



**Escuela Superior
de Ingeniería y Tecnología**
Universidad de La Laguna

TRABAJO DE FIN DE GRADO

ANÁLISIS DE LA IMPLANTACIÓN DE
HIDRÓGENO COMO COMBUSTIBLE
RENOVABLE EN LA ISLA DE TENERIFE

Titulación: Grado en Ingeniería Mecánica

Autor: Diego Gutiérrez Quintana

Tutor: Benjamín González Díaz

JUNIO 2022

ÍNDICE GENERAL

I. MEMORIA DESCRIPTIVA

1.ÍNDICE.....	6
1.1 Índice de imágenes.	9
1.2 Índice de tablas	10
1.3 Abreviaturas	11
2. ABSTRACT.....	12
3. RESUMEN.....	13
4.OBJETO DEL PROYECTO.....	14
5.ALCANCE DEL PROYECTO	14
6.PANORAMA ENERGÉTICO ACTUAL	15
6.1 Sistemas de almacenamiento de energía	15
6.1.1 Baterías	16
6.1.2 Supercondensadores	17
6.1.3 Centrales de bombeo reversible (PHS).....	17
6.1.4 Energía térmica	18
6.1.5 Sistema LAES	19
6.1.6 Aire comprimido (sistema CAES).....	19
6.2 Aspectos económicos del almacenamiento energético	21
6.3 Almacenamiento de Hidrógeno	22
7. USO DE H ₂	23
7.1 Justificación del uso de H ₂	23
7.2 Inconvenientes y soluciones.....	25
7.3 H ₂ en turbinas.....	26
8.ANTECEDENTES DEL USO DE H ₂	27
8.1 RES2H2.....	27
8.2 HYDROHIBRID	27
8.3 SEAFUEL	28

8.4 REMOTE	28
9. MARCO NORMATIVO Y ESTRATEGIAS DE ACTUACIÓN	28
9.1 Legislación.....	28
9.1.1 Legislación y normativa internacional	28
9.1.2 Legislación y normativa Estatal.....	30
9.1.3 Legislación Regional	32
9.2 Estrategias y planes de actuación a nivel regional	33
9.2.1 Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2021-2030)...	35
9.2.2 Estrategia Canaria del Hidrógeno Verde.....	36
9.2.3 Estrategia canaria de almacenamiento energético	38
9.2.4 Estrategia canaria de generación gestionable	40
10. PROCESOS PARA PRODUCCIÓN DE H ₂	42
10.1 Obtención del agua de mar	42
10.2 Electrolisis	42
10.3 Tratamiento de H ₂ gaseoso.....	43
10.3.1 Almacenamiento de H ₂ gaseoso	43
10.3.2 Compresión y almacenamiento de H ₂ líquido	44
10.4 Producción de amoníaco sintético.....	44
10.5 Producción de queroseno sintético	45
10.6 Producción de metano sintético	45
11. SIMULACIONES	46
11.1 Programas usados	46
11.2 Plan de Transición Energética de Canarias.....	50
11.3 Parámetros de entrada.....	53
11.4 Resultados de la simulación.....	57
11.5 Análisis de resultados.....	58
12. EQUIPOS NECESARIOS PARA LA TRANSICIÓN	63
12.1 Desaladora	63

12.2 Electrolizador	64
12.3 Pilas electrolíticas	65
12.4 Reactores y depósitos	66
12.5 Turbinas adaptadas a H ₂	67
13. RESUMEN DE LA PROPUESTA	68
13.1 Comparación de resultados con datos actuales	68
13.2 Superficie y posible situación	70
14. CONCLUSIONES	71
15.BIBLIOGRAFÍA.....	73

II. PLANOS

1. Diagrama de flujo: Aplicaciones de H ₂	1
--	---

III. ANEXOS

1. Cálculos de la simulación.....	1
-----------------------------------	---



I.MEMORIA DESCRIPTIVA

TRABAJO DE FIN DE GRADO

1.ÍNDICE

1.ÍNDICE.....	6
1.1 Índice de imágenes.	9
1.2 Índice de tablas	10
1.3 Abreviaturas	11
2. ABSTRACT.....	12
3. RESUMEN.....	13
4.OBJETO DEL PROYECTO	14
5.ALCANCE DEL PROYECTO	14
6.PANORAMA ENERGÉTICO ACTUAL	15
6.1 Sistemas de almacenamiento de energía	15
6.1.1 Baterías	16
6.1.2 Supercondensadores	17
6.1.3 Centrales de bombeo reversible (PHS).....	17
6.1.4 Energía térmica	18
6.1.5 Sistema LAES	19
6.1.6 Aire comprimido (sistema CAES)	19
6.2 Aspectos económicos del almacenamiento energético	21
6.3 Almacenamiento de Hidrógeno	22
7. USO DE H ₂	23
7.1 Justificación del uso de H ₂	23
7.2 Inconvenientes y soluciones.....	25
7.3 H ₂ en turbinas.....	26
8.ANTECEDENTES DEL USO DE H ₂	27
8.1 RES2H2.....	27
8.2 HYDROHIBRID	27
8.3 SEAFUEL	28

8.4 REMOTE	28
9. MARCO NORMATIVO Y ESTRATEGIAS DE ACTUACIÓN	28
9.1 Legislación.....	28
9.1.1 Legislación y normativa internacional	28
9.1.2 Legislación y normativa Estatal.....	30
9.1.3 Legislación Regional	32
9.2 Estrategias y planes de actuación a nivel regional	33
9.2.1 Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2021-2030)...	35
9.2.2 Estrategia Canaria del Hidrógeno Verde.....	36
9.2.3 Estrategia canaria de almacenamiento energético	38
9.2.4 Estrategia canaria de generación gestionable	40
10. PROCESOS PARA PRODUCCIÓN DE H ₂	42
10.1 Obtención del agua de mar	42
10.2 Electrolisis	42
10.3 Tratamiento de H ₂ gaseoso.....	43
10.3.1 Almacenamiento de H ₂ gaseoso	43
10.3.2 Compresión y almacenamiento de H ₂ líquido	44
10.4 Producción de amoníaco sintético.....	44
10.5 Producción de queroseno sintético	45
10.6 Producción de metano sintético	45
11. SIMULACIONES	46
11.1 Programas usados	46
11.2 Plan de Transición Energética de Canarias.....	50
11.3 Parámetros de entrada.....	53
11.4 Resultados de la simulación.....	57
11.5 Análisis de resultados.....	58
12. EQUIPOS NECESARIOS PARA LA TRANSICIÓN	63
12.1 Desaladora	63

12.2 Electrolizador	64
12.3 Pilas electrolíticas	65
12.4 Reactores y depósitos	66
12.5 Turbinas adaptadas a H ₂	67
13. RESUMEN DE LA PROPUESTA	68
13.1 Comparación de resultados con datos actuales	68
13.2 Superficie y posible situación	70
14. CONCLUSIONES	71
15.BIBLIOGRAFÍA.....	73

1.1 Índice de imágenes.

Fig. 1: Esquema de la estructura de un supercondensador.....	17
Fig. 2: Esquema de un sistema hidroeléctrico.	18
Fig. 3: Clasificación de los métodos de aprovechamiento de calor residual... ..	19
Fig. 4: Rango de potencia en los que se usan los sistemas nombrados	20
Fig. 5: Comparación entre la generación de electricidad de forma renovable y no renovable.....	24
Fig. 6: Generación media de los distintos equipos eléctricos en un periodo de 5 años.....	25
Fig. 7: Distribución de almacenamiento a nivel de usuario por comarcas	39
Fig. 8: Distribución de subestaciones eléctricas con almacenamiento de energía.....	40
Fig. 9: Requerimientos del sistema para disponer de una turbina de H ₂ de 45 MW	42
Fig. 10: Diagrama de flujo de los diferentes sistemas considerados por el programa. <i>EnergyPLAN</i>	47
Fig. 11: Listado de las pestañas de entrada de datos. Fuente: EnergyPLAN.	48
Fig. 12: Modelo de demanda creado por EnergyPLAN con demanda histórica de Tenerife versus con demanda predeterminada. Elaboración propia.....	49
Fig. 13: Esquema del sistema energético propuesto por el PTECan. Fuente: Documento de presentación del PTECan	51
Fig. 14: Demanda de H ₂ en Tenerife por sectores	54
Fig. 15: Matriz de <i>Fuel distribution</i>	55
Fig. 16: Interfaz del EnergyPLAN para considerar RES. Elaboración Propia.	56
Fig. 17: Comparación entre la demanda media de los últimos 5 años y el modelo propuesto.....	59
Fig. 18: Desaladora industrial de osmosis inversa	64
Fig. 19: Funcionamiento de una pila electrolítica	65
Fig. 20: Reactor de Haber-Bosch	66
Fig. 21: Comparación de generación renovable actual V.S. 2030.	69
Fig. 22: Posibles situaciones de los puntos de producción de H ₂ en 2040.....	70

1.2 Índice de tablas

Tabla I:Comparativa de los costes de los sistemas de almacenamiento energético actuales.	21
Tabla II:Parque de generación de Tenerife en 2030 (MW)	52
Tabla III: Datos de entrada considerados para la simulación	57
Tabla IV: Resultados de la simulación. Generación eléctrica	57
Tabla V: Demanda anual de Tenerife de los últimos 5 años.....	58
Tabla VI: Generación de potencia de las EE.RR	60

1.3 Abreviaturas

AEL: Electrólisis alcalina.

PEM: Membrana de intercambio de protones.

CC: Ciclo combinado.

CV: Ciclo de vapor.

RES: Fuente de energía renovable.

PP: Planta de potencia.

Oil: Combustibles de aceite pesado.

Ngas: Gas natural.

PP2: Configuración de solo demanda de electricidad en EnergyPLAN.

PHS: Almacenamiento de energía mediante centrales de bombeo reversible.

CAES: Sistema de almacenamiento energético mediante aire comprimido.

LAES: Sistema de almacenamiento energético mediante aire líquido.

PNIEC: Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030.

PTECan: Plan de Transición Energética de Canarias.

GEI: Gases de efecto invernadero.

2. ABSTRACT

The main purpose of this document is to gather the information necessary to understand the energetic picture in Tenerife as well as the current energy storage technologies, to explain why Hydrogen may be one of the main characters in the energetic transition plan conceived by the local Government.

Hydrogen has several physics characteristics that makes it an appealing alternative for fossil fuels in mobility. Furthermore, although hydrogen is not present in its natural condition, it can be produced using electricity to be stored and used afterwards to obtain electricity again. This has attracted the attention of the whole scientific community since it can be potentially used as energetic vector or even energy storage technology.

Finally, a simulation has been executed using the software EnergyPLAN and the data of energy consumes expected in the island in 2030 with the purpose of studying the viability of the target scenario raised by local institutions in order to fight against the climatic emergency.

3. RESUMEN

El objetivo principal de este documento es reunir la información necesaria para comprender el panorama energético en Tenerife, así como las tecnologías actuales de almacenamiento de energía, para explicar por qué el hidrógeno puede ser uno de los protagonistas del plan de transición energética concebido por el Gobierno local.

El hidrógeno tiene varias características físicas que lo convierten en una alternativa atractiva para los combustibles fósiles en la movilidad. Además, aunque este elemento no está presente en la naturaleza en su estado natural, se puede producir utilizando electricidad para ser almacenado y utilizado posteriormente para su re-electrificación. Esto ha atraído la atención de toda la comunidad científica, ya que puede ser potencialmente utilizado como vector energético o incluso como una nueva tecnología de almacenamiento de energía.

Por último, se ha ejecutado una simulación utilizando el programa EnergyPLAN y los datos de consumos esperados en la isla en 2030 con el propósito de estudiar la viabilidad del escenario objetivo planteado por las instituciones canarias para luchar frente a la emergencia climática.

4.OBJETO DEL PROYECTO

El objetivo fundamental de este proyecto es el análisis del uso del hidrógeno dentro del escenario energético objetivo contemplado por las instituciones canarias para 2030. La denominación del hidrógeno como combustible renovable se le da debido a su gran abundancia en el planeta, a pesar de su necesario tratamiento ya que no se encuentra en la naturaleza en su forma simple (hidrógeno diatómico).

Se estudiarán también sus posibles inconvenientes y ventajas respecto a los actuales sistemas en la industria energética, en base a los resultados obtenidos en una simulación computacional usando datos históricos y fidedignos de consumo de la población, además de distintos programas, tanto de uso general como específicos de este sector.

El eje respecto al que girará toda la simulación es el Plan de Transición Energética de Canarias (PTECan), una hoja de ruta preparada por la Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación territorial, y la Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias para llevar a las islas a la descarbonización total de su producción de energía con plazo hasta 2040. Se aprovecharán las estimaciones de consumo y objetivos de producción de Hidrógeno propuestos en él, además de cualquier otro dato necesario para recrear un posible escenario que tenga cabida en la transición planificada por dichos organismos.

5.ALCANCE DEL PROYECTO

En este proyecto se llevarán a cabo todos los estudios pertinentes para hacer un completo análisis y justificación del uso de los sistemas pioneros de producción, distribución y consumo de H₂ como combustible. Se hará un *State of art* de las actuales tecnologías de almacenamiento de energía, y posteriormente una descripción detallada de la situación del escenario objetivo al que se quiere llegar y el papel que el hidrógeno ocupa en este.

Además, se llevará a cabo una simulación de una instalación en la que se desarrolle el panorama energético que se desea alcanzar con el Plan de Transición Energética de Canarias. Dicha simulación, estará dividida en varias fases o etapas:

Fase I: Obtención de datos históricos, así como de pronósticos de consumo y producción de H₂ elaborados por autoridades en la materia para hacer un modelo de consumo lo suficientemente representativo de una jornada

cualquiera en la isla de Tenerife, con el objetivo de que sea lo más fiel posible a la realidad energética de la isla para su comparación con el resultado simulado.

Fase II: Ejecución de una simulación con los datos estimados usando el programa *Energyplan* para analizar el comportamiento del sistema energético completo que se plantea para llevar a cabo la descarbonización.

Fase III: Comentario de los resultados obtenidos y su comparación con la situación actual energética de Tenerife.

Finalmente, se expondrán los resultados obtenidos, así como las conclusiones derivadas de estos en lo relativo a la viabilidad, rentabilidad y sostenibilidad del sistema.

6.PANORAMA ENERGÉTICO ACTUAL

6.1 Sistemas de almacenamiento de energía

Hoy en día es inconcebible vivir sin electricidad. El mundo moderno ha avanzado tanto que es necesaria para llevar a cabo cualquier cosa imaginable. Es un inconveniente bien conocido que la electricidad tiene que ser consumida en el momento de su producción, ya que es imposible almacenarla en su forma primaria. Ante este problema y en una sociedad tan dependiente de electricidad no es de extrañar que en las últimas décadas se haya destinado tantos esfuerzos y recursos para encontrar un sistema eficiente de almacenamiento de este tipo de energía.

A pesar de que el almacenamiento de energía es un proceso que se hace en la naturaleza de diversas formas desde hace millones de años, los seres humanos empezamos a desarrollar nuestros primeros sistemas para este fin con la llegada de la revolución industrial, en el siglo XIX. El primer sistema de almacenamiento de energía creado por el hombre fue la pila, inventada por Alessandro Volta en el año 1800. Este sistema consistía en una celda con discos alternos de cinc y cobre separados por cartón, sumergidos en una solución electrolítica. La pila de Volta en concreto es un sistema de almacenamiento de electricidad, pero fue el punto de partida para el desarrollo de todos los sistemas de almacenamiento energético que se han creado hasta nuestros días [1].

Dado que este trabajo se centra en la generación de electricidad para distribución y consumo humano, a continuación, se procederá a describir los

actuales sistemas que, si bien algunos no acumulan energía eléctrica, el producto final del proceso que describen sí es electricidad.

6.1.1 Baterías

Baterías (actuales): Es el sistema de almacenamiento de energía más usado en nuestros tiempos, tanto para pequeñas cargas como para almacenar grandes cantidades de electricidad. Se basa principalmente en una transformación de electricidad a energía química, de esta forma se puede almacenar en forma de reacciones entre diferentes compuestos para posteriormente volver a transformarla en electricidad. Las más usadas actualmente son las baterías de Ion-Litio, Plomo-Acido, NaS o NiCd. Cada una de las nombradas tiene diferentes características por lo que son adecuadas para distintos rangos de almacenamiento, desde 1 kW para las de Ion-Litio, hasta más de 100 MW para las de NaS o Plomo-Ácido.

La batería de Plomo-Ácido es uno de los tipos más antiguos de batería. Tiene limitados ciclos de vida (unos 2500), además de un tiempo de descarga bastante bajo. El plomo hace que su densidad energética sea bastante baja, por lo que se suele usar para aplicaciones estáticas en microrredes y sistemas de potencia aislados. Es necesario que este entre -5°C y 40°C para evitar una rápida degradación de la batería.

La batería de NaS tiene ciertas ventajas respecto a la anterior. Sus ciclos de vida van desde los 2500 hasta los 4500. Tiene una vida estimada de 15 años y tiempos de descarga de hasta 7 horas. Son capaces de llegar a varios MW de potencia, por lo que se suelen usar en control de calidad de potencia y en cambios de sistema de suministro a la red.

En el caso de las baterías de Ni-Cd, las prestaciones vuelven a ser algo más pobres. Tienen una densidad energética media (55-75 Wh/kg), con ciclos de vida similares a los de las baterías de Plomo-Ácido. Por esta razón se suelen usar en grupos de reserva energético y aplicaciones donde no se necesite excesivo tiempo de descarga. Además, estas baterías padecen el conocido efecto memoria, por lo que si no se cargan completamente su capacidad se verá reducida.

Finalmente, las baterías de Li-ion son las que tienen un uso más extendido debido a su gran rango de potencia (desde kW hasta algunos MW), su alta eficiencia de hasta un 90% y su enorme densidad energética, con aproximadamente 200 Wh/kg [2].

6.1.2 Supercondensadores

Se trata de un sistema que ha ganado popularidad en los últimos años debido a su gran densidad de energía (en poco espacio puede almacenar grandes cantidades de energía). La principal ventaja de los supercondensadores es que no hay transformación de energía, por lo que la carga y descarga de estos equipos es bastante más rápida que la de las baterías. Esencialmente funcionan gracias a fenómenos electrostáticos al tener capas eléctricas separadas por un electrolito que actúa de aislante, en el que los iones positivos y negativos se ordenan cuando se somete a una diferencia de potencial al igual que los condensadores convencionales. La diferencia respecto a estos es que los supercondensadores están formados por dos capas eléctricas, por lo que se pasa de almacenar del orden de milifaradios hasta 5000 F [3], [4].

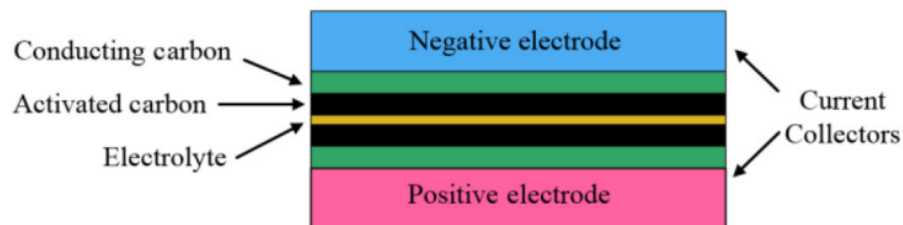


Fig. 1: Esquema de la estructura de un supercondensador [3].

El máximo inconveniente de estos equipos es el reducido tiempo de almacenamiento que tienen, además de que hay una pequeña pérdida energética por autodescarga del equipo. Por estas razones son poco usados en campos donde se requiera demasiada potencia.

6.1.3 Centrales de bombeo reversible (PHS)

Es uno de los sistemas de almacenamiento de energía renovable más usado. Almacena energía potencial gravitatoria al bombear agua a un reservorio o balsa a una cierta altura para almacenarla y posteriormente dejarla caer haciendo girar una turbina que genere electricidad cuando sea necesario. Es un sistema bastante limpio ya que aprovecha el excedente de electricidad de las horas valle de consumo para hacer girar las bombas. Su principal inconveniente es la gran infraestructura necesaria e inversión inicial que conlleva [5].

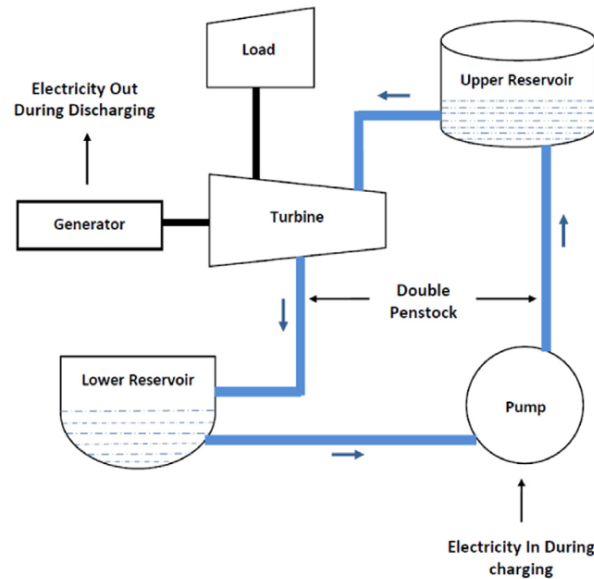


Fig. 2: Esquema de un sistema hidroeléctrico [4].

