caso, es importante tener en cuenta que los catálogos generalmente suelen hacer referencia al consumo en fase de crucero. No obstante, en el consumo total tiene especial importancia los consumos asociados a la fase de despegue y aterrizaje del avión, momentos en los que es necesario un alto consumo.

Comúnmente, en las especificaciones técnicas de los fabricantes de aviones se suelen presentar procedimientos para fomentar el consumo eficiente de los combustibles. En la Ilustración 19, se muestran las referencias usadas en esta estimación para el caso del modelo de avión ATR 72, tanto para la fase de ascenso como para el descenso. En estas tablas se puede apreciar el consumo en kilogramos de queroseno para distintas alturas de vuelo y peso de la carga. En este caso, se ha considerado un peso medio de 21 toneladas para llevar a cabo la estimación. Por otra parte, según informes técnicos de Comisiones de Investigación realizados en los últimos 5 años, las alturas de vuelo a las que circulaban estos aparatos entre Gran Canaria y Tenerife se situaban entre FL105 y FL130 (FL, es sus siglas en inglés, *Flight Level*). Asumiendo que la altura de vuelo es mayor cuanto mayor es la distancia a recorrer, se han considerado algunos rangos comprendidos entre FL80 y FL140, dependiendo del tiempo de vuelo. Esto es: i. Menos de 20 minutos: FL80; ii. Entre 20 – 40 minutos: FL100; iii. Entre 40 – 60 minutos: FL120; iv. Superior a 60 minutos: FL140.

En cuanto al consumo a velocidad de crucero, en la Ilustración 20, la ficha característica de este avión establece que el consumo medio se encuentra en 762 kg/hora. Es por ello que para estimar el consumo por trayecto es indispensable conocer el tiempo de vuelo. Hoy en día existen múltiples páginas web en las que se monitoriza la llegada y salida de aviones desde los aeropuertos de todo el mundo, por lo que éste es un dato fácilmente localizable. En este caso, se ha utilizado la aplicación Flight Radar para conocer el tiempo medio en el que se recorre la distancia entre aeropuertos de Canarias (en ambos sentidos).

No hay que perder de vista que los tiempos de ascenso y descenso deben ser restados del tiempo total de vuelo para cuantificar el consumo en crucero. Estos tiempos de ascenso y descenso también se establecen en las tablas anteriormente expuestas en minutos. Con todos estos datos se genera la Tabla 50, en la que se relacionan las variables de partida según el aeropuerto de origen y destino con las que se estima el consumo.

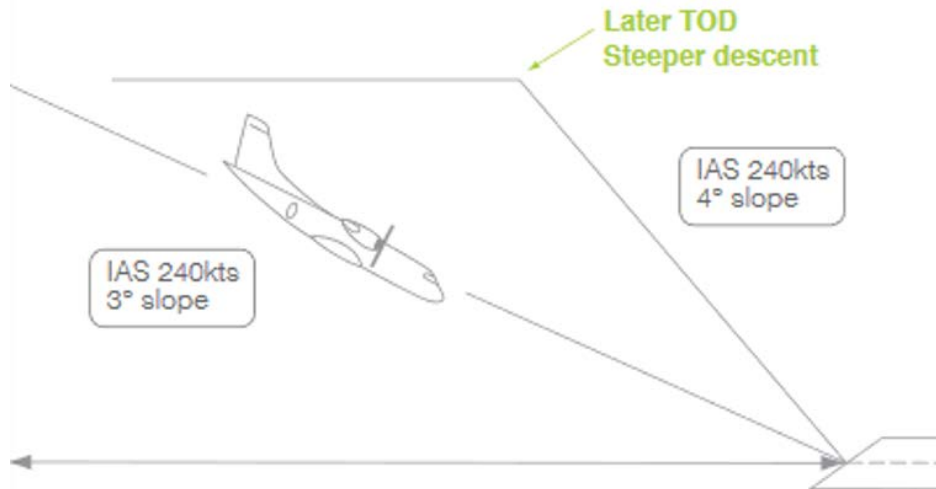


CLIMB 2 ENGINES - NP=86%						
ISA	MINIMUM CLB RATE = 300 FT/MN					170KT (IAS)
	WEIGHT AT START OF CLIMB (1000KG)					
FL	18	19	20	21	21.5	
250						
240	24 290 86 216					
230	21 262 74 212	23 290 83 213				
220	19 239 65 209	21 263 72 209	23 291 80 210			
210	17 219 57 206	18 240 63 206	20 264 70 207	22 292 77 207	24 307 82 207	
200	15 201 51 203	16 220 56 203	18 241 61 204	20 265 68 204	21 278 71 204	
180	12 170 40 198	13 185 44 198	15 202 48 199	16 220 53 199	17 230 55 199	
160	10 144 32 194	11 156 35 194	12 169 38 194	13 184 42 194	14 194 43 194	
140	8 120 26 190	9 130 28 190	10 141 30 190	10 153 33 190	11 159 34 190	
120	6 99 20 186	7 107 22 187	8 115 24 187	8 124 25 187	8 129 26 187	
100	5 78 15 183	5 84 16 183	6 91 18 183	6 98 19 183	7 102 20 183	
80	4 59 11 180	4 63 12 180	4 68 13 180	5 73 14 180	5 76 14 180	
60	2 40 7 177	3 43 8 177	3 46 8 177	3 50 9 177	3 52 9 177	
40	1 22 4 174	1 24 4 174	2 25 4 174	2 27 5 174	2 28 5 175	
15	0 0 0 0	0 0 0 0	0 0 0 0	0 0 0 0	0 0 0 0	
	FROM START OF CLIMB TIME (MIN)			FUEL (KG)		
	FROM START OF CLIMB DIST. (NM)			MEAN SPEED TAS.(KT)		

CLIMB 2 ENGINES - NP=86%						
ISA	MINIMUM CLB RATE = 300 FT/MN					190KT (IAS)
	WEIGHT AT START OF CLIMB (1000KG)					
FL	18	19	20	21	21.5	
250						
240						
230						
220						
210						
200	20 263 75 229	22 290 83 229				
180	15 214 57 223	17 233 62 223	18 255 68 223	20 278 75 224	21 291 78 224	
160	12 176 32 194	13 191 35 194	14 208 38 194	16 225 42 194	17 235 43 194	
140	11 157 27 209	11 169 29 209	12 183 31 209	13 191 33 209	14 208 34 209	
120	8 128 27 209	8 128 29 209	9 136 31 209	10 147 34 209	10 152 35 209	
100	6 91 20 205	6 98 21 205	7 106 23 205	7 114 25 205	8 118 26 205	
80	4 68 14 201	5 73 15 202	5 78 16 202	5 84 18 202	5 87 18 202	
60	3 46 9 198	3 49 10 198	3 53 11 198	3 57 11 198	4 59 12 198	
40	2 25 5 195	2 27 5 195	2 29 6 195	2 31 6 195	2 32 6 195	
15	0 0 0 0	0 0 0 0	0 0 0 0	0 0 0 0	0 0 0 0	
	FROM START OF CLIMB TIME (MIN)			FUEL (KG)		
	FROM START OF CLIMB DIST. (NM)			MEAN SPEED TAS.(KT)		

58kg fuel saved for a climb at low-speed

Ilustración 19. Consumos en fase de ascenso de una aeronave ATR 72 según manual del fabricante



DESCENT 2 ENGINES									
NP=86%									
NORMAL CONDITIONS									
15000KG									
FL	200KT			220KT			240KT		
	3°	4°	5°	3°	4°	5°	3°	4°	5°
250	21 141 74	17 100 55	14 74 44	20 159 74	16 108 55	13 81 44	18 176 74	15 122 55	12 89 44
240	21 138 71	16 98 53	14 72 42	19 154 71	15 106 53	13 79 42	18 171 71	14 118 53	12 87 42
230	20 134 68	16 96 51	13 71 40	19 150 68	15 103 51	12 78 40	17 166 68	14 115 51	12 85 40
220	19 131 64	15 94 48	13 70 39	18 146 64	14 101 48	12 76 39	17 160 64	13 112 48	11 83 39
210	19 127 61	15 92 46	12 68 37	17 141 61	14 98 46	12 75 37	16 155 61	13 108 46	11 81 37
200	18 123 58	14 89 44	12 67 35	17 137 58	13 95 44	11 73 35	16 149 58	12 105 44	11 79 35
180	17 115 52	13 84 39	11 64 31	15 127 52	12 89 39	10 69 31	14 138 52	12 98 39	10 74 31
160	15 106 46	12 79 34	10 60 27	14 117 46	11 83 34	10 65 27	13 127 46	11 91 34	9 69 27
140	14 97 39	11 73 29	9 57 24	13 106 39	10 76 29	9 60 24	12 115 39	10 83 29	8 64 24
120	12 87 33	10 67 25	8 53 20	11 95 33	9 69 25	8 56 20	11 102 33	9 75 25	8 59 20
100	10 77 27	9 60 20	7 48 16	10 83 27	8 62 20	7 51 16	9 89 27	8 67 20	7 53 16
80	9 68 20	7 53 15	6 43 12	8 70 20	7 54 15	6 45 12	8 75 20	7 57 15	6 47 12
60	7 54 14	6 45 11	5 38 8	7 57 14	6 45 11	5 39 8	6 60 14	6 48 11	5 40 8
40	5 41 8	5 36 6	4 32 5	5 43 8	5 36 6	4 33 5	5 45 8	4 38 6	4 33 5
15	3 24 0	3 24 0	3 24 0	3 24 0	3 24 0	3 24 0	3 24 0	3 24 0	3 24 0

51kg fuel less for a descent at a steeper gradient

TOD reached 17Nm later

23kg fuel saved for a slower descent

The steeper descent means remaining in cruise power longer until the TOD is reached, thus increasing the cruise fuel consumption. However, the fuel saved during the descent, as shown in Table 8, is more important than the fuel required to cruise longer, and on the whole, there is a noticeable fuel reduction.

Ilustración 20. Consumos en fase de descenso de una aeronave ATR 72 según manual del fabricante

Variables de partida para la estimación de consumos de aviación insular							
Origen	Destino	Número operaciones históricas	Altura de vuelo estimada	Tiempo medio de vuelo (minutos)	Tiempo de ascenso (min)	Tiempo descenso (min)	Tiempo crucero (minutos)
Tenerife Sur	El Hierro	62	FL100	26	6	9	11
Tenerife Sur	Fuerteventura	427	FL120	45	8	11	26
Tenerife Sur	Gran Canaria	22.520	FL100	26	6	9	11
Tenerife Sur	La Palma	554	FL100	34	6	9	19
Tenerife Sur	Lanzarote	3.758	FL120	43	8	11	24
Tenerife Norte	El Hierro	24.264	FL100	29	6	9	14
Tenerife Norte	Fuerteventura	33.397	FL120	41	8	11	22
Tenerife Norte	Gran Canaria	116.405	FL100	23	6	9	8
Tenerife Norte	La Gomera	11.662	FL100	21	6	9	6
Tenerife Norte	La Palma	102.806	FL100	29	6	9	14
Tenerife Norte	Lanzarote	43.746	FL100	39	6	9	24
Lanzarote	El Hierro	3	FL140	72	10	12	50
Lanzarote	Fuerteventura	4.252	FL80	18	5	8	5
Lanzarote	Gran Canaria	94.000	FL100	35	6	9	20
Lanzarote	La Palma	471	FL140	69	10	12	47
Lanzarote	Tenerife Norte	43.667	FL120	44	8	11	25
Lanzarote	Tenerife Sur	1.034	FL120	59	8	11	40
La Palma	El Hierro	415	FL100	32	6	9	17
La Palma	Fuerteventura	61	FL140	61	10	12	39
La Palma	Gran Canaria	19.658	FL120	41	8	11	22
La Palma	La Gomera	1	FL100	28	6	9	13
La Palma	Lanzarote	470	FL140	69	10	12	47
La Palma	Tenerife Norte	102.579	FL100	26	6	9	11
La Palma	Tenerife Sur	598	FL100	34	6	9	19
La Gomera	El Hierro	1	FL80	19	5	8	6
La Gomera	Gran Canaria	4.348	FL100	35	6	9	20
La Gomera	Tenerife Norte	11.610	FL100	31	6	9	16

La Gomera	Tenerife Sur	3	FL100	28	6	9	13
Gran Canaria	El Hierro	7.066	FL120	44	8	11	25
Gran Canaria	Fuerteventura	94.437	FL100	29	6	9	14
Gran Canaria	La Gomera	4.371	FL100	35	6	9	20
Gran Canaria	La Palma	19.532	FL120	42	8	11	23
Gran Canaria	Lanzarote	94.807	FL100	33	6	9	18
Gran Canaria	Tenerife Sur	119.651	FL100	29	6	9	14
Gran Canaria	Tenerife Norte	26.446	FL100	23	6	9	8
Fuerteventura	El Hierro	2	FL140	67	10	12	45
Fuerteventura	Gran Canaria	98.678	FL100	30	6	9	15
Fuerteventura	La Palma	56	FL140	61	10	12	39
Fuerteventura	Lanzarote	334	FL80	16	5	8	3
Fuerteventura	Tenerife Norte	33.335	FL100	40	6	9	25
Fuerteventura	Tenerife Sur	189	FL100	38	6	9	23
El Hierro	Fuerteventura	1	FL140	67	10	12	45
El Hierro	Gran Canaria	7.043	FL120	42	8	11	23
El Hierro	La Palma	414	FL100	32	6	9	17
El Hierro	Lanzarote	3	FL140	72	10	12	50
El Hierro	Tenerife Norte	24.202	FL100	34	6	9	19
El Hierro	Tenerife Sur	63	FL100	26	6	9	11

Tabla 50. Variables de partida para la estimación de consumos de aviación insular

Con todo ello se conoce el consumo previsto para vuelos entre aeropuertos de Canarias, distinguiéndose entre consumo en pista (Hotel mode/Taxiing), en ascenso, crucero y descenso.

Consumos estimados según vuelo de origen y destino						
Origen	Destino	Consumo en pista (kg)	Consumo en ascenso (kg)	Consumo en descenso (kg)	Consumo en crucero (kg)	Consumo total (kg)
Tenerife Sur	El Hierro	8	98	89	139,7	335
Tenerife Sur	Fuerteventura	8	124	102	330,2	564
Tenerife Sur	Gran Canaria	8	98	89	139,7	335
Tenerife Sur	La Palma	8	98	89	241,3	436
Tenerife Sur	Lanzarote	8	124	102	304,8	539
Tenerife Norte	El Hierro	8	98	89	177,8	373
Tenerife Norte	Fuerteventura	8	124	102	279,4	513
Tenerife Norte	Gran Canaria	8	98	89	101,6	297
Tenerife Norte	La Gomera	8	98	89	76,2	271
Tenerife Norte	La Palma	8	98	89	177,8	373
Tenerife Norte	Lanzarote	8	98	89	304,8	500
Lanzarote	El Hierro	8	153	115	635	911
Lanzarote	Fuerteventura	8	73	75	63,5	220
Lanzarote	Gran Canaria	8	98	89	254	449
Lanzarote	La Palma	8	153	115	596,9	873
Lanzarote	Tenerife Norte	8	124	102	317,5	552
Lanzarote	Tenerife Sur	8	124	102	508	742
La Palma	El Hierro	5	98	89	215,9	408
La Palma	Fuerteventura	5	153	115	495,3	768
La Palma	Gran Canaria	5	124	102	279,4	510
La Palma	La Gomera	5	98	89	165,1	357
La Palma	Lanzarote	5	153	115	596,9	870
La Palma	Tenerife Norte	5	98	89	139,7	332
La Palma	Tenerife Sur	5	98	89	241,3	433
La Gomera	El Hierro	5	73	75	76,2	229
La Gomera	Gran Canaria	5	98	89	254	446
La Gomera	Tenerife Norte	5	98	89	203,2	395
La Gomera	Tenerife Sur	5	98	89	165,1	357

Gran Canaria	El Hierro	8	124	102	317,5	552
Gran Canaria	Fuerteventura	8	98	89	177,8	373
Gran Canaria	La Gomera	8	98	89	254	449
Gran Canaria	La Palma	8	124	102	292,1	526
Gran Canaria	Lanzarote	8	98	89	228,6	424
Gran Canaria	Tenerife Sur	8	98	89	177,8	373
Gran Canaria	Tenerife Norte	8	98	89	101,6	297
Fuerteventura	El Hierro	8	153	115	571,5	848
Fuerteventura	Gran Canaria	8	98	89	190,5	386
Fuerteventura	La Palma	8	153	115	495,3	771
Fuerteventura	Lanzarote	8	73	75	38,1	194
Fuerteventura	Tenerife Norte	8	98	89	317,5	513
Fuerteventura	Tenerife Sur	8	98	89	292,1	487
El Hierro	Fuerteventura	5	153	115	571,5	845
El Hierro	Gran Canaria	5	124	102	292,1	523
El Hierro	La Palma	5	98	89	215,9	408
El Hierro	Lanzarote	5	153	115	635	908
El Hierro	Tenerife Norte	5	98	89	241,3	433
El Hierro	Tenerife Sur	5	98	89	139,7	332

Tabla 51. Consumo estimado según vuelo de origen y destino

Los datos facilitados por AENA son clasificados para conocer el número de operaciones según origen y destino para cada año. Con esta información, y la tabla anterior, ya se puede estimar el consumo de queroseno por año para vuelos insulares en los aeropuertos del archipiélago.

Estimación de consumo de queroseno en transporte aéreo insular (Tm)								
Año	Tenerife	Gran Canaria	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2005	8.091	8.453	3.283	3.661	2.912	602	838	27.840
2007	9.109	8.723	4.736	3.866	2.891	608	940	30.874
2010	8.180	8.170	4.354	3.186	2.855	269	824	27.839
2013	6.101	6.256	3.440	2.385	1.859	272	776	21.090
2015	6.436	6.413	3.713	2.257	2.248	284	722	22.073
2017	7.742	7.675	4.432	3.061	2.357	282	829	26.379
2018	9.653	9.960	5.257	3.777	3.111	327	1.023	33.107
2019	10.161	10.169	5.435	3.829	3.336	369	1.076	34.376
2020	6.141	6.027	3.228	2.327	2.096	316	801	20.936
Total	134.638	135.705	69.969	54.603	44.932	6.559	14.404	460.810

Tabla 52. Estimación de consumo de querosenos en transporte aéreo insular (Tm)

Finalmente, se proyecta el consumo de querosenos de la navegación aérea insular hasta 2040, tomando como variable de referencia la evolución prevista del consumo total de querosenos por islas y para el total de Canarias.

Estimación del consumo de queroseno en sector aéreo insular (Tm)								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2020	6.027	6.141	3.228	2.327	2.096	316	801	20.936
2021	7948	7956	4283	3176	2637	392	847	27.239
2022	7904	7880	4281	3175	2549	387	854	27.030
2023	7846	7787	4261	3178	2470	384	859	26.784
2024	7782	7687	4234	3183	2398	381	862	26.527
2025	7701	7565	4187	3193	2333	381	864	26.225
2026	7669	7488	4057	3222	2271	378	860	25.944
2027	7604	7380	4011	3232	2218	379	859	25.682
2028	7544	7281	3970	3241	2169	380	859	25.444
2029	7490	7191	3933	3250	2124	380	858	25.227
2030	7441	7110	3899	3258	2083	381	858	25.029

2031	7396	7036	3869	3265	2044	382	858	24.849
2032	7356	6969	3842	3271	2007	382	858	24.685
2033	7320	6909	3818	3276	1973	383	858	24.537
2034	7288	6855	3797	3281	1974	380	860	24.435
2035	7260	6807	3779	3285	1954	379	860	24.325
2036	7235	6764	3763	3289	1937	379	861	24.227
2037	7213	6727	3749	3292	1920	378	861	24.141
2038	7193	6694	3738	3295	1905	378	862	24.065
2039	7176	6665	3728	3297	1892	377	863	23.998
2040	7162	6640	3721	3299	1879	376	863	23.941

Tabla 53. Estimación de consumo de queroseno en sector aéreo insular (Tm)

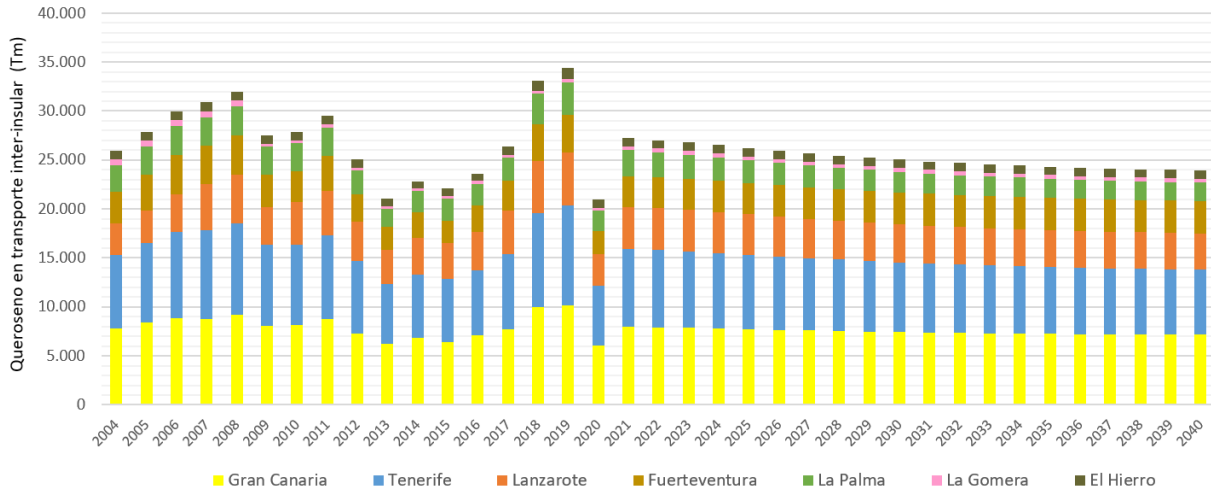


Ilustración 21. Estimación de consumo de queroseno en sector aéreo insular (Tm)

Una planta de estas características se ponía en operación en el mes de octubre de 2021 en Alemania. El sistema, con una capacidad para producir hasta 350 toneladas de queroseno de síntesis al año se instaló en un área de 1.000 m² y dispone de un electrolizador de 1,25 MW con capacidad para producir 20 kgH₂/hora. El electrolizador de tecnología PEM debe producir cada año 160 tH₂ para alcanzar la producción citada de queroseno. Adicionalmente, dispone de una planta de biogás que produce 1.100 toneladas de CO₂ anualmente, capturando parte de ese dióxido de carbono para realizar la reacción.

Para suministrar la energía eléctrica al sistema, se dispone de un aerogenerador de 2,5 MW. Una vez producido el hidrógeno (con presión de descarga a 20 bares), se lleva a cabo el proceso de Fischer-Tropsch produciéndose e-Fuel. Este fuel verde se lleva a una refinería cercana, obteniendo, finalmente, queroseno de síntesis.

Este proyecto demuestra la viabilidad técnica de la alternativa propuesta. Así pues, la descarbonización del transporte aéreo se acometería, pero sin realizar un cambio de combustible en sí, lo que aseguraría el uso de los mismos aviones empleados en la actualidad. Teniendo en cuenta el balance de la planta anteriormente mencionada, se determina la cantidad de hidrógeno necesario en Canarias para alcanzar la descarbonización del transporte aéreo interinsular, en 2040.

Estimación del consumo de hidrógeno verde en sector aéreo insular (tH ₂ /año)								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2020	0	0	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0	0	0
2022	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0
2024	0	0	0	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0
2027	521	506	275	222	152	26	59	1.761
2028	690	666	363	296	198	35	79	2.326
2029	856	822	449	371	243	43	98	2.883
2030	1.020	975	535	447	286	52	118	3.433
2031	1.183	1.126	619	522	327	61	137	3.976
2032	1.345	1.274	703	598	367	70	157	4.514
2033	1.506	1.421	785	674	406	79	177	5.048
2034	1.666	1.567	868	750	451	87	197	5.585
2035	1.825	1.711	950	826	491	95	216	6.116
2036	1.984	1.855	1.032	902	531	104	236	6.645
2037	2.308	2.153	1.200	1.053	614	121	276	7.725
2038	2.631	2.448	1.367	1.205	697	138	315	8.801
2039	2.952	2.742	1.534	1.356	778	155	355	9.873
2040	3.274	3.035	1.701	1.508	859	172	395	10.944

Tabla 54. Estimación de consumo de hidrógeno verde en sector aéreo insular (tH₂/año)

Por todo ello, las necesidades de hidrógeno asociadas a la producción de queroseno de síntesis son menores que para el sector marítimo y mucho menores que para el sector del transporte terrestre pesado y colectivo por carretera. Este aspecto es positivo porque, a la postre, donde mayor necesidad de producción de hidrógeno existe es donde la rentabilidad económica está más próxima asumiendo criterios de paridad de coste respecto al combustible que sustituye.

7.6.4. Sector eléctrico. Aplicaciones Combined Heat & Power (CHP)

Como se razonaba en la introducción al apartado 7.6, para el sector eléctrico la demanda la definiría aquel consumo eléctrico donde el proceso de re-electrificación necesitara del apoyo de un sistema de almacenamiento energético de media escala y no fuera posible acudir a soluciones más eficientes y baratas como las que supone el uso de baterías de litio – ion. Es también una opción ideal cuando el emplazamiento a re-electrificar no tiene opciones para aprovechar fuentes de energías renovables tradicionales como la eólica o la fotovoltaica. Por ejemplo, en sitios turísticos suele ser común la no disponibilidad de espacio para la instalación de un parque eólico y, en muchos casos, las cubiertas son aprovechadas para ofrecer servicios como solárium. Incluso existiendo espacio sobre cubierta, la fotovoltaica sólo aportaría energía renovable durante el día haciendo necesario el uso de baterías para disponer de esta energía, también, durante la noche o en días con pocas horas solares. En esos casos, el hidrógeno no sólo serviría para proveer energía eléctrica a través de una pila de combustible, sino que, incluso, puede emplearse en sistemas de cogeneración, aprovechando el calor para suministros como la climatización de piscinas o la producción de agua caliente sanitaria.

En términos prácticos, la electricidad renovable producida en las regiones de mayor potencial renovable de las islas se trasladaría mediante camiones (que podrían usar hidrógeno como combustible) hasta estos hoteles donde el hidrógeno verde se re-electrificaría mediante pilas

de combustible obteniendo un suministro renovable sin grandes requerimientos espaciales en dichas ubicaciones (emplazamiento para ubicar el tanque de como máximo 4 metros y pila de combustible).

Por todo ello, se considera que, aunque la re-electrificación no es la solución más eficiente de todas las disponibles en la actualidad, ofrece una alternativa interesante para determinadas situaciones y, particularmente, para el sector turístico e industrial. A diferencia de lo que ocurría en el sector del transporte, no se plantea que el hidrógeno verde cubra la demanda de estos sectores completamente. Más bien se propone el uso de esta alternativa en determinados casos particulares cuando otras alternativas no ofrecen una alternativa realista y viable desde las perspectivas técnica, regulatoria, medioambiental o económica.

De acuerdo con este razonamiento, **se estima inicialmente la demanda eléctrica asociada a los subsectores turístico e industrial. Por otra parte, se considera que la aportación de esta opción tecnológica para cubrir la demanda de estos subsectores será de un 10%, coadyuvando, así, a su descarbonización.**

Para realizar las estimaciones de la demanda eléctrica tendencial del conjunto de los sistemas eléctricos de Canarias, se parte de los valores históricos registrados entre el año 2000 y 2019. La estimación de la demanda toma como bases de partida el procedimiento descrito en el apartado 3.1.4 de la Estrategia de almacenamiento energético de Canarias. Esta estimación define la proyección hasta el año 2040 usando como referencia el producto interior bruto (PIB), la población y la demanda eléctrica histórica de Canarias por islas. Tras aplicar la técnica Random Forest, se considera la inclusión de políticas de eficiencia energética conforme a lo establecido en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030. No obstante, teniendo en cuenta las diferencias entre el tipo de consumo de Canarias y del resto de España (mayor presencia de demanda térmica), se ajusta el objetivo en Canarias con la reducción del consumo eléctrico del 30% hasta el año 2030 respecto a la situación tendencial. Se obtiene la siguiente proyección de demanda.

Demanda eléctrica tendencial considerando mejora en eficiencia energética (GWh/año)								
Años	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2000	2.720	2.368	595	342	198	47	23	6.292
2001	2.837	2.547	608	419	194	51	26	6.682
2002	2.894	2.698	658	456	196	55	27	6.984
2003	3.135	2.949	717	496	216	62	29	7.604
2004	3.359	3.145	771	534	234	64	33	8.140
2005	3.440	3.358	808	591	238	64	35	8.534
2006	3.566	3.536	841	651	252	67	37	8.950
2007	3.667	3.675	828	707	262	68	40	9.246
2008	3.704	3.699	866	670	267	70	41	9.318
2009	3.629	3.629	835	629	266	69	41	9.098
2010	3.594	3.505	816	617	251	71	41	8.895
2011	3.565	3.485	805	646	254	71	43	8.869
2012	3.511	3.571	788	645	261	72	44	8.891
2013	3.414	3.446	775	636	240	68	44	8.622
2014	3.389	3.407	785	645	241	67	42	8.577
2015	3.377	3.468	817	641	251	69	43	8.666
2016	3.402	3.521	821	669	244	71	45	8.771
2017	3.477	3.534	880	688	261	74	44	8.957

2018	3.404	3.514	880	671	258	73	42	8.842
2019	3.406	3.547	861	683	261	74	43	8.874
2020	3.224	3.211	820	632	234	66	40	8.226
2021	3.349	3.488	864	686	248	69	43	8.747
2022	3.292	3.531	860	696	248	68	43	8.739
2023	3.213	3.526	850	698	245	67	44	8.643
2024	3.126	3.496	837	696	241	66	44	8.505
2025	3.014	3.412	816	684	234	65	43	8.268
2026	2.972	3.403	763	636	237	64	41	8.117
2027	2.882	3.324	743	622	231	63	40	7.904
2028	2.799	3.252	725	609	225	61	40	7.711
2029	2.724	3.187	709	597	220	60	39	7.536
2030	2.656	3.130	694	587	216	58	38	7.379
2031	2.594	3.078	681	578	212	57	38	7.238
2032	2.539	3.033	669	570	208	56	37	7.112
2033	2.490	2.992	658	563	205	55	37	7.000
2034	2.445	2.957	649	556	202	55	36	6.901
2035	2.406	2.926	641	551	200	54	36	6.814
2036	2.371	2.900	634	547	198	53	36	6.739
2037	2.341	2.878	628	543	196	53	36	6.674
2038	2.314	2.860	623	540	194	52	35	6.619
2039	2.291	2.846	618	537	193	52	35	6.573
2040	2.272	2.835	615	535	192	52	35	6.536

Tabla 55. Demanda eléctrica tendencial considerando mejora en eficiencia energética (GWh/año)

Por otra parte, usando los datos publicados en el Anuario Energético de Canarias 2019, se puede determinar cuál es la demanda eléctrica que se destina a cada subsector. Esta sectorización respondería a lo planteado en la siguiente tabla.

Sectorización de la demanda eléctrica	
Sector	Porcentaje
Residencial	36%
Administración pública	9%
Tratamiento del agua	9%
Turismo	16%
Comercio y servicios	15%
Sector industrial de la alimentación	2%
Sector de la construcción, metalúrgicas y siderúrgicas	3%
Otras industrias	4%
Procesados de la energía	0%
Agricultura, ganadería y pesca	2%
Otros sectores	4%

Tabla 56. Sectorización de la demanda eléctrica de Canarias

Usando la proyección de demanda eléctrica para Canarias hasta 2040, la sectorización de la demanda eléctrica expuesta en la tabla anterior y asumiendo que como máximo se atendería con pilas de combustible el 10% de esa demanda (situaciones excepcionales), se determina la cantidad de energía eléctrica que podría ser generada mediante la re-electrificación del hidrógeno verde.

Demanda eléctrica asociada a re-electrificación del hidrógeno [15% Turística e Industrial] (GWh/año)								
Años	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2020	69,8	69,6	17,8	13,7	5,1	1,4	0,9	178,2
2021	72,6	75,6	18,7	14,9	5,4	1,5	0,9	189,5
2022	71,3	76,5	18,6	15,1	5,4	1,5	0,9	189,3
2023	69,6	76,4	18,4	15,1	5,3	1,5	1,0	187,3

2024	67,7	75,7	18,1	15,1	5,2	1,4	1,0	184,3
2025	65,3	73,9	17,7	14,8	5,1	1,4	0,9	179,1
2026	64,4	73,7	16,5	13,8	5,1	1,4	0,9	175,8
2027	62,4	72,0	16,1	13,5	5,0	1,4	0,9	171,3
2028	60,6	70,5	15,7	13,2	4,9	1,3	0,9	167,1
2029	59,0	69,0	15,4	12,9	4,8	1,3	0,8	163,3
2030	57,5	67,8	15,0	12,7	4,7	1,3	0,8	159,9
2031	56,2	66,7	14,8	12,5	4,6	1,2	0,8	156,8
2032	55,0	65,7	14,5	12,3	4,5	1,2	0,8	154,1
2033	53,9	64,8	14,3	12,2	4,4	1,2	0,8	151,7
2034	53,0	64,1	14,1	12,0	4,4	1,2	0,8	149,5
2035	52,1	63,4	13,9	11,9	4,3	1,2	0,8	147,6
2036	51,4	62,8	13,7	11,9	4,3	1,1	0,8	146,0
2037	50,7	62,4	13,6	11,8	4,2	1,1	0,8	144,6
2038	50,1	62,0	13,5	11,7	4,2	1,1	0,8	143,4
2039	49,6	61,7	13,4	11,6	4,2	1,1	0,8	142,4
2040	49,2	61,4	13,3	11,6	4,2	1,1	0,8	141,6

Tabla 57. Demanda eléctrica asociada a re-electrificación del hidrógeno [15% Turística e Industrial] (GWh/año)

Finalmente, se estima, a continuación, la cantidad de hidrógeno que se necesitaría para producir la energía eléctrica expuesta en la tabla anterior. Se considera que la energía térmica contenida en cada kilogramo de hidrógeno es de 33,7 kWh y que la eficiencia media de una pila de combustible de hidrógeno es del 50%.

Cantidad de hidrógeno requerida para re-electrificación (tH ₂ /año)								
Años	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2020	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2021	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2022	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2023	165,4	181,6	43,8	35,9	12,6	3,4	2,3	445,0
2024	321,9	360,0	86,2	71,7	24,8	6,8	4,5	876,0
2025	388,0	439,2	105,0	88,1	30,1	8,4	5,5	1.064,3
2026	459,1	525,7	117,9	98,2	36,6	9,9	6,3	1.253,7
2027	556,5	641,8	143,5	120,1	44,6	12,2	7,7	1.526,4
2028	720,6	837,3	186,7	156,8	57,9	15,7	10,3	1.985,3
2029	876,7	1.025,7	228,2	192,1	70,8	19,3	12,6	2.425,3
2030	1.025,7	1.208,8	268,0	226,7	83,4	22,4	14,7	2.849,7
2031	1.168,7	1.386,8	306,8	260,4	95,5	25,7	17,1	3.261,1
2032	1.307,4	1.561,8	344,5	293,5	107,1	28,8	19,1	3.662,1
2033	1.442,4	1.733,2	381,2	326,1	118,8	31,9	21,4	4.055,0
2034	1.573,7	1.903,3	417,7	357,9	130,0	35,4	23,2	4.441,2
2035	1.703,5	2.071,7	453,8	390,1	141,6	38,2	25,5	4.824,4
2036	1.831,3	2.239,9	489,7	422,5	152,9	40,9	27,8	5.205,1
2037	2.109,5	2.593,4	565,9	489,3	176,6	47,8	32,4	6.014,9
2038	2.383,1	2.945,3	641,6	556,1	199,8	53,6	36,0	6.815,5
2039	2.654,3	3.297,3	716,0	622,2	223,6	60,2	40,5	7.614,1
2040	2.924,7	3.649,5	791,7	688,7	247,2	66,9	45,1	8.413,8

Tabla 58. Cantidad de hidrógeno requerida para re-electrificación (tH₂/año)

En la proyección anterior se asume un incremento progresivo de la demanda eléctrica atendida mediante pila de combustible, en la que, inicialmente, no se usa y, a partir de 2023, iría aumentando su participación hasta conseguir que el 10% de la demanda eléctrica turística e industrial use esta solución.

Además, debe considerarse que el otro 50% de la energía producida por las pilas de combustible puede usarse para satisfacer demandas térmicas. Se muestra, a continuación, la demanda térmica que se conseguiría (que coincide con la demanda eléctrica satisfecha con hidrógeno).

Cantidad de energía térmica producida con pilas de combustible (GWht/año)								
Años	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2020	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2021	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2022	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2023	5,6	6,1	1,5	1,2	0,4	0,1	0,1	15,0
2024	10,8	12,1	2,9	2,4	0,8	0,2	0,2	29,5
2025	13,1	14,8	3,5	3,0	1,0	0,3	0,2	35,8
2026	15,5	17,7	4,0	3,3	1,2	0,3	0,2	42,2
2027	18,7	21,6	4,8	4,0	1,5	0,4	0,3	51,4
2028	24,3	28,2	6,3	5,3	1,9	0,5	0,3	66,8
2029	29,5	34,5	7,7	6,5	2,4	0,6	0,4	81,6
2030	34,5	40,7	9,0	7,6	2,8	0,8	0,5	95,9
2031	39,3	46,7	10,3	8,8	3,2	0,9	0,6	109,8
2032	44,0	52,6	11,6	9,9	3,6	1,0	0,6	123,3
2033	48,6	58,3	12,8	11,0	4,0	1,1	0,7	136,5
2034	53,0	64,1	14,1	12,0	4,4	1,2	0,8	149,5
2035	57,3	69,7	15,3	13,1	4,8	1,3	0,9	162,4
2036	61,6	75,4	16,5	14,2	5,1	1,4	0,9	175,2
2037	71,0	87,3	19,0	16,5	5,9	1,6	1,1	202,5
2038	80,2	99,1	21,6	18,7	6,7	1,8	1,2	229,4
2039	89,3	111,0	24,1	20,9	7,5	2,0	1,4	256,3
2040	98,4	122,8	26,6	23,2	8,3	2,3	1,5	283,2

Tabla 59. Cantidad de energía térmica producida con pilas de combustible (GWht/año)

7.6.5. Sector eléctrico. Almacenamiento energético

Aunque actualmente el almacenamiento energético a través de las tecnologías del hidrógeno no es ni la opción más eficiente ni la más económica, en algunas islas donde no existe la posibilidad de instalar centrales de bombeo reversible, es la única alternativa para disponer de almacenamiento a gran escala.

El análisis de las opciones de almacenamiento a gran escala en las islas se llevó a cabo en el ámbito de la estrategia del almacenamiento energético de Canarias, donde se ejecutó un reconocimiento de las opciones existentes principalmente en bombes reversibles. Este estudio demostraba que las islas de El Hierro, La Palma, La Gomera, Tenerife y Gran Canaria tenían opciones para almacenar energía en horizontes temporales superiores a las 12 horas mediante hidrobombes. Sin embargo, en Fuerteventura y Lanzarote, las condiciones orográficas y la baja disponibilidad de recursos hídricos, limitan seriamente las opciones de esta opción tecnológica.

La imagen expuesta, a continuación, muestra las distintas alternativas de almacenamiento que pueden valorarse en Canarias en función del rango de potencia y el tiempo de descarga máximo.

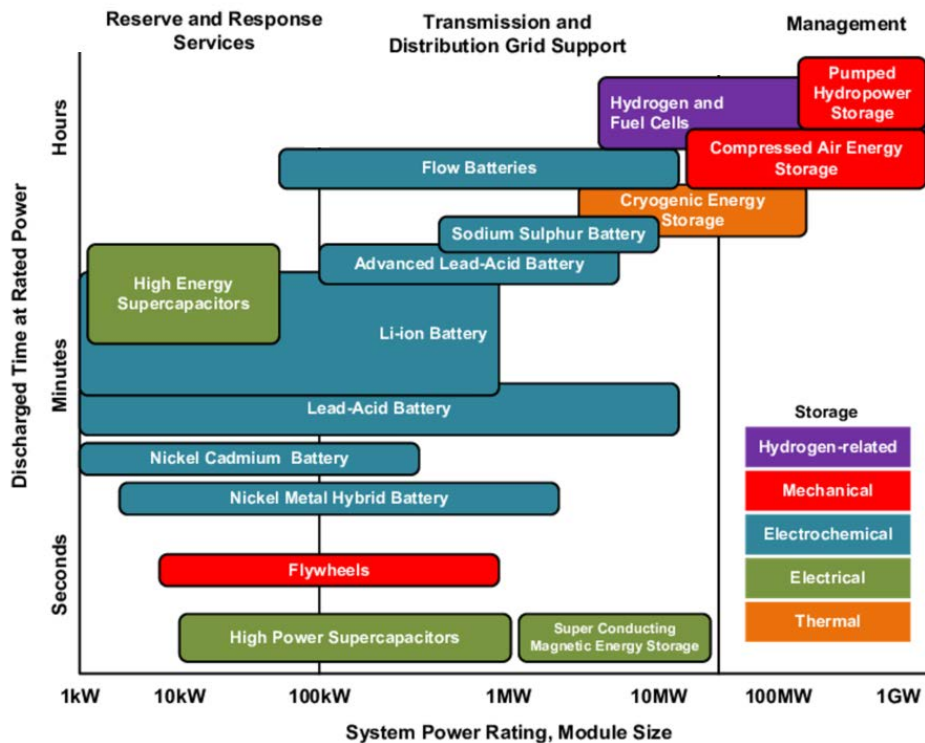


Ilustración 22. Clasificaciones de tecnologías de almacenamiento. Fuente: E. Barbour (2014) *Energy Storage Technologies*

En islas como Lanzarote y Fuerteventura parece que la alternativa con mayor potencial sería el hidrógeno verde. El aire comprimido también podría ser una opción, pero, generalmente, para su operación a gran escala se suele recurrir al uso de cavernas subterráneas con mucha capacidad para permitir el funcionamiento del sistema. No se conoce de la existencia de formaciones cavernosas de estas características que puedan usarse para este fin y que, además, no afecte a sus ecosistemas. En algunos casos, incluso se suele recurrir al uso de minas abandonadas, pero no se da el caso en ninguna de las dos islas. Este tipo de sistemas de almacenamiento sí se piensa para su integración asociada a plataformas offshore (se han propuesto múltiples desarrollos que aprovechando diferencias de presiones en el fondo oceánico consiguen la compresión del aire).

Respecto al metano sintético, parte de principios semejantes a los ya descritos para la navegación aérea puesto que para su producción es indispensable contar con una fuente de hidrógeno y otra abundante de carbono para poder llevar a cabo el proceso de metanización (Power to Gas). Actualmente, se podría utilizar el CO₂ producido por las propias centrales eléctricas de Canarias, pero en la medida en que el aporte de la generación térmica convencional se vaya reduciendo en coherencia con el objetivo de descarbonización, habría que recurrir a otras fuentes entre las que destaca la biomasa o la captura de CO₂. De una u otra forma, esta modalidad podría ser atractiva ya que se produciría metano sintético que podría usarse para generar electricidad e incluso para usarse como gas natural comprimido en el transporte (y, en una derivada más, queroseno de síntesis mediante procesos Power to Liquid).

Conforme con lo comentado, el uso del hidrógeno verde como solución de almacenamiento a gran escala parece tener más atractivo en las islas de Lanzarote y Fuerteventura. Sin embargo,

no necesariamente tienen por qué ser las únicas que usen esta tecnología en el futuro. Los sistemas de producción de hidrógeno verde pueden considerarse, en sí mismos, como soluciones de almacenamiento incentivando que una parte del hidrógeno producido pueda ser usado para generar electricidad, en función de la necesidad, a pesar de que el objetivo inicial hubiera sido su uso en el transporte. De la misma forma, incluso en el caso de las islas de Fuerteventura y Lanzarote, no necesariamente se tiene por qué escoger esta tecnología. Otra solución que ha sido históricamente valorada es la repotenciación de la interconexión entre ambas islas, y una nueva interconexión eléctrica entre Fuerteventura y Gran Canaria. Estas soluciones ayudarían a mejorar la gestión de las renovables instaladas en dichas islas usando como soporte los sistemas de almacenamiento a gran escala que se ejecuten en Gran Canaria. Naturalmente, en este supuesto no bastaría sólo con la central de Chira-Soria para proveer la capacidad necesaria para garantizar la calidad y seguridad de suministro en las tres islas interconectadas (Lanzarote, Fuerteventura y Gran Canaria).

Hasta el momento el electrolizador de mayor capacidad instalado es de 20 MW. Éste ha sido fabricado por Air Liquide e Hydrogenics y se encuentra operativo en una planta en Québec (Canada). Adicionalmente, se acaba de activar otro proyecto llamado Refhyne II, cofinanciado por la Comisión Europea con 32,4 M€, para la construcción de un segundo electrolizador de 100 MW a instalar en Rheinland (Alemania) antes del año 2025.

En lo que respecta a la ocupación espacial requerida por un sistema de estas características, conviene comentar que un electrolizador comercial de 10 MW necesita un container de 40 pies para la unidad de electrolización y hasta 5 containers de 20 pies para instalar los sistemas auxiliares. El área de ocupación sería, por tanto, de 104 m² sin contar con los tanques de almacenamiento propiamente dichos. Se muestra, a continuación, las dimensiones de un electrolizador de 10 MW ubicado en la planta Shell de Rheinland, proyecto Refhyne.



Ilustración 23. Electrolizador de 10 MW. Proyecto Refhyne

La capacidad de almacenamiento dependerá directamente del número de depósitos instalados. Así pues, con un electrolizador de 10 MW se produciría en nominal 178,6 kgH₂/h (1.178 tH₂/año). Si se considerara una capacidad de almacenamiento correspondiente a dos días, los tanques deberían tener una capacidad conjunta de 7.248 kgH₂. La densidad del

hidrógeno a 350 bares es de 23,11 kg/m³, lo que supone una capacidad total de 313,6 m³. Para obtener ese volumen de almacenamiento se necesitarían 20 tanques de 5 metros de largo por 2 de diámetro. El área ocupada por estos tanques sería de 200 m² si bien debe considerarse un incremento de esta área de aproximadamente el 20% como consecuencia de los pasillos que deben reservarse para ciertas operaciones de instalación y mantenimiento. **Por todo lo anterior, para disponer de un sistema de almacenamiento de hidrógeno de 10 MW con capacidad para dos días de suministro, el área dedicada a producción y almacenamiento ascendería a unos 350 m².**

En lo que se refiere a la eficiencia energética, si tenemos en cuenta el ciclo conjunto de producción de hidrógeno con electricidad y producción de electricidad con hidrógeno, tal como se determinó en el apartado 5.3 se conseguiría una eficiencia global del 33%.

Como primera aproximación, sobre la demanda de hidrógeno asociada a la capacidad de almacenamiento instalada a gran escala, se puede considerar las estimaciones expuestas en el apartado 3.3 de la Estrategia de almacenamiento energético de Canarias donde se precisa la siguiente tabla resumen.

Alternativas de almacenamiento energético propuestas por islas								
Isla	Cap. Nivel Usuario	Cap. Nivel Redes	Cap. Gran Escala	CAPEX	Ahorro usuario autoconsumo	OPEX S.E	Cobertura EERR en S.E	TIR
	MWh	MWh	MWh	M€	k€	k€	%	%
Lanzarote	246,3	178,5	1.400	725,2	18.949,0	4.686	99,5%	1,4%
Fuerteventura	263,0	132,7	800	605,5	14.087,7	2.326	100,0%	0,3%
Gran Canaria	1.462,6	293,1	4.400	3.522,9	100.656,4	22.397	99,6%	1,4%
Tenerife	2.175,2	140,0	3.000	4.227,0	92.811,6	7.581	99,7%	-0,5%
La Gomera*	50,0	40,0	290*	143,4	2.301,4	1.533	95,2%	2,5%
La Palma	180,1	0,0	700	452,4	8.862,6	2.574	95,7%	-0,1%
El Hierro	35,2	2,1	150	86,8	1.757,7	142	99,5%	0,2%

* Las necesidades de almacenamiento a gran escala sería proveídas en este caso por la isla de Tenerife.

Tabla 60. Alternativas de almacenamiento energético propuestas por islas

Asumiendo que las necesidades de las islas de El Hierro, La Palma, La Gomera, Tenerife y Gran Canaria podrían quedar resueltas con soluciones de bombes reversibles, se determina que como máximo se necesitaría cubrir con tecnologías del hidrógeno los 2.200 MWh restantes de capacidad correspondientes con las estimaciones para Lanzarote y Fuerteventura.

Para obtener esa capacidad durante 48 horas se necesitaría la reconversión mediante motores de hidrógeno, o pilas de combustible, de hasta un total de 46 MW. Instalaciones de estas características operarían fundamentalmente en horas punta considerándose un tramo de aproximadamente unas 8 horas por día, lo que supone 2.920 horas al año.

Se sabe que la eficiencia de una pila de combustible ronda el 50% mientras que para un motor de hidrógeno se sitúa sobre el 30%. Sin embargo, las mayores prestaciones en cuanto a aporte de inercia de los motores de hidrógeno hacen recomendar que aproximadamente del 30% de la producción eléctrica asociada a tecnologías del hidrógeno debieran proceder de motores para asegurar la provisión de servicios complementarios de ajuste al sistema.

Asumiendo los números anteriores, se puede estimar que de los 133.833 MWh/año (45,8 MW x 2.920 horas/año), 93.683 MWh/año podrían ser generados con pilas de combustible de

hidrógeno mientras que los 40.150 MWh/años restantes provendrían de motores de hidrógeno.

La energía eléctrica de cada opción tecnológica es convertida a energía térmica asumiendo los rendimientos medios de las pilas de combustible y los motores de hidrógeno. Asimismo, sabiendo que el poder calorífico inferior del hidrógeno es de 33,7 kWh/kgH₂, se necesitarían, anualmente, 5.560 tH₂ para producir 93.683 MWh eléctricos con pilas de combustible y 3.404 tH₂ para generar 40.150 MWh eléctricos con motores. Por todo este razonamiento, como máximo se necesitarían 8.964 tH₂/año para la consideración del hidrógeno como solución de almacenamiento a gran escala.

Se presenta en la siguiente tabla la proyección del hidrógeno necesario para almacenamiento energético, por islas y años, para el conjunto de Canarias.

Cantidad de hidrógeno necesaria para almacenamiento energético (tH ₂ /año)								
Años	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2020	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2021	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2022	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2023	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2024	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2025	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2026	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2027	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2028	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2029	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2030	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2031	0,0	0,0	448,2	448,2	0,0	0,0	0,0	896,4
2032	0,0	0,0	896,4	896,4	0,0	0,0	0,0	1.792,8
2033	0,0	0,0	1.344,6	1.344,6	0,0	0,0	0,0	2.689,1
2034	0,0	0,0	1.792,8	1.792,8	0,0	0,0	0,0	3.585,5
2035	0,0	0,0	2.241,0	2.241,0	0,0	0,0	0,0	4.481,9
2036	0,0	0,0	2.689,1	2.689,1	0,0	0,0	0,0	5.378,3
2037	0,0	0,0	3.137,3	3.137,3	0,0	0,0	0,0	6.274,7
2038	0,0	0,0	3.585,5	3.585,5	0,0	0,0	0,0	7.171,1
2039	0,0	0,0	4.033,7	4.033,7	0,0	0,0	0,0	8.067,4
2040	0,0	0,0	4.481,9	4.481,9	0,0	0,0	0,0	8.963,8

Tabla 61. Cantidad de hidrógeno necesaria para almacenamiento energético (tH₂/año)

Nuevamente, se trata de una estimación de máximos, dependiente de la estrategia que, finalmente, sea adoptada en el Plan de Transición Energética de Canarias (PTECan). Por ello, las cantidades estimadas podrían cambiar en función de la isla e incluso la cantidad que se destina a cada subsector.

7.6.6. Resumen de demanda máxima de hidrógeno por subsectores

A modo de resumen del análisis llevado a cabo a lo largo del apartado 7.6, se expone en el siguiente cuadro la demanda de hidrógeno máxima total para Canarias por años en el horizonte comprendido entre los años 2020 y 2040.

Los consumos previstos en el horizonte comprendido entre los años 2020 y 2022 sólo se refieren a la cantidad asociada a los proyectos que ya se encontrarían operativos, si bien a

partir del 2023 se considera un aumento gradual de la demanda de hidrógeno hasta alcanzar el máximo previsto en el año 2040.

