



**Universidad
de La Laguna**

TRABAJO FIN DE GRADO

INGENIERÍA ELECTRÓNICA INDUSTRIAL Y AUTOMÁTICA

ANÁLISIS DEL USO DEL HIDRÓGENO COMO RESPALDO A LA GENERACIÓN RENOVABLE

Analysis of use of clean hydrogen produced from renewable energy

AUTORA: Esther Itahisa Acosta Febles

TUTOR: Benjamín González Díaz

Agradecimientos

Me gustaría agradecer a todas aquellas personas que me han acompañado en esta etapa de mi vida. Destacando a mi tutor, Benjamín González Díaz por su apoyo y paciencia.

Así mismo, agradezco a mi familia todo el apoyo recibido y el esfuerzo que han dedicado a que hoy esté aquí.

Por último, dedico este trabajo a todas las mujeres de mi familia que no pudieron ver sus sueños cumplidos debido a las épocas en las que le tocó vivir.

ÍNDICE

ABSTRACT	4
INTRODUCCIÓN	4
INTRODUCCIÓN	5
ENERGÍAS DE FUENTE RENOVABLE	5
USO DE ENERGÍAS RENOVABLES EN LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA.	6
LA DESCARBONIZACIÓN DE LA ECONOMÍA.	7
AGOTAMIENTO DE LAS RESERVAS DE COMBUSTIBLES FÓSILES.	7
LA MAXIMIZACIÓN DEL BENEFICIO EN LA EMPRESA	8
ERRORES DE PREDICCIÓN.	10
EL IMPACTO DE LA CRISIS DEL COVID19 SOBRE OFERTA Y DEMANDA DE ENERGÍA.	
PREVISIONES A LARGO PLAZO.	11
“STATED POLICIES SCENARIO” (STEPS)	12
“DELAYED RECOVERY SCENARIO” (DRS)	13
“SUSTAINABLE DEVELOPMENT SCENARIO” (DRS)	14
“NET ZERO EMISSIONS BY 2050” (NZE2050)	15
¿QUÉ SUCEDE EN ESPAÑA? EL PNIEC.	15
ISLAS CANARIAS	17
PRODUCTOS DERIVADOS DEL PETRÓLEO	18
ENERGÍAS RENOVABLES	20
ENERGÍA EÓLICA	22
ENERGÍA FOTOVOLTAICA	25
FENÓMENOS ESTACIONARIOS	28
ENERGÍA EÓLICA POR MESES:	28
ENERGÍA FOTOVOLTAICA POR MESES	29
ALMACENAMIENTO	30

<u>ALMACENAMIENTO Y TRANSICIÓN ENERGÉTICA HACIA UN SISTEMA FUNDAMENTADO EN LAS ENERGÍAS RENOVABLES.</u>	33
LA NECESIDAD DE IMPLEMENTAR ALMACENAJE ENERGÉTICO SI CRECE LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA DE FUENTE RENOVABLE.	33
<u>TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO. EL HIDRÓGENO.</u>	35
EL HIDRÓGENO COMO VECTOR ENERGÉTICO.	35
PROCEDIMIENTOS DE OBTENCIÓN DEL HIDRÓGENO	36
OBTENCIÓN A PARTIR DE COMBUSTIBLES FÓSILES.	40
OBTENCIÓN A PARTIR DEL AGUA.	40
OBTENCIÓN A PARTIR DE BIOMASA	42
EL HIDRÓGENO PARA ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA.	43
ALMACENAMIENTO FÍSICO	47
COMPRESIÓN Y LICUEFACCIÓN	47
MATERIALES POROSOS	48
HIDRATOS DE GAS	48
ALMACENAMIENTO QUÍMICO	48
<u>PROYECTOS ACTUALES QUE HACEN USO DEL HIDRÓGENO PARA DAR SOLUCIÓN AL PROBLEMA DEL ALMACENAJE.</u>	49
ALEMANIA	53
<u>SIMULACIÓN</u>	56
ISLA DE TENERIFE	56
POT. P.E. (kW)	57
ALMACENAMIENTO	58
ENERGYPLAN, MODELO INFORMÁTICO DE ANÁLISIS DE SISTEMAS ENERGÉTICOS AVANZADOS	59
<u>CONCLUSION</u>	61
<u>ANEXO I</u>	63
<u>ANEXO II</u>	64
<u>BIBLIOGRAPHY</u>	68

Abstract

It is clear to see that, nowadays, that energetic transition is unstoppable. Canary Islands renewable energy potential is undeniable, due to its climatology and geographic situation.

In the energetic storage field, hydrogen is emerging as the main future technology. The main purpose of this project is to outline the benefits of using energy storage through hydrogen, specifically studying Tenerife's case. Currently, we can find different energy storage projects in Canary Islands, such as Gorona del Viento in El Hierro, or Chira-Soria in Gran Canaria, both being pumped hydro energy storage. However, Tenerife does not own any energy storage solution. For that reason, and also following the technological trend, hydrogen must be considered a relevant option to solve storage issues in Tenerife.

In order to develop this analysis, several sources have been both consulted and studied, such as reports, analysis, reviews, papers, roadmaps, normatives, etc. All of these are available on the bibliography.

Introducción

Hoy en día, la transición energética es imparable. El potencial de las energías renovables en las Islas Canarias es innegable, debido a su climatología y situación geográfica.

En el ámbito del almacenamiento de energía, el hidrógeno se está postulando como uno de las principales tecnologías del futuro. El principal objetivo de este proyecto es estudiar y remarcar los beneficios de usar el hidrógeno como herramienta de almacenamiento de energía, concretamente analizando el caso de la isla de Tenerife. Actualmente, podemos encontrar diferentes proyectos de almacenamiento de energía, como la Gorona del Viento en El Hierro o Chira-Soria en Gran Canaria, siendo ambas centrales hidroeléctricas reversibles. Sin embargo, la isla de Tenerife no cuenta con ningún sistema de almacenamiento de energía. Por esa razón, y siguiendo la tendencia tecnológica actual, el hidrógeno debe ser considerado como una posible solución a los problemas de almacenamiento de energía en Tenerife.

Para poder desarrollar este análisis, se han consultado y estudiado diversas fuentes: informes, análisis, reviews, papers, hojas de ruta, normativas, etc. Todo ello está disponible en la sección de bibliografía.

Introducción

Energías de fuente renovable

La Organización de las Naciones Unidas (UNO por sus siglas en inglés) señala que el cambio climático es una de sus principales preocupaciones en materia medioambiental, junto a otras, como el mantenimiento de la biodiversidad, la “resiliencia” frente a accidentes de la industria, la gestión de residuos y productos químicos y, el uso eficiente de los recursos necesarios para el crecimiento y desarrollo económico [1].

Según el último informe del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el cambio climático (órgano de las Naciones Unidas encargado de evaluar los conocimientos científicos relativos al cambio climático), publicado el 9 de agosto de 2021 [2]:

“...los científicos están observando cambios en el clima de la Tierra en todas las regiones y en el sistema climático en su conjunto. Muchos de los cambios observados en el clima no tienen precedentes en miles, sino en cientos de miles de años, y algunos de los cambios que ya se están produciendo, como el aumento continuo del nivel del mar, no se podrán revertir hasta dentro de varios siglos o milenios. Sin embargo, una reducción sustancial y sostenida de las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) y de otros gases de efecto invernadero permitiría limitar el cambio climático. Aunque las mejoras en la calidad del aire serían rápidas, podrían pasar entre 20 y 30 años hasta que las temperaturas mundiales se estabilizaran, según el informe del Grupo de Trabajo I del IPCC, Cambio Climático 2021: Bases físicas, aprobado el viernes por los 195 gobiernos Miembros del IPCC, en una reunión de aprobación celebrada en formato virtual a lo largo de dos semanas y que empezó el 26 de julio.”

La realidad es compleja y las relaciones de causalidad univariantes (una variable explica en exclusiva un fenómeno), escasas. Así, no puede sostenerse que el cambio climático obedezca exclusivamente al papel desarrollado por las emisiones de “GEI” (Gases de Efecto Invernadero), pero si parece acreditado, que la actividad humana ha tenido un impacto considerable en este fenómeno y que los citados GEI explican gran parte de dicha problemática.

En este sentido, en el último boletín de la Organización Meteorológica Mundial (OMM) disponible (publicado a 23 de noviembre de 2020) puede leerse [3]:

“(...

El CO₂ es el GEI antropógeno más abundante en la atmósfera, y contribuye en aproximadamente un 66 % al forzamiento radiativo

ocasionado por los GEI de larga duración. Es la causa de alrededor del 82 % del aumento de ese forzamiento en el último decenio y también de aproximadamente el 82 % de ese incremento en los cinco últimos años.

(...)

En 2019 el CO₂ atmosférico alcanzó el 148 % del nivel preindustrial, principalmente a causa de las emisiones procedentes de la quema de combustibles fósiles y la producción de cemento (las previsiones indicaban que en 2019 las emisiones de CO₂ generadas por combustibles fósiles alcanzarían 36,7 ± 2 GtCO₂, la deforestación y otros cambios en el uso de la tierra (la media del período 2009-2018 fue de 5,5 GtCO₂ año⁻¹). Del total de las emisiones generadas por actividades humanas durante el período 2009-2018, cerca del 44 % se acumularon en la atmósfera, el 23 % en los océanos y el 29 %, en la tierra; el desequilibrio resultante no atribuido en el balance es del 4 %.

(...)

El CH₄ contribuye en aproximadamente un 16 % al forzamiento radiativo causado por los GEI (gases de efecto invernadero) de larga duración. Alrededor del 40 % del CH₄ que se emite a la atmósfera procede de fuentes naturales (por ejemplo, humedales y termitas), mientras que cerca del 60 % proviene de fuentes antropógenas (por ejemplo, ganadería de rumiantes, cultivo de arroz, explotación de combustibles fósiles, vertederos y quema de biomasa).

(...)"

Como vemos, múltiples actividades humanas (ganadería, agricultura, quema de biomasa, etc.) además de los combustibles fósiles contribuyen al problema medioambiental del cambio climático, pero el uso y explotación de estos combustibles como fuente de energía ha contribuido decisivamente al mismo, a través de las emisiones de CO₂.

Junto a la problemática de la contribución al calentamiento global y cambio climático de los combustibles fósiles a través de las emisiones de CO₂, debemos considerar las perspectivas respecto a su uso y disponibilidad a medio largo plazo, cuestiones que serán objeto de análisis en párrafos posteriores.

Uso de energías renovables en la producción de energía.

El uso de energías renovables para abastecer la demanda energética es una realidad, sin embargo, ¿a qué se debe este reclamo? Existen dos razones principales: la descarbonización y el agotamiento de las actuales materias primas de producción, los combustibles fósiles.

La descarbonización de la economía.

La Comisión Europea publicó en 2011 una hoja de ruta pautando objetivos con la previsión de conseguir una economía “*low-carbon*” para el 2050 [4]. Uno de los propósitos planteados, es la reducción de gases de efecto invernadero al menos en un 80% en relación con los datos 1990 [5].

El sistema energético mundial se basa en los combustibles fósiles, principalmente en el petróleo y sus derivados. Este régimen establecido supone más desventajas que ventajas, hasta el punto de generar problemas crónicos para el medio ambiente y, por lo tanto, a la sociedad [6].

Los esfuerzos por hallar un combustible fósil sustitutivo útil al petróleo han resultado vanos. Hay estudios que señalan que el petróleo actual contamina el aire en menor grado (refiriéndose a emisión de gases de efecto invernadero - entre otros CO₂, metano y los óxidos de nitrógeno), que los diferentes sustitutos ensayados.

El crudo pesado y las arenas asfálticas (propuestas de sustitutos) generan más emisiones de citado gas. Aún mayores emisiones se generan al obtener petróleo sintético a partir de esquistos, y en mayor grado aun, extraerlo del carbón. Si en vez de sustituir de raíz todo hidrocarburo se siguiera intentando mantener el presente sistema con esos sucedáneos, en pocos años habría empeorado severamente la contaminación de la atmósfera y el deterioro climático [6].

En 2018 un 79,5% de producción energética recaía en fuentes de energía convencionales como puede ser el carbón, el petróleo y el gas natural, fuentes que no pueden calificarse como renovables ni “*eco-friendly*”.

La descarbonización de la economía parece pasar por un mayor recurso a fuentes de energía renovables, en detrimento del uso de combustibles fósiles para la producción de energía. ¿Cuándo calificamos a una energía como “renovable”?

Podemos definir las energías renovables como “recursos limpios y casi inagotables que proporciona la naturaleza” [7]. Son aquellas fuentes de energía basadas en la utilización de recursos naturales. La naturaleza ofrece varias fuentes renovables como pueden ser energía solar, la eólica, la mareomotriz, o la energía que puede obtenerse de la biomasa, etcétera [8]. Estas fuentes de energía se caracterizan por no utilizar combustibles fósiles, sino recursos naturales capaces de renovarse ilimitadamente.

Agotamiento de las reservas de combustibles fósiles.

Junto con la necesidad de descarbonizar la economía, hallamos otro motivo para perseguir incrementar el peso de las energías renovables en la producción de energía a costa de disminuir el uso de combustibles fósiles, precisamente, en las expectativas respecto al agotamiento de estos.

En la actualidad, las fuentes mayormente utilizadas, tanto para la producción de energía como para obtener vectores energéticos provienen de los hidrocarburos, llamados a agotarse en pocos decenios. Los expertos estiman que si la pauta de consumo continúa invariante, los recursos fósiles se agotarían en el lapso entre 40 y 70 años [6].

En tanto que los recursos renovables pueden definirse como aquellos que se pueden regenerar mediante procesos naturales a una velocidad superior a las de las necesidades humanas, se hace evidente que el petróleo es un recurso no renovable pues el ritmo de su producción o reposición “natural” es extremadamente lento, en relación con su consumo.

Como recurso no renovable, podemos asumir que se encuentra en la naturaleza en cantidades limitadas, aun cuando a raíz de avances tecnológicos pueda mejorarse la eficiencia en su extracción y tratamiento de forma que las expectativas respecto a las reservas existentes puedan mejorarse al alza (podamos pensar que tengan una duración más larga que lo que se pensaba hace 10 o 20 años) a largo plazo y mientras la demanda provoque su consumo a un ritmo más rápido que el de reposición natural del recurso, cabe pensar en su agotamiento.

El geofísico M. King Hubbert propuso un modelo matemático con el que trataba de predecir el nivel de extracción de petróleo durante un período de tiempo determinado.

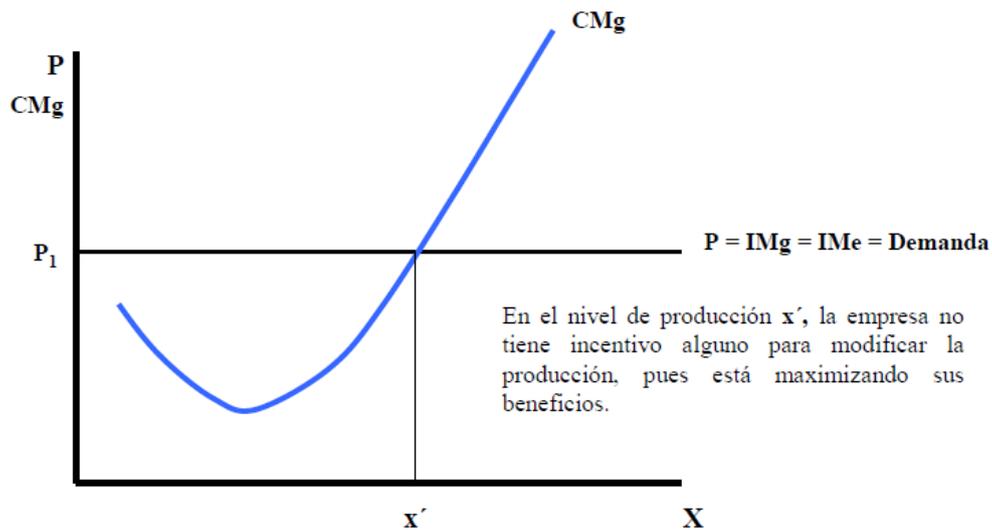
Sostenía la hipótesis de que la extracción de petróleo tiende a ser más cara una vez se alcanza el máximo de producción de un yacimiento. Dicho de otra manera, al explotar un yacimiento, la producción de este irá creciendo a lo largo del tiempo, hasta que comience a observarse que el coste marginal de cada barril adicional (el coste de producir un barril adicional) sobre el volumen máximo de producción comienza a crecer, pues en el máximo de producción, el coste marginal del barril (el coste del último barril producido se equipara al ingreso que proporciona ese último barril).

El máximo de producción es también el punto en el que la empresa obtiene su máximo beneficio, tal y como indica la teoría económica:

La maximización del beneficio en la empresa

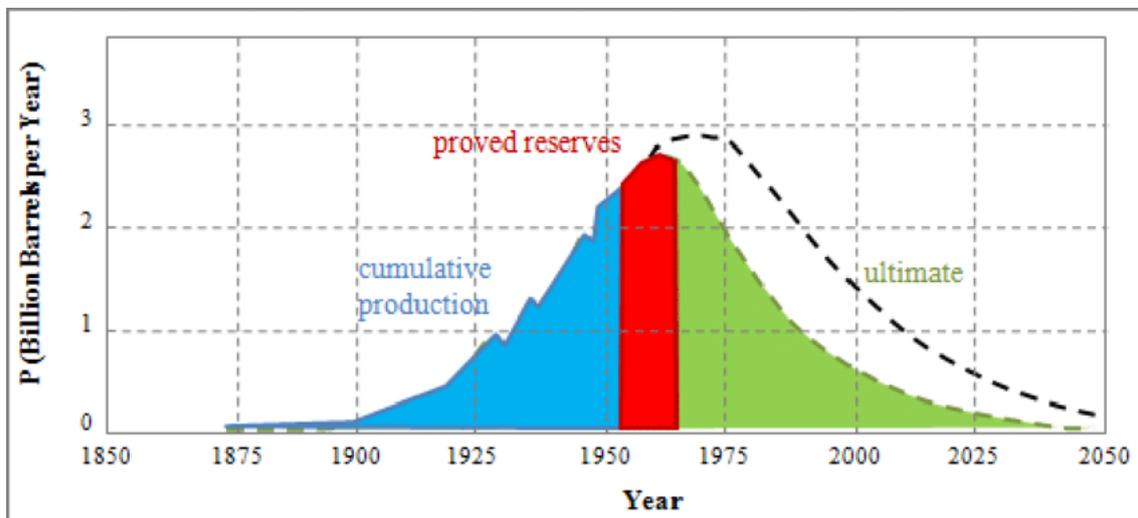
Una empresa obtiene su máximo beneficio si produce unidades de un bien hasta que el ingreso adicional que obtiene de producir una unidad más (IMg) se iguala al coste adicional que supone producirla (CMg). Mientras el ingreso marginal vaya siendo superior al coste marginal podrá ir obteniendo beneficios si sigue produciendo. La condición $IMg = CMg$ se puede expresar también como:

$$CMg = P \text{ (Coste Marginal = Precio)}$$



Gráfica 1. Representación de la condición de primer orden para la maximización del beneficio empresarial.

Según esta hipótesis, llegó a predecir que la producción petrolífera de Estados Unidos alcanzaría su cenit (el punto máximo o “*peak oil*”) en 1970, como muestra la llamada CURVA DE HUBBERT:



Gráfica 2. De Tomas, Enrique. (2016). Contribución al conocimiento del estado actual de la problemática del “fracking” en el mundo: El estado de la cuestión.

Consecuentemente, conforme a esta teoría del “*Peak Oil*” en algún momento se alcanzará el máximo de producción petrolífera mundial y a partir de ese momento, comenzará a decaer la producción debido al agotamiento de las reservas y el crecimiento de los costes de producción.

Consecuentemente, conforme a esta teoría del “*Peak Oil*” en algún momento se alcanzará el máximo de producción petrolífera mundial y a partir de ese momento, comenzará a decaer la producción debido al agotamiento de las reservas y el crecimiento de los costes de producción.

Errores de predicción.

Hubbert pronosticó que el pico a nivel global se alcanzaría en 1995, evidentemente, erró en esta predicción, no obstante, se realizaron nuevos cálculos con el mismo esquema de Hubbert y estos retrasaban el pico de producción hasta 2015.

Así las cosas, hay quien apunta que al petróleo siempre le quedan entre 10 o 20 años de vida; pues en 1980 se avanzaba el “*peak oil*” se alcanzaría en 15 años y en 2005 se pensaba que en 10 años (en 2015).

Es por ello que la mayor parte de los críticos con esta teoría del “*Peak Oil*” opina que Hubbert ha tenido más errores que aciertos, citando picos que no se dieron o crisis que no existieron. No obstante, muy pocos de estos críticos niegan que el petróleo es un combustible fósil y que por lo tanto es limitado. Debe señalarse además que gran parte de los críticos, forman parte de la industria petrolera y automovilística.

Otros críticos, desde perspectivas más economicistas afirman que la escasez incentivará la búsqueda de nuevas reservas o la explotación de reservas que hasta ahora no se consideraban viables económicamente – el alza en los precios del crudo, así como la innovación tecnológica que proporcionará una mayor eficiencia en la explotación de las reservas posibilitando que estas se incrementen por encima de lo predicho por Hubbert.

Muchos de los críticos argumentan que el pico no es inminente y que la forma del pico podría ser irregular y extenderse bastante en vez de decrecer rápidamente como vaticina la teoría de Hubbert y las variables que él eligió en su estudio.