Actualmente se contempla en el PTECan como el principal puente a recorrer entre el panorama energético actual de las islas occidentales y el objetivo que se persigue en el mismo plan, gracias a su enorme capacidad de almacenamiento y potencia de distribución.

En las islas orientales, más secas que las de la provincia de Santa Cruz, la opción que se contempla es emplear agua de mar y el propio océano como reservorio inferior al tener una menor disponibilidad de agua mineral natural.

6.1.4 Energía térmica

Con varios campos de aplicación y tecnologías muy diversas, este tipo de almacenamiento se basa en recoger energía térmica tanto del sol como de sistemas de evacuación de calor de otros procesos, aprovechando el calor residual de los mismos. El aprovechamiento del calor residual de procesos industriales es una técnica que lleva décadas usándose. Se puede distinguir entre aprovechamiento activo, como puede ser el uso del calor para calentar vapor de agua en un ciclo Rankine, o pasivo, como es el caso del almacenamiento de este para generar energía. Dentro de los sistemas de almacenamiento de energía térmica (TES) se pueden distinguir tres clases: TES de calor sensible, en los que no hay cambio de fase del elemento almacenador (agua, aceites térmicos o sales fundidas); TES de calor latente, en los que se almacena calor de manera isotérmica aprovechando un cambio de fase (se suele usar parafinas, esteres y ácidos grasos); y por último TES de

calor químico usando reacciones reversibles en las que se absorbe y emite calor [6].

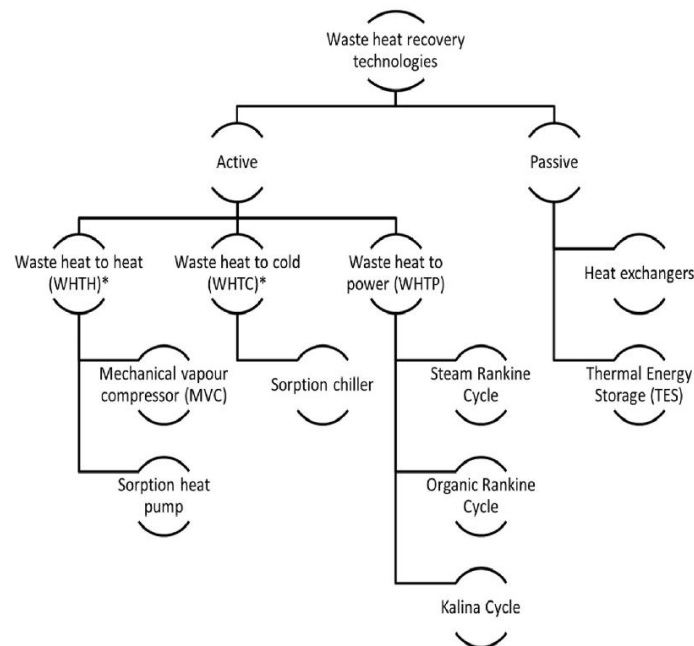


Fig. 3: Clasificación de los métodos de aprovechamiento de calor residual [4].

6.1.5 Sistema LAES

Su nombre viene del inglés, *Liquid Air Energy Storage*. Se trata de un sistema que ha ganado bastante popularidad en los últimos años. Conceptualmente se coge electricidad en horas de bajo consumo para hacer funcionar los compresores que elevan la presión del gas de trabajo para, posteriormente hacerlo pasar por un condensador y almacenarlo en estado líquido. Cuando sea necesario, el gas licuado almacenado se calentará para volver a pasarlo a estado gaseoso y expandirlo en una turbina, donde desarrollará trabajo mecánico para mover un generador. Su eficiencia es relativamente baja, menor a un 70%. A pesar de esto, la inmadurez de esta tecnología y su margen de mejora la pone en el foco de numerosos estudios para uso en almacenamiento de potencias medias [7].

6.1.6 Aire comprimido (sistema CAES)

El sistema CAES del inglés, *Compressed Air Energy Storage*, es un sistema es muy similar al LAES ya nombrado. Se comprime un gas y se almacena posteriormente para liberarlo y que se expanda en el interior de una turbina generando trabajo en función de la demanda. La principal diferencia entre

ambos sistemas es que en el sistema CAES no hay cambio de fase, al contrario que en el LAES. Además, ambos presentan distintas ventajas y desventajas: El sistema LAES no solo puede producir electricidad sino también frío para utilizarlo en refrigeración, aunque la instalación e infraestructura necesaria es más costosa que en el sistema CAES. Por otra parte, este último es menos complejo y con menos tiempo de recuperación de inversión, sin embargo, es difícil y costoso encontrar depósitos naturales o manufacturados capaces de aguantar la presión a la que se almacenan los gases, sin tener en cuenta que a la larga resultan menos rentables que los sistemas LAES.

Con esta tecnología la capacidad de almacenamiento y el tiempo de descarga aumenta enormemente, hasta el punto de ser un sistema aplicable para el almacenamiento de energía aprovechable por la red de distribución eléctrica [7], [8].

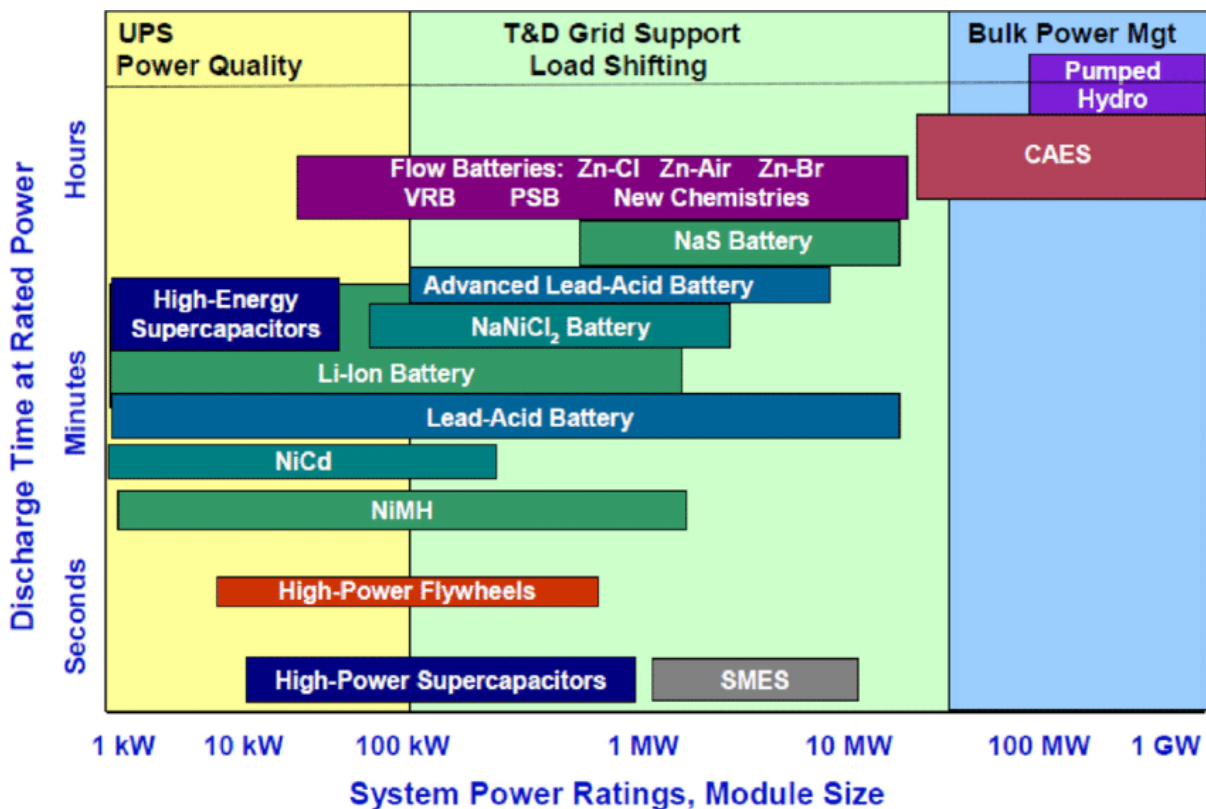


Fig. 4: Rango de potencia en los que se usan los sistemas nombrados [4].

Como se puede observar en la figura 4, las baterías tienen un uso muy extendido en función de su composición. Las baterías de Li-ion son usadas desde para control de calidad de potencia, hasta para apoyo a la red y cambio de fuente de suministro, al igual que las de Plomo-Ácido. Sin embargo, estas últimas tienen un tiempo de descarga más reducido que las primeras. Para

mayores potencias, la composición más usada es la de sodio-sulfuro (NaS), con potencias de hasta 10 MW y tiempos de descarga que pueden llegar hasta algunas horas.

Entrando en sistemas de almacenamiento que no sean de origen electroquímico, hay que destacar que los que tienen un futuro más prometedor a gran escala son los sistemas CAES y las centrales de bombeo reversible, ambos con potencias hasta de hasta 1 GW y tiempos de descarga elevados.

6.2 Aspectos económicos del almacenamiento energético

De todos los sistemas de almacenamiento de energía nombrados en el apartado anterior, hay algunos que son relativamente jóvenes y que gracias a su potencial pueden ser la respuesta para la transición energética que se quiere llevar a cabo. Sin embargo, tienen que analizarse conjuntamente con su coste de producción y mantenimiento para evaluar el impacto económico que también pueda tener.

Tabla I: Comparativa de los costes de los sistemas de almacenamiento energético actuales [2].

Coste Capital Promedio de distintos sistemas de almacenamiento de energía		
Tecnología	Coste por unidad de potencia (€/kW)	Coste por capacidad de almacenamiento (€/kWh)
PHS	1406	137
CAES	893	92
Ni-Cd	3376	699
Plomo-ácido	2140	437
NaS	2254	343
Li-ion	2512	546
Supercondensadores	229	765

Observando la imagen anterior, se puede ver los sistemas que se habían mostrado más prometedoros en un futuro próximo para liderar el almacenamiento de energía, como el CAES y el hidroeléctrico no son excesivamente caros si se tiene en cuenta la gran infraestructura y superficie que conlleva el ejecutar la obra de un embalse con su central y sus tuberías, o

los depósitos de aire a alta presión, más aún si se tratan de tanques subterráneos.

Por otra parte, las baterías de flujo y las de Plomo-Ácido, que son las que podrían tener un sitio en el futuro del almacenamiento a gran escala, no son mucho más económicas, de hecho, algunas de las baterías tienen un coste unitario mayor que los sistemas nombrados anteriormente, y su capacidad y tiempo de descarga es notablemente menor.

Por supuesto, a pesar de que el coste por kW de los sistemas CAES y PHS parece que es algo menor, la cantidad de potencia que pueden almacenar estos es la mayor de todo el espectro; por lo que, a pesar de que el coste de la energía podría llegar a ser más barato, la inversión inicial necesaria sería más elevada, además de que ambos sistemas ocupan una mayor superficie que los otros expuestos, así como un necesario mantenimiento y presencia de técnicos cualificados.

6.3 Almacenamiento de Hidrógeno

Este sistema es uno de los objetos de este trabajo. Se trata de una tecnología joven que aún está en estudio, pero con resultados muy prometedores. El concepto básico es muy similar a los sistemas CAES y LAES ya que se pretende obtener H₂, comprimirlo y almacenarlo para usarlo posteriormente.

Actualmente, la forma más extendida de almacenar el H₂ es comprimirlo hasta licuarlo y almacenarlo en estado líquido, al igual que se hace con el gas natural. Los principales inconvenientes de este sistema es que debido a la poca densidad del elemento las presiones a las que se almacena son muy elevadas y su temperatura es extremadamente baja. Se están estudiando diversas alternativas como el uso de hidruros metálicos en los depósitos para evitar la difusión del hidrógeno en estado gaseoso a través de las paredes de los tanques, tal y como se expondrá más adelante.

Tabla II: Costes de almacenamiento de energía mediante H₂ [2]

Coste Promedio de sistemas de almacenamiento de energía con hidrógeno		
Tecnología	Por unidad de potencia (€/kW)	por capacidad de almacenamiento (€/kWh)
Pila de Combustible	3243	540
Combustión de H ₂	1570	262

En la figura 6 se muestra el coste aproximado que tiene almacenar energía mediante hidrógeno. Se distingue en ella dos variantes de aprovechamiento de este elemento: el combustible para célula eléctrica y para turbinas de gas o motores de combustión interna alternativos. El coste para una pila electrolítica es bastante mayor que para usar el hidrógeno como combustible en una turbina de gas. Por otra parte, en el primer método no hay ningún tipo de emisión contaminante a la atmósfera mientras que para el segundo suele ser inevitable.

7. USO DE H₂

7.1 Justificación del uso de H₂

El hidrógeno es el elemento más abundante del universo, además del más simple pues está constituido solo por un protón y un electrón. También, es uno de los elementos con mayor capacidad calorífica de todos. En la combustión de H₂ no solo se libera una enorme cantidad de energía, sino que los únicos productos de la reacción son H₂O y el exceso de O₂, gases presentes en la atmósfera de forma natural y que no son contaminantes. Estas características hacen que se haya puesto especial atención en estudiar su viabilidad como alternativa a los combustibles menos sostenibles de la industria.

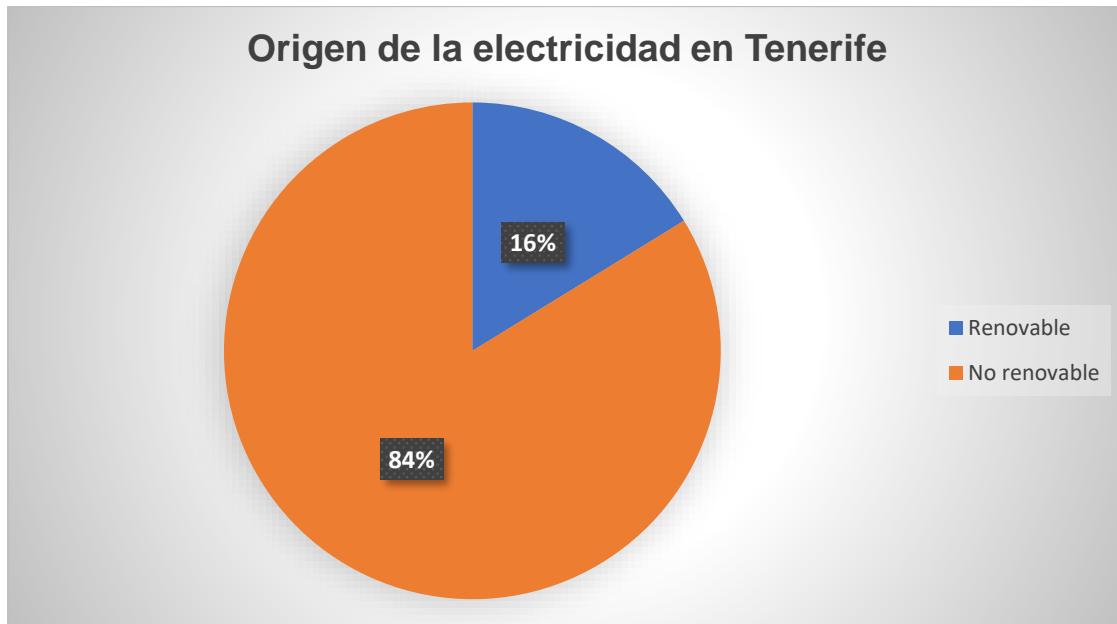


Fig. 5: Comparación entre la generación de electricidad de forma renovable y no renovable.

Elaboración propia. Datos proporcionados por REE.

En la imagen anterior se observa cómo la gran mayoría de la generación de electricidad sigue siendo de fuentes no renovables (84%). Este tipo de fuentes no solo utiliza combustibles que son contaminantes, sino que también son finitos, basándose pues en un sistema insostenible a la larga. Una región como la de las Islas Canarias, surtida de un clima cálido y de los vientos Alisios debería poder bastarse de estos recursos para generar, al menos la mitad de la energía eléctrica consumida. Precisamente es esto lo que se desea conseguir [9].

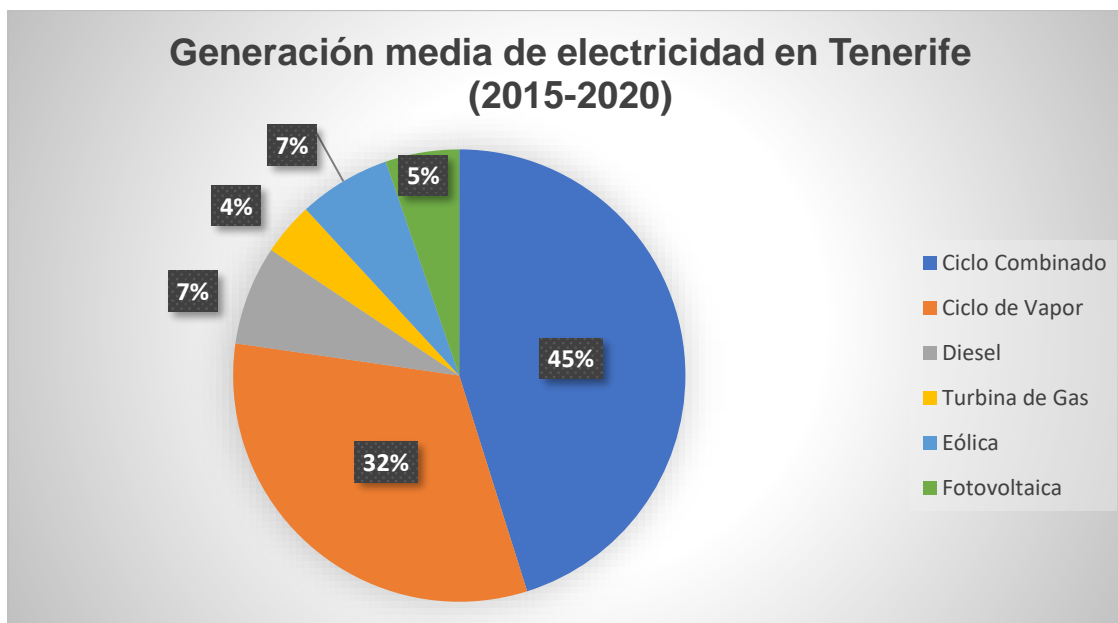


Fig. 6: Generación media de los distintos equipos eléctricos en un periodo de 5 años.

Elaboración propia. Datos proporcionados por REE.

Teniendo en cuenta los datos de los gráficos anteriores, se observa que los equipos de ciclo combinado (CC) y ciclo de vapor (CV) son los que más potencia suministran a la red. Dichos equipos usan como combustibles derivados del petróleo, lo significa que actualmente cerca del 80% de la electricidad que se consume usa combustibles pesados.

Para llegar a la descarbonización total acordada internacionalmente en la cumbre de París de 2015 esta situación tiene que cambiar radicalmente.

De esta forma se llega al principal objetivo de este trabajo, que es precisamente analizar la implantación de H₂ como combustible renovable destinado a reducir la huella de carbono, obtener electricidad de una fuente sostenible e incluso darle uso como almacenamiento de energía.

7.2 Inconvenientes y soluciones

El H₂ tiene ciertos inconvenientes a pesar de parecer tener muchas de las respuestas a los problemas de las últimas generaciones. El principal, es que el hidrógeno diatómico no se encuentra en la naturaleza, hay que obtenerlo a partir de otros compuestos. Esto significa que es necesario llevar a cabo ciertos procesos que consumen a su vez cierta potencia eléctrica, por lo que la obtención de hidrógeno se puede catalogar de la siguiente manera:

- Hidrógeno gris: La obtención de H₂ se hace consumiendo electricidad de equipos que usan combustibles fósiles.
- Hidrógeno azul: Se trata de H₂ que proviene de la quema de combustibles fósiles, pero se capta el carbono que se emite a la atmósfera.
- Hidrógeno verde: Se aprovechan las horas valle de consumo en parques eólicos y granjas fotovoltaicas para invertir el excedente de electricidad en electrolizar agua y almacenar H₂ que será usado posteriormente [10].