Demanda de hidrógeno por subsectores (tH ₂ /año)						
Año	Movilidad terrestre	Transporte marítimo interinsular	Transporte aéreo interinsular	Re-electrificación Turístico e industrial	Almacenamiento energético	Total
2020	4	0	0	0	0	4
2021	4	0	0	0	0	4
2022	48	0	0	0	0	48
2023	105	0	0	445	0	550
2024	321	1.569	0	876	0	2.766
2025	566	2.205	0	1.064	0	3.835
2026	2.021	2.930	0	1.254	0	6.205
2027	6.613	3.765	1.761	1.526	0	13.666
2028	22.311	4.692	2.326	1.985	0	31.315
2029	26.008	5.714	2.883	2.425	0	37.030
2030	31.032	6.834	3.433	2.850	0	44.148
2031	39.503	10.608	3.976	3.261	896	58.245
2032	45.466	14.382	4.514	3.662	1.793	69.817
2033	56.668	18.156	5.048	4.055	2.689	86.616
2034	72.135	21.930	5.585	4.441	3.586	107.677
2035	82.628	25.704	6.116	4.824	4.482	123.754
2036	93.705	29.478	6.645	5.205	5.378	140.412
2037	104.502	33.252	7.725	6.015	6.275	157.768
2038	115.877	39.026	8.801	6.815	7.171	177.690
2039	127.838	45.800	9.873	7.614	8.067	199.193
2040	140.381	59.693	10.944	8.414	8.964	228.396

Tabla 62. Demanda de hidrógeno por subsectores (tH₂/año)

La demanda más significativa es la relativa al transporte terrestre por carretera la cual representaría el 61,5% del total, seguido del transporte marítimo con el 26,1%, el transporte aéreo con el 4,8%, el almacenamiento energético con el 3,9% y la re-electrificación en subsectores turístico e industrial con el 3,7%.

A modo de referencia inicial de lo que esto supondría en cuanto a medios disponibles para la producción de hidrógeno, con un electrolizador de 10 MW sería posible generar sobre las 1.200 tH₂/año, por tanto, para producir la cantidad de hidrógeno mencionada en la tabla anterior se necesitaría una potencia instalada en electrolizadores de, aproximadamente, 1.900 MW.

Lo descrito en la tabla anterior no viene a ser más que un escenario de máximos. Sí parece claro que para la descarbonización del transporte terrestre en vehículos de más de 3.500 kg, el transporte marítimo y el transporte aéreo las propuestas planteadas en los apartados 5.1, 5.4 y 5.5 son las más realistas de cuantas opciones hay disponibles. Aun así, puede darse el caso de que para algunos de los camiones o autobuses se opte por vehículos eléctricos y se pueda reducir, en parte, demanda de hidrógeno. Esta situación vendrá marcada por las propias leyes de mercado que dirigirán el sector en función de factores económicos.

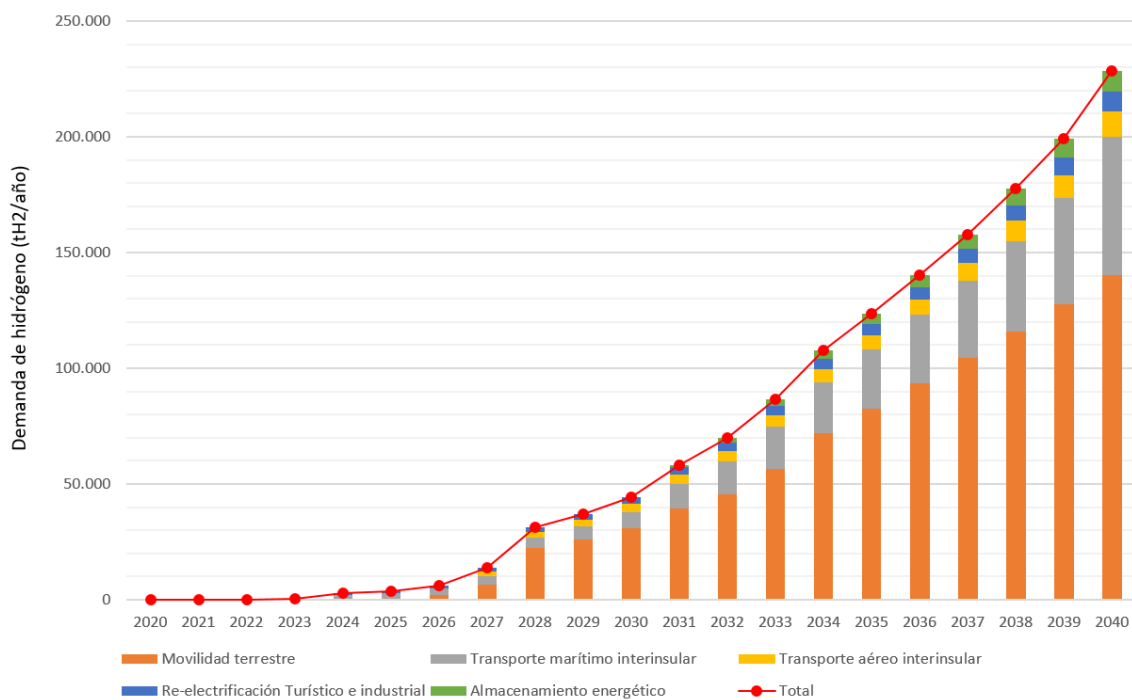


Ilustración 24. Estimación de demanda máxima de hidrógeno por año

7.7. Resultados del diagnóstico

De acuerdo con el procedimiento y las bases técnicas descritas a lo largo del apartado 7.5 de este documento, se realizó la modelización por isla de las capacidades para la generación de hidrógeno verde en cada una de ellas. Dichas capacidades están íntimamente ligadas a la disponibilidad de producción de electricidad renovable, evaluándose la puesta en marcha de centros de producción de hidrógeno aguas abajo de subestaciones eléctricas (SET) donde ya existe (o existiría en el futuro) potencia renovable instalada.

Las simulaciones se ejecutan considerando incrementos en la potencia del electrolizador desde 500 kW hasta valores próximos a la potencia renovable conectada en cada SET. Por ello, para cada SET se obtienen distintas configuraciones con diferentes capacidades de producción de hidrógeno y factores de carga de los electrolizadores.

A sabiendas de que se trata de sistemas que aún son caros, interesa que operen siempre próximos a su nivel nominal, por tanto, es prioritaria aquella solución en la cual la producción media horaria se sitúe próxima a su capacidad máxima de producción.

Una vez que se ha determinado la producción de hidrógeno para cada nodo de la red con disponibilidad de potencia renovable, hay que casarla con la demanda, escogiendo aquella configuración en la que se genere el hidrógeno demandado, (de ser posible) a la máxima capacidad de producción para hacer que el sistema sea lo más renovable y eficiente de cuantas opciones hubiera disponibles.

7.7.1. Tenerife

En el primero de los subapartados de este estudio se muestra la capacidad de producción de hidrógeno que existiría en la isla de Tenerife vinculado a centros de generación de hidrógeno distribuidos en la red eléctrica. Seguidamente, se expone la proyección de demanda por subsectores para, finalmente, realizar la casación de la oferta y la demanda y determinar qué medios serían requeridos en esta isla.

7.7.1.1 Capacidad de producción de hidrógeno

Según el reconocimiento realizado en la isla de Tenerife, existiría hasta un total de hasta 9 subestaciones eléctricas, de las 38 SET existentes, en las cuales se conectarían parques eólicos y plantas fotovoltaicas al sistema eléctrico de la isla. La potencia eólica en 2040 ascendería a 1.568 MW a lo que se sumaría unos 1.317 MW adicionales de potencia fotovoltaica según las cifras expuestas en el apartado 7.5.5 de este documento.

Se simulan distintos casos en función del tamaño considerado en cada centro de producción de hidrógeno. Se consideraría que hay un centro de producción de hidrógeno por cada nodo de red donde hay generación renovable, por lo que, inicialmente, se proponen hasta 9 centros de producción, si bien la elección del número y capacidad de estas instalaciones dependería de la casación entre la oferta y la demanda de hidrógeno verde.

En la primera tabla se muestra en las columnas 3 y 4 la potencia renovable disponible y el tamaño del electrolizador considerado en cada caso de análisis. En las columnas 5 y 6 se muestra la producción total eólica y fotovoltaica mientras que en la columna 7 se presenta la

cantidad de energía consumida por el electrolizador para producir hidrógeno. En las columnas 8 y 9 se expone la cantidad de hidrógeno que se obtendría en esa configuración tanto en términos de kgH₂/hora como en tH₂/año. También se muestra en la columna 10 la cantidad máxima que se obtendría durante cada hora para un año tipo. Como resultado general, en la última columna se muestra el factor de capacidad de cada configuración.

Análisis de producción de hidrógeno verde asociado a nodos de red con EERR en el sistema eléctrico de Tenerife										
Casos	Nombre Sub-estación	Potencia renovable (MW)	Electrolizador (MW)	Producción eólica total (MWh)	Producción FV total (MWh)	Producción EERR destinada a H ₂ (MWh)	H ₂ producido (kgH ₂ /h)	H ₂ producido anual (tH ₂ /año)	Prod. máxima (kgH ₂ /h)	Factor capacidad (%)
1	Teno	12,9	0,3	43.513,8	0,0	2.578,5	4,1	36,2	4,5	91,2%
2		12,9	0,5	43.513,8	0,0	4.203,0	6,4	56,5	7,6	85,3%
3		12,9	1,0	43.513,8	0,0	7.906,2	11,1	97,6	15,1	73,8%
4		12,9	1,5	43.513,8	0,0	11.223,2	14,7	128,8	22,7	64,9%
5		12,9	2,0	43.513,8	0,0	14.245,2	17,6	154,1	30,2	58,2%
6		12,9	2,5	43.513,8	0,0	16.978,8	20,0	175,2	37,8	53,0%
7		12,9	3,0	43.513,8	0,0	19.448,3	22,0	192,9	45,3	48,6%
8		12,9	3,5	43.513,8	0,0	21.699,0	23,7	207,3	52,9	44,7%
9		12,9	4,0	43.513,8	0,0	23.767,0	24,9	218,1	60,4	41,2%
10		12,9	4,5	43.513,8	0,0	25.669,2	25,6	224,2	68,0	37,6%
11		12,9	5,0	43.513,8	0,0	27.452,2	25,7	224,8	69,8	36,8%
12		12,9	5,5	43.513,8	0,0	29.114,7	25,7	224,8	69,8	36,8%
13	Arico II	68.9 eólica + 49.1 FV	1,0	170.731,3	125.867,4	8.702,1	15,0	131,5	15,1	99,3%
14		68.9 eólica + 49.1 FV	5,0	170.731,3	125.867,4	40.699,2	70,2	615,0	75,5	92,9%
15		68.9 eólica + 49.1 FV	10,0	170.731,3	125.867,4	76.050,8	131,2	1.149,1	151,1	86,8%
16		68.9 eólica + 49.1 FV	15,0	170.731,3	125.867,4	107.210,1	184,9	1.619,9	226,6	81,6%
17		68.9 eólica + 49.1 FV	20,0	170.731,3	125.867,4	135.193,4	233,2	2.042,8	302,2	77,2%
18		68.9 eólica + 49.1 FV	25,0	170.731,3	125.867,4	160.813,5	277,4	2.429,9	377,7	73,4%
19		68.9 eólica + 49.1 FV	30,0	170.731,3	125.867,4	184.446,4	318,1	2.787,0	453,3	70,2%
20	Granadilla	88,6	5,0	321.282,3	0,0	41.585,5	71,7	628,4	75,5	94,9%
21		88,6	10,0	321.282,3	0,0	77.356,4	133,4	1.168,8	151,1	88,3%
22		88,6	15,0	321.282,3	0,0	109.007,7	188,0	1.647,1	226,6	83,0%
23		88,6	20,0	321.282,3	0,0	136.968,3	236,3	2.069,6	302,2	78,2%
24		88,6	25,0	321.282,3	0,0	161.513,2	278,6	2.440,4	377,7	73,8%
25		88,6	30,0	321.282,3	0,0	183.186,8	316,0	2.767,9	453,3	69,7%
26	PP.EE.2	88,6	5,0	336.593,4	0,0	41.685,7	71,9	629,9	75,5	95,2%
27		88,6	15,0	336.593,4	0,0	108.174,8	186,6	1.634,5	226,6	82,3%
28		88,6	20,0	336.593,4	0,0	135.213,0	233,2	2.043,0	302,2	77,2%
29		88,6	25,0	336.593,4	0,0	158.796,3	273,9	2.399,4	377,7	72,5%
30		88,6	30,0	336.593,4	0,0	179.729,9	310,0	2.715,7	453,3	68,4%
31		88,6	35,0	336.593,4	0,0	198.497,0	342,4	2.999,3	528,8	64,7%
32		88,6	40,0	336.593,4	0,0	215.741,5	372,1	3.259,8	604,4	61,6%
33	ITER	169.6 eólica + 301.5 FV	15,0	674.817,3	560.186,3	125.256,7	216,1	1.892,6	226,6	95,3%
34		169.6 eólica + 301.5 FV	30,0	674.817,3	560.186,3	237.962,1	410,5	3.595,6	453,3	90,5%
35		169.6 eólica + 301.5 FV	45,0	674.817,3	560.186,3	341.457,2	589,0	5.159,4	679,9	86,6%
36		169.6 eólica + 301.5 FV	60,0	674.817,3	560.186,3	436.412,0	752,8	6.594,1	906,6	83,0%
37		169.6 eólica + 301.5 FV	70,0	674.817,3	560.186,3	495.559,3	854,8	7.487,8	1.057,7	80,8%
38		169.6 eólica + 301.5 FV	80,0	674.817,3	560.186,3	551.902,4	952,0	8.339,2	1.208,8	78,8%
39	Abona	178.3 MW	15,0	530.432,2	0,0	114.330,6	197,2	1.727,5	226,6	87,0%
40		178.3 MW	30,0	530.432,2	0,0	200.559,7	345,9	3.030,4	453,3	76,3%
41		178.3 MW	40,0	530.432,2	0,0	246.579,7	425,3	3.725,8	604,4	70,4%
42		178.3 MW	50,0	530.432,2	0,0	286.097,5	493,5	4.322,9	755,5	65,3%

43		178.3 MW	60,0	530.432,2	0,0	321.051,7	553,8	4.851,0	906,6	61,1%
44	Porís Abona	227.6 eólica + 263.8 FV	30,0	735.783,5	461.049,2	237.173,7	409,1	3.583,7	453,3	90,2%
45		227.6 eólica + 263.8 FV	50,0	735.783,5	461.049,2	371.574,9	640,9	5.614,4	755,5	84,8%
46		227.6 eólica + 263.8 FV	70,0	735.783,5	461.049,2	490.501,6	846,1	7.411,4	1.057,7	80,0%
47		227.6 eólica + 263.8 FV	80,0	735.783,5	461.049,2	545.498,5	940,9	8.242,4	1.208,8	77,8%
48		227.6 eólica + 263.8 FV	90,0	735.783,5	461.049,2	597.936,1	1.031,4	9.034,7	1.359,9	75,8%
49		227.6 eólica + 263.8 FV	100,0	735.783,5	461.049,2	648.316,3	1.118,3	9.796,0	1.511,0	74,0%
50	El Porís	285.6 eólica + 273.9 FV	50,0	861.315,7	508.905,5	377.249,8	650,7	5.700,2	755,5	86,1%
51		285.6 eólica + 273.9 FV	70,0	861.315,7	508.905,5	500.785,2	863,8	7.566,8	1.057,7	81,7%
52		285.6 eólica + 273.9 FV	90,0	861.315,7	508.905,5	612.837,4	1.057,1	9.259,9	1.359,9	77,7%
53		285.6 eólica + 273.9 FV	100,0	861.315,7	508.905,5	665.386,3	1.147,7	10.053,9	1.511,0	76,0%
54		285.6 eólica + 273.9 FV	110,0	861.315,7	508.905,5	715.934,4	1.234,9	10.817,7	1.662,1	74,3%
55		285.6 eólica + 273.9 FV	120,0	861.315,7	508.905,5	762.070,7	1.314,5	11.514,8	1.813,2	72,5%
56	Tagoro	294.5 eólica + 408.3 FV	60,0	834.762,1	698.368,9	437.667,2	754,9	6.613,1	906,6	83,3%
57		294.5 eólica + 408.3 FV	80,0	834.762,1	698.368,9	554.841,5	957,0	8.383,6	1.208,8	79,2%
58		294.5 eólica + 408.3 FV	100,0	834.762,1	698.368,9	663.160,5	1.143,9	10.020,3	1.511,0	75,7%
59		294.5 eólica + 408.3 FV	110,0	834.762,1	698.368,9	714.648,8	1.232,7	10.798,2	1.662,1	74,2%
60		294.5 eólica + 408.3 FV	120,0	834.762,1	698.368,9	761.977,8	1.314,3	11.513,4	1.813,2	72,5%
61		294.5 eólica + 408.3 FV	130,0	834.762,1	698.368,9	765.896,4	1.321,1	11.572,6	1.964,3	67,3%

Tabla 63. Análisis de producción de hidrógeno verde asociado a nodos de red con EERR en el sistema eléctrico de Tenerife

La primera conclusión que puede ser extraída de este análisis es que cuanto mayor es el tamaño del electrolizador menor es el factor de capacidad. Esta situación se produce porque aunque aumenta la demanda de energía del electrolizador, la generación renovable se mantiene constante, usándose cada vez más este equipo para la gestión de desvíos de generación renovable no gestionable. Por ello, a voz de pronto, parece interesar más la apuesta por tener 9 centros de generación de menor capacidad que uno solo con una gran capacidad.

La máxima capacidad de hidrógeno existente en Tenerife, seleccionando la opción de mayor potencia de electrolizador en cada uno de los nueve centros de producción de hidrógeno, ascendería a la cantidad de 55.113,1 tH₂/año. La gran mayoría de estos centros de producción se encuentran en el sureste de la isla, sumando una potencia de 595 MW en electrolizadores.

La siguiente tabla muestra las necesidades espaciales de cada una de las 61 soluciones propuestas en el estudio para Tenerife.

Necesidades espaciales de los centros de producción de hidrógeno estimados						
Casos	Nº de electrolizadores	Área ocupada por electrolizadores (m ²)	Nº de depósitos	Área ocupada electrolizadores (m ²)	Sistemas auxiliares (m ²)	Área total (m ²)
Teno						

1	1	28	1	10	14	52
2	1	28	1	10	14	52
3	1	28	1	10	14	52
4	2	56	2	20	28	104
5	3	84	2	20	42	146
6	7	196	3	30	98	324
7	10	280	3	30	140	450
8	13	364	4	40	182	586
9	17	476	4	40	238	754
10	20	560	5	50	280	890
11	23	644	5	50	322	1.016
12	27	756	5	50	378	1.184
Arico II						
13	2	56	1	10	28	94
14	3	84	5	50	42	176
15	7	196	10	100	98	394
16	10	280	15	150	140	570
17	13	364	20	200	182	746
18	17	476	25	250	238	964
19	20	560	30	300	280	1.140
Granadilla						
20	3	84	5	50	42	176
21	7	196	10	100	98	394
22	10	280	15	150	140	570
23	13	364	20	200	182	746
24	17	476	25	250	238	964
25	20	560	30	300	280	1.140
PP.EE.2						
26	3	84	5	50	42	176
27	7	196	15	150	98	444
28	10	280	20	200	140	620
29	13	364	25	250	182	796
30	17	476	30	300	238	1.014
31	20	560	35	350	280	1.190
32	23	644	40	400	322	1.366
ITER						
33	10	280	15	150	140	570
34	20	560	30	300	280	1.140
35	25	700	45	450	350	1.500
36	30	840	60	600	420	1.860
37	35	980	70	700	490	2.170
38	40	1.120	80	800	560	2.480
Abona						
39	10	280	15	150	140	570
40	20	560	30	300	280	1.140
41	25	700	40	400	350	1.450
42	30	840	50	500	420	1.760
43	35	980	60	600	490	2.070
Porís Abona						
44	20	560	30	300	280	1.140
45	30	840	50	500	420	1.760
46	35	980	70	700	490	2.170
47	40	1.120	80	800	560	2.480
48	45	1.260	90	900	630	2.790
49	50	1.400	100	1.000	700	3.100
El Porís						
50	30	840	50	500	420	1.760
51	40	1.120	70	700	560	2.380

52	45	1.260	90	900	630	2.790
53	50	1.400	100	1.000	700	3.100
54	55	1.540	110	1.100	770	3.410
55	60	1.680	120	1.200	840	3.720
Tagoro						
56	40	1.120	60	600	560	2.280
57	45	1.260	80	800	630	2.690
58	50	1.400	100	1.000	700	3.100
59	55	1.540	110	1.100	770	3.410
60	60	1.680	120	1.200	840	3.720
61	65	1.820	130	1.300	910	4.030

Tabla 64. Necesidades espaciales de los centros de producción de hidrógeno estimados

Por otra parte, en las gráficas expuestas a continuación, se sintetiza la relación existente entre el aumento de la potencia del electrolizador y la reducción de la capacidad de estos sistemas. En la segunda de las imágenes expuesta para cada caso, no sólo se muestra la capacidad nominal de generación de hidrógeno cada hora, sino que, incluso, se representa el valor máximo que se conseguiría durante un año tipo y el valor que se obtendría si el electrolizador operara al 100% durante todas las horas del año.

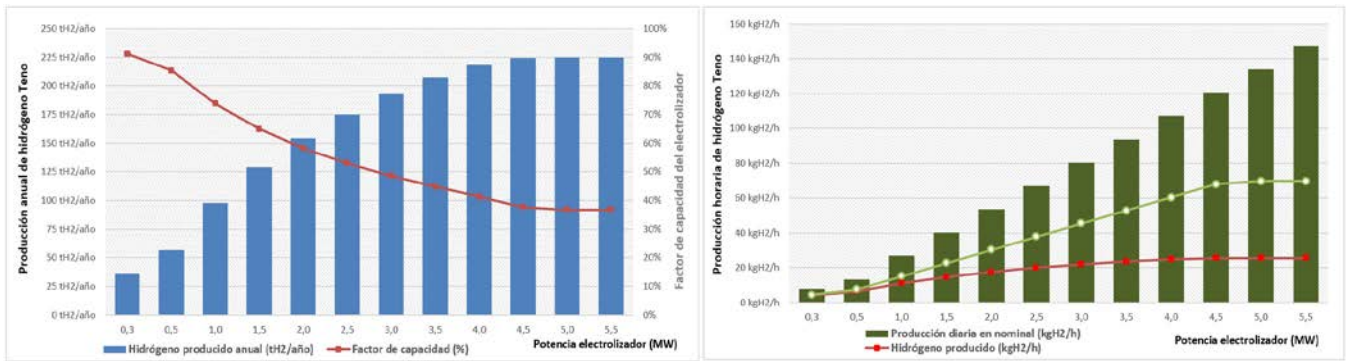


Ilustración 25. Comparativa entre la producción anual y horaria de hidrógeno con condiciones óptimas. Teno

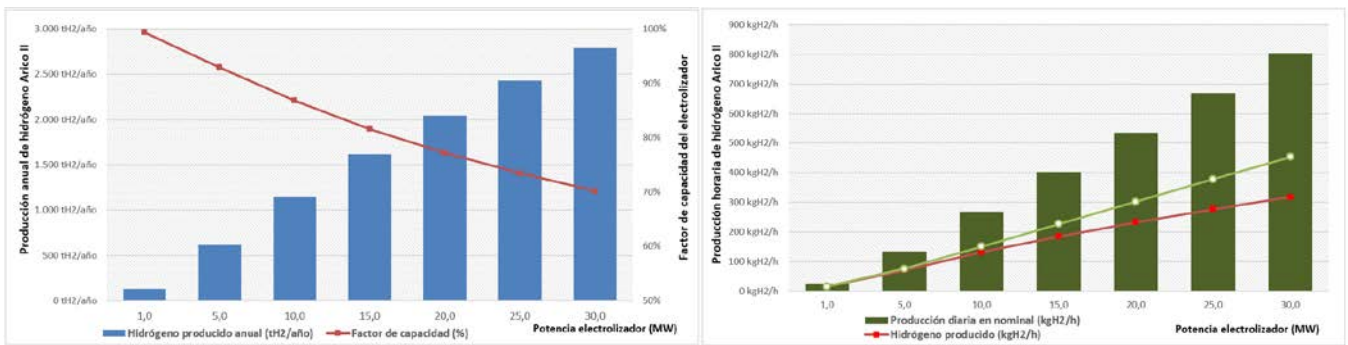


Ilustración 26. Comparativa entre la producción anual y horaria de hidrógeno con condiciones óptimas. Arico II

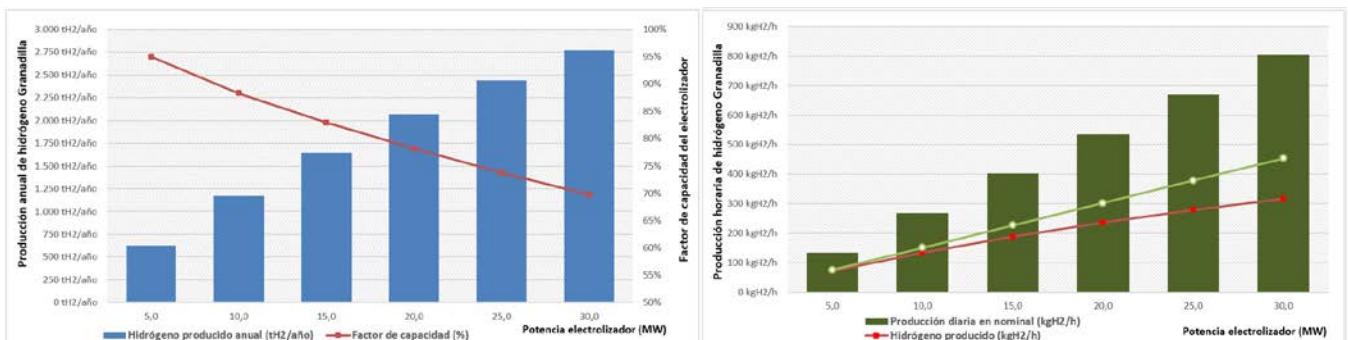


Ilustración 27. Comparativa entre la producción anual y horaria de hidrógeno con condiciones óptimas. Granadilla

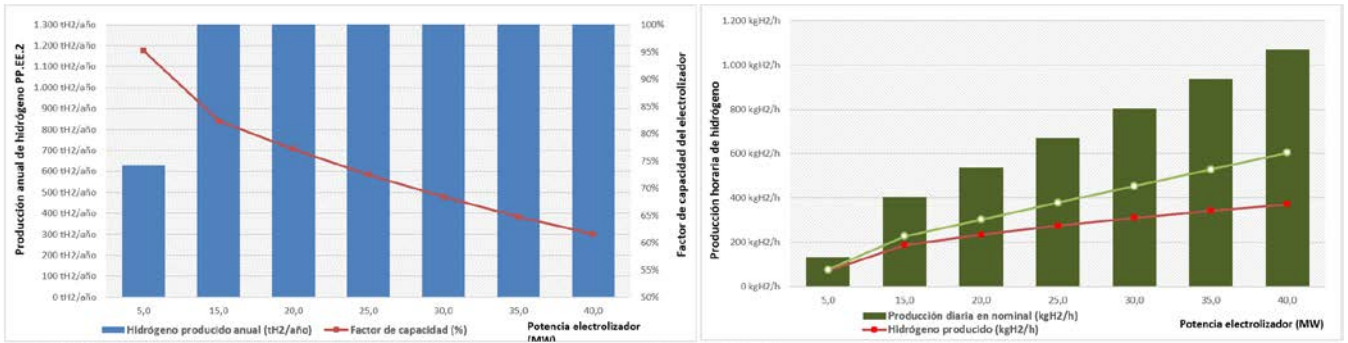


Ilustración 28. Comparativa entre la producción anual y horaria de hidrógeno con condiciones óptimas. PP.EE 2

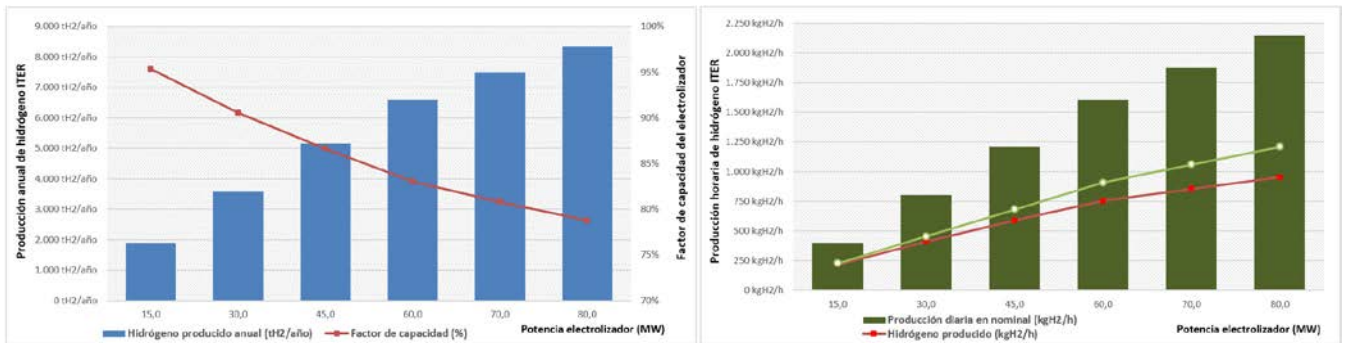


Ilustración 29. Comparativa entre la producción anual y horaria de hidrógeno con condiciones óptimas. ITER

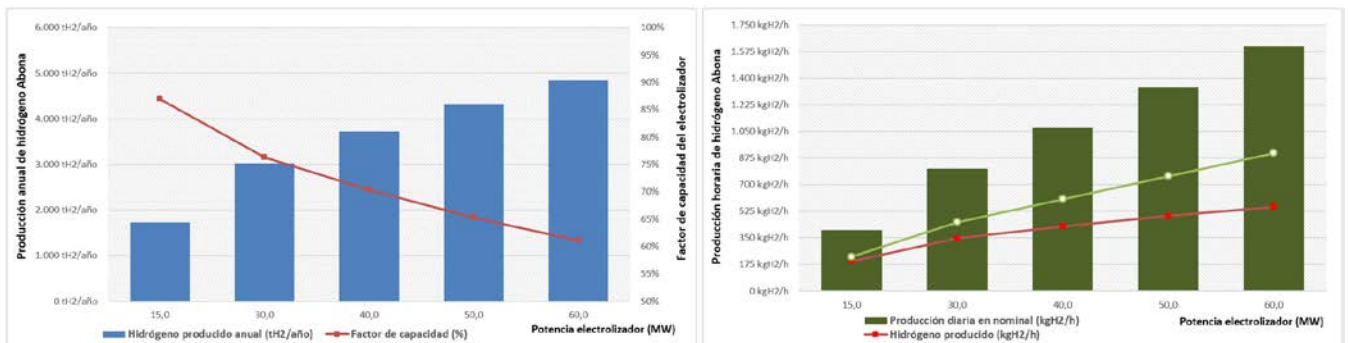


Ilustración 30. Comparativa entre la producción anual y horaria de hidrógeno con condiciones óptimas. El Porís de Abona

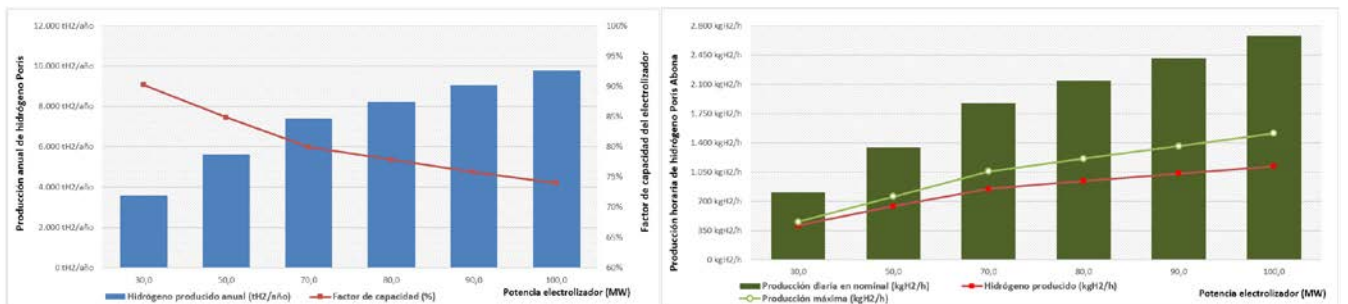


Ilustración 31. Comparativa entre la producción anual y horaria de hidrógeno con condiciones óptimas. El Porís de Abona

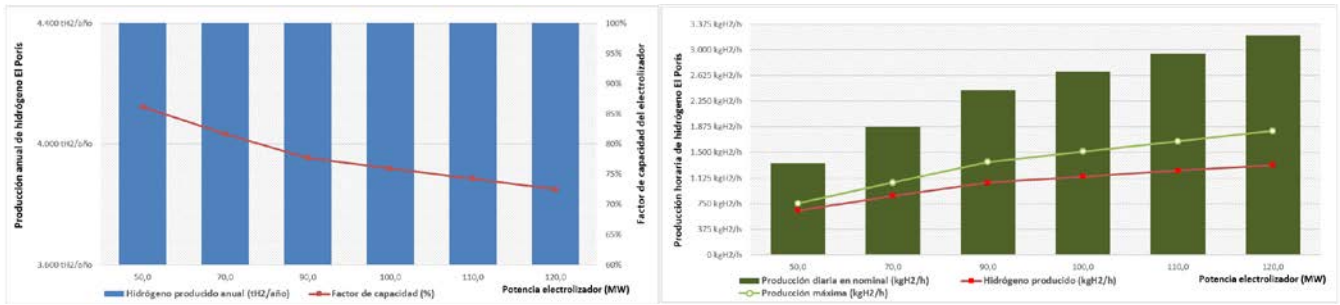


Ilustración 32. Comparativa entre la producción anual y horaria de hidrógeno con condiciones óptimas. El Porís

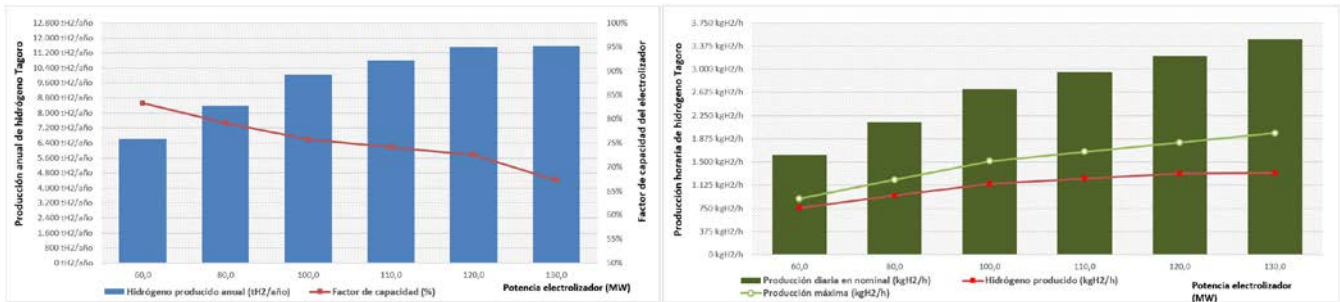


Ilustración 33. Comparativa entre la producción anual y horaria de hidrógeno con condiciones óptimas. Tagoro

De acuerdo con los resultados obtenidos, para la situación en la cual se instalaran los 595 MW en electrolizadores generando 55.113,1 tH₂/año, la **potencia media consumida ascendería a 416 MW, lo que supondría un factor de capacidad global de aproximadamente el 70%.**

7.7.1.2 Demanda de hidrógeno insularizada

Según el reconocimiento realizado en el apartado 7.6 del presente documento, se muestra, a continuación, la distribución por sectores de la demanda de hidrógeno verde por años para atender al transporte terrestre por carretera, el transporte marítimo (producción de amoníaco), el transporte aéreo (producción de queroseno) y la re-electrificación del sector turístico e industrial.

Demanda de hidrógeno por subsectores en Tenerife (tH ₂ /año)							
Año	Movilidad terrestre	Transporte marítimo interinsular	Transporte aéreo interinsular	Re-electrificación Turístico e industrial	Almacenamiento energético	Total	
2020	4	0	0	0	0	4	
2021	4	0	0	0	0	4	
2022	13	0	0	0	0	13	
2023	30	0	0	182	0	212	
2024	95	979	0	360	0	1.434	
2025	175	1.376	0	439	0	1.990	
2026	645	1.828	0	526	0	2.999	
2027	2.177	2.349	506	642	0	5.674	
2028	7.543	2.927	666	837	0	11.973	
2029	9.008	3.565	822	1.026	0	14.420	
2030	10.985	4.264	975	1.209	0	17.433	
2031	13.985	6.257	1.126	1.387	0	22.755	
2032	16.095	8.250	1.274	1.562	0	27.181	
2033	20.061	10.243	1.421	1.733	0	33.459	
2034	25.536	12.236	1.567	1.903	0	41.242	
2035	29.251	14.229	1.711	2.072	0	47.263	
2036	33.172	16.222	1.855	2.240	0	53.489	
2037	36.994	18.215	2.153	2.593	0	59.955	

2038	41.021	21.208	2.448	2.945	0	67.622
2039	45.255	24.201	2.742	3.297	0	75.495
2040	49.695	27.521	3.035	3.649	0	83.901

Tabla 65. Demanda de hidrógeno por subsectores en Tenerife (tH₂/año)

La demanda de hidrógeno en Tenerife ascendería a 17.433 tH₂ para el año 2030 y a 83.901 tH₂ para 2040. La mayor parte de la demanda en el año 2040 se asociaría con el transporte terrestre por carretera (59%), seguido del transporte marítimo (33%), la re-electrificación (4,3%) y el transporte aéreo interinsular (3,6%).

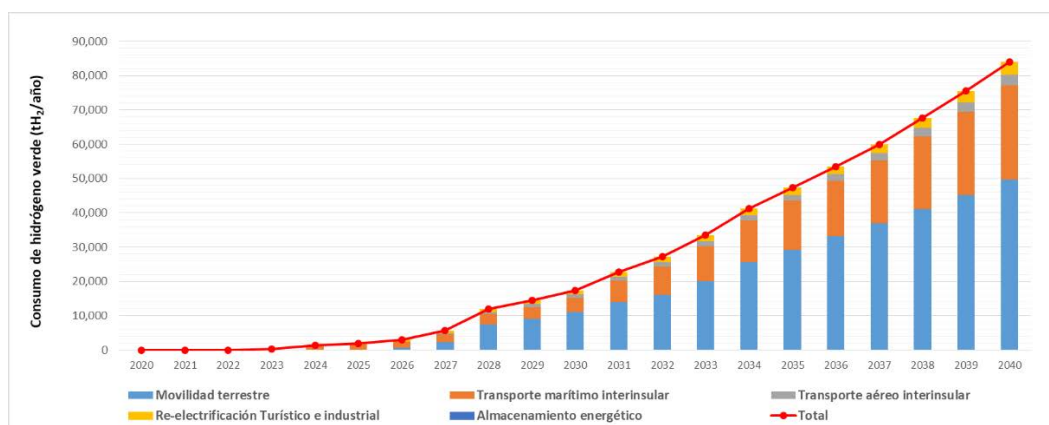


Ilustración 34. Estimación de demanda máxima de hidrógeno por año para Tenerife

Se comprueba con ello que en la isla de Tenerife sería posible generar mayor cantidad de hidrógeno de la que se necesita para cubrir la demanda de estos sectores. Cualquier aumento deseado de la producción de hidrógeno sería posible, pero siempre y cuando se aumente la potencia renovable instalada y la capacidad de producción de hidrógeno de los electrolizadores.

7.7.1.3 Casación de la oferta con la demanda de hidrógeno

Conocidas las demandas y las capacidades de producción, se puede determinar la configuración óptima en cuanto a la cantidad de hidrógeno generada por potencia instalada en electrolizadores. Esta situación se presenta tanto para el año 2030 como para el año 2040.

Para satisfacer la demanda en el año 2030, bastaría con la puesta en marcha de dos centrales de producción de hidrógeno siendo quizás la alternativa más adecuada su asociación con la generación renovable vinculada al área que actualmente se conecta con la subestación de El Porís y Porís de Abona. La potencia renovable total de estas áreas, así como la capacidad de electrolización requerida, se muestran en la siguiente tabla:

Sistemas de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrógeno en Tenerife en el año 2030										
Punto de conexión aprox.	Pot. EERR (MW)	Electrolizador (MW)	Prod. eólica total (MWh)	Prod. FV total (MWh)	Prod.EERR destinada a H ₂ (MWh)	H ₂ producido (kgH ₂ /h)	H ₂ producido anual (tH ₂ /año)	Prod. máxima (kgH ₂ /h)	Factor de capacidad (%)	Pot. media electrol. (kW)
El Porís	285,6 eólica + 273,9 FV	100,0	861.315,7	508.905,5	665.386,3	1.147,7	10.053,9	1.511,0	76,0%	75.957
Porís Abona	227,6 eólica + 263,8 FV	70,0	735.783,5	461.049,2	490.501,6	846,1	7.411,4	1.057,7	80,0%	55.993
TOTAL		170,0	1.597.099,2	969.954,7	1.155.887,9	1.993,8	17.465,3	2.568,7	78,0%	131.950

Tabla 66 Sistemas de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrógeno en Tenerife en el año 2030

Para el año 2040 habría que incrementar la potencia instalada en electrolizadores hasta los 840 MW si se quiere descarbonizar el transporte terrestre pesado, el transporte marítimo interinsular y el transporte aéreo interinsular. La solución en la que se conseguiría el mayor factor de capacidad sería con la puesta en marcha de 11 centros de producción situados próximos a las áreas donde se encuentran las subestaciones eléctricas de Arico II, El Porís, Tagoro, Porís de Abona, Abona e ITER. A pesar de que la potencia nominal de estos sistemas ascendería a 840 MW, la potencia media demandada por los electrolizadores se situaría en 638 MW, lo que supone un factor de capacidad del 75,7%. El sobredimensionamiento mencionado es necesario para poder lidiar con el recurso renovable intermitente de los parques eólicos y plantas fotovoltaicas instaladas en la isla.

Sistemas de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrógeno en Tenerife en el año 2040										
Punto de conexión aprox.	Pot. EERR (MW)	Electrolizador (MW)	Prod. eólica total (MWh)	Prod. FV total (MWh)	Prod.EERR destinada a H ₂ (MWh)	H ₂ producido (kgH ₂ /h)	H ₂ producido anual (tH ₂ /año)	Prod. máxima (kgH ₂ /h)	Factor de capacidad (%)	Pot. media electrol. (kW)
Arico II	68,9 eólica + 49,1 FV	10,0	170.731,3	125.867,4	76.050,8	132,2	1.149,1	151,1	86,8%	8.682
El Porís	285,6 eólica + 273,9 FV	90,0	861.315,7	508.905,5	612.837,4	1.057,1	9.259,9	1.359,9	77,7%	69.959
		110,0			715.934,4	1.234,9	10.817,7	1.662,1	74,3%	81.728
Tagoro	294,5 eólica + 408,3 FV	110,0	834.762,1	698.368,9	714.649	1.232,7	10.798,2	1.662,1	74,2%	81.581
		120,0			761.978	1.314,3	11.513,4	1.813,2	72,5%	86.984
Porís Abona	227,6 eólica + 263,8 FV	80,0	735.783,5	461.049,2	545.498,5	940,9	8.242,4	1.208,8	77,8%	62.241
		100,0			648.316,3	1.118,3	9.796,0	1.511,0	74,0%	74.009
Abona	178,3 eólica	30,0	530.432,2	-	200.559,7	345,9	3.030,4	453,3	76,3%	22.895
		40,0			246.579,7	425,3	3.725,8	604,4	70,4%	28.148
ITER	169,6 eólica + 301,5 FV	70	674.817,3	560.186,3	495.559,3	854,8	7.487,8	1.057,7	80,8%	56.571
		80			551.902,4	952,0	8.339,2	1.208,8	78,8%	63.003
TOTAL		840,0	3.807.842,0	2.354.377,3	5.569.865,0	9.607,3	84.158,9	12.692,3	75,7%	635.829

Tabla 67. Sistemas de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrógeno en Tenerife en el año 2040

En la siguiente ilustración se muestra la ubicación aproximada de cada uno de los centros de producción de hidrógeno estimados para cubrir la demanda en el año 2040, indicando, con una leyenda de colores, sus factores de capacidad. Además, el tamaño del marcador está asociado con la capacidad de producción de cada instalación conforme con la tabla anterior. Esta capacidad de producción anual también se incluye en la infografía, refiriéndose a valores en tH₂/año.

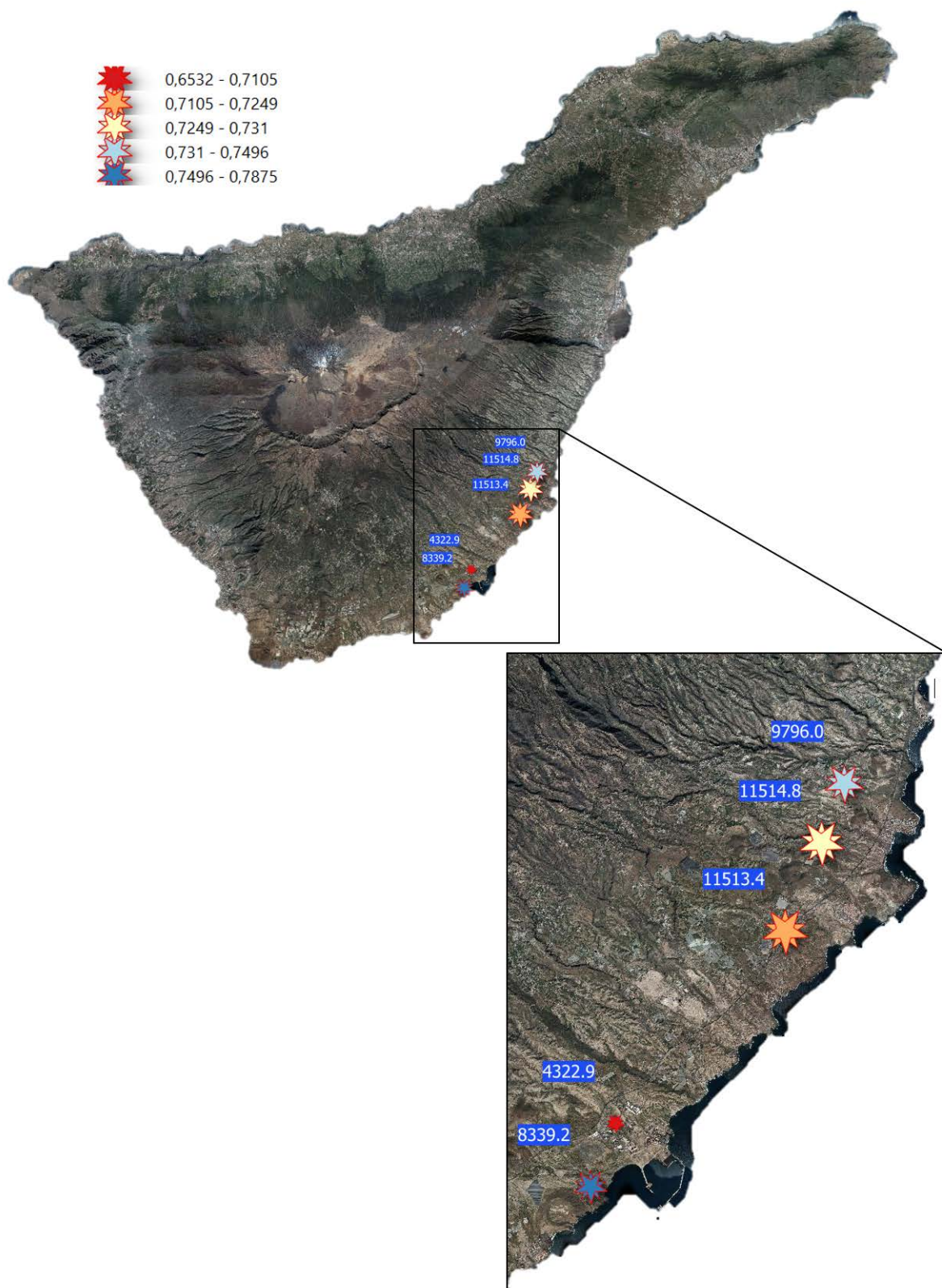


Ilustración 35. Ubicación aproximada de centros de producción de hidrógeno en Tenerife y capacidad en tH₂/año

7.7.2. Gran Canaria

Según el análisis de demanda, en Gran Canaria, como máximo se requeriría 17.991 tH₂ en el año 2030 y 98.876 tH₂ en el 2040 para soportar los consumos del transporte terrestre por

carretera, el transporte marítimo interinsular, el transporte aéreo interinsular y la re-electrificación de subsectores de difícil descarbonización con soluciones más estándares. La capacidad de producción también se podría repartir en varios centros de producción los cuales se situarían, mayoritariamente, en el sureste y noroeste de la isla. El estudio se realiza tanto desde el punto de vista de la generación como de la demanda para, finalmente, exponer cuál sería la casación óptima entre la oferta y la demanda.

7.7.2.1 Capacidad de producción de hidrógeno

En Gran Canaria hay un total de 28 subestaciones eléctricas y se estima que se conecta potencia renovable a 9 de ellas. Para el año 2040 la potencia eólica disponible ascendería a 1.672,5 MW, a la que se sumarían 658,4 MW de fotovoltaica.

Se presenta en la siguiente tabla el análisis de producción de hidrógeno verde asociado a cada uno de los nodos de red a los que se conecta generación renovable en la isla de Gran Canaria. El orden de columnas es idéntico al ya descrito para la isla de Tenerife. Se resaltan especialmente las columnas 8 y 9 que presentan la cantidad de hidrógeno producida en términos horarios y anuales para cada configuración y la columna 11 donde se expone el factor de capacidad de cada caso simulado.

Las tendencias son semejantes a las ya manifestadas en Tenerife. Por ello, a medida que aumenta la potencia del electrolizador se reduce el factor de capacidad porque la potencia renovable vinculada sigue siendo la misma en todos los casos.