En todo caso, queda claro que las fuentes de energía renovable juegan un rol primordial en la descarbonización de la red.[9]

Otra fuente de energía a considerar sería la Energía Nuclear, no obstante, el objeto de este trabajo es el almacenamiento en redes integradas para dar solución a fluctuaciones de la producción debidas a fenómenos climatológicos, cosa que no tiene sentido cuando hablamos de fuentes de energía independientes o no afectadas directamente por dichos fenómenos, como es el caso de la energía nuclear. Es en atención a esta circunstancia que no hay menciones a la misma en este trabajo.

El impacto de la crisis del COVID19 sobre oferta y demanda de energía. Previsiones a largo plazo.

El ámbito energético se ha visto afectada por la situación actual de pandemia. El futuro que se espera es incierto y por ahora, solo existen previsiones hechas por expertos que intentan desarrollar estrategias según se comporte la actividad energética. En los siguientes párrafos, se expone una serie de escenarios donde se explica los diversos caminos que se prevé a largo plazo.

Durante los años 2020 y 2021 la economía mundial se ha visto afectada por un “shock externo” que la ha golpeado severamente, la pandemia generada por el virus SARCOV2. El impacto ha sido de tal magnitud que, por ejemplo, el Banco Mundial cifra en un 5,6% la caída del PIB “mundial” obviamente, este cálculo refleja una media mundial pues según la región o país considerado puede haber sido mucho mayor o menor que dicha cuantía [10].

La tabla del Anexo I nos da una idea más exacta del impacto sobre las economías de la pandemia durante los años 2020 y 2021, a través del indicado “PIB”.

¿En qué se traduce esta caída del PIB? Es decir ¿Dónde localizamos los principales impactos?

La respuesta a esta pregunta depende del punto de vista del observador, si queremos ver que sectores productivos se han visto más fuertemente impactados, las estadísticas muestran que son aquellos en los que el contacto social es una variable relevante (turismo, hostelería...). Sin embargo, nuestro interés no se centra tanto en que sectores y actividades se han visto más fuertemente impactadas como en que mecanismos de funcionamiento del sistema económico han sufrido ese impacto y cuáles pueden ser sus consecuencias previsibles.

Conforme a la aludida nota de prensa del Banco Mundial:

- **Las perspectivas para los países de ingreso bajo:** La pandemia está causando estragos en los planos económico y humano en los países más pobres.
- **Consecuencias macroeconómicas regionales:** Cada región acusa vulnerabilidades singulares frente a la pandemia y la desaceleración económica que produce.
- **Efectos sobre las cadenas de valor mundiales:** Las perturbaciones a las cadenas de valor mundiales pueden agudizar los efectos de la pandemia sobre el comercio, la producción y los mercados financieros.
- **Consecuencias de la pandemia a largo plazo:** Las recesiones profundas, en general, tienen efectos perjudiciales y de largo plazo sobre la inversión, van en detrimento del capital humano debido al desempleo que ocasionan y provocan un repliegue del comercio internacional y las relaciones de suministro.

Se hace evidente, por tanto, que la COVID19 ha tenido un importante impacto sobre las distintas economías del mundo, ¿Cuál será la duración temporal de ese impacto? ¿Cuáles sus efectos sobre las pautas de producción y consumo de energía para diferentes fines?

La Agencia Internacional de la Energía (International Energy Agency, IEA) es una organización internacional que busca lograr un futuro energético seguro y sostenible para todos [11]. Nace entre 1973 y 1974 a raíz de la crisis del petróleo y la preocupación de los países industrializados para adecuarse a las nuevas demandas económicas del petróleo y garantizar la seguridad en el abasto de petróleo. [12].

La IEA se ha consolidado como el principal foro de cooperación en una variedad de asuntos relacionados con la energía, tales como seguridad de los suministros, políticas a largo plazo, información, transparencia eficiencia energética....[12].

En 2020, la IEA hace público el “*World Energy Outlook*” donde analiza las consecuencias que puede provocar la pandemia actual (COVID19). Presenta datos referidos al año 2020 para formular las distintas previsiones, elaboradas para los próximos 10 años (hasta 2030).

En octubre del 2021 conoceremos la nueva versión previsiones fundadas en datos más recientes que confirmen o corrijan las formuladas en 2020.

Aún es demasiado pronto para establecer el impacto del COVID19 sobre el futuro del sistema energético debido a la imprevisible evolución de la enfermedad. A pesar de ello, algo seguro es que los efectos perdurarán durante los próximos años [13].

En cualquier caso, los cambios con respecto al informe de la misma entidad para el año 2019 son importantes, se plantean diferentes escenarios posibles según las políticas que se adopten para salir de la actual crisis económicas.

La IEA, considera 4 escenarios posibles de evolución, según las políticas que se sigan tras la pandemia:

- Escenario Políticas Declaradas “*Stated Policies Scenario*” (STEPS)
- Escenario Recuperación Tardía “*Delayed Recovery Scenario*” (DRS)
- Escenario Desarrollo Sostenible “*Sustainable Development Scenario*” (SDS)
- Cero Emisiones Netas en 2050 “*Net Zero Emissions by 2050*” (NZE2050)

“*Stated Policies Scenario*” (STEPS)

Este escenario describe una evolución controlada del COVID-19, dando paso a una recuperación económica a niveles precrisis para finales de año 2021. Las previsiones se formulan a partir de considerar que se mantienen las políticas ya anunciadas por los distintos actores (gobiernos, productores, etc.) y los objetivos de estas.

Así, la demanda mundial de energía volvería a valores precrisis a principios de 2023.

Antes del virus, se esperaba un crecimiento de la demanda de energía de un 12% entre 2019 y 2030. Ahora se estima que este aumento será de un 9%.

Este cambio desemboca en una menor presión al alza sobre los precios del petróleo y el gas, aunque no se descarta un aumento futuro de la volatilidad del mercado, propiciado por una caída de la inversión.

Las energías renovables cubrirían el 80% de la demanda mundial de energía de aquí al 2030. La principal fuente de energía renovable continuará siendo la hidroeléctrica, pero se espera que la obtención de energía solar será la que experimente un mayor crecimiento.

Así, se espera que se alcancen nuevos máximos de capacidad instalada, anualmente, tras el año 2022. La energía eólica, terrestre y marítima, será otra forma de energía renovable que experimentará un importante crecimiento, si bien no tan intenso como el que se espera para la energía solar.

La demanda del carbón se ve afectada de una forma irreversible, ya que en este escenario no volverá a los niveles previos a la pandemia, su participación en la combinación energética en 2040 caerá al menos un 20%, un hito que sucedería por primera vez desde la Revolución Industrial.

Este cambio obedece a la influencia combinada de 3 factores:

1. Política de eliminación progresiva del carbón
2. El crecimiento de las renovables y,
3. Competencia del gas natural.

En unos 275GW, aproximadamente, se reducirá la aportación del carbón a la capacidad energética mundial de aquí a 2025, en otras palabras, se eliminaría el 13% del total de 2019.

De dicha reducción, a la Unión Europea se le podrían atribuir 75GW.

Por lo que respecta al petróleo, su demanda se estabilizaría en la década del 2030.

En el caso de las emisiones de CO₂, se pronostica que estas crezcan a un ritmo más lento que el experimentado durante la recuperación de la crisis financiera de la economía (iniciada en 2008-2009 y finalizada en diferente fecha según el país considerado). Aun así, las emisiones de CO₂ alcanzarán y superarán el nivel prepandemia, llegando a 36Gt en 2030 [13].

“Delayed Recovery Scenario” (DRS)

El escenario de Recuperación Tardía, como su propio nombre indica, toma en consideración una situación de pandemia prolongada que provoca daños económicos duraderos. Así, se mantendrían las mismas políticas y objetivos perseguidos por estas que en el escenario antes descrito, pero la mayor duración de la pandemia y la mayor profundidad de su impacto sobre el sistema económico provoca una mayor duración de la crisis y acentúa sus efectos.

Se prevé que la recuperación económica alcance niveles precrisis en el año 2023, si bien la recuperación de la demanda mundial de energía hasta los niveles precrisis, se alcanzaría en 2025, experimentándose las tasas de crecimiento de la demanda energética, más bajas desde 1930.

En esa fase de recuperación tendríamos un crecimiento del 4% frente al ya mencionado 12% que se esperaba antes del virus.

En este escenario, al igual que en el anterior, la demanda del petróleo se estabiliza en el 2030. Sin embargo, con la recesión económica prolongada de este escenario, se reduciría la cantidad utilizada de petróleo en más de 4 millones de barriles al día (mb/d) en comparación con el escenario STEPS, teniendo el límite por debajo de 100mb/d.

Las emisiones relativas al CO₂ serían menores que en STEPS. No obstante, el proceso de transición energética se vería dañado por la debilidad económica. Los combustibles tradicionales tenderían, cada vez más, a precios más bajos restando interés económico a las inversiones destinadas a eficiencia y nuevos proyectos de transición [13].

“Sustainable Development Scenario” (DRS)

El escenario de Desarrollo Sostenible contempla un refuerzo en las políticas e inversiones relacionadas con el avance de las energías limpias, el futuro del sistema energético hacia los objetivos de energía sostenible considerados en el Acuerdo de París.

Debe recordarse que el acuerdo de París persigue el triple objetivo de:

- 1) Limitar el aumento medio de la temperatura global a **2 grados centígrados** respecto a los niveles preindustriales
- 2) Redoblar esfuerzos para no superar la cota de 1,5 grados a final de este siglo y
- 3) Alcanzar la **neutralidad climática en 2050**, es decir, que la cantidad de CO₂ liberado a la atmósfera (el principal gas causante del calentamiento global) por la actividad humana sea equivalente a la que absorben los sumideros naturales, como los bosques.

Desde 2020, el Acuerdo ha sustituido al **Protocolo de Kyoto** como principal régimen climático internacional. La gran diferencia entre ambos es que en el anterior solo los países desarrollados tenían la obligación de recortar sus emisiones un 5% de media anual entre 2008 y 2012, respecto a las del año tomado como base 1990.

Así, en este escenario se contempla el mayor desarrollo de fuentes renovables y producción de energía nuclear que en el resto de los escenarios considerados.

Las centrales eléctricas de carbono no tendrían cabida en este escenario, por su alto impacto en las emisiones de CO₂, para su futuro se barajarían opciones como ser reacondicionadas, reconvertidas a otra tecnología o cerradas definitivamente con el objetivo de reducir a la mitad

dichas emisiones en 2030. Todo ello, daría lugar a una disminución de un 40% de emisiones solo del sector eléctrico, dejando que los valores de los paneles fotovoltaicos puedan triplicar sus niveles actuales de 2.840 GW (2018) a 8.519 GW en el 2030 [14]. Pese a todo lo expuesto, la propia Agencia de Energía se muestra pesimista a alcanzar este escenario [13].

“Net Zero Emissions by 2050” (NZE2050)

El último escenario es una ampliación del SDS, persiguiendo objetivos más ambiciosos como alcanzar el cero en emisiones netas para mediados del siglo. El NZE2050 no difiere en los objetivos ni resultados esperados del SDS, tan solo los adelanta en el tiempo. Se espera un aumento de la demanda de energía de origen verde y la disminución de emisiones a través del cierre o retratamiento de las centrales de carbón. La única diferencia que encontramos entre estos dos planes es que el SDS se prevé un cero en emisiones cerca del 2070, y en NZE2050 este punto se espera llegar en el 2050 [13].

En cualquier caso, a medio y largo plazo, la demanda de energía será satisfecha recurriendo en mayor medida a fuentes de energía renovable con un menor peso porcentual en el abasto de los combustibles fósiles.

A pesar de la situación de pandemia y el futuro incierto que nos ocupa, existen planes energéticos que siguen en vigor y continúan los esfuerzos por conseguir los objetivos marcados antes de que apareciera la COVID19.

¿Qué sucede en España? EL PNIEC.

La Unión Europea demanda a cada país miembro la elaboración de un Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, con el objetivo de poder evaluar la evolución de cada país en este ámbito. [15]

El PNIEC 2021-2030 de España, aprobado el 16 de marzo de 2021[17] y publicado el 25 del mismo mes [16], tiene como objetivo avanzar en la descarbonización de la economía, a fin de alcanzar la neutralidad climática de la economía y la sociedad en el horizonte 2050.

El PNIEC comparte los objetivos principales vinculantes para la UE [15]:

- 40% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990.
- 32% de renovables sobre el consumo total de energía final bruta.
- 32,5% de mejora de la eficiencia energética.
- 15% interconexión eléctrica de los Estados miembros.

El PNIEC contempla las 5 dimensiones establecidas por la Unión de la Energía para Europa:

1. Descarbonización (donde las energías renovables juegan un papel fundamental),
2. Eficiencia energética,
3. Seguridad energética,
4. Mercado interior de la energía,
5. Investigación, innovación y competitividad (I+i+c) [16].

Se estima que el cumplimiento de las medidas establecidas daría lugar a los siguientes resultados para el 2030:

- 23% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990 (Equivale a una reducción del 38% respecto a las emisiones brutas totales del año 2010).
- 42% de renovables sobre el uso final de la energía.
- 39,5% de mejora de la eficiencia energética.
- 74% de energía renovable en la generación eléctrica.
- La reducción de hasta el 50% la aportación de centrales de combustible fósil en sistemas aislados.

El mantenimiento de las políticas de descarbonización según la Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo [17], permitiría la reducción de, al menos, un 90% de las emisiones brutas totales de gases de efecto invernadero (GEI) respecto a 1990 para 2050, alcanzando, además, para esa fecha un sistema eléctrico casi 100% renovable [17].

Situándonos en un marco temporal más cercano, 2030, la ejecución del Plan lograría una presencia de las energías renovables sobre el uso final de energía del 42% [15].

En nuestro país, tres de cada cuatro toneladas de gases de efecto invernadero se originan en el sistema energético, por lo que la descarbonización es el elemento central sobre el que se desarrollará la transición energética [15].

Hoy en día, las plantas de energías renovables constituyen la energía más barata del territorio [16].

Para conseguir esta revolución de las renovables, se pretende que las tecnologías que más aumenten su peso para 2030 sean la eólica, que llegaría los 50258 MW, y la solar fotovoltaica que alcanzaría los 36882MW [16].

En definitiva, todas las previsiones parecen señalar la pérdida de peso de los combustibles fósiles en la producción de energía, debido a la cada vez menor disponibilidad de estos, por agotamiento, y también, a la creciente importancia concedida a la descarbonización de la economía por su impacto sobre problemas medioambientales como el calentamiento global y el cambio climático.

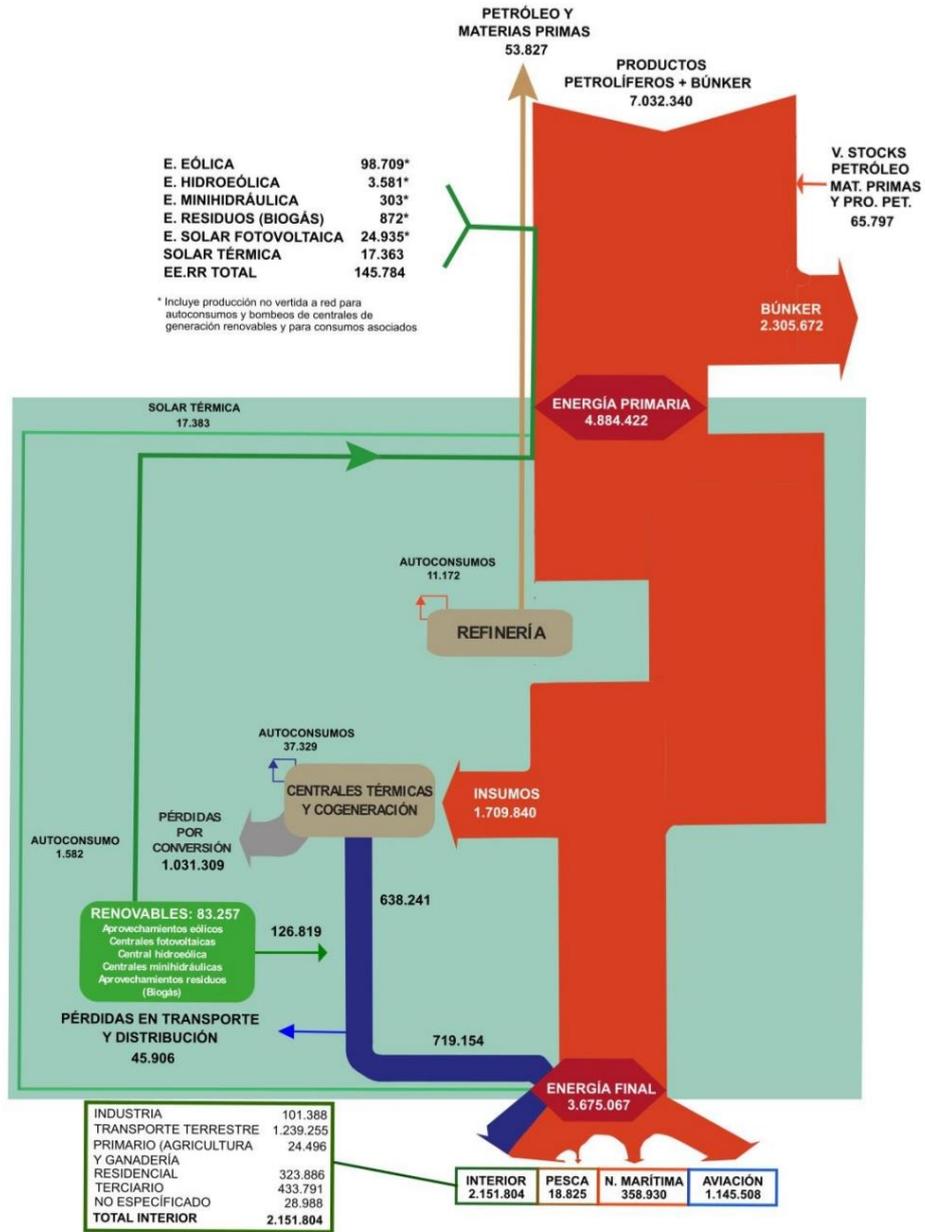
El crecimiento del peso de las energías renovables en la producción de energía exige el desarrollo de sistemas de almacenamiento que permitan asegurar el abasto en aquellos momentos en que la climatología afecte negativamente a la capacidad de producción.

Islas Canarias

Los territorios no peninsulares están impulsando desarrollos legislativos y de planificación energética en esta dirección. En las Islas Baleares, se ha aprobado una ley de cambio climático y transición energética con el objetivo de reducir un 90% las emisiones para el año 2050. En las Islas Canarias se está actualmente elaborando un plan de transición energética, con el objetivo de alcanzar la descarbonización de la economía canaria en el año 2040 e incluso, a ser posible, antes del año 2035 [18].

La demanda energética de las Islas Canarias es suplida a través de productos derivados del petróleo, electricidad y energía solar térmica. Si bien es verdad que el sector de mayor consumo es el de transporte con un 74,7%, en este trabajo nos centraremos en las tecnologías que ocupa el sistema eléctrico [19].

En el balance energético, gráfica 3, se describe el flujo de energías del sistema canaria. Los datos están en unidades de "Tep" (toneladas equivalentes de petróleo), equivalente a la unidad de energía del sistema internacional de julios (1Tep = 41.840.000.000J).



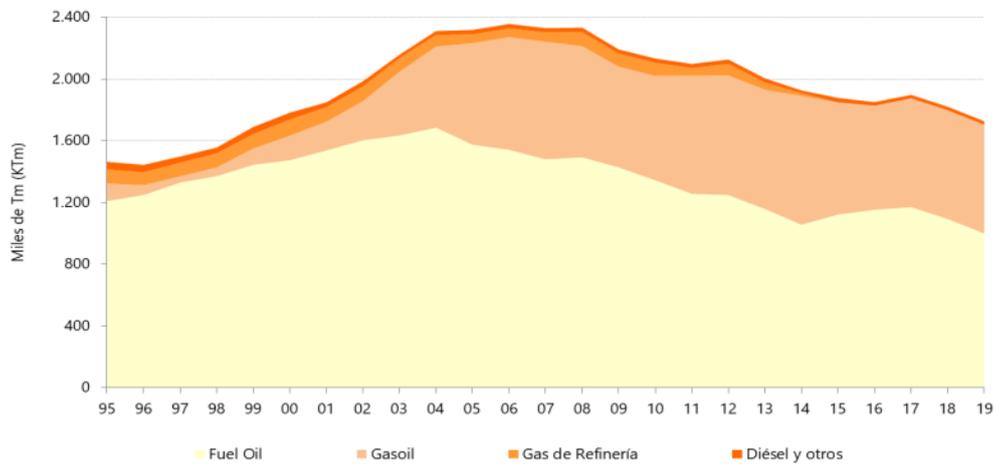
Fuente: Dirección General de Energía, Gobierno de Canarias

Gráfica 3. Balance energético de las Islas Canarias, Anuario Energético de Canarias 2019.

La red eléctrica canaria se compone de seis sistemas, cada sistema corresponde a una isla a excepción de Lanzarote y Fuerteventura que comparten el mismo al estar conectadas. Los parques de generación del archipiélago tienen dos fuentes de energías diferentes: productos derivados del petróleo y energías renovables.