Al ser un elemento tan simple y con tan poca masa es muy común que haya fugas o incluso difusión del gas por las paredes de los contenedores, haciendo necesario una tecnología de almacenaje muy avanzada y costosa. Actualmente se están empleando depósitos de hidruros metálicos, los cuales, basándose en las propiedades termodinámicas de estos compuestos, son capaces de almacenar hidrógeno en estado sólido emitiendo calor. Esta tecnología lleva siendo usada por la NASA para propulsión y refrigeración de sus naves desde la década de los setenta, sin embargo, lleva comercializándose en la industria muy poco tiempo [11].

Es un elemento muy poco denso, por lo que para almacenar cierta cantidad de masa ocupará bastante espacio. Esto hace que sea necesario almacenarlo a presiones muy elevadas (hasta 700 bares) elevando el consumo de los compresores. ATLAS-H2 es un proyecto a nivel europeo que, en los últimos años, se ha dedicado a estudiar la viabilidad de los depósitos y compresores de hidruros metálicos. Como se nombró anteriormente, los resultados de los depósitos fueron satisfactorios y ya se están comercializando, por otra parte, los compresores basados en las propiedades de estos compuestos siguen en fase de desarrollo, no sin dar resultados esperanzadores y optimistas.

Este tipo de equipo es capaz de absorber hidrógeno a baja presión cediendo calor y posteriormente emitirlo absorbiendo calor nuevamente. Dicho calentamiento que es el “motor” de este tipo de compresores puede llevarse a cabo con algo tan simple como agua caliente o una bobina de inducción, por lo que muy posiblemente se trate de una tecnología revolucionaria de la que se oirá hablar los próximos años [11], [12].

7.3 H₂ en turbinas

El H₂ en estado puro posee tanta capacidad calorífica que la temperatura de llama es superior al punto de fusión de cualquier material que se esté comercializando actualmente en la industria. Es por ello por lo que las soluciones por la que se están apostando son el *blending* (mezclado de H₂ con

gas natural con diferentes rangos de concentración) y la metanación del hidrógeno, captando dióxido de carbono o monóxido de carbono. Una ventaja de esta última solución es que contribuye a reducir la huella de carbono de otros procesos industriales, ya que obtiene el CO y el CO₂ de biomasa o de gases producto de otra combustión.

Como en todas las combustiones reales que se realizan en la industria, el oxígeno necesario para la reacción se obtiene del aire atmosférico, el cual es en mayor medida nitrógeno diatómico N₂. Por esa razón y por el posible exceso de O₂, es probable obtener como gases producto óxidos de nitrógeno (NO_x) si no se controla debidamente la combustión.

8. ANTECEDENTES DEL USO DE H₂

8.1 RES2H2

Se trata de un proyecto europeo, con número ENK5-CT-2001-00536, que fue uno de los primeros en ponerse en marcha dedicado a estudiar la viabilidad del uso renovable del hidrógeno, concretamente en 2007. Fue un proyecto llevado a cabo en Las Palmas de Gran Canaria que trataba de demostrar el potencial del hidrógeno como vector energético llevando las energías renovables a redes débiles y con limitaciones técnicas.

En el proyecto se simuló el consumo de una pequeña comunidad aislada, abastecida solo por energía eólica y usando hidrógeno como almacenamiento energético y pilas de combustible para cubrir las fluctuaciones de este tipo de generación. El equipo usado incluía un aerogenerador, un electrolizador, una desaladora, un depósito de almacenamiento de 500 Nm³ a 25 bares y 6 pilas electrolíticas de 5 kW cada una [13].

8.2 HYDROHIBRID

Este proyecto se puso en marcha en el año 2008. Su objetivo fue estudiar el uso de hidrógeno como combustible cero emisiones destinado a la movilidad con pila electrolítica. Para ello, adaptaron un coche eléctrico para funcionar con una batería de hidrógeno en vez de usar una de Li-ion.

Este proyecto se llevó a cabo en el Instituto Tecnológico de Canarias (ITC) al igual que el proyecto RES2H2 [13].

8.3 SEAFUEL

Este es un proyecto financiado por el programa INTERREG de la primera convocatoria del año 2016. Es el primer proyecto con hidrógeno como protagonista que se pone en marcha en las islas desde 2008. Comenzó en 2020 y sigue desarrollándose actualmente. Se está llevando a cabo en el Instituto Tecnológico y de Energías Renovables (ITER) y pretende liderar la implantación de una red de distribución de hidrógeno destinado a movilidad. Se prevé la instalación de un electrolizador con capacidad para producir 0,5 kg de H₂ por hora, que será usado como combustible para alimentar el motor eléctrico de la flota de vehículos del ITER. Este proyecto tiene a su disposición 51 MW de electricidad de origen renovable para alimentar una planta desaladora de 175 m³/día y el electrolizador nombrado anteriormente. Además, cuenta con dispensadores de suministro de H₂ de 350 bares y depósitos de almacenamiento a 450 bares [13].

8.4 REMOTE

Se trata de otro proyecto europeo, con identificador 779541 de la convocatoria H2020-JTI-FCH-2017-1, que se está poniendo en marcha actualmente. Al igual que RES2H2, pretende estudiar el uso del hidrógeno para alimentar microrredes aisladas, con la diferencia de que la fuente de electricidad para alimentar el electrolizador será de origen solar. El proyecto cuenta con tres localizaciones distintas para estudiar el comportamiento de estas redes, teniendo una planta demo en Noruega, otra en Grecia y una última en Gran Canaria. Para llevar a cabo el estudio en Gran Canaria, se va a contar con una planta fotovoltaica de 100 kWp un electrolizador de 1 kgH₂/hora, un sistema de almacenamiento de 50 kgH₂ a 200 bares y una pila de hidrógeno de 75 kW [13].

9. MARCO NORMATIVO Y ESTRATEGIAS DE ACTUACIÓN

9.1 Legislación

9.1.1 Legislación y normativa internacional

Se presentan a continuación los reglamentos y directivas emitidos por el Parlamento Europeo, destinados a cumplir con los requerimientos acordados internacionalmente para hacer frente a la crisis climática.

- REGLAMENTO (UE) 2019/943 DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO de 5 de junio de 2019 relativo al mercado interior de la electricidad, en el cual se pretende regular la producción de una energía sostenible, competitiva y asequible. Del mismo modo impulsa el comercio transfronterizo y trata de asegurar que los consumidores tengan la opción real de elegir que energía consumir, creando oportunidades comerciales y buscando la eficiencia energética.
- Reglamento sobre la gobernanza de la Unión de la Energía (UE) 2018/1999. Este reglamento tiene como objetivo asegurar el cumplimiento de la Estrategia de la Unión de la Energía para implementar sus cinco dimensiones: descarbonización, mejora de la eficiencia energética, promover la seguridad energética, regular el mercado interior de la energía y promover la investigación, innovación y competitividad en el sector.
- Directiva sobre la electricidad (UE) 2019/944, que pretende contribuir a la creación de un mercado interior de la electricidad competitivo dentro de la Unión Europea, promoviendo la participación de nuevos consumidores y fomentando la cooperación y el comercio energético transfronterizo.
- Reglamento sobre la electricidad (UE) 2019/943. En este reglamento actualizado no solo se pone fin a las ayudas estatales que fomentan una generación con combustibles fósiles, sino que se promueve una mejor coordinación entre operadores del sistema de transmisión de electricidad, además del uso de las energías renovables.
- Reglamento sobre la preparación frente a los riesgos (UE) 2019/941, que pretende mejorar la garantía de seguridad de suministro eléctrico, así como el correcto funcionamiento de los sistemas energéticos y sus interconexiones.
- Directiva sobre eficiencia energética (UE) 2018/2002. En este documento se expone la importancia de la eficiencia energética, poniéndola como una fuente de energía más. Pretende que se considere la eficiencia energética como aspecto imprescindible a tener en cuenta antes de tomar decisiones relativas a la planificación de los sistemas energéticos de la UE.
- Directiva sobre energías renovables (UE) 2018/2001. En esta directiva se expone la importancia del uso de las EE.RR para lograr el objetivo de una reducción del 40% de emisiones contaminantes comparado con 1990, acordado en el Acuerdo de París de 2015. Regula también los incentivos para el uso de estas energías, así como los objetivos nacionales de la cuota renovable que debería alcanzarse.

- Reglamento (UE) 2019/942 por el que se crea la ACER. La Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía pretende mejorar la coordinación entre las autoridades en materia energética de los diferentes países miembros de la Unión. También se encarga de supervisar parámetros técnicos desarrollados por la Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad.
- ISO 19880-8:2019. *Gaseous hydrogen- Fuelling stations- Part 8: Fuel quality control*. En esta norma de carácter internacional se especifican los protocolos a seguir para garantizar la calidad de hidrógeno gaseoso en estaciones de servicio para vehículos con pila de combustible tipo PEM.

9.1.2 Legislación y normativa Estatal

En este apartado se exponen las leyes, los proyectos de ley, los Reales Decretos de Ley y toda la legislación a nivel estatal de aplicación en sistemas de generación de electricidad tanto renovable como de origen fósil y almacenamiento energético recogidas en el Código de la Energía Eléctrica:

- Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico, que regula el sector eléctrico en España para garantizar la calidad, la protección del medio ambiente y el uso de los mínimos recursos posibles en la generación de electricidad.
- Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- Ley 7/2021, de 20 de mayo, de cambio climático y transición energética, que tiene como objetivo responder al compromiso de España de cumplir con lo acordado en el Acuerdo de París, fijando la mirada en la descarbonización del país, facilitando la distribución equitativa de riquezas y concibiendo la transición energética como una oportunidad económica.
- Real Decreto-ley 23/2020, medidas en materia de energía y de otros ámbitos para la reactivación económica. Este Real Decreto surge como respuesta a la nueva situación energética y socioeconómica en la que se encuentra el país tras la crisis sanitaria debido al COVID-19, con la finalidad de garantizar una transición energética limpia, justa y competitiva en este nuevo escenario.
- REAL DECRETO 413/2014, de 6 de junio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos tratando aspectos técnicos

y económicos sobre las modificaciones o consideraciones a tener en cuenta en este tipo de infraestructuras.

- REAL DECRETO 738/2015, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica
- Real Decreto-ley 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores. En este documento se recogen las medidas tomadas para responder a significativo incremento de precio que ha sufrido la energía desde 2018.
- Orden ITC/2370/2007, por la que se regula el servicio de gestión de la demanda.
- Orden ITC/1559/2010, normativa de sistemas eléctricos insulares y extrapensinsulares.
- UNE 181001:2010. *Hydrogen technologies. Terminology*. Esta norma española recoge un glosario de términos técnicos relacionados con las tecnologías basadas en el uso del hidrógeno.
- UNE-EN ISO 17268:2020. *Gaseous hydrogen land vehicle refuelling connection devices*. En este documento se describen los requerimientos de los dispositivos de conexión para el reabastecimiento de hidrógeno gaseoso de los vehículos terrestres.
- UNE-EN ISO 16110-1:2015. *Hydrogen generators using fuel-processing technologies- Part 1: Safety*. Normativa en materia de seguridad para generadores de hidrógeno que utilizan tecnologías de procesado de combustible.
- UNE-EN 17127:2018. *Outdoor hydrogen refuelling points dispensing gaseous hydrogen and incorporating filling protocols*. Documento que describe las prescripciones necesarias para los puntos de recarga de hidrógeno al aire libre que dispensan hidrógeno gaseoso e incorporan protocolos de llenado.
- 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. En este reglamento se describen las especificaciones técnicas que deben tener las instalaciones que posibilitan la distribución de combustibles gaseosos, desde redes de transporte hasta centros de producción.
- 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. Esta norma tiene como objetivo fijar las prescripciones técnicas para el almacenamiento de los productos químicos establecidos en el Reglamento CE nº 1907/2006 del Parlamento Europeo.

- Real Decreto 2060/2008, de 12 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de equipos a presión y sus instrucciones técnicas complementarias. En este reglamento se establecen los requisitos para la instalación, puesta en servicio, inspecciones periódicas, reparaciones y modificaciones de los equipos a presión.
- 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. Documento en el que se recogen las medidas para el uso de combustibles alternativos con la infraestructura que ello conlleva, dependiendo así, en menor medida, de las importaciones de petróleo.
- 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.

9.1.3 Legislación Regional

En la Comunidad Canaria son de aplicación las siguiente Leyes y Reales Decretos en materia energética:

- REAL DECRETO 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología
- REAL DECRETO 1565/2010, de 19 de noviembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial
- Real Decreto 1614/2010, de 7 de diciembre, por el que se regulan y modifican determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica a partir de tecnologías solar termoeléctrica y eólica.
- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia
- Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos

- Real Decreto-ley 29/2012, de 28 de diciembre, de mejora de gestión y protección social en el Sistema Especial para Empleados de Hogar y otras medidas de carácter económico y social
- Real Decreto-ley 2/2013, de 1 de febrero, de medidas urgentes en el sistema eléctrico y en el sector financiero
- Real Decreto 235/2013, de 5 de abril, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios.
- Real Decreto 238/2013, de 5 de abril, por el que se modifican determinados artículos e instrucciones técnicas del Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios, aprobado por Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio.
- Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética (BOE de 28 de diciembre).
- Ley 14/2014, de 26 de diciembre, de Armonización y Simplificación en materia de Protección del Territorio y de los Recursos Naturales. En esta Ley se planifica y ordena los usos y limitaciones de los territorios y recursos naturales protegidos en Canarias.
- Ley Canaria de Cambio Climático y Transición Energética, de 22 de octubre de 2020 (LCCCTE).

9.2 Estrategias y planes de actuación a nivel regional

El objeto de este análisis es, como ya se expuso, la implantación del hidrógeno como combustible renovable en la isla de Tenerife, por lo que se tendrán en consideración los planes de actuación y estrategias para la transición energética de Canarias.

Para responder a los requerimientos del Acuerdo de París de 2015, en el que se propuso dar respuesta y coordinación internacional para hacer frente a la crisis climática que se vive, España ha creado el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC). En dicho plan se considera que la Comunidad Canaria tiene capacidad para dirigir su propia transición energética, por lo que la Administración General del Estado y el Gobierno de Canarias han elaborado conjuntamente la Estrategia de Energía Sostenible en las Islas Canarias.

La Estrategia tiene como fin último, no solo cumplir con los requisitos recogidos en el PNIEC, sino llegar al objetivo de 0% de emisiones de CO₂ en 2040, diez años antes que el objetivo propuesto para el resto de los países y comunidades.

Se pretende situar así a Canarias como líder en el uso de la generación de electricidad y uso energético con fuentes renovables.

Para organizar la transición y cumplir con la Estrategia, la Dirección General de la Energía ha elaborado el Plan de Transición Energética de Canarias, en adelante PTECan. El plan pretende establecer los pasos a seguir en materia de almacenamiento y generación de electricidad para llegar al mínimo de 58.2% de generación renovable requerido por el PNIEC. Para llevar a cabo esta organización, se ha realizado un modelo de consumo para estimar la demanda eléctrica de las islas en 2030 y 2040, en base a datos históricos y métodos estadísticos. Una vez fijado esto como punto de partida, y teniendo claro los resultados a los que se pretende llegar, en el Plan se contemplan tres Alternativas para llegar a la descarbonización en 2040. En siguientes apartados se continuará explicando el PTECan, ya que se va a emplear como herramienta principal respecto a la que girará toda la simulación que se pretende llevar a cabo y analizar.

Se destaca también que de las 93 unidades de generación de potencia que hay en el archipiélago 47 de ellas ya superan su Vida Útil Regulatoria (VUR). Además, en 2040, todos los equipos que están actualmente en funcionamiento estarán también en este estado, por lo que se considera que este es el momento propicio para realizar un cambio de tales magnitudes.

Para poder alcanzar la descarbonización de las islas en 2040 y cumplir con los objetivos propuestos, se han planteado las siguientes estrategias:

- Estrategia canaria de autoconsumo fotovoltaico sobre edificios.
- Estrategia canaria de almacenamiento energético.
- Estrategia canaria del vehículo eléctrico.
- Estrategia canaria de la geotermia.
- Estrategia canaria de las energías renovables marinas.
- Estrategia canaria de generación gestionable.
- Estrategia canaria del hidrógeno verde.
- Estrategia canaria de gestión de la demanda y redes inteligentes.

A continuación, se describen los planes y estrategia que contemplan el uso del H₂ como agente para el cambio.

9.2.1 Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC 2021-2030)

El PNIEC es un plan elaborado para cumplir con los requerimientos acordados en la Cumbre de París de 2015 con propósito de coordinar una respuesta internacional para hacer frente a la crisis climática actual.

El Plan ha elaborado una serie de medidas con la esperanza de cumplir los siguientes objetivos en el año 2030:

- Reducción de los gases de efecto invernadero (GEI) del 23% respecto al año 1990.
- Llegar al 42% de energías renovables (EE.RR) del total de energía consumida.
- Mejorar la eficiencia energética en un 39,5%.
- Un mínimo de 74% de generación renovable de la producción total de electricidad.

Como objetivo último se ha marcado lograr convertir a España en un país con generación neutra de carbono y producción de electricidad 100% renovable en 2050.

Para llegar a estas cifras, es necesario bajar las emisiones de 340,2 MtCO₂-eq de 2017 a 221,8 MtCO₂ esperadas en 2030. Como medidas para cumplir con este objetivo se ha propuesto una reducción de 36 MtCO₂-eq en el sector de la generación eléctrica, siendo ahora mismo el sector con más emisiones. Reducir la emisión en el transporte en 27 MtCO₂-eq con aproximadamente 5 millones de vehículos 0 emisiones y el uso de biocarburantes avanzados, además de reducir las emisiones de la industria en general en 7 MtCO₂-eq.

Además, se han propuesto varias medidas para promocionar las energías renovables:

Para el desarrollo de nuevas instalaciones renovables, se organizarán subastas para la asignación de un régimen retributivo específico a los instaladores, se fomentará la participación local en proyectos de generación renovable. También, se llevarán a cabo programas para impulsar tecnologías en desarrollo como la undimotriz, y programas específicos para territorios extrapeninsulares, entrando el PTECan dentro de esta categoría.

Se estudiará rigurosamente una gestión de la demanda, el almacenamiento y la flexibilidad de la red. Se adaptarán las redes eléctricas para la integración de fuentes renovables, además de fomentar el autoconsumo con renovables y generación distribuida. También se promocionará el uso de gases renovables,

como el hidrógeno, objeto de este análisis, y se llevarán a cabo programas específicos para el aprovechamiento de la biomasa junto con proyectos singulares y estrategias para la energía sostenible de las islas.

El PNIEC describe diferencia dos escenarios. Un escenario tendencial, en el que no se conciben medidas adicionales a las nombradas anteriormente, para el que se espera que las emisiones en 2030 sean un 5,6% superiores a las de 1990; por otra parte, en el escenario objetivo, en el que sí se contemplan medidas adicionales, se espera que en el año 2030 las emisiones de GEI se reduzcan en un 23% también respecto al año de referencia 1990 [14].

9.2.2 Estrategia Canaria del Hidrógeno Verde

El enorme potencial del hidrógeno como combustible renovable o incluso como almacenamiento energético hace que se considere uno de los pilares de la transición energética que el Gobierno de Canarias quiere llevar a cabo. Tal es su importancia que se ha creado una estrategia exclusiva en torno a este activo, llamada Estrategia Canaria del Hidrógeno Verde, ECHV en adelante.

El nombre de esta estrategia se debe a que la producción de hidrógeno en las islas se pretende llevar a cabo con electricidad producida exclusivamente por fuentes renovables.

El sector con más atractivo para liderar la implantación del H₂ es el de la movilidad, en especial la movilidad terrestre por su proximidad a una posible rentabilidad de la inversión. El parque móvil de cero emisiones crece anualmente gracias a los coches eléctricos y de pila de combustible. Estos últimos son vehículos eléctricos alimentados por una batería electrolítica en la que, a partir de hidrógeno y con oxígeno captado de la atmósfera, se produce calor y electricidad. Como el hidrógeno se va consumiendo para formar moléculas de agua, la cual es la única emisión de estos coches, es necesario cargarlos cada cierto tiempo. Esta recarga, aunque algo más larga que el repostaje de los coches de combustibles fósiles, es enormemente más pequeña que la que necesitan los coches de batería. Se ha conseguido entonces crear un automóvil libre de emisiones contaminantes y con tiempos de recarga inferiores a 15 minutos.

El principal problema de este tipo de vehículos es la elevada presión a la que se tiene almacenar el hidrógeno. Debido a su baja densidad, para que el automóvil tenga una autonomía competitiva, el combustible se almacenará a 700 bares para vehículos ligeros. Esta compresión eleva sustancialmente el

coste del hidrógeno como producto final para ser repostado directamente en estaciones de servicio, aunque no por ello es inviable.