Análisis de producción de hidrógeno verde asociado a nodos de red con EERR en el sistema eléctrico de Gran Canaria										
Casos	Nombre Sub-estación	Potencia renovable (MW)	Electrolizador (MW)	Producción eólica total (MWh)	Producción FV total (MWh)	Producción EERR destinada a H ₂ (MWh)	H ₂ producido (kgH ₂ /h)	H ₂ producido anual (tH ₂ /año)	Prod. máxima (kgH ₂ /h)	Factor capacidad (%)
1	S. Guía	15,1	0,3	35.638,8	0	2.555,3	4,4	38,6	4,5	97,2%
2	S. Guía	15,1	0,5	35.638,8	0	4.124,7	7,1	62,3	7,6	94,2%
3	S. Guía	15,1	1,0	35.638,8	0	7.626,9	13,2	115,2	15,1	87,1%
4	S. Guía	15,1	1,5	35.638,8	0	10.689,6	18,4	161,5	22,7	81,4%
5	S. Guía	15,1	2,0	35.638,8	0	13.356,4	23,0	201,8	30,2	76,2%
6	S. Guía	15,1	2,5	35.638,8	0	15.685,7	27,1	237,0	37,8	71,6%
7	S. Guía	15,1	3,0	35.638,8	0	17.744,1	30,6	268,1	45,3	67,5%
8	S. Guía	15,1	3,5	35.638,8	0	19.611,8	33,8	296,3	52,9	64,0%
9	S. Guía	15,1	4,0	35.638,8	0	21.317,3	36,8	322,1	60,4	60,8%
10	S. Guía	15,1	4,5	35.638,8	0	22.893,0	39,5	345,9	68,0	58,1%
11	S. Guía	15,1	5,0	35.638,8	0	24.359,9	42,0	368,1	75,5	55,6%
12	S. Guía	15,1	5,5	35.638,8	0	25.708,9	44,3	388,5	83,1	53,4%
13	Lanzagorta	68.1 eólica + 54.3 FV	1,0	255.178,1	98.799,3	8.751,2	15,1	132,2	15,1	99,9%
14	Lanzagorta	68.1 eólica + 54.3 FV	5,0	255.178,1	98.799,3	42.201,5	72,8	637,7	75,5	96,4%
15	Lanzagorta	68.1 eólica + 54.3 FV	10,0	255.178,1	98.799,3	80.297,1	138,5	1.213,3	151,1	91,7%
16	Lanzagorta	68.1 eólica + 54.3 FV	15,0	255.178,1	98.799,3	115.195,5	198,7	1.740,6	226,6	87,7%
17	Lanzagorta	68.1 eólica + 54.3 FV	20,0	255.178,1	98.799,3	147.030,2	253,6	2.221,6	302,2	83,9%
18	Lanzagorta	68.1 eólica + 54.3 FV	25,0	255.178,1	98.799,3	175.936,4	303,5	2.658,4	377,7	80,3%
19	Lanzagorta	68.1 eólica + 54.3 FV	30,0	255.178,1	98.799,3	202.402,4	349,1	3.058,3	453,3	77,0%
20	Villegas	93,6	5,0	360.365,3	0	40.962,3	70,7	618,9	75,5	93,5%

21	Villegas	93,6	10,0	360.365,3	0	76.856,9	132,6	1.161,3	151,1	87,7%
22	Villegas	93,6	15,0	360.365,3	0	109.100,3	188,2	1.648,5	226,6	83,0%
23	Villegas	93,6	20,0	360.365,3	0	138.283,6	238,5	2.089,4	302,2	78,9%
24	Villegas	93,6	25,0	360.365,3	0	164.317,2	283,4	2.482,8	377,7	75,0%
25	Villegas	93,6	30,0	360.365,3	0	187.680,7	323,7	2.835,8	453,3	71,4%
26	Escobar	118.1 MW + 31.2 FV	5,0	360.900,0	55.585,1	42.242,0	72,9	638,3	75,5	96,4%
27	Escobar	118.1 MW + 31.2 FV	10,0	360.900,0	55.585,1	80.654,8	139,1	1.218,7	151,1	92,1%
28	Escobar	118.1 MW + 31.2 FV	20,0	360.900,0	55.585,1	147.977,0	255,2	2.235,9	302,2	84,5%
29	Escobar	118.1 MW + 31.2 FV	25,0	360.900,0	55.585,1	176.772,6	304,9	2.671,0	377,7	80,7%
30	Escobar	118.1 MW + 31.2 FV	30,0	360.900,0	55.585,1	202.285,2	348,9	3.056,5	453,3	77,0%
31	Escobar	118.1 MW + 31.2 FV	35,0	360.900,0	55.585,1	224.947,2	388,0	3.398,9	528,8	73,4%
32	Escobar	118.1 MW + 31.2 FV	40,0	360.900,0	55.585,1	245.276,5	423,1	3.706,1	604,4	70,0%
33	Barranco de Tirajana	152,3	15,0	611.365,8	0	121.748,1	210,0	1.839,6	226,6	92,7%
34	Barranco de Tirajana	152,3	25,0	611.365,8	0	189.706,5	327,2	2.866,4	377,7	86,6%
35	Barranco de Tirajana	152,3	35,0	611.365,8	0	249.822,6	430,9	3.774,8	528,8	81,5%
36	Barranco de Tirajana	152,3	40,0	611.365,8	0	277.279,5	478,3	4.189,7	604,4	79,1%
37	Barranco de Tirajana	152,3	45,0	611.365,8	0	302.922,4	522,5	4.577,1	679,9	76,8%
38	Barranco de Tirajana	152,3	50,0	611.365,8	0	326.990,4	564,0	4.940,8	755,5	74,7%
39	Gáldar / Agaete	181 MW +14.1 FV	15,0	596.479,8	22.477,4	119.025,2	205,3	1.798,5	226,6	90,6%
40	Gáldar / Agaete	182 MW +14.1 FV	30,0	596.479,8	22.477,4	213.962,0	369,1	3.232,9	453,3	81,4%
41	Gáldar / Agaete	183 MW +14.1 FV	40,0	596.479,8	22.477,4	266.411,3	459,5	4.025,4	604,4	76,0%
42	Gáldar / Agaete	184 MW +14.1 FV	50,0	596.479,8	22.477,4	311.319,7	537,0	4.704,0	755,5	71,1%
43	Gáldar / Agaete	185 MW +14.1 FV	60,0	596.479,8	22.477,4	351.073,8	605,6	5.304,7	906,6	66,8%
44	Aldea Blanca	218.7 eólica + 534 FV	40,0	849.265,3	970.991,5	316.918,1	546,6	4.788,6	604,4	90,4%
45	Aldea Blanca	218.7 eólica + 534 FV	55,0	849.265,3	970.991,5	421.190,3	726,5	6.364,1	831,0	87,4%
46	Aldea Blanca	218.7 eólica + 534 FV	70,0	849.265,3	970.991,5	518.408,5	894,2	7.833,1	1.057,7	84,5%
47	Aldea Blanca	218.7 eólica + 534 FV	80,0	849.265,3	970.991,5	579.978,8	1.000,4	8.763,4	1.208,8	82,8%
48	Aldea Blanca	218.7 eólica + 534 FV	90,0	849.265,3	970.991,5	639.244,2	1.102,6	9.658,9	1.359,9	81,1%
49	Aldea Blanca	218.7 eólica + 534 FV	100,0	849.265,3	970.991,5	696.530,7	1.201,4	10.524,5	1.511,0	79,5%
50	Aldea Blanca	218.7 eólica + 534 FV	110,0	849.265,3	970.991,5	752.119,7	1.297,3	11.364,4	1.662,1	78,1%
51	El Matorral	398 MW eólica	70,0	1.459.109,5	0	508.089,4	876,4	7.677,2	1.057,7	82,9%
52	El Matorral	398 MW eólica	90,0	1.459.109,5	0	619.905,5	1.069,3	9.366,7	1.359,9	78,6%
53	El Matorral	398 MW eólica	100,0	1.459.109,5	0	671.062,1	1.157,5	10.139,7	1.511,0	76,6%
54	El Matorral	398 MW eólica	110,0	1.459.109,5	0	719.347,4	1.240,8	10.869,2	1.662,1	74,7%
55	El Matorral	398 MW eólica	120,0	1.459.109,5	0	764.915,8	1.319,4	11.557,8	1.813,2	72,8%
56	El Matorral	398 MW eólica	130,0	1.459.109,5	0	787.553,6	1.358,4	11.899,8	1.964,3	69,2%
57	Arinaga	427.6 eólica	80,0	1.697.672,8	45.999,2	600.984,5	1.036,6	9.080,8	1.208,8	85,8%

		+ 24.8 FV								
58	Arinaga	427.6 eólica + 24.8 FV	100,0	1.697.672,8	45.999,2	719.799,7	1.241,6	10.876,1	1.511,0	82,2%
59	Arinaga	427.6 eólica + 24.8 FV	115,0	1.697.672,8	45.999,2	801.886,1	1.383,1	12.116,4	1.737,6	79,6%
60	Arinaga	427.6 eólica + 24.8 FV	125,0	1.697.672,8	45.999,2	825.920,0	1.424,6	12.479,5	1.888,7	75,4%
61	Arinaga	427.6 eólica + 24.8 FV	135,0	1.697.672,8	45.999,2	827.291,4	1.427,0	12.500,3	2.039,8	70,0%
62	Arinaga	427.6 eólica + 24.8 FV	140,0	1.697.672,8	45.999,2	827.555,0	1.427,4	12.504,2	2.115,4	67,5%

Tabla 68. Análisis de producción de hidrógeno verde asociado a nodos de red con EERR en el sistema eléctrico de Gran Canaria

Según este estudio, en la isla de Gran Canaria, teniendo en cuenta sólo la opción de mayor potencia del electrolizador y el hidrógeno que produciría en cada uno de los centros de producción de hidrógeno, la potencia total ascendería a 595,5 MW siendo posible producir entre 56.003 tH₂/año y 78.822 tH₂/año según el régimen de operación de los 9 centros de producción considerados (considerando el caso con mayor potencia por centro de producción). La potencia consumida media de estos sistemas rondaría, para esta situación, los 423 MW.

Por otra parte, parece que las instalaciones de mayor tamaño se ubicarían en el sureste de Gran Canaria, ya que es donde se concentra la mayor parte de la potencia renovable instalada, lo que confiere mayores posibilidades de éxito en la propuesta de instalaciones de estas características. Se considera un aspecto relevante que los electrolizadores se ubiquen próximos a las zonas de mayor producción dado que es en estos puntos donde más interesa disponer de la capacidad de gestión de demanda que podría ser proveída por estos sistemas en las islas.

Continuando el análisis, la siguiente tabla muestra las necesidades espaciales de cada una de las 62 soluciones propuestas en el estudio de Gran Canaria.

Necesidades espaciales de los centros de producción de hidrógeno estimados para Gran Canaria						
Casos	Nº de stacks electrolizadores	Área ocupada por electrolizadores	Nº de depósitos	Área ocupada electrolizadores	Sistemas auxiliares	Área total
Guía						
1	1	28	1	10	14	52
2	1	28	1	10	14	52
3	1	28	1	10	14	52
4	2	56	2	20	28	104
5	3	84	2	20	42	146
6	7	196	3	30	98	324
7	10	280	3	30	140	450
8	13	364	4	40	182	586
9	17	476	4	40	238	754
10	20	560	5	50	280	890
11	23	644	5	50	322	1.016
12	27	756	6	60	378	1.194
Lanzagorta						
13	2	56	1	10	28	94
14	3	84	5	50	42	176
15	7	196	10	100	98	394
16	10	280	15	150	140	570
17	13	364	20	200	182	746
18	17	476	25	250	238	964

19	20	560	30	300	280	1.140
Villegas						
20	3	84	5	50	42	176
21	7	196	10	100	98	394
22	10	280	15	150	140	570
23	13	364	20	200	182	746
24	17	476	25	250	238	964
25	20	560	30	300	280	1.140
Escobar						
26	3	84	5	50	42	176
27	7	196	10	100	98	394
28	10	280	20	200	140	620
29	13	364	25	250	182	796
30	17	476	30	300	238	1.014
31	20	560	35	350	280	1.190
32	23	644	40	400	322	1.366
Tirajana						
33	10	280	15	150	140	570
34	20	560	25	250	280	1.090
35	25	700	35	350	350	1.400
36	30	840	40	400	420	1.660
37	35	980	45	450	490	1.920
38	40	1.120	50	500	560	2.180
Gáldar/Agate						
39	10	280	15	150	140	570
40	20	560	30	300	280	1.140
41	25	700	40	400	350	1.450
42	30	840	50	500	420	1.760
43	35	980	60	600	490	2.070
Aldea Blanca						
44	20	560	40	400	280	1.240
45	30	840	55	550	420	1.810
46	35	980	70	700	490	2.170
47	40	1.120	80	800	560	2.480
48	45	1.260	90	900	630	2.790
49	50	1.400	100	1.000	700	3.100
50	55	1.540	110	1.100	770	3.410
El Matorral						
51	30	840	70	700	420	1.960
52	40	1.120	90	900	560	2.580
53	45	1.260	100	1.000	630	2.890
54	50	1.400	110	1.100	700	3.200
55	55	1.540	120	1.200	770	3.510
56	60	1.680	130	1.300	840	3.820
Arinaga						
57	40	1.120	80	800	560	2.480
58	45	1.260	100	1.000	630	2.890
59	50	1.400	115	1.150	700	3.250
60	55	1.540	125	1.250	770	3.560
61	60	1.680	135	1.350	840	3.870
62	65	1.820	140	1.400	910	4.130

Tabla 69. Necesidades espaciales de los centros de producción de hidrógeno estimados en Gran Canaria

Por otra parte, en las gráficas expuestas a continuación se expone la relación existente entre el aumento de la potencia del electrolizador y su reducción de capacidad. En la segunda de las imágenes, no sólo se expone la capacidad nominal de generación de hidrógeno cada hora, sino

que además se representa el valor máximo que se conseguiría durante un año tipo y el valor que se obtendría si el electrolizador operara al 100% durante todas las horas del año.

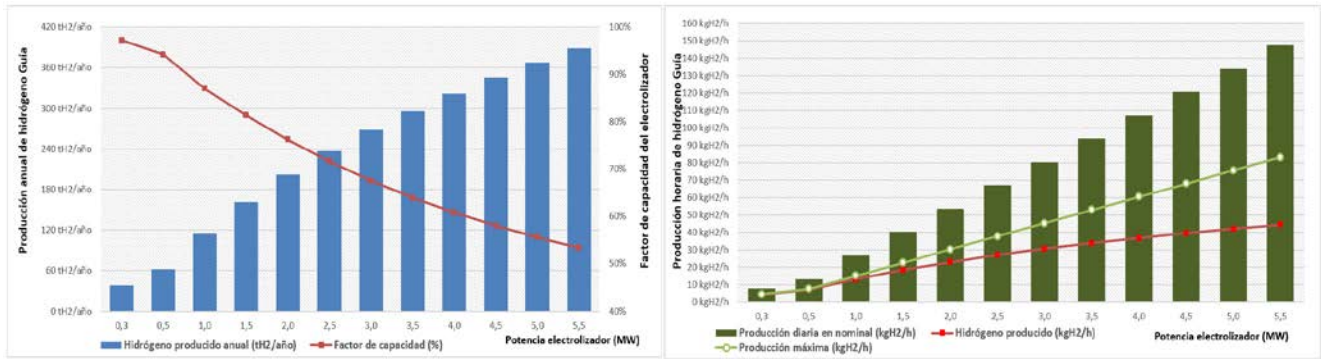


Ilustración 36. Comparativa entre la producción anual y horaria de hidrógeno con condiciones óptimas. Guía

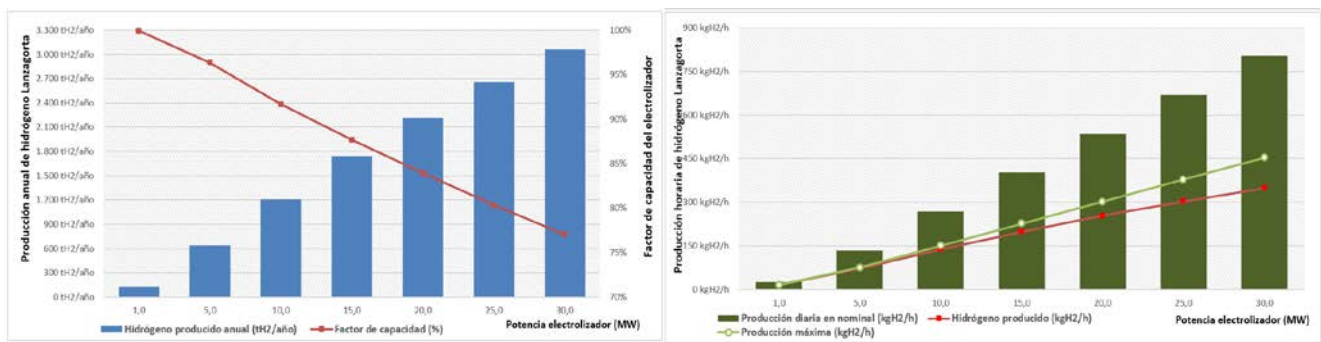


Ilustración 37. Comparativa entre la producción anual y horaria de hidrógeno con condiciones óptimas. Lanzagorta

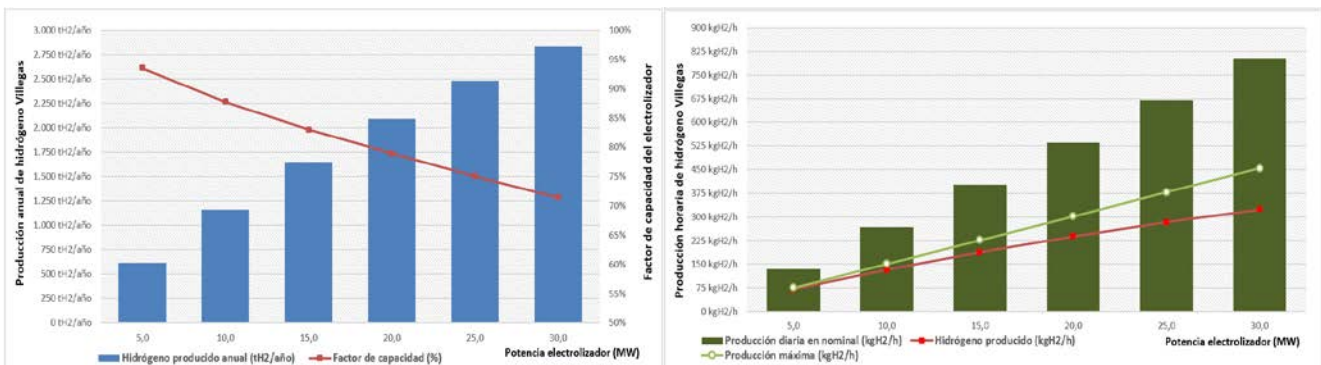


Ilustración 38. Comparativa entre la producción anual y horaria de hidrógeno con condiciones óptimas. Villegas

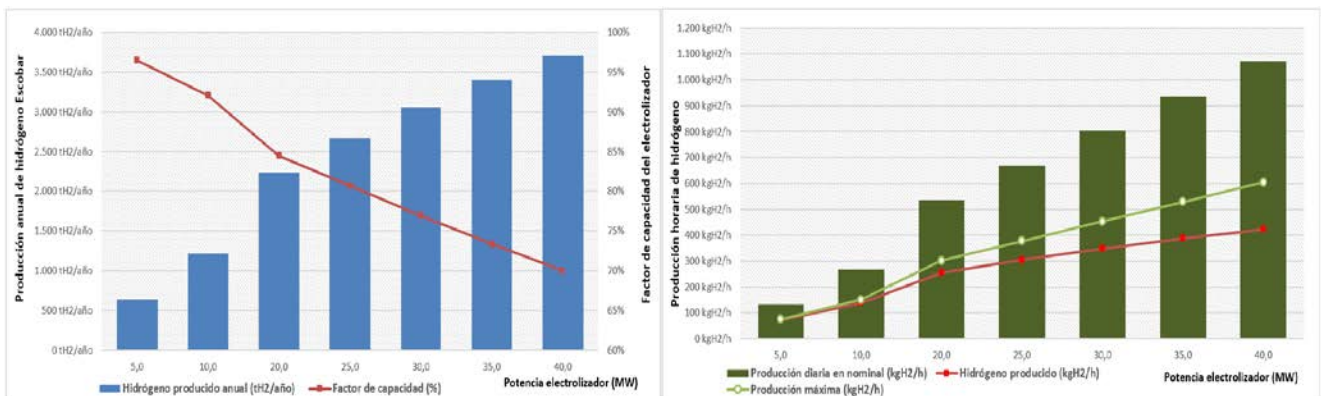


Ilustración 39. Comparativa entre la producción anual y horaria de hidrógeno con condiciones óptimas. Escobar

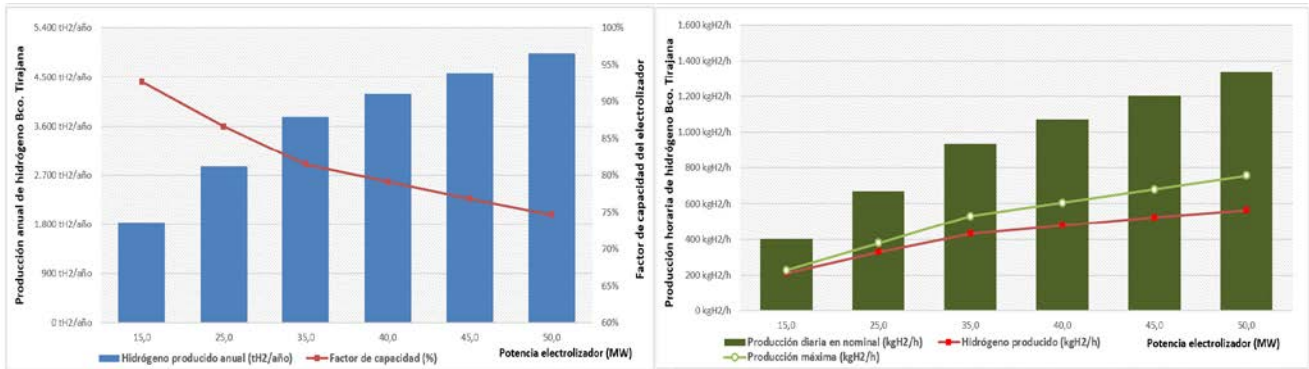


Ilustración 40. Comparativa entre la producción anual y horaria de hidrógeno con condiciones óptimas. Barranco de Tirajana

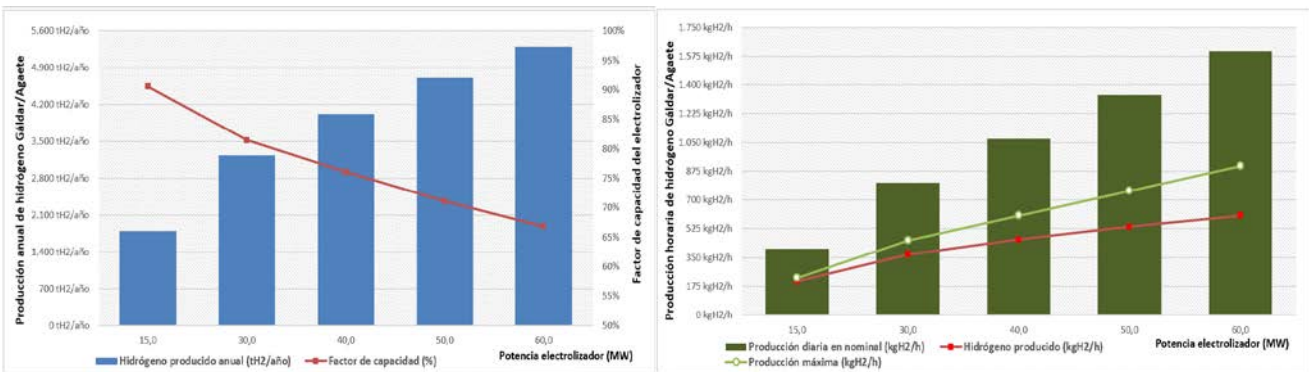


Ilustración 41. Comparativa entre la producción anual y horaria de hidrógeno con condiciones óptimas. Agaete/Gáldar

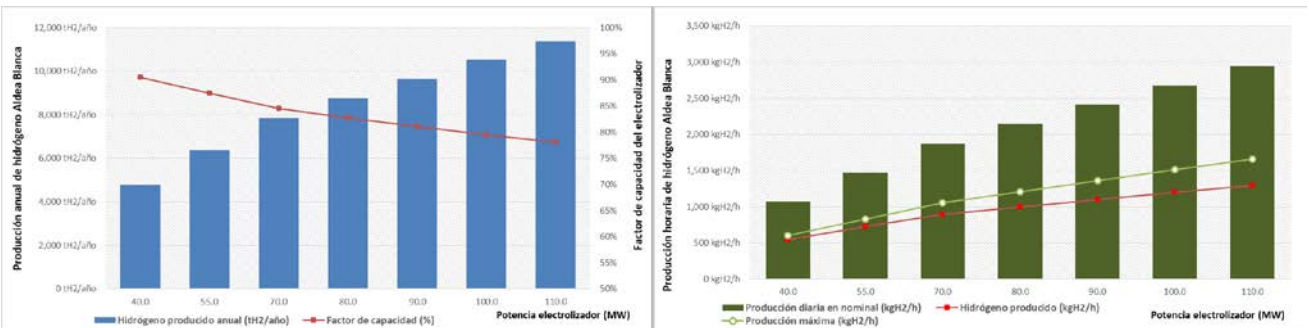


Ilustración 42. Comparativa entre la producción anual y horaria de hidrógeno con condiciones óptimas. Aldea Blanca

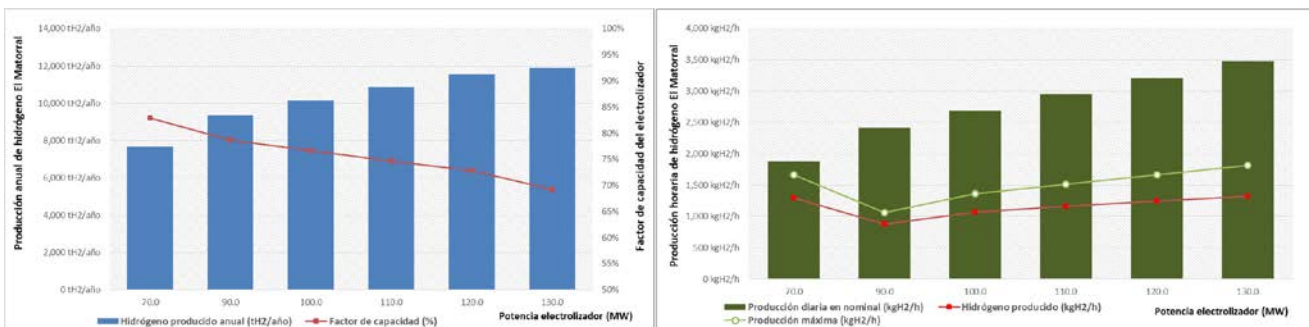


Ilustración 43. Comparativa entre la producción anual y horaria de hidrógeno con condiciones óptimas. El Matorral

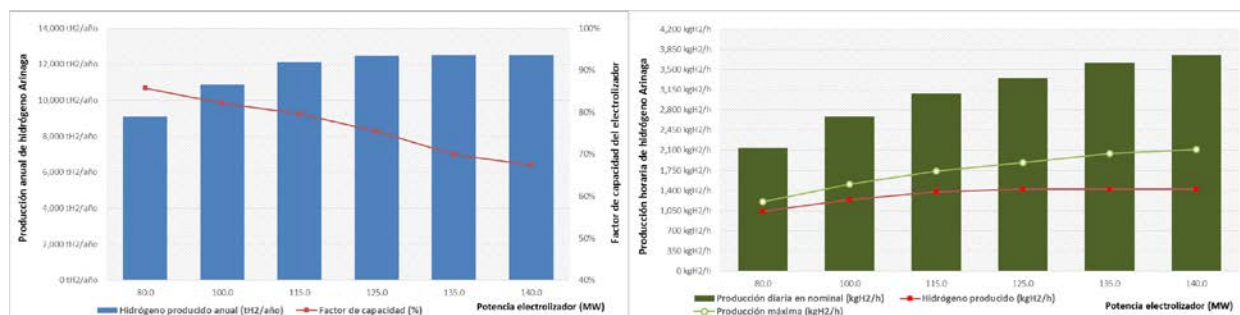


Ilustración 44. Comparativa entre la producción anual y horaria de hidrógeno con condiciones óptimas. Arinaga

Sabiendo que de los 595,5 MW que se podrían instalar, se tendría un consumo cuya potencia media rondaría los 423 MW, en esta situación de máximos, el factor de capacidad rondaría el 71%, que es bastante similar a la situación proyectada en Tenerife, que rondaba el 70%.

7.7.2.2 Demanda de hidrógeno insularizada

Se presenta a continuación el reparto por sectores de la demanda de hidrógeno verde por años en la isla de Gran Canaria. En esta desagregación se consideran los sectores del transporte terrestre por carretera, el transporte marítimo (producción de amoníaco), el transporte aéreo (producción de queroseno) y la re-electrificación del sector turístico e industrial.

Demanda de hidrógeno por subsectores en Gran Canaria (tH ₂ /año)						
Año	Movilidad terrestre	Transporte marítimo interinsular	Transporte aéreo interinsular	Re-electrificación Turístico e industrial	Almacenamiento energético	Total
2020	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0
2022	23	0	0	0	0	23
2023	49	0	0	165	0	214
2024	150	590	0	322	0	1.062
2025	261	829	0	388	0	1.478
2026	917	1.102	0	459	0	2.478
2027	2.959	1.416	521	557	0	5.453
2028	9.849	1.765	690	721	0	13.024
2029	11.340	2.149	856	877	0	15.222
2030	13.375	2.570	1.020	1.026	0	17.991
2031	17.026	4.351	1.183	1.169	0	23.729
2032	19.596	6.132	1.345	1.307	0	28.380
2033	24.424	7.913	1.506	1.442	0	35.285
2034	31.090	9.694	1.666	1.574	0	44.024
2035	35.613	11.475	1.825	1.703	0	50.617
2036	40.387	13.256	1.984	1.831	0	57.459
2037	45.041	15.037	2.308	2.109	0	64.496
2038	49.943	17.818	2.631	2.383	0	72.775
2039	55.099	21.599	2.952	2.654	0	82.305
2040	60.505	32.173	3.274	2.925	0	98.876

Tabla 70. Demanda de hidrógeno por subsectores en Gran Canaria (tH₂/año)

La demanda de hidrógeno en Gran Canaria ascendería a 17.991 tH₂ para el año 2030 y a 98.876 tH₂ para 2040. La mayor parte de la demanda en el año 2040 se asociaría con el transporte terrestre por carretera (61,2%), seguido del transporte marítimo (32,5%), el transporte aéreo interinsular (3,3%) y la re-electrificación (3%).

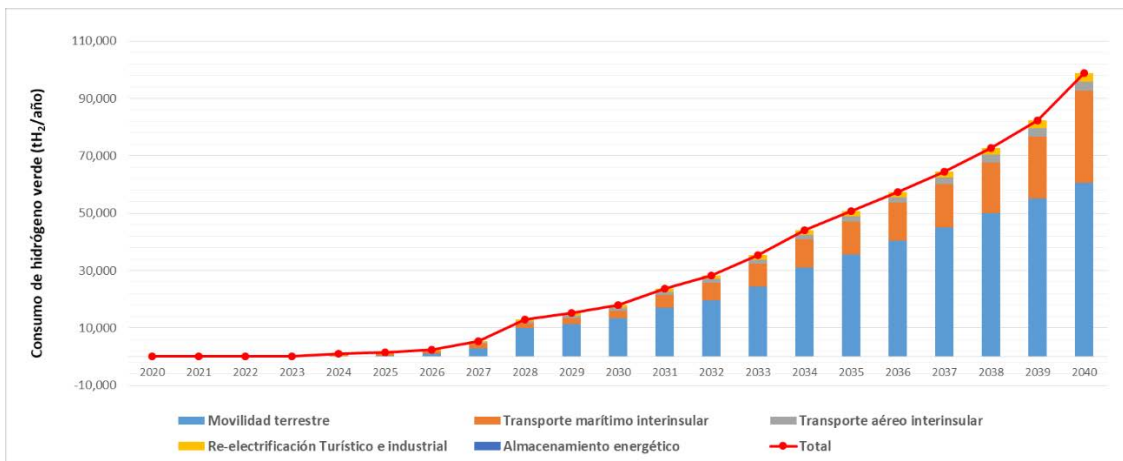


Ilustración 45. Estimación de demanda máxima de hidrógeno por año para Gran Canaria

7.7.2.3 Casación de la oferta con la demanda de hidrógeno

La capacidad de producción nominal en la isla de Gran Canaria rondaría los 42.234 tH₂/año (considerando el caso de mayor potencia de electrolizador en cada uno de los 9 centros de producción de hidrógeno), si bien la demanda se situaría en 98.876 tH₂ para el año 2040. Si se tienen en cuenta todos los casos simulados, y no solo el de mayor potencia de electrolizador, se puede alcanzar hasta una producción nominal de unos 219.310 t H₂, pero para ello, habrá que instalar varios electrolizadores en cada uno de los centros de producción, tal y como se muestra en la Tabla 68.

Para satisfacer la demanda de 17.991 toneladas de hidrógeno en el año 2030 bastaría con la puesta en marcha de dos centrales de producción de hidrógeno siendo las alternativas propuestas las siguientes:

Sistemas de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrógeno en Gran Canaria en el año 2030										
Punto de conexión aprox.	Pot. EERR (MW)	Electrolizador (MW)	Prod. eólica total (MWh)	Prod. FV total (MWh)	Prod.EERR destinada a H ₂ (MWh)	H ₂ producido (kgH ₂ /h)	H ₂ producido anual (tH ₂ /año)	Prod. máxima (kgH ₂ /h)	Factor de capacidad (%)	Pot. media electrol. (kW)
Aldea Blanca	218,7 eólica + 534 FV	55,0	849.265,3	970.991,5	421.190,3	726,5	6.364,1	831,0	87,4%	48.081
Arinaga	427,6 eólica + 24,8 FV	115,0	1.697.672,8	45.999,2	801.886,1	1.383,1	12.116,4	1.737,6	79,6%	91.539
TOTAL		170,0	2.546.938,1	1.016.990,6	1.223.076,4	2.109,6	18.480,5	2.568,6	82,1%	139.620

Tabla 71. Sistemas de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrógeno en Gran Canaria en el año 2030

La potencia renovable total de estas áreas ascendería a 646,3 MW eólicos y 558,8 MW fotovoltaicos requiriéndose de una capacidad de electrolización de 170 MW. Por el régimen variable del recurso renovable, la potencia media del electrolizador rondaría los 139,6 MW durante todo el año. Así pues, el factor de capacidad sería del 82,1%.

Para el año 2040 habría que incrementar la potencia instalada en electrolizadores hasta los 970 MW si se quiere descarbonizar el transporte terrestre pesado, el transporte marítimo interinsular y el transporte aéreo interinsular. La solución en la que se conseguiría el mayor factor de capacidad sería con la puesta en marcha de 15 centros de producción situados en proximidades a las áreas donde se encuentran las subestaciones eléctricas de Arinaga, La

Aldea Blanca, El Matorral, Gáldar/Agate, Barranco de Tirajana, El Escobar, y Villegas. De este modo se consigue un factor de capacidad del 77%.

Sistemas de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrógeno en Gran Canaria en el año 2040										
Punto de conexión aprox.	Pot. EERR (MW)	Electrolizador (MW)	Prod. eólica total (MWh)	Prod. FV total (MWh)	Prod.EERR destinada a H ₂ (MWh)	H ₂ producido (kgH ₂ /h)	H ₂ producido anual (tH ₂ /año)	Prod. máxima (kgH ₂ /h)	Factor de capacidad (%)	Pot. media electrol. (kW)
Arinaga	427,6 eólica + 24,8 FV	80,0	1.697.672,8	45.999,2	600.984,5	1.036,6	9.080,8	1.208,8	85,8%	68.606
		125,0			825.920,0	1.424,6	12.479,5	1.888,7	75,4%	94.283
Aldea Blanca	218,7 eólica + 534 FV	55,0	849.265,3	970.991,5	421.190,3	726,5	6.364,1	831,0	87,4%	48.081
		90,0			639.244,2	1.102,6	9.658,9	1.359,9	81,1%	72.973
		110,0			752.119,7	1.297,3	11.364,4	1.662,1	78,1%	85.858
El Matorral	398 eólica	90,0	1.459.109,5	-	619.905,5	1.069,3	9.366,7	1.359,9	78,6%	70.765
		130,0			787.553,6	1.358,4	11.899,8	1.964,3	69,2%	89.903
Gáldar / Agate	185 eólica +14,1 FV	40,0	596.479,8	22.477,4	266.411,3	459,5	4.025,4	604,4	76,0%	30.412
		50,0			311.319,7	537,0	4.704,0	755,5	71,1%	35.539
Bco. de Tirajana	152,3 eólica	40,0	611.365,8	-	277.279,5	478,3	4.189,7	604,4	79,1%	31.653
		50,0			326.990,4	564,0	4.940,8	755,5	74,7%	37.328
Escobar	118,1 eólica + 31,2 FV	40,0	360.900,0	55.585,1	245.276,5	423,1	3.706,1	604,4	70,0%	28.000
		20,0			147.977,0	255,2	2.235,9	302,2	84,5%	16.892
Villegas	93,6 eólica	25,0	360.365,3	-	164.317,2	283,4	2.482,8	377,7	75,0%	18.758
		30,0			187.680,7	323,7	2.835,8	453,3	71,4%	21.425
Total		970,0	5.935.158,4	1.095.053,1	6.574.170,1	11.339,6	99.334,8	14.732,1	77,0%	750.476

Tabla 72. Sistemas de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrógeno en Gran Canaria en el año 2040

En la siguiente ilustración se muestra la ubicación aproximada de cada uno de los centros de producción de hidrógeno propuestos para cubrir la demanda en el año 2040. Nuevamente, recordar que esto es sólo un planteamiento para determinar, de la manera más exacta posible, cómo se podría cubrir la demanda, pero en ningún caso se asume que la instalación deba llevarse a cabo en estos puntos. Sí sería recomendable que se aproximen a las zonas de mayor producción renovable para poder usar los electrolizadores en la gestión de desvíos.

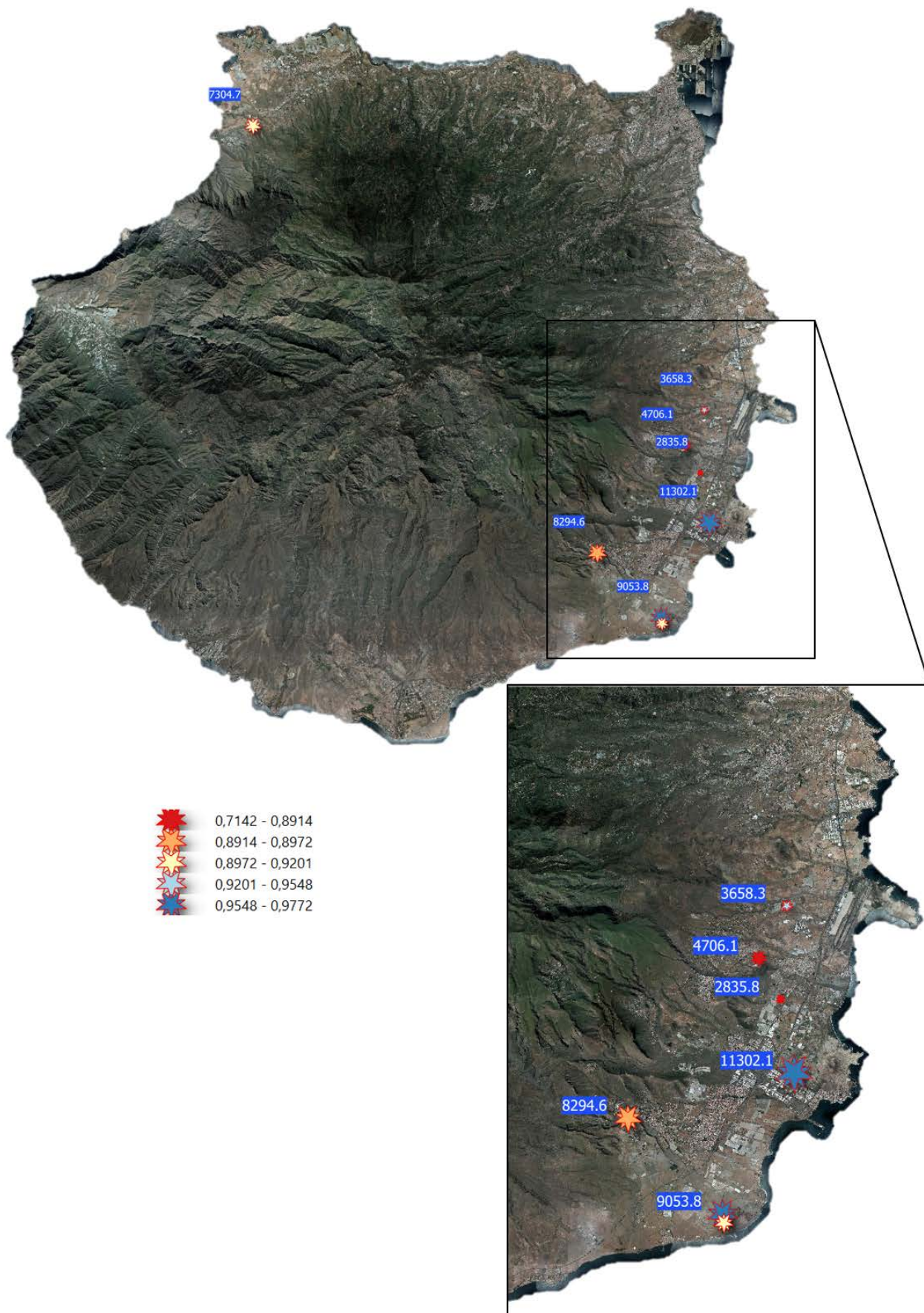


Ilustración 46 Ubicación aproximada de centros de producción de hidrógeno en Gran Canaria y capacidad en tH₂/año

7.7.3. Lanzarote

En análisis para Lanzarote sigue la estructura ya expuesta para las islas de Gran Canaria y Tenerife. En este caso la demanda de hidrógeno se asociaría fundamentalmente al transporte terrestre y su uso para al almacenamiento energético. También habría consumos asociados con el transporte aéreo interinsular y la re-electrificación. Se comienza el estudio específico para esta isla con la evaluación de las capacidades de producción.

7.7.3.1 Capacidad de producción de hidrógeno

En la isla de Lanzarote existiría un total de 5 subestaciones eléctricas de las 9 SET existentes en las que se conectarían parques eólicos y plantas fotovoltaicas al sistema eléctrico de la isla. La potencia eólica en 2040 ascendería a 338 MW a los que habría que sumar unos 108,6 MW adicionales de potencia fotovoltaica, según las cifras expuestas en el apartado 7.5.5 de este documento.

Se presenta, a continuación, la producción de hidrógeno asociada a los nodos de red con EERR:

Análisis de producción de hidrógeno verde asociado a nodos de red con EERR en el sistema eléctrico de Lanzarote										
Casos	Nombre Sub-estación	Potencia renovable (MW)	Electrolizador (MW)	Producción eólica total (MWh)	Producción FV total (MWh)	Producción EERR destinada a H ₂ (MWh)	H ₂ producido (kgH ₂ /h)	H ₂ producido anual (tH ₂ /año)	Prod. máxima (kgH ₂ /h)	Factor capacidad (%)
1	San Bartolomé	4,3	0,3	13.746		2.396	4,13	36,2	4,53	91,2%
2		4,3	0,5	13.746		3.729	6,43	56,3	7,55	85,1%
3		4,3	0,7	13.746		4.915	8,48	74,3	10,58	80,2%
4		4,3	0,9	13.746		5.959	10,28	90,0	13,60	75,6%
5		4,3	1,1	13.746		6.879	11,87	103,9	16,62	71,4%
6	Tías	29,2	1	90.485		8.417	14,52	127,2	15,11	96,1%
7		29,2	3	90.485		22.531	38,87	340,4	45,33	85,7%
8		29,2	5	90.485		34.152	58,91	516,0	75,55	78,0%
9		29,2	7	90.485		43.681	75,34	660,0	105,77	71,2%
10		29,2	8	90.485		47.838	82,51	722,8	120,88	68,3%
11	Punta Grande	88	5	227.344		39.061	67,37	590,2	75,55	89,2%
12		88	10	227.344		70.038	120,81	1.058,3	151,10	80,0%
13		88	15	227.344		95.276	164,34	1.439,6	226,65	72,5%
14		88	20	227.344		116.008	200,10	1.752,9	302,20	66,2%
15		88	25	227.344		133.773	230,74	2.021,3	377,75	61,1%
16	Consorcio Agua	91,5 eólica + 108,6 FV	10	299.481	196.000	81.220	140,09	1.227,2	151,10	92,7%
17		91,5 eólica + 108,6 FV	15	299.481	196.000	117.402	202,50	1.773,9	226,65	89,3%
18		91,5 eólica + 108,6 FV	20	299.481	196.000	150.998	260,45	2.281,6	302,20	86,2%
19		91,5 eólica + 108,6 FV	25	299.481	196.000	181.959	313,85	2.749,4	377,75	83,1%
20		91,5 eólica + 108,6 FV	30	299.481	196.000	210.861	363,71	3.186,1	453,30	80,2%
21		91,5 eólica + 108,6 FV	34	299.481	196.000	232.796	401,54	3.517,5	513,73	78,2%
22	Haría-Teguise	125	10	440.392		79.500	137,13	1.201,2	151,10	90,8%
23		126	15	440.392		113.006	194,92	1.707,5	226,65	86,0%
24		127	20	440.392		143.662	247,80	2.170,7	302,20	82,0%
25		128	25	440.392		171.460	295,75	2.590,7	377,75	78,3%
26		129	30	440.392		196.738	339,35	2.972,7	453,30	74,9%
27		130	32	440.392		206.201	355,67	3.115,7	483,51	73,6%

Tabla 73. Análisis de producción de hidrógeno verde asociado a nodos de red con EERR en el sistema eléctrico de Lanzarote

La capacidad máxima de producción de hidrógeno en Lanzarote, teniendo en cuenta solo el electrolizador de mayor potencia por centro de producción oscilaría entre las 9.481,2 tH₂/año

y 13.249,5 tH₂/año, estando vinculado a 5 centros de producción de hidrógeno. La mayor parte de estos centros de producción se encuentran en la zona este y centro de la isla, con una potencia máxima en electrolizadores de 100,1 MW (teniendo en cuenta sólo los de mayor tamaño).

Las necesidades espaciales de cada una de las 27 soluciones propuestas en el estudio para Lanzarote son las que se exponen a continuación.

Necesidades espaciales de los centros de producción de hidrógeno estimados						
Casos	Nº de electrolizadores	Área ocupada por electrolizadores (m ²)	Nº de depósitos	Área ocupada electrolizadores (m ²)	Sistemas auxiliares (m ²)	Área total (m ²)
San Bartolomé						
1	1	28	1	10	14	52
2	1	28	1	10	14	52
3	1	28	1	10	14	52
4	2	56	1	10	28	94
5	3	84	2	20	42	146
Tías						
6	2	56	1	10	28	94
7	3	84	3	30	42	156
8	7	196	5	50	98	344
9	10	280	7	70	140	490
10	13	364	8	80	182	626
Punta Grande						
11	3	84	5	50	42	176
12	7	196	10	100	98	394
13	10	280	15	150	140	570
14	13	364	20	200	182	746
15	17	476	25	250	238	964
Consorcio de Agua						
16	3	84	10	100	42	226
17	7	196	15	150	98	444
18	10	280	20	200	140	620
19	13	364	25	250	182	796
20	17	476	30	300	238	1.014
21	20	560	34	340	280	1.180
Haría - Tegüise						
22	10	280	10	100	140	520
23	20	560	15	150	280	990
24	25	700	20	200	350	1.250
25	30	840	25	250	420	1.510
26	35	980	30	300	490	1.770
27	40	1120	32	320	560	2.000

Tabla 74. Necesidades espaciales de los centros de producción de hidrógeno estimados

En las siguientes gráficas se muestra la relación existente entre el aumento de la potencia del electrolizador y la reducción de su capacidad. En la segunda de las imágenes se muestra la capacidad nominal de generación de hidrógeno cada hora y el valor máximo que se conseguiría durante un año tipo y el valor que se obtendría si el electrolizador operara al 100% durante todas las horas del año.

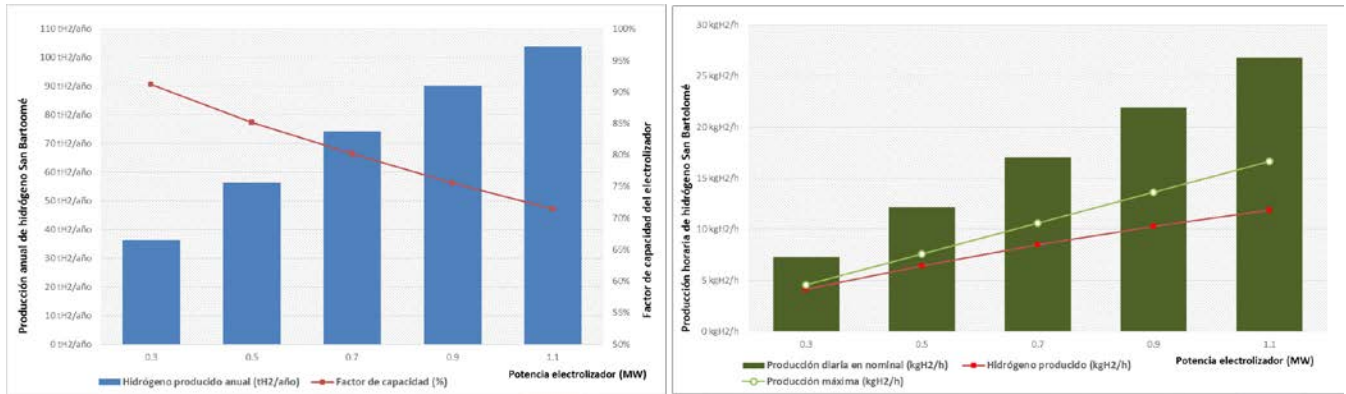


Ilustración 47. Comparativa entre la producción anual y horaria de hidrógeno con condiciones óptimas. San Bartolomé

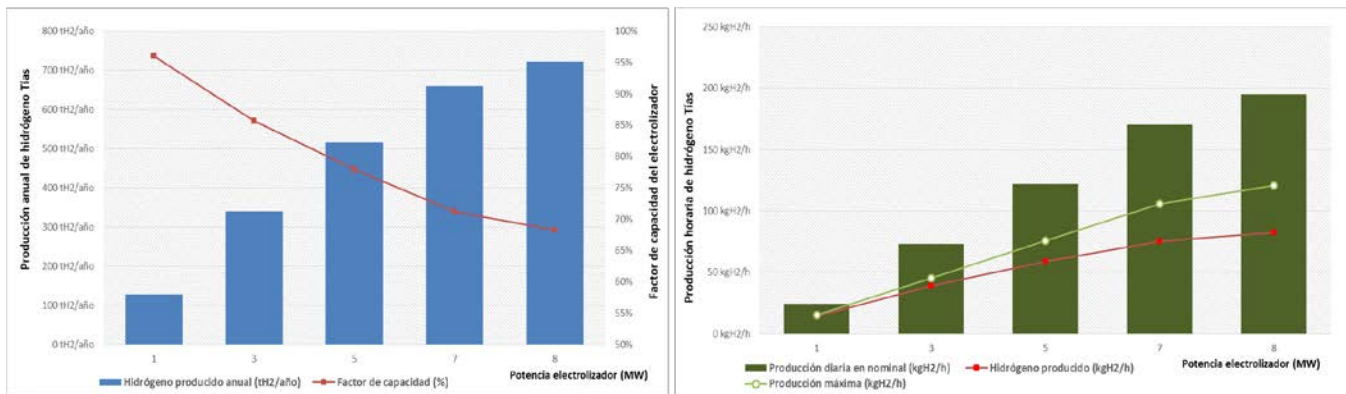


Ilustración 48. Comparativa entre la producción anual y horaria de hidrógeno con condiciones óptimas. Tías

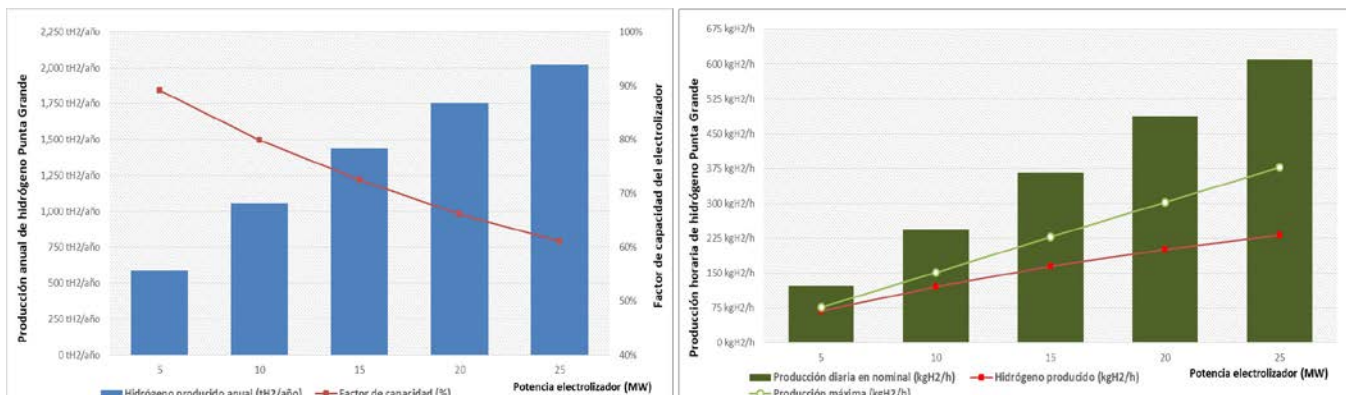


Ilustración 49. Comparativa entre la producción anual y horaria de hidrógeno con condiciones óptimas. Punta Grande

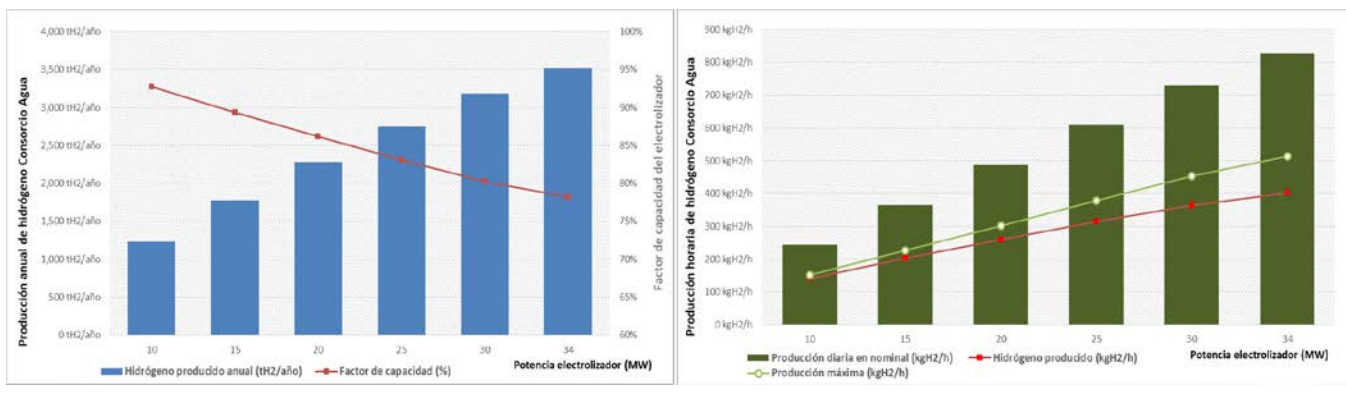


Ilustración 50. Comparativa entre la producción anual y horaria de hidrógeno con condiciones óptimas. Consorcio de Agua

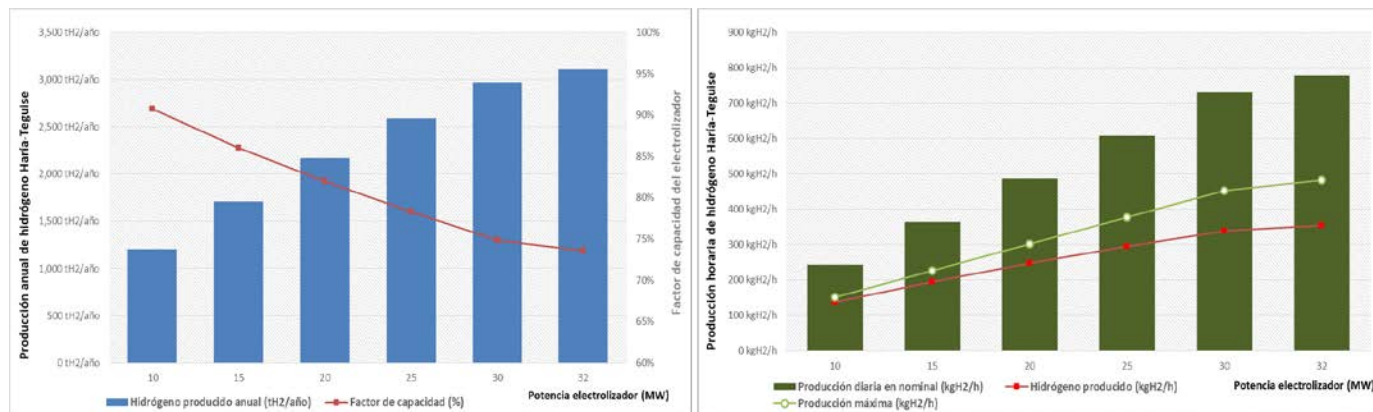


Ilustración 51. Comparativa entre la producción anual y horaria de hidrógeno con condiciones óptimas. Haría - Tegüise

De acuerdo con los resultados obtenidos, en el supuesto en el que se instalaran los 100,1 MW en electrolizadores, generando entre 9.481,2 y 13.249,5 tH₂/año, la potencia media consumida ascendería a 71,6 MW, lo que supondría un factor de capacidad global de, aproximadamente, el 72%.