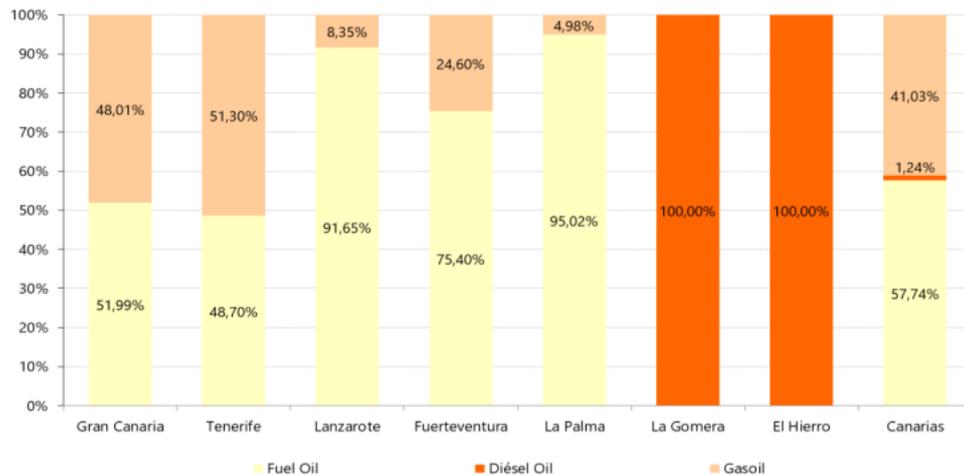
Productos derivados del petróleo

Las actividades correspondientes al uso de derivados del petróleo son: las centrales térmicas, refinería y cogeneración. En total, este grupo, es capaz de genera 2.969,36 MW [20]. Los productos derivados usados en las islas son: gas de refinería, gasoil, diésel y fuel Oil. En total, el archipiélago recibo 1.725,6 miles de toneladas al año (está cifra es variante a lo largo de los años, ya que depende de la demanda). En 2019, el Fuel Oil y el gasoil destacan en la importación con 998,7 kTm y 703,3 kTm respectivamente, frente a 0,8 kTm del gas de refinería y 22,4 kTm de diésel y otro.



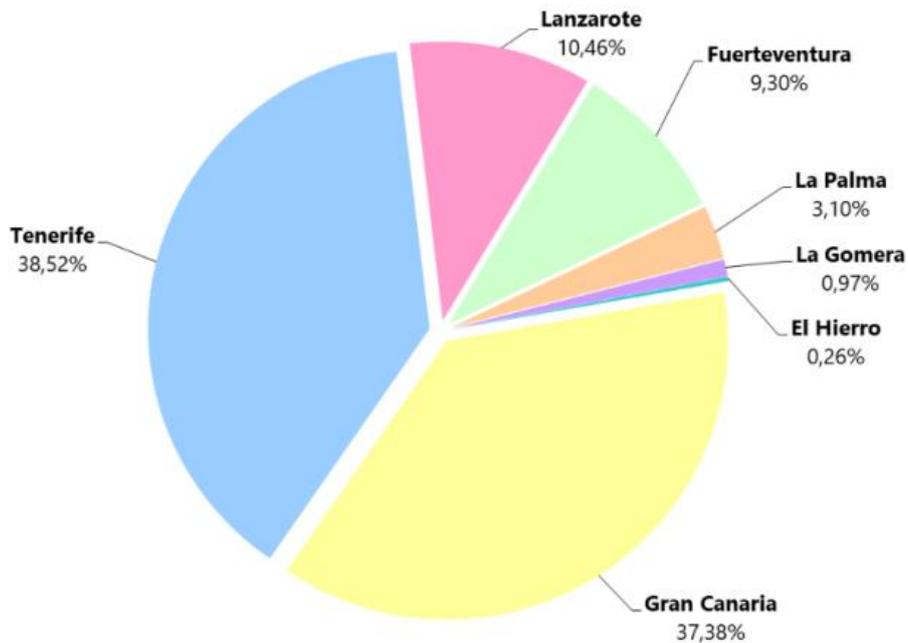
Gráfica 4. Evolución de consumo de los productos derivados del petróleo en Canarias desde 1995 a 2019, Anuario Energético de Canarias de 2019.

Sin embargo, la distribución de estos combustibles en las islas no es equitativos. Cada sistema demanda más combustible de un tipo que de otro con el fin de satisfacer las necesidades de cada uno de ellos.



Gráfica 5. Combustibles entregados en porcentaje a cada una de las islas canarias para la producción eléctrica, Anuario Energético de Canarias 2019.

En la gráfica 5, vemos el reparto de combustibles por islas para la producción eléctrica (el gas de refinería es consumido por el sector del refino de petróleo por lo que no se reflejan en este gráfico). La isla de La Gomera y El Hierro destacan por su dependencia única al diésel, además de ser las únicas islas que lo consumen. Aun así, su consumo en comparación con el resto de islas supone el 1,24% del consumo total del archipiélago. Esto es debido a que el consumo de electricidad de cada isla dependerá y, por lo tanto, su consumo de combustible variará.



Gráfica 6. Consumo de combustible en porcentaje de cada isla, Anuario Energético de Canarias 2019.

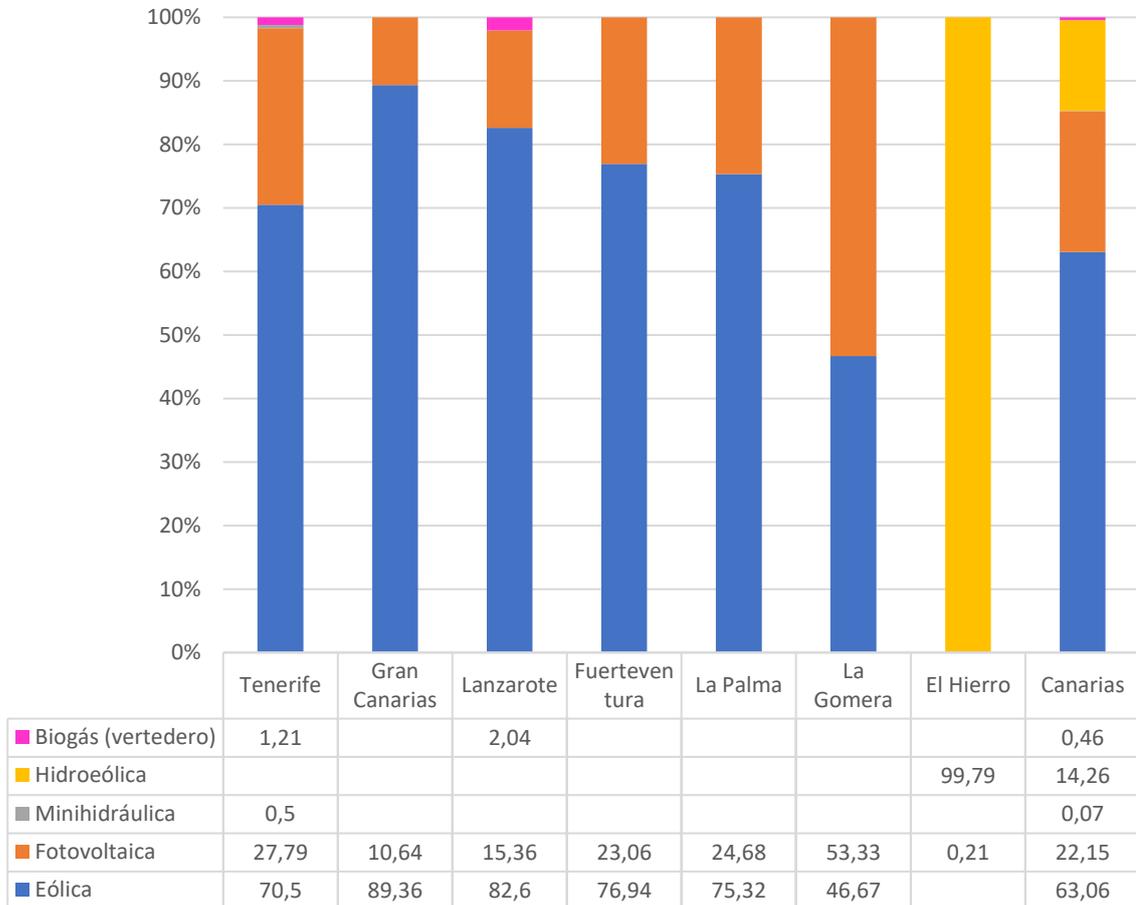
En la gráfica 6, podemos ver el aporte porcentual de cada isla en el cómputo total del consumo del archipiélago canario.

Energías renovables

En Canarias tenemos un gran potencial para desarrollar energías sostenibles. La potencia instalada proveniente de fuentes renovables se concentra en las islas de Tenerife y Gran Canaria. Existen dos años muy importantes en la evolución de las energías verdes en las islas, 2008 y 2018. En 2008, la isla de Tenerife instaló plantas fotovoltaicas que causaron un aumento del 47,4% de la potencia instalada respecto al año anterior. En 2018, tiene lugar una inversión en la energía eólica tanto en las islas de Tenerife y Gran Canaria, instalándose un total de 126,5MW. La isla de Tenerife, a nivel regional, cuenta con casi el 50% de potencia eléctrica de origen renovable instalada.

Las energías renovables produjeron 609,44MW en el año 2019 en Canarias. Existen 5 tipos de fuentes diferentes: eólica, fotovoltaica, minihidráulica, hidroeléctrica y biogás (vertedero). Al igual que pasaba con los productos derivados del petróleo, el uso de cada una de ellas no está presente

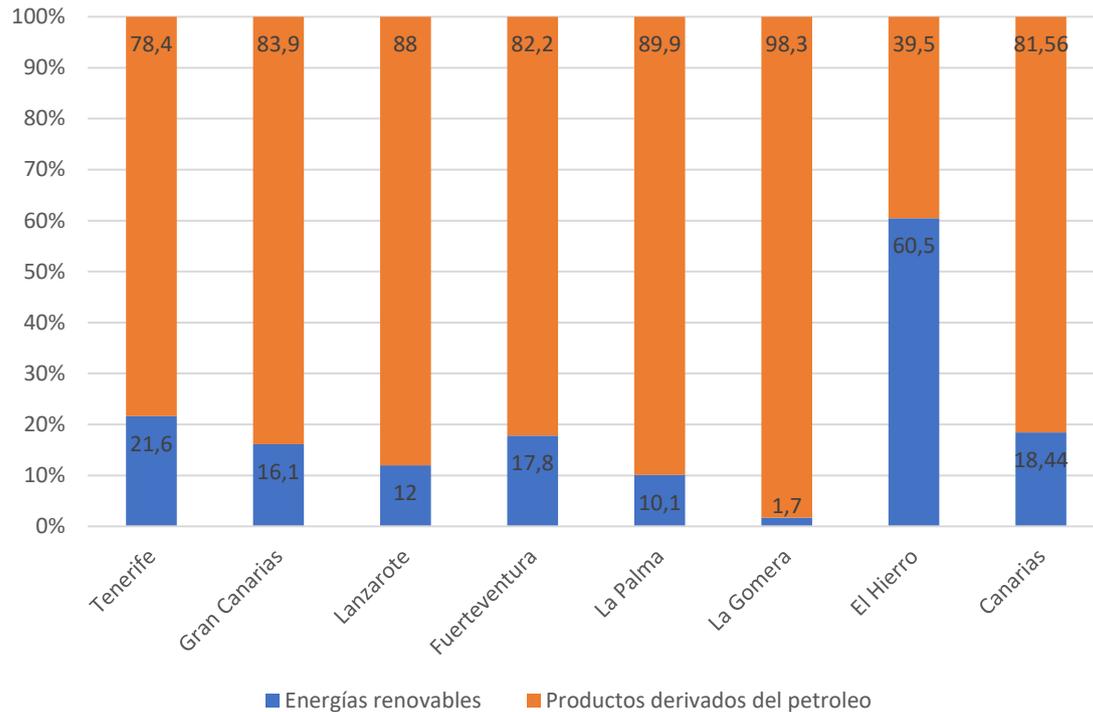
en cada isla. Es decir, cada isla tiene instalaciones diferentes y no contemplan la generación de energía a través de todas las tecnologías mencionadas.



Gráfica 7. Porcentaje de producción eléctrica en el archipiélago según energía renovable empleada. Fuente de datos: Anuario Energético de Canarias 2019.

En la gráfica 7, se recogen los datos visualmente la aportación en porcentaje de cada una de las tecnologías con fuentes renovables de cada una de las islas y en el archipiélago. De esta forma, podemos comprobar como cada isla, ha invertido en diferentes tecnologías, aunque destaca la energía eólica que está presente en casi todo el archipiélago menos en el Hierro.

En conjunto, las energías renovables y los productos derivados del petróleo constituyen el 100% del combustible de la red eléctrica canaria. Sin embargo, cada una de estas tecnologías tiene un peso diferente dentro del sistema, con un aporte del 18,44% las energías renovables frente a un aporte del 81,56% de los derivados petroleros.



Gráfica 8. Representación porcentual del aporte de energías renovables y productos derivados del petróleo en las islas Canarias. Fuente de datos: Anuario Energético de Canarias 2019.

Energía Eólica

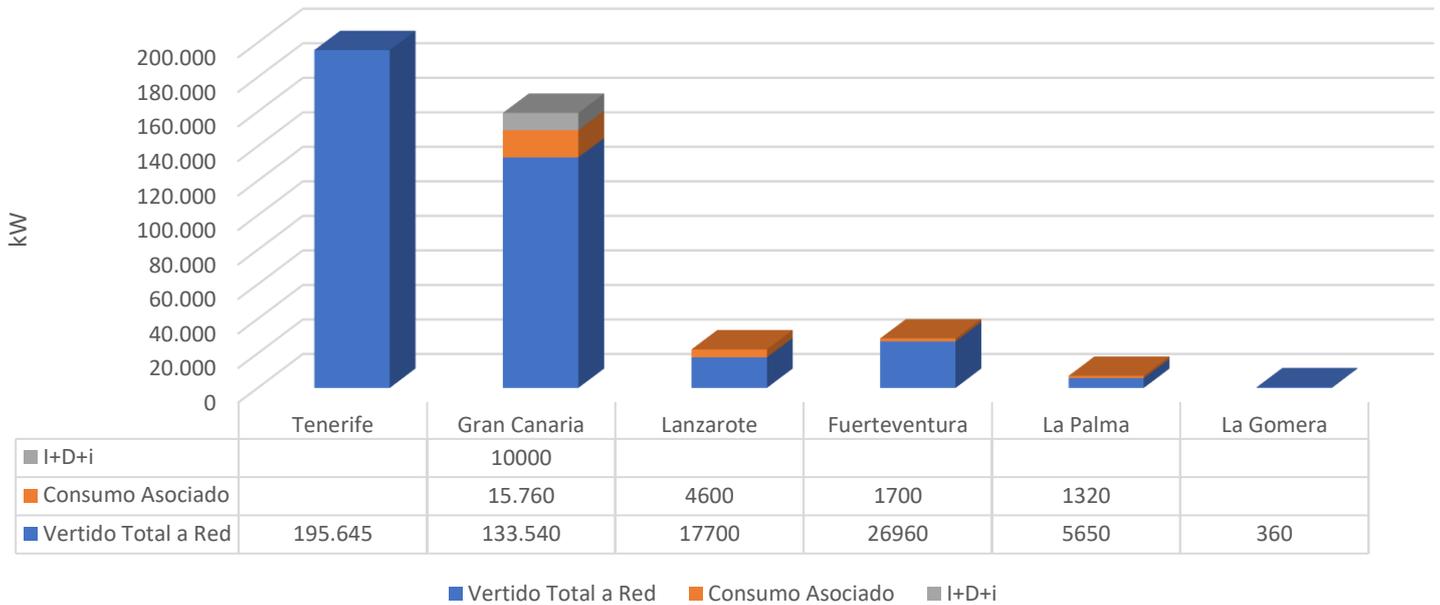
En el 2019, Canarias cuenta con 74 parques eólicos con un total de 476 aerogeneradores instalados [21]. Sin embargo, no todos ellos contribuyen a la red eléctrica de igual manera. Existen tres tipologías:

- I+D+i
- Consumo asociado
- Vertido total a la red

Los aerogeneradores asociados al uso de I+D+i son aquellos que están destinados a la investigación, desarrollo e innovación. Este caso, sólo se encuentra en la isla de Gran Canaria.

El consumo asociado hace referencia al autoconsumo. Esta práctica está más extendida que el anterior, pudiéndolo encontrar en Gran Canaria, Lanzarote, Fuerteventura y La Palma.

Por último, tenemos el vertido total a red donde lo generado se destina a la red eléctrica. Esta tipología de uso lo podemos encontrar en todas las islas con energía eólica.



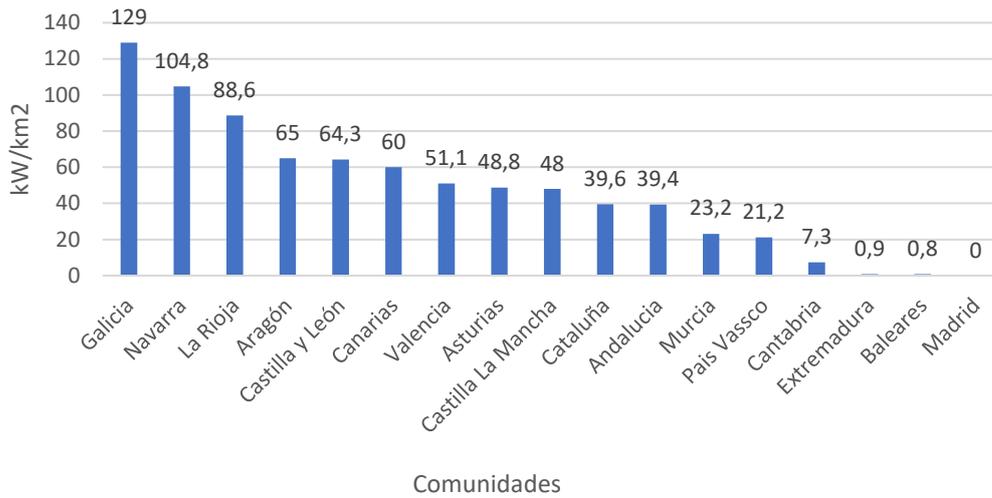
Gráfica 9. Representación de los diferentes usos presentes de la energía eólica en las distintas islas canarias. Fuente de datos: Anuario Energético de Canarias 2019.

Gracias a estas instalaciones, en el año 2019 las islas consiguieron ahorrar 98.709 toneladas equivalentes de petróleo y evitado la emisión de 902.159 toneladas de CO₂. Sin embargo, debe señalarse que estas cifras han ido en aumento a lo largo de los años, como muestra el siguiente gráfico.

Comparativa con el resto del territorio español

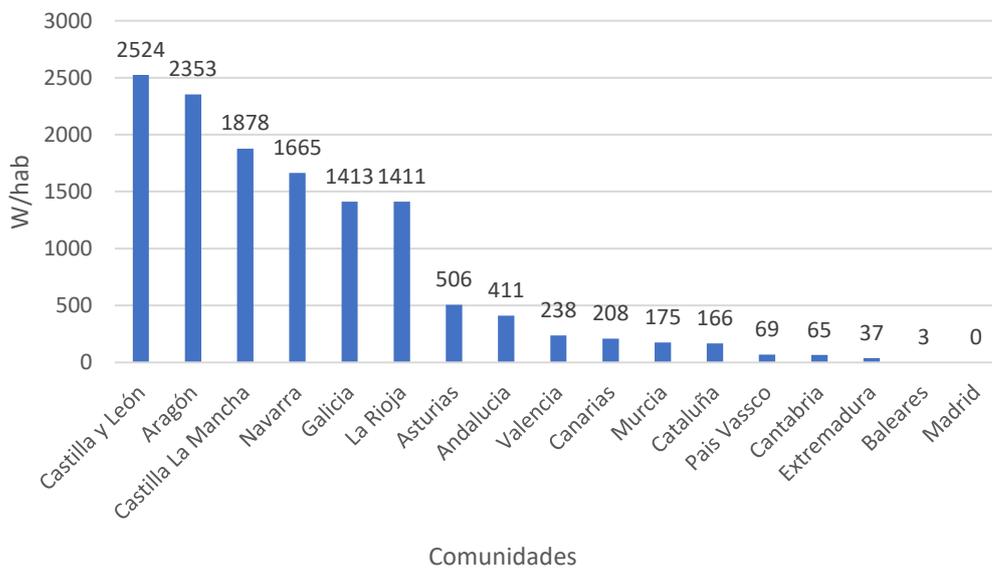
La energía eólica juega un gran papel en las islas en la generación de energía. Es por ello por lo que la comunidad se sitúa en los primeros puestos si la comparamos con otros territorios nacionales.

Pese a tener la quinta extensión territorial más pequeña de todo el territorio nacional, el archipiélago se sitúa en el puesto 5 comparando la ratio potencia eólica - extensión territorial [22].



Gráfica 10. Distribución según las comunidades españolas de la ratio potencia eólica - extensión territorial en el año 2019. Fuente de datos: Anuario energético de Canarias 2019.

En cambio, si comparamos la población con la potencia instalada obtenemos otro resultado, situándonos en el puesto 10º.



Gráfica 11. Distribución según las comunidades españolas de la ratio potencia eólica - población en el año 2019. Fuente de datos: Anuario energético de Canarias 2019.