A pesar de ello, este sistema de propulsión puede tener un futuro más prometedor en los vehículos pesados, como autobuses o camiones. Estos automóviles, al ser de mayor tamaño, tienen más espacio de almacenamiento, por lo que la presión a la que se guardaría el hidrógeno descendería a 350 bares, valores bastante más razonables. De esta forma se conseguiría un parque móvil de vehículos pesados cero emisiones, algo imprescindible si se quiere llegar a la descarbonización, y más aun teniendo en cuenta la cantidad de partículas y emisiones contaminantes que producen los motores diésel habitualmente montado en este tipo de vehículos.

La navegación marítima y aérea también se vería sumergida en esta nueva tecnología del hidrógeno, esta vez con combustibles sintéticos obtenidos a partir de este elemento.

Para propulsar el transporte marítimo interinsular se propone el uso de amoniaco líquido (NH_3). La necesidad de optimizar el espacio en los buques y la gran superficie necesaria para almacenar H_2 gaseoso o las dificultades tecnológicas que entrañaría almacenarlo licuado hacen que la propulsión de los barcos sea inviable con este combustible. Sin embargo, captando nitrógeno de la atmósfera y mezclándolo con el hidrógeno producido se puede obtener amoniaco, el cual no produce CO_2 en su combustión y se puede conservar en estado líquido a -33°C o a 9 bares de presión.

En el caso del transporte aéreo, la opción que se contempla es la producción de queroseno sintético mediante el proceso Haber-Bosch. El combustible quemado sería el mismo, el cual produce CO_2 , pero esta producido de manera sostenible con biogás o biomasa.

La re-electrificación del hidrógeno es la siguiente alternativa contemplada en esta estrategia. Se cree que esto puede ser realmente útil en localización aisladas de la red de distribución eléctrica, como pueden ser los espacios naturales protegidos de la isla, donde no está permitido el tendido eléctrico. En el sector turístico, especialmente los hoteles con redes centralizadas también puede haber una buena acogida de la electrificación por medio de hidrógeno. Teniendo en cuenta la posibilidad de generar tanto electricidad como calor por medio de la pila electrolítica, la cogeneración en este tipo de redes podría ser una alternativa interesante para reducir la huella de carbono de este sector. En ambos casos, se considera que la opción más viable es el suministro del gas mediante camiones cisterna o botellas de hidrógeno, ya que se pretende

distribuir la producción de hidrógeno en 6 puntos, empezando por 2 situaciones distintas en la isla para el año 2030, todas ellas próximas a instalaciones de potencia renovables.

La re-electrificación a gran escala también se considera en esta estrategia, usando equipos como motores y turbinas de hidrógeno. Debido a la alta temperatura de llama de este compuesto, las turbinas deben estar preparadas para usar este combustible. Otra opción es usar combustible mixto, con gas natural y hasta un 30% de H₂ en volumen. Esta modificación se puede llevar a cabo en la mayoría de las turbinas simplemente cambiando la cámara de combustión y el difusor para adaptar el equipo a las nuevas temperaturas y reducir el gradiente térmico. Como el hidrogeno tiene una densidad tan baja, la cantidad de gas natural sustituido por H₂ es bastante pequeña, por lo que la inversión que conlleva no vale la poca disminución que hay en las emisiones de CO₂.

Se espera poder implantar en el futuro equipos de potencia que funcionen con mayores concentraciones de hidrógeno, como los que ya se están usando en San Roque, Gibraltar, o en la central térmica de Fusina en Italia. Sin embargo, este uso del H₂ se contempla en la ECHV como tercera opción, estando por delante la transformación del parque móvil del archipiélago y la electrificación de red aisladas.

Finalmente, se considera el posible uso del hidrógeno como almacenamiento de energía. En horas de bajo consumo se podría alimentar los electrolizadores para producir H₂, almacenarlo en depósitos geológicos naturales y posteriormente consumirlo en pilas o motores y turbinas de hidrógeno [13].

9.2.3 Estrategia canaria de almacenamiento energético

El almacenamiento energético se ha considerado como un pilar fundamental para lograr la descarbonización sin que se vea afectada la operabilidad de la red de distribución eléctrica. Basar todos los sistemas de producción de electricidad en algo tan variable como el clima, como es el caso de la generación eólica y solar, significa que la producción eléctrica podría no ser constante, dejando el sistema en ocasiones sin la electricidad suficiente para cubrir la demanda. Para paliar este efecto inadmisibles, se ha propuesto el uso de diversos tipos de almacenamiento de energía y de esta forma estabilizar la producción de electricidad.

La Estrategia diferencia entre tres tipos de almacenamiento, el almacenamiento de autoconsumo, a nivel usuario; el almacenamiento distribuido en las subestaciones eléctrica, y el almacenamiento a gran escala.

El almacenamiento de autoconsumo está basado fundamentalmente en el uso de placas solares fotovoltaicas y baterías para almacenar energía electroquímica cuando no la requiere el usuario. En la siguiente imagen se muestra la estimación de la capacidad de este tipo de almacenamiento en 2030, separado por comarcas de la isla.

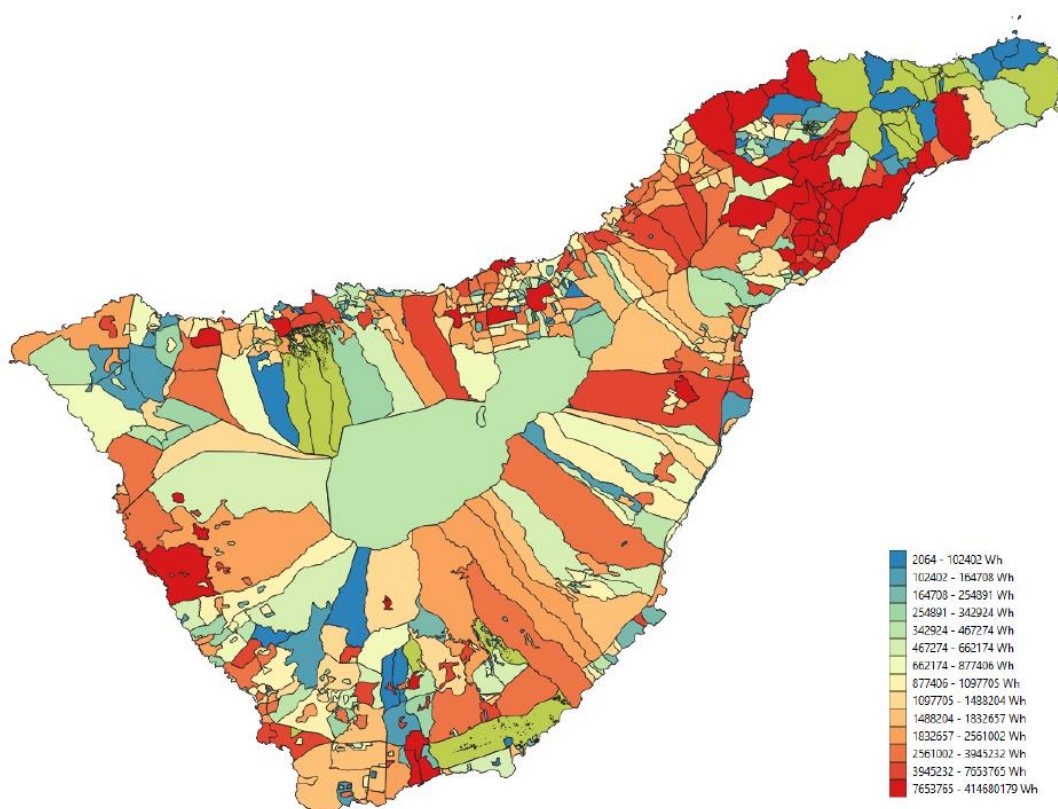


Fig. 7: Distribución de almacenamiento a nivel de usuario por comarcas [15].

En Tenerife actualmente hay 38 subestaciones eléctricas distribuidas en forma de anillo a lo largo de todo el perímetro de la isla. Se estima que el 80% de la generación renovable estará distribuida entre 8 de estas, por lo que serían puntos estratégicos para situar equipos de almacenamiento. Es en este rango donde se empieza a contemplar el uso del hidrógeno como almacenamiento de energía o vector energético, especialmente con el uso de pilas electrolíticas.

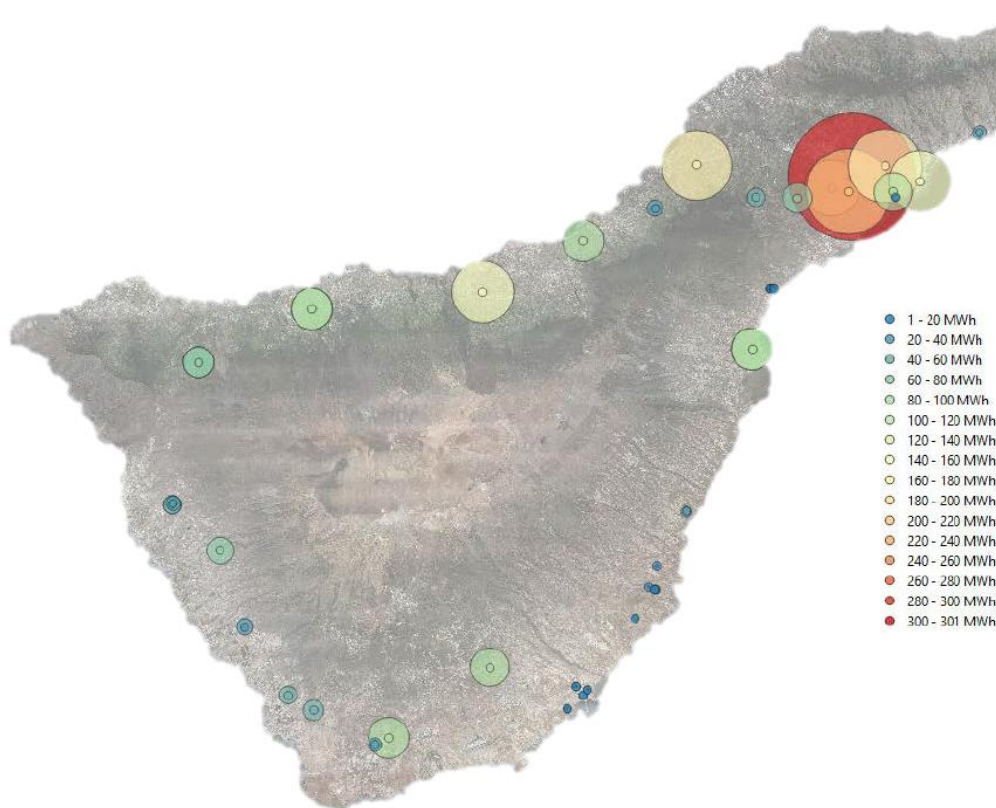


Fig. 8: Distribución de subestaciones eléctricas con almacenamiento de energía [15].

Para el almacenamiento a gran escala, la opción por la que más se apuesta es por el hidrobombeo. Según estudios realizados, se han detectado hasta 20 posibilidades de este tipo de almacenamiento empleando balsas o presas existentes, sin embargo, solo 6 de ellas superan la capacidad de Gorona del Viento, en el Hierro. Las más prometedoras son El Tanque-Sibora, con una capacidad estimada de 2460 MWh y Chira-Soria con 3200 MWh.

La construcción de este tipo de infraestructura conlleva un despliegue de fondos y personal muy considerable, tanto que no se espera que estas dos instalaciones nombradas estén operativas en 2040 para cumplir con el plazo contemplado en el PTECan. Por esa razón, se cree que el hidrógeno podría ser un buen sustituto temporal para el almacenamiento a gran escala, siendo almacenado en cavernas naturales o convertido en combustible sintético para su posterior quema en equipos de potencia [15].

9.2.4 Estrategia canaria de generación gestionable

Esta estrategia también considera el hidrógeno como agente con potencial para lograr la generación gestionable, principalmente como combustible de turbinas de gas. Actualmente hay instalaciones que funcionan con turbinas de gas que emplean combustible con 32% de concentración en volumen de H_2 , como la

central de San Roque en Gibraltar, o incluso concentraciones que llegan hasta el 90% de H₂ como en la refinería Daesan en Corea del Sur, que lleva más de 20 años funcionando. Esta estrategia de mezclar hidrógeno con combustible se conoce como *blending* (“mezclado” en inglés).

Las razones por las que no se usa hidrógeno puro como combustible son puramente tecnológicas, debido a sus propiedades físicas, es un elemento que presenta ciertas dificultades para su explotación. Su poder calorífico es de los más elevados conocidos. Tiene una densidad energética del doble que la del metano, sin embargo, en términos volumétricos se reduce a 1/3 de la de este. Además, es bastante más inflamable, por lo que son necesarias mayores medidas de seguridad.

Las turbinas de gas actuales pueden ser adaptadas para funcionar con *blending* con concentraciones de hasta 30% de H₂. Para un mayor uso del hidrógeno, las adaptaciones también tendrían que llevarse a cabo en la red de gas y en el balance de la planta.

Hoy en día hay numerosas tecnologías para desarrollar turbinas de gas con hidrógeno como combustible:

- *Dry Low Emission* (DLE): Solo para concentraciones menores a 5% de H₂.
- *Dry Low NOx* (DLN): Se llega hasta el 30% de concentración de hidrógeno.
- Cámara de combustible de boquilla múltiple: se realiza un premezclado de metano con H₂, llegando a una proporción de hasta 20/80 por ciento respectivamente.
- Cámara de combustión *multi-cluster*
- Cámara de combustión por difusión: Teóricamente con esta tecnología se podría conseguir concentraciones de hasta 100% de H₂. Por otra parte, la combustión por difusión y las diferentes concentraciones de combustible en el aire de la cámara haría que la combustión no fuese homogénea, por lo que aparecerían de forma inevitable óxidos de nitrógeno [16].

También hay otros aspectos a tener en cuenta para estudiar la viabilidad del uso de turbinas de hidrógeno producido de forma local y renovable. Este tipo de infraestructuras tendría ciertos requerimientos de consumo de energía, superficie, almacenamiento y presiones de trabajo. En la siguiente imagen se muestra una tabla de los requerimientos que conlleva la implantación de

una turbina de hidrógeno de 45 MW de potencia, como la que hay actualmente en la central térmica de Granadilla.

Requerimientos del sistema para disponer de una turbina de gas de hidrógeno de 45 MW									
Elemento del sistema	Horas teóricas equivalentes de producción de la turbina de gas								
	1.000 h	2.000 h	3.000 h	4.000 h	5.000 h	6.000 h	7.000 h	8.000 h	8.760 h
Turbina de Gas 100% Hidrógeno									
Energía térmica consumida (GWh)	131	263	394	526	657	788	920	1.051	1.152
Energía eléctrica producida (GWh)	44	88	132	176	220	264	308	352	386
Eficiencia a plena carga	33,5%								
Consumo de hidrógeno (tH ₂ /año)	3.840	7.680	11.520	15.360	19.199	23.039	26.879	30.719	33.657
Área ocupada por turbinas (m ²)	100								
Necesidades de producción de hidrógeno									
Potencia total de electrolizadores (MW)	27	54	81	109	136	163	190	217	238
Nº Electrolizadores (300 Nm ³)	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Área ocupada por electrolizadores (m ²)	540	810	1.080	1.350	1.620	1.890	2.160	2.430	2.700
Consumo de energía eléctrica (GWh/año)	224	447	671	894	1.118	1.342	1.565	1.789	1.960
Consumo de agua (dam ³ /año)	60	120	181	241	301	361	421	482	528
Capacidad de almacenamiento									
Capacidad de almacenamiento - 5 días (m ³)	2.277	4.553	6.830	9.106	11.383	13.659	15.936	18.213	19.954
Número de depósitos según tipo señalado	21	43	64	86	107	129	150	172	188
Área ocupada por almacenamiento (m ²)	966	1.932	2.899	3.865	4.831	5.797	6.763	7.730	8.469
Parque de generación renovable asociado									
Potencia eólica (MW)	92	184	276	368	460	552	644	736	816
Producción eólica (MWh)	179	358	537	716	894	1.073	1.252	1.431	1.568
Potencia fotovoltaica (MW)	29	57	86	114	143	172	200	229	251
Producción fotovoltaica (MWh)	45	89	134	179	224	268	313	358	392

Fig. 9: Requerimientos del sistema para disponer de una turbina de H₂ de 45 MW [16].

Se puede observar que, independientemente de las horas de funcionamiento, de la energía eléctrica consumida para producir el hidrógeno solo se podría extraer un 33,5% de electricidad, dejando la ineficiencia del proceso en casi un 70%. Tratándose de una tecnología joven y con mucho potencial, se espera una mejor de estas cifras a medida que se vaya haciendo más familiar en el mundo de la generación eléctrica.

10. PROCESOS PARA PRODUCCIÓN DE H₂

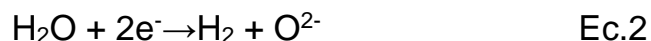
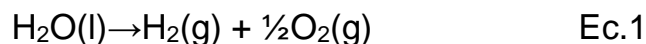
10.1 Obtención del agua de mar

Un requisito indispensable es que la instalación se encuentre en la costa, ya que se va a usar agua de mar como materia prima. Se bombeará agua desde el mar hasta una desaladora de osmosis inversa, pasando además por diversos filtros para eliminar residuos que pueda obstruir los equipos o bajar la calidad del agua.

10.2 Electrolisis

Siguiendo con la red de obtención de hidrógeno, el agua desalada y filtrada llegará a un electrolizador. En el interior de este equipo se da una reacción

electroquímica entre un ánodo y un cátodo sumergidos en un electrolito, que separa la molécula de H_2O en H_2 y O . Se trata de una reacción en la que el hidrógeno presente en la molécula de agua se va hacia el ánodo, donde equilibra sus dos cargas positivas con dos electrones, mientras que el oxígeno que se ha quedado cargado negativamente se va al cátodo, separando así los dos elementos [17].



En la actualidad hay varios tipos de electrolizadores, cada uno basado en un proceso físico o químico distinto. Los más comercializados son: los AEL (Alkaline Electrolysis), en los que se usa una solución alcalina acuosa como electrolito, y los PEM (Proton Exchange Membrane), basados en una membrana de intercambio de protones [17].

Para el uso de pilas electrolíticas como fuente de calor o para cogeneración (CHP), la tecnología usada dependerá del rango de temperatura al que se desee llegar. Para temperaturas de 45° a 90°C se usarán pilas PEM, mientras que para mayores demandas de calor se usarán otras tecnologías como la electrólisis alcalina, aunque estas tengan menor eficiencia eléctrica.

10.3 Tratamiento de H_2 gaseoso

Una vez el hidrógeno ha salido del electrolizador (gas), puede seguir varios caminos.

10.3.1 Almacenamiento de H_2 gaseoso

El gas es almacenado o llevado a la red de distribución de gas si se tuviese. Cabe mencionar que, en este caso, los depósitos usados para H_2 gaseoso serán depósitos desarrollados para tal fin, con intención de disminuir al máximo la posible difusión del elemento. El almacenamiento del hidrógeno en este estado es más problemático y aparatoso. Debido a la baja densidad del elemento, se necesitan volúmenes muy grandes para almacenar una masa considerable. Además, el tamaño de la molécula hace que sean frecuentes las fugas y difusiones del elemento, por no mencionar las enormes presiones a las que se tiene que llevar el gas, de 250 a 700 bares. Esta presurización conlleva un consumo de electricidad poco despreciable.

La presión de almacenamiento dependerá fundamentalmente del uso que se le vaya a dar al gas. Para vehículos ligeros donde el espacio es reducido el hidrógeno se almacenará hasta a 700 bares, mientras que para vehículos grandes donde se puede instalar depósitos mayores la presión se podrá reducir, habitualmente hasta 350 bares. Esto conlleva un menor coste de compresión que se puede reflejar en el precio final que tendrán que pagar los conductores de este tipo de vehículos, frente a los usuarios de vehículos ligeros propulsados también por pila de combustible.

10.3.2 Compresión y almacenamiento de H₂ líquido

El hidrógeno líquido (habitualmente LH₂) es un combustible usado por la NASA desde hace décadas para propulsar las naves en el espacio. Tiene la ventaja de ocupar mucho menos espacio que su estado gaseoso, por lo que se reducen notablemente los tamaños de los depósitos. Sin embargo, para mantener el H₂ en estado líquido a presión ambiental es necesario mantenerlo a -252°C aproximadamente. Esto se conoce como licuefacción criogénica y también es un proceso costoso y que no se suele usar en la industria por su complejidad.

10.4 Producción de amoníaco sintético

Debido a las complejidades expuestas anteriormente para usar el hidrógeno como combustible en la movilidad marítima interinsular se ha tenido que idear una alternativa para conseguir propulsar los buques de una forma sostenible. La opción más viable con la que se ha dado es con la producción de amoníaco (NH₃) sintético.