7.7.3.2 Demanda de hidrógeno insularizada

Se presenta a continuación el reparto por sectores de la demanda de hidrógeno verde por años en Lanzarote. En esta desagregación se consideran los sectores del transporte terrestre por carretera, el transporte aéreo (producción de queroseno), la re-electrificación del sector turístico e industrial y el almacenamiento energético a gran escala.

Demanda de hidrógeno por subsectores en Lanzarote (tH ₂ /año)						
Año	Movilidad terrestre	Transporte marítimo interinsular	Transporte aéreo interinsular	Re-electrificación Turístico e industrial	Almacenamiento energético	Total
2020	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0
2022	6	0	0	0	0	6
2023	14	0	0	44	0	58
2024	40	0	0	86	0	126
2025	69	0	0	105	0	174
2026	240	0	0	118	0	358
2027	762	0	275	143	0	1.181
2028	2.503	0	363	187	0	3.053
2029	2.844	0	449	228	0	3.522
2030	3.311	0	535	268	0	4.114
2031	4.215	0	619	307	448	5.589
2032	4.851	0	703	344	896	6.794
2033	6.047	0	785	381	1.345	8.558
2034	7.697	0	868	418	1.793	10.775
2035	8.817	0	950	454	2.241	12.462
2036	9.999	0	1.032	490	2.689	14.210
2037	11.151	0	1.200	566	3.137	16.054
2038	12.365	0	1.367	642	3.586	17.959
2039	13.641	0	1.534	716	4.034	19.925
2040	14.979	0	1.701	792	4.482	21.954

Tabla 75. Demanda de hidrógeno por subsectores en Lanzarote (tH₂/año)

La demanda de hidrógeno ascendería a 4.114 tH₂ para el año 2030 y a 21.954 tH₂ para 2040. La mayor parte de la demanda en el año 2040 se asociaría con el transporte terrestre por carretera (68,2%), seguido del almacenamiento energético (20,4%), el transporte aéreo interinsular (7,7%) y la re-electrificación (3,6%).

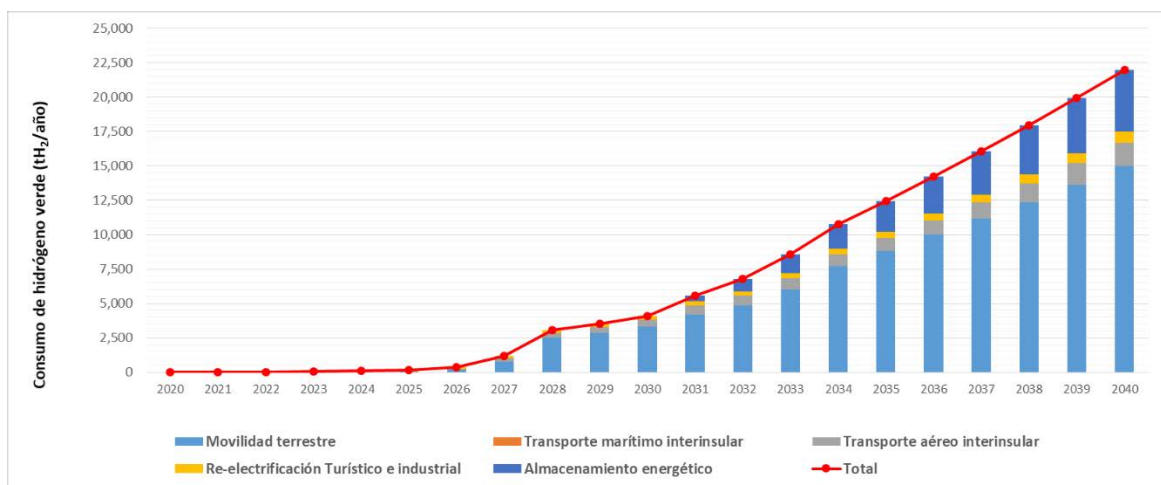


Ilustración 52. Estimación de demanda máxima de hidrógeno por año para Lanzarote

7.7.3.3 Casación de la oferta con la demanda de hidrógeno

Conocidas las demandas y las capacidades de producción, se puede determinar, tanto para el año 2030 como 2040, aquella configuración que resultaría óptima en cuanto a la cantidad de hidrógeno generada por potencia instalada en electrolizadores.

Para satisfacer la demanda en el año 2030 bastaría con la puesta en marcha de dos centrales de producción de hidrógeno siendo quizás la alternativa más adecuada su asociación con la generación renovable vinculada al área que actualmente se conecta con la subestación de Haría – Teguiise y el Consorcio de Agua. La potencia renovable total de esta área ascendería a 216,5 MW eólicos y 108,6 MW fotovoltaicos requiriéndose de una capacidad de electrolización de 40 MW. Por el régimen variable del recurso eólico, la potencia media del electrolizador rondaría los 33,6 MW durante todo el año. Así pues, el factor de capacidad sería del 84,1%.

Sistemas de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrógeno en Lanzarote en el año 2030										
Punto de conexión aprox.	Pot. EERR (MW)	Electrolizador (MW)	Prod. eólica total (MWh)	Prod. FV total (MWh)	Prod.EERR destinada a H ₂ (MWh)	H ₂ producido (kgH ₂ /h)	H ₂ producido anual (tH ₂ /año)	Prod. máxima (kgH ₂ /h)	Factor de capacidad (%)	Pot. media electrol. (kW)
Haría / Teguiise	125 eólica	20,0	440.391,9	-	143.661,8	247,8	2.170,7	302,2	82,0	16.400
Consorcio Agua	91,5 eólica + 108,6 FV	20,0	299.480,8	195.999,9	150.998,1	260,4	2.281,6	302,2	86,2	17.237
TOTAL		40,0	739.872,7	195.999,9	294.659,9	508,2	4.452,3	604,4	84,1	33.637

Tabla 76. Sistemas de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrógeno en Lanzarote en el año 2030

La demanda de hidrógeno para el año 2040 asciende a 21.954 toneladas. No obstante, en este caso la demanda no es tan rígida como en Gran Canaria y Tenerife, ya que, en Lanzarote, algo más del 20% de la demanda está vinculada con el almacenamiento energético a gran escala. Estos sistemas de almacenamiento demandarán tanta cantidad de hidrógeno como necesidad

de almacenar energía exista durante el año, por tanto, el factor de capacidad, en este caso, no es un aspecto demasiado importante.

La solución en la que se conseguiría el mayor factor de capacidad sería con la puesta en marcha de 9 centros de producción situados en proximidades a las áreas donde se encuentran las subestaciones eléctricas de Tías, Haría – Teguiuse, Consorcio de Agua y Punta Grande. A pesar de que la potencia nominal de estos sistemas ascendería a 166 MW, la potencia media demandada por los electrolizadores se situaría en 130,1 MW, lo que supone un factor de capacidad del 78,4%. En este caso, la producción de hidrógeno media anual de los electrolizadores se sitúa en torno a las 17.223 toneladas, algo inferior a la demanda de este elemento, que se estimó en unas 21.954 toneladas. No obstante, hay que tener en cuenta que la producción de hidrógeno oscilaría, como máximo, hasta las 21.972 toneladas y, que, algo más del 20% va al almacenamiento energético, por lo que con esta producción quedaría cubierta la demanda insular de hidrógeno.

Sistemas de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrógeno en Lanzarote en el año 2040										
Punto de conexión aprox.	Pot. EERR (MW)	Electrolizador (MW)	Prod. eólica total (MWh)	Prod. FV total (MWh)	Prod.EERR destinada a H ₂ (MWh)	H ₂ producido (kgH ₂ /h)	H ₂ producido anual (tH ₂ /año)	Prod. máxima (kgH ₂ /h)	Factor de capacidad (%)	Pot. media electrol. (kW)
Tías	29,2 eólica	7,0	90.484,8	-	43.681,1	75,3	660,0	105,8	71,2%	4.986
Haría / Teguiuse	125 eólica	10,0	440.391,9	-	79.499,7	137,1	1.201,2	151,1	90,8%	9.075
		20,0			143.661,8	247,8	2.170,7	302,2	82,0%	16.400
		30,0			196.737,9	339,3	2.972,7	453,3	74,9%	22.459
Consorcio Agua	91,5 eólica + 108,6 FV	10,0	299.480,8	195.999,9	81.219,7	140,1	1.227,2	151,1	92,7%	9.272
		20,0			150.998,1	260,5	2.281,6	302,2	86,2%	17.237
		34,0			232.796,1	401,5	3.517,5	513,7	78,2%	26.575
Punta Grande	88 eólica	15,0	227.344,3	-	95.275,9	164,3	1.439,6	226,6	72,5%	10.876
		20,0			116.008,2	200,1	1.752,9	302,2	66,2%	13.243
TOTAL		166,0	1.057.701,8	195.999,9	1.139.878,6	1.966,1	17.223,4	2.508,2	78,4	130.123

Tabla 77. Sistemas de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrógeno en Lanzarote en el año 2040

En la siguiente ilustración se muestra la ubicación aproximada de cada uno de los centros de producción de hidrógeno estimados para cubrir la demanda en el año 2040.

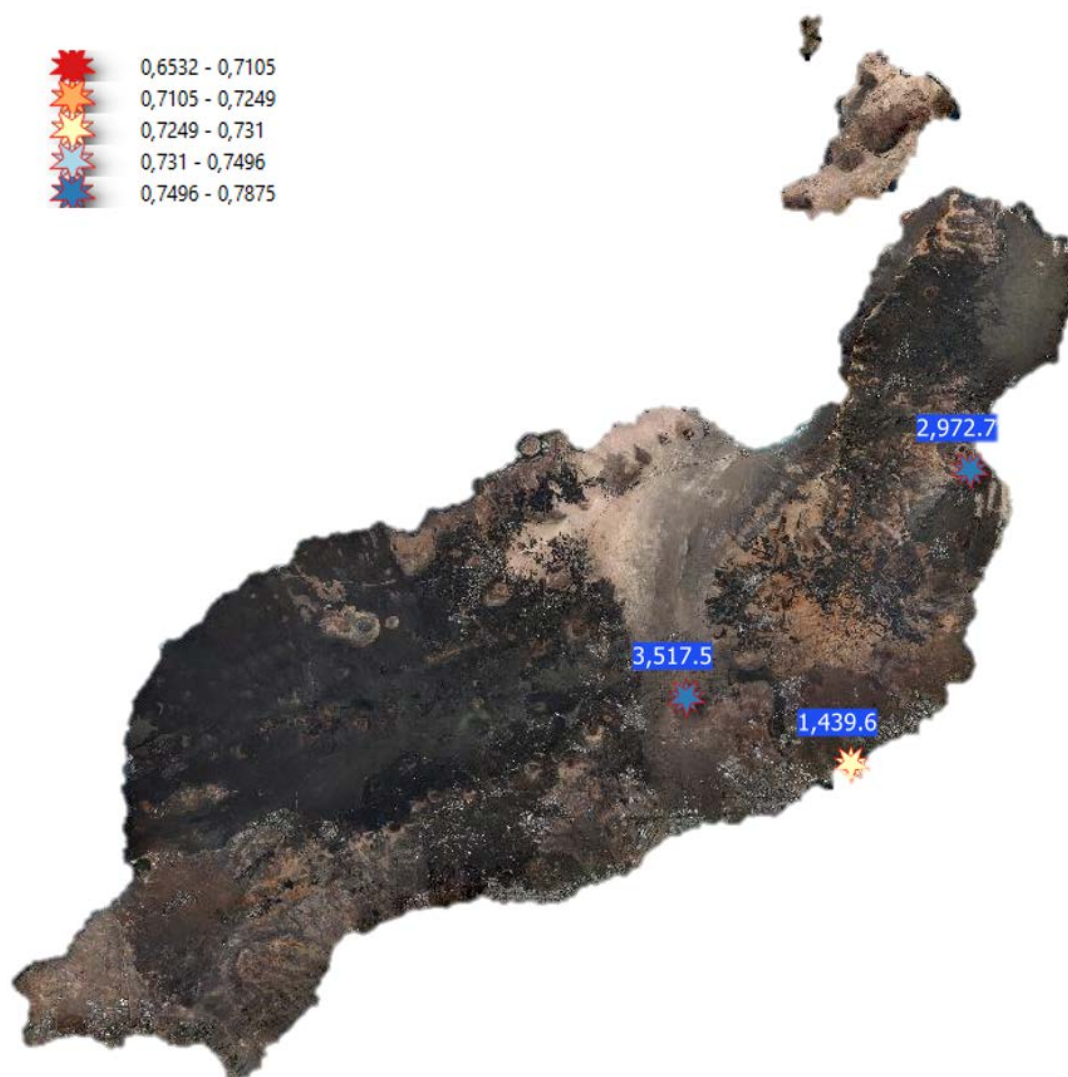


Ilustración 53. Ubicación aproximada de centros de producción de hidrógeno en Lanzarote y capacidad en tH₂/año

7.7.4. Fuerteventura

Para Fuerteventura, el principal consumo de hidrógeno es el transporte terrestre, si bien el almacenamiento energético a gran escala cobra algo más de importancia que en Lanzarote. A esta demanda se uniría la relativa al transporte aéreo interinsular y las aplicaciones de re-electrificación, sobre todo en los subsectores industrial y turístico.

7.7.4.1 Capacidad de producción de hidrógeno

En Fuerteventura existiría un total de 8 subestaciones eléctricas de las 13 SET existentes en las que se conectarían parques eólicos y plantas fotovoltaicas al sistema eléctrico de la isla. La potencia eólica en 2040 ascendería a 390 MW mientras que la potencia fotovoltaica a 197,5 MW, según los valores mostrados en el apartado 7.5.5.

Procediendo como en las islas anteriores, se presenta, a continuación, la producción de hidrógeno asociada a los nodos de red con EERR.

Análisis de producción de hidrógeno verde asociado a nodos de red con EERR en el sistema eléctrico de Fuerteventura										
Casos	Nombre Sub-estación	Potencia renovable (MW)	Electrolizador (MW)	Producción eólica total (MWh)	Producción FV total (MWh)	Producción EERR destinada a H ₂ (MWh)	H ₂ producido (kgH ₂ /h)	H ₂ producido anual (tH ₂ /año)	Prod. máxima (kgH ₂ /h)	Factor capacidad (%)
1	Gran Tarajal	1,5	0,3	5.568		2.113	3,64	31,9	4,53	80,4
2		1,5	0,5	5.568		3.063	5,28	46,3	7,55	69,9
3		1,5	0,8	5.568		4.111	7,09	62,1	12,09	58,7
4	La Oliva	3,3	0,5	9.929		3.313	5,714	50,1	7,55	75,6
5		3,3	1	9.929		5.563	9,59	84,1	15,11	63,5
6		3,3	1,5	9.929		7.169	12,37	108,3	22,66	54,6
7		3,3	2	9.929		8.362	14,42	126,4	30,23	47,7
8	Las Salinas	13,9 eólica + 30,2 FV	3	40.446	53.327	21.879	37,74	330,6	45,33	83,3
9		13,9 eólica + 30,2 FV	5	40.446	53.327	33.354	57,53	504,0	75,55	76,2
10		13,9 eólica + 30,2 FV	7	40.446	53.327	43.514	75,05	657,5	105,77	71,0
11		13,9 eólica + 30,2 FV	9	40.446	53.327	52.515	90,58	793,5	135,99	66,6
12		13,9 eólica + 30,2 FV	10	40.446	53.327	56.590	97,61	855,1	151,10	64,6
13	Corralejo	31,4	5	90.002		33.381	57,58	504,4	75,55	76,2
14		31,4	10	90.002		53.460	92,21	807,8	151,10	61,0
15		31,4	15	90.002		67.739	116,84	1.023,5	226,65	51,6
16		31,4	20	90.002		78.285	135,03	1.182,9	302,20	44,7
17		31,4	25	90.002		85.638	147,71	1.294,0	377,75	39,1
18	Tuineje	38,5 eólica + 167,3 FV	10	144.474	295.454	62.266	130,59	1.144,0	151,10	86,4
19		38,5 eólica + 167,3 FV	20	144.474	295.454	135.560	233,82	2.048,3	302,20	77,4
20		38,5 eólica + 167,3 FV	25	144.474	295.454	162.277	279,91	2.452,0	377,75	74,1
21		38,5 eólica + 167,3 FV	30	144.474	295.454	187.172	322,85	2.828,1	453,30	71,2
22		38,5 eólica + 167,3 FV	35	144.474	295.454	209.954	362,14	3.172,4	528,85	68,5
23	Moralito-Tablada	54,7	10	188.735		69.439	119,78	1.049,2	151,10	79,3
24		54,7	15	188.735		93.789	161,77	1.417,1	226,65	71,4
25		54,7	20	188.735		113.711	196,14	1.718,2	302,20	64,9
26		54,7	25	188.735		130.643	225,34	1.974,0	377,75	59,7
27		54,7	30	188.735		145.326	250,67	2.195,9	453,30	55,3
28	Puerto del Rosario	69,9	15	187.586		89.186	153,83	1.347,6	226,65	67,9
29		69,9	20	187.586		107.350	185,16	1.622,0	302,20	61,3
30		69,9	25	187.586		122.864	211,92	1.856,5	377,75	56,1
31		69,9	30	187.586		136.274	235,05	2.059,1	453,30	51,9
32		69,9	36,5	187.586		151.026	260,50	2.282,0	551,51	47,2
33	Cañada de la Barca	85,2	20	284.215		128.443	221,55	1.940,8	302,20	73,3
34		85,2	30	284.215		169.102	291,68	2.555,1	453,30	64,3
35		85,2	35	284.215		186.207	321,18	2.813,6	528,84	60,7
36		85,2	40	284.215		149.850	348,17	3.050,0	604,39	57,6
37		85,2	45	284.215		216.178	372,88	3.266,4	679,94	54,8
38	Solantes	91,7	20	292.943		130.472	225,05	1.971,4	302,20	74,5
39		91,7	30	292.943		171.461	295,75	2.590,7	453,30	65,2
40		91,7	35	292.943		188.687	325,46	2.851,0	528,84	61,5
41		91,7	40	292.943		204.452	352,65	3.089,2	604,39	58,3
42		91,7	45	292.943		218.869	377,52	3.307,1	679,94	55,5
43		91,7	50	292.943		231.889	399,98	3.503,8	755,50	52,9

Tabla 78. Análisis de producción de hidrógeno verde asociado a nodos de red con EERR en el sistema eléctrico de Fuerteventura

La capacidad de producción de hidrógeno en Fuerteventura oscila entre las 16.757,9 tH₂/año y 31.012,5 tH₂/año, considerando solo el electrolizador de mayor tamaño en cada uno de los centros de producción de hidrógeno. La gran mayoría de estos centros de producción están situados en la zona centro y norte de la isla, con una potencia instalada de 243,3 MW.

Las necesidades espaciales de cada una de las 43 soluciones propuestas en el estudio para Fuerteventura son las siguientes.

Necesidades espaciales de los centros de producción de hidrógeno estimados de Fuerteventura						
Casos	Nº de electrolizadores	Área ocupada por electrolizadores (m ²)	Nº de depósitos	Área ocupada electrolizadores (m ²)	Sistemas auxiliares (m ²)	Área total (m ²)
Gran Tarajal						
1	1.0	28	1	10	14	52
2	1.0	28	1	10	14	52
3	1.0	28	1	10	14	52
La Oliva						
4	1.0	28	1	10	14	52
5	2.0	56	1	10	28	94
6	2.0	56	2	20	28	104
7	3.0	84	2	20	42	146
Las Salinas						
8	5.0	140	3	30	70	240
9	7.0	196	5	50	98	344
10	10.0	280	7	70	140	490
11	13.0	364	9	90	182	636
12	17.0	476	10	100	238	814
Corralejo						
13	7.0	196	5	50	98	344
14	10.0	280	10	100	140	520
15	13.0	364	15	150	182	696
16	17.0	476	20	200	238	914
17	17.0	476	25	250	238	964
Tuineje						
18	10.0	280	10	100	140	520
19	17.0	476	20	200	238	914
20	20.0	560	25	250	280	1090
21	23.0	644	30	300	322	1266
22	25.0	700	35	350	350	1400
Moralito – La Tablada						
23	10.0	280	10	100	140	520
24	17.0	476	15	150	238	864
25	20.0	560	20	200	280	1040
26	23.0	644	25	250	322	1216
27	24.0	672	30	300	336	1308
Puerto del Rosario						
28	17.0	476	15	150	238	864
29	20.0	560	20	200	280	1040
30	23.0	644	25	250	322	1216
31	24.0	672	30	300	336	1308
32	25.0	700	37	370	350	1420
Cañada de la Barca						
33	10.0	280	20	200	140	620
34	20.0	560	30	300	280	1140
35	25.0	700	35	350	350	1400
36	30.0	840	40	400	420	1660
37	35.0	980	45	450	490	1920
Solantes						

38	10.0	280	20	200	140	620
39	20.0	560	30	300	280	1140
40	25.0	700	35	350	350	1400
41	30.0	840	40	400	420	1660
42	35.0	980	45	450	490	1920
43	40.0	1120	50	500	560	2180

Tabla 79. Necesidades espaciales de los centros de producción de hidrógeno estimados de Fuerteventura

En las siguientes gráficas se muestra la relación existente entre el aumento de la potencia del electrolizador y la reducción de su capacidad. En la segunda de las imágenes se muestra la capacidad nominal de generación de hidrógeno cada hora y el valor máximo que se conseguiría durante un año tipo y el valor que se obtendría si el electrolizador operara al 100% durante todas las horas del año.

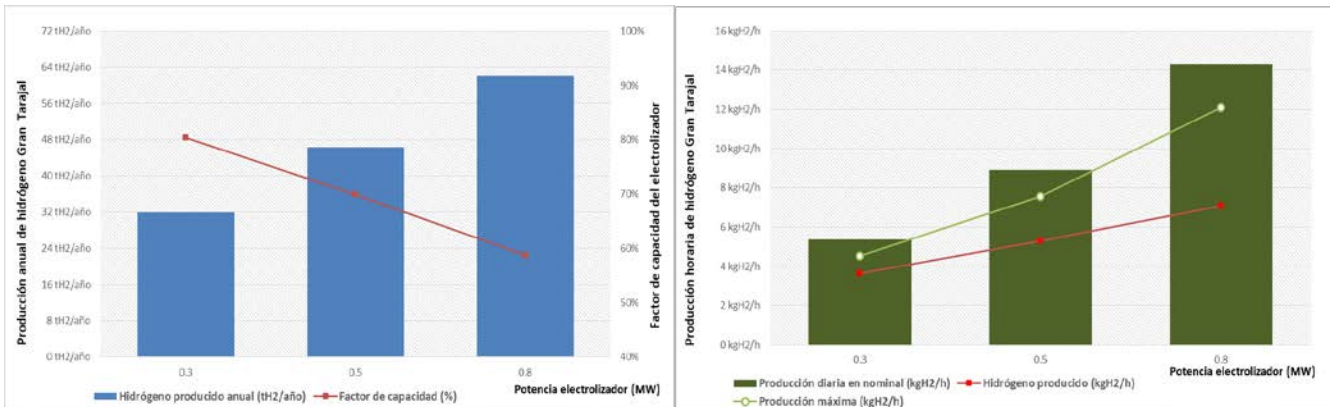


Ilustración 54. Comparativa entre la producción anual y horaria de hidrógeno con condiciones óptimas. Gran Tarajal

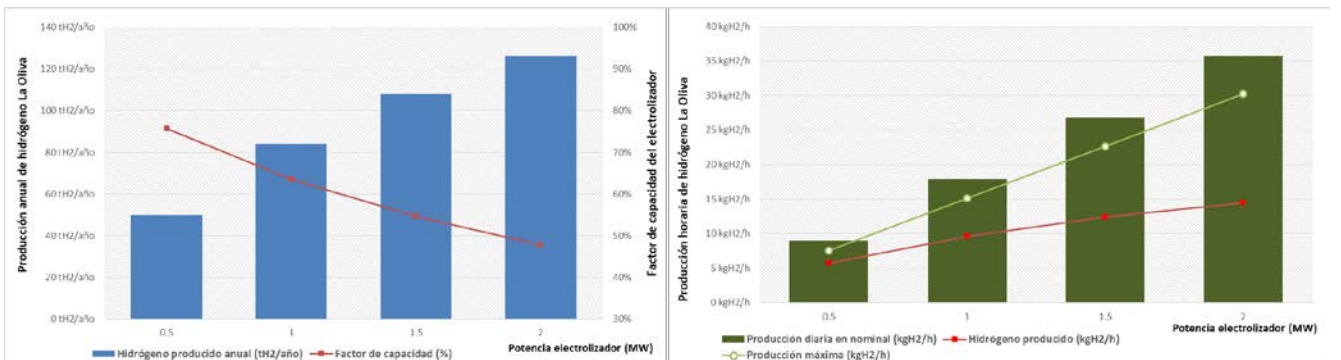


Ilustración 55. Comparativa entre la producción anual y horaria de hidrógeno con condiciones óptimas. La Oliva

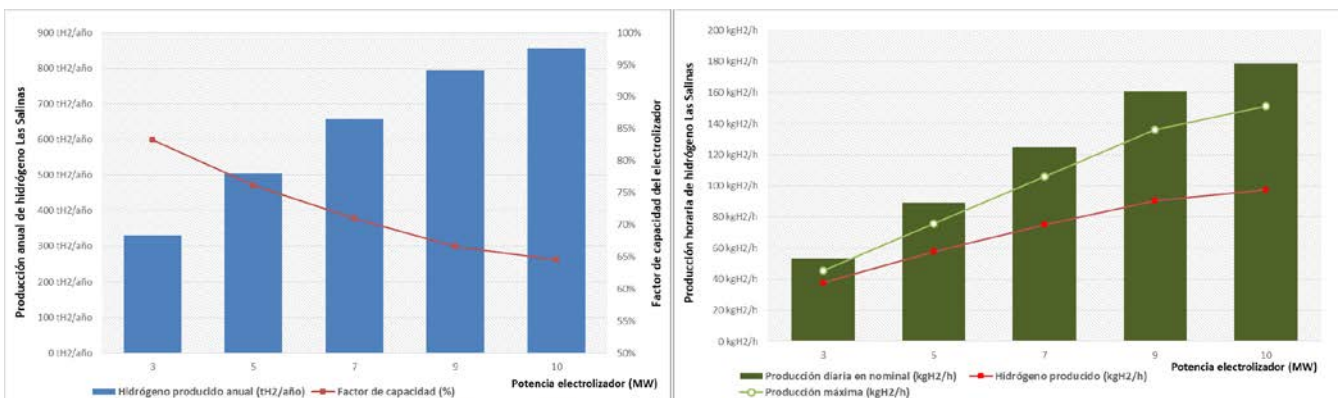


Ilustración 56. Comparativa entre la producción anual y horaria de hidrógeno con condiciones óptimas. Las Salinas

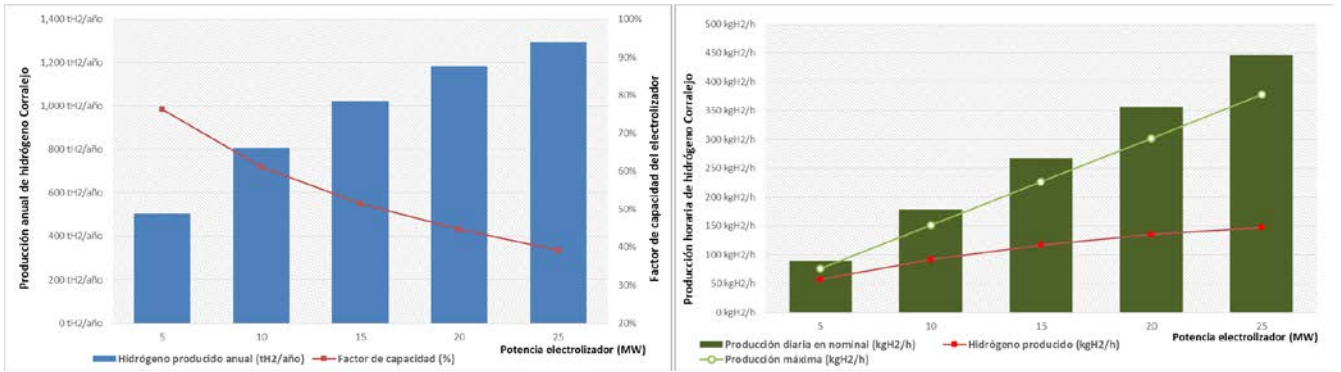


Ilustración 57. Comparativa entre la producción anual y horaria de hidrógeno con condiciones óptimas. Corralejo

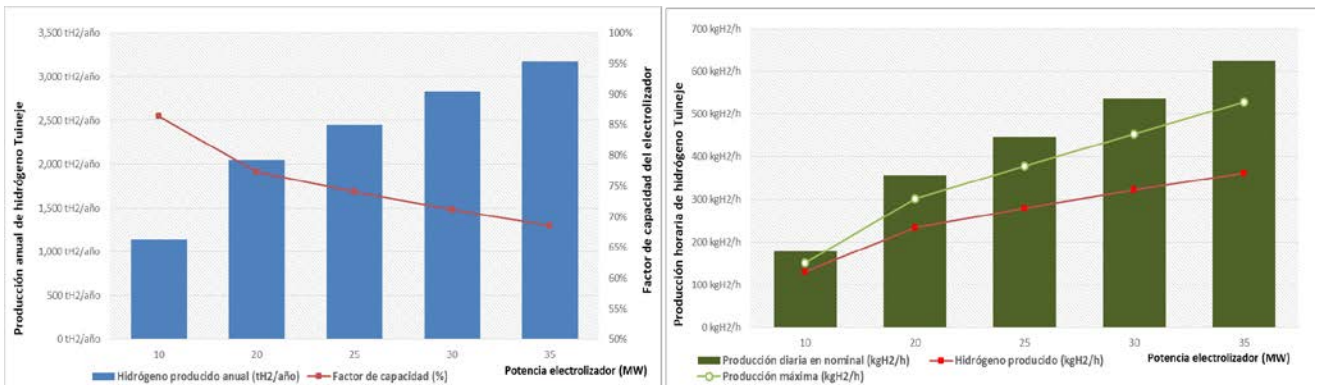


Ilustración 58. Comparativa entre la producción anual y horaria de hidrógeno con condiciones óptimas. Tuineje

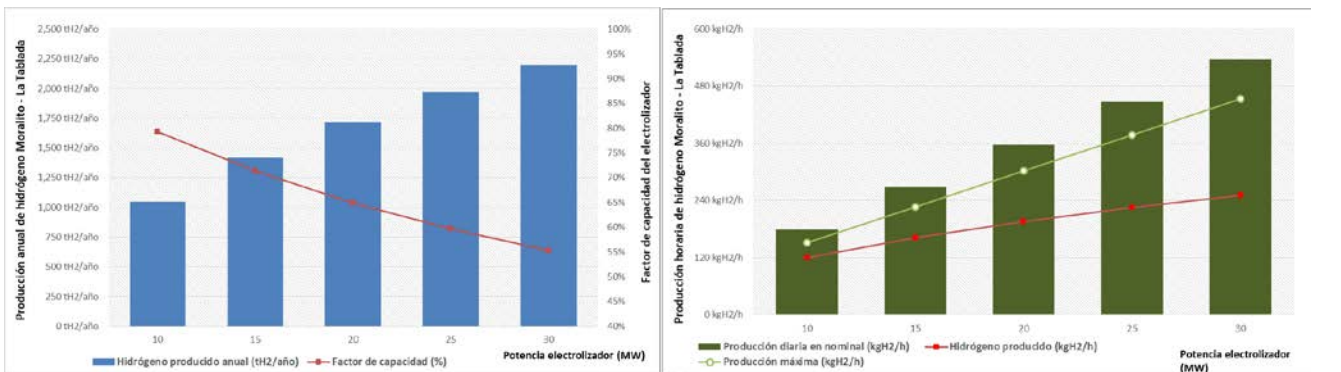


Ilustración 59. Comparativa entre la producción anual y horaria de hidrógeno con condiciones óptimas. Moralito - La Tablada

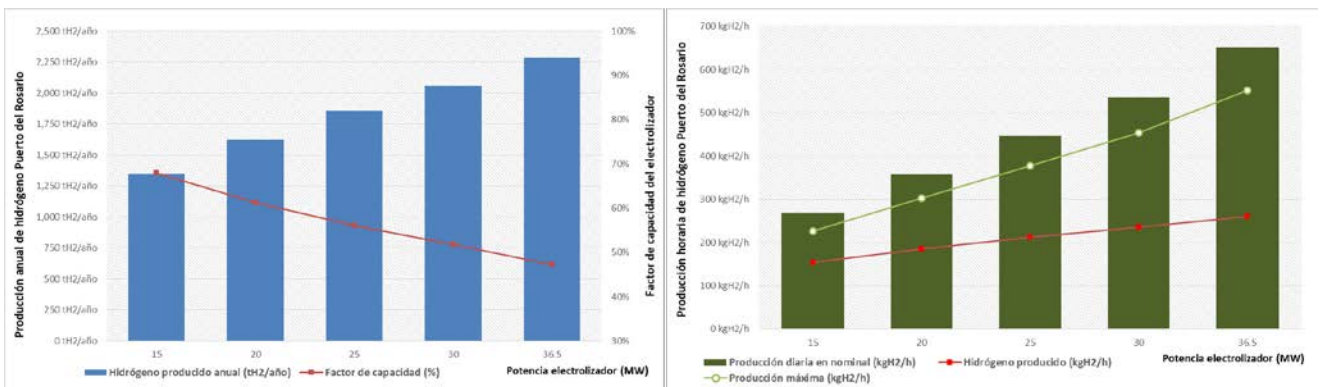


Ilustración 60. Comparativa entre la producción anual y horaria de hidrógeno con condiciones óptimas. Puerto del Rosario

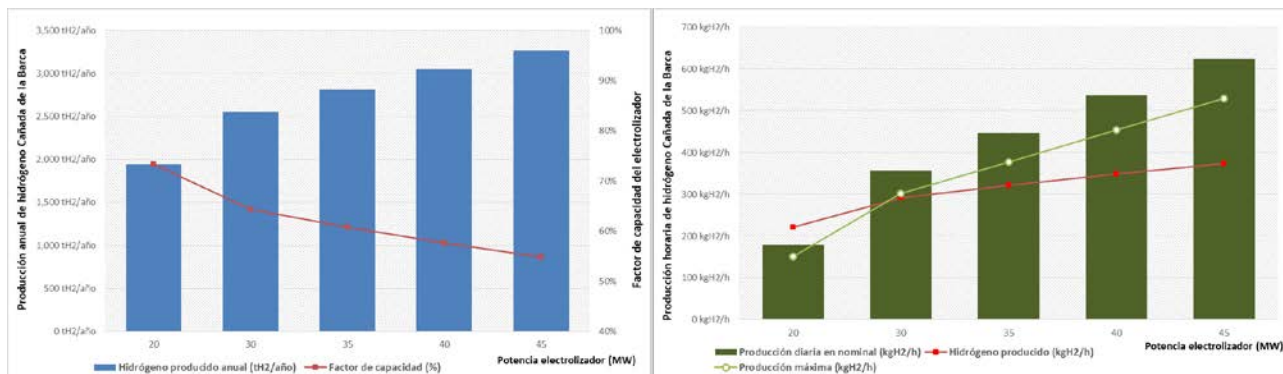


Ilustración 61. Comparativa entre la producción anual y horaria de hidrógeno con condiciones óptimas. Cañada de la Barca

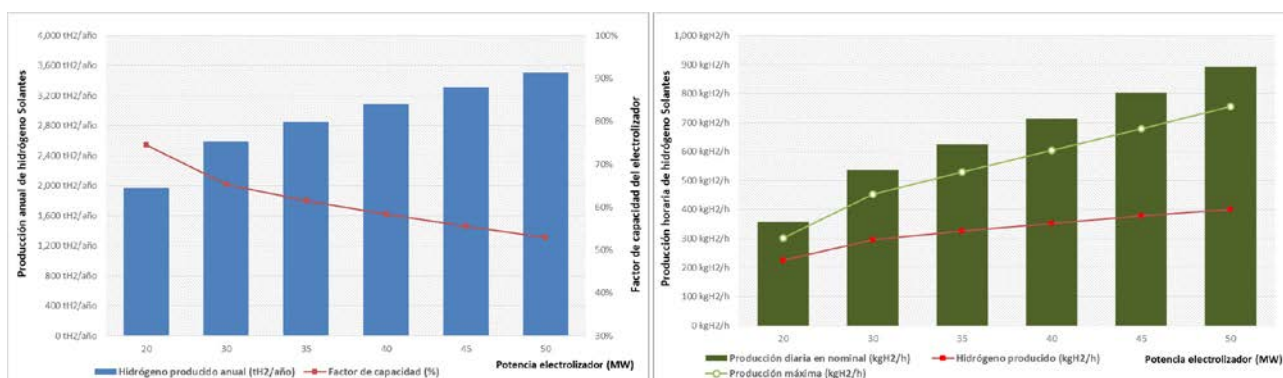


Ilustración 62. Comparativa entre la producción anual y horaria de hidrógeno con condiciones óptimas. Solantes

De acuerdo con los resultados obtenidos, en el supuesto en el que se instalaran los 243,3 MW en electrolizadores, generando entre 16.757,9 y 31.012,5 tH₂/año, la potencia media consumida ascendería a 126,6 MW, lo que supondría un factor de capacidad global de aproximadamente el 54%.

7.7.2.4 Demanda de hidrógeno insularizada

Se presenta el reparto por sectores de la demanda de hidrógeno verde por años para Fuerteventura. En esta desagregación se consideran los sectores del transporte terrestre por carretera, el transporte aéreo (producción de queroseno), la re-electrificación del sector turístico e industrial y el almacenamiento energético a gran escala.

Demanda de hidrógeno por subsectores en Fuerteventura (tH ₂ /año)						
Año	Movilidad terrestre	Transporte marítimo interinsular	Transporte aéreo interinsular	Re-electrificación Turístico e industrial	Almacenamiento energético	Total
2020	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0
2022	3	0	0	0	0	3
2023	6	0	0	36	0	42
2024	20	0	0	72	0	92
2025	34	0	0	88	0	122
2026	121	0	0	98	0	219
2027	394	0	222	120	0	736
2028	1.317	0	296	157	0	1.770
2029	1.523	0	371	192	0	2.087
2030	1.803	0	447	227	0	2.477
2031	2.295	0	522	260	448	3.526

2032	2.642	0	598	294	896	4.430
2033	3.293	0	674	326	1.345	5.638
2034	4.191	0	750	358	1.793	7.092
2035	4.801	0	826	390	2.241	8.258
2036	5.445	0	902	422	2.689	9.459
2037	6.072	0	1.053	489	3.137	10.752
2038	6.733	0	1.205	556	3.586	12.080
2039	7.428	0	1.356	622	4.034	13.440
2040	8.157	0	1.508	689	4.482	14.836

 Tabla 80. Demanda de hidrógeno por subsectores en Fuerteventura (tH₂/año)

La demanda de hidrógeno en Fuerteventura ascendería a 2.477 tH₂ para el año 2030 y a 14.836 tH₂ para 2040. La mayor parte de la demanda en el año 2040 se asociaría con el transporte terrestre por carretera (55%), seguido del almacenamiento energético (30,2%), el transporte aéreo interinsular (10,2%) y la re-electrificación (4,6%).

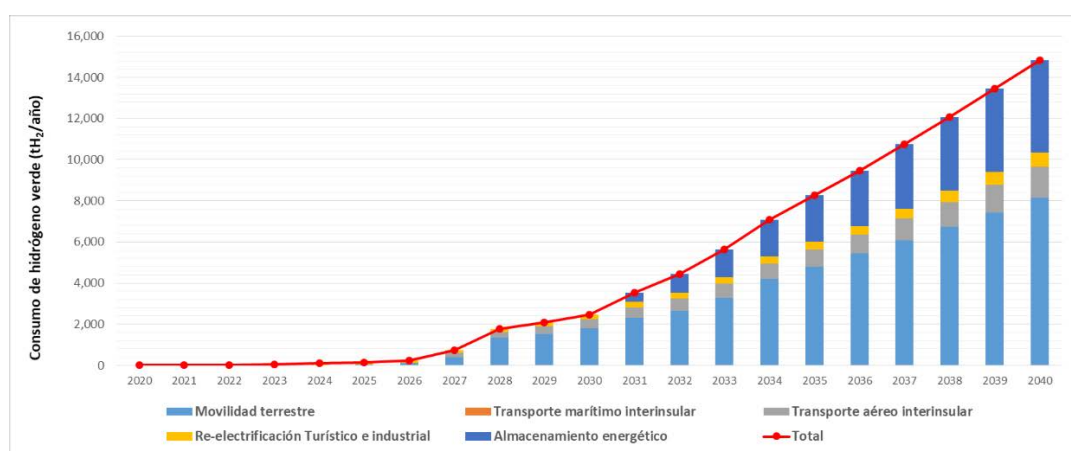


Ilustración 63. Estimación de demanda máxima de hidrógeno por año para Fuerteventura

7.7.2.5 Casación de la oferta con la demanda de hidrógeno

Una vez estimadas la demanda y la capacidad de producción de hidrógeno, se determina, tanto para el año 2030 como 2040, la configuración óptima en relación con la cantidad de hidrógeno generada por potencia instalada en electrolizadores.

Como se ha puesto de manifiesto, la demanda de hidrógeno en Fuerteventura para el año 2030 sería de 2.477 toneladas. Para cubrir esta demanda, bastaría con la puesta en marcha de una única central de producción de hidrógeno, que en este caso podría ser la asociada a la subestación de Tuineje. La potencia renovable total de esta área ascendería a 38,5 MW eólicos y 167,3 MW fotovoltaicos requiriéndose de una capacidad de electrolización de 25 MW. Por el régimen variable del recurso eólico, la potencia media del electrolizador rondaría los 18,5 MW durante todo el año. Así pues, el factor de capacidad sería del 74,1%.

Sistemas de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrógeno en Fuerteventura en el año 2030										
Punto de conexión aprox.	Pot. EERR (MW)	Electrolizador (MW)	Prod. eólica total (MWh)	Prod. FV total (MWh)	Prod. EERR destinada a H ₂ (MWh)	H ₂ producido (kgH ₂ /h)	H ₂ producido anual (tH ₂ /año)	Prod. máxima (kgH ₂ /h)	Factor de capacidad (%)	Pot. media electrol. (kW)
Tuineje	38,5 eólica + 167,3 FV	25,0	144.473,8	295.453,7	62.266,0	130,6	2.452,0	377,7	74,1%	18.525
TOTAL		25,0	144.473,8	295.435,7	62.266,0	130,6	2.452,0	377,7	74,1%	18.525

Tabla 81. Sistemas de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrógeno en Fuerteventura en el año 2030

Por su parte, la demanda de hidrógeno para el año 2040 asciende a 14.836 toneladas por lo que habría que incrementar la potencia instalada en electrolizadores respecto a 2030 para cubrir dicha demanda. De este modo, serían necesarios 133 MW si se quiere descarbonizar el transporte terrestre pesado, el transporte marítimo interinsular y el transporte aéreo interinsular. La solución en la que se conseguiría el mayor factor de capacidad sería con la puesta en marcha de 7 centros de producción situados próximos a las áreas donde se encuentran las subestaciones eléctricas de Las Salinas, Tuineje, Moralito-La Tablada, Puerto del Rosario, Cañada de la Barca y Solantes. A pesar de que la potencia nominal de estos sistemas ascendería a 133 MW, la potencia media demandada por los electrolizadores se situaría en 94,7 MW, lo que supone un factor de capacidad del 71,2%. El sobredimensionamiento mencionado es necesario para poder lidiar con el recurso renovable intermitente de los parques eólicos y plantas fotovoltaicas instaladas en la isla.

Sistemas de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrógeno en Fuerteventura en el año 2040										
Punto de conexión aprox.	Pot. EERR (MW)	Electrolizador (MW)	Prod. eólica total (MWh)	Prod. FV total (MWh)	Prod.EERR destinada a H ₂ (MWh)	H ₂ producido (kgH ₂ /h)	H ₂ producido anual (tH ₂ /año)	Prod. máxima (kgH ₂ /h)	Factor de capacidad (%)	Pot. media electrol. (kW)
Las Salinas	13,9 eólica + 30,2 FV	3	40.446,1	53.327,2	21.878,8	37,7	330,6	45,3	83,3%	2.498
Tuineje	38,5 eólica + 167,3 FV	25	144.473,8	295.453,7	162.276,8	279,9	2.452,0	377,7	74,1%	18.525
		30			187.172,5	322,8	2.828,1	453,3	71,2%	21.367
Moralito-Tablada	54,7 eólica	10	188.734,9		69.438,9	119,8	1.049,2	151,1	79,3%	7.927
Pto. del Rosario	69,9 eólica	15	187.586,5		89.185,7	153,8	1.347,6	226,6	67,9%	10.181
Cañada Barca	85,2 eólica	30	284.214,7		169.102,1	291,7	2.555,1	453,3	64,3%	19.304
Solantes	91,7 eólica	20	292.943,0		130.472,0	225,0	1.971,4	302,2	74,5%	14.894
Total		133	1.138.399,0	348.780,8	829.526,7	1.430,8	12.534,0	2.009,6	71,2%	94.695

Tabla 82. Sistemas de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrógeno en Lanzarote en el año 2040

La demanda de hidrógeno en la isla (14.836 toneladas) se obtiene casi en su totalidad sin necesidad de alcanzar la producción máxima anual (17.604 toneladas) ya que, como muestra la tabla anterior, la producción anual media (12.534 tH₂) llega casi a la demanda.

En la siguiente ilustración se muestra la ubicación aproximada de cada uno de los centros de producción de hidrógeno estimados para cubrir la demanda en el año 2040.

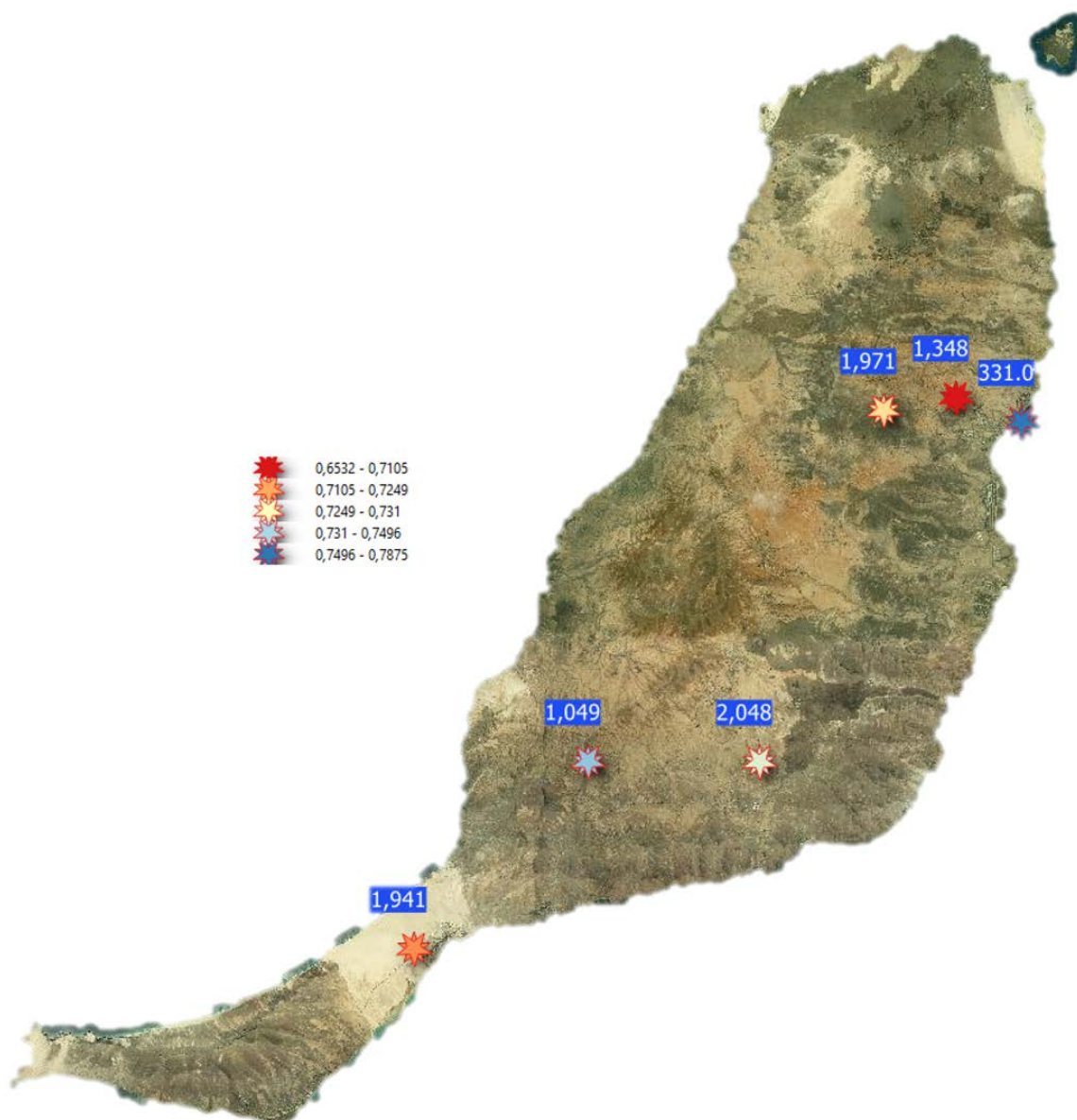


Ilustración 64 Ubicación aproximada de centros de producción de hidrógeno y capacidad en tH₂/año

7.7.5. La Palma

En la isla de La Palma la demanda de hidrógeno ascendería a 4.931 tH₂ para el año 2040 mientras que para el año 2030 el consumo sería de 1.215 tH₂. Se evalúa a continuación la capacidad máxima de producción de hidrógeno en función de la potencia renovable instalada en la isla hasta el horizonte de total descarbonización.

7.7.6.1 Capacidad de producción de hidrógeno

Actualmente, en La Palma existe una potencia renovable instalada de 13,68 MW de los cuales 6,97 MW se corresponden con la eólica, 5,91 MW con la fotovoltaica y 0,8 MW con la minihidráulica. Para alcanzar los objetivos de descarbonización habría que aumentar la potencia eólica hasta los 60 MW, mientras que la fotovoltaica debería situarse en unos 20 MW.

Por otra parte, en esta isla existen un total de tres subestaciones eléctricas de las cuales sólo en dos de ellas, previsiblemente, se dispondría de potencia renovable, en concreto, en las subestaciones del Valle de Aridane y Las Breñas. Se asume que la distribución de la potencia renovable de nueva instalación se repartiría entre estas subestaciones eléctricas de la misma forma que lo hace actualmente. Una distribución más precisa de la renovable de nueva instalación no sería posible realizarlo ya que, en esta fase, se desconoce de la existencia de proyectos singulares que sumen el objetivo mencionado (se trata de un objetivo a largo plazo).

Como para el resto de las islas, se muestra en la siguiente tabla el resultado del estudio de producción para La Palma.

