

Trabajo Fin de Grado

Sistemas insulares energéticamente sostenibles:
Estudio de aplicación de la tecnología Power-to-Gas
en la isla de Gran Canaria.

Island sustainable energy systems: Study of the
application of Power to Gas technology on the
island of Gran Canaria.

Autor

Alejandro García Rodríguez

Director

Luis Miguel Romeo Giménez

Sistemas insulares energéticamente sostenibles: Estudio de aplicación de la tecnología Power-to-Gas en la isla de Gran Canaria

Resumen

El actual sistema de generación eléctrica de la isla de Gran Canaria se caracteriza por ser un sistema pequeño, poco eficiente, aislado y por estar constituido principalmente por tecnología sustentada en combustibles fósiles. Ello conlleva un elevado coste de generación eléctrica, así como de emisiones. Con la finalidad de conseguir un sistema eléctrico más favorable técnica, económica y medioambientalmente se dimensiona un sistema de generación 100% renovable. Se proponen cuatro posibles modelos. Se selecciona un modelo basado en generación eólica y fotovoltaica, el cual implementa un sistema Power to Gas que permite adaptar la generación a la demanda requerida por el sistema, además de considerar limitar la potencia del sistema Power to Gas. Finalmente, la alternativa proyectada resulta ser una opción más rentable y sostenible que el sistema de generación actual.

Escuela de Ingeniería y Arquitectura
Universidad Zaragoza


DECLARACION DE AUTORÍA Y ORIGINALIDAD

(Este documento debe acompañar al Trabajo Fin de Grado (TFG)/Trabajo Fin de Máster (TFM) cuando sea depositado para su evaluación)

TRABAJOS DE FIN DE GRADO / FIN DE MÁSTER

D./Dña. ALEJANDRO GARCÍA RODRÍGUEZ,
con nº de DNI 72999163-S en aplicación de lo dispuesto en el art.
14 (Derechos de autor) del Acuerdo de 11 de septiembre de 2014, del Consejo
de Gobierno, por el que se aprueba el Reglamento de los TFG y TFM de la
Universidad de Zaragoza,
Declaro que el presente Trabajo de Fin de (Grado/Máster)
Grado de Ingeniería de Tecnologías Industriales (Título del Trabajo)
Sistemas insulares energéticamente sostenibles: Estudio
de aplicación de la tecnología Bues-to-Gas en
la Isla de Gran Canaria
es de mi autoría y es original, no habiéndose utilizado fuente sin ser citada
debidamente.

Zaragoza, a 1 de Febrero de 2018



Fdo: ALEJANDRO GARCÍA RODRÍGUEZ

A Manuel Bailera Martín por su implicación profesional en el proyecto.

Índice	iv
Índice de figuras	v
Índice de tablas	vi
1. Introducción y justificación.	1
El sistema eléctrico canario en cifras.	2
Isla de Gran Canaria 100% renovable.	3
2. Diseño y simulación de un sistema Power to Gas de metanización catalítica.	6
Electrolizadores.	7
Metanización.	9
Simulación de un sistema de metanización catalítica isotérma.	10
Configuración sistema Power to Gas.	12
3. Dimensionamiento y análisis de un sistema eléctrico 100% renovable en Gran Canaria.	14
4. Evaluación económica y medioambiental.	24
Análisis medioambiental.	27
5. Conclusiones.	28
6. Anexos.	30
Anexo A. Mapa eólico de las islas Canarias y detalle de Gran Canaria.	30
Anexo B. Irradiación solar de Gran Canaria.	32
7. Referencias.	33
8. Enlaces Web de Interés.	35