Energía fotovoltaica

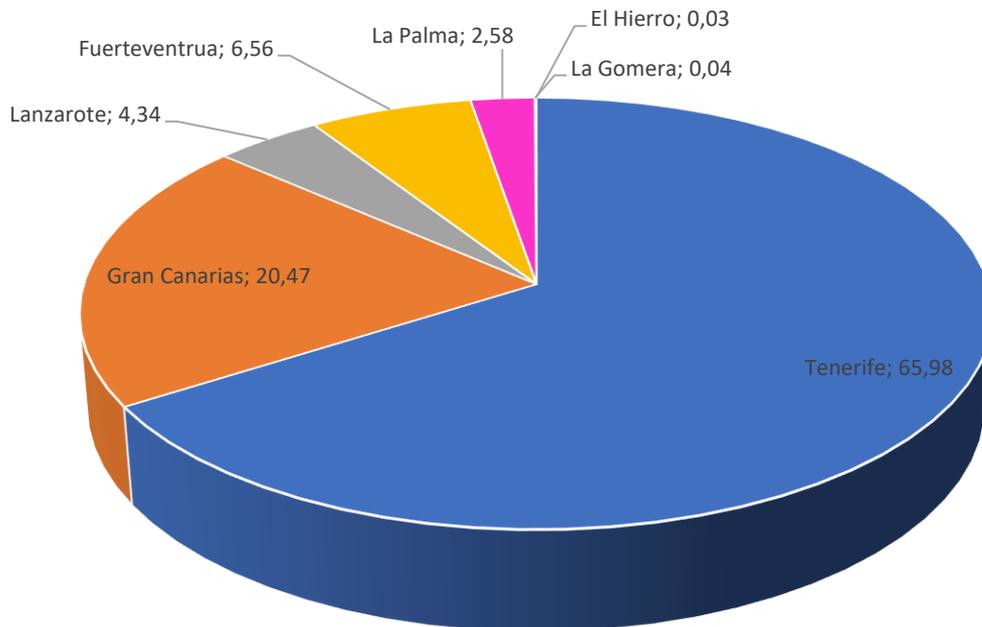
Existe otro tipo de sistema que contribuye a la implantación de fuentes renovables, los paneles fotovoltaicos. En el incremento de potencia instalada de fuente renovable observado en 2019, esta tecnología aportó un incremento del 3,7% del total de la potencia respecto al año anterior. La potencia instalada este mismo año ascendió hasta 194.305,37 kWp.

Las instalaciones fotovoltaicas pueden clasificarse en dos clases:

- instalaciones conectadas a la red
- instalaciones aisladas.

Las conectadas a la red representan el 99,4% del total de potencia. Esta tecnología, es análoga a la de vertido total a la red de la energía eólica. Su producción se destina directamente a la red eléctrica.

Las instalaciones aisladas son aquellas que no se conectan a la red general y, por lo tanto, aportan independencia de esta. Este tipo de instalaciones, haciendo una analogía con la energía eólica, con la de consumo asociado.



Gráfica 12. Distribución de la energía eléctrica de origen fotovoltaico de 2019 según cada isla. Fuente de datos: Anuario Energético de Canarias 2019.

En la gráfica 12, podemos observar que la isla más grades, Tenerife y Gran Canaria, son aquellas con mayor aporte con casi un 86,5% del total. Al contrario de El Hierro y La Gomera, con un aporte total de 0.07%.

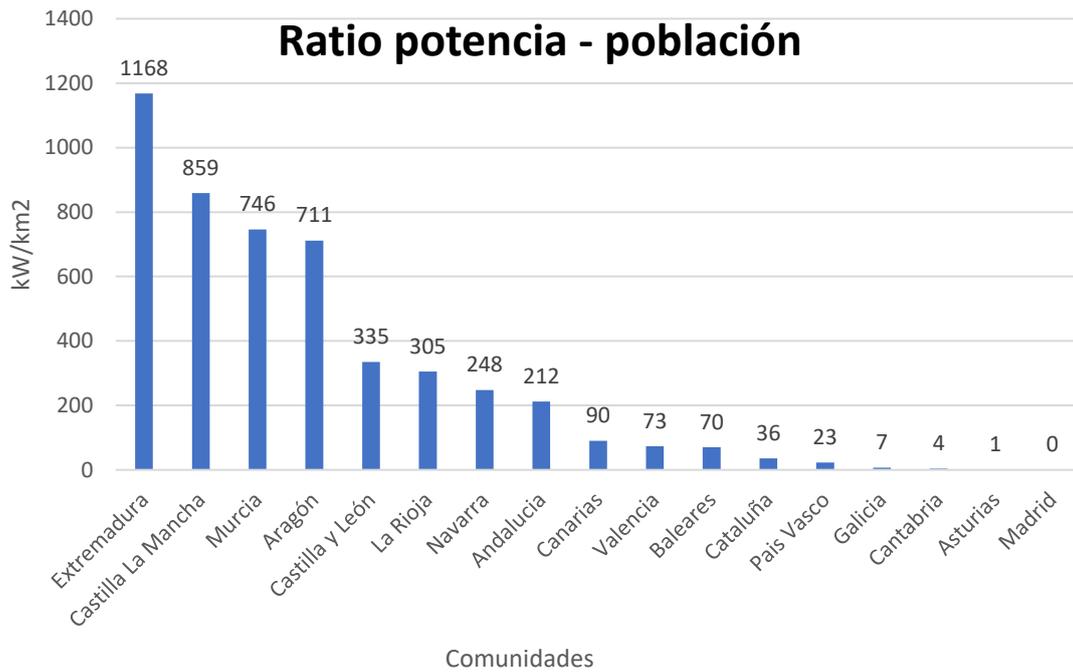
La energía fotovoltaica, como se ha adelantado anteriormente, recibió un gran impulso a su desarrollo en el año 2008, donde la potencia aumento. Esto facilitó que esta tecnología avanzara y pueda contar a día de con una producción de 289.945MWh en toda Canarias. Si analizamos el crecimiento de cada una de las islas y el archipiélago en conjunto obtenemos los datos recogidos en la tabla.

Año	Tenerife	Gran Canaria	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2010	140428	36150	5983	8905	3328	2	33	194830
2011	160612	44541	8103	12545	5751	16	48	231615
2012	172439	55163	6039	14492	6187	16	58	254393
2013	192467	60211	8002	18381	6254	16	50	285382
2014	189267	58138	7802	17862	6256	16	40	279381
2015	185713	56478	7221	16778	6388	16	42	272634
2016	186177	57472	7009	16064	6410	16	49	273198
2017	186514	53296	10035	16947	6302	16	46	273157
2018	186762	54847	11296	18069	6902	119	80	278075
2019	191314	59340	12588	19020	7473	121	89	289945

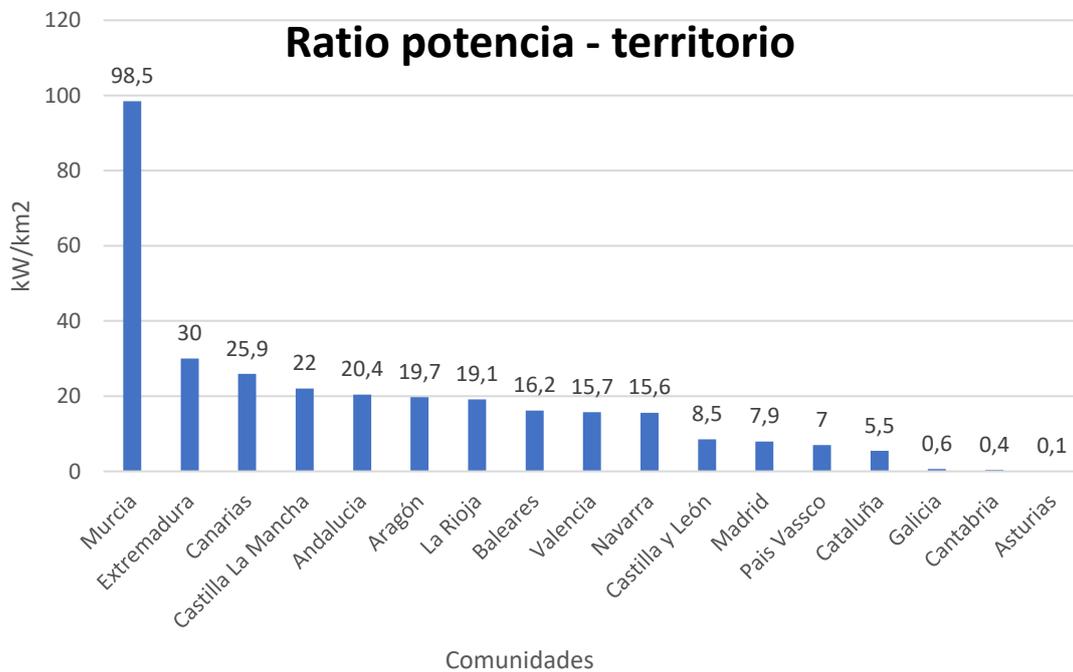
Tabla 1. Evolución de producción eléctrica a través de energía fotovoltaica en las islas canarias en 2019. Fuente de datos: Anuario Energético de Canarias 2019.

Comparación Canarias con resto del Estado.

Al igual que, con la energía eólica, la producción de potencia proveniente del sol también se puede comparar entre las diversas comunidades. Estaremos utilizando las mismas relaciones: producción de potencia – extensión del terreno y producción de potencia- población.



Gráfica 13. Distribución según las comunidades españolas de la ratio potencia fotovoltaica - población en el año 2019. Fuente de datos: Anuario energético de Canarias 2019.



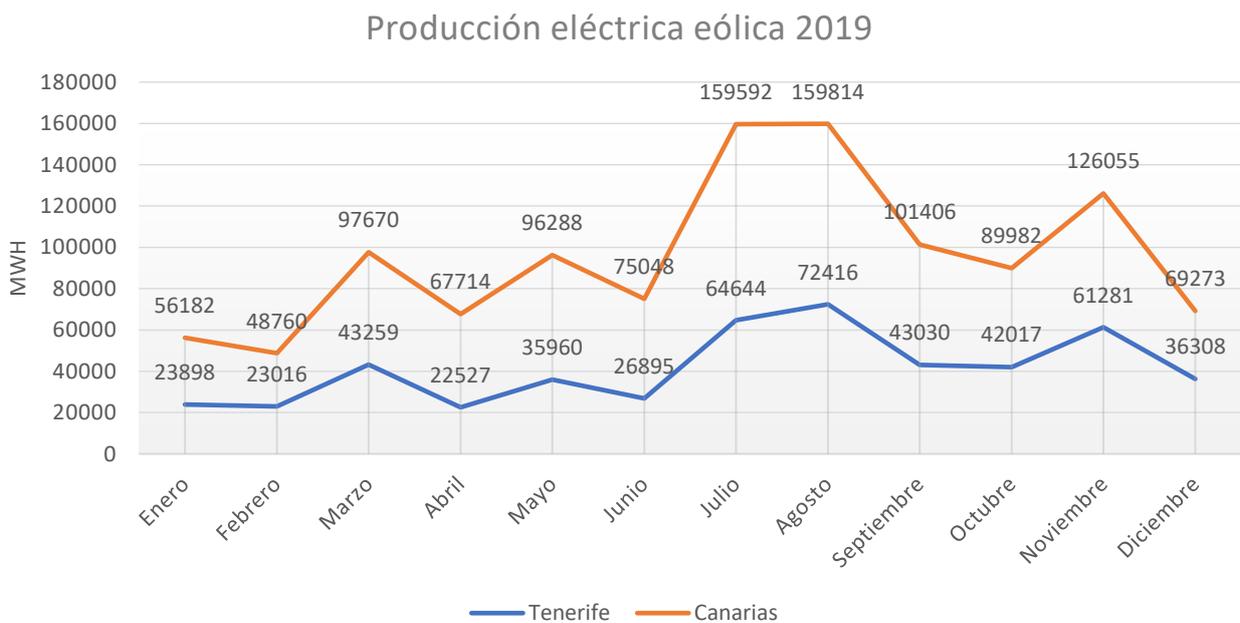
Gráfica 14. Distribución según las comunidades españolas de la ratio potencia fotovoltaica - extensión territorial en el año 2019. Fuente de datos: Anuario energético de Canarias 2019.

En comparación a los resultados de la energía eólica, la energía fotovoltaica no supone un gran cambio en las posiciones. A nivel de población, nos situamos en el puesto número 9 y a nivel de extensión territorial, en el número 3.

Fenómenos estacionarios

Las energías renovables juegan un papel fundamental en la descarbonización. Sin embargo, cuentan con una gran desventaja como ya se ha mencionado anteriormente, tienen un gran nivel de incertidumbre causado por su dependencia con el estado del clima en el momento. Cada energía presenta patrones de producción distintos según el mes del año que se considere.

Energía eólica por meses:

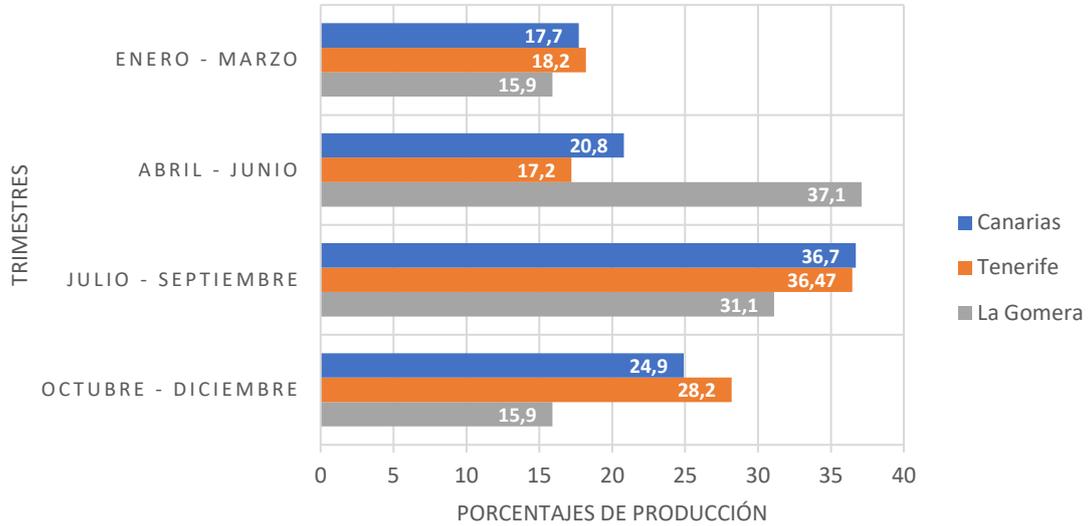


Gráfica 15. Representación de la producción eléctrica procedente de la energía eólica en Tenerife y en Canarias. Fuente de Datos: Anuario Energético de Canarias 2019.

Asumiendo un reparto de los meses según las estaciones de tal forma que: invierno, de enero a marzo; primavera, de abril a junio; verano, de julio a septiembre; y otoño, de octubre a diciembre. El tercer trimestre destacaría sobre el resto, produciendo los picos de producción máximo tanto a nivel insular tinerfeño como a nivel regional. Sin embargo, no todas las islas tienen los mismos resultados. Gran Canaria, Tenerife, Lanzarote, Fuerteventura y La Palma, presentan patrones muy parecidos, llegando a tener valores medios similares.

La Gomera presenta un comportamiento diferente, esta isla tiene mejor producción en el segundo trimestre, obteniendo un 37.1% de la producción anual, casi un 20% más en comparación con los datos de Tenerife.

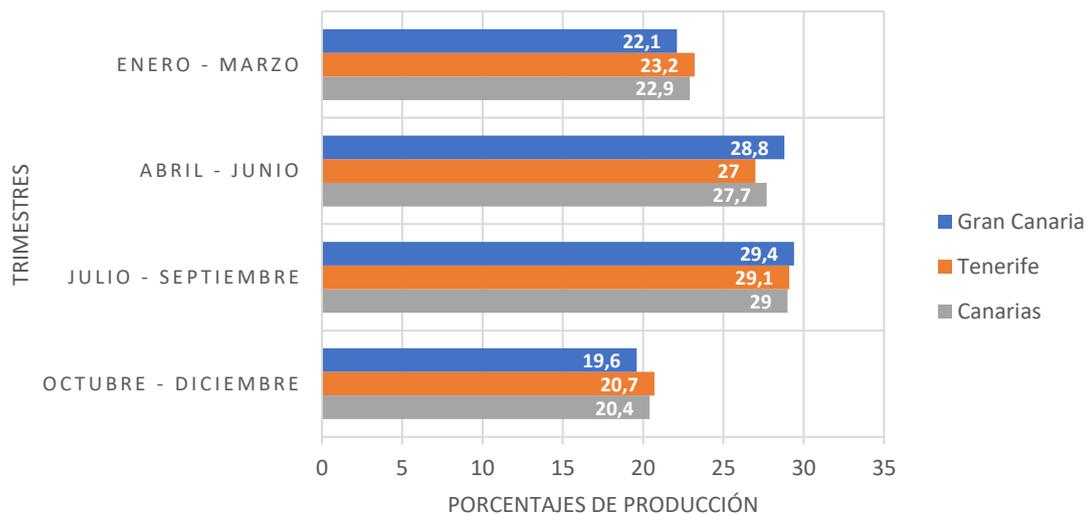
PRODUCCIÓN ELÉCTRICA EÓLICA



Gráfica 16. Comparación entre Tenerife, La Gomera y Canarias sobre la producción eléctrica producida eólicamente. Fuente de datos: Anuario Energético de Canarias 2019.

Energía Fotovoltaica por meses

PRODUCCIÓN ELÉCTRICA FOTOVOLTAICA



Gráfica 17. Comparación entre Canarias, Tenerife y Gran Canaria sobre la producción eléctrica con producción fotovoltaico.

La producción de energía fotovoltaica en las islas resulta bastante homogénea en el tiempo, sin grandes diferencias entre trimestres. Tomando los mismos trimestres que para la energía eólica, destacan el segundo y tercer trimestres, con especial mención a los meses de mayo y junio

En el gráfico 17, se aprecia la evolución y aportación de cada trimestre a la producción. La mayor producción tiene lugar en el tercer trimestre, si bien debe señalarse que ya en el segundo trimestre (los meses comprendidos entre abril y junio), que coincide prácticamente con el estado de primavera en las islas, ya se alcanza una producción que destaca sobre el primer y cuarto trimestre del año. En la representación se ha obviado al resto de islas porque su aporte al total de la producción es menor.

Almacenamiento

Las islas cuentan con seis sistemas eléctricamente aislados, de pequeños tamaños y débilmente mallados. Esto implica sistemas menos estables y seguros ante diferentes picos y demandas convencionales. Es por esto que es necesario la apuesta por sistemas de almacenamiento de energía para combatir los puntos de vulnerabilidad de la red [23]

En Canarias existen proyectos en funcionamiento de almacenamiento energético. Existen 4 instalaciones ubicadas en La Palma, La Gomera y El Hierro. Con ellas conseguimos 16,8MW de potencia. Los 4 sistemas cuentan con tecnologías diferentes [19].

La isla de La Gomera cuenta con una instalación de volante de inercia. Es la instalación de menos aporte al archipiélago con un 3% sobre el total. El sistema puede llegar a oscilar entre valores de potencia de 0.5MW a 18MW [24],[25]. Esta tecnología se basa en el principio de la masa giratoria transformando la energía eléctrica entrante a energía giratoria cinética, pudiéndola reconvertir en energía eléctrica más tarde [26]. El volante de inercia tiene tiempos de respuestas muy altos por lo que aporta estabilidad a la red siendo capaz de suministrar potencia ante un imprevisto. Es una opción complementaria para la penetración de las energías renovables eólica y solar. Su rapidez de respuesta es capaz de estabilizar la frecuencia de la red. Específicamente, con la energía eólica, rectifica las oscilaciones del viento [24],[26].

La Palma opta por la tecnología de un ultra condensador para su almacenamiento energético. En este caso, la isla aporta un 25,38% al cómputo total del archipiélago, con valores de potencias posibles entre 4MW y 20MW [24],[26]. Los ultra condensadores son capacitores electroquímicos que presentan una respuesta rápida[27]. Al igual que ocurría con los volantes de inercia de La Gomera, la característica de la velocidad es su principal atractivo para los sistemas de estas islas que cuentan con sistemas energéticos insulares débiles y aislados[24],[26].

Por último, encontramos la isla de El Hierro que cuenta con 2 instalaciones diferentes. Empezando por la tecnología con menor potencia y la implantación más reciente, la batería de Ion-Litio. Inicialmente, el proyecto había sido asignado a la isla de Gran Canaria, pero al final se llevó a cabo en El Hierro. Esta batería aporta un 6% de la potencia final del archipiélago, y cuenta con

intervalo de potencia de 1MW a 3MW [24],[26]. El proyecto destaca por tener una mayor capacidad de almacenamiento que el resto mencionados. Además tiene una mayor facilidad de gestión, ya que se puede programar su carga y descarga [24].



Ilustración 1. Esquema de funcionamiento de la Gorona del Viento (isla de El Hierro).

El segundo proyecto de El Hierro es la famosa Gorona del Viento, que cuenta con el sistema de una hidro bomba. Esta instalación está compuesta por 5 elementos:

- Balsas: Existen dos balsas a diferente altura para poder generar la energía a través de esa bajada [19].
- Central de bombeo: Red de 8 grupos de 6MW en total, encargado del movimiento del agua [19], [28].
- Central de turbinación (central hidroeléctrica): Cuatro grupos de turbinas Pelton con una potencia bruta total de 11,32MW [19], [28]. Estas turbinas transforman la energía cinética producida por el salto en energía mecánica. El eje de la turbina está conectado a un generador por lo que la energía mecánica conseguida se vuelve a transformar en energía eléctrica [29], [30].
- Conducción forzada
- Parque eólico: Formado por 5 aerogeneradores de una potencia unitaria de 2,30MW, es decir, 11,5MW en total [24],[30].

<p>La Palma</p> <ul style="list-style-type: none"> •Potencia: 4MW •Tecnología: Ultracondensador 	<p>La Gomera</p> <ul style="list-style-type: none"> •Potencia: 0.5MW •Tecnología: Volante de inercia 	<p>El Hierro</p> <ul style="list-style-type: none"> •Potencia: 1MW •Tecnología: Batería de Ión-Litio 	<p>El Hierro</p> <ul style="list-style-type: none"> •Potencia: 11,3MW •Tecnología: Hidro-bombeo
--	---	---	--

Gráfica 18. Almacenamiento existente en las islas Canarias. Fuente de Datos: Anuario Energético de Canarias 2019.

Estas son las tecnologías recogidas en el Anuario Energético de Canarias [19], sin embargo existen proyectos muy interesantes y prometedores en el archipiélago.

Empezaré mencionando la infraestructura más avanzada, la central hidroeléctrica de bombeo Chira Soria de Gran Canaria.