Análisis de producción de hidrógeno verde asociado a nodos de red con EERR en el sistema eléctrico de La Palma										
Casos	Nombre Sub-estación	Potencia renovable (MW)	Electrolizador (MW)	Producción eólica total (MWh)	Producción FV total (MWh)	Producción EERR destinada a H ₂ (MWh)	H ₂ producido (kgH ₂ /h)	H ₂ producido anual (tH ₂ /año)	Prod. máxima (kgH ₂ /h)	Factor capacidad (%)
1	Valle Aridane	28.5 eólica + 15.9 FV	1,0	80.342,1	24.002,1	8.458,5	14,6	127,8	15,1	96,6%
2	Valle Aridane	28.5 eólica + 15.9 FV	5,0	80.342,1	24.002,1	36.436,8	62,8	550,6	75,5	83,2%
3	Valle Aridane	28.5 eólica + 15.9 FV	10,0	80.342,1	24.002,1	61.719,9	106,5	932,6	151,1	70,5%
4	Valle Aridane	28.5 eólica + 15.9 FV	12,4	80.342,1	24.002,1	71.003,2	122,5	1.072,8	187,4	65,4%
5	Las Breñas	31.5 eólica + 4.1 FV	1,0	95.997,4	5.804,6	8.519,9	14,7	128,7	15,1	97,3%
6	Las Breñas	31.5 eólica + 4.1 FV	5,0	95.997,4	5.804,6	35.845,4	61,8	541,6	75,5	81,8%
7	Las Breñas	31.5 eólica + 4.1 FV	8,0	95.997,4	5.804,6	50.432,6	87,0	762,0	120,9	72,0%
8	Las Breñas	31.5 eólica + 4.1 FV	11,8	95.997,4	5.804,6	64.616,5	111,5	976,3	178,3	62,5%

Tabla 83. Análisis de producción de hidrógeno verde asociado a nodos de red con EERR en el sistema eléctrico de La Palma

Si existieran dos centros de producción de hidrógeno, uno conectado aguas abajo de la subestación eléctrica de Las Breñas y otro en la subestación del Valle de Aridane, existiría capacidad para producir, aproximadamente, 1.312,6 tH₂/año, lo cual sería suficiente para cumplir con el objetivo de demanda de hidrógeno en 2030, sin requerir aumentos en la potencia del electrolizador o de la potencia renovable instalada.

Se muestra a continuación las necesidades espaciales de cada una de las ocho propuestas de centros de producción de hidrógeno en los dos emplazamientos propuestos.

Necesidades espaciales de los centros de producción de hidrógeno estimados en La Palma						
Casos	Nº de electrolizadores	Área ocupada por electrolizadores (m ²)	Nº de depósitos	Área ocupada electrolizadores (m ²)	Sistemas auxiliares (m ²)	Área total (m ²)
Valle de Aridane						
1	1	28	1	10	14	52
2	1	28	5	50	14	92
3	1	28	10	100	14	142
4	2	56	13	130	28	214
Las Breñas						
5	1	28	1	10	14	52
6	1	28	5	50	14	92
7	1	28	8	80	14	122
8	2	56	12	120	28	204

Tabla 84. Necesidades especiales de los centros de producción de hidrógeno estimados en La Palma

A continuación, se muestran las gráficas de evolución del factor de capacidad en función de la potencia instalada en electrolizadores para los dos centros de producción de hidrógeno. En ambos conjuntos de gráficos, se observa que cuanto mayor es la capacidad de producción más riesgo existe que el electrolizador no opere a condiciones nominales. Sin embargo, el sistema eléctrico adquiere mayor capacidad para la aplicación de políticas de gestión de demanda.

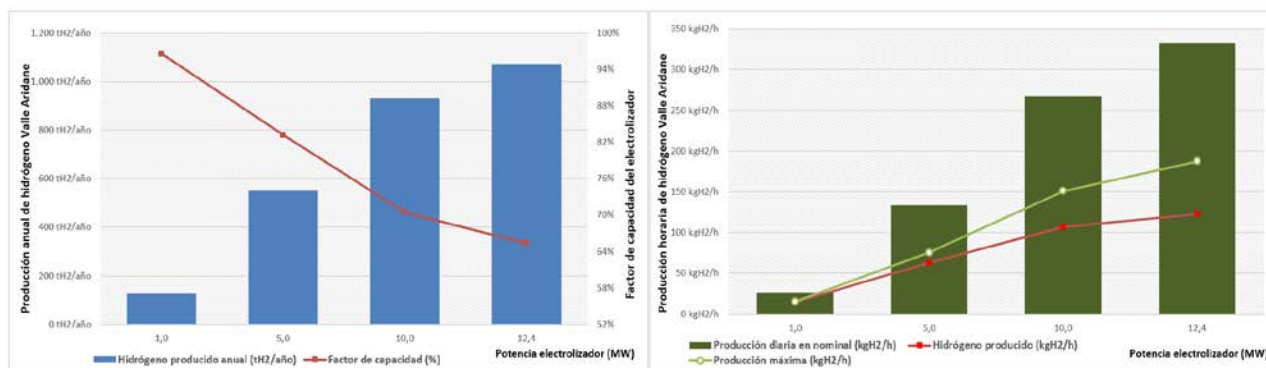


Ilustración 65. Comparativa entre la producción anual y horaria de hidrógeno con condiciones óptimas. Valle de Aridane

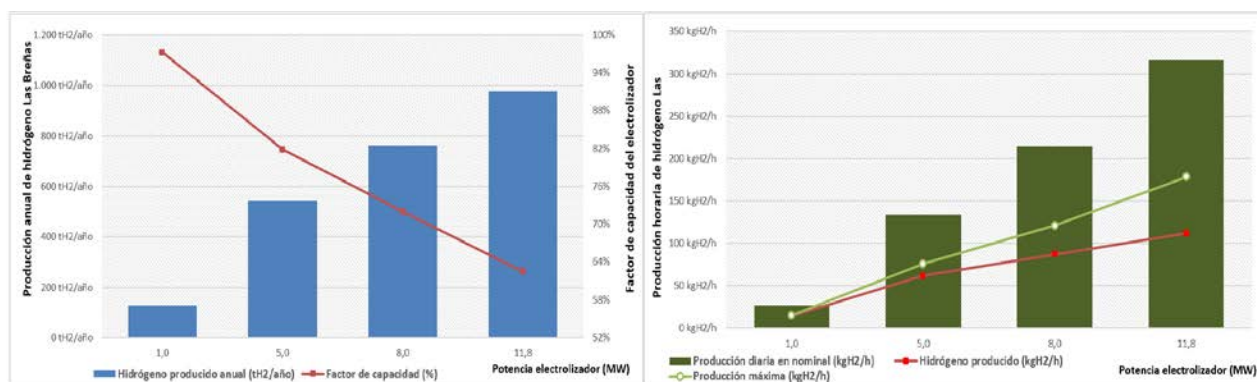


Ilustración 66. Comparativa entre la producción anual y horaria de hidrógeno con condiciones óptimas. Las Breñas

7.7.6.2 Demanda de hidrógeno insularizada

Se presenta el reparto por sectores de la demanda de hidrógeno verde por años para La Palma. En esta desagregación se consideran los sectores del transporte terrestre por carretera, el transporte aéreo (producción de queroseno) y la re-electrificación del sector turístico e industrial.

Demanda de hidrógeno por subsectores en La Palma (tH ₂ /año)						
Año	Movilidad terrestre	Transporte marítimo interinsular	Transporte aéreo interinsular	Re-electrificación Turístico e industrial	Almacenamiento energético	Total
2020	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0
2022	1	0	0	0	0	1
2023	2	0	0	13	0	15
2024	6	0	0	25	0	31
2025	11	0	0	30	0	41
2026	44	0	0	37	0	81
2027	153	0	152	45	0	350
2028	550	0	198	58	0	806

2029	676	0	243	71	0	990
2030	846	0	286	83	0	1.215
2031	1.076	0	327	96	0	1.499
2032	1.239	0	367	107	0	1.713
2033	1.544	0	406	119	0	2.069
2034	1.966	0	451	130	0	2.547
2035	2.251	0	491	142	0	2.884
2036	2.553	0	531	153	0	3.237
2037	2.847	0	614	177	0	3.638
2038	3.157	0	697	200	0	4.053
2039	3.483	0	778	224	0	4.485
2040	3.825	0	859	247	0	4.931

Tabla 85. Demanda de hidrógeno por subsectores en La Palma (tH₂/año)

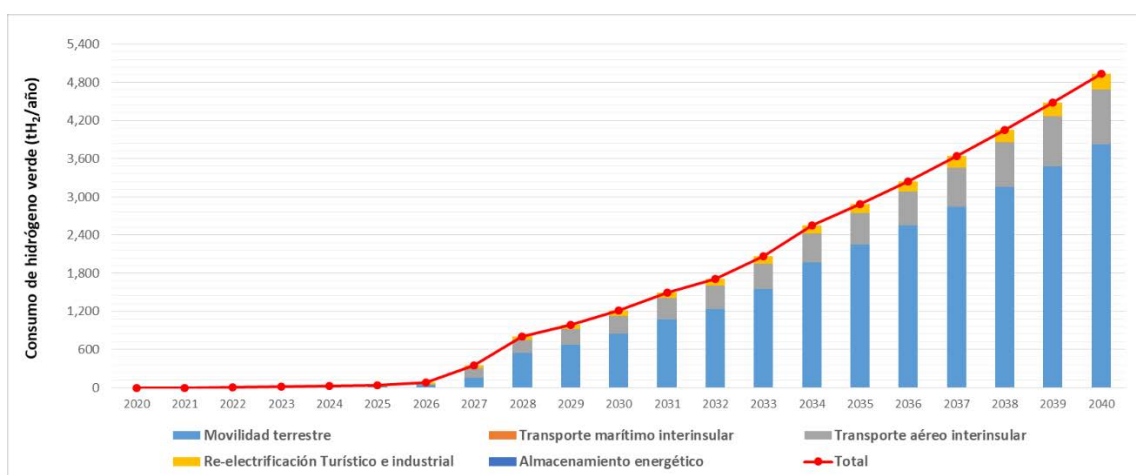


Ilustración 67. Estimación de demanda máxima de hidrógeno por año para La Palma

La demanda de hidrógeno en La Palma ascendería a 1.215 tH₂ para el año 2030 y a 4.931 tH₂ para 2040. La mayor parte de la demanda en el año 2040 se asociaría con el transporte terrestre por carretera (44%), seguido del transporte aéreo interinsular (43%) y la re-electrificación (12%).

7.7.6.3 Casación de la oferta con la demanda de hidrógeno

En la isla de La Palma, para atender la demanda prevista en el año 2030, bastaría con la instalación de dos centros de producción de hidrógeno, próximos a las subestaciones planteadas. De la misma forma, la potencia del electrolizador debería ser de 5 MW en Valle de Aridane y de 8 MW en Las Breñas, produciendo, respectivamente, 550,6 tH₂/año y 762,0 tH₂.

Se presentan en la siguiente tabla la configuración para el año 2030:

Sistemas de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrógeno en La Palma en el año 2030										
Punto de conexión aprox.	Pot. EERR (MW)	Electrolizador (MW)	Prod. eólica total (MWh)	Prod. FV total (MWh)	Prod.EERR destinada a H ₂ (MWh)	H ₂ producido (kgH ₂ /h)	H ₂ producido anual (tH ₂ /año)	Prod. máxima (kgH ₂ /h)	Factor de capacidad (%)	Pot. media electrol. (kW)
Valle Aridane	28.5 eólica + 15.9 FV	5,0	80.342,1	24.002,1	36.436,8	62,8	550,6	75,5	83,2%	4.160
Las Breñas	31.5 eólica + 4.1 FV	8,0	95.997,4	5.804,6	50.432,6	87,0	762,0	120,9	72,0%	5.757
Total		13,0	176.339,5	29.806,7	86.869,3	149,8	1.312,6	196,4	76,3%	9.917

Tabla 86. Sistemas de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrógeno en La Palma en el año 2030

En el año 2040 habría que optar por producir la máxima cantidad de hidrógeno en la isla y eso requeriría aumentar la potencia eólica y fotovoltaica en unos megavatios, tal y como se refleja en la siguiente tabla:

Sistemas de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrógeno en La Palma en el año 2040										
Punto de conexión aprox.	Pot. EERR (MW)	Electrolizador (MW)	Prod. eólica total (MWh)	Prod. FV total (MWh)	Prod.EERR destinada a H ₂ (MWh)	H ₂ producido (kgH ₂ /h)	H ₂ producido anual (tH ₂ /año)	Prod. máxima (kgH ₂ /h)	Factor de capacidad (%)	Pot. media electrol. (kW)
Valle Aridane	35,2 eólica + 18,9 FV	1,0	105.597,1	28.530,1	8.563,2	14,8	129,4	15,1	97,8%	978
		5,0			38.127,9	65,8	576,1	75,5	87,0%	4.352
		12,4			78.031,1	134,6	1.179,0	187,4	71,8%	8.908
Las Breñas	41,6 eólica + 9,1 FV	8,0	124.796,6	12.833,3	56.057,2	96,7	847,0	120,9	80,0%	6.399
		11,8			73.642,1	127,0	1.112,7	178,3	71,2%	8.407
Total		38,2	230.393,8	41.414,2	254.421,5	438,8	3.844,3	577,2	76,0%	29.044

Tabla 87. Sistemas de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrógeno en La Palma en el año 2040

Como puede verse en Valle de Aridane se ha aumentado la potencia eólica y fotovoltaica en 6,7 MW y 3 MW, respectivamente, mientras que, en Las Breñas, el aumento propuesto es de 10,1 MW eólicos y 5 MW fotovoltaicos. De esta manera se consigue una mayor producción de H₂ por parte de los electrolizadores que, en todos los casos, aumentan su factor de capacidad.

Con la producción media anual de H₂ no se cubre completamente la demanda, pero, teniendo en cuenta que esta producción oscila hasta las 5.056 toneladas de H₂ como valor máximo anual, no habría problema para satisfacerla.

Finalmente, se muestra a continuación la ilustración con la ubicación aproximada de los centros de producción.

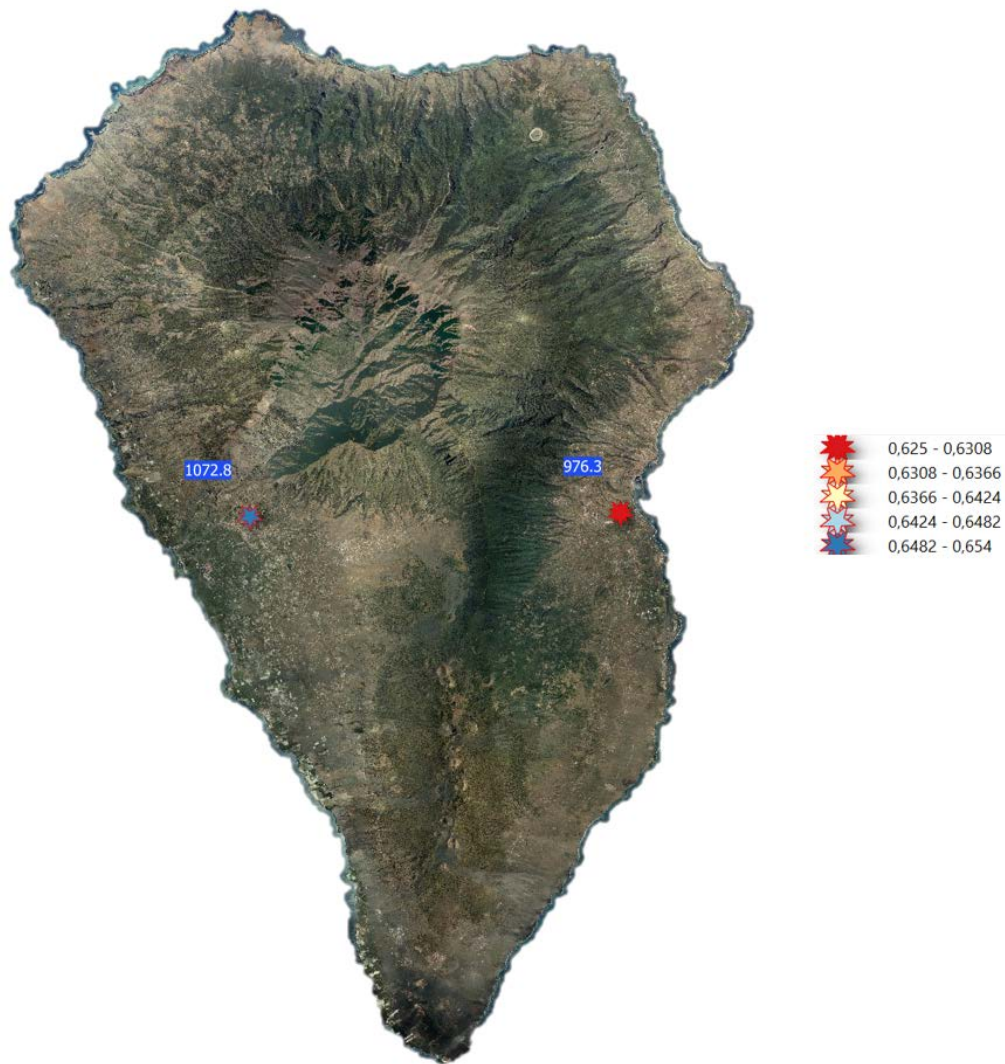


Ilustración 68. Ubicación aproximada de centros de producción de hidrógeno en La Palma y capacidad en tH₂/año

7.7.6. La Gomera

En La Gomera la demanda de hidrógeno sería de 459 tH₂ para el año 2030 y de 1.974 tH₂ para 2040, asociándose la mayor parte de ella a la cantidad de hidrógeno necesaria para el transporte terrestre. También existiría una parte que estaría relacionada con el transporte aéreo interinsular y la re-electrificación.

En esta isla, dado el volumen de la demanda, sólo se requiere de un único centro de producción de hidrógeno en 2030 para satisfacerla. Se analiza de manera más detallada en el siguiente subapartado.

7.7.5.1 Capacidad de producción de hidrógeno

Si el análisis se acometiera por nodos de red en media tensión, en el caso de La Gomera sólo existiría un único punto el cual se encuentra en San Sebastián de La Gomera. Con independencia de dónde se instale el sistema de producción de hidrógeno, la subestación a la que se enlazaría esta instalación sería El Palmar.

Se proyecta que para el año 2040 la potencia renovable máxima sería de 15 MW en eólica y 5 MW en fotovoltaica. Bajo este escenario se opta por probar hasta cuatro configuraciones con electrolizadores comprendidos entre 1 y 14 MW. Se presenta, a continuación, la producción de hidrógeno para cada uno de los casos modelados.

Análisis de producción de hidrógeno verde asociado a nodos de red con EERR en el sistema eléctrico de La Gomera										
Casos	Nombre Sub-estación	Potencia renovable (MW)	Electrolizador (MW)	Producción eólica total (MWh)	Producción FV total (MWh)	Producción EERR destinada a H ₂ (MWh)	H ₂ producido (kgH ₂ /h)	H ₂ producido anual (tH ₂ /año)	Prod. máxima (kgH ₂ /h)	Factor capacidad (%)
1	El Palmar	15 eólica + 5 FV	1,0	47.477,3	8.291,1	8.342,7	14,4	126,1	15,1	95,2%
2	El Palmar	15 eólica + 5 FV	5,0	47.477,3	8.291,1	32.456,8	56,0	490,4	75,5	74,1%
3	El Palmar	15 eólica + 5 FV	10,0	47.477,3	8.291,1	48.312,4	83,3	730,0	151,1	55,2%
4	El Palmar	15 eólica + 5 FV	14,0	47.477,3	8.291,1	54.388,8	93,8	821,8	211,5	44,3%

Tabla 88. Análisis de producción de hidrógeno verde asociado a nodos de red con EERR en el sistema eléctrico de La Gomera

La capacidad de producción de hidrógeno en La Gomera alcanzaría las 821,8 tH₂/año en el caso de que se instale el electrolizador de mayor tamaño propuesto (14 MW). De todas formas, no se considera que ésta sea una solución óptima porque el nivel de sobredimensionamiento es muy grande, existiendo un factor de capacidad del 44,3%. También se presentan las necesidades espaciales de los cuatro casos analizados en La Gomera.

Necesidades espaciales de los centros de producción de hidrógeno estimados en La Gomera						
Casos	Nº de electrolizadores	Área ocupada por electrolizadores (m ²)	Nº de depósitos	Área ocupada electrolizadores (m ²)	Sistemas auxiliares (m ²)	Área total (m ²)
El Palmar						
1	1	28	1	10	14	52
2	1	28	5	50	14	92
3	1	28	10	100	14	142
4	2	56	14	140	28	224

Tabla 89. Necesidades espaciales de los centros de producción de hidrógeno estimados en La Gomera

Se muestran además las gráficas que se presentan a continuación en las cuales se expone la potencia del electrolizador y la reducción de su capacidad, así como la capacidad nominal de generación de hidrógeno cada hora, el valor máximo que se conseguiría durante un año tipo y el valor que se obtendría si el electrolizador operara al 100% durante todas las horas del año.

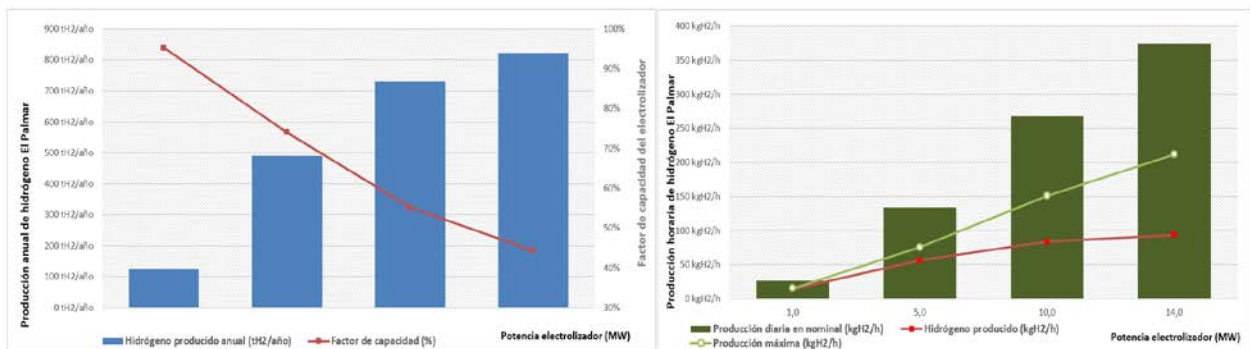


Ilustración 69. Comparativa entre la producción anual y horaria de hidrógeno con condiciones óptimas. El Palmar

7.7.5.2 Demanda de hidrógeno insularizada

Se presenta el reparto por sectores de la demanda de hidrógeno verde por años para La Gomera. En esta desagregación se consideran los sectores del transporte terrestre por carretera, el transporte aéreo (producción de queroseno) y la re-electrificación del sector turístico e industrial.

Demanda de hidrógeno por subsectores en La Gomera (tH ₂ /año)						
Año	Movilidad terrestre	Transporte marítimo interinsular	Transporte aéreo interinsular	Re-electrificación Turístico e industrial	Almacenamiento energético	Total
2020	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0
2022	1	0	0	0	0	1
2023	2	0	0	3	0	5
2024	5	0	0	7	0	12
2025	8	0	0	8	0	16
2026	28	0	0	10	0	38
2027	88	0	26	12	0	126
2028	290	0	35	16	0	340
2029	329	0	43	19	0	392
2030	384	0	52	22	0	459
2031	488	0	61	26	0	575
2032	562	0	70	29	0	661
2033	700	0	79	32	0	811
2034	892	0	87	35	0	1.014
2035	1.021	0	95	38	0	1.155
2036	1.158	0	104	41	0	1.303
2037	1.292	0	121	48	0	1.461
2038	1.432	0	138	54	0	1.624
2039	1.580	0	155	60	0	1.795
2040	1.735	0	172	67	0	1.974

Tabla 90. Demanda de hidrógeno por subsectores en La Gomera (tH₂/año)

La demanda de hidrógeno en La Gomera ascendería a 459 tH₂ para el año 2030 y a 1.974 tH₂ para 2040. La mayor parte de la demanda en el año 2040 se asociaría con el transporte terrestre por carretera (88%), seguido del transporte aéreo interinsular (9%) y la re-electrificación (3%).

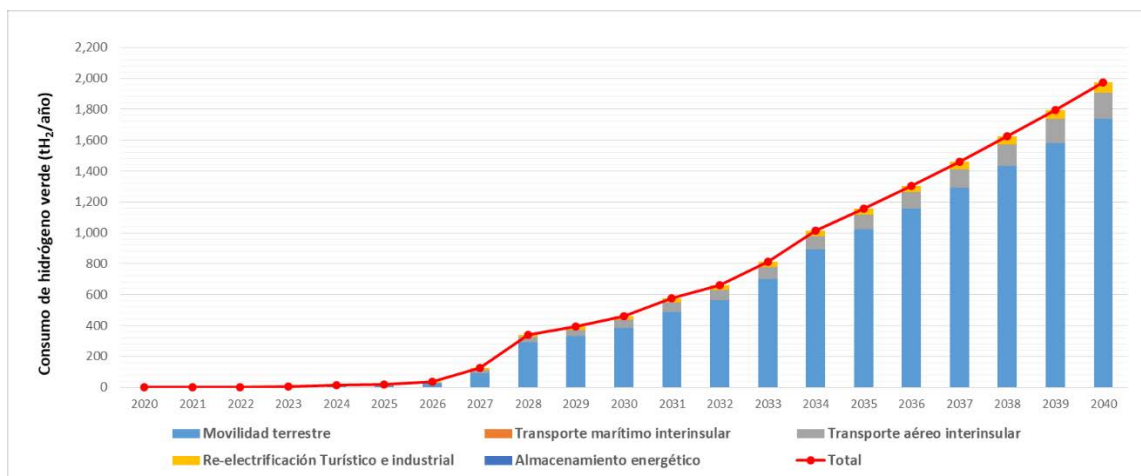


Ilustración 70. Estimación de demanda máxima de hidrógeno por año para La Gomera

7.7.5.3 Casación de la oferta con la demanda de hidrógeno

En esta isla no se evalúa el número de centros de producción de hidrógeno que existirían sino más bien la potencia del electrolizador que debería ser instalado para satisfacer la demanda de hidrógeno proyectada.

Para el año 2030 la demanda de hidrógeno sería de 459 tH₂ lo cual se podría cubrirse con un electrolizador de 5 MW. Este electrolizador operaría con un factor de capacidad de, algo más del 74% siendo la producción estimada de 490 tH₂/año.

Sistemas de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrógeno en La Gomera en el año 2030										
Punto de conexión aprox.	Pot. EERR (MW)	Electrolizador (MW)	Prod. eólica total (MWh)	Prod. FV total (MWh)	Prod.EERR destinada a H ₂ (MWh)	H ₂ producido (kgH ₂ /h)	H ₂ producido anual (tH ₂ /año)	Prod. máxima (kgH ₂ /h)	Factor de capacidad (%)	Pot. media electrol. (kW)
El Palmar	15 eólica + 5 FV	5,0	47.477,3	8.291,1	32.456,8	56,0	490,4	75,5	74,1%	3.705

Tabla 91. Sistemas de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrógeno en La Gomera en el año 2030

Para el año 2040 la demanda aumentaría hasta las 1.974 tH₂/año. En este caso habría que aumentar la integración de las energías renovables, a través de la interconexión eléctrica con Tenerife, de modo que se cuente con más energía para que los electrolizadores, sin aumentar su tamaño, operen con un mayor factor de capacidad, y puedan cubrir la demanda de H₂ para la isla.

El aumento de las renovables equivaldría a instalar una potencia de 21 MW eólicos y 10 MW fotovoltaicos

Sistemas de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrógeno en La Gomera en el año 2040										
Punto de conexión aprox.	Pot. EERR (MW)	Electrolizador (MW)	Prod. eólica total (MWh)	Prod. FV total (MWh)	Prod.EERR destinada a H ₂ (MWh)	H ₂ producido (kgH ₂ /h)	H ₂ producido anual (tH ₂ /año)	Prod. máxima (kgH ₂ /h)	Factor de capacidad (%)	Pot. media electrol. (kW)
El Palmar	21 eólica + 10 FV	1,0	66,468,2	16.582,3	8.505,2	14,7	128,5	15,1	97,1%	971,9
		14,0			70.779,9	122,1	1.069,5	211,5	57,7%	8.080
Total		15,0	66,468,2	16.582,3	79.285,1	136,8	1.198,0	226,6	60,3%	9.051

Tabla 92. Sistemas de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrógeno en La Gomera en el año 2040

Con la producción media anual de H₂ no se cubre completamente la demanda, pero, teniendo en cuenta que esta producción oscila hasta las 1.985 toneladas de H₂ como valor máximo anual, no habría problema para satisfacerla.

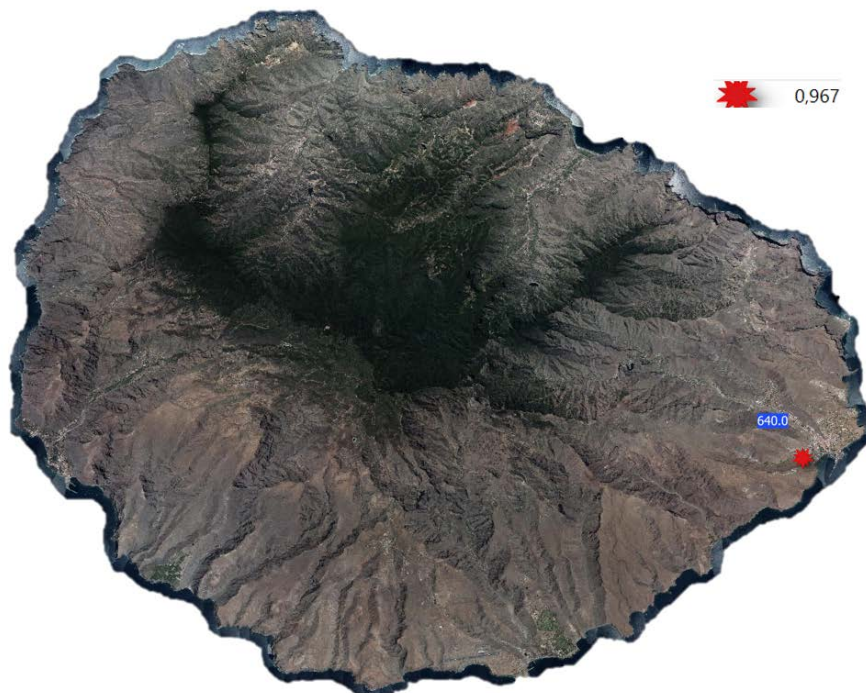


Ilustración 71. Ubicación aproximada de centros de producción de hidrógeno en La Gomera y capacidad en tH₂/año

7.7.7. El Hierro

Finalmente, para la isla de El Hierro, la demanda de hidrógeno rondaría las 1.925 tH₂ en el año 2040 y las 460 tH₂ en 2030. En este caso también se considera un único nodo de red para toda la isla agregándose toda la generación de hidrógeno en un único centro de producción.

7.7.7.1 Capacidad de producción de hidrógeno

Realizando el análisis por nodos de red en media tensión, en El Hierro sólo existe un único punto que se encuentra en el término municipal de Valverde, concretamente, en la subestación de Llanos Blancos. Con independencia de dónde se instale el sistema de producción de hidrógeno, la subestación a la que se enlazaría dicha instalación sería a la de Llanos Blancos. Se proyecta que para el año 2040 la potencia renovable máxima sería de 20 MW en eólica y 4 MW en fotovoltaica. Bajo este escenario se prueban hasta cuatro configuraciones diferentes con electrolizadores comprendidos entre 2 y 12 MW. Se presenta, a continuación, la producción de hidrógeno para cada uno de los casos modelados.

Análisis de producción de hidrógeno verde asociado a nodos de red con EERR en el sistema eléctrico de El Hierro										
Casos	Nombre Sub-estación	Potencia renovable (MW)	Electrolizador (MW)	Producción eólica total (MWh)	Producción FV total (MWh)	Producción EERR destinada a H ₂ (MWh)	H ₂ producido (kgH ₂ /h)	H ₂ producido anual (tH ₂ /año)	Prod. máxima (kgH ₂ /h)	Factor capacidad (%)
1	Llanos Blancos	20 eólica + 4 FV	2,0	62.180	6.964	15.785	27,23	238,5	30,22	90,1%
2	Llanos Blancos	20 eólica + 4 FV	5,0	62.180	6.964	33.014	56,94	498,8	75,55	75,4%
3	Llanos Blancos	20 eólica + 4 FV	8,0	62.180	6.964	44.543	76,83	673,0	120,88	63,6%
4	Llanos Blancos	20 eólica + 4 FV	12,0	62.180	6.964	55.758	96,17	842,5	181,32	53,0%

Tabla 93. Análisis de producción de hidrógeno verde asociado a nodos de red con EERR en el sistema eléctrico de El Hierro

La capacidad de producción de hidrógeno en El Hierro alcanzaría las 842,5 tH₂/año en el caso de que se instale el electrolizador de mayor tamaño propuesto (12 MW). De todas formas, no se considera que ésta sea una solución óptima porque el nivel de sobredimensionamiento es muy grande, existiendo un factor de capacidad del 53%. También se presentan las necesidades espaciales de los cuatro casos analizados para la isla.

Necesidades espaciales de los centros de producción de hidrógeno estimados en El Hierro						
Casos	Nº de electrolizadores	Área ocupada por electrolizadores (m ²)	Nº de depósitos	Área ocupada electrolizadores (m ²)	Sistemas auxiliares (m ²)	Área total (m ²)
Llanos Blancos						
1	1.0	28	2	20	14	62
2	1.0	28	5	50	14	92
3	1.0	28	8	80	14	122
4	2.0	56	12	120	28	204

Tabla 94. Necesidades espaciales de los centros de producción de hidrógeno estimados en Llanos Blancos

En las siguientes gráficas se muestra la potencia del electrolizador y la reducción de su capacidad, así como la capacidad nominal de generación de hidrógeno cada hora, el valor máximo que se conseguiría durante un año tipo y el valor que se obtendría si el electrolizador operara al 100% durante todas las horas del año.

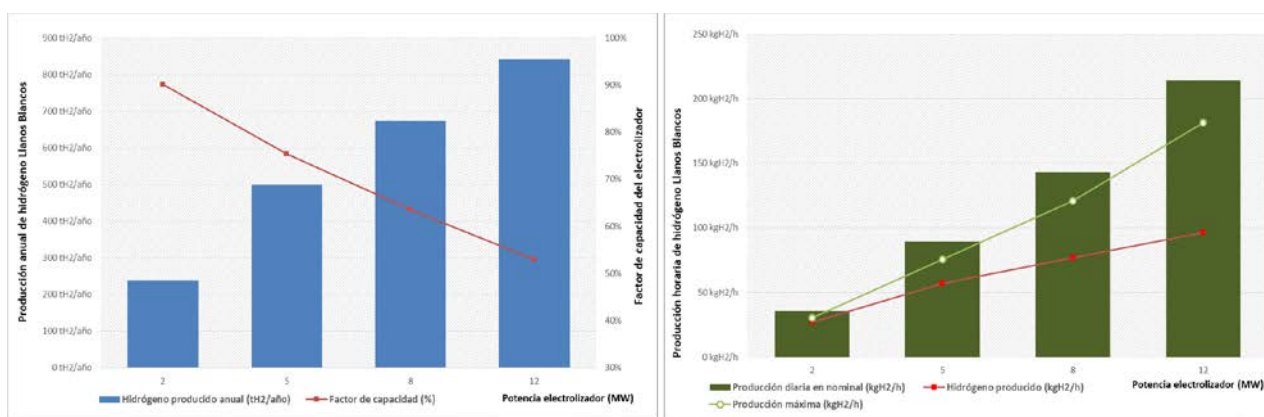


Ilustración 72. Comparativa entre la producción anual y horaria de hidrógeno con condiciones óptimas. Llanos Blancos

7.7.7.2 Demanda de hidrógeno insularizada

Se presenta el reparto por sectores de la demanda de hidrógeno verde por años para El Hierro. En esta desagregación se consideran los sectores del transporte terrestre por carretera, el transporte aéreo (producción de queroseno) y la re-electrificación del sector turístico e industrial.

Demanda de hidrógeno por subsectores en El Hierro (tH ₂ /año)						
Año	Movilidad terrestre	Transporte marítimo interinsular	Transporte aéreo interinsular	Re-electrificación Turístico e industrial	Almacenamiento energético	Total
2020	0	0	0	0	0	0
2021	0	0	0	0	0	0
2022	1	0	0	0	0	1
2023	2	0	0	2	0	4
2024	5	0	0	5	0	10
2025	8	0	0	6	0	14

2026	26	0	0	6	0	32
2027	80	0	59	8	0	147
2028	259	0	79	10	0	348
2029	288	0	98	13	0	399
2030	328	0	118	15	0	460
2031	418	0	137	17	0	572
2032	481	0	157	19	0	657
2033	599	0	177	21	0	797
2034	763	0	197	23	0	983
2035	874	0	216	25	0	1.116
2036	991	0	236	28	0	1.255
2037	1.105	0	276	32	0	1.413
2038	1.226	0	315	36	0	1.577
2039	1.352	0	355	41	0	1.748
2040	1.485	0	395	45	0	1.925

Tabla 95. Demanda de hidrógeno por subsectores en El Hierro (tH₂/año)

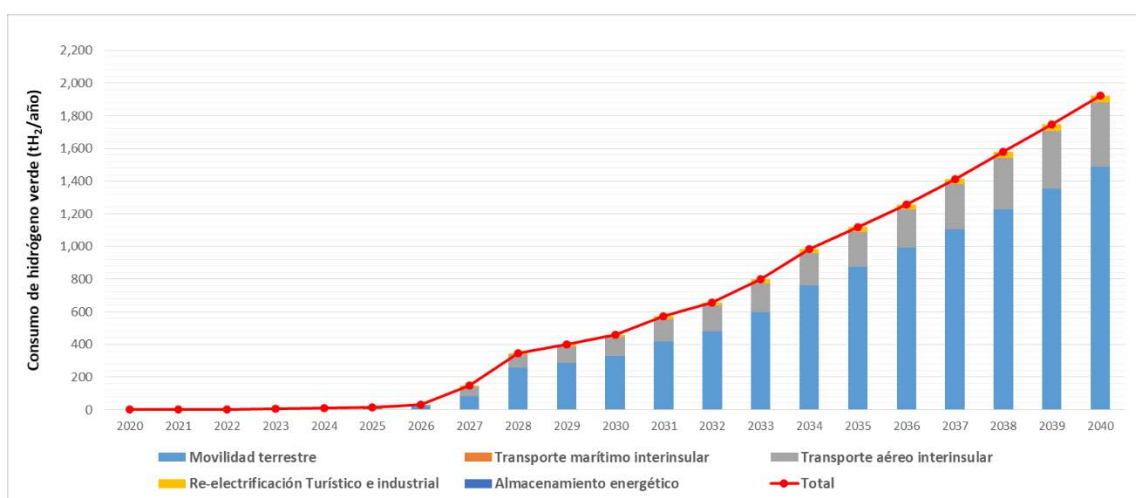


Ilustración 73. Estimación de demanda máxima de hidrógeno por año para El Hierro

La demanda de hidrógeno en El Hierro ascendería a 460 tH₂ para el año 2030 y a 1.925 tH₂ para 2040. La mayor parte de la demanda en el año 2040 se asociaría con el transporte terrestre por carretera (77%), seguido del transporte aéreo interinsular (21%) y la re-electrificación (2%).

7.7.7.3 Casación de la oferta con la demanda de hidrógeno

En esta isla no se evalúa tanto el número de centros de producción de hidrógeno que existiría sino la potencia del electrolizador que debería ser instalada para cubrir la demanda de hidrógeno proyectada.

La demanda de hidrógeno en 2030, estimada en 460 toneladas, se podría cubrir de dos maneras. Por un lado, con un electrolizador de 5 MW, capaz de producir 498,9 tH₂ al año, con un factor de capacidad del 75,4%, o bien con la instalación de dos electrolizadores de 2 MW cada uno, con un factor de capacidad del 90,1%, y una producción de 238,5 tH₂ anuales cada uno. Con ambas opciones se logra cubrir la demanda de hidrógeno, si bien la segunda optimiza el funcionamiento de los electrolizadores.

Sistemas de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrógeno en El Hierro en el año 2030										
Punto de conexión aprox.	Pot. EERR (MW)	Electrolizador (MW)	Prod. eólica total (MWh)	Prod. FV total (MWh)	Prod.EERR destinada a H ₂ (MWh)	H ₂ producido (kgH ₂ /h)	H ₂ producido anual (tH ₂ /año)	Prod. máxima (kgH ₂ /h)	Factor de capacidad (%)	Pot. media electrol. (kW)
Llanos Blancos	20 eólica + 4 FV	2,0	62.180	6.964	15.785	27,23	238,5	30,22	90,1%	1.802
		2,0			15.785	27,23	238,5	30,22	90,1%	1.802
Total		4,0	62.180	6.964	31.570	54,46	477,0	60,44	90,1%	3.604

Tabla 96. Sistemas de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrógeno en El Hierro en el año 2030

Para el año 2040 la demanda aumentaría hasta las 1.925 tH₂/año. En este caso, teniendo en cuenta los valores indicados en la Tabla 93, ninguna de las combinaciones cubriría la demanda de hidrógeno. Por ello, para 2040 habría que aumentar la potencia renovable de la isla para poder producir el hidrógeno suficiente para satisfacer la demanda estimada. Las simulaciones se han realizado aumentando en 4 MW la potencia eólica y en 5 MW la fotovoltaica. También se ha aumentado la potencia del último electrolizador en 1 MW. De este modo se obtienen los siguientes resultados:

Análisis de producción de hidrógeno verde asociado a nodos de red con EERR en el sistema eléctrico de El Hierro en el año 2040										
Punto de conexión aprox.	Pot. EERR (MW)	Electrolizador (MW)	Prod. eólica total (MWh)	Prod. FV total (MWh)	Prod.EERR destinada a H ₂ (MWh)	H ₂ producido (kgH ₂ /h)	H ₂ producido anual (tH ₂ /año)	Prod. máxima (kgH ₂ /h)	Factor de capacidad (%)	Pot. media electrol. (kW)
Llanos Blancos	24 eólica + 9 FV	2	74.616,1	15.669,0	16.184,9	27,92	244,6	30,22	92,4%	1.848
		5			35.759,4	61,68	540,3	75,55	81,6%	4.082
		8			50.629,8	87,33	765,0	120,88	72,2%	5780
		13			67.913,2	117,14	1.026,2	196,73	59,6%	7.753
Total			74.616,1	15.669,0	31.570	294,07	477,0	423,08	69,5%	19.462

Tabla 97. Análisis de producción de hidrógeno verde asociado a nodos de red con EERR en el sistema eléctrico de El Hierro en 2040

Con este nuevo planteamiento sí se está en disposición de satisfacer la demanda de hidrógeno de la isla para el año 2040. Para ello sería necesario la instalación de un electrolizador de 2 MW y otro de 13 MW. Con ambos, la producción de hidrógeno oscilaría entre las 1.271 toneladas de media y las 1.985 de máxima, con un factor de capacidad del 64%:

Sistemas de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrógeno en El Hierro en el año 2040										
Punto de conexión aprox.	Pot. EERR (MW)	Electrolizador (MW)	Prod. eólica total (MWh)	Prod. FV total (MWh)	Prod.EERR destinada a H ₂ (MWh)	H ₂ producido (kgH ₂ /h)	H ₂ producido anual (tH ₂ /año)	Prod. máxima (kgH ₂ /h)	Factor de capacidad (%)	Pot. media electrol. (kW)
Llanos Blancos	24 eólica + 9 FV	2,0	74.616,1	15.669,0	16.184,9	27,92	244,6	30,22	92,4%	1.848
		13,0			67.913,2	117,14	1.026,2	196,73	59,6%	7.753
Total		15,0	74.616,1	15.669,0	84.098,1	145,06	1.270,8	226,65	64,0%	9.601

Tabla 98. Sistemas de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrógeno en El Hierro en el año 2040

En la siguiente ilustración se muestra la ubicación aproximada del centro de producción de hidrógeno estimado para cubrir la demanda en el año 2040.

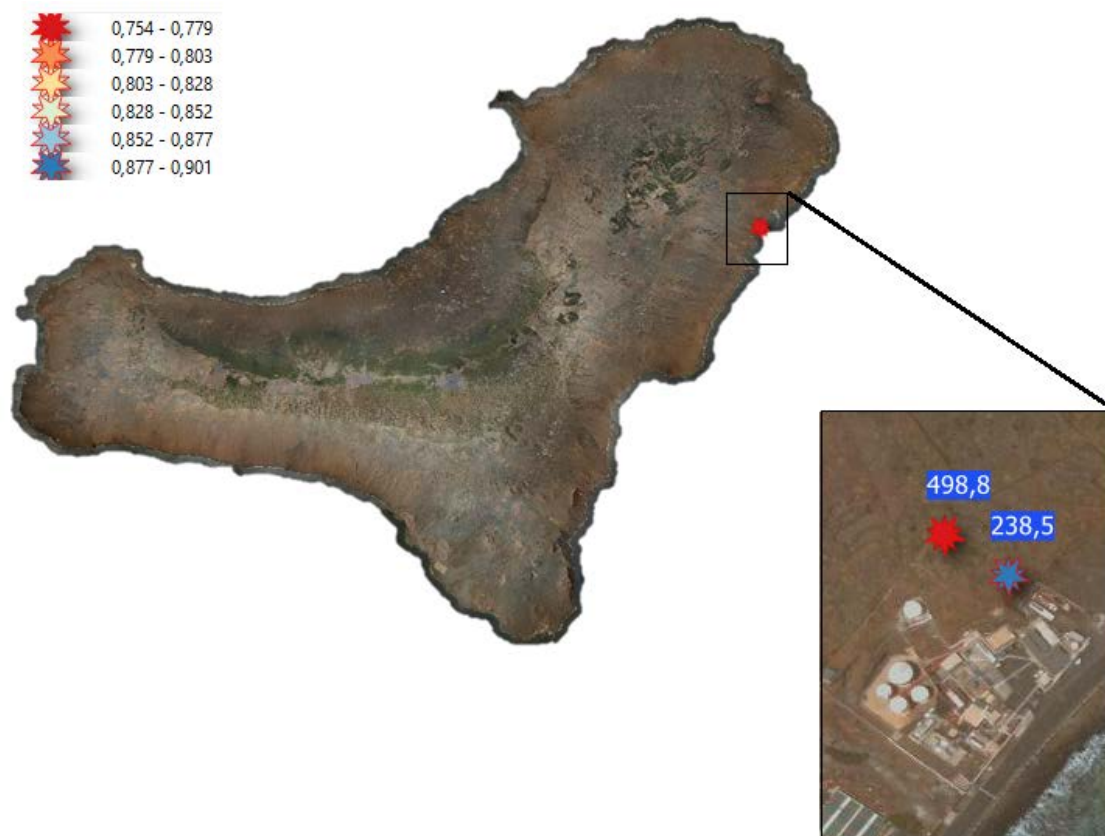


Ilustración 74. Ubicación aproximada de centros de producción de hidrógeno y capacidad en tH₂/año

7.8. Resumen de resultados del diagnóstico

El estudio desarrollado en el diagnóstico ha permitido definir la demanda de hidrógeno que se podría producir en cada una de las islas del archipiélago en el horizonte comprendido entre los años 2022 y 2040, en un supuesto en el que se pretende dar cumplimiento al mandato establecido por la Declaración de Emergencia Climática por la cual se exige descarbonizar la Comunidad Autónoma de Canarias con anterioridad al año 2040. Otro ritmo de crecimiento inferior de la tecnología pondría en riesgo alcanzar el hito planteado en determinados subsectores y, de manera muy especial, para aplicaciones del transporte en las cuales, o no existen otras alternativas técnicamente viables, o el uso del vehículo eléctrico (como principal candidato) no es la solución más adecuada. La tabla expuesta a continuación resume la demanda de hidrógeno por subsectores para el año 2030.

Demanda de hidrógeno por subsectores e islas para el año 2030 (tH ₂ /año)						
Año	Movilidad terrestre	Transporte marítimo interinsular	Transporte aéreo interinsular	Re-electrificación Turístico e industrial	Almacenamiento energético	Total
Tenerife	10.985	4.264	975	1.209	0	17.433
Gran Canaria	13.375	2.570	1.020	1.026	0	17.991
Lanzarote	3.311	0	535	268	0	4.114
Fuerteventura	1.803	0	447	227	0	2.477
La Palma	846	0	286	83	0	1.215
La Gomera	384	0	52	22	0	459
El Hierro	328	0	118	15	0	460
Canarias	31.032	6.834	3.433	2.850	0	44.148

Tabla 99. Demanda de hidrógeno por subsectores e islas para el año 2030 (tH₂/año)

Para todos los subsectores analizados, obviamente es necesaria una fuente de generación de hidrógeno por isla antes de poder asegurarse el consumo. Sin embargo, por el contrario, ningún promotor afrontaría el riesgo de invertir en la puesta en marcha de una central de producción de hidrógeno sin conocer la posible existencia de clientes que estén dispuestos a utilizar este combustible tan pronto como esté operativa una central de producción de hidrógeno verde. Por todo lo mencionado, se asume que, durante los primeros años, los proyectos singulares que tendrían éxito serían aquellos que logren aunar en un mismo consorcio, interesados en vender el hidrógeno y clientes que lo consuman por una contraprestación económica que, al menos, garantice la paridad de coste respecto al combustible que sustituye. Este tipo de modelo de negocio se considera perfectamente factible y sería vital para que comenzara a crearse un mercado local, tanto en la producción de hidrógeno como en su consumo, para aplicaciones relacionadas con la movilidad y la re-electrificación. Prácticamente, la totalidad de los proyectos de hidrógeno que ahora mismo se encuentran en explotación en Europa se han basado en este principio. Desde Canarias, incluso se han propuesto varias iniciativas enmarcadas en proyectos de investigación del FCH – JU, pero hasta la fecha ninguna de ellas ha sido financiada, a pesar del interés e importancia del sector energético en las Islas Canarias (región RUP con mayor población).

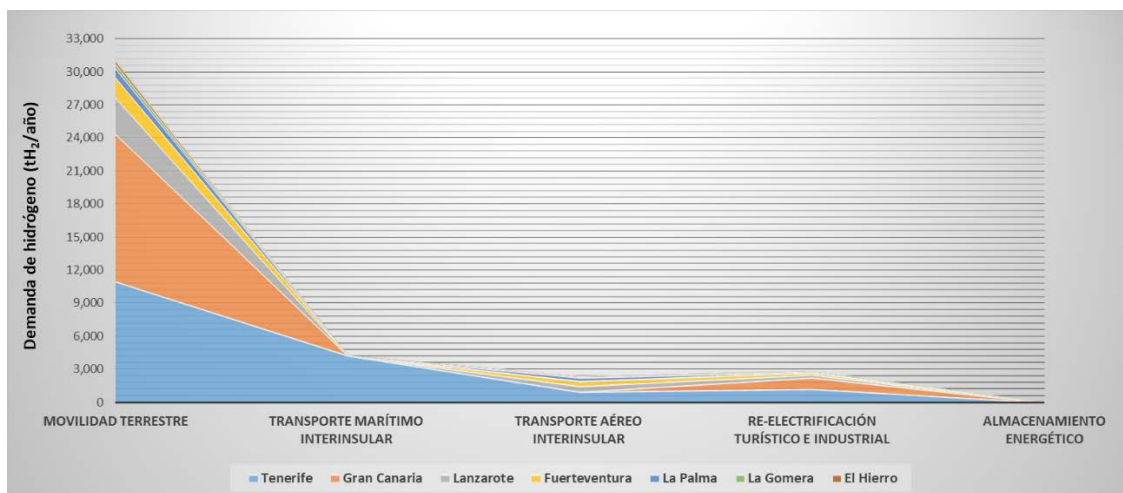


Ilustración 75. Demanda por sectores e islas en tH₂/año para 2030

Los valores expuestos en la tabla anterior hacen referencia a un valor estático propuesto para el año 2030 que sigue un incremento progresivo de la demanda desde 2023-2025. Este incremento progresivo por años es sólo una estimación, siendo posible algunas situaciones en las cuales se produzca un aumento súbito de la demanda gracias a proyectos singulares como los descritos en el párrafo anterior. Posteriormente, una vez creada la demanda, las tendencias de crecimiento previsiblemente no serán muy diferentes a las que se producen en otros tipos de consumos energéticos de Canarias.

Se muestra también la situación proyectada para el año 2040. En este caso ya se asumiría la completa descarbonización del transporte pesado por carretera (vehículos de más de 3.500 kg), el transporte marítimo y aéreo interinsular con la producción de combustibles de síntesis. En el sector eléctrico, también se ha valorado la inclusión del hidrógeno como sistema de almacenamiento a gran escala en islas donde no son posibles otras alternativas más competitivas, como las que suponen los hidrobombos.