Índice de figuras

1.Demanda eléctrica de Gran Canaria en el año 2.015 [MW].....	3
2.Configuración del mix eléctrico planteado.....	6
3.Eschema del sistema Power to Gas.	7
4.Conversión de dióxido de carbono (i), metano obtenido (ii), selectividad a metano (iii) en función de la temperatura y presión para la reacción de metanización del CO ₂	10
5.Eschema de metanización calculado con EES.....	12
6.Distribución de la generación eólica asociada a la potencia instalada en el año 2.015 en Gran Canaria [MW].....	16
7.Distribución de la generación fotovoltaica asociada a la potencia instalada en el año 2.015 en Gran Canaria [MW].....	17
8.Distribución de la potencia requerida por el sistema Power to Gas en el año 2.015 [MW].....	21
9.Eschema conceptual del Modelo 1.....	22
10.Eschema conceptual del Modelo 2.....	22
11.Eschema conceptual del Modelo 3.....	23
12.Eschema conceptual del Modelo 4.....	23

Índice de tablas

1. Potencia eléctrica instalada [MW] en las Islas Canarias en el año 2.015.....	2
2. Parámetros de diseño del sistema PtG.....	13
3. Estructura de generación para la isla de Gran Canaria en el año 2.015.....	14
4. Coste de las distintas tecnologías.....	25
5. Costes de producción eléctrica y VAN.....	25
6. Características de la configuración elegida para cada modelo.....	26
7. Estimación del precio de emisiones de CO ₂	27

1. Introducción y justificación.

Las Islas Canarias cuentan hoy en día con uno de los sistemas eléctricos menos descarbonizados de Europa. Su parque de generación eléctrica actual es la consolidación de un modelo proyectado hace varias décadas cuando las energías renovables no estaban desarrolladas. Este modelo se proyectó bajo la necesidad de abastecer sistemas aislados y de reducido tamaño en el que se necesitaban tecnologías capaces de adecuarse a la demanda del sistema en pequeños intervalos de tiempo. Por ello, se optó por instalar grupos de reducida potencia, arranque rápido y capacidad de variación de carga. Dicho modelo es capaz de cubrir la demanda pero presenta baja eficiencia, alta dependencia energética (importación de petróleo), elevados costes de generación e inestabilidad de precios [1,2].

En el escenario actual de cambio climático el principal gas de efecto invernadero es el dióxido de carbono (CO₂), producido por el uso de combustibles fósiles para la obtención de energía. Según el Panel Intergubernamental del Cambio Climático (IPCC), la humanidad no puede emitir más de 1.000 Gt de CO₂ a partir de ahora, si queremos evitar que la temperatura media mundial se eleve a más de 1,5 o 2,0 °C: si proyectamos el ritmo actual de consumo, habremos emitido la totalidad de este carbono para el 2040. Por ello se han propuesto objetivos de reducción de emisiones a nivel internacional como se refleja en el Protocolo de Kioto o en las directivas de la Unión Europea [3,4].

Canarias al ser una región con un modelo energético basado principalmente en combustibles fósiles ha sido objeto de numerosos estudios por parte de diversas instituciones. Uno de los estudios realizados fue elaborado por Greenpeace [5]. Sus resultados demostraban la existencia de potencial renovable suficiente para cubrir la demanda energética de Canarias y la viabilidad económica del modelo planteado. Otras instituciones que han analizado la situación energética de Canarias han sido el Centro Atlántico de Pensamiento [6], el Gobierno de Canarias [1] o el Cabildo de Gran Canaria, para la isla de Gran Canaria [7], las cuales han planteado alternativas al actual modelo de generación basándose en el potencial energético de las islas y llegando a la conclusión de que mantener este sistema energético en el sistema insular no es viable a largo plazo. Por ello se plantea la necesidad de dimensionar un sistema eléctrico para Gran Canaria sostenible tanto ambiental como económicamente, en el que se ponga en valor el elevado potencial renovable de la isla.

El sistema eléctrico canario en cifras.