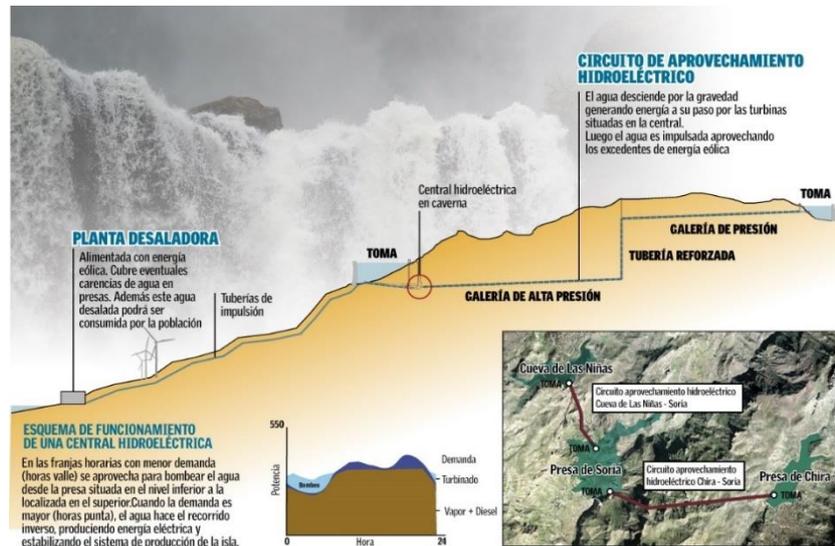


Ilustración 2. Esquema de funcionamiento de la Central de Chira Soria (Isla de Gran Canaria).

El popular proyecto promete aportar a la isla una mayor garantía de suministro, un incremento de la integración de energías renovables y una mayor independencia energética. Para llevar a cabo esta nueva central, se construirá una planta desaladora de agua marina, estaciones de bombeo, circuito hidráulico, galerías subterráneas, presas, una central hidroeléctrica reversible de 200MW y canalizaciones y demás elementos complementarios. Se trata de un programa ambicioso con diversos elementos [31], [32].

En Canarias al no poder estar conectada con la Península Ibérica, la red eléctrica está basada en energías contaminantes [33].

Existe una iniciativa destinada a la transformación sostenible de la red eléctrica a corto plazo. Mix Energético de Transición de Canarias “MET CANARIAS” desarrollado por un conglomerado de promotores de energía renovable que plantea construir nuevas plantas en Granadilla, Caletillas, Jinámar, Salinas y Barranco de Tirajana de 117MW de potencia cada una; y en El Guincho en La Palma de 52MW y en Punta Grande en Lanzarote de 67,5MW [34]. Estas infraestructuras reducirían en más de 2 millones de toneladas de CO₂ cada año, lo que iría en sintonía con los objetivos ecológicos marcados por las Directivas Europeas, el Gobierno de España y el Gobierno de Canarias. Además, ampliaría la potencia de origen renovable [33]. El plan se basa en la utilización de Hidrógeno Verde y baterías de ION-LITIO [34]. Contará con electrolizadores para producir hidrógeno verde y las ya mencionadas baterías de ion-litio por 100MW [33].

Almacenamiento y transición energética hacia un sistema fundamentado en las energías renovables.

Como hemos visto, el cambio de un sistema de producción de energía fundamentado en los combustibles fósiles hacia un sistema basado en las energías renovables requiere de la implementación de sistemas de almacenamiento integrados en la red eléctrica.

Puede entenderse el almacenamiento eléctrico como la tecnología capaz de acumular la energía y liberarla según sea demandada (Agencia Internacional de Energías Renovables) [35] y también como el conjunto de dispositivos que independizan la producción de energía de la demanda, a través de la gestión de la energía (esta segunda conceptualización es sostenida, por ejemplo, por empresas como Naturgy Energy Group S.A [36]).

La necesidad de implementar almacenaje energético si crece la producción de energía de fuente renovable.

La mayoría de fuente renovables presentan una característica intrínseca que las hace tener una gran desventaja frente al resto de fuentes de energía. Se trata de la dependencia de la producción de energía verde y los diferentes fenómenos climatológicos que puedan producirse.

Los diferentes fenómenos climatológicos que pueden experimentarse, hacen relativamente normal que se produzcan intermitencias en la producción, difíciles de pronosticar, dando lugar a la generación de un patrón de producción distinto al patrón de demanda [8], [9], [37], [38]. Para mitigar este desequilibrio se han planteado varias estrategias como, por ejemplo:

- 1) la interconexión de fuentes renovables a través de un amplio distrito geográfico,
- 2) diversificar la fuente renovable,
- 3) implementar almacenaje energético,

4) sistemas híbridos...

Sin embargo, la estrategia por la cual se apuesta actualmente es la creación de baterías donde se almacene la energía excedente producida por la fuente renovable. Se ofrece así un plan efectivo a largo plazo y a gran escala. En otras palabras, se ha vuelto una necesidad tecnológica y económica acompañar a las redes de fuentes renovables con un sistema de almacenamiento de energía [9].

La adopción de un sistema híbrido entre una red de fuentes renovables y un sistema de almacenamiento permitiría abastecer la demanda energética tanto de los usuarios “*stand-alone*” como de los usuarios “*grid-connected*” [37].

El hidrógeno, portador secundario de energía, puede introducirnos en la vía de almacenaje de estas fuentes renovables [39].

La integración de diferentes fuentes de energía renovables, de producción variable, hace que aumenten los retos técnicos de la red. Los dispositivos de almacenaje de energía pueden promover una extensa gama de servicios que ayudan a soportar la integración de estas energías variables, facilitando el equilibrio entre la demanda y la oferta, suplementando la transmisión, y ofreciendo reservas de operación [38].

La creación y gestión de sistemas con fuentes renovables y almacenamiento exige resolver de alguna forma el llamado “trilema” existente en una red de energía verde con “*back-up*” – como puede ser un sistema de producción de energías renovables con almacenamiento en baterías de hidrógeno – y son:

- a) La fiabilidad del sistema.
- b) La penetración de dichas energías.
- c) La economía.

La mayoría de veces el mejorar uno de estos campos significa variaciones negativas en los otros [9].

Por ejemplo, una red única de energías renovables tendría un impacto medioambiental bajo persiguiendo el objetivo de minimizarlo. Sin embargo, una red potente necesitaría una tecnología punta implicando un alto costo económico. Además, dicha red en tanto que, afectada por distintos fenómenos meteorológicos al poder presentar diversas variaciones de la producción, imposibles de pronosticar, carece de la fiabilidad adecuada.

Por otro lado, podríamos mejorar la fiabilidad a través del refuerzo despachables [40] lo que supondría un sobrecoste.

Es importante destacar que la fiabilidad de las fuentes limpias se suele evaluar en base al análisis de las pérdidas de potencia, pero su impacto subsecuente y la cuantificación de la fiabilidad requerida es raramente estudiada [9].

En definitiva, la integración de almacenaje en la red permite incrementar la fiabilidad del sistema, esto es la seguridad en el abasto, minorando el impacto de las variaciones.

La Agencia Internacional de Energía Renovable analiza diversos factores resultantes de añadir un sistema de almacenamiento a una red eléctrica.

Algunas de los beneficios que se estima se obtendrían serían[35], [41]:

- Venta al por mayor de la energía que sigue un esquema variante en el tiempo
- Capacidad de suministrar energía
- Fiabilidad energética
- Respuesta con frecuencia rápida
- Regulación de la frecuencia
- Constituye unas reservas primarias o secundarias de energía según la red de la que se trate
- Actualización de los retrasos en la transmisión y en la distribución
- Capacidad para cubrir los picos de demandas
- Capacidad de distribuir la energía independientemente del momento en el que ha sido generada
- Capacidad para suministrar potencia en cualquier momento necesario

Tecnologías de almacenamiento. El Hidrógeno.

El Hidrógeno como vector energético.

El hidrógeno es el elemento más abundante en el Universo, siendo el 75% de la materia visible. En nuestro planeta, lo podemos encontrar en compuestos como hidrocarburos o agua [42]. Es decir, no existe en estado puro naturalmente, pero si en combinaciones. Esto significa que los procesos de producción y aprovechamiento del hidrógeno difieren de los de combustibles como el petróleo o el carbón. Está considerado como portador secundario de energía [39].

Un vector energético es un anexo entre la fuente de energía primaria y los diferentes sectores de consumo[43]. Todas sustancias capaces de almacenar energía con el propósito de ser liberada posteriormente se consideran vectores energéticos. Frente a la energía obtenida de fuentes primarias, para producir este vector energético (el hidrógeno) se precisa invertir o consumir cierta cantidad de energía [44].

La vida de estos vectores nace en los centros de transformación y, su destino es un centro de consumo. Ejemplos de vectores son todos los combustibles derivados del petróleo (gasolina, gasoil, queroseno...) [45].

Una de las características más importantes del hidrógeno es su energía específica, ya que es superior a la de los combustibles convencionales.

Además, tiene la propiedad de que la energía liberada a partir del hidrógeno es una energía no tóxica y limpia [46]. Las emisiones nocivas resultan insignificantes, ya que el único producto de la combustión es el agua cuando el comburente es oxígeno puro [39]. El consumo de hidrógeno en el sector energético podría suponer la mejoría de la calidad del aire, así como, la reducción de las emisiones contaminantes y de los gases de efecto invernadero [46].

Actualmente, este elemento se postula como el candidato perfecto para producir energía mediante la combustión electroquímica. A través de este proceso podemos obtener un rendimiento mayor que con un motor de combustión.

La segunda Ley de la Termodinámica establece que “La cantidad de entropía del universo tiende a incrementarse en el tiempo” [47]. De esto podemos extraer que no todo el calor se puede convertir en energía, es decir, que en cualquier transformación de energía habrá una pérdida de esta. Esta pérdida vendrá determinada por la entropía, la cual exige añadir energía externa para aumentar la entropía final. Las reacciones de combustión tienen una limitación intrínseca llamada “Factor de Carnot”, que delimita la producción de trabajo. En cambio, en un proceso electroquímico, proceso utilizado por el hidrógeno, tiene limitaciones extrínsecas. Por lo tanto, este último no tiene limitaciones de Carnot. Esto demuestra, que una pila de combustible presenta mayor rendimiento que un motor de combustible [39].

El hidrógeno posee una mayor energía específica cuando se utiliza como combustible en una pila de combustible. Asimismo, se obtiene una eficiencia alta en la conversión de energía sin producir contaminación [8].

A través de la tecnología adecuada podemos obtener un almacenamiento casi permanente de la energía en comparación con las baterías actuales [48].

Procedimientos de obtención del Hidrógeno

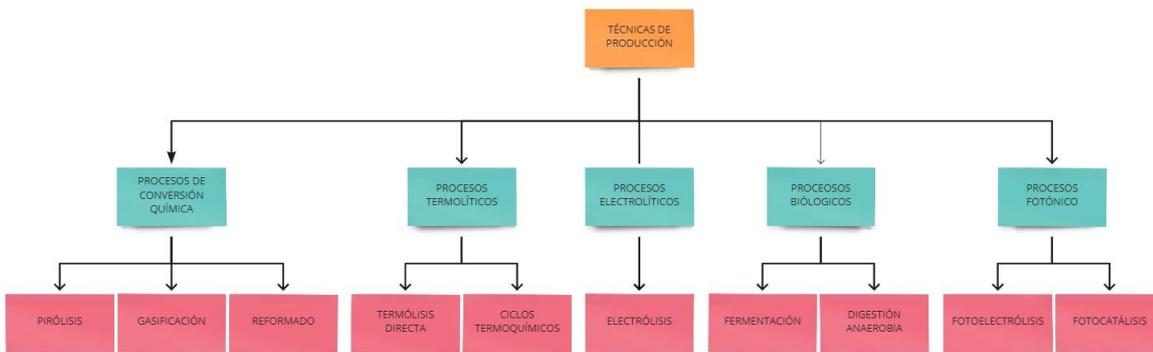
El hidrógeno no es un elemento desconocido para la industria, al contrario, se generan cerca de 70 millones de toneladas anuales (2018) [49].

Actualmente, tenemos la capacidad de llevar a cabo la obtención del hidrógeno a través de diversas tecnologías con fuentes de energías diversas. Por ello, además de preguntarnos ¿de dónde obtendremos el hidrógeno?, tenemos que preguntar ¿cuál es el origen de la energía que se utiliza en el proceso de separación?

Las materias primas que se utilizan son recursos fósiles (derivados del petróleo, gas natural, carbón...) y recursos renovables (agua, biomasa...).

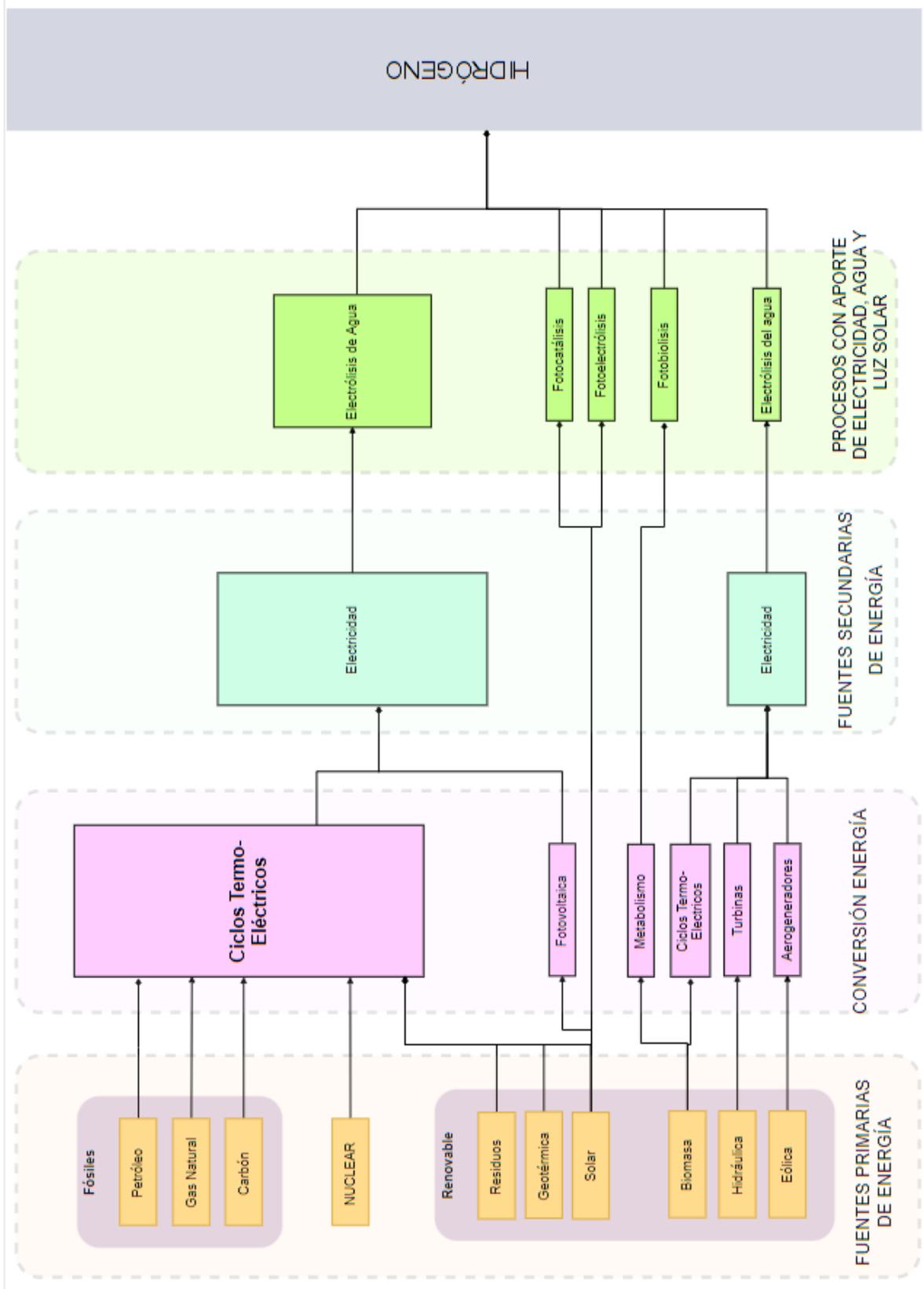
En cambio, podríamos clasificar las tecnologías de producción en los siguientes grupos:

- Procesos de conversión química: Reformado, Gasificación y Pirólisis
- Procesos termolíticos: Termólisis directa y por Ciclos Termoquímicos
- Procesos electrolíticos: Electrólisis
- Procesos biológicos: Fermentación y Digestión anaerobia
- Procesos fotónicos: Foelectrólisis Fotobólisis y Fotocatálisis.



Gráfica 19. Estructura de las técnicas de producción.

A raíz del tipo de energía externa, térmica, electricidad o luz solar, que se utilice se generan dos cadenas de producción.



Gráfica 21. Obtención de hidrógeno con aporte de energía eléctrica o solar. Fuente de datos: “Producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno” de Antonio González García-Conde

Obtención a partir de combustibles fósiles.

Gas natural.

Actualmente, el gas natural constituye la principal fuente para la producción de hidrógeno industrial. Las técnicas de producción son el reformado con vapor de agua (SMR “*steam methane reforming*”), oxidación parcial (POX) y reformado autotérmico (ATR) [50].

El reformado de gas natural con vapor de agua es una reacción endotérmica, es decir, es una reacción que necesita calor para que suceda [51]. Este proceso hace reaccionar CO con vapor de agua teniendo como resultado CO₂ e hidrógeno. Cuenta con una alta tasa de eficacia, un 85%, siempre que se trate de una planta centralizada. Además, en procesos industriales genera bajos niveles de emisión y bajos costes siendo el método más barato [50].

La oxidación parcial es un proceso exotérmico, es decir, en el proceso se libera calor [51]. El gas natural se oxida al entrar en reacción con oxígeno gas [50].

El reformado autotérmico es la combinación entre el reformado y la oxidación parcial. La unión de estas dos técnicas crea un circuito cerrado donde el calor generado por la oxidación parcial se emplea para el proceso de reformado [50].

Carbón.

El carbón es otra opción para conseguir hidrógeno, aunque con la tecnología actual no se consigue alcanzar los resultados del reformado de gas natural. El proceso utilizado es mucho más complejo y el coste global supera al proceso de reformado. Sin embargo, cabe destacar que esta última desventaja carecería de importancia si el precio del gas sigue en aumento.

La gasificación del carbón oxida parcialmente el carbón en presencia de oxígeno y vapor de agua. La reacción química da como resultado CO₂, H₂ e impurezas, los cuales se separan a través de técnicas de absorción física. Este procedimiento, hoy en día, solo es viable para un plan centralizado. Esta tecnología requiere aprovechar economías de escala, por lo tanto, un proyecto haciendo uso de pequeñas plantas descentralizadas habría de afrontar costes que podrían amenazar la rentabilidad económica. Además, haría falta una tecnología muy complicada y costosa para la captura y almacenamiento de CO₂. Aun así, si se plantea una planta centralizada se podría obtener una gran eficiencia, convirtiéndose así en una opción viable [50].

Obtención a partir del agua.

Electrólisis

La electrólisis es uno de los procesos más populares donde se separa el hidrógeno y el oxígeno del agua utilizando electricidad. La aplicación de esta energía externa le aporta a esta técnica una vasta gama de posibilidades al poder utilizar cualquier fuente de energía. No obstante, la molécula del agua no es fácil de manipular. Su alta estabilidad requiere de una gran cantidad de energía para conseguir la separación, lo que generaría costes muy altos y dependiendo de la económica de la electricidad. Ahora bien, existe dos parámetros que influyen en la reacción química que puede abaratar el proceso: la temperatura y la presión [50].

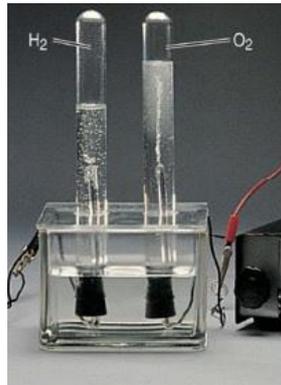


Ilustración 3. Momento de proceso de Electrólisis del agua.

El aumento de temperatura en el sistema aceleraría la separación disminuyendo la cantidad de electricidad necesaria. En este caso, la energía total de la reacción aumentaría, pero utilizando calor residual de otros procedimientos. De esta forma, la economía de la electricidad tendrá menor influencia en el precio del hidrógeno [50].

El hidrógeno para almacenamiento generado por electrólisis conlleva un paso final de compresión. Si se el proceso completo se realiza a altas presiones, los costes generales disminuyen. Pese a esto, es más eficiente trabajar con bajas presiones y altas temperaturas que con altas presiones y bajas temperaturas [50].

La electrólisis por energía eólica es considerada como una de las grandes promesas para la obtención de hidrógeno tanto a nivel económico como técnico. Está siendo considerada como la primera tecnología competitiva a producir enormes cantidades de este elemento[46].

Fotoelectrólisis

La fotoelectrólisis es un tipo de electrólisis que solo consume energía proveniente del Sol, conectando sistemas fotovoltaicos con electrolizadores [52]. Es una técnica especialmente

recomendada para sistemas aislados, ya que se consigue generar electricidad y un combustible con posibilidades a almacenarlo [50].

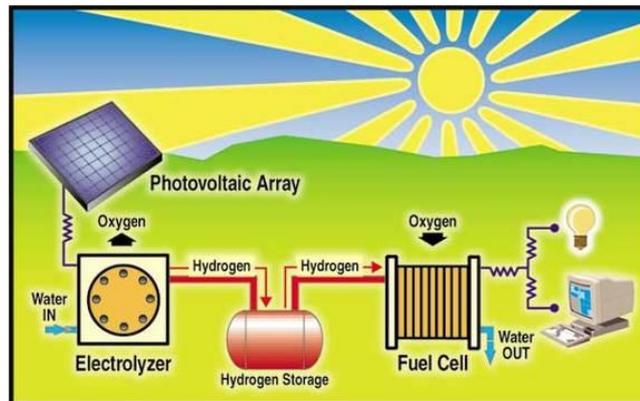


Ilustración 4. Esquema del proceso de fotoelectrólisis.