Demanda de hidrógeno por subsectores e islas para el año 2040 (tH ₂ /año)						
Año	Movilidad terrestre	Transporte marítimo interinsular	Transporte aéreo interinsular	Re-electrificación Turístico e industrial	Almacenamiento energético	Total
Tenerife	49.695	27.521	3.035	3.649	0	83.901
Gran Canaria	60.505	32.173	3.274	2.925	0	98.876
Lanzarote	14.979	0	1.701	792	4.482	21.954
Fuerteventura	8.157	0	1.508	689	4.482	14.836
La Palma	3.825	0	859	247	0	4.931
La Gomera	1.735	0	172	67	0	1.974
El Hierro	1.485	0	395	45	0	1.925
Canarias	140.381	59.693	10.944	8.414	8.964	228.396

Tabla 100. Demanda de hidrógeno por subsectores e islas para el año 2040 (tH₂/año)

En cuanto a las opciones de puesta en marcha de centros de producción de hidrógeno, el modelo desarrollado y explicado en el apartado 7.5 ha permitido analizar las distintas opciones de instalación de electrolizadores vinculados a la generación renovable producida en cada sistema eléctrico insular. El estudio prioriza el balance punto a punto. No obstante, en determinadas ocasiones incluso se puede plantear que la energía renovable con la que se acciona el electrolizador no provenga, necesariamente, de la misma subestación eléctrica en la cual se conecta el electrolizador a pesar de que esto sea lo más recomendable. Esta priorización hace posible un escenario en el cual los electrolizadores pudieran ser usados, cuando sea necesario, como una gran demanda gestionable que ayude a viabilizar desde la perspectiva técnica la descarbonización de las islas.

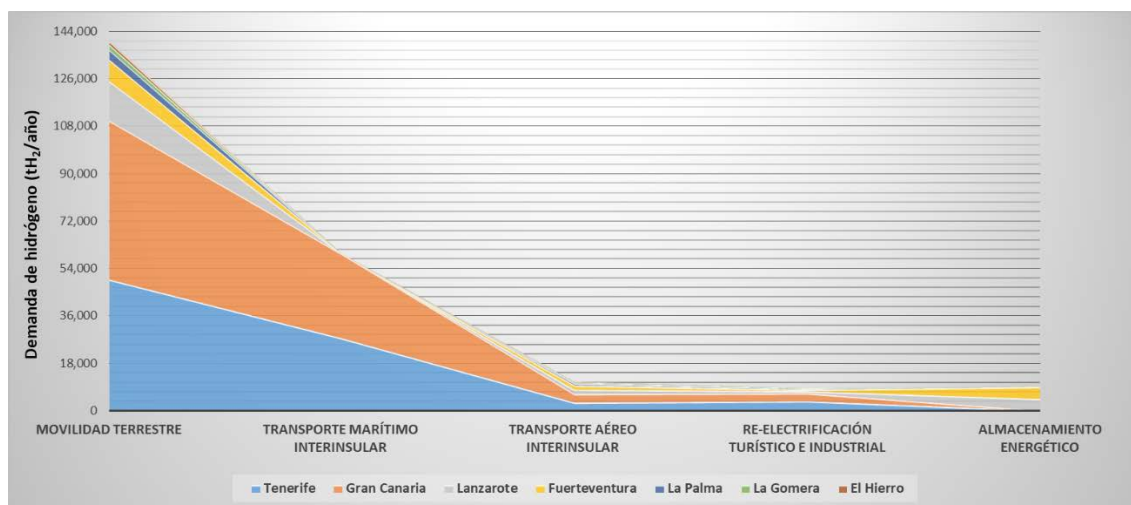


Ilustración 76. Demanda por sectores e islas en tH₂/año para 2040

Es importante mencionar que no se están proponiendo posiciones exactas donde instalar estos electrolizadores, sino que más bien se sugieren los puntos de conexión para cumplir con el principio expuesto en el párrafo anterior. En la práctica lo lógico es que se ubiquen en polígonos industriales ya que estas instalaciones tienen la consideración de industrias químicas.

Para satisfacer las demandas planeadas en el año 2030 se debería disponer de una potencia en electrolizadores de aproximadamente 427 MW con la capacidad suficiente para producir unas 45.130 tH₂/año. El consumo de hidrógeno sería de 44.148 tH₂/año repartiéndose entre el transporte terrestre (70,3%), el transporte marítimo (15,5%), el transporte aéreo (7,8%) y la re-

electrificación (6,5%). En la tabla expuesta a continuación se resume las principales características de los centros de producción de hidrógeno que serían necesarios en cada isla.

Sistemas de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrógeno en el año 2030									
Isla	Electrolizador (MW)	Prod. eólica total (MWh)	Prod. FV total (MWh)	Prod.EERR destinada a H ₂ (MWh)	H ₂ producido (kgH ₂ /h)	H ₂ producido anual (tH ₂ /año)	Prod. máxima (kgH ₂ /h)	Factor de capacidad (%)	Pot. media electrol. (kW)
Tenerife	170	1.597.099	969.955	1.155.888	1.994	17.465	2.569	78,0%	131.950
Gran Canaria	170	2.546.938	1.016.991	1.223.076	2.110	18.481	2.569	82,1%	139.620
Lanzarote	40	739.873	196.000	294.660	508	4.452	604	84,1%	33.637
Fuerteventura	25	144.474	295.436	62.266	131	2.452	378	74,1%	18.525
La Palma	13	176.340	29.807	86.869	150	1.313	196	76,3%	9.917
La Gomera	5	47.477	8.291	32.457	56	490	76	74,1%	3.705
El Hierro	4	62.180	6.964	31.570	54	477	60	90,1%	3.604
Canarias	427	5.314.381	2.523.443	2.886.786	5.002	45.130	6.452	79,8%	340.958

Tabla 101. Sistemas de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrógeno en el año 2030

En la configuración anterior, se ha tratado que en la medida de lo posible los electrolizadores presenten factores de capacidad próximos al 100%. Sin embargo, no siempre fue posible por la disponibilidad de potencia renovable. Esto se da, sobre todo, en regiones en las que hay una gran participación de la fotovoltaica, ya que la generación de estas instalaciones se sitúa en los tramos diurnos lo que exige sobredimensionar los sistemas para incrementar la producción de hidrógeno cuando opera la fotovoltaica, contrarrestando la falta de producción en las horas nocturnas.

Si bien para el año 2030 sólo se consideraba la inclusión de uno o dos sistemas de producción por isla para afrontar las demandas, para el año 2040 habría que apostar por la inclusión de varios centros de producción. La demanda prevista en el año 2040 se sitúa sobre las 228.396 tH₂. En este caso el transporte terrestre seguiría siendo el mayor consumidor de hidrógeno acaparando el 61,5% de la demanda, seguido del transporte marítimo con un 26,1%, el transporte aéreo interinsular con un 4,8%, el almacenamiento energético con el 3,9% y la re-electrificación con el 3,7% restante. Además, en este caso, como ha quedado constatado, se considera el uso de esta tecnología para el almacenamiento energético vinculado a las islas de Lanzarote y Fuerteventura, donde no existen otras opciones para el almacenamiento a gran escala.

Para satisfacer la demanda prevista en el año 2040 se necesitarían instalar hasta 2.177 MW en electrolizadores, habiéndose estimado un total de 51 centros de producción. La capacidad de producción media anual sería de 219.564 tH₂/año si bien, en el caso de que se operara con los electrolizadores al 100%, la producción podría ascender hasta los 288.840 tH₂/año, por lo que hay un margen de 69.276 tH₂ para gestionar la producción de H₂ y que, de ese modo, se cubra la diferencia entre la demanda y la producción media anual (8.832 tH₂). Por lo tanto, la demanda de hidrógeno quedará siempre cubierta, tanto por isla como para el total de Canarias.

Sistemas de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrógeno en el año 2030									
Isla	Electrolizador (MW)	Prod. eólica total (MWh)	Prod. FV total (MWh)	Prod.EERR destinada a H ₂ (MWh)	H ₂ producido (kgH ₂ /h)	H ₂ producido anual (tH ₂ /año)	Prod. máxima (kgH ₂ /h)	Factor de capacidad (%)	Pot. media electrol. (kW)
Tenerife	840	3.807.842	2.354.377	5.569.865	9.607	84.159	12.692	75,7%	635.829
Gran Canaria	970	5.935.158	1.095.053	6.574.170	11.340	99.335	14.732	77,0%	750.476
Lanzarote	166	1.057.702	196.000	1.139.879	1.966	17.223	2.508	78,4%	130.123
Fuerteventura	133	1.138.399	348.781	829.527	1.431	12.534	2.010	71,2%	94.695
La Palma	38	230.394	41.414	254.422	439	3.844	577	76,0%	29.044
La Gomera	15	66.468	16.582	79.285	137	1.198	227	60,3%	9.051
El Hierro	15	74.616	15.669	84.098	145	1.271	227	64,0%	9.601
Canarias	2.177	12.310.579	4.067.877	14.531.245	25.064	219.564	32.973	76,2%	1.658.819

Tabla 102. Sistemas de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrógeno en el año 2040

El diagnóstico también concluía que, hasta la fecha, el electrolizador de mayor tamaño puesto en funcionamiento tiene una potencia de 10 MW. No obstante, en la actualidad se está llevando a cabo un proyecto conocido como Refhyne II por el cual se quiere instalar un electrolizador de 100 MW en Alemania con anterioridad a 2024. Esto demuestra que, aunque la solución es técnicamente viable, el sector no está del todo maduro.

La estrategia del hidrógeno verde de Canarias propone un plan tan ambicioso como necesario para cumplir con el mandato del DEC. Determinadas actuaciones como la descarbonización del transporte marítimo y aéreo interinsular podrían retrasarse, implementándose las medidas en el horizonte temporal comprendido entre los años 2030 – 2040. No obstante, al menos se debería tratar de cumplir con el objetivo estipulado para el sector del transporte terrestre, subsector en el cual se ha demostrado la cercanía respecto a la paridad de coste.

8. SITUACIÓN MACROECONÓMICA DEL SECTOR DEL HIDRÓGENO

Para finalizar el diagnóstico, en este apartado se exponen otros aspectos más relativos a la situación macroeconómica y legislativa que afecta al sector de las tecnologías del hidrógeno y que tendrán consecuencias sobre las actuaciones que se pretendan acometer en el archipiélago canario.

8.1. Situación del sector

Como se ha puesto de manifiesto a lo largo de la presente estrategia, el hidrógeno ofrece múltiples oportunidades para su aprovechamiento y aplicación en el sector energético. Si bien, uno de los principales desafíos para su producción pasa por la integración de energías renovables en dicho proceso, ya que, actualmente, el 99% del hidrógeno producido en España es hidrógeno gris, es decir, que se obtiene a partir de gas natural u otros hidrocarburos ligeros como el metano o gases licuados del petróleo mediante procesos de reformado. Esto se debe, principalmente, al reducido precio de este tipo de hidrógeno (< 1,5€/kg) frente al del hidrógeno verde (entre 3,5 y 5,5 €/kg)⁹.

Actualmente, el hidrógeno producido se destina, principalmente a refinerías y a la producción de amoníaco; sin embargo, se estima que su uso será cada vez más común en el transporte y en la producción y almacenamiento de energía eléctrica, tanto a gran como a pequeña escala. A finales de 2018, la capacidad de producción anual de hidrógeno en Europa fue de 11,5 millones de toneladas (10 millones si se excluye el hidrógeno “subproducto” generado como parte del gas de horno de coque) y la utilización media de la capacidad de su producción fue del 84%.

El mercado de hidrógeno comercial (hidrógeno producido para su venta) está dominado por cuatro compañías: Air Liquide, Air Products, Linde Gas y Messer, quienes, junto con sus subsidiarias, poseen el 87% de la capacidad total de la producción de hidrógeno comercial. Por su parte, la demanda de hidrógeno en Europa ascendió en 2018 a 327 TWh (8,3Mt), distribuida por países y sectores como se muestra en la siguiente ilustración:

⁹ <https://ethic.es/2020/12/hoja-ruta-hidrogeno-espana-objetivos/>

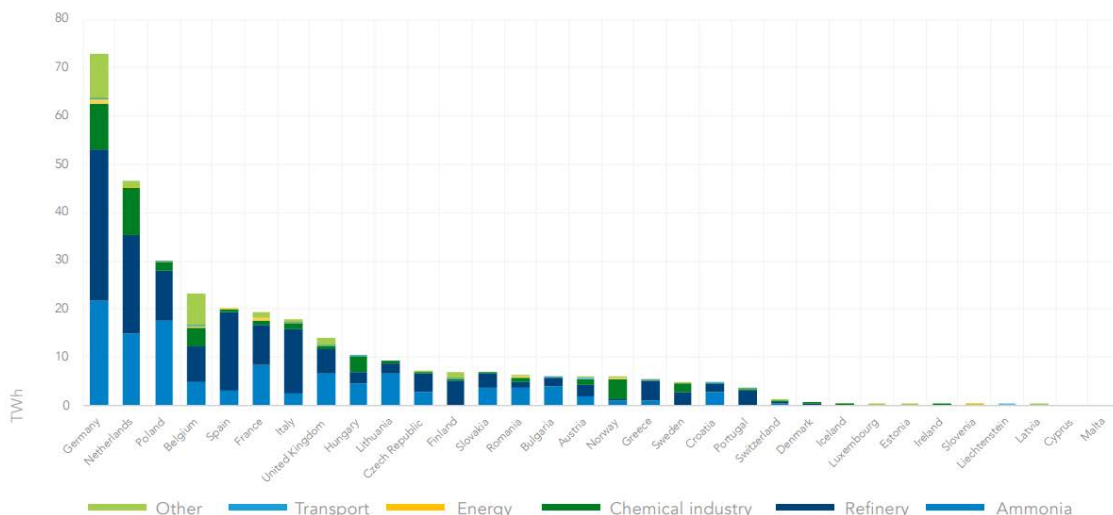


Ilustración 77. Demanda de hidrógeno por sectores y países europeos en 2018. Fuente: [Hydrogen Europe](#)

España es el quinto país europeo con mayor demanda de hidrógeno, si bien el consumo del mismo se destina, casi mayoritariamente, a la refinerías y, en menor medida, a la producción de amoníaco. Una parte residual se destina a la industria química y a la energía.

En relación con el mercado del hidrógeno entre los países de la UE, cabe destacar que más del 90% implica a los Países Bajos, Bélgica y Francia, que están interconectados mediante una red de tuberías de hidrógeno cuya propiedad y operación es de Air Liquide. Esta red permite transportar grandes cantidades de hidrógeno a un precio económicamente viable. Excluyendo el comercio entre esos tres países, la mayoría de las exportaciones del hidrógeno restante entre los estados miembros de la UE en 2019, se realizaron de los Países Bajos Y Francia a Alemania, y de Suecia a Dinamarca. El comercio entre los demás países de la UE rara vez supera las 2.000 toneladas al año.

Como es de esperar, el estado actual del mercado del hidrógeno, tanto del lado de la oferta como de la demanda, es una consecuencia de su desarrollo y aplicaciones históricas, donde el hidrógeno se ha usado, principalmente, como materia prima para el refinado de petróleo y la industria de producción de amoníaco y metanol. Por ello, la gran mayoría de la producción de hidrógeno se realiza en plantas de producción a gran escala dedicadas, exclusivamente, al suministro de estas industrias. La producción de hidrógeno limpio y bajo en carbono, es inferior al 1% de la producción total, y los otros usos finales emergentes del hidrógeno, como la movilidad cero emisiones o el almacenamiento energético, aún tienen cotas igualmente pequeñas en el mercado del hidrógeno.

A pesar de ello, y como se pone de manifiesto en el siguiente apartado, la Estrategia del Hidrógeno de la UE, ha definido un objetivo, para el año 2030, con el que se pretende alcanzar las diez millones de toneladas de hidrógeno verde (el equivalente a la capacidad total de producción actual). Este objetivo muestra el importante desafío que tiene por delante la UE en el que también cobra una enorme relevancia, el desarrollo de nuevas fuentes de energía renovable en toda la Unión, así como la potenciación de las más comerciales y maduras, como son la solar fotovoltaica y la eólica terrestre.

Por otro lado, y teniendo en cuenta que los electrolizadores se desplegarán en zonas cercanas a las instalaciones de energía renovable (normalmente alejadas de los puntos principales de consumo), será necesario desplegar una infraestructura de transporte de hidrógeno que permita transportarlo en grandes cantidades a través de toda la UE. Esto, evidentemente, se debe trasladar a cada uno de los países y regiones europeas.

8.2. Estrategia europea y nacional para el fomento de las tecnologías del hidrógeno

Los principales hitos políticos y legislativos en materia de política energética y climática en la UE durante los últimos años se reflejan, cronológicamente, en la siguiente ilustración:

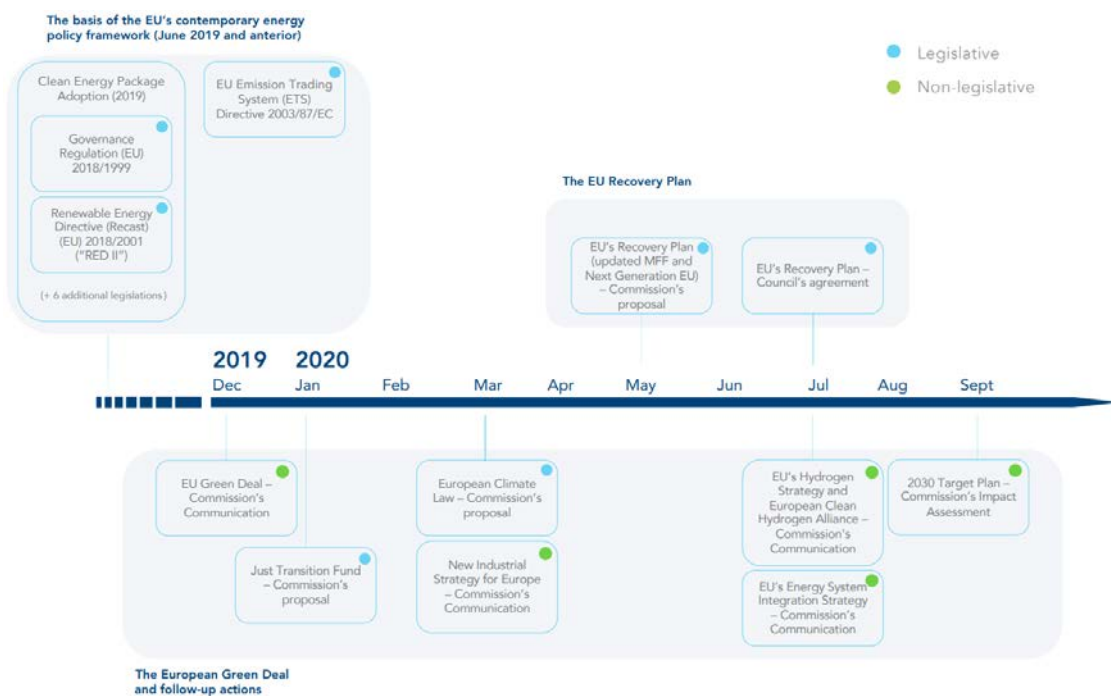


Ilustración 78. Cronograma de la política energética de la UE de los últimos años. Fuente: Hydrogen Europe

La "Energy Union", es la estrategia que modela el marco regulador y la política energética reciente de la UE, desde 2015. Se constituye en torno a cinco pilares fundamentales: la seguridad energética, el mercado interior de la energía, la eficiencia energética, la descarbonización y la investigación e innovación.

En línea con dicha estrategia, en junio de 2019, se adoptaron los elementos finales del paquete Energía limpia para todos los europeos (o "Paquete de energía limpia"; en inglés, "Clean Energy Package"). Este paquete tiene como objetivo implementar los objetivos de la estrategia Energy Union, facilitar la transición de los combustibles fósiles hacia energías más limpias y cumplir con los objetivos establecidos en el Acuerdo de París para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

Por otro lado, pero en el mismo contexto, la Unión Europea, en su compromiso con el clima y el medio ambiente, anunció, a finales de 2019, su Pacto Verde (o Green Deal, en inglés) como herramienta para responder a los desafíos que tiene aparejados la lucha contra el cambio climático, estableciendo como objetivo principal la neutralidad de carbono para 2050.

Este Pacto constituye una nueva estrategia de crecimiento cuyo fin, entre otros, es transformar la UE en una sociedad equitativa y próspera en la que no haya emisiones netas de gases de efecto invernadero en 2050 y donde el crecimiento económico esté disociado del uso de los recursos. El Pacto Verde constituye una parte integrante de la estrategia de la Comisión para aplicar la Agenda 2030 y los Objetivos de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas.

En la siguiente ilustración se muestran los distintos elementos del Pacto Verde:

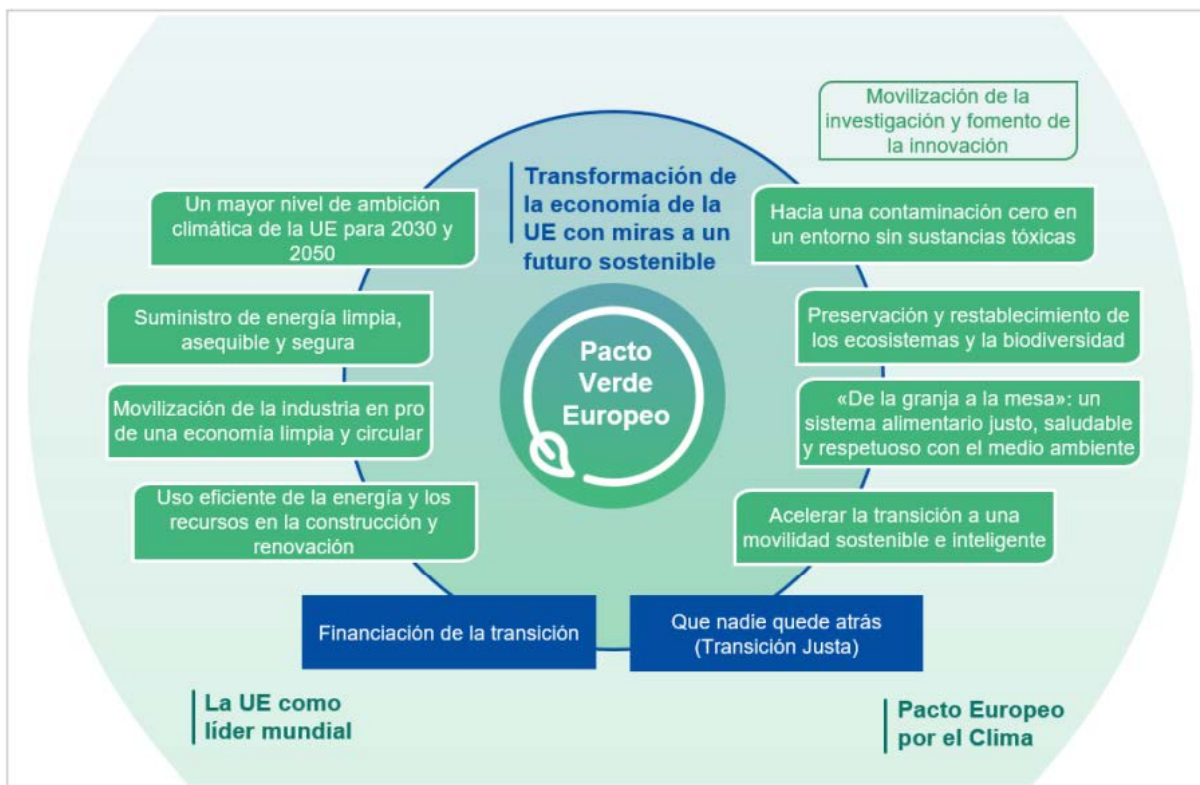


Ilustración 79. Objetivos del Pacto Verde Europeo. Fuente: [El Pacto Verde Europeo](#)

Para poder alcanzar esa transformación de la economía de la UE con miras a un futuro sostenible, se deben configurar una serie de políticas que sean profundamente transformadoras, como muestra la ilustración anterior, es decir:

- Un mayor nivel de ambición climática de la UE para 2030 y 2050.
- Suministro de energía limpia, asequible y segura.
- Movilización de la industria en pro de una economía limpia y circular.
- Uso eficiente de la energía y los recursos en la construcción y renovación de edificios.
- Acelerar la transición a una movilidad sostenible e inteligente.
- Idear un sistema alimentario justo, saludable y respetuoso con el medioambiente.
- Preservación y restablecimiento de los ecosistemas y la biodiversidad.
- Aspirar a una contaminación cero para un entorno sin sustancias tóxicas.

En el marco de estas medidas es donde el hidrógeno toma un papel muy importante para alcanzar la neutralidad climática. En este sentido, el Pacto Verde establece que se *“debe impulsar el despliegue de tecnologías, las redes de hidrógeno, la captura, el almacenamiento y el uso de carbono, y el almacenamiento de energía, al tiempo que se facilita la integración sectorial.”* El **hidrógeno limpio, o verde**, también figura entre las áreas prioritarias del sector

industrial en el desarrollo de aplicaciones comerciales de tecnologías de vanguardia en el sector. También se fomentará la investigación y la innovación en materia de transporte en lo que respecta, por ejemplo, al **hidrógeno limpio** entre otros.

En este contexto, el hidrógeno ha ido tomando un papel cada vez más relevante en las políticas energéticas de los Estados Miembros de la UE. Esto se debe, principalmente, a la gran versatilidad que ofrece este elemento, ya que se puede utilizar como materia prima, como portador de energía o como sistema de almacenamiento energético en multitud de aplicaciones que permitirán reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en los diferentes sectores en los que se utilice, coadyuvando así a la neutralidad climática. Por lo tanto, se puede afirmar que el hidrógeno se presenta como una solución adicional para la descarbonización de la economía, apoyando así los compromisos de la Unión Europea para alcanzar la neutralidad de carbono en 2050.

La Comisión Europea publicó su "[*Estrategia de hidrógeno para la neutralidad climática*](#)" el 8 de julio de 2020 y ha desarrollado un ambicioso plan para alcanzar 2x40 GW de electrolizadores en 2030¹⁰. Casi todos los Estados Miembros han incluido planes sobre hidrógeno verde en sus Planes Nacionales de Energía y Clima, veintiséis han firmado la "*Hydrogen Initiative*" y catorce han incluido el hidrógeno en el contexto de sus políticas de infraestructuras de combustibles alternativos.

La prioridad de la UE es producir hidrógeno verde utilizando, principalmente, energía eólica y fotovoltaica, de manera que se favorezca la neutralidad climática a largo plazo. Pero a corto y medio plazo se necesitan otras formas de hidrógeno con bajo contenido de carbono y, así, reducir rápidamente las emisiones en la producción de hidrógeno existente y apoyar el desarrollo de un mercado viable a una escala significativa.

Como se puede ver en la siguiente ilustración, Europa establece tres tramos temporales, inicialmente, para lograr un ecosistema del hidrógeno.

1. Desde 2020 hasta 2024 se apoyará la instalación de 6 GW de electrolizadores para producir hasta un millón de toneladas de hidrógeno verde.
2. Desde 2025 hasta 2030 el hidrógeno se convertirá en una parte intrínseca de nuestro sistema energético integrado, con al menos **40 GW de electrolizadores para producir hasta 10 millones de toneladas de hidrógeno verde en la UE.**
3. A partir de 2030 el hidrógeno renovable se desplegará a gran escala en los sectores que sean difícilmente descarbonizables.

Para promover el hidrógeno y cumplir con esos plazos, la Unión Europea propone las siguientes medidas:

- La producción de hidrógeno verde necesita ser incrementada mediante la creación de una cadena de valor industrial sostenible.
- La demanda de hidrógeno verde procedente de aplicaciones industriales y tecnologías de movilidad debería impulsarse.

¹⁰ 40 GW instalados en Europa y otros 40 GW en países vecinos a Europa con exportación a la UE.

- El hidrógeno verde necesita un marco de apoyo, mercados que funcionen bien y reglas claras, así como una infraestructura y red logística específica.
- La promoción de la investigación y la innovación en tecnologías del hidrógeno es crucial.
- Se deben asegurar oportunidades de cooperación con países vecinos y regiones de la UE y establecer un mercado global del hidrógeno.
- La *European Clean Hydrogen Alliance* ayudará a construir una sólida cartera de inversiones.

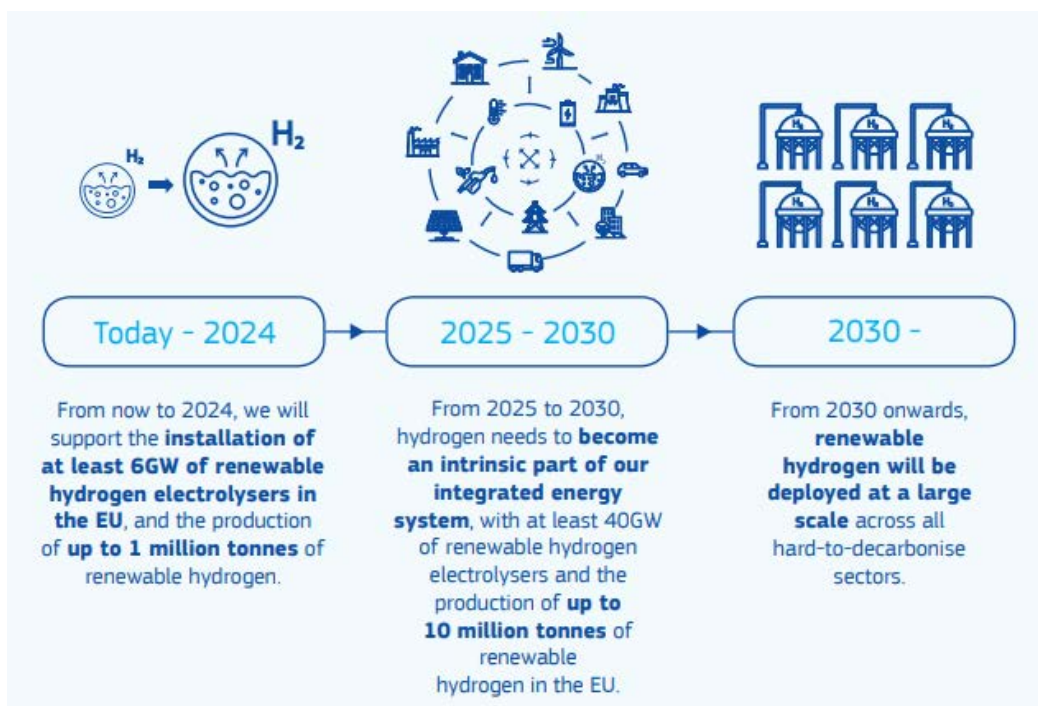


Ilustración 80. Ecosistema europeo del hidrógeno, paso a paso. Fuente: A Hydrogen Strategy for a climate neutral Europe

En línea con estas medidas, el Plan de recuperación económica de la Comisión “*Next Generation EU*” destaca el hidrógeno como una prioridad de inversión para aumentar el crecimiento económico y la resiliencia, crear puestos de trabajo locales y consolidar a la Unión como líder mundial.

A nivel nacional, como ya se comentó en el apartado 4, el Gobierno de España ya publicó su “*Hoja de ruta del hidrógeno: Una apuesta por el hidrógeno renovable*”, en octubre de 2020. Todo ello en cumplimiento con los mandatos de la UE, marcándose las siguientes metas en el horizonte temporal de 2030:

- Instalación de 4 GW de potencia de electrolizadores en el horizonte 2030
- Contribución mínima del 25% de hidrógeno renovable respecto del total del consumido en la industria ese año.
- Disposición de una flota de, al menos, 150-200 guaguas, 5.000-7.500 vehículos ligeros y pesados impulsados por hidrógeno y, como mínimo,
- Disposición de, como mínimo, 100-150 hidrogeneras de acceso público para repostaje.

8.3. Marco normativo aplicable

En España, al igual que para la mayoría de los países que forman la Unión Europea, la **producción de hidrógeno está considerada como una actividad industrial al clasificarse como una industria química para la producción de un gas inorgánico sin importar el método de producción, la cantidad diaria producida, la capacidad del almacenamiento, ni el propósito de dicha producción.** Esta consideración restringe la construcción de este tipo de infraestructuras en suelo no calificado como industrial, limitando así la implantación de electrolizadores en suelos calificados de otro modo.

A pesar de lo descrito en el párrafo anterior, en algunas situaciones puede ser adecuado que la construcción de estas instalaciones se lleve a cabo en cercanías a parques eólicos y plantas fotovoltaicas como medio para evitar desbalanceos por nudos dentro de un mismo sistema eléctrico. La gestión del conjunto formado por la generación renovable y los sistemas de producción de hidrógeno tendería a ser más eficiente que en supuestos en los cuales la energía fuera consumida en un punto muy distante respecto del punto donde se genera. En el caso particular de Canarias, en las zonas de mayor potencial eólico y fotovoltaico generalmente existe una elevada presencia de polígonos industriales y esto no debería ser un gran problema. No obstante, a nivel de negocio, limitaría las posibilidades de promotores a apostar por esta tecnología si éstos no tuvieran acceso a suelo industrial.

En la actualidad, existe un amplio marco normativo que regula la actividad de producción de hidrógeno. Sin embargo, éste está especialmente basado en el hidrógeno producido por reformado de metano que, hasta la fecha, ha sido la principal fuente de generación de este gas. En este sentido, **es importante realizar una revisión de la normativa dado que los trámites legales y administrativos asociados al hidrógeno verde serían los mismos que los que se vienen aplicando para el hidrógeno gris o azul.**

Quizás el ejemplo más notorio de lo comentado en el párrafo anterior es que las instalaciones de producción de hidrógeno, con independencia de su procedencia, están sujetos al *Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de emisiones industriales y de desarrollo de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación sobre prevención y control integrada de la contaminación*, por lo que necesitan una autorización ambiental integrada a pesar de que los métodos de producción en el caso del hidrógeno verde garantizan su obtención sin emisiones.

A modo de resumen, se presenta en la siguiente relación el conjunto de normas de carácter **internacional** que son de aplicación para la instalación de generadores y sistemas de almacenamiento de hidrógeno verde en Europa:

- UNE 181001:2010. Hydrogen technologies. Terminology.
- UNE-EN ISO 17268:2020. Gaseous hydrogen land vehicle refuelling connection devices.
- UNE-EN ISO 16110-1:2015. Hydrogen generators using fuel-processing technologies - Part 1: Safety.
- UNE-EN 17127:2018. Outdoor hydrogen refuelling points dispensing gaseous hydrogen and incorporating filling protocols.

- UNE-EN 17124:2018. Hydrogen fuel - Product specification and quality assurance- Proton exchange membrane (PEM) fuel cell applications for road vehicles.
- UNE-EN ISO 14687-2 - Hydrogen fuel - Product specification - Part 2: Proton exchange membrane (PEM) fuel cell applications for road vehicles.
- ISO 19880-8:2019. Gaseous hydrogen - Fuelling stations - Part 8: Fuel quality control.
- ISO 20100-1. Hidrógeno gaseoso. Estaciones de servicio.

También se exponen, a continuación, las normas de ámbito **estatal** que serían de aplicación.

- Real Decreto 769/1999, de 7 de mayo, por el que se dictan las disposiciones de aplicación de la Directiva del Parlamento Europeo y del Consejo, 97/23/CE, relativa a los equipos de presión y se modifica el Real Decreto 1244/1979, de 4 de abril, que aprobó el Reglamento de aparatos a presión.
- Real Decreto 919/2006, de 28 de julio, por el que se aprueba el Reglamento técnico de distribución y utilización de combustibles gaseosos y sus instrucciones técnicas complementarias ICG 01 a 11.
- Real Decreto 656/2017, de 23 de junio, por el que se aprueba el Reglamento de Almacenamiento de Productos Químicos y sus Instrucciones Técnicas Complementarias MIE APQ 0 a 10.
- Real Decreto 2060/2008, de 12 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de equipos a presión y sus instrucciones técnicas complementarias.
- Real Decreto 639/2016, de 9 de diciembre, por el que se establece un marco de medidas para la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos.
- Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de emisiones industriales y de desarrollo de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación.
- Real Decreto 840/2015, de 21 de septiembre, por el que se aprueban medidas de control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas.
- Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

A **nivel autonómico** también serían de aplicación las disposiciones normativas relativas a la protección del territorio y los recursos naturales.

- Ley 14/2014, de 26 de diciembre, de armonización y simplificación en materia de protección del territorio y de los recursos naturales.

De todas estas normas se destacan ocho normas técnicas y reales decreto que marcan aspectos de enorme importancia para definir la ubicación óptima de los sistemas de producción y almacenamiento de hidrógeno, así como pautas para el dimensionamiento técnico que, incluso, afectan a la seguridad o el impacto ambiental.

Real Decreto 656/2017. Reglamento de almacenamiento de productos químicos y sus instrucciones técnicas complementarias MIE AQP 0 a 10.

Este reglamento tiene como objeto establecer las condiciones de seguridad de las instalaciones de almacenamiento, carga, descarga y trasiego de productos químicos peligrosos, entendiéndose por tales a las sustancias o mezclas consideradas como peligrosas por el Reglamento (CE) nº 1272/2008.

Este reglamento y sus ITCs (instrucciones técnicas complementarias) se aplicarán a las instalaciones de nueva construcción que almacenen los productos químicos que en ellas se recogen, o a las ampliaciones o modificaciones de las ya existentes. Estas ITCs se componen por las siguientes instrucciones básicas:

1. Instrucción Técnica Complementaria MIE APQ-0 «Definiciones generales».
2. Instrucción Técnica Complementaria MIE APQ-1 «Almacenamiento de líquidos inflamables y combustibles en recipientes fijos».
3. Instrucción Técnica Complementaria MIE APQ-2 «Almacenamiento de óxido de etileno en recipientes fijos».
4. Instrucción Técnica Complementaria MIE APQ-3 «Almacenamiento de cloro».
5. Instrucción Técnica Complementaria MIE APQ-4 «Almacenamiento de amoníaco anhidro».
6. Instrucción Técnica Complementaria MIE APQ-5 «Almacenamiento de gases en recipientes a presión móviles».
7. Instrucción Técnica Complementaria MIE APQ-6 «Almacenamiento de líquidos corrosivos en recipientes fijos».
8. Instrucción Técnica Complementaria MIE APQ-7 «Almacenamiento de líquidos tóxicos en recipientes fijos».
9. Instrucción Técnica Complementaria MIE APQ-8 «Almacenamiento de fertilizantes a base de nitrato amónico con alto contenido en nitrógeno».
10. Instrucción Técnica Complementaria MIE APQ-9 «Almacenamiento de peróxidos orgánicos y de materias autorreactivas».
11. Instrucción Técnica Complementaria MIE APQ-10 «Almacenamiento en recipientes móviles».

Para los proyectos de hidrógeno, será de especial interés la ITC MIE APQ-5 «Almacenamiento de gases en recipientes a presión móviles». Esta reglamentación establece que los depósitos mayores de 3.000 litros se consideran como depósitos fijos, pero no existe reglamentación para almacenamiento del gas inflamable hidrógeno en este tipo de depósitos. Por ello, tomando como base esta norma, se podría recurrir a la ISO-TS-20100, donde, a pesar de ser una normativa específica para hidrogeneras, establece las distancias necesarias de separación entre dichos depósitos y las demás herramientas de la instalación.

ISO-TS-20100. Estaciones de servicio de hidrógeno gaseoso.

En primer lugar, en los requerimientos generales de diseño, deberían respetarse una serie de medidas, para mitigar los riesgos de fuego y explosión, que deben ser aplicadas en el siguiente orden:

1. Prevenir la formación de mezclas inflamables o explosivas, reducir la fuerza de las potenciales explosiones que puedan darse ante atmósferas explosivas generadas por fugas o venteos.
2. Evitar fuentes de ignición.
3. Mitigar los posibles efectos de un incendio o una explosión.

La instalación deberá estar dispuesta de modo que el personal autorizado tenga fácil entrada y salida a las instalaciones en todo momento. Debe facilitarse el acceso a los equipos de emergencia, como los bomberos.

El espacio libre mínimo entre la valla que rodee las instalaciones y la instalación en sí debe ser de 0,8 metros para facilitar el acceso y la huida del recinto.

Deben habilitarse, al menos, dos salidas en caso de que el personal pueda quedar atrapado dentro de las instalaciones, que abran hacia afuera y en lugares opuestos, estratégicamente colocados en base al peligro que se detecte. Si se considera necesario puede habilitarse una tercera salida. Durante la operación normal del sistema, deberá precisarse de una llave para poder acceder a las instalaciones.

La altura de la valla debe ser de, al menos, 2 metros y estar compuesta por materiales no combustibles.

Real Decreto 2060/2008. Reglamento de equipos a presión y sus instrucciones técnicas complementarias 1 a 6.

Constituye el objeto de este reglamento el establecimiento de las normas y criterios de seguridad para la adecuada utilización de los equipos a presión con relación a los campos que se definen en el ámbito de aplicación de este reglamento. Se aplica a la instalación, inspecciones periódicas, reparación y modificación, de los equipos a presión sometidos a una presión máxima admisible superior a 0,5 bares y a los siguientes:

- a) Equipos a presión contemplados dentro del ámbito de aplicación del Real Decreto 769/1999.
- b) Recipientes a presión simples incluidos en el ámbito de aplicación del Real Decreto 1495/1991.
- c) Recipientes a presión transportables incluidos en el ámbito de aplicación del Real Decreto 222/2001.
- d) Las tuberías de conexión o conducción de cualquier fluido o sustancia.

En cuanto a las Instrucciones Técnicas Complementarias que se dictan en este reglamento, se recogen las siguientes:

1. Instrucción Técnica Complementaria EP-1. Calderas.
2. Instrucción Técnica Complementaria EP-2. Centrales generadoras de energía eléctrica.
3. Instrucción Técnica Complementaria EP-3. Refinerías de petróleo y plantas petroquímicas.
4. Instrucción Técnica Complementaria EP-4. Depósitos criogénicos.
5. Instrucción Técnica Complementaria EP-5. Botellas de equipos respiratorios autónomos.
6. Instrucción Técnica Complementaria EP-6. Recipientes a presión transportables.

UNE-EN 60079. Atmósferas explosivas. Parte 10-1. Clasificación de emplazamientos. Atmósferas explosivas gaseosas.

Esta norma es relativa a la clasificación de los emplazamientos donde pueden producirse riesgos debido a gases o vapores inflamables. Las instalaciones donde se manipulan o almacenan sustancias inflamables deberían diseñarse, construirse, operarse y mantenerse de manera que cualquier escape de sustancia inflamable y la extensión de los emplazamientos peligrosos sean mínimos.

Además, donde pueda existir una atmósfera explosiva gaseosa deberían seguirse los siguientes pasos:

- a) Eliminar la probabilidad de que aparezca una atmósfera explosiva gaseosa alrededor una fuente de ignición; o
- b) Eliminar la fuente de ignición.

En cuanto a la clasificación de los emplazamientos, se tienen dos objetivos principales: la determinación del tipo de zona peligrosa y la extensión de dicha zona.

Las plantas y las instalaciones deberían ser principalmente zona 2 o no peligrosas. El diseño, la operación y la ubicación de los equipos de proceso deberían garantizar que, incluso en caso de funcionamiento anormal, se reduzca al mínimo la cantidad de sustancia inflamable liberada a la atmósfera, tratando de reducir la extensión de la afección.

Una vez realizada la clasificación de emplazamientos, se puede realizar una evaluación de riesgos para determinar si las consecuencias de la ignición de una atmósfera explosiva requiere el uso de material de un nivel de protección "EPL" (Equipment Protection Level) superior.

En algunos casos, puede surgir una zona de extensión despreciable (ED) y puede tratarse como no peligrosa. Una zona de este tipo implica que si tiene lugar una explosión, tendrá consecuencias insignificantes.

La clasificación de emplazamientos debería llevarla a cabo personas que entiendan la relevancia e importancia de las propiedades de las sustancias inflamables, los principios de dispersión de gases y aquéllas que estén familiarizadas con el proceso y los equipos.

UNE-EN 60079. Atmósferas explosivas. Parte 17. Inspección y mantenimiento de instalaciones eléctricas.

Esta norma es de aplicación a los usuarios y únicamente cubre los factores directamente relacionados con la inspección y el mantenimiento de las instalaciones eléctricas situadas dentro de emplazamientos peligrosos, donde dicho peligro pueda deberse, entre otros, a gases inflamables.

Real Decreto 144/2016. Requisitos esenciales de salud y seguridad exigibles a los aparatos y sistemas de protección para su uso en atmósferas potencialmente explosivas.

Constituye el objeto de este real decreto el establecimiento de los requisitos esenciales de salud y seguridad exigibles a los productos que constituyan una novedad en el mercado de la Unión Europea en el momento de introducirse en el mismo para su comercialización, con el fin de garantizar un elevado nivel de protección de la salud y la seguridad de las personas, así

como de protección de los animales domésticos y de los bienes. Este real decreto se aplicaría a:

- a) Los aparatos y sistemas de protección para uso en atmósferas potencialmente explosivas.
- c) Los componentes destinados a ser incorporados en los aparatos y sistemas de protección mencionados en la letra a).

ITC BT-029. Prescripciones particulares para las instalaciones eléctricas de los locales con riesgo de incendio o explosión.

Esta instrucción tiene por objeto especificar las reglas esenciales para el diseño, ejecución, explotación, mantenimiento y reparación de las instalaciones eléctricas en emplazamientos en los que existe riesgo de explosión o de incendio debido a la presencia de sustancias inflamables, para que dichas instalaciones y sus equipos no puedan ser, dentro de límites razonables, la causa de inflamación de dichas sustancias.

UNE 181001. Tecnologías del hidrógeno. Terminología.

Esta norma incluye terminología uniformizada de aspectos relacionados con los sistemas y dispositivos para la producción, almacenamiento, transporte y distribución, medición y utilización del hidrógeno.

Por todo lo comentado, si bien no se parte de cero, sí se considera necesaria la revisión de la normativa actual aplicable a las instalaciones implicadas en toda la cadena de valor de la tecnología del hidrógeno verde. Entre otros aspectos, podría contemplarse la creación de una instrucción técnica complementaria en el reglamento de aparatos a presión cubriendo el déficit de regulación y, sobre todo, adaptando la normativa a los estándares que sí se regulan en normas comunitarias que, en algunos casos, no son de obligado cumplimiento.

La revisión del marco normativo generaría seguridad jurídica a la Administración Pública en el veredicto de aprobación de proyectos singulares, mientras que el promotor conocería de antemano los criterios que les serían de aplicación. Todo ello tendrá como consecuencia una agilización en la puesta en marcha de proyectos de estas características, como demuestra el éxito de otras políticas como las de fomento del autoconsumo fotovoltaico.

8.4. Viabilidad económica de los proyectos de hidrógeno en Canarias

El análisis económico desarrollado en el apartado 5 de este documento tenía como fin determinar el interés en el uso de tecnologías del hidrógeno en Canarias para ciertas aplicaciones en las cuales la electrificación presenta algunas deficiencias o dificultades. El análisis se basaba, fundamentalmente, en comprender cuál sería el precio al que debería retribuirse el hidrógeno en Canarias en función del combustible o forma de energía que se sustituyese. Así pues, para aplicaciones de movilidad el coste de referencia lo marcaría el precio del diésel, mientras que para la re-electrificación se tomaría como línea base el precio de la energía eléctrica.

Los estudios expuestos en los apartados 5.1.2, 5.2.2, 5.3.2, 5.4.2 y 5.5.2 ayudaron a entender qué subsectores del consumo están más próximos a la rentabilidad económica, al ser capaces

de aceptar un mayor precio por el hidrógeno vendido en comparación con el resto de posibles clientes.

Tras el análisis técnico y la estimación de las capacidades de generación se conocen los medios que serían necesarios para producir las cantidades de hidrógeno requeridas según la estimación de la demanda llevada a cabo en el apartado 7.6. Este estudio técnico permite, entre otras cosas, conocer la inversión a la que habría que hacer frente en cada una de las islas.

En este punto se trata de completar el análisis económico, pero determinando la rentabilidad global de proyectos tipo. Es importante mencionar que quizás la variable de mayor incertidumbre sea el precio de la electricidad usada para producir hidrógeno. Además su importancia es clave, reduciéndose de manera directa la rentabilidad a medida que aumenta el precio de la electricidad. Los estudios se realizan para dos sectores principales, el transporte y la electricidad. A su vez, para el transporte se han atendido dos precios de referencia del diésel, combustible sustituido, 0,5 €/litro y 0,95 €/litro como escenarios extremos.

Para los dos subsectores se analiza la viabilidad económica en un horizonte temporal de 25 años, suponiendo tres potencias diferentes de electrolizadores para el transporte (10, 20 y 50 MW) y un segundo escenario para re-electrificación (10 MW con una pila de combustible de 951 kW y otra de 1.051 kW).

8.4.1. Viabilidad económica del sector del transporte terrestre

Como se adelantaba al inicio de este apartado, el estudio de viabilidad económica de la movilidad se realiza para los dos escenarios extremos en cuanto al coste del combustible que se sustituye, 0,5 €/litro y 0,95 €/litro.

Sustitución con diésel a 0,5 €/litro.

Como ya se comentó, este estudio se ha realizado para tres opciones diferentes en función de la potencia del electrolizador y, por tanto, de la capacidad de producción de hidrógeno. Para cada una de estas opciones se estima la inversión necesaria considerando tanto el coste relativo a las instalaciones de producción de hidrógeno como el relativo a las hidrogeneras y las infraestructuras necesarias para su almacenamiento. En la siguiente tabla se muestra el resumen de costes de inversión para las tres opciones de potencia del electrolizador.

Costes de inversión por potencia de electrolizador en casos de movilidad			
Concepto	10 MW	20 MW	50 MW
Electrolizador	10.846.153,85 €	21.692.307,69 €	54.230.769,23 €
Compresor de 350 bar	555.000,00 €	600.000,00 €	650.000,00 €
Refuelling station	875.000,00 €	875.000,00 €	875.000,00 €
Tanques de hidrógeno	700.000,00 €	1.400.000,00 €	3.500.000,00 €
Gastos generales (10%)	1.297.615,38 €	2.456.730,77 €	5.925.576,92 €
Beneficio industrial (6%)	778.569,23 €	1.474.038,46 €	3.555.346,15 €
Total	15.052.338,46 €	28.498.076,92 €	68.736.692,31 €

Tabla 103. Costes de inversión por alternativas de electrolizador en casos de movilidad

Con el electrolizador de 10 MW se podría dar suministro a 99 guaguas, con el de 20 MW se podría abastecer la demanda de hasta 175 guaguas y, por último, con uno de 50 MW se suministraría hidrógeno a 484 guaguas.

Otros parámetros que se han tenido en cuenta para realizar el análisis económico son el consumo total de hidrógeno asociado a estos vehículos, la energía eléctrica y volumen de agua necesaria para producirlo, los costes anuales de mantenimiento, los parámetros de valor residual y el coste de capital.

Parámetros económicos considerados en el estudio			
Variable	10 MW	20 MW	50 MW
Cantidad de hidrógeno vendido - Movilidad tH ₂ /año	1.159	2.052	5.213
Energía eléctrica necesaria (MWh)	77.937	140.603	319.033
Precio de la electricidad (€/MWh)	25	25	25
Cantidad de agua necesaria (litros)	10.477.184	18.548.195	47.121.088
Precio del agua (€/m ³)	1,84	1,84	1,84
Coste de mantenimiento	80.000	100.000	120.000
Valor residual	10%	10%	10%
Coste de capital	6%	6%	6%

Tabla 104. Parámetros económicos considerados en el estudio

El análisis económico que se realiza en este apartado se basa en la peor de las situaciones en la cual, el hidrógeno sustituye la compra de diésel a un precio de 0,5 €/litro. El precio del hidrógeno se ha estimado en 3,57 €/kgH₂ (apartado 5.1.2). A partir de los valores de partida expuestos en las tablas anteriores, y asumiendo ese precio del hidrógeno, se estiman el VAN, TIR y Payback para diferentes precios de la electricidad con la que se alimenta el electrolizador. A continuación, se muestran los resultados obtenidos para las tres potencias de electrolizador.

Valor Actual Neto (VAN) para caso de movilidad a 0,5 €/l			
Precio electricidad	10 MW	20 MW	50 MW
80,00 €/MWh	-69.927.219,66 €	-129.862.289,14 €	-246.088.274,53 €
60,00 €/MWh	-30.958.886,33 €	-59.560.622,47 €	-86.571.607,86 €
50,00 €/MWh	-12.032.828,20 €	-25.047.562,03 €	-16.476.447,70 €
45,00 €/MWh	-3.810.509,86 €	-10.213.910,37 €	17.181.568,96 €
40,00 €/MWh	4.411.808,47 €	4.619.741,30 €	48.999.440,39 €
35,00 €/MWh	11.974.501,08 €	18.966.580,30 €	76.914.857,06 €
30,00 €/MWh	18.793.959,41 €	31.269.371,96 €	104.830.273,73 €
25,00 €/MWh	25.613.417,75 €	43.572.163,63 €	132.745.690,39 €
20,00 €/MWh	32.432.876,08 €	55.874.955,30 €	160.661.107,06 €

Tabla 105. Valor actual Neto (VAN) para caso de movilidad a 0,5 €/l

Tasa Interna de Retorno (TIR) para caso de movilidad a 0,5 €/l			
Precio electricidad	10 MW	20 MW	50 MW
80,00 €/MWh	-	-	-
60,00 €/MWh	-	-	-
50,00 €/MWh	-10,4%	-12,9%	-2,2%
45,00 €/MWh	-2,3%	-3,4%	2,0%
40,00 €/MWh	2,3%	1,3%	5,1%
35,00 €/MWh	5,6%	4,8%	7,5%
30,00 €/MWh	8,2%	7,4%	9,6%
25,00 €/MWh	10,5%	9,6%	11,6%
20,00 €/MWh	12,7%	11,7%	13,5%

Tabla 106. Tasa Interna de Retorno (TIR) para caso de movilidad a 0,5 €/l

Payback para caso de movilidad a 0,5 €/l			
Precio electricidad	10 MW	20 MW	50 MW
80,00 €/MWh	-	-	-
60,00 €/MWh	-	-	-
50,00 €/MWh	-	-	-
45,00 €/MWh	-	-	19
40,00 €/MWh	19	21	13

Precio electricidad	10 MW	20 MW	50 MW
35,00 €/MWh	12	14	11
30,00 €/MWh	10	11	9
25,00 €/MWh	9	9	8
20,00 €/MWh	8	8	7

Tabla 107. Payback para caso de movilidad a 0,5 €/l

Para esta situación los resultados muestran que el TIR del proyecto es interesante cuando el precio al cual se compra la energía eléctrica se encuentra entre el rango de los 20 y 40 €/MWh. Con un precio por la electricidad superior a 40 €/MWh, el VAN comienza a ser negativo. Con un precio de 25 €/MWh, por ejemplo, la inversión se recuperaría en 9 años asumiendo los costes planteados.