El sistema eléctrico canario cuenta con seis subsistemas eléctricamente aislados y de pequeño tamaño comparados con el peninsular. En el momento actual y a corto plazo no está prevista la interconexión entre islas debido a las grandes profundidades marinas que impiden el tendido de cables submarinos. Cabe destacar la situación de las islas de Lanzarote y Fuerteventura, que sí están interconectadas. Los sistemas eléctricos de mayor dimensión en Canarias, corresponden a las islas de Tenerife, Gran Canaria y al compartido por las islas de Lanzarote y Fuerteventura. Los tres restantes son de escala reducida y corresponden a La Palma, La Gomera y El Hierro.

En el sistema actual la penetración de las energías renovables ha sido muy paulatina y meramente testimonial. El retraso del Archipiélago en la implantación de renovables es notable, en el año 2.015 de los 3.059 MW de potencia instalada solo el 11,2 % de la potencia instalada era renovable mientras que en la Península era del 37,3% [1]. Además, un gran número de centrales térmicas utilizan productos derivados del petróleo, fuel y gasoil, que poseen mayores emisiones específicas que el gas natural o el carbón (Tabla 1). Actualmente existe voluntad por parte de las Administración Pública de Canarias para aumentar la generación eléctrica proveniente de fuentes de energía renovables [8]. Un ejemplo es el Plan Energético de Canarias, PECAN, que contempla importantes aumentos de potencia renovables en las islas. Por otro lado, podemos afirmar que la realidad ha diferido notablemente de los objetivos propuestos hace 5-10 años, pues se ha instalado potencia renovable pero en menor medida de lo esperado.

Tabla 1. Potencia eléctrica instalada [MW] en las Islas Canarias en el año 2.015. Fuente: [1].

	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Total
Generación fósil								
Turbina de Vapor	304,2	265,9	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	570,1
Turbina de Gas	173,5	302,7	62,5	79,1	22,5	0,0	0,0	604,3
Ciclo combinado	461,7	456,8	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	918,5
Motor Diésel	84,7	86,2	169,8	107,9	82,8	22,6	14,9	568,9
Total	1.024,1	1.111,6	232,3	187,0	105,3	22,6	14,9	2.697,8
Generación renovable								
Eólica	86,7	36,7	8,8	13,1	7,0	0,4	0,0	152,6
Fotovoltaica	39,6	114,9	7,8	13,0	4,6	0,0	0,0	179,9
Minihidráulica	0,0	1,2	0,0	0,0	0,8	0,0	0,0	2,0
Hidroeléctrica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	22,8	22,8
Biogás	0,0	1,6	2,1	0,0	0,0	0,0	0,0	3,7
Total	126,3	154,4	18,6	26,1	12,4	0,4	22,9	361,1
Total	1.150,4	1.266,0	250,9	213,2	117,7	23,0	37,8	3.059,0

El consumo per cápita se situó en 4.126 kWh por habitante, quedando por debajo de la media nacional (5.639 kWh/hab). No obstante, el coste medio de generación del MWh fue de 191,93 € [1], un 271% más elevado que el del sistema peninsular. Asimismo, las emisiones de CO₂ asociadas a la generación eléctrica supusieron 6.244,19 kg de CO₂-eq por habitante [1].

Isla de Gran Canaria 100% renovable.

Se pretende dimensionar un sistema eléctrico aislado con tecnología renovable y de tamaño representativo, por ello de las islas que componen el archipiélago canario se decide elegir Gran Canaria. Su población es de 843.000 personas lo que supone el 40% de la población del conjunto insular. La demanda eléctrica de Gran Canaria se caracteriza por su estabilidad a lo largo del año (Figura 1), gracias al clima benigno de la isla con temperaturas suaves durante todo el año. La mayor afluencia de turistas en los meses estivales hace que exista un leve incremento de la demanda eléctrica en dicho periodo.