Se pretende emplear el H₂ producido por electrolizador junto con nitrógeno captado de la atmósfera para mezclarlos y llevar a cabo el proceso Haber-Bosch. Este proceso consiste en mezclar ambos gases en una cámara para elevar su presión hasta 300 bares y su temperatura a 500°C. En estas condiciones los dos compuestos reaccionan, produciendo como resultado amoníaco.

El amoníaco tiene una serie de ventajas que lo hacen idóneo para este fin. No se trata de un elemento explosivo, tiene mayor densidad energética en volumen que el H₂, su transporte y almacenamiento requiere condiciones más asequibles, y es fácilmente licuable. A pesar de esto hay que tener en cuenta que también es un compuesto altamente tóxico, requiere formación adicional para su manipulación y su combustión genera óxidos de nitrógeno [13].

10.5 Producción de queroseno sintético

El queroseno es el principal combustible usado en el sector aéreo en las islas, tanto para vuelos nacionales e insulares como para internacionales. El precio de las modificaciones que habría que hacerles a los aviones para funcionar con otro combustible y el alto consumo de estos, hace que la sustitución del queroseno aún no esté sobre la mesa.

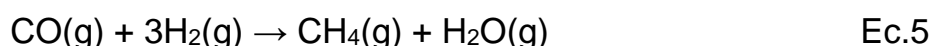
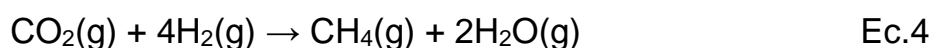
Sin embargo, la alternativa propuesta ha sido producir queroseno de forma sintética a partir del hidrógeno electrolizado localmente mediante el proceso Fischer-Tropsch. Esto no implicaría una reducción en las emisiones ya que el queroseno es un hidrocarburo con CO₂ como producto de su combustión, pero sí que se estaría obteniendo de forma sostenible y no a partir de yacimientos de petróleo. Por otra parte, para producir este combustible de forma sintética es necesario captar CO₂ de la atmósfera u otra fuente carbono, por lo que se considera que sus emisiones de carbono son neutrales.

Para llevar a cabo esta producción es necesario un reactor Fischer-Tropsch, el cual convierte la mezcla de H₂ y CO₂ en aceite lubricante sintético y combustible sintético. Mediante un reformado catalítico de los productos de esta síntesis se puede obtener combustibles pesados como diésel o queroseno.

En esta estrategia solo se contempla el uso de este combustible en trayectos interinsulares, por lo que aún queda trabajo de investigación para llegar a la descarbonización del sector aeronáutico [13].

10.6 Producción de metano sintético

Es una alternativa algo más compleja a la síntesis de amoníaco sintético. Para este proceso el H₂ reacciona con una fuente de carbono, habitualmente CO₂ o CO creando metano (CH₄) sintético. La transformación se da gracias a una reacción bien conocida en el mundo de la ciencia ya que incluso los seres humanos la llevamos a cabo en la digestión anaeróbica. Dicha reacción se denomina reacción de Sabatier y será de las siguientes maneras en función de si se usa monóxido o dióxido de carbono [17]:



Es una reacción exotérmica que se da entre los 200°C y 450°C^o en función de la presión de la transformación. (P.ej.; Para una conversión del 98% de CO₂ es necesario una temperatura de 225°C si se encuentra a 1 bar, mientras que, si

se eleva su presión a 20 bares, la temperatura necesaria será unos 300°C) [17]. Se demuestra entonces la importancia de controlar la temperatura del proceso, por lo que se puede plantear el uso de parte del agua desalada para la electrólisis como medio de evacuación de calor.

El mezclado de los gases y reacción de estos se hará en un tipo de depósito denominado digestor o reactor de Sabatier, siendo este un depósito con paredes revestidas de níquel que actúa como catalizador de la reacción.

La fuente de carbono puede ser biogás producido de la degradación de biomasa, siendo esta una fuente renovable. También se estudia la posible captura de CO₂ de otros procesos industriales, al igual que para la producción de queroseno sintético [13].

11. SIMULACIONES

11.1 Programas usados

Para realizar esta simulación se han usado dos programas:

Microsoft Office Excel para recoger los datos históricos almacenados y proporcionados por Red Eléctrica de España, con el objetivo de tratar los mismos de forma que sea posible la elaboración de tablas y gráficos con los que comparar los datos de consumo de nuestro actual sistema energético, con respecto al que se quiere llegar en 2030.

EnergyPLAN – Advanced Analysis of Smart Energy Systems, se trata de un programa de simulación de uno o varios sistemas energéticos a nivel regional. Se pueden simular simultáneamente centrales térmicas de generación eléctrica, plantas de gas centralizado o redes de combustible para transporte y otras funciones. Este programa está desarrollado por el Equipo de Investigación de Planificación de Energía Sostenible de la Universidad de Aalborg para diseñar y simular sistemas energéticos del futuro, ya que en él se han considerado el uso de combustibles sintéticos y la compatibilidad entre sistemas de generación de electricidad renovables y no renovables. Además, es capaz de hacer estudios socioeconómicos del supuesto sistema estudiado en función de los datos de precio, consumo o país en el que se encuentren las infraestructuras.

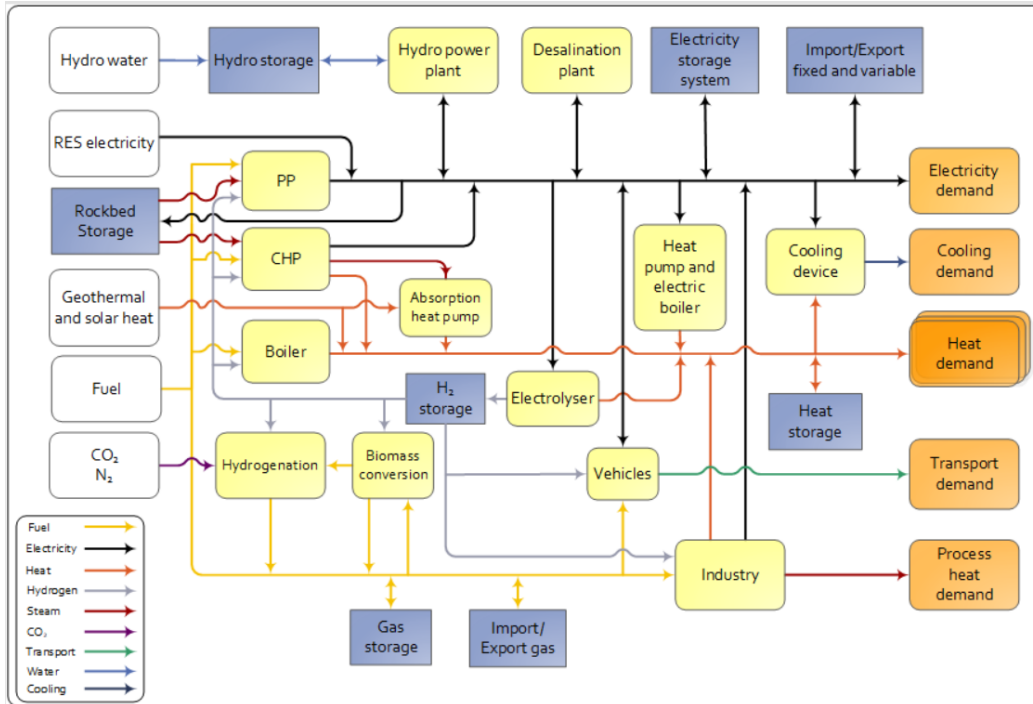


Fig. 10: Diagrama de flujo de los diferentes sistemas considerados por el programa. EnergyPLAN.

En la imagen 12 se observan todos los procesos que puede considerar el programa y como están relacionados entre ellos. Se puede ver que cuenta con distintas fuentes renovables y tecnologías modernas como el uso del hidrógeno, por lo que este programa es adecuado para proyectar infraestructuras energéticas con gran carácter renovable.

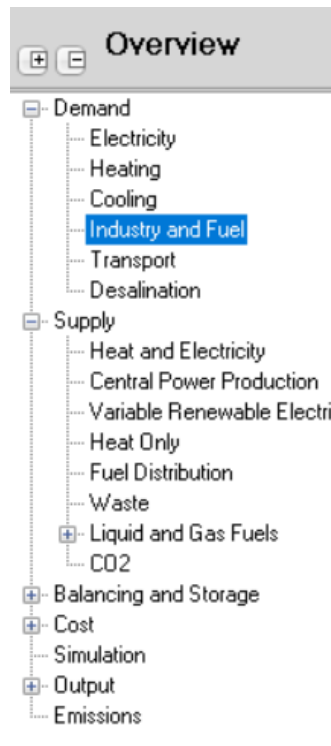


Fig. 11: Listado de las pestañas de entrada de datos. Fuente: EnergyPLAN.

En la figura 13 se observa el menú de entrada de datos del sistema energético que el programa es capaz de analizar. EnergyPLAN contempla dentro de un *Smart Energy System* (sistemas energéticos inteligentes) demanda de electricidad, calefacción, refrigeración, demanda industrial y combustibles varios, transporte y desalación como consumidores finales de la energía producida.

Para cubrir la demanda energética, dentro de estos sistemas se consideran centrales de cogeneración (*Heat and Electricity*), centrales térmicas convencionales (*Central Power Production*), diversas fuentes de EE.RR (*Variable Renewable Electricity*), producción exclusiva de calor (*Heat Only*) y combustibles líquidos y gaseoso que pueden o no ser sintéticos (*Liquid and Gas Fuels*).

Una vez introducidos todos los datos el programa crea un modelo de consumo en función de un fichero de distribución de consumo horario, y a partir de él hace los cálculos necesarios para satisfacer la demanda usando las fuentes de energía contempladas en cada análisis que se quiera realizar.

Cuando se ha realizado la simulación, como resultado se expone el consumo medio mensual simulado durante un año, así como otros destinos de la energía (un electrolizador, por ejemplo) y cómo se ha distribuido el suministro eléctrico entre las fuentes de energía.

El programa es capaz de estimar el coste aproximado de operación de los distintos equipos contemplados. Para esta función es necesario introducir una base de datos de precio de combustibles y materias primas necesarias para la producción de electricidad. Estos datos varían de un país a otro además del posible cambio de divisa, por lo que no se podría usar ficheros genéricos para esta función.

Finalmente, una función con mucho atractivo es la de estimación de las emisiones contaminantes según los procesos que se consideren en el sistema energético propuesto. Esta función se basa en datos conocidos de emisiones de los actuales procesos, por lo que se hace una estimación con datos históricos.

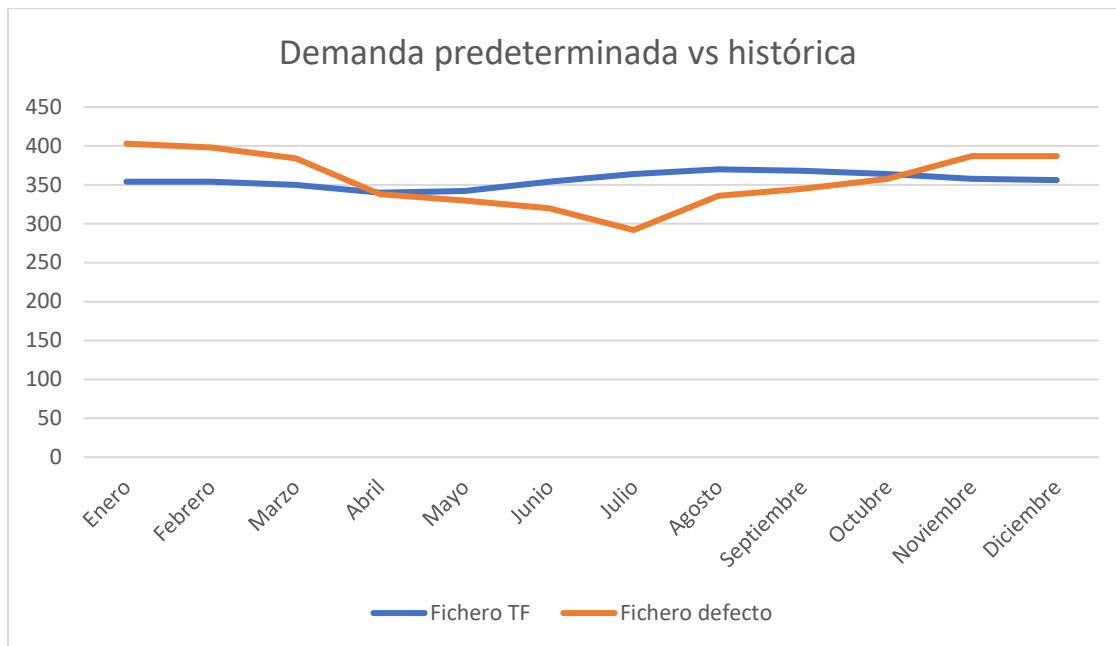


Fig. 12: Modelo de demanda creado por EnergyPLAN con demanda histórica de Tenerife versus con demanda predeterminada. Elaboración propia.

Como se puede observar en la imagen anterior, el fichero de consumo por defecto que tiene el programa sigue una demanda típica de una región del centro-norte de Europa. En estos países más septentrionales, el consumo en los meses de verano baja considerablemente. Esto se debe a que, gracias a las subidas de temperaturas, la población demanda menos energía para calentar hogares o establecimientos, además del mayor número de horas de luz natural con el que cuentan en comparación con otras épocas del año.

Posteriormente, durante el otoño, con la bajada de las temperaturas y la disminución de las horas de luz, se observa como el consumo de electricidad empieza a subir debido a la mayor necesidad de alumbrado y los primeros usos de elementos para confort térmico, como estufas eléctricas o suelos radiantes. A medida que avanza el invierno y descienden la temperatura, el número de este tipo de equipos y sus horas de uso van aumentando, como se refleja en el consumo del gráfico.

Por el contrario, en Tenerife, donde las horas de luz son numerosas a lo largo de todo el año, el pico de consumo se observa en el mes de agosto. Analizando la situación de la isla y su identidad de destino turístico cálido, hacen que los meses de verano sea cuando más masificada esté esta. El aumento de actividad turística trae consigo un mayor consumo energético en hoteles y el sector de la restauración en general, y es lo que se pone de manifiesto en la figura 14.

Se puede observar de una forma clara que el uso del fichero de consumo predeterminado por el programa sería erróneo para una región con las características climáticas y socioeconómicas de Tenerife, más aún si se tiene en cuenta que el pico de consumo real en la isla se da cuando el modelo predeterminado describe el mínimo de demanda.

11.2 Plan de Transición Energética de Canarias

Como se explicó anteriormente, el Plan de Transición Energética de Canarias (PTECan) es la hoja de ruta que pretende seguir la Comunidad Canaria para llegar a la descarbonización total en 2040. Para organizar debidamente dicho plan, se ha partido desde los datos actuales y se ha realizado una modelización energética del estado actual y del que se quiere conseguir. Se ha estimado la demanda energética de cada isla y del archipiélago en general, basándose en factores determinantes como el Producto Interior Bruto (PIB), el crecimiento de la población, el precio de los combustibles, el cambio climático y los datos históricos de consumo.

El PTECan contempla 3 alternativas para llegar al objetivo de 0 emisiones en 2040, todas ellas basadas en diferentes estrategias para maximizar la penetración de las EE.RR, como son los estudios de estabilidad, la mejora de la predicción energética, la gestión de la demanda, el almacenamiento energético y la generación de energía distribuida en varias fuentes y tecnologías. El sistema energético propuesto es el mismo para todas las opciones. Principalmente varían los plazos de actuación y valores técnicos como la capacidad de almacenamiento o la cantidad de potencia desarrollada por las centrales térmicas convencionales.

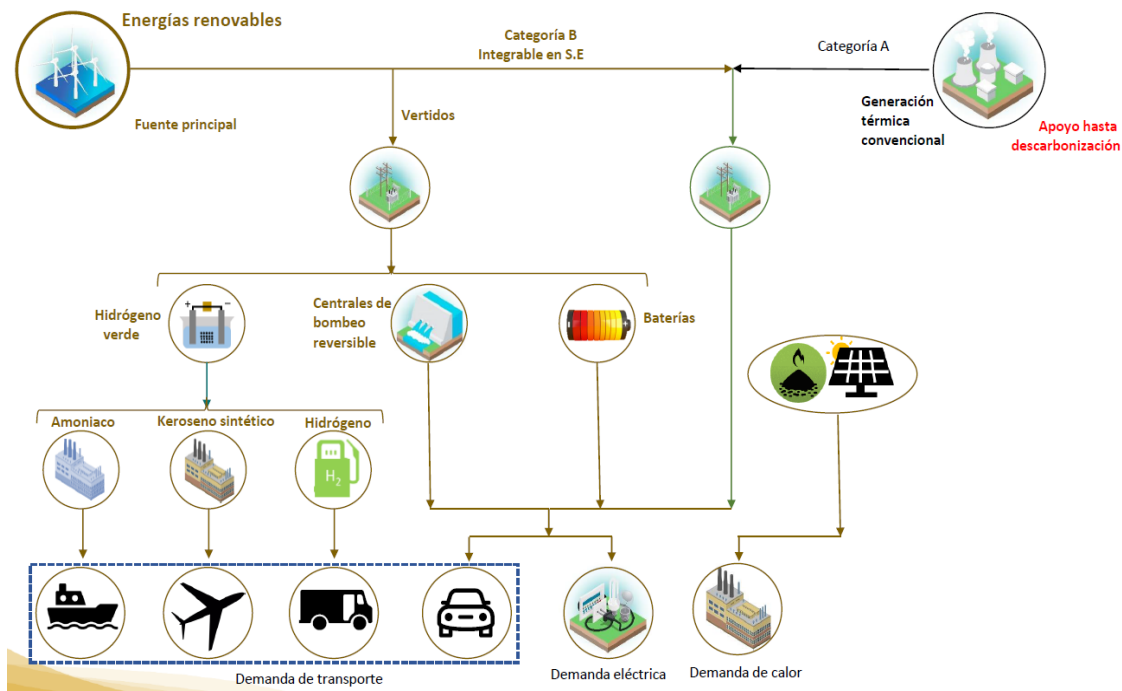


Fig. 13: Esquema del sistema energético propuesto por el PTECan. Fuente: Documento de presentación del PTECan.

La Alternativa 0 no es en realidad viable para lograr el objetivo propuesto y solo es considerada a nivel de planificación de las empresas y organismos. Tendría un aumento de la inversión tendencial y aspiraría a llegar a los 961, 75 MW de potencia eléctrica por EE.RR y a 2476 MW por energía térmica convencional. Esto significa que un 28% de la potencia total sería obtenida por medio de energías renovables y este valor no cumple con el requerimiento del PNIEC de llegar al menos al 58.2% de la generación.

La Alternativa 1 propone un aumento lineal de la inversión para llegar a 2030 con un sistema dotado de 4689 MW de generación por EE.RR, 1210 MW obtenidos a partir de centrales térmicas convencionales y un almacenamiento energético de 7891 MWh.

Finalmente, la Alternativa 2 opta por priorizar las soluciones tecnológicas que estén más próximas a su rentabilidad. No hay que olvidar que gran parte de la inversión contemplada para la transición provendría de empresas privadas, por lo que la rentabilidad se convierte en un aspecto importante. Con esta alternativa se espera generar 3410 MW con energía renovable, 1440 MW con energía térmica convencional, llegar a una capacidad de almacenamiento de energía de 4339 MWh. Además, se espera que el uso final de la energía sea de un 63% de origen renovable y que, del total de producción eléctrica, más del 90% también provengan de este tipo de fuentes.

La Alternativa 2 se considera que es la más razonable por diversos motivos. Principalmente porque tiene unos tiempos de actuación más holgados, siendo este un factor importante debido a la necesidad de cumplir con la normativa vigente que conlleva un cambio a esta escala. Además, la inversión total se reduce en 1403 millones de euros comparado con la Alternativa 1.

Siguiendo el camino propuesto por la Alternativa 2 se estima que la eficiencia energética mejoraría hasta el 27%, que las emisiones de gases de efecto invernadero respecto al 2010 (requerimiento del PNIEC) se verían reducidas hasta en un 37%, y que el 29% del uso total de la energía sería de origen renovable, dentro del cual, el 62% de la electricidad generada sería también de fuentes sostenibles. Esto cumple con creces el mínimo de 58.2% de generación renovable proyectado por el PNIEC.

Por lo expuesto anteriormente, se seguirá el camino de la Alternativa 2 para realizar la simulación con EnergyPLAN del sistema energético propuesto.