Descomposición del agua por ciclos termo-químicos

Los ciclos termo-químicos son procesos endotérmicos y exotérmicos que producen reacciones químicas en un ciclo cerrado donde los recursos se recuperan y se reciclan [53]. El proceso principal es la disociación del agua obteniendo el hidrógeno a través de la aplicación de energía calorífica a alta temperatura. Esta energía externa, se puede producir a partir de energía nuclear o energía solar térmica de alta temperatura, esta elección vendrá establecida por el tipo de ciclo que se utilice. Los ciclos más populares son los ciclos SI, ciclos UT-3 y ciclos de óxido de sólidos.

Obtención a partir de BIOMASA

La biomasa como materia prima puede llegar a retener el CO_2 que se genera al producir hidrógeno. Existen dos tipos de tratamiento de la biomasa para obtener hidrógeno: biológico y termoquímico.

La elección del tipo dependerá de la singularidad de la planta, si es descentralizada o centralizada. Por un lado, los procesos biológicos son más adecuados para plantas descentralizadas donde los procesos pueden tener tiempos más lentos y costosos. Sin embargo, en plantas centralizadas se suelen utilizar procesos termoquímicos como la gasificación y la pirólisis.

Gasificación de biomasa.

Para la gasificación de biomasa se utiliza un procedimiento análogo a la gasificación de carbón, aunque su nivel de eficiencia es mayor, ya que tiene menor contenido de hidrógeno. Existen dos grandes desventajas en esta técnica: los costos y la producción de alquitranes.

Al tener un contenido de hidrogeno bajo la producción requiere grandes cantidades de biomasa lo que se traduce en costes muy altos de transporte.

La formación de alquitranes provoca taponamiento y ensucian las instalaciones. La cantidad de estos residuos vendrán determinados por las cualidades de la biomasa: tipo , humedad, tamaño de partícula... [50].

Fotobiólisis.

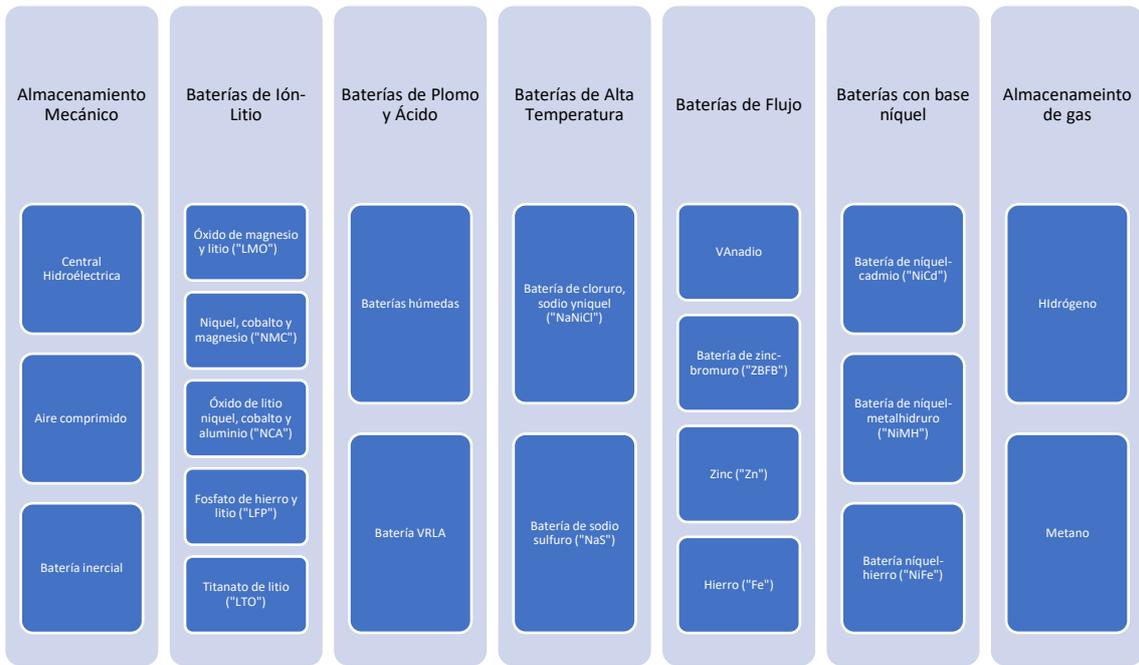
La fotobiólisis es un método de producción de dos fases: fotosíntesis y producción de hidrógeno catalizada a través de hidrogenasas en algas verdes y en cianobacterias. Los microorganismos que participan tienen que ser modificados genéticamente para obtener producciones de hidrógenos significativos para poder competir en el mercado [50].

El Hidrógeno para almacenamiento de energía.

El almacenamiento de energía no es un campo nuevo, existiendo diferentes tecnologías que forman parte de nuestra vida cotidiana y de la industria. Sin embargo, no existe una única clasificación de las tecnologías existentes.

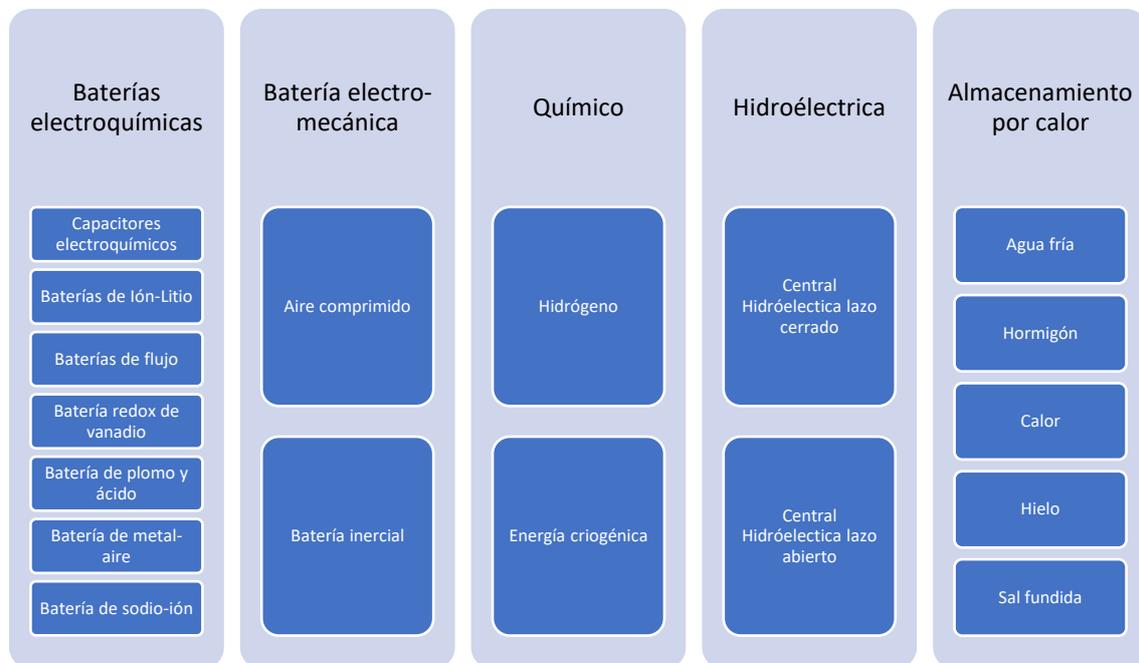
Dependiendo de la fuente que consultemos podemos obtener distintas catalogaciones de estas tecnologías.

La Agencia Internacional de Energías Renovables proporciona la siguiente catalogación [41]:



Gráfica 22. Clasificación de sistemas de acumulación de electricidad. Fuente de datos: "Electricity Storage and Renewables" de IRENA.

El Departamento de Almacenamiento de Energía de los Estados Unidos proporciona esta otra [41]:



Gráfica 23. Clasificación de sistemas de acumulación de electricidad. Fuente de datos: Departamento de Almacenamiento de Energía de los Estados Unidos.

Esta última fuente (Depto. de Almacenamiento de Energía de los EE.UU), también proporciona datos respecto a la capacidad de almacenamiento de energía según el tipo de energía considerado por países:

	<i>Electromecánica</i>	<i>Electroquímico</i>	<i>Calor</i>	<i>Hidroeléctrica</i>
<i>China</i>	0	0.1	0.1	32
<i>Japón</i>	0	0.3	0	28.3
<i>Estados Unidos</i>	0.2	0.7	0.8	22.6
<i>España</i>	0	0	1.1	9.1
<i>Alemania</i>	0.9	0.1	0	6.5
<i>Italia</i>	0	0.1	0	7.1
<i>India</i>	0	0	0.2	6.8
<i>Suiza</i>	0	0	0	6.4
<i>Francia</i>	0	0	0	5.8

Tabla 2. Resumen según la capacidad de almacenamiento de energía según la energía y el país. Unidades: GW

¿Por qué el hidrógeno se postula como combustible y almacenamiento del futuro? El hidrógeno, como ya hemos dicho, tiene una alta energía específica. Se podría decir, que a día de hoy, que es la tecnología con mayor energía específica del mercado [54].

	<i>Energía Específica (W/kg)</i>	<i>Vida útil (años)</i>	<i>Eficiencia de ciclos (%)</i>
<i>Hidroeléctrico</i>	0,5-1,5	30-60	70-87
<i>Aire Comprimido</i>	30-60	20-40	42-54
<i>Volante de Inercia</i>	5-100	15-20	90-95
<i>Batería de Plomo y Ácido</i>	25-50	5-15	63-90
<i>Batería de Ión-Litio</i>	75-90	5-16	75-97
<i>Batería de sodio-sulfuro</i>	100-240	10-20	75-90
<i>Batería de níquel-Cadmio</i>	45-80	3-20	60-83
<i>Batería redox de vanadio</i>	10,0-30,0	5-20	65-85
<i>Batería de zinc-bromuro</i>	30-80	5-10	65-80
<i>Batería de polisulfuro bromuro</i>	15-30	10-15	60-75
<i>Capacitor</i>	0,05-5	1-10	60-70
<i>Supercapacitor</i>	0,05-15	10-30	84-97
<i>SMES</i>	0,5-75	20-30	95-98

Hidrógeno	150-10000	5-20+	20-66
TES	80-250	5-30	30-60
Aire Líquido	214	25+	55-80+

Tabla 3. Comparativa de diferentes tecnologías de almacenamiento de energía.
SMES: Almacenamiento de energía magnética por superconducción.
TES: Almacenamiento de energía por calor.

	<i>Eficiencia de descarga (%)</i>	<i>Tiempo de respuesta</i>	<i>Tiempo de ciclos (ciclos)</i>
<i>Hidroeléctrico</i>	87	Minutos, no rápido descargando	10000-30000
<i>Aire Comprimido</i>	70-79	Minutos	8000-12000
<i>Volante de Inercia</i>	90-93	<1 ciclo o segundos	20000-21000+
<i>Batería de Plomo y Ácido</i>	85	<1/4 ciclo o milisegundos	500-1800
<i>Batería de Ión-Litio</i>	85	<1/4 ciclo o milisegundos	1000-20000
<i>Batería de sodio-sulfuro</i>	85		2500-4500
<i>Batería de níquel-Cadmio</i>	85	<1/4 ciclo o milisegundos	2000-3500
<i>Batería redox de vanadio</i>	75-82	<1/4 ciclo	12000-13000+
<i>Batería de zinc-bromuro</i>	60-70	<1/4 ciclo	1500-2000+
<i>Batería de polisulfuro bromuro</i>	-	20ms	-
<i>Capacitor</i>	75-90	<1/4 ciclo o milisegundos	5000-50000
<i>Supercapacitor</i>	95-98	1/4 ciclo o milisegundos	50000-100000+
<i>SMES</i>	95	<1/4 ciclo o milisegundos	20000-100000
<i>Hidrogeno</i>	59	<1/4 ciclo o segundos	1000-20000
<i>TES</i>	-	No respuesta rápido	-
<i>Aire Líquido</i>	-	Minutos	-

Tabla 4. Comparativa de diferentes tecnologías de almacenamiento de energía [55].
SMES: Almacenamiento de energía magnética por superconducción.
TES: Almacenamiento de energía por calor.

Analizando los datos de las tablas expuestas, podemos observar como el hidrógeno presenta una energía específica muy alta. Sin embargo, al ver el resto de los valores hay una gran diferencia, es por esto por lo que el hidrógeno está en vía de desarrollo. Presenta muy buenas cualidades para poder llegar a ser la clave del almacenamiento y combustible del futuro, jugando un gran papel en la descarbonización.

El hidrógeno está contemplado como almacenamiento de gas, por la IRENA, y como almacenamiento químico, por el Depto. de Almacenamiento de Energía de los Estados Unidos. Sin embargo, existen diversos estudios científicos que catalogan de diferente manera el almacenamiento del hidrógeno.

Aquí seguiremos la propuesta de catalogación formulada en el artículo “Hydrogen storage: beyond conventional methods” [56].

Lo primero que diferenciaremos es si se trata de un almacenamiento físico o un almacenamiento químico.

Almacenamiento físico

Los almacenamientos físicos se caracterizan por tratarse de materiales que trabajan a través de la fisisorción. Este fenómeno es un proceso mecánico que encierra a ciertas moléculas, como pueden ser las del hidrógeno, en un material sólido [57]. En este grupo encontramos:

- Compresión y licuefacción
- Materiales porosos
 - Materiales de carbono
 - Polímeros orgánicos
 - Zeolitas
 - MOFs (Metal Organic Framework) y IRMOFs (isoreticular metal-organic frameworks)
- Hidrato de gas

Compresión y licuefacción

Este primer grupo es uno de los métodos convencionales para el almacenamiento de hidrógeno. Hay tres métodos [54]:

- Hidrógeno comprimido
- Hidrógeno líquido criogénico
- Hidrógeno crio-comprimido

El hidrógeno comprimido presenta como principal característica el aumento de su densidad, es decir, la reducción de su volumen. Vemos este fenómeno en los siguientes datos [54]:

<i>Temperatura</i>	<i>Presión</i>	<i>Densidad</i>
20°C	1,013 bar	0,084 kg/m ³
20°C	100 bar	7,197 kg/m ³
20°C	1000 bar	49,938 kg/m ³

Existen muchos tipos de compresiones, empero con el hidrogeno el único método que se utiliza es el compresor alternativo “*reciprocating displacement compressors*” [54].

El hidrogeno líquido criogénico es especialmente atractivo para el ámbito del transporte por su volumen pequeño. Aun así, este método requiere una gran cantidad de energía para producir el hidrogeno líquido y mantenerlo, por lo que resulta difícil integrarlo en el sistema [54].

Por último, tenemos el hidrógeno crio-comprimido que es una mezcla de los dos procesos anteriores.

Materiales porosos

Los materiales porosos son capaces, a través de la adsorción, almacenar las moléculas en su superficie. La fisisorción es un proceso reversible, en otras palabras, el material es capaz de absorber y liberar las moléculas adheridas [56]. Uno de los grandes ejemplos de esta especie es las cavernas salinas [58] y los materiales con base de carbono [56].

Otras tecnologías que merece ser mencionado en este grupo son los MOFs y IRMOFs (“*metal organic frameworks*” e “*isoreticular metal-organic frameworks*” términos en inglés respectivamente). Estos dos materiales tienen muy buenas capacidades para el almacenamiento y separación de gas [56], [59].

Hidratos de gas

Los hidratos de gas son sólidos cristalinos. En este material pequeñas moléculas (normalmente proveniente de gas) son atrapadas dentro del material, en jaulas formadas por las moléculas del agua [56], [60].

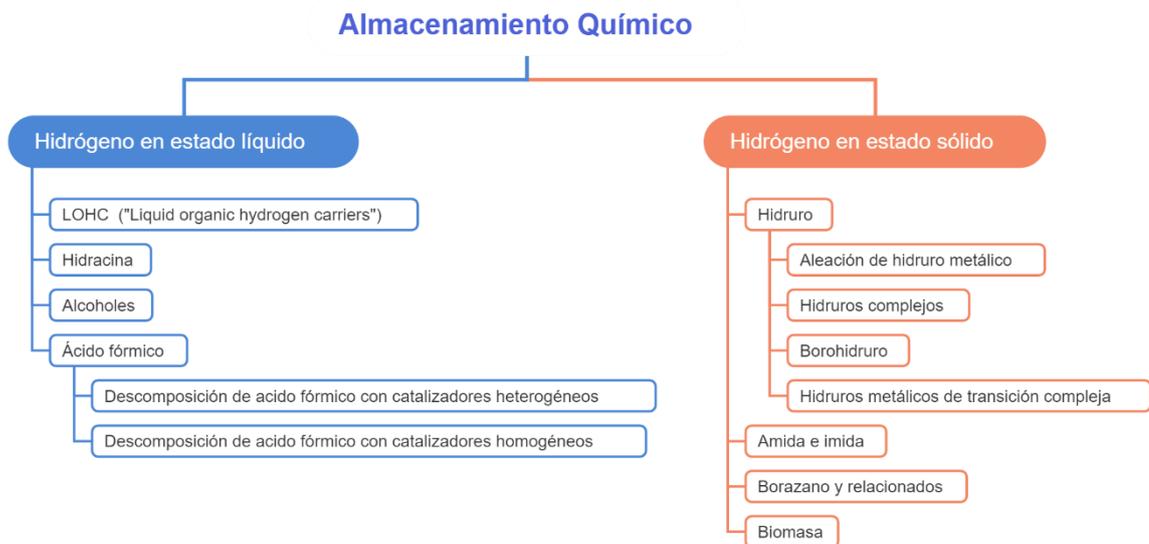
Esta tecnología se ve limitada por tener una alta demanda de presión para formar estructuras estables [56].

Almacenamiento Químico

En el grupo de almacenamiento químico existen muchas tecnologías. El hidrogeno se encuentra en enlaces químicos o formas complejas. Según el estado del material podemos diferenciar almacenamiento químico sólido y almacenamiento químico líquido.

En el almacenamiento solido podemos encontrar tecnologías como biomasa o hidruros.

Por otra parte, en el almacenamiento liquido encontramos tecnologías como los LOHC (denominación en inglés “*liquid organic hydrogen carriers*”), alcoholes, hidracinas, etc. [56].



Gráfica 24. Organizativa de las diversas tecnologías que puede presentar el almacenamiento químico.

Proyectos actuales que hacen uso del hidrógeno para dar solución al problema del almacenaje.

Existen diversos proyectos relacionados con el hidrógeno como solución parcial o completa para la integración de las energías renovables.

La Agencia Internacional de la Energía (IEA) dispone de una base de datos donde recoge todos los proyectos relacionados a nivel mundial [61].

En la tabla siguiente hay un extracto de proyectos existentes que están activos a partir del 2015 donde el uso final del hidrógeno es abastecer la red de electricidad [62].

<i>Nombre del proyecto</i>	<i>País</i>	<i>Fecha</i>	<i>Tecnología</i>	<i>Producto</i>
Fukushima Hydrogen Energy Research Field	JPN	2020	ALK	H ₂
ATCO clean energy innovation hub	AUS	2019	PEM	H ₂
Stromlückenfüller 2nd fase	GER	2019	PEM	H ₂
Balance Project	FIN	2019	SOEC	H ₂
Semakau island microgrid Engie (SPORE)	SGP	2018	Unknown PtX	H ₂
REFLEX	ITA	2018	SOEC	H ₂
Hydrogen plant - Orkney Islands - BIG HIT 1st phase	GBR	2017	PEM	H ₂
Sendai City	JPN	2017	PEM	H ₂
Lam Takhong Wind Hydrogen Hybrid Project-EGAT	THA	2017	PEM	H ₂
Alzey, Exytron Null-E	GER	2017	ALK	H ₂
Musashi-Mizonokuchi Station	JPN	2017	PEM	H ₂
Cerro Pabellón Microgrid 450 kWh Hydrogen ESS	CHL	2017	Unknown PtX	H ₂
Energy observer	FRA	2017	PEM	H ₂

Energy in the Container, Fraunhofer IISB, Erlangen, Leistungszentren Elektroniksysteme (LZE)	GER	2017	PEM	H ₂
Windgas Haurup, 1st pase	GER	2016	PEM	H ₂
Hassfurt	GER	2016	PEM	H ₂
Fife, Levenmouth Community Energy Project	GBR	2016	ALK	H ₂
Smart grid solar – arzberg	GER	2016	PEM	H ₂
Naval Facilities Engineering Command, Engineering and Expeditionary Warfare Center	USA	2016	SOEC	H ₂
H2ORIZON	GER	2015	PEM	H ₂
Raglan Nickel mine	CAN	2015	ALK	H ₂
Gwalpahari Solar-Hydrogen demonstration	IND	2015	Unknown PtX	H ₂
Stromlückenfüller 1st pase	GER	2015	PEM	H ₂
MCRC bio-hydrogen facility Chennai	IND	2015	Microbial fermentation	H ₂

Tabla 5. Proyectos activos desde 2015 con abastecimiento de red con hidrógeno. Fuente de datos: Agencia Internacional de la Energía.

En la tabla 5, tenemos un total de 24 proyectos con la identificación del país en que se ejecuta, el año de comienzo, la tecnología y el elemento usados (H₂).

En los proyectos mencionados se utilizan diversas tecnologías para proveer el hidrógeno:

- 1) electrólisis alcalina “ALK”,
- 2) electrólisis con membrana de intercambio de protones “PEM”,
- 3) células de electrolizadora de óxido sólido “SOEC” y
- 4) tipos de electrólisis indefinido “Unknown PtX”.