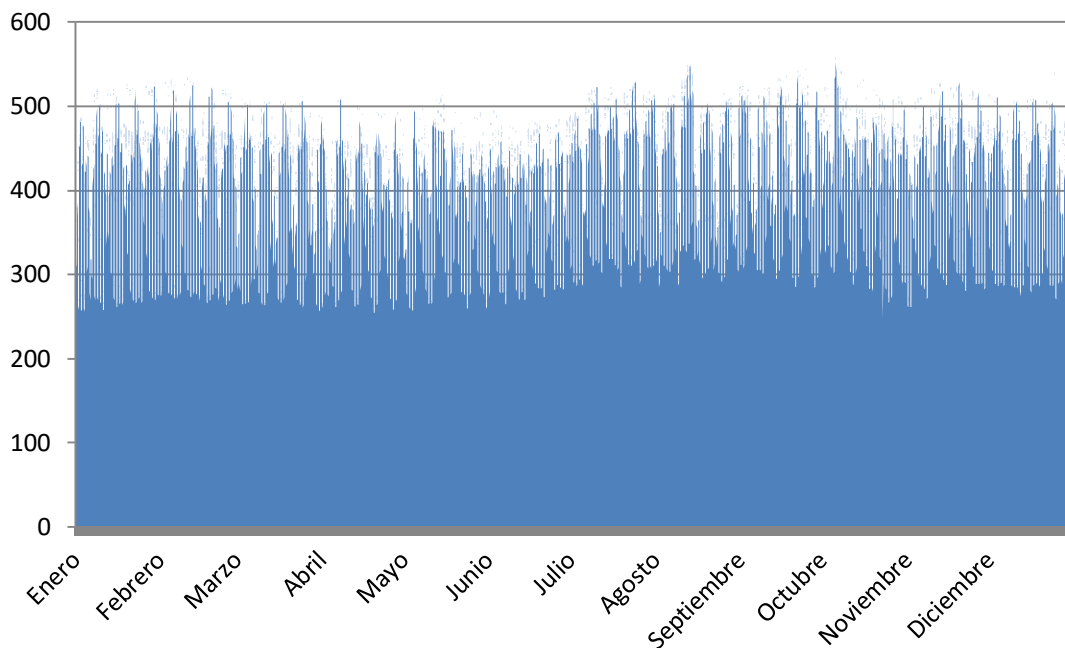


Figura 1. Demanda eléctrica de Gran Canaria en el año 2015 [MW]. Fuente: elaboración propia a partir de datos publicados por [9].

El hecho de tratarse de un sistema aislado, no interconectado, conlleva una menor estabilidad y seguridad en el sistema, debido a la imposibilidad de redirigir los flujos de potencia en caso de apertura de líneas, provocando cortes en el suministro. Por tanto, este aislamiento obliga a mantener una mayor capacidad de generación eléctrica para asegurar adecuadamente el suministro.

Por otro lado, el escaso volumen de demanda de los sistemas energéticos insulares, en comparación con el peninsular, hace complicado el aprovechamiento de las economías de escala (aumentar el tamaño de las plantas generadoras de energía para reducir gastos) lo que conlleva mayores costes de inversión y de explotación.

El objetivo del presente proyecto es diseñar y dimensionar un sistema eléctrico 100% renovable para la isla de Gran Canaria. El potencial de fuentes de energía renovables de Gran Canaria es elevado, siendo las energías predominantes en la isla las siguientes:

Energía eólica, con un elevado potencial tanto en la modalidad on shore como off shore. Un estudio reciente de la Universidad de Las Palmas de Gran Canaria (ULPGC) asegura que solo con eólica off shore se podría abastecer 22 veces el consumo eléctrico de la isla. Como se puede observar en el anexo A. El recurso eólico de la isla es elevado, superior al de otras regiones, por ejemplo la península, lo cual asegura la rentabilidad de esta tecnología.

Energía solar, la isla tiene un alto potencial solar, pues presenta un número elevado de horas de Sol al año (tabla 3) y a una radiación alta, puede observarse la radiación de la isla en el anexo B.