Tabla III: Parque de generación de Tenerife en 2030 (MW) [9]

Generación Térmica	677,1
Turbina de Hidrógeno	10
Eólica On-shore	568,5
Eólica Off-shore	130
Fotovoltaica On-shore	343,2
Fotovoltaica flotante	10,8
Fotovoltaica autoconsumo	230,7
Hidráulica	2,4
Geotérmica	20
Biomasa	7
Undimotriz	2
Total	2001,7

En la tabla superior se observa la potencia esperada por cada tipo de energía capaz de producir electricidad en Tenerife para el año 2030. Estos datos serán usados a continuación para la simulación.

Los datos de consumo de hidrógeno por el parque automovilístico de Tenerife estimado para 2030 entran en conflicto entre los dos principales documentos que resumen la estrategia para la transición energética y el uso del hidrógeno. La Estrategia Canaria del Hidrógeno Verde estima un consumo dedicado a movilidad terrestre de 10985 toneladas de H₂, mientras que en el PTECan se estima una cifra más conservadora, unas 2600 toneladas.

Los tiempos de actuación necesarios para cambios de esta magnitud son bastante grandes. Considerando que el año 2030 es dentro de 8 años, y que la ECHV estima que se dispondrán de más de 2500 vehículos de hidrógeno para dicho año, cifra bastante optimista teniendo en cuenta el esfuerzo económico que habría que hacer para la compra de este tipo de vehículos, se usará el dato de las 3200 toneladas ofrecido por el PTECan por ser más razonable y tener más probabilidades de ser alcanzado.

11.3 Parámetros de entrada

Los datos de entrada considerados por la simulación van desde el consumo anual estimado en Tenerife, hasta la máxima potencia considerada que pueden desarrollar los parques eólicos y las granjas fotovoltaicas de la isla.

Todas las variables que ha necesitado el programa para realizar la simulación han sido obtenidas de los valores expuestos en la Alternativa 2 del PTECan o en su defecto en la Estrategia Canaria del Hidrógeno Verde.

El primer parámetro que se debe introducir es la demanda eléctrica. El modelo energético en el que se basa la ECHV estima que para 2030, Tenerife demandará 3,13 TWh, por lo que se introducirá dicho valor en la casilla *Electricity Demand* en *Demand>Electricity*. Además, se ha introducido el fichero de texto con la distribución de la demanda del año 2019, facilitado por REE. Esto implica que el programa recreará un modelo de consumo siguiendo el patrón de Tenerife del año nombrado. Se ha escogido este año debido a que es el último en el que no hubo efectos de la pandemia, por lo que podría ser el modelo más representativo para la futura realidad.

El siguiente dato para introducir es la demanda de combustible destinado íntegramente a movilidad. Al ser el hidrógeno un combustible que se puede producir en las islas y no hay necesidad de importarlo, será el considerado

como “demandado” ya que de esta manera el programa sabe que hay que invertir energía en producir H₂. Aunque, obviamente, también habrá demanda de combustibles fósiles para el parque móvil, no se tendrá en cuenta para la simulación ya que en términos energéticos no afecta a la demanda de electricidad y el EnergyPLAN solo contempla este dato para el balance del estudio económico.

En el PTECan se estima que en año 2030 habrá una demanda anual de 9260 toneladas de Hidrógeno solo en la isla de Tenerife. De dicha cantidad, 2600 toneladas irían destinadas a movilidad terrestre, 4400 toneladas se usarían para transporte marítimo interinsular, 1000 toneladas se invertirían en transporte aéreo, y el resto, aproximadamente 1200 toneladas, se destinarían a electrificación. A excepción de la movilidad terrestre, las estimaciones consideradas en la ECHV son iguales.

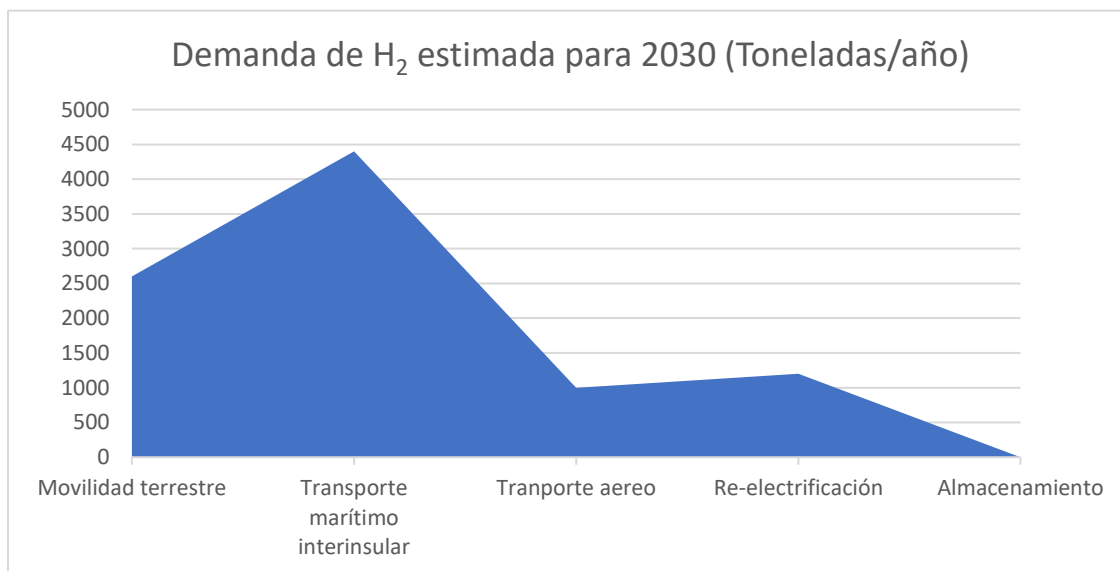


Fig. 14: Demanda de H₂ en Tenerife por sectores [9].

Cabe destacar que, a pesar de la capacidad del H₂ de almacenar energía, el Gobierno de Canarias ha optado por almacenar esta con tecnologías menos problemáticas, destinando todo el hidrógeno producido a su consumo inmediato o almacenamiento a pequeña escala para la re-electrificación.

Para introducir estos datos en el programa, es necesario hacer una conversión a términos energéticos, ya que el programa pide que se introduzca en TWh.

Según el Instituto Nacional de Hidrógeno, 1 kg de H₂ tienen una capacidad energética de 33,3 kWh. Si en el nombrado año 2030 se estima una demanda de 8000 toneladas destinadas a transporte y movilidad en general, habrá un consumo de 0.266 TWh de H₂ solo en este sector.

Diego Gutiérrez Quintana

Memoria descriptiva

$$1 \text{ kg de } H_2 = 33,3 \text{ kWh}$$

Ec.7

$$1 \text{ tonelada} = 1000 \text{ kg}$$

Ec. 8

$$1 \text{ kWh} = 1 \cdot 10^{-9} \text{ TWh}$$

Ec.9

$$8000 \text{ toneladas } H_2 \cdot 33300 \frac{\text{kWh}}{\text{ton}} \cdot \frac{10^{-9} \text{ TWh}}{\text{kWh}} = 0.266 \text{ TWh}$$

Ec.10

Este valor será introducido en la casilla *Hydrogen* dentro de *Demand>Transport*.

Las 1200 toneladas destinadas a re-electrificación se considerarán como combustible de la central de potencia que considera el programa. Esta cantidad de gas será usado como combustible en pilas electrolíticas o quemado en motores alternativos o turbinas de hidrógeno, que funcionen con combustible mixto o con combustible sintético producido a partir de H₂. Haciendo la misma conversión se observa que las 1200 toneladas de hidrógeno poseen una capacidad energética de 0.04 TWh aproximadamente.

$$1200 \text{ toneladas } H_2 \cdot 33300 \frac{\text{kWh}}{\text{ton}} \cdot \frac{10^{-9} \text{ TWh}}{\text{kWh}} = 0.03999 \text{ TWh}$$

Ec.11

EnergyPLAN tiene una matriz para gestionar de que tipo de combustible proviene la energía. En Tenerife los combustibles usados son Fueloil y Gasoil, ambos entran dentro de la categoría de *Oil* por lo que se introducirá un 1 para hacerle saber al programa que la energía de la planta de potencia proviene de ese combustible. Se hará lo mismo con el gas natural (*Ngas*), ya que en 2030 se espera que los equipos trabajen tanto con combustible mixto (gas natural+hidrógeno), como con combustible sintético. Además, se consideran los 0.04 TWh del hidrógeno producido por el propio sistema. En este caso, como se sabe la cantidad exacta que se propone quemar de este combustible, se pone dicho valor en la matriz.

Distribution of fuel	Coal	Oil	Ngas	Biomass	Electrofuels(Oil *)	Hydrogen ***)	
(TWh/year)	Variable	Variable	Variable	Variable	Fixed **)	Fixed **)	
DHP	0	0	0	0	0	0	DHP: Boilers in district heating group 1.
CHP2	0	0	0	0	0	0	CHP2: Combined heat and power in district heating group 2.
CHP3	0	0	0	0	0	0	CHP3: Combined heat and power in district heating group 3.
Boiler2	0	0	0	0	0	0	Boiler2: Boilers in district heating group 2.
Boiler3	0	0	0	0	0	0	Boiler3: Boilers in district heating group 3.
PP1	0	0	0	0	0	0	PP1: Condensing mode operation of combined heat and power in district heating group 3.
PP2	0	1	1	0	0	0,04	PP2: Condensing power plant in 'Electricity only'.

Fig. 15: Matriz de *Fuel distribution*. Fuente: Propia.

Como se puede observar, se rellenan solo las casillas de la configuración PP2. En dicha opción, el programa considera que el combustible está destinado íntegramente a la producción de electricidad.

A continuación, se introduce la potencia estimada de la central térmica. Según las estimaciones del PTECan, recogidas en la Tabla I, se prevé que en 2030 haya una potencia total de 677,1 MW de generación eléctrica de origen térmico convencional. Este dato será introducido en la casilla de *Capacity*, en *Demand>Central Power Production*. Sin embargo, se le sumará a dicha potencia 10 MW de potencia de las turbinas de hidrógeno, ya que el EnergyPLAN no considera tal equipo en ninguna de sus opciones. Más adelante, a la hora de analizar los datos, se restarán estos 10 MW de la generación media de las centrales térmicas y se le sumará al apartado de electricidad renovable.

Del mismo modo se aportó al programa los datos de potencia estimada de todas las fuentes renovables contempladas en el PTECan

Variable Renewable Electricity	
Renewable Energy Source	Capacity: MW
Wind	568,5
Offshore Wind	130
Photo Voltaic	584,7
River Hydro	2,4
Geothermal	20
Biomass	7
Wave Power	2

Fig. 16: Interfaz del EnergyPLAN para considerar RES. Elaboración Propia.

En la potencia fotovoltaica se ha considerado la capacidad de las placas *On-shore*, flotante y de autoconsumo, ya que el programa no hace distinción entre estas tecnologías. Al igual que con el consumo, se han obtenido los ficheros con el perfil de producción en la isla, tanto para energía eólica como para solar. A falta de una mejor aproximación, la generación eólica *Off Shore* y *On Shore* compartirán el mismo perfil de producción.

Por último, en el PTECan se estima que para el año 2030 y para cumplir con la demanda de hidrógeno estimada en Tenerife, la isla deberá contar con una capacidad de electrolización de 90 MW.

Tabla IV: Datos de entrada considerados para la simulación

Parámetros de entrada simulación según PTECan	
Demanda eléctrica anual (TWh)	3,13
Capacidades centrales térmicas (MW)	677 (+10)
Capacidad hidroeléctrica (MW)	2,4
Capacidad eólica (MW)	698,5
Capacidad fotovoltaica (MW)	354
Undimotriz (MW)	2
Geotérmica (MW)	20
Biomasa (MW)	7
Demanda H ₂ transp. (TWh)	0,26
Demanda H ₂ fuel (TWh)	0,04
Potencia electrolizadores (MW)	90

Fuente: Elaboración propia.

11.4 Resultados de la simulación

Tabla V: Resultados de la simulación. Generación eléctrica

RESULTADOS (MW)				
Mes	Demanda	Electrólisis	EE.RR	Térmica Convencional
Enero	354	34	250	238
Febrero	354	34	296	219
Marzo	350	34	384	218
Abril	340	34	291	241
Mayo	342	34	372	224
Junio	354	34	333	234
Julio	364	34	503	203
Agosto	370	34	564	183

Septiembre	368	34	388	218
Octubre	364	34	371	231
Noviembre	358	34	433	212
Diciembre	356	34	313	242
Media anual	356	34	375	222
Máximo	497	67	1232	516
Mínimo	165	0	22	165
Porcentaje EE.RR	97,5%		Porcentaje Térmica convencional	2,5%

Fuente: Elaboración propia.

“Demanda”: Demanda de potencia estimada por el modelo en base a los datos de consumo introducido.

“EE.RR”: Generación de electricidad por medio de energías renovables

“Térmica convencional”: Generación de electricidad por medio de combustibles fósiles. Dentro de esta se consideran también los 10 MW de las turbinas de hidrógeno.

“Electrólisis”: El consumo de la electrolización del agua para obtener H₂.

11.5 Análisis de resultados

Como el PTECan trabaja con escala de años, no se ha hecho un estudio de los consumos mensuales de aquí a 2030. Por esa razón y para comparar los resultados de la simulación del EnergyPLAN hecha en base a estimaciones del PTECan y la ECHV, se ha realizado un estudio histórico de consumo en Tenerife. El periodo estudiado es de cinco años, y va desde 2015 hasta 2020.

Para demostrar la fiabilidad del modelo histórico, se muestran a continuación los consumos anuales en Tenerife en los últimos años.

Tabla VI: Demanda anual de Tenerife de los últimos 5 años

Demanda anual Canarias 2017-2021	
Año	Demanda distribución (TWh/año)
2015	3,468
2016	3,521

2017	3,534
2018	3.514
2019	3.547
2020	3.179

Fuente: [13]

Como se puede observar, la demanda eléctrica de los cinco años mostrados es bastante próxima a los valores estimados por el modelo usado por el Gobierno de Canarias. El efecto que tuvo la pandemia del COVID-19 también es visible, quedando de manifiesto en el descenso del consumo desde el año 2020 en adelante. En dicho año se vio una reducción del 10,4% respecto al anterior. Esto es debido al efecto del confinamiento y al gran número de empresas que cesaron su actividad debido a la crisis económica y sanitaria. También se aprecia un ligero aumento en 2021, dando débiles signos de recuperación.

Teniendo en cuenta que en la Estrategia Canaria de Hidrógeno Verde se estima una demanda eléctrica tendencial de 3,13 TWh considerando la mejora de la eficiencia energética, solo en la isla de Tenerife. Se puede asumir que el consumo esperado para 2030 es bastante similar al de los años anteriores a la pandemia, aunque se pretenda cambiar por completo todo el panorama energético. Por estos motivos se considera que un modelo con los datos medios de los cinco años indicados es apto para hacer un análisis y comparación del modelo virtual del EnergyPLAN.

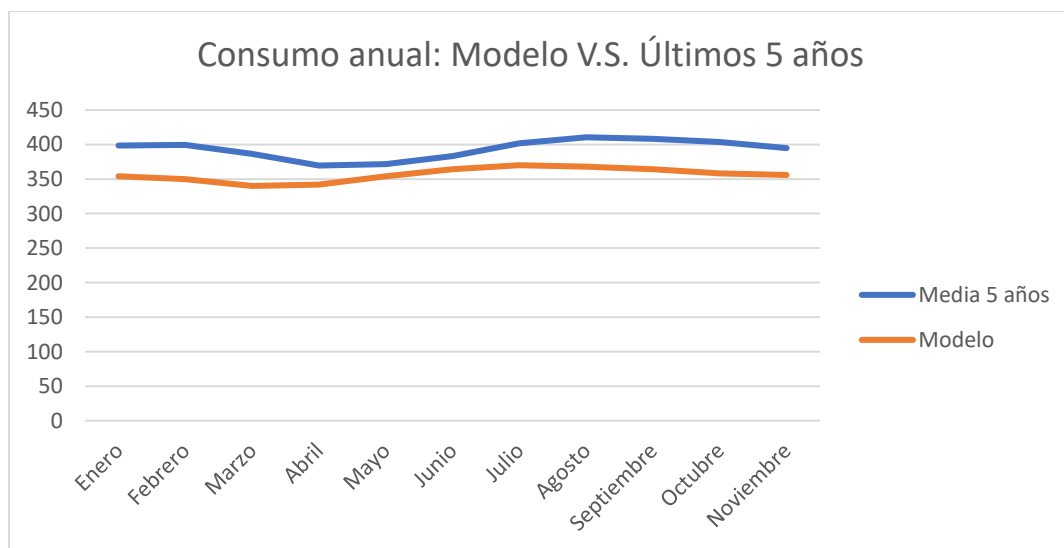


Fig. 17: Comparación entre la demanda media de los últimos 5 años y el modelo propuesto. Fuente: Elaboración propia.

Se puede observar que, gracias al fichero de consumo introducido en el EnergyPLAN, el modelo realizado por este es muy similar al a la realidad de la isla.

Debido a la gran actividad turística que se experimenta en los meses de verano, y a la poca variación de temperatura en el año gracias a la situación de la isla, el consumo se mantiene bastante homogéneo a excepción de un pequeño pico en julio y agosto como se comentó con anterioridad.

Otra cosa que llama la atención es que, a pesar de que durante todo el año hay más de ocho horas de luz solar, en los meses de enero y febrero es cuando menos hay, por lo que se puede observar como el consumo empieza elevado a lo largo de estos primeros meses y comienza a descender con el cambio horario en marzo, para posteriormente volver a subir en la época estival con la llegada de los turistas.

Volviendo a la Tabla IV, la primera cosa que hay que remarcar es la elevada aportación de las EE.RR a cubrir la demanda. Teniendo en cuenta que actualmente solo representa un 20% de la generación total, son cifras que sorprenden ya que no acostumbran a darse prácticamente en ninguna región del globo a excepción de contadas localizaciones, como puede ser la isla del Hierro, que ya ha conseguido varias veces una generación 100% renovable durante más de dos semanas [18].

Tabla VII: Generación de potencia de las EE.RR

Desglose de la generación de potencia de EE.RR según simulación.						
Mes	Demanda	Eólica	Eólica Off Shore	Fotovoltaica	Geotérmica	Resto de EE.RR
Enero	354	100	23	99	6	28
Febrero	354	112	26	129	6	28
Marzo	350	177	41	138	5	28
Abril	340	100	23	140	4	29
Mayo	342	150	34	160	4	29
Junio	354	145	33	126	4	28
Julio	364	255	58	163	3	28
Agosto	370	313	72	150	3	29
Septiembre	368	185	42	132	4	29

Octubre	364	186	42	116	4	27
Noviembre	358	248	57	101	6	27
Diciembre	356	153	35	96	6	29
Media anual	356	177	41	129	5	28
Máximo	497	568	130	585	20	31
Mínimo	165	0	0	0	0	24

Fuente: Elaboración propia.

Analizando más detalladamente la generación renovable, la energía eólica encabeza la generación de electricidad con un 47,2% de media de toda la producción de EE.RR. Sumando los 41 MW generados por la eólica *Off shore*, el viento sería el proveedor del 58% de la electricidad consumida. Esta cifra podría ser incluso mayor, ya que para los aerogeneradores situados en el mar se ha puesto el fichero de distribución de viento para la eólica terrestre a falta de algo más preciso. En realidad, estos equipos podrían generar mayor electricidad debido a su situación, en la cual, la falta de obstáculos, como la orografía, hace que capten más viento.

La producción fotovoltaica ocupa el segundo lugar, con una generación eléctrica del 34,4%, aportando de media solo 129 MW de la capacidad esperada de 585 MW. En este caso también puede influir la localización de las placas solares, ya que hay bastante diferencia de radiación solar entre las diferentes zonas de la isla.

La producción debido a la energía geotérmica se estima en 5 MW de media. Este dato puede no ser fiel a la realidad ya que es una tecnología que no se ha implantado en Tenerife y no se conoce cual podría ser el comportamiento de esta. Sin embargo, con la actividad volcánica que hay en las islas, este valor podría ser mayor.

La generación undimotriz, de biomasa e hidráulica tienen una aportación bastante más reducida que todas las demás. En conjunto, estas tres aportarían solo un 7,4% de la generación renovable total. La energía hidráulica tiene el inconveniente de necesitar grandes superficies y un desembolso inicial elevado, por eso se le ha dado más importancia a otro tipo de generación y se ha optado por usar esta tecnología como sistema de almacenamiento. Por su parte, la energía undimotriz es una tecnología nueva y con baja eficiencia, por lo que aún queda camino por recorrer para ser competitiva con el resto de EE.RR.

La baja generación de la central térmica convencional también sorprende ya que son valores difíciles de alcanzar en la realidad si se quiere cubrir toda la demanda. Sin embargo, este es precisamente el objetivo que se desea conseguir por lo que se asume que esta parte se ajusta a una posible realidad en el futuro.