Sustitución con diésel a 0,95 €/litro.

Siguiendo la misma metodología que en el supuesto anterior, se obtienen los siguientes resultados, asumiendo un precio del diésel de referencia de 0,95 €/litro.

Valor Actual Neto (VAN) para caso de movilidad a 0,95 €/l			
Precio electricidad	10 MW	20 MW	50 MW
80,00 €/MWh	15.792.029,71 €	23.654.728,30 €	118.879.779,39 €
70,00 €/MWh	29.430.946,38 €	48.260.311,63 €	174.710.612,72 €
60,00 €/MWh	43.069.863,04 €	72.865.894,97 €	230.541.446,06 €
50,00 €/MWh	56.708.779,71 €	97.471.478,30 €	286.372.279,39 €
40,00 €/MWh	70.347.696,38 €	122.077.061,63 €	342.203.112,72 €
35,00 €/MWh	77.167.154,71 €	134.379.853,30 €	370.118.529,39 €
30,00 €/MWh	83.986.613,04 €	146.682.644,97 €	398.033.946,06 €
25,00 €/MWh	90.806.071,38 €	158.985.436,63 €	425.949.362,72 €
20,00 €/MWh	97.625.529,71 €	171.288.228,30 €	453.864.779,39 €

Tabla 108. Valor actual Neto (VAN) para caso de movilidad a 0,95 €/l

Tasa Interna de Retorno (TIR) para caso de movilidad a 0,95 €/l			
Precio electricidad	10 MW	20 MW	50 MW
80,00 €/MWh	7,1%	5,8%	10,6%
70,00 €/MWh	11,7%	10,5%	14,4%
60,00 €/MWh	15,9%	14,5%	18,0%
50,00 €/MWh	19,8%	18,3%	21,5%
40,00 €/MWh	23,6%	22,0%	24,8%
35,00 €/MWh	25,4%	23,8%	26,5%
30,00 €/MWh	27,3%	25,5%	28,2%
25,00 €/MWh	29,2%	27,3%	29,8%
20,00 €/MWh	31,0%	29,1%	31,5%

Tabla 109. Tasa Interna de Retorno (TIR) para caso de movilidad a 0,95 €/l

Payback para caso de movilidad a 0,95 €/l			
Precio electricidad	10 MW	20 MW	50 MW
80,00 €/MWh	11	12	9
70,00 €/MWh	8	9	7
60,00 €/MWh	7	7	6
50,00 €/MWh	5	6	5
40,00 €/MWh	5	5	4
35,00 €/MWh	4	5	4
30,00 €/MWh	4	4	4
25,00 €/MWh	4	4	4
20,00 €/MWh	4	4	4

Tabla 110. Payback para caso de movilidad a 0,95 €/l

En este supuesto la inversión podría recuperarse, en el peor de los escenarios, para un precio de la electricidad de 80 €/MWh, aunque, como es lógico, mientras más bajo sea ese precio,

más rentable será la inversión y antes se recuperará. La rentabilidad de la inversión mejora significativamente respecto al supuesto anterior, convirtiéndose en un proyecto rentable desde el comienzo. Por tanto, interesa aspirar a la priorización de aquellos consumidores del sector del transporte que sean capaces de pagar lo equivalente a los 0,95 €/litro en diésel que según lo establecido en este estudio se situaría alrededor de los 6,79 €/kgH₂.

Incluso con un precio del kilogramo de hidrógeno de 5€, lo equivalente a 0,7 €/litro de diésel, se conseguiría rentabilizar el proceso para precios de la electricidad de hasta 60 €/MWh, un coste asumible para una instalación de autoconsumo ordinaria.

8.4.2. Viabilidad económica del sector de la re-electrificación

Por último, se realiza la simulación económica para el caso en el que el hidrógeno se destina a la re-electrificación con y sin CHP. En cuanto a costes de inversión, se considera la compra de las pilas de combustible y las instalaciones para su conexión, ya sea únicamente para producir energía eléctrica, o en aplicaciones combinadas de calor y electricidad (CHP).

En el estudio de esta alternativa, se plantean dos escenarios singulares en los que se instala un electrolizador de 10 MW. Por otro lado, la potencia de las pilas de combustible será, de 1 MW, garantizando una cobertura de demanda del 90%, en uno de los escenarios, mientras que en el otro la potencia será de 2 MW, con lo que se garantiza una cobertura de demanda del 80% de las horas del año.

Costes de inversión por alternativas en caso de re-electrificación				
Tipo de consumo	Solo eléctrico	CHP	Solo eléctrico	CHP
Concepto	10 MW – 1MW	10 MW – 1 MW	10 MW – 2 MW	10 MW – 2 MW
Electrolizador	10.846.153,85 €	10.846.153,85 €	10.846.153,85 €	10.846.153,85 €
Compresor de 350 bar	555.000,00 €	555.000,00 €	555.000,00 €	555.000,00 €
Refuelling station	875.000,00 €	875.000,00 €	875.000,00 €	875.000,00 €
Tanques de hidrógeno	700.000,00 €	700.000,00 €	700.000,00 €	700.000,00 €
Gastos generales (10%)	1.297.615,38 €	1.297.615,38 €	1.297.615,38 €	1.297.615,38 €
Beneficio industrial (6%)	778.569,23 €	778.569,23 €	778.569,23 €	778.569,23 €
Pila de combustible	2.633.319,00 €	2.633.319,00 €	5.587.842,00 €	5.587.842,00 €
Instalación	60.000,00 €	100.000,00 €	60.000,00 €	100.000,00 €
Total	17.745.657,46 €	17.785.657,46 €	20.700.180,46 €	20.740.180,46 €

Tabla 111. Costes de inversión por alternativas en caso de re-electrificación

Por otra parte en la siguiente tabla se muestran otros parámetros operativos que se han tenido en cuenta para el desarrollo del estudio.

Parámetros económicos considerados en el estudio				
Tipo de consumo	Solo eléctrico	CHP	Solo eléctrico	CHP
Concepto	10 MW – 1 MW	10 MW – 1 MW	10 MW – 2 MW	10 MW – 2 MW
Cantidad de hidrógeno vendido - Pilas de combustible tH ₂ /año	495	495	1,050	1,050
Energía eléctrica necesaria (MWh)	77.937	77.937	77.937	77.937
Cantidad de hidrógeno vendido - Movilidad tH ₂ /año	664	664	109	109
Precio de la electricidad (€/MWh)	5	5	5	5
Cantidad de agua necesaria (litros)	10.477.184	10.477.184	10.477.184	10.477.184
Precio del agua (€/m ³)	1,84	1,84	1,84	1,84
Coste de mantenimiento	90.000	100.000	90.000	100.000
Valor residual	15%	15%	15%	15%

Coste de capital	6%	6%	6%	6%
Número de autobuses	664	664	109	109

Tabla 112. Parámetros económicos considerados en el estudio

Como se puede apreciar, para una pila de 1.000 kW la cantidad de hidrógeno necesaria para alimentarla sería de 495 tH₂/año. Aun así, habría un exceso de hidrógeno que se destinaría al abastecimiento de 664 autobuses. Por su parte, la pila de 2.000 kW necesitaría 1.050 toneladas de hidrógeno para abastecerse, quedando un sobrante de 109 toneladas que se destinaría a cubrir la demanda de 109 autobuses.

Valor Actual Neto (VAN) para casos de re-electricificación				
Precio electricidad	Solo eléctrico 10 MW -1 MW	CHP 10 MW -1 MW	Solo eléctrico 10 MW – 2 MW	CHP 10 MW – 2 MW
80,00 €/MWh	-57.910.738,07 €	-50.075.467,61 €	-78.036.530,75 €	-62.137.969,86 €
70,00 €/MWh	-48.511.755,36 €	-40.676.484,89 €	-68.637.548,04 €	-52.738.987,15 €
60,00 €/MWh	-39.112.772,64 €	-31.277.502,18 €	-59.238.565,32 €	-43.340.004,43 €
50,00 €/MWh	-29.713.789,93 €	-21.878.519,46 €	-49.839.582,61 €	-33.941.021,72 €
40,00 €/MWh	-20.314.807,21 €	-12.923.438,92 €	-40.440.599,89 €	-24.542.039,00 €
35,00 €/MWh	-15.731.559,52 €	-8.709.159,80 €	-35.741.108,53 €	-19.842.547,65 €
30,00 €/MWh	-11.517.280,41 €	-4.494.880,69 €	-31.041.617,18 €	-15.599.737,06 €
25,00 €/MWh	-7.303.001,29 €	-911.143,39 €	-26.342.125,82 €	-11.385.457,95 €
20,00 €/MWh	-3.101.590,90 €	2.378.500,56 €	-21.642.634,46 €	-7.171.178,83 €
10,00 €/MWh	3.477.697,00 €	8.957.788,46 €	-12.995.793,58 €	174.424,73 €
5,00 €/MWh	6.767.340,95 €	12.247.432,41 €	-8.781.514,46 €	3.464.068,68 €

Tabla 113. Valor actual Neto (VAN) para casos de re-electricificación

Tasa Interna de Retorno (TIR) para casos de re-electricificación				
Precio electricidad	Solo eléctrico 10 MW -1 MW	CHP 10 MW -1 MW	Solo eléctrico 10 MW – 2 MW	CHP 10 MW – 2 MW
80,00 €/MWh	-	-	-	-
70,00 €/MWh	-	-	-	-
60,00 €/MWh	-	-	-	-
50,00 €/MWh	-	-	-	-
40,00 €/MWh	-	-6,2%	-	-
35,00 €/MWh	-13,3%	-1,0%	-	-
30,00 €/MWh	-4,2%	2,7%	-	-6,9%
25,00 €/MWh	0,3%	5,4%	-	-2,1%
20,00 €/MWh	3,8%	7,6%	-	1,3%
10,00 €/MWh	8,2%	11,4%	-3,7%	6,1%
5,00 €/MWh	10,2%	13,2%	0,1%	7,9%

Tabla 114. Tasa Interna de Retorno (TIR) para casos de re-electricificación

Payback para casos de re-electricificación				
Precio electricidad	Solo eléctrico 10 MW -1 MW	CHP 10 MW -1 MW	Solo eléctrico 10 MW – 2 MW	CHP 10 MW – 2 MW
80,00 €/MWh	-	-	-	-
70,00 €/MWh	-	-	-	-
60,00 €/MWh	-	-	-	-
50,00 €/MWh	-	-	-	-
40,00 €/MWh	-	-	-	-
35,00 €/MWh	-	-	-	-
30,00 €/MWh	-	-	-	-
25,00 €/MWh	-	-	-	-
20,00 €/MWh	-	19	-	-
10,00 €/MWh	17	11	-	-
5,00 €/MWh	13	10	-	18

Tabla 115. Payback para casos de re-electricificación

Los resultados dejan patente que el modelo de negocio empeora drásticamente cuando se opta por la re-electrificación tanto con o sin CHP. Esto es lógico porque la paridad en costes se alcanza a un precio más bajo por kilogramo de hidrógeno vendido, que para los casos de movilidad. Esto hace que incluso cuando la electricidad se genera a 5 €/MWh la inversión no se logra recuperar en todos los casos.

Estas conclusiones son aplicables cuando el precio de la energía a la que paga el consumidor se encuentra sobre los 0,07 €/kWh, valor coherente para suministros en tarifas 3 y 6 y en las condiciones actuales. Si como consecuencia del encarecimiento de los precios del petróleo o el aumento de los precios de derechos de emisión, el usuario final comenzara a pagar más por la energía eléctrica o calorífica, se plantearía un escenario distinto donde la situación sí estaría más próxima a la estimada para el transporte terrestre.

9. HOJA DE RUTA DE LA ESTRATEGIA DEL HIDRÓGENO VERDE

El análisis desarrollado en esta hoja de ruta toma como referencia el diagnóstico realizado en la estrategia del hidrógeno verde sintetizando, a través de un análisis DAFO, aquellos aspectos de carácter cualitativo para, a continuación, definir los objetivos generales de la estrategia. Posteriormente, para dar cumplimiento a esos objetivos, se propone un plan de acción compuesto por líneas de actuación de las que se desprenden medidas específicas.

9.1. DAFO

El objetivo del análisis DAFO (Debilidades – Amenazas – Fortalezas – Oportunidades) consiste en diagnosticar la situación actual del desarrollo de las tecnologías y cadenas de suministro del hidrógeno verde en Canarias. El análisis se sustenta, básicamente, de todas las conclusiones descritas a lo largo de la sección de diagnóstico del presente documento.

Como es sabido, los cuatro elementos que constituyen el DAFO pueden clasificarse en:

- Factores internos: Agrupa el conjunto de variables que, pertenecientes al sector del hidrógeno en Canarias, pueden clasificarse como positivas (fortalezas) o negativas (debilidades).
- Factores externos: En este grupo se encuentran los aspectos sobrevenidos que pueden originar consecuencias positivas (oportunidades) o negativas (amenazas), sobre este sector del hidrógeno, en lo que respecta a las cuatro dimensiones básicas externas: ámbito social, político, económico y tecnológico.

Por otro lado, el análisis es muy útil para definir elementos que ayuden a definir una estrategia efectiva que se materializará, posteriormente, en un plan de acción (apartado 9.3).

A continuación, se presentan las matrices de debilidades, amenazas, fortalezas y oportunidades, identificando, en total, 12 debilidades, 10 fortalezas, 10 amenazas, y 15 oportunidades, lo que resulta en 47 elementos de diagnóstico.

9.1.1. Debilidades

Debilidades		
DAFO	Elemento	Descripción
D01	Falta de información y concienciación de la ciudadanía sobre las ventajas del uso y aplicaciones del hidrógeno verde	Ante la situación de emergencia climática, la ciudadanía cada vez está más concienciada sobre aspectos tales como las ventajas de fomentar la integración de las energías renovables en los sistemas eléctricos insulares y en edificaciones públicas y privadas (autoconsumo energético), o la aplicación de medidas de eficiencia energética, en todos los sectores, como herramientas para favorecer la transición energética. Sin embargo, todavía existe un gran desconocimiento sobre tecnologías emergentes, como la del hidrógeno, que cada vez están tomando un papel más protagonista como elemento clave para lograr la descarbonización de la economía.
D02	Necesidad de aportar energía para producir hidrógeno verde	El hidrógeno no es una fuente de energía primaria en sí, sino un vector energético, por lo que para producirlo es necesario un importante aporte de energía. Este aporte de energía tiene que ser de origen renovable para que el hidrógeno pueda considerarse “limpio” o “verde”.
D03	Falta de fabricantes dedicados a	A nivel nacional, existen pocos fabricantes de electrolizadores, por

	la tecnología y cadena de valor del hidrógeno verde	lo que hay que recurrir a empresas extranjeras para la adquisición de los mismos, con los sobrecostes y tiempos de espera que conlleva.
D04	Transición de la investigación a la empresa, limitada	En la actualidad, prácticamente la totalidad del conocimiento en las tecnologías del hidrógeno se encuentra en el ámbito de la investigación, existiendo cierto déficit en el paso hacia la empresa.
D05	Falta de experiencia en las tecnologías y cadena de valor del hidrógeno verde	Los proyectos demostrativos en desarrollo o ejecutados son aún insuficientes por lo que las empresas canarias y españolas tiene una limitada, aunque creciente, experiencia y conocimiento empírico en la tecnología del hidrógeno verde y las pilas de combustible.
D06	Falta de infraestructuras asociadas a la tecnología y cadena de valor del hidrógeno verde	En Canarias existe una importante carencia (en la mayoría de los casos, una ausencia total) de infraestructura de licuefacción, almacenamiento, redes de hidrógeno, etc., lo que dificulta el despliegue de la tecnología del hidrógeno a media y gran escala en el corto plazo. Aun pudiéndose adquirir estos sistemas en el exterior, la escasa existencia de cadena de suministro dificulta, entre otras cosas, aspectos operativos como puede ser el mantenimiento de estas instalaciones.
D07	Falta de infraestructuras asociadas a la tecnología y cadena de valor del amoníaco verde	El amoníaco verde es la principal apuesta para descarbonizar el transporte marítimo, sin embargo, en Canarias no existen infraestructuras para su producción y posterior suministro en los puertos de las islas. Ni siquiera existen proyectos piloto que demuestren su interés en las condiciones específicas de Canarias.
D08	Ausencia de economías de escala	Ante la falta de proyectos de envergadura y de demanda de hidrógeno, no se han desarrollado aún las economías de escala suficientes para disponer de la infraestructura y componentes necesarios para el despliegue de este elemento a unos precios competitivos.
D09	Elevado coste actual del hidrógeno verde	El hidrógeno verde, actualmente, tiene un coste elevado, siendo entre tres y cinco veces superior al hidrógeno gris (el más producido a nivel mundial). Esto hace que, actualmente, sólo pueda ser rentabilizado para casos concretos en los que el combustible que sustituye presenta un precio mayor.
D10	Inexistencia de movilidad cero emisiones a partir de hidrógeno verde en el transporte terrestre	En Canarias no existen hidrogeneras para dar suministro a los vehículos de hidrógeno, algo imprescindible para que pueda desplegarse este combustible alternativo en las islas. Este hecho se debe, principalmente, al coste de este tipo de vehículos y cierto desconocimiento sobre la tecnología, que hace que aún no haya una cuota de mercado en Canarias. Aun así, según publicaciones del ISTAC (Instituto Canario de Estadística), existen 7 vehículos de hidrógeno en el archipiélago.
D11	Inexistencia de movilidad cero emisiones a partir de amoníaco verde en el transporte marítimo	A pesar de que el amoníaco se presenta como una de las principales alternativas para la descarbonización del transporte marítimo, aún se están probando los motores propulsados con este combustible. Ya se sabe que la solución es técnicamente viable, pero continúa en fase de desarrollo y, por tanto, a día de hoy es prácticamente imposible disponer de un motor propulsado por amoníaco verde.
D12	Inexistencia de redes de suministro	En Canarias no existen redes de suministro de hidrógeno, como tampoco las hay de gas natural, que puedan ser reacondicionadas para el suministro de hidrógeno. Lo cierto es que la economía del hidrógeno girará en el caso del archipiélago mediante el uso de una red logística basada en camiones de reparto como ya se hace para otros gases tales como el butano o el propano. Esta solución técnica es totalmente viable existiendo tanques y cestas adaptadas para esta función.

Tabla 116. Análisis DAFO. Debilidades

9.1.2. Fortalezas

Fortalezas		
DAFO	Elemento	Descripción
F01	Disponibilidad de recursos energéticos renovables	Las Islas Canarias disponen de recurso eólico y solar tan importantes, que si en algún lugar fueran rentables las tecnologías del hidrógeno sería aquí. Cuanto mayor es el recurso renovable mayor cantidad de electricidad verde se puede generar para una misma potencia, produciéndose, por consiguiente, más hidrógeno verde con la misma inversión inicial. Esta situación facilita enormemente la apuesta por esta tecnología en comparación con otras regiones de España, e incluso Europa.
F02	Mayor integración de EERR en los sistemas eléctricos insulares	El aumento de la demanda eléctrica para producir hidrógeno verde permitirá una mayor participación de las energías renovables en los sistemas eléctricos insulares. De la misma manera, permite hacer llegar el uso de fuentes renovables a sectores donde la descarbonización es, considerablemente, más compleja.
F03	Papel del hidrógeno verde como sistema de almacenamiento energético	La producción de hidrógeno verde cuando haya vertidos energéticos renovables y su siguiente re-electrificación cuando haya una mayor demanda eléctrica o un déficit de producción de electricidad renovable, permite que el hidrógeno verde pueda ser utilizado como un sistema de almacenamiento energético, un aspecto que cobra especial importancia en sistemas eléctricos que, como los canarios, se encuentran totalmente aislados.
F04	Experiencia en el tratamiento y purificación del agua	En Canarias, existe una amplia y probada experiencia en el tratamiento de aguas y su posterior purificación. Hay que tener en cuenta que el agua consumida en los electrolizadores debe contar con una pureza específica por lo que su tratamiento previo cobra mucha importancia en el proceso de la electrólisis. Las aguas de Canarias son perfectamente aptas, pudiendo ser tratadas con sistemas de desmineralización lo que reduce las impurezas todo lo necesario para no contaminar los stacks.
F05	Experiencia de proyectos de investigación desarrollados o en ejecución en Canarias	RES2H2, HydroHybrid, SEAFUEL y REMOTE, son proyectos de investigación que se han desarrollado o están en fase de desarrollo en Canarias y que demuestran que las tecnologías del hidrógeno no son nada nuevo en el archipiélago, donde el primer prototipo fue instalado hace ya 16 años. Aunque en el periodo de la crisis económica se redujo el esfuerzo de investigación por falta de fondos, se ha continuado avanzando en campos relativos al uso de este combustible para el transporte y también su para re-electrificación.
F06	Disposición de instituciones punteras en investigación	Canarias cuenta con un importante número de instituciones donde se desarrollan actividades de investigación y desarrollo. Entre ellas destacan las dos universidades públicas canarias (Universidad de Las Palmas de Gran Canaria, en Gran Canaria, y la Universidad de La Laguna en Tenerife). También cuenta con los Parques Tecnológicos de Fuerteventura, Gran Canaria y Tenerife, empresas públicas como el Instituto Tecnológico de Canarias, el Instituto Tecnológico de Energías Renovables, o consorcio públicos como la Plataforma Oceánica de Canarias.
F07	Reducción de la dependencia energética en Canarias	La introducción del hidrógeno verde en las islas reducirá, por un lado, la dependencia energética sobre los combustibles fósiles que son importados en su totalidad del exterior y, por el otro, fomentará la diversificación energética en el Archipiélago.
F08	Reducción de las emisiones de GEI en las islas	El hidrógeno verde, como se ha comentado, no libera emisiones de GEI por lo que su uso en el sector energético en sustitución

		de los combustibles fósiles ayudará a reducir dichas emisiones.
F09	Gran potencial de desarrollo	La producción del hidrógeno verde y su amplio abanico de usos y aplicaciones tienen un gran potencial de desarrollo, tanto en el lado de la oferta como de la demanda.
F10	Posibilidad de implementar en zonas aisladas	Esta tecnología destaca por su amplia modularidad. Así un electrolizador puede ser instalado para producir cantidades de hidrógeno de laboratorio o grandes cantidades que puedan soportar servicios de transporte al completo. La mayor restricción es el acceso a energía eléctrica renovable, agua y espacio suficiente para su implantación. Sin embargo, esta estrategia demuestra que todas las islas tendrían potencial para el desarrollo de la tecnología, soportando parte de sus necesidades energéticas con fuentes renovables que usan este vector energético como elemento clave.

Tabla 117. Análisis DAFO. Fortalezas

9.1.3. Amenazas

Amenazas		
DAFO	Elemento	Descripción
A01	Falta de normativa aplicable al hidrógeno verde diferenciada del hidrógeno gris y azul	En la actualidad existe un amplio marco normativo que regula la actividad de producción de hidrógeno. Sin embargo, está especialmente centrado en el hidrógeno producido por reformado de metano, que es la principal fuente de generación de este gas. Por tanto, es importante realizar una revisión de la normativa para que los trámites legales y administrativos asociados al hidrógeno verde sean diferentes a los que se vienen aplicando para el hidrógeno gris o azul. Estos aspectos limitan incluso la ubicación de los electrolizadores.
A02	Falta de procedimientos de operación para la estandarización de criterios de seguridad en la producción de hidrógeno verde y el resto de su cadena de valor	Al igual que en el elemento anterior, es imprescindible establecer estos procedimientos diferenciados de los ya existentes para el hidrógeno gris, que es el que más se produce a nivel mundial.
A03	Falta de incentivos y subvenciones para la producción de hidrógeno verde	No se han creado hasta el momento incentivos y subvenciones específicas para el despliegue del hidrógeno verde en España, como sí se ha hecho con otras tecnologías. En fases iniciales del despliegue de la tecnología, la falta de rentabilidad del hidrógeno verde podrá revertirse más rápidamente si se dispusieran de este tipo de ayudas.
A04	Inestabilidad y volatilidad en la regulación del mercado eléctrico	Los precios de la electricidad están siendo muy volátiles. Instalaciones de producción de energía eólica y/o fotovoltaica pueden ayudar a fijar los precios si la energía con la que se alimentan los electrolizadores proviene de autoconsumos. Sin embargo, esta volatilidad perjudica otras opciones como la compra de energía en mercado, aun cuando se trata de energía verde dado que se trasladan costes asociados al mercado energético.
A05	Percepción social de peligro en el uso del hidrógeno	La aceptación pública es una parte importante de los riesgos que las nuevas tecnologías se encuentran en las etapas más tempranas de su producción y uso. Por ello, resulta fundamental proporcionar a la población toda la información necesaria sobre las capacidades y ventajas de la energía del hidrógeno para tratar de eliminar esta barrera social, producto de la falta de conocimiento e información, y “miedo” a lo nuevo y desconocido. Ciertamente, el hidrógeno presenta riesgo de explosión pero como también lo presentan otros combustibles que ya normalizamos. Por ejemplo, a diferencia de la gasolina, cuando

		se produce una fuga, el hidrógeno se disipa rápidamente mientras que la gasolina tiende a formar charcos que pueden causar una explosión. De la misma forma, el hidrógeno se genera, normalmente, en atmósferas controladas (ATEX).
A06	No lograr un precio competitivo frente a otros combustibles alternativos	Esto puede provocar una pérdida de interés del hidrógeno frente a otros combustibles alternativos más económicos. Durante los años 2008-2010 hubo una gran expectación sobre el uso del hidrógeno y las pilas de combustibles, sin embargo, en ese momento, no llegaron a desarrollarse como se esperaba. Diez años más tarde vuelve a cobrar un gran interés, esta vez como uno de los elementos clave para lograr la descarbonización de la economía.
A07	Falta de competitividad	El número de proveedores de electrolizadores, y otros componentes, es tan reducido que, casi, no existe, competitividad en este mercado. Se entiende que a medida que vaya creciendo el mercado también aumentará la competitividad, e irán apareciendo nuevos fabricantes (incluso nacionales) que adquieran la suficiente experiencia para ofrecer estas tecnologías como ha pasado con otro tipo de industrias químicas.
A08	Experiencia limitada	Existe una experiencia limitada en la tecnología del hidrógeno verde, tanto en el lado de la oferta (productores) como de la demanda (consumidores finales).
A09	Competencia con otras tecnologías de almacenamiento energético	El hidrógeno verde entra en competencia con otras tecnologías de almacenamiento energético más maduras, comerciales y económicas como la hidroeléctrica de bombeo o, incluso, las baterías electroquímicas.
A10	Competencia con otros combustibles alternativos en el transporte	El hidrógeno verde entra en competencia con otros combustibles alternativos, más económicos y con más cuota de mercado, empleados en el transporte terrestre, como puede ser la movilidad eléctrica, el GLP o, incluso, los biocombustibles.

Tabla 118. Análisis DAFO. Amenazas

9.1.4. Oportunidades

Oportunidades		
DAFO	Elemento	Descripción
O01	Despliegue de la tecnología del hidrógeno verde en Canarias	Cada vez hay más oportunidades para el despliegue de la tecnología del hidrógeno verde, apoyadas por una mayor financiación europea y nacional destinada al desarrollo y ejecución de este tipo de proyectos.
O02	Potencialidad de disponer de un tejido productivo, empresarial e industrial especializado en la tecnología del hidrógeno verde	La puesta en marcha de proyectos dedicados al hidrógeno verde fomentará la creación y especialización de un tejido empresarial dedicado a la tecnología del mismo y su cadena de valor.
O03	Creación de empleos y nuevos nichos de negocio	El despliegue de la tecnología del hidrógeno verde fomentará la creación de nuevos empleos y nichos de negocio especializados en esta materia, ayudando a mejorar la economía del país, a la vez que diversifica su estructura dándole más peso al sector industrial (industria química).

O04	Creación y despliegue de infraestructura	El despliegue de la tecnología del hidrógeno conllevará también la creación y el despliegue de la infraestructura necesaria para ello, en torno a las estaciones de suministro existentes en la actualidad y de los productores de energía. Los planeamientos insulares deberán incluir, siempre que se requiera, los mallados e infraestructura necesaria para el adecuado desarrollo de la tecnología del hidrógeno y su cadena de valor.
O05	Otras estrategias de Canarias	Recientemente, se han publicado varias estrategias para el sector energético de Canarias, en las que ya se hace referencia a la tecnología del hidrógeno verde. Por ejemplo, en la Estrategia del almacenamiento energético, el hidrógeno verde se presenta como una alternativa a los sistemas de hidrobombeo en aquellas islas en las que no sea posible su implementación, y, también, se identifica como un candidato ideal para almacenamiento estacional.
O06	Aumento de instalaciones de energías renovables	El aumento de la demanda eléctrica para producir el hidrógeno verde ofrece la oportunidad de aumentar la integración de electricidad renovable en los sistemas eléctricos.
O07	Contribución a lograr la descarbonización de la economía de Canarias	El hidrógeno verde es una fuente limpia de energía que ayudará a cumplir con los objetivos de la descarbonización, pudiendo contribuir en todos los sectores de la energía (electricidad, transporte y calor).
O08	Contribución a la mejora de la gestión de demanda	La capacidad de gestionar la demanda mediante el uso del hidrógeno verde presenta importantes ventajas, entre la que se encuentra la posibilidad de mejorar la eficiencia global del sistema eléctrico, desplazando el consumo a aquellos instantes en los que haya mayor participación de las energías renovables.
O09	Reducción en la aplicación de políticas de corte a las EERR	La producción de hidrógeno verde reduciría la aplicación de políticas de corte en la generación renovable de origen no gestionable. Por tanto, el equilibrio de la red no sólo se soportaría sobre la generación, sino que también tendría importancia la capacidad de gestión del hidrógeno desde el lado de la demanda.
O10	Compromiso de los grandes fabricantes de coches europeos con el vehículo de hidrógeno	Aunque en Europa la cuota de este tipo de vehículos en el mercado es aún testimonial, se espera que en los próximos años, los fabricantes europeos desarrollen sus propios modelos de hidrógeno, mercado que, en la actualidad, acaparan los fabricantes asiáticos.
O11	Los Planes Nacionales impulsan la producción de hidrógeno verde	La Hoja de ruta del hidrógeno en España, espera que esta tecnología haya alcanzado un nivel de madurez suficiente que permita su despliegue a gran escala en 2030. Para ello prevé, para el conjunto de España, la instalación de 4 GW de potencia de electrolizadores y una contribución mínima del 25% de hidrógeno renovable respecto del total del consumido en la industria ese año. También contempla una flota de, al menos, 150-200 guaguas, 5.000-7.500 vehículos ligeros y pesados impulsados por hidrógeno y, como mínimo, 100-150 hidrogeneras de acceso público para repostaje.
O12	Convertir a Canarias en un laboratorio de hidrógeno verde como referente de regiones aisladas	Canarias, que cuenta con un recurso renovable inmejorable, puede convertirse en un referente mundial como laboratorio de ensayos, demostración y desarrollo de la tecnología del hidrógeno verde y toda su cadena de valor.
O13	Producción de hidrógeno verde como carga gestionable	La producción del hidrógeno verde para, a su vez, producir otros combustibles sintéticos, puede utilizarse como una carga gestionable que ayude a regular los sistemas eléctricos insulares. Según los resultados mostrados en la Estrategia

		canaria de gestión de la demanda, la producción de combustibles sintéticos, a partir del hidrógeno verde, ofrece una gestionabilidad del 40%.
O14	Integración en redes inteligentes y comunidades energéticas	La producción y posterior uso del hidrógeno verde puede integrarse en las redes inteligentes y comunidades energéticas, tanto en el lado de la generación (re-electrificación), como en el almacenamiento energético, o como carga gestionable (para su producción).
O15	Mayor cooperación entre instituciones públicas y privadas	Alcanzar alianzas y compromisos reales y ejecutables entre las administraciones públicas y el resto de actores del sector, aumentado la cooperación entre todos los involucrados.

Tabla 119. Análisis DAFO. Oportunidades

9.2. OBJETIVOS GENERALES

A partir de los resultados obtenidos en los estudios realizados en la Estrategia canaria de hidrógeno verde, se plantean una serie de objetivos generales.

Objetivo 1. Posicionar el hidrógeno verde en Canarias como elemento para el suministro renovable, especialmente, en subsectores de difícil descarbonización. Destaca el transporte (terrestre pesado, marítimo y aéreo), la cogeneración y la re-electrificación, cuando otras soluciones tecnológicas presentan dificultades de distinta índole.



Objetivo 2. Posicionar el hidrógeno verde como el principal combustible alternativo para vehículos pesados por carretera (> 3.500 kg), alcanzando los 7.183 vehículos de hidrógeno en 2030 y 32.494 en 2040.



Objetivo 3. Priorizar el uso del hidrógeno en aplicaciones estacionarias en subsectores que requieran de Combined Heat & Power (CHP). Especialmente relevante para el sector industrial y el turístico en Canarias.



Objetivo 4. Recurrir al hidrógeno como solución de almacenamiento energético, a gran escala y distribuido, cuando otras formas para almacenar energía no sean viables. Incluso recurrir a motores y turbinas de hidrógeno que permitan ofrecer servicios complementarios de ajuste al sistema con este combustible renovable.



Objetivo 5. Asegurar mediante mecanismos PPA con trazabilidad, o suministros en autoconsumo, que la energía eléctrica usada para la producción de hidrógeno proviene de fuentes renovables en su totalidad.



Objetivo 6. Avanzar en la definición de proyectos singulares que permitan alcanzar, a través de un aumento de la madurez tecnológica, la descarbonización del transporte marítimo y aéreo interinsular.



Objetivo 7. Potenciar la colaboración público – privada como herramienta para viabilizar, desde las perspectivas técnica, económica, social y regulatoria, iniciativas modelo que pudieran ser replicadas en distintas regiones de Canarias.



9.3. PLAN DE ACCIÓN

Las medidas recogidas en el plan de acción han sido estructuradas en ocho líneas de actuación:

- A.1: Procesos legislativos y normas técnicas y económicas específicas al hidrógeno verde.
- A.2: Mecanismos de subvención y financiación.
- A.3: Divulgación, difusión e información sobre tecnologías del hidrógeno verde en las islas.
- A.4: Fomento en la puesta en marcha de infraestructuras para la producción, transporte y almacenamiento del hidrógeno verde.
- A.5: Fomento de la complementariedad de las tecnologías del hidrógeno y otros eslabones de las energías renovables.
- A.6: Red de hidrogeneras en las islas.

Cada una de las medidas propuestas trata de enfrentarse a una problemática determinada. En la fase de diagnóstico se reconocieron una serie de características que posteriormente fueron sintetizadas en el análisis DAFO. En este contexto, las medidas tratan de corregir las debilidades, reducir las incertidumbres provocadas por las amenazas, promover las fortalezas del sector y potenciar las oportunidades.

Se expone en la siguiente tabla el resumen del plan de acción de la Estrategia del hidrógeno verde de Canarias:

MEDIDAS DE LA ESTRATEGIA DEL HIDRÓGENO VERDE EN CANARIAS	
A.1 Procesos legislativos y normas técnicas y económicas específicas al hidrógeno verde.	
A.1.1	Permitir la instalación de sistemas de producción y consumo de hidrógeno fuera de zonas industriales en función de su escala y uso.
A.1.2	Introducir hidrógeno como combustible que puede ser distribuido en estaciones de servicio.
A.1.3	Adaptar el Real Decreto de aparatos a presión al nuevo marco normativo del hidrógeno según Directiva UE 2019/1745.
A.1.4	Plantear mecanismos para contratar la compra de energía renovable asociados a la producción de hidrógeno.
A.1.5	Definir las condiciones de seguridad exigibles a instalaciones estacionarias de producción y almacenamiento de hidrógeno.
A.1.6	Llevar a cabo proyectos de cooperación público-privada para acelerar la puesta en marcha de proyectos singulares.
A.1.7	Desarrollar una guía técnica de tramitación de instalaciones.
A.2 Mecanismos de subvención y financiación.	
A.2.1	Aprobar una línea de subvención asociada a la producción de hidrógeno y su consumo para el transporte terrestre en vehículos pesados (> 3.500 kg).
A.2.2	Crear una línea de subvención asociada a la producción de hidrógeno y su consumo para re-electrificación CHP.
A.2.3	Conceder ayudas para la puesta en marcha de red de hidrogeneras vinculadas con EERR.
A.2.4	Conceder subvenciones asociadas a la compra de vehículos de hidrógeno en transporte terrestre pesado y colectivo.
A.2.5	Desarrollar proyectos de almacenamiento energético asociado al hidrógeno.
A.2.6	Crear una línea de financiación a la emprendeduría en tecnologías del hidrógeno.
A.3 Divulgación, difusión e información sobre tecnologías del hidrógeno verde en las islas.	
A.3.1	Informar a la ciudadanía sobre las ventajas del hidrógeno verde en todas sus aplicaciones.
A.3.2	Promover la creación de un tejido productivo, empresarial e industrial especializado en la

MEDIDAS DE LA ESTRATEGIA DEL HIDRÓGENO VERDE EN CANARIAS	
	tecnología y cadena de valor del hidrógeno verde.
A.4 Fomento en la puesta en marcha de infraestructuras para la producción, transporte y almacenamiento de hidrógeno verde.	
A.4.1	Desarrollar experiencias piloto de investigación y desarrollo dedicadas a la producción, almacenamiento y usos del hidrógeno verde.
A.4.2	Colaborar entre entes de investigación y el sector privado local para la creación de una nueva economía basada en el hidrógeno.
A.4.3	Potenciar las sinergias con otras estrategias desarrolladas para Canarias.
A.4.4	Potenciar e incentivar la actividad de las instituciones punteras de investigación en Canarias.
A.4.5	Aprovechar el potencial de desarrollo del hidrógeno verde en Canarias.
A.4.6	Fomentar la creación de empresas especializadas en el mantenimiento de instalaciones de hidrógeno.
A.5 Fomento en la complementariedad de las tecnologías del hidrógeno y otros eslabones de las energías renovables.	
A.5.1	Flexibilizar los trámites ambientales en proyectos de re-electrificación (semejanza al almacenamiento mediante baterías).
A.5.2	Vincular el aumento de la producción de hidrógeno en función del avance de las renovables en Canarias.
A.5.3	Aprovechar la demanda eléctrica asociada a los electrolizadores como elemento de gestión.
A.6 Red de hidrogeneras en las islas.	
A.6.1	Desarrollar proyectos pilotos de uso de hidrógeno verde en los vehículos pesados (guaguas y camiones con más de 3.500 kg de MMA).
A.6.2	Fomentar el uso de hidrógeno verde en el transporte marítimo.

Tabla 120 Medidas de la Estrategia

Acción A1.1	Permitir la instalación de sistemas de producción y consumo de hidrógeno fuera de zonas industriales en función de su escala y uso.
--------------------	--

Justificación: Teniendo en cuenta la integración de energía renovable prevista para lograr la descarbonización de la economía canaria, se hace preciso permitir la instalación de sistemas de producción y consumo de hidrógeno a nivel distribuido y más allá de las zonas industriales, en función de las necesidades de los sistemas para aportarles estabilidad y gestionabilidad. Ello cumpliendo con todas las condiciones de seguridad exigibles. En este sentido se debe aprovechar, también, el carácter modular y escalable de la tecnología del hidrógeno, lo que permite que su instalación abarque un amplio abanico de posibilidades y usos en otras zonas como las estaciones de servicio, zonas hoteleras, etc.

Descripción de la acción: De acuerdo con la normativa actual, específicamente basada en el hidrógeno no renovable, la producción y almacenamiento de hidrógeno está considerada como una actividad industrial y, por tanto, sólo puede ubicarse en suelo industrial. Para reducir trabas burocráticas en la instalación de hidrogeneras y sistemas de re-electrificación (electrolizadores y pilas de combustible) de pequeño tamaño, debería desarrollarse un marco normativo específico del hidrógeno verde simplificando los trámites de estas instalaciones en función de la escala de los sistemas permitiendo su uso a nivel distribuido siempre que se respeten las condiciones de seguridad exigibles.

Cronograma: Año inicio: 2023 – Año finalización: 2024.

Acción A1.2
Introducir hidrógeno como combustible que puede ser distribuido en estaciones de servicio.

Justificación: Como es sabido, el hidrógeno es uno de los combustibles alternativos contemplados en la directiva 2014/94/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 22 de octubre de 2014 relativa a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos, que puede contribuir a la descarbonización del sector del transporte y a mejorar su comportamiento medioambiental. Para poder usar el hidrógeno como combustible es imprescindible que pueda ser distribuido en estaciones de servicio, de modo que éstas puedan dar suministro a la pequeña demanda actual de hidrógeno y, a medida que el número de vehículos alimentados con este combustible vaya aumentando, se deberán instalar hidrogeneras propiamente dichas.

Descripción de la acción: Actualmente no se reconoce el hidrógeno verde como combustible que podría ser distribuido en estaciones de servicio. Aun así ya existen en Canarias 7 vehículos de hidrógeno y el número continuará creciendo. Para incluirlo, debería realizarse una modificación de la Instrucción Técnica Complementaria ITC-ICG 05 relativa a estaciones de servicio. Ello también supondrá la adopción de una serie de medidas de seguridad y gestión vinculadas a las peculiaridades de este combustible.

Cronograma: Año inicio: 2022 – **Año finalización:** 2024.

Acción A.1.3
Adaptar el Real Decreto de aparatos a presión al nuevo marco normativo del hidrógeno según Directiva UE 2019/1745.

Justificación: El nuevo reglamento delegado (UE) 2019/1745 de la Comisión de 13 de agosto de 2019, debe ser transpuesto a la normativa estatal ya que incluye algunas normas específicas no contempladas en el Real Decreto 639/2016, de 9 de diciembre, por el que se establece un marco de medidas para la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos. Se debe disponer de un marco normativo específico para el hidrógeno verde que tenga en cuenta sus características y especificaciones en función de los usos a los que se vaya a destinar y que garantice la seguridad y la calidad del mismo. El marco normativo debería desarrollarse de manera que contemple normas de aplicación en todos los eslabones de la cadena de valor del hidrógeno verde, diferenciándolo del hidrógeno gris y azul.

Descripción de la acción: La Comisión Europea acaba de publicar un nuevo reglamento derivado de la directiva de combustibles alternativos ((UE) 2019/1745 de 13 de agosto de 2019). Esta directiva incluye dos normas específicas no contempladas en el Real Decreto 639/2016, en concreto, la Norma EN 17127 relativa a puntos de recarga de hidrógeno al aire libre, en sustitución de la ISO/TS 20100, y que se complementaría con la ISO/TS 19880-1 sobre estaciones de servicio de hidrógeno gaseoso y la Norma EN 17124 relativa a especificación de producto y aseguramiento de la calidad, en sustitución de la ISO 14687-2. Estas normas comenzaron a ser de aplicación desde el día 12 de noviembre de 2021.

Cronograma: Año inicio: 2023 – **Año finalización:** 2025.

Acción A.1.4

Plantear mecanismos para contratar la compra de energía renovable asociados a la producción de hidrógeno.

Justificación: La producción de hidrógeno verde conlleva un consumo intensivo de energía eléctrica (para producir 1 kg de hidrógeno se necesitan 66 kWh, por lo que la compra de energía renovable asociada a esa actividad mediante contratos PPA puede ser una opción muy interesante para garantizar el suministro y la procedencia de la energía eléctrica necesaria para producir el hidrógeno.

Descripción de la acción: Plantear mecanismos que permitan que la producción de energía eléctrica renovable asociada a la obtención de hidrógeno verde pueda ser vinculada a contratos Power Purchase Agreement (PPA) con trazabilidad, siempre y cuando la generación renovable se ubique en el mismo sistema eléctrico en el cual se instala el electrolizador. De manera excepcional, podría considerarse que durante los años 2025-2030 se podría suavizar la medida planteando la compra de energía verde (sin fijar ubicación física) si bien, antes de 2030, esa energía verde debería radicar en el propio sistema eléctrico donde se ubique el electrolizador.

Cronograma: Año inicio: 2022 – Año finalización: 2024.

Acción A.1.5

Definir las condiciones de seguridad exigibles a instalaciones estacionarias de producción y almacenamiento de hidrógeno.

Justificación: Para desplegar la tecnología del hidrógeno con las máximas garantías de calidad, seguridad y suministro, es de vital importancia desarrollar un marco normativo y legislativo que defina las condiciones de seguridad exigibles y aplicables a todas las instalaciones de producción y almacenamiento de hidrógeno, especialmente, las estacionarias de almacenamiento y consumo in-situ.

Descripción de la acción: La instrucción APQ-5 del reglamento de aparatos a presión regula las condiciones de seguridad de los depósitos móviles. Sin embargo, la legislación vigente presenta un cierto vacío legal en instalaciones estacionarias de almacenamiento y consumo in-situ. Por ello se propone el desarrollo de una adaptación de la normativa industrial aplicable para este tipo de establecimientos como ya se hace en otros países como Alemania, Italia o Dinamarca.

Cronograma: Año inicio: 2023 – Año finalización: 2024.

Acción A.1.6**Llevar a cabo proyectos de cooperación público-privada para acelerar la puesta en marcha de proyectos singulares.**

Justificación: Como fase previa al despliegue masivo de la tecnología del hidrógeno, es necesario, en primer lugar, desarrollar proyectos de cooperación público-privada que ayuden a acelerar la puesta en marcha de proyectos singulares que, posteriormente, den paso a proyectos piloto de mayor envergadura, para, finalmente, alcanzar la fase comercial como ha sucedido con otras tecnologías.

Descripción de la acción: Dado que en los primeros años es necesario crear un nuevo mercado basado en las tecnologías del hidrógeno, se plantea que los proyectos de referencia integren participación pública y privada haciendo posible que no sólo se consiga viabilizar técnicamente la puesta en marcha de estos proyectos, sino que se asegure que el hidrógeno se instaure para satisfacer una demanda real de Canarias, por ejemplo en el ámbito del transporte colectivo generalmente de titularidad pública.

Cronograma: Año inicio: 2023 – **Año finalización:** 2024.

Acción A.1.7**Desarrollar una guía técnica de tramitación de instalaciones.**

Justificación: Tomando como referencia la experiencia adquirida en otras tecnologías como la fotovoltaica o la energía eólica, es absolutamente necesario contar con una guía técnica de tramitación de instalaciones en la que se indiquen, detalladamente, las distintas fases del procedimiento de tramitación que se debe llevar a cabo para la puesta en marcha de la instalación. De este modo, se reducen las trabas burocráticas y se aporta seguridad jurídica a los interesados.

Descripción de la acción: Crear una guía técnica que especifique el procedimiento administrativo que debe ser seguido por una empresa o particular en la instalación de un sistema de producción, almacenamiento y consumo de hidrógeno. Esta guía debería ser específica en función de la escala. Esta guía técnica reduciría las trabas burocráticas porque los interesados sabrían los trámites que deben ser llevados a cabo y, adicionalmente, los técnicos de la administración tendrían seguridad jurídica en cuanto a los procedimientos que deben ser seguidos en cada caso.

Cronograma: Año inicio: 2023 – **Año finalización:** 2025.

Acción A.2.1	Aprobar una línea de subvención asociada a la producción de hidrógeno y su consumo para el transporte terrestre en vehículos pesados (> 3.500 kg).
---------------------	--

Justificación: Para lograr que el combustible alternativo hidrógeno verde comience a introducirse en el sector del transporte terrestre (principalmente para vehículos pesados) resulta fundamental que se aprueben líneas de subvenciones asociadas a su producción y consumo de modo que pueda cubrirse la demanda de los vehículos propulsados con este combustible alternativo.

Descripción de la acción: Crear una línea de subvención específica en el ámbito de la producción del hidrógeno verde, su almacenamiento y consumo en el sector del transporte terrestre por carretera para dar servicio a vehículos pesados y el transporte público. Los proyectos deberán estar ajustados a la escala del sistema eléctrico y la flota de vehículos de la isla en la cual se instala.

Cronograma: Año inicio: 2022 – Año finalización: 2040.

Acción A.2.2	Crear una línea de subvención asociada a la producción de hidrógeno y su consumo para re-electrificación CHP.
---------------------	--

Justificación: Con el fin de alcanzar la descarbonización de la economía canaria en todos sus sectores es conveniente diversificar las fuentes de energía para cubrir no solo la demanda de energía eléctrica sino también la demanda de calor. En este sentido la producción de hidrógeno y su consumo asociado a la re-electrificación y a la cogeneración, es un firme candidato para lograr dicha diversificación del mix energético a nivel distribuido. No obstante, dada la fase en la que se encuentra todavía la tecnología del hidrógeno se hace indispensable la creación de una línea de subvención que coadyude al impulso de esta medida.

Descripción de la acción: Crear una línea de subvención específica para el uso del hidrógeno como combustible asociado a aplicaciones estacionarias vinculadas con usos industriales u hoteleros donde no sólo exista demanda eléctrica, sino que incluso se consiga atender demandas de calor.

Cronograma: Año inicio: 2022 – Año finalización: 2040.

Acción A.2.3	Conceder ayudas para la puesta en marcha de red de hidrogeneras vinculadas con EERR.
---------------------	---

Justificación: Para que el hidrógeno tome un papel relevante en el sector del transporte es absolutamente necesario poner en marcha una red de hidrogeneras, como se está haciendo con los puntos de recarga eléctrica, siempre vinculadas a las EERR, que den seguridad y soporte a los vehículos propulsados con hidrógeno verde. Para ello deben concederse, al menos en un primer período, ayudas para su puesta en marcha.

Descripción de la acción: Promover actuaciones en las que se fomente de la misma forma la instalación de una red de hidrogeneras en las islas (red pública) al menos en los principales núcleos de población donde más necesario se considere para dar soporte al transporte público.

Cronograma: Año inicio: 2022 – Año finalización: 2030.

Acción A.2.4
Conceder subvenciones asociadas a la compra de vehículos de hidrógeno en transporte terrestre pesado y colectivo.

Justificación: Como ya sucede, sirva de ejemplo el Plan MOVES, con los vehículos tipo N1 y M1, se deberían conceder subvenciones también a la adquisición de autobuses (M2 y/o M3) y camiones o furgonetas (N2 y/o N3) para fomentar el uso de hidrógeno verde en este tipo de vehículos.

Descripción de la acción: Crear líneas de subvención específica a la compra de vehículos de hidrógeno y, principalmente, para el transporte pesado y colectivo, siendo quizás el uso prioritario de esta tecnología. Las subvenciones tratarían de compensar la diferencia en coste entre los actuales vehículos y la nueva gama de vehículos de hidrógeno.

Cronograma: Año inicio: 2030 – Año finalización: 2040.

Acción A.2.5
Desarrollar proyectos de almacenamiento energético asociado al hidrógeno.

Justificación: El almacenamiento energético es un factor imprescindible en los escenarios de alta penetración de EERR como los previstos para descarbonizar la economía canaria, en óptimas condiciones de calidad y seguridad del suministro. Como ocurre con las fuentes de energía, mientras mayor sea la diversidad de los sistemas de almacenamiento energético más estabilidad y gestionabilidad se aportará a los sistemas eléctricos insulares. Los sistemas de almacenamiento a gran escala con más opciones en Canarias son el hidrobombeo y el hidrógeno verde, pero el primero, por las condiciones de algunas de las islas, no se puede implementar, por lo que el hidrógeno sería la única opción de almacenamiento a gran escala. Por este motivo, deben desarrollarse proyectos de almacenamiento asociado al hidrógeno.

Descripción de la acción: En aquellos sistemas eléctricos de Canarias en los cuales no existe opciones de almacenamiento energético a gran escala como las que supone el hidrobombeo, crear proyectos que permitan el uso del hidrógeno verde como solución de almacenamiento. La re-electrificación podría ser realizada, al menos parcialmente, mediante motores de hidrógeno, asegurando con ello que estos motores puedan actuar como grupos para aportar servicios complementarios de ajuste al sistema.

Cronograma: Año inicio: 2023 – Año finalización: 2040.