Además de las tecnologías renovables de generación es necesario instalar sistemas de almacenamiento capaces de trasladar la energía generada y no demandada por el sistema a momentos en los que la generación es inferior a la demanda. El sistema de almacenamiento adecuado para la isla de Gran Canaria debe presentar gran potencia de transformación para adaptarse a las fluctuaciones de la generación renovable. Por ello el sistema de almacenamiento elegido es el Power to Gas. Esta tecnología se compone de electrolizadores que transforman los excedentes de electricidad en hidrógeno. Posteriormente se transforma este hidrógeno junto con dióxido de carbono en metano mediante un proceso de metanización. De esta forma se obtiene metano que es almacenado. El metano obtenido se transforma en electricidad mediante ciclo combinado en las situaciones donde la generación es inferior a la demanda. Es cierto que esta tecnología, Power to Gas, no presenta altos rendimientos pero permite grandes almacenamientos de energía durante largos periodos de tiempo.

Para dimensionar el sistema eléctrico de la isla se van a desarrollar los siguientes puntos:

- I. Caracterizar la demanda eléctrica de la isla. Para ello se recurrirá a las bases de datos de Red Eléctrica de España.
- II. Evaluar las fuentes de energía renovable idóneas para Gran Canaria y la potencia a instalar. Asimismo, cuantificar la generación asociada a las mismas.
- III. Cuantificar la eficiencia energética de un sistema de metanización catalítica. Posteriormente, dimensionar el sistema de almacenamiento Power to Gas

Sistemas insulares energéticamente sostenibles

necesario, en base a dicha eficiencia, al tamaño del parque de generación y a la demanda en cada periodo.

- IV. Evaluar técnica y económicamente diferentes configuraciones de potencia eólica, fotovoltaica y Power to Gas para determinar cuál presenta mejores resultados.

2. Diseño y simulación de un sistema Power to Gas de metanización catalítica.

Como se ha expuesto anteriormente, un parque de generación 100% renovable necesita ser gestionado adecuadamente para casar demanda y producción en todo momento. Las tecnologías de almacenamiento energético permiten desplazar en el tiempo los excesos eléctricos para suplir los déficits de producción ocasionados por la variabilidad de las renovables. El mix eléctrico propuesto se compone de potencia eólica y fotovoltaica, e implementa un sistema Power to Gas que permite adaptar la generación eléctrica a la demanda (figura 2). Además, este sistema, el Power to Gas, es el más idóneo dada la potencia instalada en Gran Canaria, se adapta a las fluctuaciones de potencia y el almacenamiento del metano puede ser prolongado.

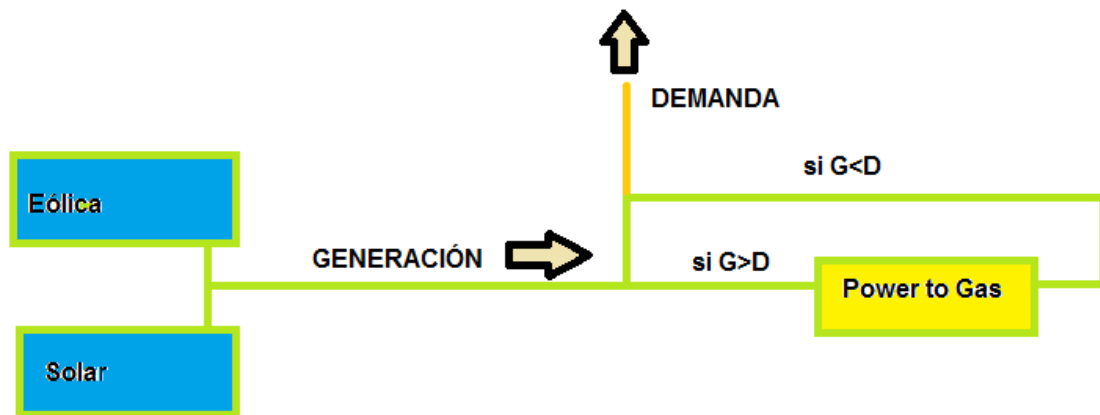


Figura 2. Configuración del mix eléctrico planteado (G se refiere a generación eléctrica y D a demanda eléctrica del sistema).