Hay que destacar que, de esos 222 MW de media generados por centrales térmicas, 10 MW corresponderían a las turbinas de hidrógeno, con su combustible producido por el propio sistema mediante la electrólisis. Además, se observa que incluso en el caso de máxima demanda simulado, las centrales térmicas convencionales serían capaces de cubrir esta sin aportación renovable, cosa poco probable pero necesaria al basar gran parte del sistema energético en cosas tan variables como el clima.

Finalmente se observa que el porcentaje de electricidad generado por EE.RR es de 97,5 % de la producida, llegando a la cifra esperada en la Alternativa 2 del PTECan y cumpliendo con los objetivos del PNIEC incluso 10 años antes de lo esperado.

Hay que destacar que este valor porcentual está calculado considerando la generación renovable respecto al total demandado entre la población y la electrolización. Como se puede observar en la Tabla IV, la generación de la planta de potencia es mayor a la necesaria para cubrir la demanda considerando lo que se genera con EE.RR. Este exceso contemplado está destinado a la estabilización de la red, necesario al usar fuentes de energía con suministro variable como son las energías renovables. Dicha carga de estabilización, se espera que sea cubierta con dispositivos de almacenamiento de energía, como baterías de gran capacidad. De esta manera, se mantiene el porcentaje de generación renovable y se reduce la generación mediante energía térmica convencional.

EnergyPLAN también hace un balance energético de las fuentes usadas y en que se consume dicha energía. Debido a que se está trabajando con consumos y generaciones de electricidad de distribución y suministro a la red, se usará como unidad el TWh.

Tabla VI: Balance energético de las fuentes de energía usadas

Balance energético (TWh/año)									
Fuente	PP	Electrolisis	Geotérmica	Eólica On Shore	Eólica Off-Shore y undimotriz	Fotovoltaica	Hidráulica	Transporte	Total
Oil	0,95	-	-	-	-	-	-	-	0,95
Gas Natural	0,95	-	-	-	-	-	-	-	0,95
Renovable	-	-	0,04	1,56	0,41	1,13	0,2	-	3,34
H2	0,04	-0,27	-	-	-	-	-	0,27	0,4
Total	1,95	-0,27	0,04	1,56	0,41	1,13	0,2	0,27	5,29

Fuente: Elaboración propia.

Para cubrir la demanda de electricidad, la planta de potencia consume 0,95 TWh de combustible pesado (fueloil y gasoil) y 0,95 TWh de gas natural. Ese gas natural puede ser de origen fósil, sintético o mixto con una parte de H₂.

Del total de hidrógeno consumido por el sistema, 0.27 TWh han sido destinados a transporte y 0,04 serán quemados en la central térmica entre motores de combustión interna y turbinas de gas (tal y como se expuso en los parámetros de entrada).

Además, dentro de la aportación de energías renovables, la producción anual de energía eólica en tierra es 1,56 TWh, mientras que los aerogeneradores off-shore y la energía undimotriz aportarían 0,41 TWh conjuntamente. Finalmente, la simulación estima que anualmente se consume 5,29 TWh de energía de los cuales, el 63,1% corresponden a fuentes renovables, tal y como se esperaba siguiendo la alternativa 2 del PTECan.

12. EQUIPOS NECESARIOS PARA LA TRANSICIÓN

12.1 Desaladora

Todos los centros de producción de hidrógeno que se desean instalar deben cumplir con dos condiciones: estar cerca del mar, aguas abajo de la subestación eléctrica a la que cada una esté conectada, y estar en un emplazamiento industrial. El primer requisito se debe a la reducción de potencia de bombeo de agua a electrolizar en función de la distancia a recorrer por las tuberías hasta el electrolizador, optimizando al máximo la inversión energética para la obtención de hidrógeno.

Para llevar a cabo la electrólisis correctamente y no estropear los costosos equipos con la sal del agua marina, el primer paso de todo el proceso será la desalación mediante osmosis inversa, tecnología que lleva años implantada en la isla.



Fig. 18: Desaladora industrial de osmosis inversa [19].

12.2 Electrolizador

El electrolizador es el elemento más importante de todo el proceso de producción de hidrógeno. Sin él, no sería posible la obtención de este. Actualmente hay tres tipos de tecnologías que permiten la obtención de hidrógeno a partir de agua. La electrólisis alcalina emplea una solución alcalina de base acuosa, habitualmente KOH o NaOH, como electrolito. Este tipo de electrólisis puede llevarse a cabo a presión atmosférica o de forma presurizada. Esta última H_2 de menor pureza y opera con menos eficiencia, pero tiene la ventaja de que el producto sale presurizado con un menor aporte de energía que si se elevase la presión una vez ya electrolizado. Este tipo de electrolizadores puede ser usado en redes con discontinuidad, como son las que están conectadas a fuentes renovables. A pesar de eso, siempre se recomienda que trabajen con redes continuas y constantes ya que el equipo suele tardar bastante en volver a ponerse en funcionamiento si se para completamente. El mayor inconveniente de los electrolizadores AEL es precisamente el electrolito que utilizan, el cual es bastante corrosivo.

El tipo de electrolizador quizá más prometedor del mercado es el PEM. Este equipo usa una membrana sólida polimérica para la electrólisis y algún metal noble como catalizador de la reacción entre la molécula de H_2O y la membrana.

Las principales ventajas de este sistema son su rápida puesta en marcha, su flexibilidad de operación y su capacidad de funcionar bien en redes intermitentes. Sin embargo, presenta un coste mayor que los electrolizadores AEL y suelen tener una menor vida útil.

Finalmente está la electrólisis por óxido sólido o electrólisis a alta temperatura (SOEC). Este es la tecnología que se ha desarrollado de forma más reciente por lo que aún no hay equipos SOEC comercializables a gran escala.

12.3 Pilas electrolíticas

Las pilas electrolíticas funcionan revirtiendo la reacción que se da en un electrolizador. Consumen H_2 y O_2 de la atmósfera para generar electricidad y calor. Las primeras pilas electrolíticas que se comercializaron usaban la tecnología PEM, especialmente para movilidad. Con los avances tecnológicos y las necesidades energéticas de las nuevas industrias se ha conseguido desarrollar pilas con tecnología PEM y SOEC para cogeneración y demás utilidades estacionarias.

A pesar de las diferentes tecnologías, todas las pilas electrolíticas funcionan con las mismas bases:

- El hidrógeno es introducido en la célula por el ánodo.
- En el ánodo se quedan los electrones de la molécula de hidrógeno ionizada con una carga positiva, que será equilibrada con el oxígeno, el cual está cargado negativamente.
- Estos electrones se desplazarán al cátodo, y será este intercambio de cargas el que genere calor y energía.

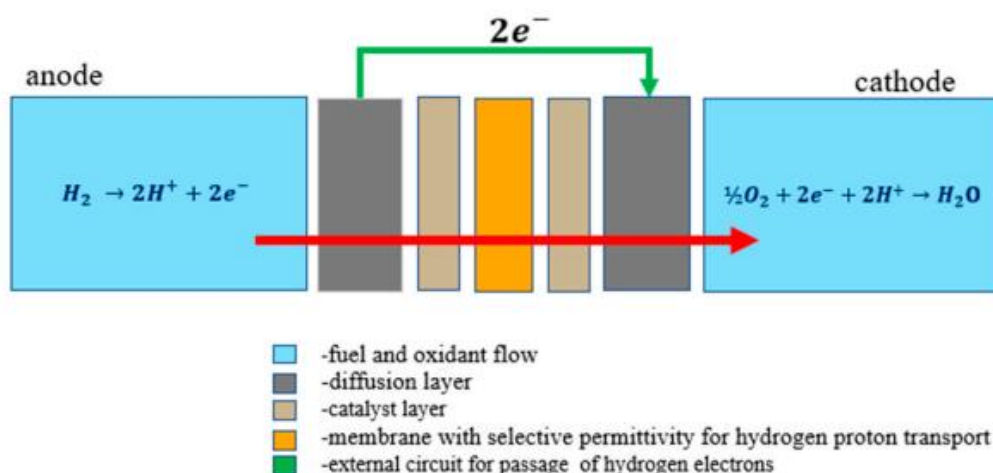


Fig. 19: Funcionamiento de una pila electrolítica [20].

Sus diferentes tecnologías hacen que sean equipos con una amplia variedad de aplicaciones, tanto para uso estacionario como para movilidad. De hecho, en Noruega ya hay ferris de pequeñas distancias equipados con motores eléctricos alimentados por este tipo de pilas para navegar por los Fiordos, iniciativa que se quiere implantar en el archipiélago según el Plan para la Transición Energética de Canarias como opción adicional al uso de amoníaco para travesías interinsulares.

12.4 Reactores y depósitos

Estos equipos serán necesario para llevar a cabo la transición en la movilidad que se ha planteado. Según el PTECan se espera que en 2030 se alcance una producción de 38488 toneladas de amoníaco al año. Para esta producción sería necesario destinar unas 6834 toneladas del hidrógeno producido, y la mezcla de estos gases y su posterior producción se realizará, como se indicó anteriormente, en un reactor de Haber-Bosch.



Fig. 20: Reactor de Haber-Bosch [9].

Por otra parte, síntesis de combustibles pesados como diésel o queroseno sintético requerirá de un reactor distinto. Actualmente para este tipo de tecnologías se emplean 4 clases de reactores distintos:

- Reactor de lecho fijo: Es el más usado en la industria química. Se suele emplear cuando la corriente de fluido es en estado gaseoso y no se produce una desactivación rápida del catalizador. También pueden funcionar con más de una fase fluida pero no es lo habitual. Este tipo de reactores está constituido por un recipiente vertical con un relleno compacto e inmóvil de pastillas de sólido catalizador [21].

- Reactor de lecho circulante: En este caso los reactivos también están en distintas fases. Sin embargo, el reactivo sólido está inmerso en un fluido que circular constantemente dentro del recipiente. Esto hace que la temperatura interior sea más uniforme, por lo que este tipo de reactores es idóneo para reacciones isotérmicas. Tiene alta eficiencia y son de fácil operabilidad, al igual que los de lecho fijo [22].
- Reactor de lecho fluidizado: Es similar al reactor de lecho circulante, pero con un menor tamaño para la misma capacidad de producción.
- Reactor *slurry*: En este reactor, el catalizador se encuentra en suspensión en un líquido en el cual se burbujea el gas de síntesis. Suelen trabajar a baja temperatura para producir un máximo de productos de bajo peso molecular [13].

Finalmente serán necesarios depósitos de un gran rango de presiones y capacidades si se tiene en cuenta que se va a almacenar hidrógeno para diferentes usos y otros combustibles como metano sintético o amoniaco que pueden almacenarse en estado líquido o gaseoso.

12.5 Turbinas adaptadas a H₂

Actualmente no se puede usar hidrógeno puro como combustible debido a la alta temperatura, extinción y retroceso de la llama. Sin embargo, están en fase de desarrollo turbinas capaces de funcionar con un combustible de composición casi al 100% de H₂ [23].

Mientras esta tecnología se desarrolla, los fabricantes son conscientes de la importancia que puede llegar a tener este elemento en la generación de energía gracias a las innumerables ventajas que presenta, como la combustión sin emisiones de carbono y azufre, la rápida combustión y el alto poder energético que tiene. Por esa razón fabricantes como Siemens están comercializando turbinas capaces de usar combustible con cierto porcentaje de hidrógeno.

A pesar de que seguiría produciendo óxidos de nitrógeno (NO_x) debido a la oxidación del nitrógeno atmosférico, las máquinas de potencia con combustión de hidrógeno es uno de los campos con mayor proyección en el futuro en lo que a este elemento se refiere, por lo que se espera ver numerosos avances tecnológicos en el futuro.

13. RESUMEN DE LA PROPUESTA

13.1 Comparación de resultados con datos actuales

Por supuesto para llegar a las cifras esperadas y propuestas por el PTECan, es necesario aumentar de forma considerable la potencia generada por las fuentes de EE.RR.

Actualmente en Tenerife hay una generación eólica de 463,4 MW tierra adentro y 5,2 MW en aerogeneradores *Off-Shore*. Si se espera llegar a los 1606 MW de eólica *On-Shore* y a 430 MW de eólica marina, habrá que ampliar el parque eólico de la isla en un 336% aproximadamente, con la inversión que esto conlleva. Más aún si se tiene en cuenta la gran infraestructura que hay que desplegar para situar aerogeneradores en las aguas de la isla.

También se quiere aumentar la generación fotovoltaica, de 182,3 MW a 1314 MW entre fotovoltaica en tierra, *Off-Shore* y autoconsumo. En otras palabras, se quiere multiplicar por 7 la potencia fotovoltaica que hay actualmente en Tenerife, y hay que destacar la enorme superficie que precisa este tipo de generación y que aproximadamente el 40% de la isla son ENP.

Finalmente se quieren implantar la generación undimotriz, geotérmica, termosolar y minihidráulica en la isla, tecnologías que actualmente son inexistentes en esta región por lo que se desconoce el comportamiento y rendimiento que podrían tener.

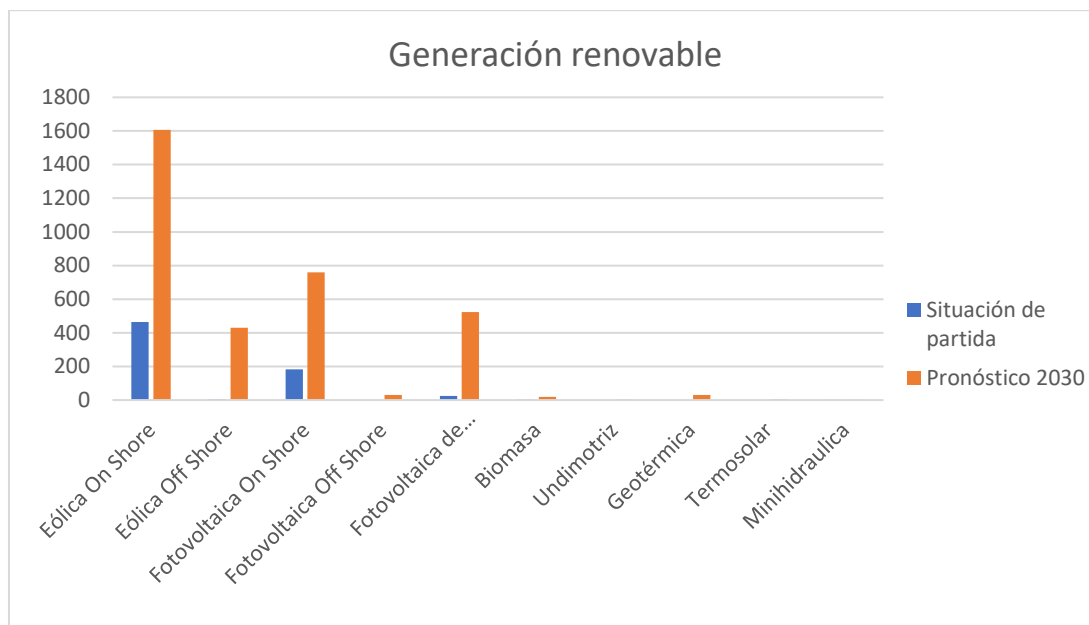


Fig. 21: Comparación de generación renovable actual V.S. 2030. Fuente: Elaboración propia.

Como se puede observar, el aumento de generación renovable es bastante grande en las principales tecnologías usadas ya en Canarias. Esto es lógico teniendo en cuenta el clima cálido, soleado y ventoso del que gozan las islas durante todo el año.

Por otra parte, tecnologías como la geotérmica tienen un papel menor en el escenario contemplado. En esta tecnología concretamente llama especialmente la atención su baja contribución energética teniendo en cuenta el carácter volcánico de estas islas. Esto se debe principalmente a que las profundidades de excavación necesarias para conseguir el suficiente calor como para una generación aceptable son enormes, además de que casi la mitad de la superficie de las islas está protegida.

13.2 Superficie y posible situación

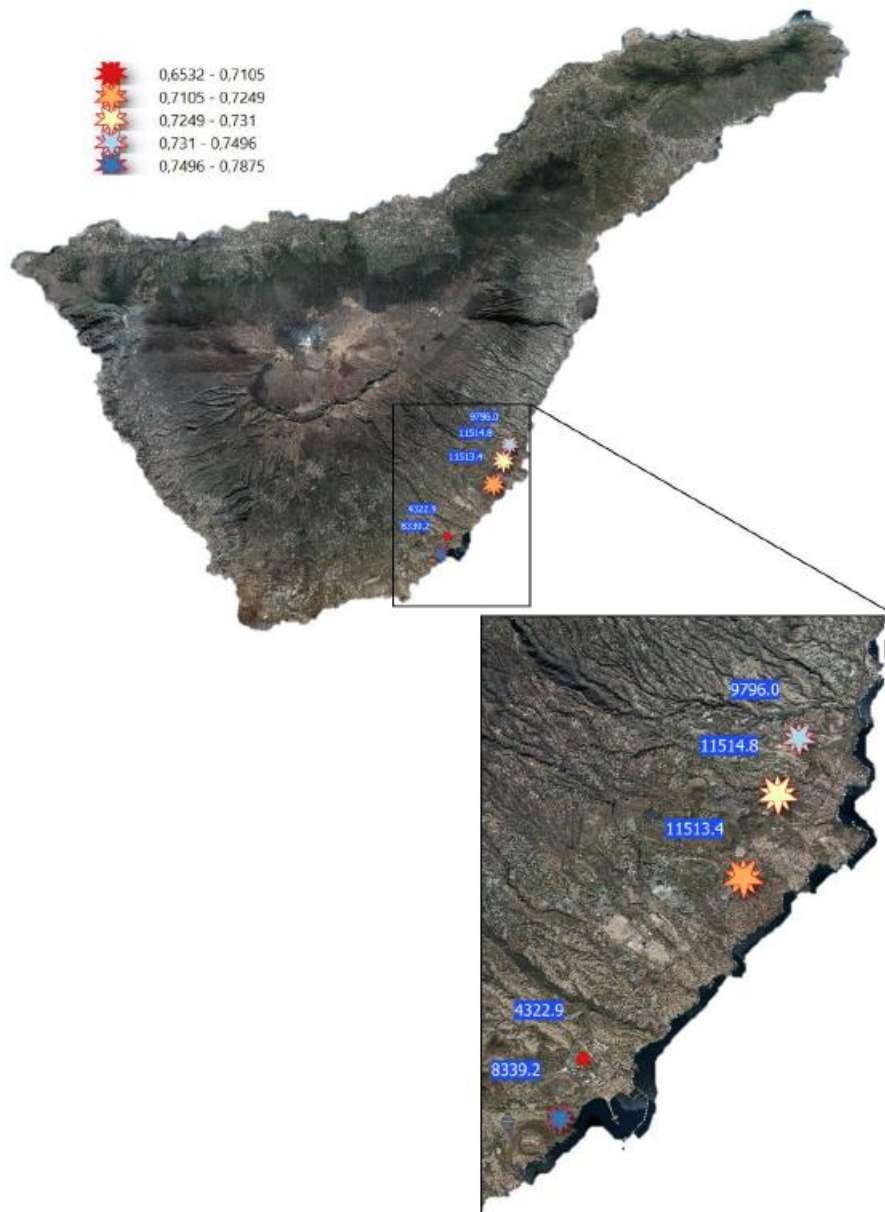


Fig. 22: Posibles situaciones de los puntos de producción de H₂ en 2040 [13].

En la figura anterior se muestra los puntos donde, con mayor probabilidad, se sitúen las futuras estaciones de producción de hidrógeno. Como se puede observar, estarían dispuestos muy próximos a la costa, para disminuir en todo lo posible el consumo de bombeo de agua salada hasta la desaladora y posteriormente hasta el electrolizador.

Como se concibe el uso del hidrógeno como vector energético y posible método de almacenamiento de energía, se tratará de instalar estas estaciones de producción en subestaciones eléctricas, o próximas a ellas. De esta forma, el

hidrógeno producido y su porción almacenada en estas instalaciones (parte de esta se espera que sea distribuida para redes aisladas o para almacenamiento a gran escala), sería parte del almacenamiento energético distribuido comentado anteriormente en la Estrategia canaria para el almacenamiento energético.

14. CONCLUSIONES

En este trabajo se ha demostrado la necesidad de renovar y descarbonizar la producción de electricidad de Tenerife, así como el enorme potencial que tiene el hidrógeno como agente para lograr la transición energética hacia una generación gestionable.

Para enfrentarse a la emergencia climática actual, el Gobierno de Canarias ha ideado varios planes y estrategias que contemplan distintas tecnologías de generación y almacenamiento de energía.

En la transición energética que se planea llevar a cabo se han considerado como pilares la generación eólica y solar fotovoltaica, ya que, no solo son las energías con una tecnología más madura, sino que gracias a la situación geográfica y condiciones climatológicas de las islas son las que mayor capacidad de producción ofrecen.