Acción A.2.6
Crear una línea de financiación a la emprendeduría en tecnologías del hidrógeno.

Justificación: Como ya sucede en algunos casos de emprendeduría en los que se recibe financiación, debe haber una línea específica para las empresas y entidades que emprendan modelos de negocio vinculados a las tecnologías del hidrógeno. Todo ello ayudará a que esta tecnología vaya tomando un papel cada vez más destacado en el mix energético de las islas.

Descripción de la acción: Activar una línea de financiación que fomente la emprendeduría en el sector del hidrógeno verde aplicado a los diferentes eslabones de su cadena de valor.

Cronograma: Año inicio: 2025 – Año finalización: 2040.

Acción A.3.1

Informar a la ciudadanía sobre las ventajas del hidrógeno verde en todas sus aplicaciones.

Justificación: Ante cualquier tecnología nueva siempre suele existir una percepción social de miedo y peligro, por ese motivo, es fundamental realizar campañas de información, de modo que la ciudadanía pueda conocer las oportunidades que brinda el hidrógeno en todas sus aplicaciones y estar más abierta a contribuir en la descarbonización de la economía mediante el uso de este vector energético en alguna de sus vertientes.

Descripción de la acción: Llevar a cabo una campaña de información y comunicación donde se exponga de manera clara a la ciudadanía las ventajas que tiene el uso del hidrógeno verde en sus diferentes aplicaciones, de modo que se vaya perdiendo la percepción social de peligro.

Cronograma: Año inicio: 2022 – Año finalización: 2024.

Acción A.3.2

Promover la creación de un tejido productivo, empresarial e industrial especializado en la tecnología y cadena de valor del hidrógeno verde.

Justificación: Para que el hidrógeno verde alcance una fase comercial, además de las fases iniciales de I+D+i, del desarrollo de un marco normativo y de las campañas de información, será necesario crear un tejido productivo, empresarial e industrial especializado en este vector energético y su cadena de valor, de manera que las futuras demandas puedan ser satisfechas.

Descripción de la acción: La puesta en marcha de incentivos, normativa e información sobre la cadena de valor del hidrógeno verde permitirá desarrollar el potencial de tejido productivo, empresarial e industrial existente en Canarias.

Cronograma: Año inicio: 2026 – Año finalización: 2028.

Acción A.4.1

Desarrollar experiencias piloto de investigación y desarrollo dedicadas a la producción, almacenamiento y usos del hidrógeno verde.

Justificación: La finalidad de desarrollar experiencias piloto de I+D dedicadas a la producción, almacenamiento y otros usos del hidrógeno verde es que éste alcance a la mayor brevedad posible una fase comercial en toda su cadena de valor y, así, tener más recursos para alcanzar la descarbonización de la economía en las islas.

Descripción de la acción: Llevar a cabo y priorizar experiencias piloto cuyo objetivo sea la investigación y desarrollo de la tecnología del hidrógeno verde y su cadena de valor.

Cronograma: Año inicio: 2030 – Año finalización: 2035.

Acción A.4.2
Colaborar entre entes de investigación y el sector privado local para la creación de una nueva economía basada en el hidrógeno.

Justificación: La colaboración entre las entidades de investigación, que normalmente son las que van adquiriendo el conocimiento sobre la tecnología a desarrollar, y las entidades privadas es sumamente relevante para ampliar la red de expertos en la cadena de valor de la tecnología del hidrógeno verde y, a su vez, crear una nueva economía basada en dicha tecnología.

Descripción de la acción: Posibilitar que el conocimiento adquirido en la investigación tenga reflejo en la sociedad formando a expertos que sean capaces de proyectar e instalar sistemas de producción, almacenamiento, re-electricación y mantenimiento de instalaciones de manera local (en Canarias).

Cronograma: Año inicio: 2025 – **Año finalización:** 2040.

Acción A.4.3
Potenciar las sinergias con otras estrategias desarrolladas para Canarias.

Justificación: La finalidad principal de potenciar sinergias entre las estrategias desarrolladas en materia energética de Canarias consiste en minimizar costes, facilitar la implementación del plan de acciones de las mismas y crear una estructura más robusta en cada uno de los eslabones de la cadena de valor de la tecnología del hidrógeno verde.

Descripción de la acción: Siempre que sea posible se deberán potenciar las sinergias entre las estrategias que contemplen aspectos comunes con el fin de minimizar costes y facilitar la implementación del plan de acción de las mismas.

Cronograma: Año inicio: 2022 – **Año finalización:** 2030.

Acción A.4.4
Potenciar e incentivar la actividad de las instituciones punteras de investigación en Canarias.

Justificación: Para que la tecnología del hidrógeno verde se despliegue en las islas en un corto plazo de tiempo es imprescindible potenciar e incentivar la actividad, en esta materia, de las instituciones punteras de investigación en Canarias, ya que el hidrógeno verde está llamado a ser un vector energético fundamental en la descarbonización de la economía canaria.

Descripción de la acción: Fomentar la capacidad investigadora de las principales instituciones de Canarias dedicadas a la investigación, desarrollo e innovación en la tecnología del hidrógeno, vector energético fundamental para lograr los objetivos de descarbonización en 2040.

Cronograma: Año inicio: 2035 – **Año finalización:** 2033.

Acción A.4.5

Aprovechar el potencial de desarrollo del hidrógeno verde en Canarias.

Justificación: Canarias dispone de inmejorables recursos energéticos renovables, tanto solar como eólico, que deben ser aprovechados para el desarrollo del hidrógeno verde en sistema energético y de transporte. Además la tecnología del hidrógeno, al ser escalable y modular, ofrece la ventaja de adaptarse a las necesidades de cada una de las islas, en cualquiera de sus usos. Aprovechar esta oportunidad colocaría a Canarias como región pionera en España en este tipo de tecnología.

Descripción de la acción: Desarrollar proyectos a diferentes escalas y adaptados a las necesidades de cada una de las islas.

Cronograma: Año inicio: 2030 – Año finalización: 2031.

Acción A.4.6

Fomentar la creación de empresas especializadas en el mantenimiento de instalaciones de hidrógeno.

Justificación: Para que el despliegue de la tecnología del hidrógeno verde tenga el éxito esperado, deben crearse empresas especializadas en el mantenimiento de las instalaciones de hidrógeno en Canarias con personal cualificado y formado en los diferentes eslabones de la cadena de valor de esta tecnología.

Descripción de la acción: Formar a empresas especializadas en la gestión y mantenimiento de electrolizadores, pilas de combustible y sistemas de almacenamiento en Canarias. El éxito de este mercado exigirá que haya empresas especializadas en este sector y que ante fallos corrientes exista personal al cual se pueda acudir con poco tiempo de aviso (servicios de mantenimiento 24 horas).

Cronograma: Año inicio: 2023 – Año finalización: 2030.

Acción A.5.1

Flexibilizar los trámites ambientales en proyectos de re-electrificación (semejanza al almacenamiento mediante baterías).

Justificación: Con el fin de que las instalaciones que usen hidrógeno verde como sistema de almacenamiento puedan proliferar e ir aumentando su número a lo largo de los próximos años, se deben flexibilizar los trámites ambientales de dichas instalaciones.

Descripción de la acción: Flexibilizar los trámites asociados a la aprobación ambiental en instalaciones que usen el hidrógeno únicamente como sistema de almacenamiento energético (re-electrificación) y en función de la escala del sistema (cantidad de hidrógeno almacenada).

Cronograma: Año inicio: 2023 – Año finalización: 2025.

Acción A.5.2
Vincular el aumento de la producción de hidrógeno en función del avance de las renovables en Canarias.

Justificación: Como se ha comentado, el hidrógeno, para que pueda considerarse verde, debe producirse exclusivamente a partir de fuentes de energía renovable, por lo que el aumento de su producción está condicionado al avance de la integración de EERR en las redes eléctricas insulares. Por tanto, se debe fomentar la repotenciación e instalación de nueva potencia renovable para incrementar también la producción de hidrógeno y poder, así, satisfacer su demanda creciente prevista.

Descripción de la acción: Fomentar que la puesta en marcha de instalaciones de producción y almacenamiento de hidrógeno siempre esté asociada a la energía renovable disponible en el sistema eléctrico. Así pues, los objetivos de producción de hidrógeno incrementarían cuanto mayor sea la potencia renovable instalada.

Cronograma: Año inicio: 2023 – **Año finalización:** 2025.

Acción A.5.3
Aprovechar la demanda eléctrica asociada a los electrolizadores como elemento de gestión.

Justificación: El consumo eléctrico de los electrolizadores puede tratarse como una carga gestionable sobre la que podría aplicarse políticas de gestión demanda asociada a la estructura de mercado eléctrico. Por ejemplo, se podría primar con mejores tarifas de compra de la electricidad a los productores de hidrógeno que sobredimensionen sus instalaciones.

Descripción de la acción: Se va a producir un significativo aumento de la demanda debido a la puesta en marcha de electrolizadores. En este sentido, debería primarse con mejores tarifas de compra de la electricidad a aquellos productores de hidrógeno que tengan a bien el sobredimensionamiento de sus instalaciones para aplicar políticas de gestión de demanda. Se analizaría la forma en la que este mecanismo podría ser puesto en marcha asociado a la estructura de mercado eléctrico y, en particular, prestando especial atención a las peculiaridades de Canarias.

Cronograma: Año inicio: 2030 – **Año finalización:** 2031.

Acción A.6.1
Desarrollar proyectos pilotos de uso de hidrógeno verde en los vehículos pesados (autobuses y camiones con mas de 3.500 kg de MMA).

Justificación: El hidrógeno verde es un buen candidato para sustituir el gasoil empleado en los vehículos pesados, en los que la opción de motorización eléctrica puede ser insuficiente (por la autonomía de las baterías y el tiempo de recarga). Por ese motivo, deben desarrollarse proyectos pilotos para que se fomenten el uso de este combustible en este tipo de vehículos de una manera más generalizada en el medio plazo.

Descripción de la acción: Esto debe hacerse, en primer lugar, realizando una campaña informativa sobre el hidrógeno verde como combustible alternativo en ese tipo de vehículos y, en segundo lugar, creando el escenario apropiado para desplegar una red mínima de hidrogeneras que garanticen el suministro de hidrógeno verde a dichos vehículos.

Cronograma: Año inicio: 2023 – **Año finalización:** 2030.

Acción A.6.2

Fomentar el uso de hidrógeno verde en el transporte marítimo.

Justificación: La Organización Marítima Internacional (IMO) establece unos niveles mínimos de objetivo de reducción de emisiones de CO₂ del 40% en 2030 y del 70% en 2050. Para alcanzar las metas de la OMI y el Acuerdo de París, el sector debe abandonar su dependencia de los combustibles pesados como el fuel oil y dar la bienvenida a una alternativa más sustentable. Entre las múltiples opciones, la OMI considera el hidrógeno y otros combustibles como el amoníaco verde (producido a partir del hidrógeno verde y nitrógeno). Por lo tanto, siguiendo las recomendaciones de la OMI, debe tenerse en cuenta el hidrógeno verde como combustible en el transporte marítimo.

Descripción de la acción: Realizar un estudio sobre las posibilidades de instalar en zonas portuarias sistemas de producción, transporte y almacenamiento de hidrógeno verde para su suministro a embarcaciones.

Cronograma: Año inicio: 2025 – Año finalización: 2035.

9.2. COSTES DE IMPLANTACIÓN DEL PLAN DE ACCIÓN

A modo de resumen, se presenta en las siguientes líneas un resumen del coste que supondría la implementación del plan de acción mencionado:

Reparto temporal de la inversión total prevista en el plan de acción										
Descripción	2021-2022	2023-2024	2025-2026	2027-2028	2029-2030	2031-2032	2033-2034	2035-2036	2037-2038	2039-2040
A.1 Procesos legislativos y normas técnicas y económicas específicas al hidrógeno verde.	0,02 M€	0,16 M€	0,02 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€
A.2 Mecanismos de subvención y financiación.	0,00 M€	44,44 M€	45,07 M€	45,07 M€	72,34 M€	97,39 M€	95,17 M€	95,17 M€	95,17 M€	115,17 M€
A.3 Divulgación, difusión e información sobre tecnologías del hidrógeno verde en las islas.	0,00 M€	0,13 M€	0,13 M€	0,13 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€
A.4 Fomento en la puesta en marcha de infraestructuras para la producción, transporte y almacenamiento de hidrógeno verde.	0,04 M€	0,34 M€	0,70 M€	0,70 M€	1,97 M€	2,80 M€	2,61 M€	1,35 M€	0,19 M€	0,19 M€
A.5 Fomento en la complementariedad de las tecnologías del hidrógeno y otros eslabones de las energías renovables.	0,00 M€	0,03 M€	0,01 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€
A.6 Red de hidrogeneras en las islas.	0,00 M€	0,00 M€	0,36 M€	0,61 M€	0,61 M€	0,61 M€	0,36 M€	0,05 M€	0,00 M€	0,00 M€
Total	0,06 M€	45,10 M€	46,30 M€	46,52 M€	74,92 M€	100,80 M€	98,14 M€	96,58 M€	95,36 M€	115,36 M€

Tabla 121. Reparto temporal de la inversión total prevista en el plan de acción

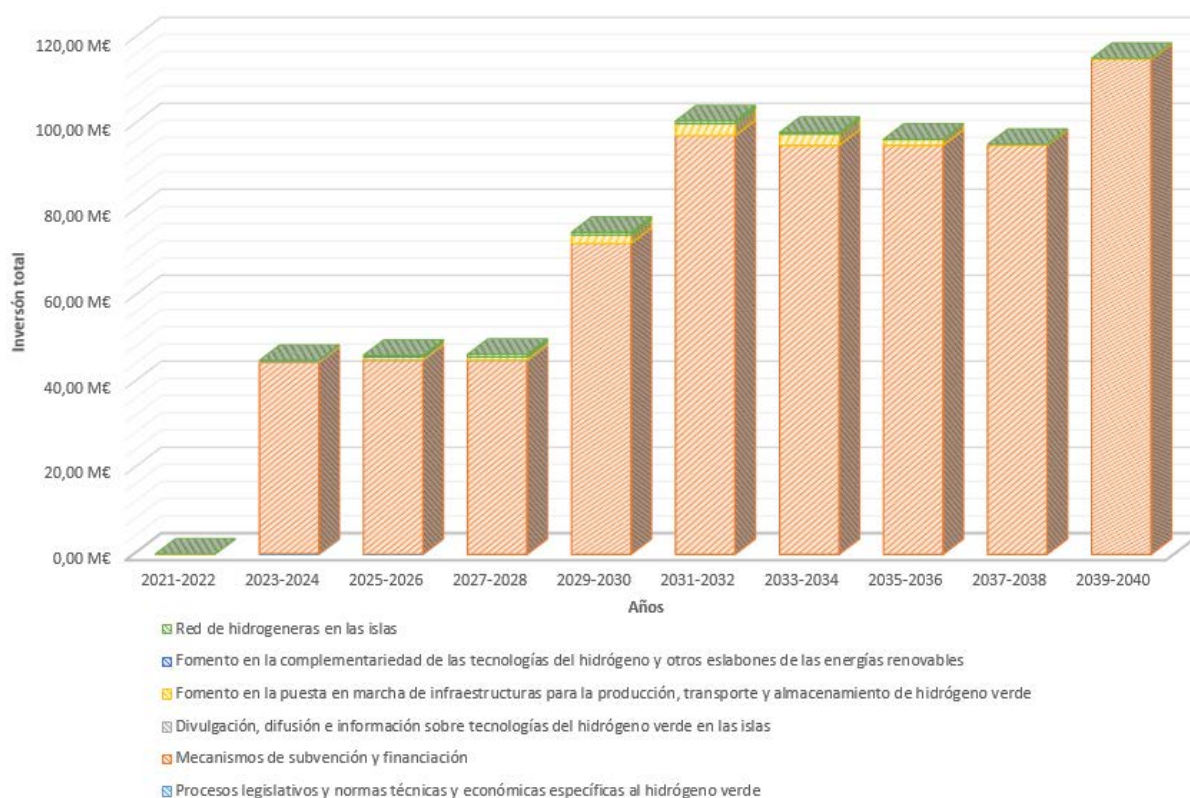


Ilustración 81. Reparto temporal de la inversión total prevista en el plan de acción

También se muestra a continuación el reparto por islas y línea de acción de la inversión total prevista en el plan de acción.

Reparto por islas de la inversión total prevista en el plan de acción								
Descripción	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro	Canarias
A.1 Procesos legislativos y normas técnicas y económicas específicas al hidrógeno verde.	0,02 M€	0,01 M€	0,09 M€	0,10 M€	0,00 M€	0,01 M€	0,00 M€	0,23 M€
A.2 Mecanismos de subvención y financiación.	54,99 M€	37,37 M€	266,14 M€	307,38 M€	6,35 M€	28,91 M€	3,88 M€	705,00 M€
A.3 Divulgación, difusión e información sobre tecnologías del hidrógeno verde en las islas.	0,03 M€	0,02 M€	0,15 M€	0,17 M€	0,00 M€	0,02 M€	0,00 M€	0,40 M€
A.4 Fomento en la puesta en marcha de infraestructuras para la producción, transporte y almacenamiento de hidrógeno verde.	0,85 M€	0,58 M€	4,11 M€	4,75 M€	0,10 M€	0,45 M€	0,06 M€	10,90 M€
A.5 Fomento en la complementariedad de las tecnologías del hidrógeno y otros eslabones de las energías renovables.	0,01 M€	0,01 M€	0,06 M€	0,07 M€	0,00 M€	0,01 M€	0,00 M€	0,16 M€
A.6 Red de hidrogeneras en las islas.	0,20 M€	0,14 M€	0,98 M€	1,13 M€	0,02 M€	0,11 M€	0,01 M€	2,60 M€
Total	56,10 M€	38,12 M€	271,53 M€	313,61 M€	6,47 M€	29,49 M€	3,96 M€	719,29 M€

Tabla 122. Reparto por islas de la inversión total prevista en el plan de acción

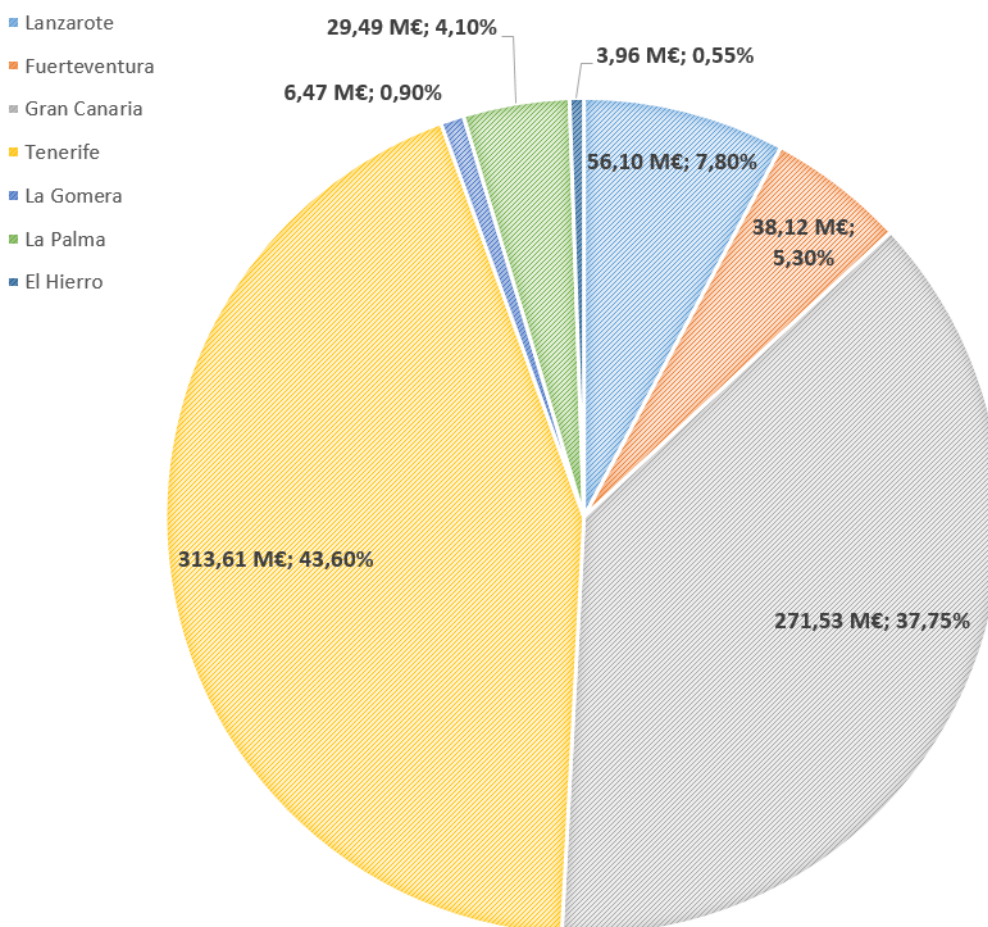


Ilustración 82. Reparto por islas de la inversión total prevista en el plan de acción (Parte 1 de 2)

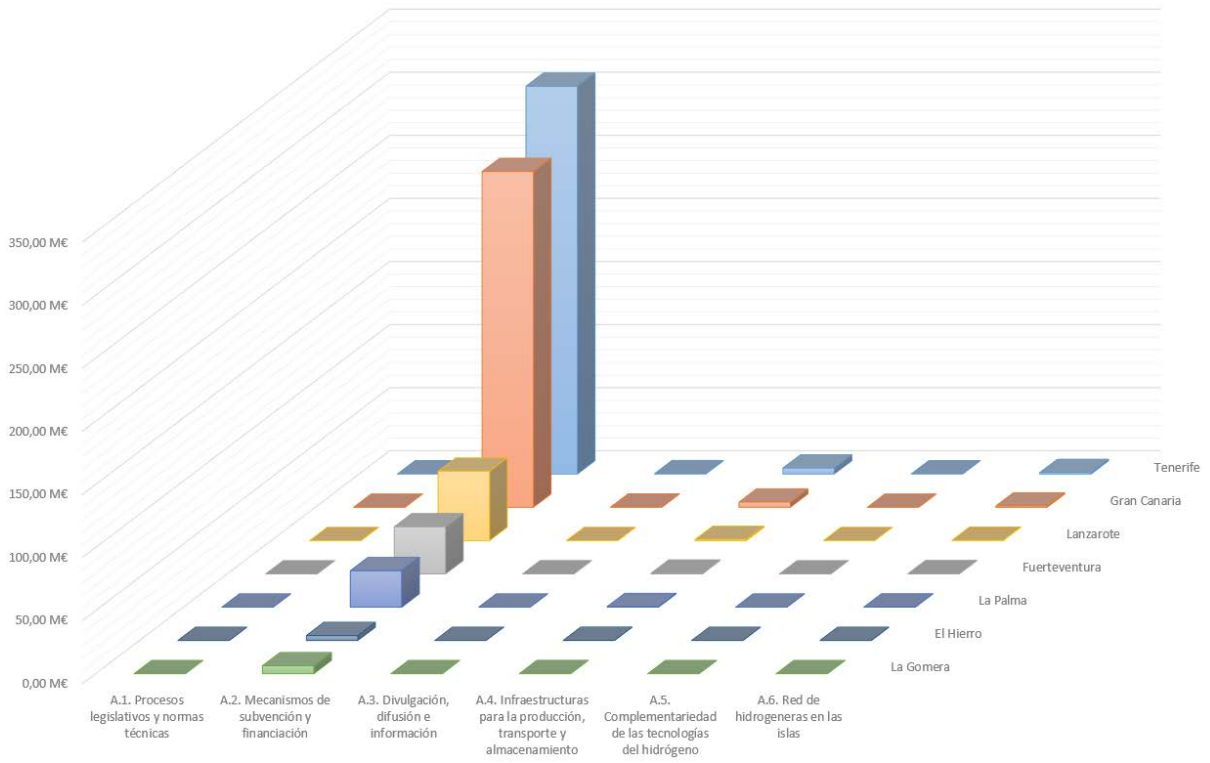


Ilustración 83. Reparto por islas de la inversión total prevista en el plan de acción (Parte 2 de 2)

10. CONCLUSIONES

La mayor parte de las medidas que se promueven para la transformación de los sistemas energéticos europeos en el contexto de la descarbonización de la economía se centran en el ámbito del sector eléctrico dada la alta capacidad existente en estos territorios para la instalación de generadores renovables tales como parques eólicos, plantas fotovoltaicas y otras tecnologías que se usan principalmente para la generación de energía eléctrica. Sin embargo, ciertos subsectores, como el transporte o el calor, no son menos importantes, por lo que se ha intentado buscar soluciones que pudieran cubrir sus necesidades y lograr la transformación real del sector energético. En línea con lo comentado, se promueve el uso de combustibles renovables definiendo éstos como aquellas soluciones de la industria química que permite la conversión de energía eléctrica en forma de combustible almacenable. En esta industria química quizás el hidrógeno se pueda considerar como el vector energético central, lo cual ha despertado un gran interés en los últimos años.

El hidrógeno no es una fuente de energía primaria en sí misma, sino un vector energético, es decir, un producto que, para ser obtenido, requiere de un aporte energético y que, una vez obtenido, es capaz de producir energía, almacenarla y suministrarla. Precisamente, gracias a su condición de vector energético, el hidrógeno proporciona un amplio abanico de opciones para su aplicación en diferentes usos finales, como puede ser el transporte, el aporte de calor y la electricidad en todos los sectores de la economía (primario, secundario y terciario).

En un contexto energético en el que cada vez tendrá más peso la producción de electricidad mediante energías renovables de carácter gestionable, la energía excedentaria podría ser dedicada a la producción de hidrógeno mediante el uso de electrolizadores. Este hidrógeno verde podría ser consumido, directamente, en el sector del transporte (principalmente, el pesado por carretera), reconvertido a energía térmica, re-electrificado mediante pilas de combustibles (por lo que al sistema se podría considerar como un sistema de almacenamiento), re-electrificado, también, mediante motores y turbinas de gas (con las que se pueden proveer servicios complementarios de ajuste al sistema) y, en sus últimas fases, en el sector del transporte marítimo (con la producción de amoníaco) o en el transporte aéreo (con la producción de queroseno de síntesis). Como puede verse, el hidrógeno, su cadena de valor y sus múltiples aplicaciones, a diferentes escalas, va a ser un elemento vital para la descarbonización de la economía canaria.

No todas las etapas son igual de económicas o favorables para Canarias, según los estudios que han ido desarrollándose en esta estrategia. Dependiendo de cuánto de cerca se encuentre una solución tecnológica a su viabilidad técnica y económica se puede trazar un escenario compuesto por distintas etapas de desarrollo.

En una primera etapa parece que lo más coherente sea destinar la producción de hidrógeno al mercado del transporte terrestre. Si bien es cierto que el vehículo eléctrico ya ofrece una solución interesante para el transporte con vehículos ligeros, para autobuses o camiones parece no ser la solución más adecuada desde el punto de vista operativo (tiempos de carga, autonomías y tamaños de las baterías). **El precio del hidrógeno rondaría los 3,6 €/kgH₂, en el caso de que el diésel que sustituya se pague a 0,5 €/l, o de 6,8 €/kgH₂ si por el contrario se**

pagara a 0,95 €/l. Por otra parte, es importante tener en cuenta que por la propia estrategia de descarbonización se podría pedir a un precio ligeramente superior al que actualmente se paga por el diésel ya que no contamina y, posiblemente, las empresas de transporte puedan ser penalizadas por el uso de vehículos no libres de emisiones (por ejemplo, existen zonas de cero emisiones en las que no pueden entrar vehículos contaminantes). En cualquier caso, la adquisición del vehículo ya supone un sobrecoste; sirva como dato orientativo que un autobús de hidrógeno tiene un precio que ronda los 700.000 €, cuando uno diésel está sobre los 320.000 €. Ésta es la principal razón por lo que las empresas de transporte suelen solicitar la paridad de costes, puesto que el coste de descarbonización ya lo afrontan con la compra de un autobús que, por su novedad, es más caro y, en principio, no estaría asociado a ninguna subvención especial.

En esa etapa, **para alcanzar la paridad en costes frente al combustible que sustituye, se requiere que la energía eléctrica con la que se abastece el electrolizador adopte un precio comprendido entre los 20-25 €/MWh**, un valor que se entiende bajo ya que es incluso inferior al pool de mercado. Esta situación es lógica porque los electrolizadores no están lo suficientemente maduros como para que se alcancen precios competitivos.

En la segunda etapa se podría aspirar a opciones más orientadas a la re-electrificación. **Presenta interés, sobre todo, algunos casos en los cuales el suministro está totalmente aislado de la red pública y requiere el uso de grupos diésel.** Estos casos se suelen dar especialmente en sitios próximos a Espacios Naturales Protegidos siendo ésta una de las razones por las que no se lleva a cabo la conexión eléctrica. La producción de los parques eólicos y plantas fotovoltaicas podría ser almacenada y transportada en forma de hidrógeno verde. En esas regiones aisladas el hidrógeno se usaría para alimentar pilas de combustible o motores/turbinas de gas, sin que ello suponga un cambio drástico en la gestión de estos emplazamientos.

La tercera etapa también estaría enfocada a la re-electrificación pero, esta vez, de grandes consumidores que pudieran consumir el hidrógeno en aplicaciones estacionarias, incluso si existe una red de abastecimiento eléctrico pública a la que pudiera engancharse. Naturalmente, los consumidores que tengan demandas eléctricas, relativamente altas, y demandas de calor a media temperatura, despiertan un mayor interés. **Si la pila de combustible es utilizada, únicamente, para proveer energía eléctrica, el precio por cada kilogramo de hidrógeno debería situarse sobre 1,18 – 1,31 €/kgH₂** para alcanzar la paridad en costes con respecto a la energía eléctrica proveniente de la red que se sustituye. Por su parte, **si además de la energía eléctrica, se aprovecha la energía calorífica de esa industria u hotel, la paridad en coste se situaría sobre los 2,58 – 2,87 €/kgH₂.**

Para conseguir estos precios del hidrógeno, el precio de la electricidad con la que se abastece el electrolizador, no debería superar los 10 €/MWh. Esta situación es consecuencia del precio actual de la electricidad en el mercado eléctrico ya que los grandes consumidores son capaces de comprarla a 70 €/MWh aun cuando generarla supone 150 €/MWh en sistemas eléctricos como Lanzarote – Fuerteventura.

La cuarta etapa estaría muy alineada con la anterior optándose por el uso de pilas de combustible y motores de hidrógeno con los que llevar a cabo procesos de almacenamiento

energético. El estudio demuestra que para optar por esta solución es fundamental fijar el precio de la electricidad vendida. Así pues, existirían situaciones extremas como aquella en la que la energía eléctrica se pagara al pool, situándose el precio del hidrógeno sobre los 0,75 €/kgH₂; mientras que, si por el contrario, se pagara un coste próximo al incurrido por producir energía eléctrica en islas como Lanzarote y Fuerteventura (150 €/MWh) se podría situar sobre los 2,81 €/kgH₂. **Para la primera de las dos situaciones expuestas, nunca se alcanzaría la rentabilidad económica, mientras que para la segunda, la rentabilidad podría alcanzarse si la energía eléctrica de origen, con la que se produce el hidrógeno, tiene un precio de 15 €/MWh.**

Otra opción de re-electrificación, a partir de motores y turbinas de hidrógeno, ya ofrece modelos comerciales de esta clase de generadores los cuales utilizan el hidrógeno como si de un combustible estándar se tratara (en fase gaseosa). La gran ventaja de esta opción tecnológica es que su funcionamiento es igual que una turbina de gas o un motor diésel al uso, con la diferencia que se cambia el combustible utilizado. Esta es una opción muy interesante para dar garantía de suministro y cumplir con los criterios de operación de los sistemas eléctricos, en especial, para el caso de Canarias, por tratarse de sistemas aislados. En cualquier caso, es importante tener en cuenta que este tipo de generadores presentan un menor rendimiento (30%). Otro problema a tener en cuenta con este tipo de generadores es que, puede producir pequeñas emisiones de NOx.

El transporte marítimo también abre nuevas oportunidades de desarrollo para el uso del hidrógeno. Las posibilidades de licuar el hidrógeno y, así, reducir el espacio ocupado pasan por alcanzar temperaturas de -253 °C con las dificultades que eso supone. Una alternativa que tendría mayor sentido es la sintetización de otros combustibles que pudieran pasar a fase líquida con menor esfuerzo. Para el sector marítimo, el principal candidato es el amoníaco (NH₃). Es por ello que se propone en la **quinta etapa** la producción de amoníaco verde como combustible para barcos. Se podría comenzar poniendo el foco en los sectores económicamente más atractivos (el transporte por carretera o la re-electrificación, como se ha comentado hasta ahora), **pero llevando a cabo también algún ensayo para producir amoníaco verde con el hidrógeno que sobre anualmente. El amoníaco producido podría emplearse, en un primer momento, como fertilizante.** A medida que se adquiriera más experiencia, se podrían ir dando pasos más ambiciosos incrementando la electricidad producida por los parques eólicos que es destinada a producir hidrógeno verde. Esto podría dar soporte a alguna ruta entre islas como un enlace entre Lanzarote y Fuerteventura o barcos turísticos para, a continuación, ir incrementando la producción de este combustible e ir dando soporte a otras rutas.

Como última opción viable, **sexta etapa**, se podría considerar la producción de hidrógeno para, posteriormente, obtener combustibles líquidos y, en concreto, queroseno sintético a través del proceso Fischer-Tropsch. Ésta sería la última alternativa porque en sí es la solución técnica más compleja. En cualquier caso, es tan compleja como necesaria, tal y como se ha discutido a lo largo de esta estrategia, existiendo un importante nicho de mercado en el archipiélago a través del suministro a aeropuertos canarios. A diferencia del resto de sectores en los cuales se proponen cambios de motorización, para el transporte aéreo las alternativas más próximas a la realidad son las basadas en el uso de combustibles sintéticos como el queroseno producido

con electricidad renovable o los biocombustibles avanzados. Las elevadas condiciones de seguridad, exigidas en la aviación para evitar accidentes, obligan a recurrir a este tipo de soluciones técnicas que, aun siendo más costosas, son totalmente viables y no ponen en riesgo la seguridad en el transporte aéreo.

Una vez definidas las etapas de desarrollo para la situación particular de Canarias, **se realiza el diagnóstico de las capacidades de generación de hidrógeno verde, no sólo a nivel de islas sino por regiones.**

En línea con el resto de estrategias energéticas desarrolladas por el Gobierno de Canarias hasta la fecha, y el Plan de Transición Energética de Canarias (PTECan), se conoce no sólo las potencias renovables previstas a instalar por tecnologías en cada isla desde 2021 hasta 2040 para alcanzar el objetivo de descarbonización, sino que incluso se han estimado sus ubicaciones previsibles (las restricciones técnicas, medioambientales y de uso del suelo delimitan la ubicación prevista). En este marco, **la Estrategia canaria del hidrógeno verde propone la instalación de una serie de centros de producción de hidrógeno verde, principalmente, en polígonos industriales. Se asumen como fuentes de suministro eléctrico único, la electricidad renovable producida por parques eólicos y plantas fotovoltaicas, aprovechando los electrolizadores como elementos no-crítico, potencialmente, diferibles del sistema con posibilidad para la aplicación de gestión de demanda.** Lo ideal sería que la generación renovable vinculada a la producción de hidrógeno estuviera conectada aguas abajo de la misma subestación eléctrica haciendo que la gestión se efectúe en el mismo punto de suministro. Los parques eólicos y plantas fotovoltaicas a las que se asocian los electrolizadores deberían localizarse preferentemente en el mismo sistema eléctrico insular. La razón es que en Canarias, no sólo se busca que el H₂ sirva de vector energético para sustituir combustibles fósiles en el sector del transporte, sino explotar las posibilidades de utilización de tecnologías del H₂ como carga gestionable, y solución como almacenamiento energético, que contribuya al balanceo de los pequeños sistemas eléctricos insulares en escenarios de creciente penetración de EERR no-gestionable. **No obstante, dicha situación no será siempre posible y habría que estudiar la posibilidad de recurrir a contratos bilaterales (PPA – Power Purchase Agreement) con trazabilidad para asegurar el origen renovable de la energía eléctrica suministrada al sistema de producción y almacenamiento de H₂.** El objetivo sería evitar retrasos asociados a la tramitación de proyectos de sistemas de EERR vinculados a la producción de H₂. Pero, en cualquier caso, sería una medida transitoria, sobre todo en la primera fase de desarrollo del mercado de H₂ en el archipiélago, que facilitaría la promoción de proyectos de plantas de producción de H₂ destinadas, únicamente, a la producción de H₂ como combustible de automoción.

Lo comentado al final del párrafo anterior es una medida transitoria que busca apoyar la implementación de las primeras plantas de producción de H₂ que entren en producción antes de 2025. A partir de ese año cualquier nueva instalación de producción de H₂ tendría que disponer de generación de EERR vinculada para cubrir el 100% de su demanda eléctrica, en balance anual, dado que, de otra forma, no se estaría potenciando el uso del hidrógeno verde, lo que no encajaría con el modelo energético previsto para Canarias. Las plantas instaladas con anterioridad a 2025 podrían disfrutar de la posibilidad de establecer PPA para el suministro de

energía verde con trazabilidad de origen hasta 2030, como medida transitoria; pero, a partir de ese año, deberán disponer de su propia generación renovable.

Conforme a lo argumentado, la ubicación de electrolizadores ha sido estimada usando como referencia la posición geográfica de los parques eólicos y plantas fotovoltaicas en las islas. Conociendo los puntos de conexión de estas instalaciones se acotan posibles ubicaciones para instalar estos centros de producción.

El estudio desarrollado en el diagnóstico ha permitido definir la demanda de hidrógeno que se podría abastecer en cada una de las islas del archipiélago en el horizonte temporal comprendido entre los años 2022 y 2040, en un supuesto en el que se atiende al mandato establecido por la Declaración de Emergencia Climática por la cual se exige descarbonizar la Comunidad Autónoma con anterioridad al año 2040. Otro ritmo de crecimiento inferior de la tecnología pondría en riesgo alcanzar el hito planteado en determinados subsectores y, de manera muy especial, para aplicaciones del transporte en las cuales o no existen otras alternativas técnicamente viables o el uso del vehículo eléctrico (como principal candidato) no es la solución más adecuada. La tabla expuesta a continuación resume la demanda de hidrógeno por subsectores para el año 2030.

Demanda de hidrógeno por subsectores e islas para el año 2030 (tH ₂ /año)						
Año	Movilidad terrestre	Transporte marítimo interinsular	Transporte aéreo interinsular	Re-electrificación Turístico e industrial	Almacenamiento energético	Total
Tenerife	10.985	4.264	975	1.209	0	17.433
Gran Canaria	13.375	2.570	1.020	1.026	0	17.991
Lanzarote	3.311	0	535	268	0	4.114
Fuerteventura	1.803	0	447	227	0	2.477
La Palma	846	0	286	83	0	1.215
La Gomera	384	0	52	22	0	459
El Hierro	328	0	118	15	0	460
Canarias	31.032	6.834	3.433	2.850	0	44.148

Tabla 123. Demanda de hidrógeno por subsectores e islas para el año 2030 (tH₂/año)

Para todos los subsectores analizados, obviamente, es necesaria una fuente de generación de hidrógeno por isla antes de poder asegurarse el consumo. Sin embargo, por el contrario, ningún promotor afrontaría el riesgo de invertir en la puesta en marcha de una central de producción de hidrógeno sin conocer la posible existencia de clientes que estén dispuestos a utilizar este combustible tan pronto como esté operativa una central de producción de hidrógeno verde. Por todo ello, se asume que durante los primeros años los proyectos singulares que tendrían éxito serían aquellos que logren aunar en un mismo consorcio, personas interesadas en vender el hidrógeno y clientes que lo consuman por una contraprestación económica que, al menos, garantice la paridad de coste respecto al combustible que sustituye. Este tipo de modelo de negocio se considera perfectamente factible y sería vital para que comenzara a crearse un mercado local tanto en la producción de hidrógeno como en su consumo para aplicaciones relacionadas con el transporte y la re-electrificación. Prácticamente la totalidad de los proyectos de hidrógeno que ahora mismo se encuentran en explotación en Europa se han basado en este principio. Desde Canarias incluso se han propuesto varias iniciativas enmarcadas en proyectos de investigación del FCH – JU,

pero hasta la fecha ninguna de ellas ha sido financiada a pesar del interés e importancia del sector energético en las islas (región RUP con mayor población).

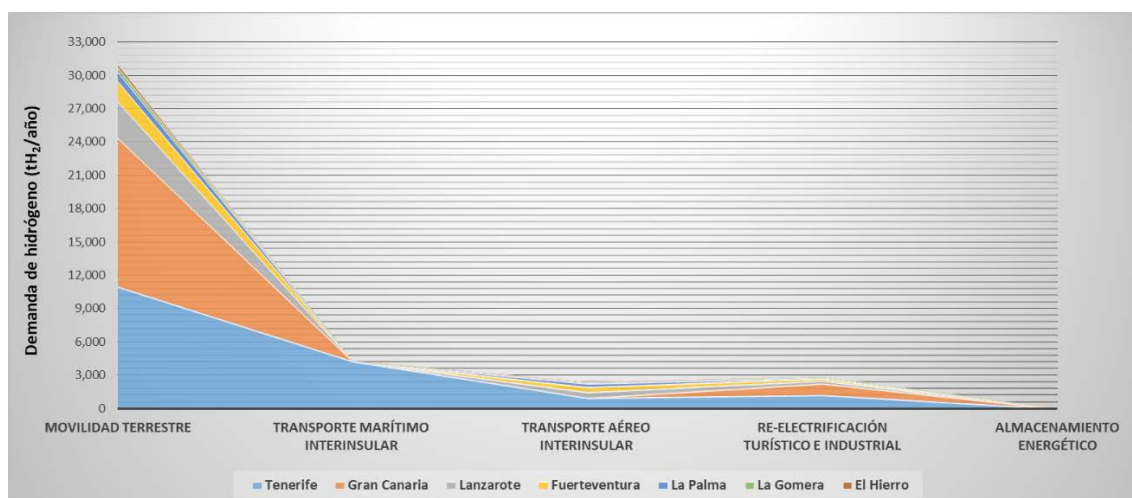


Ilustración 84. Demanda por sectores e islas en tH₂/año para 2030

Los valores expuestos en la tabla anterior hacen referencia a un valor estático propuesto para el año 2030 que sigue un incremento progresivo de la demanda desde 2023-2025. Este incremento progresivo por años es sólo una estimación, siendo posible algunas situaciones en las cuales se produzca un aumento súbito de la demanda gracias a proyectos singulares como los descritos en el párrafo anterior. Posteriormente, una vez creada la demanda, las tendencias de crecimiento previsiblemente no serán muy diferentes a las que se producen en otros tipos de consumos energéticos de Canarias.

Se muestra también la situación proyectada para el año 2040. En este caso ya se asumiría la completa descarbonización del transporte pesado por carretera (vehículos de más de 3.500 kg), el transporte marítimo y aéreo interinsular con la producción de combustibles de síntesis. En el sector eléctrico, también se ha valorado la inclusión del hidrógeno como sistema de almacenamiento a gran escala en islas donde no es posible otras alternativas más competitivas como las que suponen los hidrobombes. Por último, se añade una parte de la demanda asociada a aplicaciones industriales y del sector turístico de cogeneración renovable.

Demanda de hidrógeno por subsectores e islas para el año 2040 (tH ₂ /año)						
Año	Movilidad terrestre	Transporte marítimo interinsular	Transporte aéreo interinsular	Re-electrificación Turístico e industrial	Almacenamiento energético	Total
Tenerife	49.695	27.521	3.035	3.649	0	83.901
Gran Canaria	60.505	32.173	3.274	2.925	0	98.876
Lanzarote	14.979	0	1.701	792	4.482	21.954
Fuerteventura	8.157	0	1.508	689	4.482	14.836
La Palma	3.825	0	859	247	0	4.931
La Gomera	1.735	0	172	67	0	1.974
El Hierro	1.485	0	395	45	0	1.925
Canarias	140.381	59.693	10.944	8.414	8.964	228.396

Tabla 124. Demanda de hidrógeno por subsectores e islas para el año 2040 (tH₂/año)

En cuanto a las opciones de puesta en marcha de centros de producción de hidrógeno, el modelo desarrollado y explicado en el apartado 7.5 ha permitido analizar las distintas opciones

CONCLUSIONES

de instalación de electrolizadores vinculados a la generación renovable producida en cada sistema eléctrico insular. El estudio prioriza el balance punto a punto. No obstante, en determinadas ocasiones, incluso, se puede plantear que la energía renovable con la que se acciona el electrolizador no necesariamente provenga de la misma subestación eléctrica en la cual se conecta el electrolizador, a pesar de que esta sea una de las condiciones prioritarias. Esta priorización hace posible un escenario en el que los electrolizadores puedan usarse como una gran demanda gestionable, cuando sea necesario, que ayude a viabilizar desde la perspectiva técnica la descarbonización de las islas.

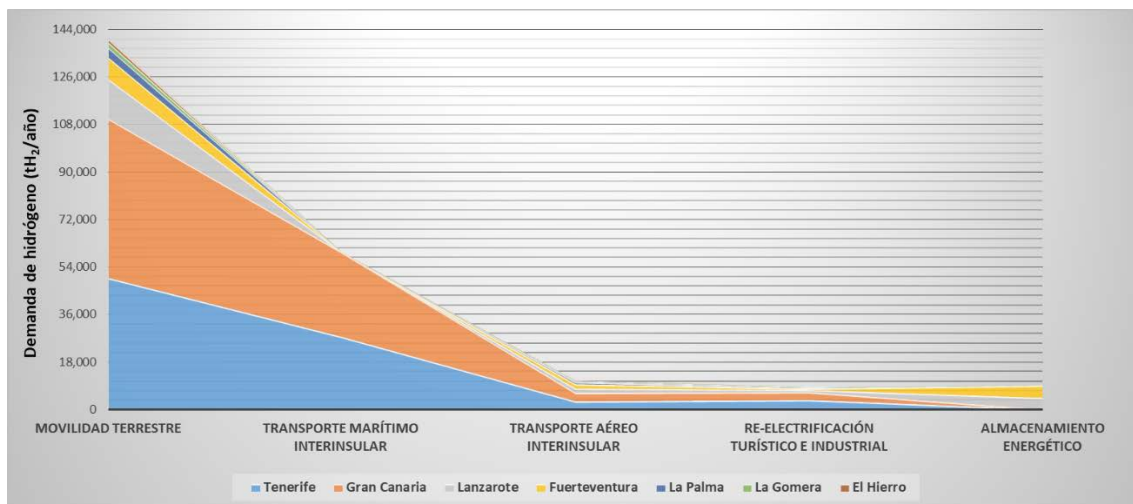


Ilustración 85. Demanda por sectores e islas en tH₂/año para 2040

Es importante mencionar que no se están proponiendo posiciones exactas donde instalar estos electrolizadores, sino que, más bien, se sugieren los puntos de conexión para cumplir con el principio expuesto en el párrafo anterior. En la práctica, lo lógico es que los centros de producción de hidrógeno se ubiquen en polígonos industriales, ya que estas instalaciones tienen la consideración de industrias químicas.

Para satisfacer las demandas planeadas en el año 2030 se debería disponer de una potencia en electrolizadores de aproximadamente 427 MW con la capacidad suficiente para producir unas 45.130 tH₂/año. El consumo de hidrógeno sería de 44.148 tH₂/año repartiéndose entre el transporte terrestre (70,3%), el transporte marítimo (15,5%), el transporte aéreo (7,8%) y la re-electrificación (6,5%). En la tabla expuesta a continuación se resume las principales características de los centros de producción de hidrógeno que serían necesarios en cada isla.

Sistemas de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrógeno en el año 2030									
Isla	Electrolizador (MW)	Prod. eólica total (MWh)	Prod. FV total (MWh)	Prod.EERR destinada a H ₂ (MWh)	H ₂ producido (kgH ₂ /h)	H ₂ producido anual (tH ₂ /año)	Prod. máxima (kgH ₂ /h)	Factor de capacidad (%)	Pot. media electrol. (kW)
Tenerife	170	1.597.099	969.955	1.155.888	1.994	17.465	2.569	78,0%	131.950
Gran Canaria	170	2.546.938	1.016.991	1.223.076	2.110	18.481	2.569	82,1%	139.620
Lanzarote	40	739.873	196.000	294.660	508	4.452	604	84,1%	33.637
Fuerteventura	25	144.474	295.436	62.266	131	2.452	378	74,1%	18.525
La Palma	13	176.340	29.807	86.869	150	1.313	196	76,3%	9.917
La Gomera	5	47.477	8.291	32.457	56	490	76	74,1%	3.705
El Hierro	4	62.180	6.964	31.570	54	477	60	90,1%	3.604

Canarias	427	5.314.381	2.523.443	2.886.786	5.002	45.130	6.452	79,8%	340.958
----------	-----	-----------	-----------	-----------	-------	--------	-------	-------	---------

Tabla 125. Sistemas de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrógeno en el año 2030

En la configuración anterior, se ha tratado que en la medida de lo posible los electrolizadores presenten factores de capacidad próximos al 100%. Sin embargo, no siempre fue posible por la disponibilidad de potencia renovable. Esto se da, sobre todo, en regiones en las que hay una gran participación de la fotovoltaica, ya que la generación de estas instalaciones se sitúa en los tramos diurnos lo que exige sobredimensionar los sistemas para incrementar la producción de hidrógeno cuando opera la fotovoltaica, contrarrestando la falta de producción en las horas nocturnas.

Si bien para el año 2030 sólo se consideraba la inclusión de uno o dos sistemas de producción por isla para afrontar las demandas, para el año 2040 habría que apostar por la inclusión de varios centros de producción. La demanda prevista en el año 2040 se sitúa sobre las 228.396 tH₂. En este caso el transporte terrestre seguiría siendo el mayor consumidor de hidrógeno acaparando el 61,5% de la demanda, seguido del transporte marítimo con un 26,1%, el transporte aéreo interinsular con un 4,8%, el almacenamiento energético con el 3,9% y la re-electrificación con el 3,7% restante. Además, en este caso, como ha quedado constatado, se considera el uso de esta tecnología para el almacenamiento energético vinculado a las islas de Lanzarote y Fuerteventura, donde no existen otras opciones para el almacenamiento a gran escala.

Para satisfacer la demanda prevista en el año 2040 se necesitarían instalar hasta 2.177 MW en electrolizadores, habiéndose estimado un total de 51 centros de producción. La capacidad de producción media anual sería de 219.564 tH₂/año si bien, en el caso de que se operara con los electrolizadores al 100%, la producción podría ascender hasta los 288.840 tH₂/año, por lo que hay un margen de 69.276 tH₂ para gestionar la producción de H₂ y que, de ese modo, se cubra la diferencia entre la demanda y la producción media anual (8.832 tH₂). Por lo tanto, la demanda de hidrógeno quedará siempre cubierta, tanto por isla como para el total de Canarias.

Sistemas de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrógeno en el año 2030									
Isla	Electrolizador (MW)	Prod. eólica total (MWh)	Prod. FV total (MWh)	Prod.EERR destinada a H ₂ (MWh)	H ₂ producido (kgH ₂ /h)	H ₂ producido anual (tH ₂ /año)	Prod. máxima (kgH ₂ /h)	Factor de capacidad (%)	Pot. media electrol. (kW)
Tenerife	840	3.807.842	2.354.377	5.569.865	9.607	84.159	12.692	75,7%	635.829
Gran Canaria	970	5.935.158	1.095.053	6.574.170	11.340	99.335	14.732	77,0%	750.476
Lanzarote	166	1.057.702	196.000	1.139.879	1.966	17.223	2.508	78,4%	130.123
Fuerteventura	133	1.138.399	348.781	829.527	1.431	12.534	2.010	71,2%	94.695
La Palma	38	230.394	41.414	254.422	439	3.844	577	76,0%	29.044
La Gomera	15	66.468	16.582	79.285	137	1.198	227	60,3%	9.051
El Hierro	15	74.616	15.669	84.098	145	1.271	227	64,0%	9.601
Canarias	2.177	12.310.579	4.067.877	14.531.245	25.064	219.564	32.973	76,2%	1.658.819

Tabla 126. Sistemas de producción de hidrógeno para satisfacer la demanda de hidrógeno en el año 2040

El diagnóstico también concluía que, hasta la fecha, el electrolizador de mayor tamaño puesto en funcionamiento tiene una potencia de 10 MW. No obstante, en la actualidad se está

llevando a cabo un proyecto conocido como Refhyne II por el cual se quiere instalar un electrolizador de 100 MW en Alemania con anterioridad a 2024. Esto demuestra que, aunque la solución es técnicamente viable, el sector no está del todo maduro.

La estrategia del hidrógeno verde de Canarias propone un plan tan ambicioso como necesario para cumplir con el mandato del DEC. Determinadas actuaciones como la descarbonización del transporte marítimo y aéreo interinsular podrían retrasarse, implementándose las medidas en el horizonte temporal comprendido entre los años 2030 – 2040. No obstante, al menos se debería tratar de cumplir con el objetivo estipulado para el sector del transporte terrestre, en el cual se ha demostrado la cercanía respecto a la paridad de coste.