El sistema Power to Gas diseñado se compone principalmente de electrolizadores, encargados de producir hidrógeno a partir de electricidad excedente; metanización, proceso por el cual se genera metano a partir del hidrógeno producido por los electrolizadores y del dióxido de carbono capturado en la combustión del metano; y ciclo combinado que transforma la energía química del metano en energía eléctrica. A pesar de que el ciclo combinado no es una tecnología renovable, en este caso se considera renovable ya que sus emisiones netas son nulas. El CO₂ generado en la combustión del metano equivale al capturado para la producción del mismo en el proceso de metanización (figura 3). El ciclo combinado se basa en un sistema de oxidación que se caracteriza por realizar la combustión del metano con oxígeno en vez de con aire lo que permite obtener gases de salida con altas concentraciones de dióxido de carbono y además se evita la formación de óxidos de nitrógeno al no

emplearse aire como comburente. Al igual que con el Dióxido de carbono ocurre lo mismo con el agua y el oxígeno empleado en el sistema Power to Gas. El sistema idealmente no requiere aportes externos de agua ni de oxígeno, pues el oxígeno empleado en la combustión equivale al generado en los electrolizadores y el agua requerida por los electrolizadores proviene de la metanización, del vapor de agua de la combustión y de la parte no reaccionada en la reacción de electrólisis. Dada la escasez hídrica de la isla [10] supone una ventaja que el balance neto de agua en el sistema Power to Gas sea nulo.

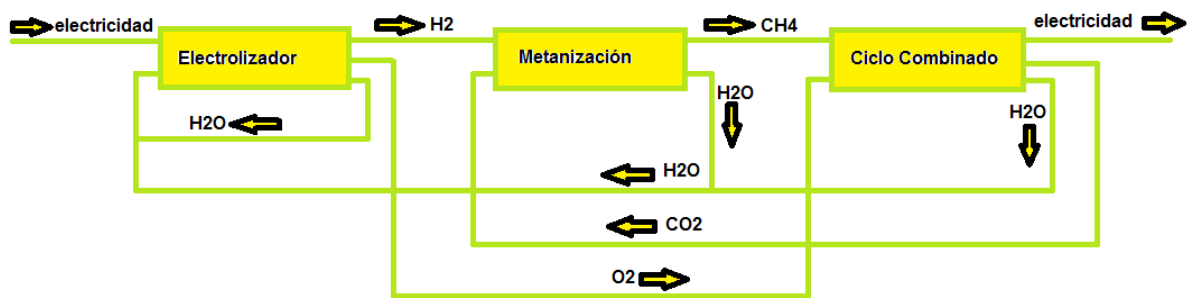


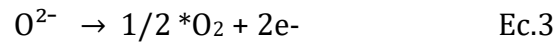
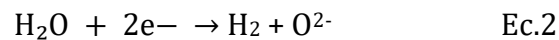
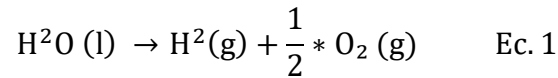
Figura 3. Esquema del sistema Power to Gas.

En el mix eléctrico propuesto se pueden dar tres situaciones:

- La generación es igual a la demanda; el sistema Power to Gas no actúa y la generación proveniente de la potencia eólica y fotovoltaica es consumida directamente por el sistema.
- La generación es menor que la demanda; el sistema Power to Gas no actúa y la demanda es cubierta por la generación eólica-fotovoltaica y el aporte del ciclo combinado.
- La generación es mayor que la demanda; el sistema Power to Gas actúa transformando la diferencia entre generación y demanda en metano. La demanda es cubierta directamente por generación eólica-fotovoltaica.

Electrolizadores.

Los electrolizadores son los encargados de producir hidrógeno a partir de los excedentes de electricidad. La electrólisis del agua se produce mediante una reacción electroquímica en 2 pasos: en el cátodo con carga negativa tiene lugar la reacción de reducción (Ec. (2)), mientras que en el ánodo con carga positiva tiene lugar la reacción de oxidación (Ec. (3)).