Los códigos de países corresponden a:

JPN	Japón
AUS	Australia
GER	Alemania
FIN	Finlandia
SGP	Singapur
ITA	Italia
GBR	Reino Unido
THA	Tailandia
CHL	Chile
FRA	Francia
USA	Estados Unidos
CAN	Canadá
IND	India

Tabla 6. Países presentes en la tabla n°5.

En esta base datos, aparecen 7 proyectos españoles [62]:

<i>Nombre del proyecto</i>	<i>Fecha</i>	<i>Tecnología</i>	<i>Actualmente operando</i>	<i>Producto</i>	<i>H2 Power</i>	<i>H2 Mobility</i>	<i>H2 CHP</i>
<i>ELY4OFF</i>	2019	PEM	No	H ₂	1		
<i>El Tubo - ACTA EL500</i>	2013	PEM	Sí	H ₂	1		
<i>ELYGRID (R&D)</i>	2011	ALK	No	H ₂	1		
<i>Hydrogen Wind Farm Sotavento</i>	2008	ALK	No	H ₂	1		

<i>Hidrolica, Tahivilla</i>	2008	PEM	No	H ₂	1		
<i>RES2H2, Gran Canaria</i>	2007	ALK	Sí	H ₂	1		
<i>Aeropila</i>	2004	PEM	No	H ₂	1	1	1
<i>FIRST - Showcase II</i>	2000	PEM	No	H ₂	1		

Tabla 7. Proyectos de hidrógeno españoles. Fuente de datos: Agencia Internacional de la Energía.

En esta última tabla podemos ver el uso final del producto señalado con un “1” en las celdas correspondientes de los proyectos y la tecnología que se usa con los acrónimos ALK (Electrólisis alcalina) y PEM (Electrólisis con membrana de intercambio de protones).

Así, el proyecto RES2H2, actualmente operativo y en desarrollo desde 2007, utiliza electrólisis alcalina para la producción de H₂ entre los usos contemplados (generación -Power -, transporte – mobility - - y almacenamiento -CHP -).

Actualmente, la descarbonización es un objetivo perseguido por numerosos países. Existen muchos proyectos, tanto públicos como privados, con el objetivo de fomentarla. En el espacio europeo destaca el trabajo que ha realizado Alemania.

Alemania

Alemania es un referente en el ámbito de desarrollo e implementación de tecnología y producción de energía renovable. En 2018, consiguió que más del 51% de energía producida proviniese de fuentes renovables (únicamente solar y eólica)[48]. Aun así, los combustibles fósiles continúan siendo la principal fuente de energía utilizada. Las plantas de carbón y las turbinas de gas permiten mayor eficiencia al complementar las intermitencias en el abasto de energía de fuentes renovables, permitiendo la estabilidad del suministro energético.[48].

El Gobierno Alemán adoptó la decisión de cambiar a fondo el abastecimiento energético de Alemania, abandonando la energía nuclear y avanzando hacia las energías renovables. Además, apostamos por un futuro en el que el uso de la energía sea cada vez más eficiente [63].

Esto es así, además de por considerarlo imprescindible en la lucha contra el cambio climático, porque entienden que la transición energética puede:

- Ser el motor de modernización que mueva la sociedad industrializada del futuro.
- Abrir nuevas áreas económicas, impulsar la innovación y generar crecimiento y empleo.

Además, consideran que las energías renovables y la eficiencia energética los harán menos dependientes de la importación de combustibles como el gas y el petróleo.

Año tras año, el suministro energético alemán es cada vez más «verde». Mientras que en el año 2000 únicamente el 6% de la electricidad consumida provenía de fuentes renovables, en 2015 esta cifra ascendía aproximadamente a un 28%. Alemania sigue a buen paso el camino hacia el objetivo de entre 40 y 45% de renovables para el año 2025.

El marco legislativo ha sustentado el desarrollo de las energías renovables. La Ley de energías renovables (EEG) del año 2.000, modificada posteriormente en 2014, sentó las bases del desarrollo de la energía proveniente de fuentes renovables y más concretamente ha logrado un importante impacto en el desarrollo de las energías eólica y solar, pues la subvención otorgada a estas ha logrado que desde 2015 sea posible producir electricidad solar y eólica con un coste global equiparable a la producción eléctrica de las plantas de carbón de hulla y de gas.

Al analizar la producción y consumo energético del país podemos observar el comportamiento de las fuentes solares y eólicas (principales generadoras de energías renovables). La energía proveniente del Sol está limitada al tiempo diurno, encontrando el pico en verano.

En el caso de la energía eólica, se pueden presentar cambios significativos diariamente, incluso cada hora. Encontramos el pico de este tipo de energía en la estación de invierno.

Como podemos apreciar la diferencia de abastecimiento entre el pico más alto y bajo de ambas energías puede llegar a 40GW, lo cual traducido a porcentaje supondría un 57% del consumo energético del país. Esta brecha genera grandes problema que podrían ser solventados con un almacenamiento energético adecuado[48].

Hoy por hoy, las energías renovables ya son la principal fuente de electricidad en Alemania que afronta el reto de erigir un sistema eléctrico que pueda lidiar con las fluctuaciones de energía solar y eólica causadas por las circunstancias meteorológicas y que, además, sea seguro y económico.

El sistema de generación eléctrica alemán tendrá una estructura muy descentralizada. En la actualidad ya existen aproximadamente 1,5 millones de instalaciones fotovoltaicas y unos 23.000 parques eólicos. Sin embargo, no se debe confundir la descentralización con la autarquía.

La transición energética reordenará por completo el mapa energético alemán. Durante muchas décadas, los grandes núcleos de población en el sur y el oeste de Alemania han recibido un suministro energético de las plantas nucleares o de grandes centrales de gas o de carbón. Sin

embargo, las centrales nucleares irán desconectándose paulatinamente de la red eléctrica hasta el año 2022.

Las energías renovables locales no dan abasto para contrarrestar esta desconexión. Por ello, será necesario transportar grandes cantidades de electricidad proveniente de los parques eólicos del norte hacia el sur y el oeste de Alemania. Según la situación meteorológica, en otros momentos será necesario transportar la electricidad solar del sur hacia el norte. Sin embargo, el tendido eléctrico existente todavía no está preparado para ello y topa con sus límites.

Desde la conversión, hasta el consumo de particulares y empresas, pasando por el transporte, la distribución y el almacenamiento: todos los ámbitos de nuestro sistema energético precisan de nuevas soluciones tecnológicas para llevar a cabo la transición energética. Por ello, la investigación en materia de energía es un elemento clave de la política energética de Alemania.

El Gobierno federal ha delineado los grandes trazos, así como las prioridades del fomento de la investigación. Aparte de los ámbitos de la eficiencia energética y las energías renovables, prioriza las tecnologías de redes y de almacenamiento de energía.



Ilustración 5. Propiedades del fomento de la investigación.

Ejemplo de los avances en el desarrollo de sistemas de acumulación puede ser la reciente inauguración (mayo de 2019) por ENEL GROUP (multinacional italiana) de un sistema de almacenamiento de energía por 22MW

La construcción del sistema de almacenamiento de energía de baterías (BESS) ha supuesto una inversión de aproximadamente 17 millones de euros y está contribuyendo a la estabilidad de la red alemana, proporcionando servicios de regulación de frecuencias al mercado de la Reserva de Control Primario del país (PCR), informan en nota de prensa las citadas compañías.

Este sistema de almacenamiento que nos permite contribuir a la estabilidad de la red de transmisión de electricidad las 24 horas del día en Alemania, el corazón del mercado europeo de PCR".

Cremzow BESS nos permite respaldar el sistema de energía renovable en caso de que sea necesario un arranque en negro. Demuestra que los sistemas de energía de baterías son rentables sin subvenciones.

El BESS de Cremzow proporciona a la red un servicio de regulación de frecuencia primaria en tiempo real que contribuye a su estabilidad. Cuando la frecuencia de la red disminuye debido a la alta demanda de energía, la batería es capaz de entregar su energía almacenada en 30 segundos, mientras que en respuesta a los aumentos de frecuencia debidos a la baja demanda, la batería se carga con la energía sobrante. Además, se está estudiando la posibilidad de integrar el BESS con los parques eólicos de Enertrag, utilizando el excedente de energía eólica para cargar las baterías evitando las reducciones.

El mercado alemán de PCR ha evolucionado mucho en los últimos años con la subasta a principios de 2017 de aproximadamente 600 MW de FCR que atrae a licitadores de Austria, Bélgica, Francia, Países Bajos y Suiza, confirmando así el atractivo transfronterizo del mercado. Desde este mes de mayo de 2019, la capacidad de PCR licitada en Alemania asciende a 605 MW. La introducción de los sistemas de almacenamiento de baterías es un desarrollo importante en el mercado alemán de PCR: en 2017, BESS suministró unos 200 MW de PCR, lo que equivale a aproximadamente el 31% del mercado.

Simulación

Isla de Tenerife

Tenerife es una de las islas con mayor consumo del archipiélago. A pesar de ello, todavía no cuenta con ningún tipo de almacenamiento. Es por ello, que Tenerife es el objeto de estudio de este trabajo. Tiene un porcentaje alto en energías renovables, así como un margen de mejora.

En la energía eólica podemos encontrar 19 parques de generación, recogidos en la tabla 8. En conjunto todos estos aerogeneradores, produjeron 196 MW [19]. Los datos se corresponden con los emitidos en 2019, ya que es último anuario energético publicado. Así pues, podemos ver en la tabla 8, como algunos aerogeneradores están recogidos en la tabla, pero no tienen potencia en funcionamiento asignada. Una característica, que ya pudimos apreciar en tablas anteriores, es que Tenerife solo contempla la generación de energía para verterla en la red.

<i>Nombre</i>	<i>Nº</i>	<i>Pot. Aerg (kW)</i>	<i>Pot. P.E. (kW)</i>	<i>Tipo</i>
Aer. MADE 150 ITER	1	150	150	VTR

Aer. MADE 300 ITER	1	300	300	VTR
P.E. ITER General (P. Experimental- ECYRL)	1	150	1680	VTR
	1	200	1680	VTR
	1	330		
	2	500		
P.E. Granadilla	8	600	4800	VTR
P.E. Granadilla II	11	500	5500	VTR
P.E. Punta Teno	6	300	1800	VTR
P.E. Finca de Mogán	51	300	16500	VTR
	2	600		
P.E. Llanos de la Esquina	7	850	5950	VTR
P.E. La Mora	3	2350	7050	VTR
P.E. Tagoro Risco Blanco	7	2350	16450	VTR
P.E. Complejo Medioambiental de Arico Fase I y II	4	2350	9400	VTR
P.E. Bermejo	6	2100	12600	VTR
P.E. Vera de Abote	5	2100	10500	VTR
P.E. Chimiche II	7	2625	18375	VTR
P.E. Areté	5/2	2350/3.020	16800	VTR
P.E. La Roca	8	2300	18400	VTR
P.E. Porís de Abona	7	3200	19600	VTR
P.E. Icor	6	3465	20790	VTR
P.E. Complejo Medioambiental de Arico Fase III y IV	4	2350	900	VTR

Tabla 8. Parques eólicos tinerfeños con algunas de sus características. Fuente de datos: Anuario Energético de Canarias.

VTR	Vertido total red
Nº	Número total de aerogeneradores instalados
Pot.Aerg (kW)	Potencia nominal unitaria de los aerogeneradores instalados
Pot. P.E. (kW)	Potencia nominal asignada o en funcionamiento

Tabla 9. Abreviaturas de la tabla 8.

Por otro lado, en Tenerife también está presente la energía solar. Se posiciona como la isla con mayor producción fotovoltaica con un aporte total de casi un 66% en el año 2019 al archipiélago. En la energía fotovoltaica, podemos encontrar dos tipos de métodos de utilización: vertido a la red, como en la eólica, con un 189.143MWh y autoconsumo con un 2.171MWh [20].

Almacenamiento

La incorporación de un dispositivo de almacenamiento de energía para la red eléctrica de Tenerife supondría múltiples ventajas. De hecho, ya existen diversos proyectos que estudian la viabilidad de instalar sistemas de almacenamiento [34]. Como ya hemos visto, el almacenamiento de energía podría beneficiar a la red eléctrica de la isla, aumentando su fiabilidad y cubriendo los posibles cerros energéticos (los cuales todavía siguen sucediendo [64]–[66]).

Además, otra de las ventajas que se hacen muy atractivas para la isla es la independencia que da para con otros combustibles. La isla tiene un modelo donde la mayoría de la energía es importada de otros lugares, dependiendo siempre de dichas importaciones. A través del almacenamiento se dotaría a la red de un mayor grado de independencia.

Gabrielli et al. [67] recogen diferentes proyectos basados en almacenamientos físicos tales como las cavernas salinas. Se trata de un estudio de distintas variables (costes, emisiones almacenamiento de largo plazo...) donde se demuestra que el almacenamiento con H₂ en cavernas salinas puede ser beneficioso según los parámetros que se configuren.

Además, Caglayan et al.[58] concluyen que las cavernas salinas son la tecnología más prometedora para el almacenamiento de H₂ a largo plazo, ya que ofrece bajo coste, seguridad, etc. Por otra parte, Guerra et al. [68] comparan tres tecnologías de acumulación de energía (central hidroeléctrica, aire comprimido e hidrógeno). En el desarrollo de esta comparación señalan que aunque la central hidroeléctrica presenta menor gasto económico para descargas más rápidas, el hidrógeno requiere un menor coste de inversión tecnológica.

Si bien, el objetivo final es el abastecimiento insular con el 100% de energía de fuente renovable con la ayuda del almacenamiento, actualmente no existe capacidad para el logro de tal objetivo, sin antes desarrollar algunas etapas previas, como puede ser un sistema híbrido.

Dagdougui et al.[37] estudian un sistema de producción híbrido. Sin embargo, concluyen que cada sistema tiene que ser estudiado individualmente, ya que las singularidades de cada uno de ellos hacen que su factibilidad varíe en función de las diferentes estrategias de implementación que puedan adoptarse.

Kavadias et al. [69] generan un algoritmo para comprobar la viabilidad de producción de hidrogeno a través de electrolisis para su posterior almacenaje. El territorio que estudian es diferente al insular porque plantean una red interconectada entre islas del mar Egeo.

Actualmente, hay gran cantidad de estudios y proyectos que ya abogan por el concepto de “Smart Island”. Este modelo de isla es capaz de gestionar sus servicios y sus demandas en todo momento [70].

Groppi et al.[71] analizan la gestión de sistemas insulares para llegar integrar el modelo de Smart Island. En esta revisión se contemplan diversos proyectos, como son Gorona del Viento en El Hierro, el modelo de Sifnos, el modelo de Creta... Aun así, estas estrategias mencionadas en este

análisis corresponden a un almacenamiento a través de las centrales hidroeléctricas. Barbaro et al.[72] presentan un modelo para la isla de Faial en el archipiélago de las Azores. En esta estrategia la tecnología renovable principal es la geotérmica. Este modelo podría ser de interés para las islas más pequeñas del Archipiélago Canario, ya que la isla Faial en comparación con Tenerife es demasiado pequeña (prácticamente una doceava parte de la superficie de Tenerife y una población algo más de 58 veces menor).

En estos dos últimos párrafos, vemos un pequeño resumen de diversos estudios que existen actualmente sobre la integración de las renovables a través del almacenamiento de energía.

EnergyPlan, modelo informático de análisis de sistemas energéticos avanzados

Para poder estudiar el sistema tinerfeño, se ha utilizado el software EnergyPlan [73]. El grupo “Sustainable Energy Planning Research Group” de la Universidad Aalborg desarrollo este programa con el objetivo de simular sistemas energéticos complejos.

Los datos que introduciremos serán los correspondientes a la demanda tinerfeña y la producción de la energía eólica y fotovoltaica. Estos datos vienen recogidos en el anuario energético canario de 2019[19].

La demanda correspondiente es de 3,59 TWh/año.

The screenshot shows a software interface with the following elements:

- Label: "Electricity demand:"
- Input field: "3,59"
- Unit: "TWh/year"
- Button: "Change distribution"
- File name: "DemandaTenerife_2019.txt"

Ilustración 6. Demanda eléctrica de la isla de Tenerife. Fuente de datos: Anuario Energético de Canarias 2019.

El sistema isleño principalmente tiene componentes de fuentes renovables (solar y eólica) y carga eléctrica. Por lo tanto, configuraremos el programa de esta manera:

The screenshot shows a software interface with the following elements:

- Label: "Condensing PP2"
- Input field: "5205"

Ilustración 7. Capacidad eléctrica en MW-e. Fuente de datos: Anuario Energético de Canarias 2019.

The screenshot shows a software interface with the following elements:

Renewable Energy Source	Capacity: MW
Wind	196
Photo Voltaic	118

Ilustración 8. Capacidades de fuentes de energías renovables. Fuentes de datos: Anuario Energético de Canarias 2019.

Para poder ajustarnos a la realidad lo más posible, a través de los datos publicados en el Anuario Energético de Canarias 2019 [19], se generó un archivo de texto donde se encuentran la generación por horas de la energía solar, energía fotovoltaica, energía eléctrica producida a través de métodos convencionales y la distribución de la demanda. De esta forma, el software es capaz de generar datos lo más representativos a la realidad.

Sin embargo, si introducimos las variables del sistema actual obtenemos un error sobre la producción de energía.

```
|
| SSSSSS WARNING: Critical Excess Electricity Production SSSSS
|
| EnergyPLAN model 15.1
| RESULT: Data-set: Tenerife.txt
```

Ilustración 9. Aviso resultante al intentar generar una simulación del sistema actual de Tenerife.

Ante este aviso, las dos opciones planteadas son las siguientes:

- Reducir la energía producida. Este planteamiento no nos interesa, ya que sería reducir en fuentes renovables. Al contrario, lo que se busca es obtener una mayor integración de energías renovables favoreciendo la descarbonización.
- Generar una estrategia de almacenamiento. Este método sería el proceso a seguir, ya que como se ha ido exponiendo a lo largo de este documento, es el que mayores beneficios demuestra.

Así pues, eligiendo la segunda estrategia, aumentaríamos la generación de energía de las fuentes de energía renovables.

Variable Renewable Electricity			
Renewable Energy Source	Capacity: M/W	Stabilisation share	Distribution profile*
Wind	196	0	Change Distribución_Eólic
Photo Voltaic	118	0	Change Distribución Foto

Ilustración 10. Valores de las energías renovables en el sistema actual. Fuente de datos: Anuario Energético de Canarias 2019.



Favoreciendo a la integración de fuentes, se añade un electrolizador al sistema capaz de almacenar energía. EnergyPlan prioriza el uso de energías renovables antes que cualquier otra

Variable Renewable Electricity			
Renewable Energy Source	Capacity: MW	Stabilisation share	Distribution profile*
Wind	600	0	Distribución_Eólic
Photo Voltaic	500	0	Distribución Foto

Ilustración 11. Valores de las energías renovables en el escenario propuesto.

fuerza, esto es útil ya la energía utilizada en el proceso de almacenamiento será de estas fuentes. Este almacenamiento tiene una capacidad útil de 210MJ/s. Teniendo en cuenta que es una simulación, para comprobar si es posible esta última integración, la demanda seguirá siendo la misma, 3,59 TWh/año. Con esta configuración, obtendríamos una simulación que puede servir de ejemplo.

En el Anexo II, se adjunta la tabla resultante al compilar los datos.

Conclusion

In light of the above, it's clear to see that renewable energies, along with energy storage represent the future of technology in the energetic field. Hydrogen specially embodies the most efficient solution, taking into account its large specific energy compared to others. In order to the correct and accurate elaboration of this project it has been imperative to study the consequences of the current pandemic as a factor of uncertainty. Therefore the data collected for the simulation are from 2019, instead of those from 2020, due to the fact that those prepandemic values would be more suitable to represent our modern society, once COVID pandemic has been overcome.

For the specific case of Canary Islands, we can find a scenario where renewable energies have a huge potential for development. More precisely, Tenerife is the island with the highest electric energy demand. However, it does not have any energy storage structures. Thus, the simulation has been focused on this island. As a result, we have reached a positive analysis, where hydrogen storage through electrolysis -fed by renewable energy sources- stands as a viable option for renewable energies integration and stabilization of the electrical system.

If we were to follow through with this proposal, Tenerife would be able to equate itself to other islands, such as Gran Canaria and its Chira-Soria project and Gorona del Viento in El Hierro. If hydrogen energy storage is implemented, Tenerife would strive to become a spearhead in the

energetic storage field. Additionally, ecological transition would advance leaps and bounds which would be likely to improve the economy of the island.

To summarize, it would be advisable to develop a model that considers each one of the singularities of Tenerife's electrical system having hydrogen as its core. Hence, the European Union roadmaps would be correctly followed.