Además, se considerarán otro tipo de energías renovables como la geotérmica, la undimotriz o incluso el uso del hidrógeno para distintos sectores energéticos como se ha expuesto a lo largo del documento.

El hidrógeno es considerado un vector energético, pues no es una fuente de energía primaria sino un producto de un proceso que consume energía. Una vez producido, tiene la capacidad de volver a desarrollar energía, tanto térmica como eléctrica, por lo que ha empezado a llamar la atención de la comunidad científica, que se plantea su uso para producción de electricidad o incluso fuente de calor.

Gracias a sus propiedades, el propio Gobierno de Canarias ha establecido una Estrategia entorno a este elemento, para estudiar y planificar todas sus posibles aplicaciones.

En primer lugar, se plantea el uso de hidrógeno como combustible para movilidad terrestre. En este caso la opción más viable es alimentar pilas electrolíticas para el desplazamiento de vehículos pesados. La necesidad de presurizar el gas para almacenar una cantidad óptima de esta hace que sea más atractivo emplear esta tecnología en vehículos con más espacio para

almacenamiento y bajar la presión de los depósitos, ya que llevar el hidrógeno a las presiones necesarias para ser usado en vehículos ligeros conlleva un sobre coste y podría no ser competitivo actualmente.

Otra opción es la re-electrificación del hidrógeno en redes aisladas o descentralizadas. En una región como Canarias, donde aproximadamente el 40% de su superficie son ENP, y el elevado turismo que se da en las islas, hay abundancia de este tipo de redes, ya sea para abastecer instalaciones en espacios protegidos que carecen de conexión a la red general de distribución, o para subestaciones de complejos hoteleros. Principalmente se contempla la opción del uso de pilas de mayor potencia y capacidad que la de los coches, como si de un grupo electrógeno se tratase, con la principal diferencia de usar el hidrógeno como combustible en lugar de gasolina o gasoil.

La movilidad terrestre y aérea también pueden ser susceptibles a un cambio gracias a la implantación del hidrógeno. En este caso, el hidrógeno se usaría como materia prima para producir amoniaco y queroseno sintético respectivamente. El amoniaco presenta la gran ventaja de que es fácilmente licuable y almacenable, por lo que para buques donde el espacio es reducido y es necesario optimizarlo, es una opción más viable que el hidrógeno puro. Por su parte, el queroseno sintético que se plantea usar en aviación sigue siendo un hidrocarburo, por lo que seguirá emitiendo CO₂ a la atmósfera. A pesar de esto, para su producción es necesario captar dióxido de carbono de otros procesos que emitan este gas, por lo que podría considerarse generación neutral de GEI.

Finalmente se contempla el uso de H₂ como combustible de turbinas de gas o motores de combustión interna alternativos de respaldo para ajustar el sistema, que se espera que sea renovable en su mayoría. Por esa razón, requiere de cierta estabilización, la cual, si se consigue llevar a cabo con hidrógeno verde (de fuentes renovables) podría elevarse incluso más la cantidad de energía producida mediante EE.RR.

Teniendo esto en cuenta, queda demostrado que estamos en los orígenes de una de las tecnologías con más probabilidad de cambiar la industria energética tal y como se conoce y que el hidrógeno puede ser uno de los canales para llegar al objetivo de una generación de electricidad 100% descarbonizada y la descarbonización total que tanto se anhela.

15. BIBLIOGRAFÍA

- [1] M. S. Whittingham, "History, evolution, and future status of energy storage," *Proceedings of the IEEE*, vol. 100, no. SPL CONTENT, 2012, doi: 10.1109/JPROC.2012.2190170.
- [2] B. Zakeri and S. Syri, "Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis," 2014, doi: 10.1016/j.rser.2014.10.011.
- [3] C. Romero Morte, "Experimental Sobre El Uso De Supercondensadores Como Baterías De Carga Ultrarrápida," 2021.
- [4] M. Farhadi and O. Mohammed, "Energy Storage Technologies for High-Power Applications," *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 52, no. 3, pp. 1953–1961, May 2016, doi: 10.1109/TIA.2015.2511096.
- [5] S. Rehman, L. M. Al-Hadhrami, and M. M. Alam, "Pumped hydro energy storage system: A technological review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 44, 2015. doi: 10.1016/j.rser.2014.12.040.
- [6] L. Miró, J. Gasia, and L. F. Cabeza, "Thermal energy storage (TES) for industrial waste heat (IWH) recovery: A review," *Applied Energy*, vol. 179, 2016. doi: 10.1016/j.apenergy.2016.06.147.
- [7] O. O'Callaghan and P. Donnellan, "Liquid air energy storage systems: A review," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 146, 2021. doi: 10.1016/j.rser.2021.111113.
- [8] M. Budt, D. Wolf, R. Span, and J. Yan, "A review on compressed air energy storage: Basic principles, past milestones and recent developments," *Applied Energy*, vol. 170, 2016. doi: 10.1016/j.apenergy.2016.02.108.
- [9] "Estructura general del PTECan."
- [10] S. Yousef, "Hydrogen as a clean and sustainable energy for green future," *Sustainable Technologies for Green Economy*, vol. 1, no. 1, 2021, doi: 10.21595/stge.2021.21985.
- [11] J. Bellosta von Colbe *et al.*, "Application of hydrides in hydrogen storage and compression: Achievements, outlook and perspectives," *International Journal of Hydrogen Energy*, vol. 44, no. 15, 2019, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.01.104.
- [12] M. v. Lototsky, V. A. Yartys, B. G. Pollet, and R. C. Bowman, "Metal hydride hydrogen compressors: A review," in *International Journal of Hydrogen Energy*, 2014, vol. 39, no. 11. doi: 10.1016/j.ijhydene.2014.01.158.

- [13] “Estrategia canaria del hidrógeno verde.”
- [14] “PLAN NACIONAL INTEGRADO DE ENERGÍA Y CLIMA,” 2021.
- [15] “Estrategia del almacenamiento energético.”
- [16] “Estrategia de la generación gestionable.”
- [17] M. Götz *et al.*, “Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review,” *Renewable Energy*, vol. 85. 2016. doi: 10.1016/j.renene.2015.07.066.
- [18] “La isla de El Hierro, 100% renovable durante 24 días consecutivos | Red Eléctrica de España.” <https://www.ree.es/es/sala-de-prensa/actualidad/2019/08/la-isla-de-el-hierro-100-renovable-durante-24-dias-consecutivos> (accessed May 29, 2022).
- [19] F. Bonilla, “Campeonas mundiales de la desalación,” *Periódico El País [Online]*, Jan. 04, 2013.
- [20] R. A. Felseghi, E. Carcadea, M. S. Raboaca, C. N. Trufin, and C. Filote, “Hydrogen fuel cell technology for the sustainable future of stationary applications,” *Energies*, vol. 12, no. 23. 2019. doi: 10.3390/en12234593.
- [21] “Modelado de reactores de lecho fijo de baja relación de aspecto asistido por Fluidodinámica Computacional (CFD),” Dec. 2017, doi: 10.35537/10915/65182.
- [22] S. Migoya García, “Análisis experimental y modelo fluidodinámico de una unidad de lecho fluido circulante.,” Universidad de Sevilla, Sevilla, 2019.
- [23] R. Aguado Molina José Luis Casteleiro Roca Esteban Jove Pérez Francisco Zayas Gato Héctor Quintián Pardo José Luis Calvo Rolle, “Hidrógeno y su almacenamiento: el futuro de la energía eléctrica”, doi: 10.17979/spudc.9788497497985.



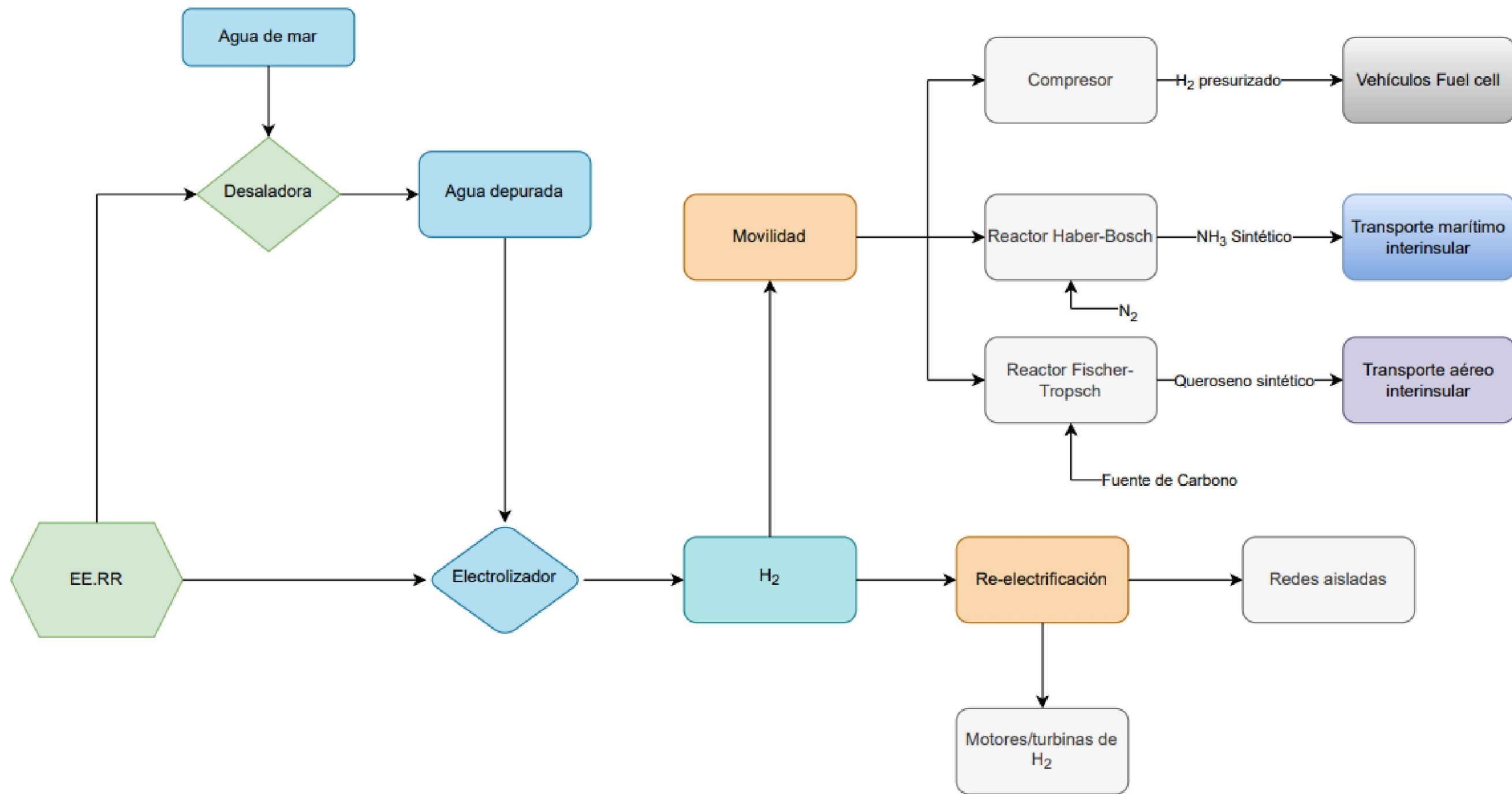
**Escuela Superior
de Ingeniería y Tecnología**
Universidad de La Laguna

II.PLANOS

TRABAJO DE FIN DE GRADO

ÍNDICE

1.DIAGRAMA DE FLUJO: APLICACIONES DE H2	1
--	----------



TRABAJO DE FIN DE GRADO			
Autor: DIEGO GUTIÉRREZ	Id. s. normas: UNE-EN-DIN	 Universidad de La Laguna	ESCUELA SUPERIOR DE INGENIERÍA Y TECNOLOGÍA <i>Grado Ingeniería Mecánica</i> <i>Universidad de La Laguna</i>
JUNIO 2022	DIAGRAMA DE FLUJO: APLICACIONES H2		Nº PLANO: 1
ESCALA: S/E			



**Escuela Superior
de Ingeniería y Tecnología**
Universidad de La Laguna

III.ANEXOS

TRABAJO DE FIN DE GRADO

ÍNDICE

1. Cálculos de la simulación	1
------------------------------------	---

Input Simulacion_ECHV.txt

The EnergyPLAN model 16.1



Electricity demand (TWh/year):	Flexible demand	0,00		Capacities		Efficiencies		Regulation Strategy: Technical regulation no. 1		Fuel Price level: Basic																														
Fixed demand	3,13	Fixed imp/exp.	0,00		Group 2:	MW-e	MJ/s	elec.	Ther	COP	CEEP regulation		000000000		Capacities Storage Efficiencies																									
Electric heating + HP	0,00	Transportation	0,00		CHP	0	0	0,40	0,50		Minimum Stabilisation share		0,40		Elec. Storage	MW-e	GWh	Elec.	Ther.																					
Electric cooling	0,00	Total	3,13		Heat Pump	0	0			3,00	Stabilisation share of CHP		0,00		Charge 1:	0	0	0,80																						
District heating (TWh/year)					Group 3:					Distr. Name : Hour_nordpool.txt					Electrolysers:					90		0		0,90		0,00														
District heating demand	0,00	Gr.1	Gr.2	Gr.3	Sum	CHP	0	0	0,40	0,50	Minimum CHP gr 3 load		0 MW		Discharge 1:	0	0	0,80	Rockbed Storage:		0		0		1,00		CAES fuel ratio:		0,000											
Solar Thermal	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	Heat Pump	0	0			Minimum PP		165 MW		Discharge 2:	0	0	0,90	Transport		0,00		0,00		0,00		0,00													
Industrial CHP (CSHP)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	Boiler	0	0			Heat Pump maximum share		1,00		Household	0,00	0,00	0,00	0,00	Industry	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00												
Demand after solar and CSHP	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	Condensing	0		0,45		Maximum import/export		0 MW		Various	0,00	0,00	0,00	0,00	Various	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00												
Wind	568 MW	1,56	TWh/year		1,00	Heatsorage: gr.2: 0 GWh gr.3: 0 GWh					Multiplication factor					2,00					Dependency factor					0,00					DKK/MWh									
Offshore Wind	130 MW	0,36	TWh/year		1,00	Fixed Boiler: gr.2: 0,0 Per cent gr.3: 0,0 Per cent					Average Market Price					227					DKK/MWh					Gas Storage					0					GWh				
Photo Voltaic	585 MW	1,13	TWh/year		1,00	Electricity prod. from					CSHP					Waste (TWh/year)					Gr.1:					0,00					0,00									
River Hydro	2 MW	0,25	TWh/year		1,00	Gr.2:					0,00					0,00					0,00					0,00					0,00									
Hydro Power	0 MW	0	TWh/year			Gr.3:					0,00					0,00					0,00					0,00					0,00									
Geothermal/Nuclear	20 MW	0,04	TWh/year																																					

Output WARNING!!: (1) Critical Excess;

District Heating										Electricity														Exchange					
Demand	Production									Consumption					Production					Balance				Payment					
Distr. heating MW	Solar MW	CSHP MW	DHP MW	CHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Ba-lance MW	Elec. demand MW	Flex.& Transp. MW	HP MW	Elec. trolyser MW	EH MW	Hydro Pump MW	Tur-bine MW	RES MW	Hy-dro MW	Geo-thermal MW	Waste+ CSHP MW	CHP MW	PP MW	Stab-Load %	Imp MW	Exp MW	CEEP MW	EPP MW	Imp Million DKK	Exp Million DKK
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	354	0	0	34	0	0	0	250	0	6	0	0	238	250	0	106	106	0	0	19
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	354	0	0	34	0	0	0	296	0	6	0	0	219	250	0	132	132	0	0	17
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	350	0	0	34	0	0	0	384	0	5	0	0	218	250	0	223	223	0	0	34
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	340	0	0	34	0	0	0	291	0	4	0	0	241	250	0	163	163	0	0	32
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	342	0	0	34	0	0	0	372	0	4	0	0	224	250	0	225	225	0	0	56
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	354	0	0	34	0	0	0	333	0	4	0	0	234	250	0	183	183	0	0	34
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	364	0	0	34	0	0	0	503	0	3	0	0	203	250	0	311	311	0	0	44
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	370	0	0	34	0	0	0	564	0	3	0	0	183	250	0	347	347	0	0	59
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	368	0	0	34	0	0	0	388	0	4	0	0	218	250	0	208	208	0	0	38
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	364	0	0	34	0	0	0	371	0	4	0	0	231	250	0	208	208	0	0	37
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	358	0	0	34	0	0	0	433	0	6	0	0	212	250	0	260	260	0	0	42
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	356	0	0	34	0	0	0	313	0	6	0	0	242	250	0	171	171	0	0	32
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	356	0	0	34	0	0	0	375	0	5	0	0	222	250	0	212	212	0	0	Average price
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	497	0	0	67	0	0	0	1232	0	20	0	0	516	250	0	1087	1087	0	0	(DKK/MWh)
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0	0	22	0	0	0	0	165	250	0	0	0	0	214	239
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	3,13	0,00	0,00	0,30	0,00	0,00	0,00	3,30	0,00	0,04	0,00	0,00	1,95	0,00	1,86	1,86	0,00	0	445	

FUEL BALANCE (TWh/year):										Waste/ CAES BioCon- Electro- PV and Wind off										Industry				Imp/Exp Corrected		CO2 emission (Mt):	
DHP	CHP2	CHP3	Boiler2	Boiler3	PP	Geo/Nu.	Hydro	HTL	Elc.ly.	version	Fuel	Wind	CSP	Wave	Hydro	Solar.Th.	Transp.	househ.	Various	Total	Imp/Exp	Corrected Net	Total	Net			
Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Oil	-	-	-	-	0,95	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,95	0,00	0,95	0,25	0,25		
N.Gas	-	-	-	-	0,95	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,95	0,00	0,95	0,19	0,19		
Biomass	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Renewable	-	-	-	-	-	0,04	-	-	-	-	-	1,56	1,13	0,41	0,20	-	-	-	-	-	3,34	0,00	3,34	0,00	0,00		
H2 etc.	-	-	-	-	0,04	-	-	-	-0,27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,27	-	0,04	0,00	0,04	0,00	0,00	
Biofuel	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Nuclear/CCS	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00		
Total	-	-	-	-	-	1,95	0,04	-	-	-0,27	-	-	1,56	1,13	0,41	0,20	-	-	0,27	-	-	5,29	-4,14	1,15	0,45	0,45	



District Heating Production																														
Gr.1					Gr.2										Gr.3										RES specification					
District heating	Solar	CSHP	DHP		District heating	Solar	CSHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Storage	Bal-ance	District heating	Solar	CSHP	CHP	HP	ELT	Boiler	EH	Storage	Bal-ance	RES1	RES2	RES3	RES	Total	
MW	MW	MW	MW		MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	Wind	Offsho	Photo	\ 4-7 ic	MW	
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	23	99	28	250	
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	112	26	129	28	296	
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	177	41	138	28	384	
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	100	23	140	29	291	
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	150	34	160	29	372	
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	145	33	126	28	333	
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	255	58	163	28	503	
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	313	72	150	29	564	
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	185	42	132	29	388	
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	186	42	116	27	371	
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	248	57	101	27	433	
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	153	35	96	29	313	
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	177	41	129	28	375	
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	568	130	585	31	1232	
Minimum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-12	24	22	
Total for the whole year																														
TWh/year	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,56	0,36	1,13	0,25	3,30	

Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year

ANNUAL COSTS (Million DKK)																	NATURAL GAS EXCHANGE									
Total Fuel ex	Ngas exchange	=	0	DHP & Boilers	CHP2	CHP3	PP CAES	Indi-vidual	Trans port	Indu. Var.	Demand Sum	Bio-gas	Syn-gas	CO2Hy gas	SynHy gas	SynHy gas	Storage	Sum	Im-port	Ex-port						
MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW					
Uranium	=	0																								
Coal	=	0																								
FuelOil	=	0																								
Gasoil/Diesel	=	0																								
Petrol/JP	=	0																								
Gas handling	=	0																								
Biomass	=	0																								
Food income	=	0																								
Waste	=	0																								
Total Ngas Exchange costs	=	0																								
Marginal operation costs	=	0																								
Total Electricity exchange	=	0																								
Import	=	0																								
Export	=	-445																								
Bottleneck	=	445																								
Fixed imp/ex	=	0																								
Total CO2 emission costs	=	0																								
Total variable costs	=	0																								
Fixed operation costs	=	0																								
Annual Investment costs	=	0																								
TOTAL ANNUAL COSTS	=	0																								
Total for the whole year																										
TWh/year				0,00	0,00	0,95	0,95	0,00	0,00	0,00	0,95	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,95	0,95	0,00						