ANEXO I

TABLA 1.1 PIB real^{1,2}

	2017	2018	2019e	2020f	2021f	Diferencia en puntos porcentuales con respecto a proyecciones de enero 2020	
						2020f	2021f
Mundo	3,3	3	2,4	-5,2	4,2	-7,7	1,6
Economías avanzadas	2,5	2,1	1,6	-7	3,9	-8,4	2,4
Estados Unidos	2,4	2,9	2,3	-6,1	4	-7,9	2,3
Zona Euro	2,5	1,9	1,2	-9,1	4,5	-10,1	3,2
Japón	2,2	0,3	0,7	-6,1	2,5	-6,8	1,9
Economías emergentes y en desarrollo (EMDEs)	4,5	4,3	3,5	-2,5	4,6	-6,6	0,3
EMDEs exportadores de materias primas	2,2	2,1	1,5	-4,8	3,1	-7,4	0,2
Otros EMDEs	6,1	5,7	4,8	-1,1	5,5	-6,2	0,3
Otros EMDEs excluyendo China	5,4	4,8	3,2	-3,6	3,6	-7,6	-0,8
Asia oriental y el Pacífico	6,5	6,3	5,9	0,5	6,6	-5,2	1
China	6,8	6,6	6,1	1	6,9	-4,9	1,1
Indonesia	5,1	5,2	5	0	4,8	-5,1	-0,4
Tailandia	4,1	4,2	2,4	-5	4,1	-7,7	1,3
Europa y Asia central	4,1	3,3	2,2	-4,7	3,6	-7,3	0,7
Rusia, Federación de	1,8	2,5	1,3	-6	2,7	-7,6	0,9
Turquía	7,5	2,8	0,9	-3,8	5	-6,8	1
Polonia	4,9	5,3	4,1	-4,2	2,8	-7,8	-0,5
América Latina y el Caribe	1,9	1,7	0,8	-7,2	2,8	-9	0,4
Brasil	1,3	1,3	1,1	-8	2,2	-10	-0,3
México	2,1	2,2	-0,3	-7,5	3	-8,7	1,2
Argentina	2,7	-2,5	-2,2	-7,3	2,1	-6	0,7
Oriente Medio y Norte de África	1,1	0,9	-0,2	-4,2	2,3	-6,6	-0,4
Arabia Saudita	-0,7	2,4	0,3	-3,8	2,5	-5,7	0,3
Irán	3,8	-4,7	-8,2	-5,3	2,1	-5,3	1,1
Egipto	4,2	5,3	5,6	3	2,1	-2,8	-3,9
Asia meridional	6,5	6,5	4,7	-2,7	2,8	-8,2	-3,1
India	7	6,1	4,2	-3,2	3,1	-9	-3
Pakistán	5,2	5,5	1,9	-2,6	-0,2		-5
Bangladesh	7,3	7,9	8,2	1,6	1		-5,6
África al sur del Sahara	2,6	2,6	2,2	-2,8	3,1		-5,8
Nigeria	0,8	1,9	2,2	-3,2	1,7		-5,3
Sudáfrica	1,4	0,8	0,2	-7,1	2,9		-8
Angola	-0,1	-2	-0,9	-4	3,1		-5,5
Otros indicadores:							
PIB réel¹							
Países de altos ingresos	2,4	2,2	1,7	-6,8	3,8		-8,3
Países en desarrollo	4,8	4,4	3,7	-2,4	4,7		-6,7
Países de bajos ingresos	5,4	5,8	5	1	4,6		-4,4
BRICS	5,3	5,3	4,7	-1,7	5,3		-6,6
Mundo (ponderaciones PPP 2010)	3,9	3,6	2,9	-4,1	4,3		-7,3
Volumen de comercio mundial	5,9	4	0,8	-13,4	5,3		-15,3
Precios de materias primas							
Precio del petróleo	23,3	29,4	-10,2	-47,9	18,8		-42,5
Índice de precios de los productos básicos no energéticos	5,5	1,8	-4,2	-5,9	3		-6

Fuente: Banco Mundial.

* e = estimación; f = pronóstico. Las previsiones del Banco Mundial se actualizan frecuentemente con base en nueva información y en circunstancias mundiales cambiantes. En consecuencia, las proyecciones aquí presentadas pueden diferir de las contenidas en otros documentos del Banco, aunque las evaluaciones básicas de las perspectivas de los países no difieran significativamente en un momento dado.

1. Las tasas de crecimiento agregadas se calculan utilizando ponderaciones del PIB en dólares estadounidenses constantes de 2010.

[2. Ver la versión en inglés para detalles técnicos.](#)

ANEXO II

Se anexa los valores resultantes de la simulación realizada por el software EnergyPlan.



	District Heating Production															RES specification										
	Gr.1					Gr.2					Gr.3					RES1 RES2 RES3 RES Total										
	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Storage MW	Balancing MW	District heating MW	Solar MW	CSHP MW	HP MW	ELT MW	Boiler MW	EH MW	Storage MW	Balancing MW	Wind MW	Photo F-4-7 MW	RES MW	RES MW	RES MW	Total MW		
January	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	140	261	0	0	402	
February	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	139	255	0	0	394	
March	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	125	219	0	0	341	
April	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	126	219	0	0	344	
May	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	132	208	0	0	341	
June	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	128	239	0	0	367	
July	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	116	196	0	0	312	
August	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	48	75	0	0	123	
September	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	107	197	0	0	304	
October	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	80	151	0	0	231	
November	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	109	199	0	0	308	
December	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	104	185	0	0	289	
Average	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	113	200	0	0	312	
Maximum	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	600	500	0	0	683	
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	
Total for the whole 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	0.99	1.75	0.00	0.00	2.74	
Own use of heat from industrial CHP: 0,00 TWh/year																										
ANNUAL COSTS (Million DKK)																										
Total Fuel ex Ngas exchange =	0																									
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 =	0																									
Bottleneck =	0																									
Fixed implexe=	0																									
Total CO2 emission costs =	0																									
Total variable costs =	0																									
Fixed operation costs =	0																									
Annual investment costs =	0																									
TOTAL ANNUAL COSTS =	0																									
RES Share: 92.4 Percent of Primary Energy	56.3 Percent of Electricity															2.7 TWh electricity from RES										

Bibliography

- [1] United Nations Environment Programme (UNEP), "Medium Term Strategy 2018-2021."
- [2] IPCC - ONU, "El cambio climático es generalizado, rápido y se está intensificando," *Grup. Intergub. Expert. sobre el Cambio Climático*, 2021.
- [3] L. Barrie and G. Braathen, "WMO Greenhouse Gas Bulletin. No 1: 14 March 2006," Accessed: Sep. 05, 2021. [Online]. Available: <https://community.wmo>.
- [4] COMISIÓN EUROPEA, "COMUNICACIÓN DE LA COMISIÓN AL PARLAMENTO EUROPEO, AL CONSEJO, AL COMITÉ ECONÓMICO Y SOCIAL EUROPEO Y AL COMITÉ DE LAS REGIONES," Mar. 2011.
- [5] European Commission, "The roadmap for transforming the EU into a competitive, low-carbon economy by 2050," pp. 1-4, 2011, [Online]. Available: https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/2050_roadmap_en.pdf.
- [6] J. Rifkin, *La economía del hidrógeno: la creación de la red energética mundial y la redistribución del poder en la tierra*. Paidós, 2002.
- [7] "Energías renovables | Idae." <https://www.idae.es/tecnologias/energias-renovables> (accessed Sep. 09, 2021).
- [8] S. Wang, A. Lu, and C. J. Zhong, "Hydrogen production from water electrolysis: role of catalysts," *Nano Converg.*, vol. 8, no. 1, 2021, doi: 10.1186/s40580-021-00254-x.
- [9] C. Chen, Y. Lu, and L. Xing, "Levelling renewable power output using hydrogen-based storage systems: A techno-economic analysis," *J. Energy Storage*, vol. 37, no. January, p. 102413, 2021, doi: 10.1016/j.est.2021.102413.
- [10] "La COVID-19 (coronavirus) hunde a la economía mundial en la peor recesión desde la Segunda Guerra Mundial." <https://www.bancomundial.org/es/news/press-release/2020/06/08/covid-19-to-plunge-global-economy-into-worst-recession-since-world-war-ii> (accessed Sep. 09, 2021).
- [11] "Mission - About - IEA." <https://www.iea.org/about/mission> (accessed Aug. 24, 2021).
- [12] "History - About - IEA." <https://www.iea.org/about/history> (accessed Aug. 24, 2021).
- [13] R. Ejecutivo, "World Energy Outlook 2020," Accessed: Aug. 24, 2021. [Online]. Available: www.iea.org/weo.
- [14] IRENA, "EL FUTURO DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA."
- [15] MITECO, "Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030," *Minist. para la Transic. Ecológica y el Reto Demográfico, Gob. España*, p. 25, 2020, [Online]. Available: <https://www.miteco.gob.es/es/prensa/pniec.aspx>.
- [16] IDEA, "Plan Nacional de Energía y Clima 2021-2030," *Blog Luzia*, pp. 1-25, 2019.
- [17] "ESTRATEGIA A LARGO PLAZO PARA UNA ECONOMÍA ESPAÑOLA MODERNA, COMPETITIVA Y CLIMÁTICAMENTE NEUTRA EN 2050."
- [18] Endesa, "Los Territorios No Peninsulares 100% descarbonizados en 2040: la vanguardia de la transición energética en España," Endesa, 2020.
- [19] G. de Canarias, "Anuario Energético de Canarias 2019," 2019. [Online]. Available: <https://www3.gobiernodecanarias.org/ceic/energia/oecan/files/AnuarioEnergeticoCanarias2019.pdf>.

- [20] Gobierno de Canarias, “Anuario del sector eléctrico de Canarias 2019,” 2019, Accessed: Sep. 13, 2021. [Online]. Available: <https://www.gobiernodecanarias.org/energia/publicaciones/>.
- [21] “Observatorio de la Energía de Canarias - Anuarios.” <https://www3.gobiernodecanarias.org/ceic/energia/oecan/actualidad/articulos-de-opinion> (accessed Aug. 17, 2021).
- [22] “Instituto Geográfico Nacional.” <http://www.ign.es/web/ign/portal> (accessed Aug. 19, 2021).
- [23] Red Eléctrica de España, “EL SISTEMA ELÉCTRICO CANARIO el valor de una energía conectada.”
- [24] “Proyecto STORE: En marcha las tres primeras plantas de almacenamiento de energía de Endesa - REVISTA DYNA ENERGÍA.” <https://www.dyna-energia.com/noticias-ES/proyecto-store-en-marcha-tres-primeras-plantas-de-almacenamiento-de-energia-de-endesa-> (accessed Aug. 21, 2021).
- [25] S. Samsatli and N. J. Samsatli, “The role of renewable hydrogen and inter-seasonal storage in decarbonising heat – Comprehensive optimisation of future renewable energy value chains,” *Appl. Energy*, vol. 233–234, no. September 2018, pp. 854–893, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.09.159.
- [26] “Panel 5: Almacenamiento Mecánico (Volantes de Inercia) 5. ALMACENAMIENTO MECÁNICO 5.1. Volantes de Inercia 5.1.1. Estado del Arte y de la Técnica,” 2017.
- [27] A. Angulo, F. Martínez, and G. López, “Almacenamiento de energía usando ultracondensadores en sistemas fotovoltaicos autónomos,” *Visión electrónica*, vol. 11, no. 1, pp. 30–39, 2017, doi: 10.14483/22484728.12875.
- [28] “Central Hidro-Eólica de El Hierro “Gorona del Viento” | Idae.” <https://www.idae.es/conozcanos/proyectos-de-excelencia/central-hidro-eolica-de-el-hierro-gorona-del-viento> (accessed Aug. 21, 2021).
- [29] “Turbina hidroeléctrica | Enel Green Power.” <https://www.enelgreenpower.com/es/learning-hub/energias-renovables/energia-hidroelectrica/turbina-hidroelectrica> (accessed Aug. 21, 2021).
- [30] “Turbina Pelton, funcionamiento, partes y características.” <https://solar-energia.net/energias-renovables/energia-hidraulica/turbinas-hidraulicas/turbina-pelton> (accessed Aug. 21, 2021).
- [31] “Central hidroeléctrica de bombeo Chira-Soria | Red Eléctrica de España.” <https://www.ree.es/es/actividades/proyectos-singulares/central-chira-soria> (accessed Aug. 22, 2021).
- [32] “Central hidroeléctrica reversible Soria-Chira (Gran Canaria) | BUstreaming.” <https://bustreaming.ulpgc.es/reproducir/35256> (accessed Aug. 22, 2021).
- [33] “Renovables, hidrógeno verde, baterías...Así es el proyecto de 800 millones que quiere acabar con la generación eléctrica con fuel en Canarias – El Periodico de la Energía | El Periodico de la Energía con información diaria sobre energía eléctrica, eólica, renovable, petróleo y gas, mercados y legislación energética.” <https://elperiodicodelaenergia.com/renovables-hidrogeno-verde-baterias-asi-es-el-proyecto-de-800-millones-que-quiere-acabar-con-la-generacion-electrica-con-fuel-en-canarias/> (accessed Aug. 23, 2021).
- [34] “Energía de Transición | Metcanarias.” <https://www.metcanarias.es/proyecto-1> (accessed Aug. 23, 2021).
- [35] International Renewable Energy Agency, *Electricity Storage Valuation Framework: Assessing system value and ensuring project viability*. 2020.
- [36] “Almacenamiento de energía — Naturgy.” <https://www.naturgy.es/es/conocenos/innovacion+y+futuro/lineas+de+actuacion/1297136738999/almacenamiento+de+energia.html> (accessed Sep. 07, 2021).
- [37] H. Dagdougui, R. Minciardi, A. Ouammi, M. Robba, and R. Sacile, “A dynamic decision model for

- the real-time control of hybrid renewable energy production systems,” *IEEE Syst. J.*, vol. 4, no. 3, pp. 323–333, 2010, doi: 10.1109/JSYST.2010.2059150.
- [38] D. Anderson and M. Leach, “Harvesting and redistributing renewable energy: On the role of gas and electricity grids to overcome intermittency through the generation and storage of hydrogen,” *Energy Policy*, vol. 32, no. 14, pp. 1603–1614, 2004, doi: 10.1016/S0301-4215(03)00131-9.
- [39] M. Aguer Hortal and Á. L. Miranda Barreras, *El Hidrógeno. Fundamento de un futuro equilibrado.*, 2º Edición. 2007.
- [40] “Dispatchable source of electricity - Energy Education.” https://energyeducation.ca/encyclopedia/Dispatchable_source_of_electricity (accessed May 25, 2021).
- [41] International Renewable Energy Agency, “ELECTRICITY STORAGE AND RENEWABLES: COSTS AND MARKETS TO 2030,” 2017, Accessed: Sep. 07, 2021. [Online]. Available: www.irena.org.
- [42] “Qué es el hidrógeno y sus aplicaciones.” <https://www.energynews.es/que-es-el-hidrogeno/> (accessed May 25, 2021).
- [43] “EL HIDRÓGENO COMO VECTOR ENERGÉTICO (28803171) - Curso: 2013 - PRESENTACIÓN | Universidad Nacional de Educación a Distancia.” http://portal.uned.es/portal/page?_pageid=93,25604862,93_25884686&_dad=portal&_schema=PORTAL&idAsignatura=28803171 (accessed Feb. 25, 2021).
- [44] “Vector energético | Felipe Benjumea Llorente.” <https://felipebenjumeallorete.com/glosario/vector-energetico/> (accessed May 14, 2021).
- [45] “O3zono: Los vectores energéticos.” <http://o3zono.blogspot.com/2013/06/los-vectores-energeticos.html> (accessed Mar. 25, 2021).
- [46] H. Dagdougui, A. Ouammi, and R. Sacile, “Optimization and control of hydrogen and energy flows in a Green Hydrogen Refuelling Stations,” *2011 IEEE Int. Syst. Conf. SysCon 2011 - Proc.*, pp. 80–85, 2011, doi: 10.1109/SYSCON.2011.5929057.
- [47] “Segunda ley de la termodinámica. Principio y ejemplos.” <https://solar-energia.net/termodinamica/leyes-de-la-termodinamica/segunda-ley-termodinamica> (accessed May 25, 2021).
- [48] G. Hu *et al.*, “A Review of Technical Advances, Barriers, and Solutions in the Power to Hydrogen (P2H) Roadmap,” *Engineering*, vol. 6, no. 12, pp. 1364–1380, 2020, doi: 10.1016/j.eng.2020.04.016.
- [49] “Qué es el Hidrógeno Verde y su importancia - Iberdrola.” <https://www.iberdrola.com/sostenibilidad/hidrogeno-verde> (accessed Aug. 31, 2021).
- [50] A. González García-Conde, “Producción, almacenamiento y distribución de hidrógeno.”
- [51] “Reacción exotérmica y endotérmica | Portal Académico del CCH.” <https://e1.portalacademico.cch.unam.mx/alumno/quimica1/unidad1/reaccionesQuimicas/reaccionexotermicaendotermica> (accessed Aug. 31, 2021).
- [52] “Podremos convertir el agua directamente en hidrógeno verde con la energía del sol.” https://www.lespanol.com/invertia/disruptores-innovadores/america-tech/chile/20210107/podremos-convertir-agua-directamente-hidrogeno-verde-energia/548695737_0.html (accessed Sep. 01, 2021).
- [53] “CICLOS TERMOQUÍMICOS BASADOS EN ÓXIDOS METÁLICOS PARA **PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO SOLAR** - REVISTA DYNA ENERGÍA.” <https://www.dyna-energia.com/noticias-ES/ciclos-termoquimicos-basados-en-oxidos-metalicos-para-bproduccion-de-hidrogeno-solarb> (accessed Sep. 01, 2021).
- [54] A. González, D. Coordinator, and R. Taccani, “Technological comparison of different hydrogen

- storage methods,” no. July, 2018.
- [55] L. X, W. J, D. M, and C. J, “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation | Elsevier Enhanced Reader.”
<https://reader.elsevier.com/reader/sd/pii/S0306261914010290?token=E319997C59B1260BE9E2F81CD61FD00204FB1B3F0BE1F77EB00A1E9D5305E29AF93BE87FF5E229C92CF6AC61E21CCF9&originRegion=eu-west-1&originCreation=20210908201305> (accessed Sep. 08, 2021).
- [56] A. F. Dalebrook, W. Gan, M. Grasmann, S. Moret, and G. Laurenczy, “Hydrogen storage: Beyond conventional methods,” *Chem. Commun.*, vol. 49, no. 78, pp. 8735–8751, 2013, doi: 10.1039/c3cc43836h.
- [57] C. Erkey, “Thermodynamics and dynamics of adsorption of metal complexes on surfaces from supercritical solutions,” *Supercrit. Fluid Sci. Technol.*, vol. 1, no. 1 E, pp. 41–77, 2011, doi: 10.1016/B978-0-08-045329-3.00004-4.
- [58] D. G. Caglayan *et al.*, “Technical potential of salt caverns for hydrogen storage in Europe,” *Int. J. Hydrogen Energy*, vol. 45, no. 11, pp. 6793–6805, 2020, doi: 10.1016/j.ijhydene.2019.12.161.
- [59] M. Orcajo, J. Botas, G. Calleja, and M. Sánchez Sánchez, “Materiales MOF para el almacenamiento de hidrógeno,” *An. la Real Soc. Española Química*, vol. 108, no. 1, pp. 13–20, 2012.
- [60] GREENPEACE, “Hidratos de gas,” p. 2, 2008.
- [61] “IEA – International Energy Agency.” <https://www.iea.org/> (accessed May 17, 2021).
- [62] “Hydrogen Projects Database – Analysis - IEA.” <https://www.iea.org/reports/hydrogen-projects-database> (accessed May 17, 2021).
- [63] Viaintermedia.com, “Almacenamiento - Enel Green Power inaugura en Alemania un sistema de almacenamiento de energía de 22 MW - Energías Renovables, el periodismo de las energías limpias.”
- [64] “Apagón en Tenerife: se restablece el suministro tras nueve horas de cero eléctrico con un millón de personas afectadas | España.” <https://www.elmundo.es/espana/2019/09/29/5d90afaffdddf1da78b4628.html> (accessed Sep. 09, 2021).
- [65] “El segundo ‘cero energético’ en un año deja a Tenerife | RTVE.es,” 2020, Accessed: Sep. 09, 2021. [Online]. Available: <https://www.rtve.es/noticias/20200715/segundo-cero-energetico-ano-deja-sin-luz-toda-isla-tenerife/2028221.shtml>.
- [66] “El séptimo gran apagón en 20 años - El Día.” <https://www.eldia.es/tenerife/2019/09/30/septimo-gran-apagon-20-anos-22560212.html> (accessed Sep. 09, 2021).
- [67] P. Gabrielli, A. Poluzzi, G. J. Kramer, C. Spiers, M. Mazzotti, and M. Gazzani, “Seasonal energy storage for zero-emissions multi-energy systems via underground hydrogen storage,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 121, p. 109629, 2020, doi: 10.1016/j.rser.2019.109629.
- [68] O. J. Guerra, J. Zhang, J. Eichman, P. Denholm, J. Kurtz, and B. M. Hodge, “The value of seasonal energy storage technologies for the integration of wind and solar power,” *Energy Environ. Sci.*, vol. 13, no. 7, pp. 1909–1922, 2020, doi: 10.1039/d0ee00771d.
- [69] K. A. Kavadias, D. Apostolou, and J. K. Kaldellis, “Modelling and optimisation of a hydrogen-based energy storage system in an autonomous electrical network,” *Appl. Energy*, vol. 227, pp. 574–586, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2017.08.050.
- [70] “¿Qué es una Smart Island? | Hola Islas Canarias.” <https://www.holaislascanarias.com/experiencias/que-es-una-smart-island/> (accessed Sep. 09, 2021).

- [71] D. Groppi, A. Pfeifer, D. A. Garcia, G. Krajačić, and N. Duić, “A review on energy storage and demand side management solutions in smart energy islands,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 135, no. April 2020, 2021, doi: 10.1016/j.rser.2020.110183.
- [72] M. Barbaro and R. Castro, “Design optimisation for a hybrid renewable microgrid: Application to the case of Faial island, Azores archipelago,” *Renew. Energy*, vol. 151, pp. 434–445, May 2020, doi: 10.1016/J.RENENE.2019.11.034.
- [73] H. Lund, J. Z. Thellufsen, P. A. Østergaard, P. Sorknæs, I. R. Skov, and B. V. Mathiesen, “EnergyPLAN – Advanced analysis of smart energy systems,” *Smart Energy*, vol. 1, p. 100007, Feb. 2021, doi: 10.1016/J.SEGY.2021.100007.