Existen tres tecnologías principales de electrolizadores, los parámetros más característicos son el tipo de electrodo, el medio de conducción de la carga entre electrodos y el material empleado.

La electrólisis alcalina (AEL) se encuentra en fase comercial. Su electrolito es una solución alcalina y la temperatura de operación en las celdas oscila entre 40-90 °C. Esta tecnología es aplicable a grandes tamaños de plantas, es más económica que otras tecnologías disponibles en el mercado y su vida útil se estima en 30 años. Permite trabajar con factores de carga de entre un 20% a un 100% de carga, además admite sobrecargas de forma puntual [11].

La tecnología de Membranas de Electrolitos Poliméricos (PEM) también se encuentra en fase comercial. Como electrolito emplea membranas de polímero sólido (Nafion) y la temperatura de operación en las celdas oscila entre 20-100 °C. Esta tecnología presenta altas densidades de potencia y opera a presiones superiores a los 100 bar. Es aplicable a grandes tamaños de plantas, es menos económica que la tecnología AEL y su vida útil se estima en 5 años. Permite trabajar con factores de carga de entre un 5% a un 100% de carga, admitiendo sobrecargas [11].

La electrólisis de óxido sólido (SOEC) es una tecnología en desarrollo. Su electrolito es ZrO_2 cerámica dopada con Y_2O_3 . Esta tecnología presenta alta eficiencia eléctrica y permite la integración de calor residual, pues la temperatura de operación en las celdas oscila entre 800-1000 °C. No se adapta a fluctuaciones de potencia y es costosa [11].

Para el diseño del sistema PtG se han elegido electrolizadores alcalinos por ser la tecnología más madura y la que implementa mayores potencias en sus equipos. Es una tecnología disponible comercialmente. Los electrolizadores de esta tipología permiten variaciones de carga y toleran hasta un 150% de su capacidad nominal en situaciones de sobrecarga [11]. Al tratarse de una tecnología desarrollada su precio es menor que el de PEM o SOEC. Existen módulos comerciales de 2 MW de potencia, por lo que para alcanzar la potencia total se dispondrán los electrolizadores necesarios. En particular se han considerado electrolizadores con un consumo de $3.947 \text{ kW/Nm}^3_{\text{H}_2}$ [12], un rendimiento del 76% y un coste de 700.000 €/MW [11].

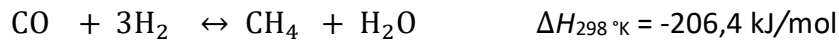
Metanización.

Mediante metanización obtenemos metano a partir del hidrógeno obtenido en la electrólisis y del CO₂ proveniente de la combustión del ciclo combinado.

La metanización del CO₂ es un proceso exotérmico dado por la siguiente reacción global [13]:



La reacción global anterior consta a su vez de dos fases intermedias. Primero una reacción de desplazamiento inversa (endotérmica) y después la metanización del CO en presencia de vapor de agua (exotérmica).



Se pueden considerar dos tipos de metanización:

- Metanización catalítica, ha sido investigada desde hace décadas. Los reactores de metanización catalítica suelen operar a temperaturas comprendidas entre 200 °C y 550 °C y a presiones que van desde 1 a 100 bar. Como catalizador para la reacción de metanización se suelen emplear metales como Ni, Ru, Rh y Co. En la mayoría de los casos se considera que el Ni es la elección óptima de catalizador debido a su actividad relativamente alta, buena selectividad de CH₄ y a su bajo coste. Los reactores empleados pueden ser adiabáticos o isoterms. Los primeros son más complejos de operar dado que la reacción de metanización es exotérmica, pudiéndose alcanzar temperaturas elevadas que varíen la cinética de la reacción y dañen el catalizador. Los reactores isoterms necesitan refrigeración pero aportan mayor estabilidad al proceso ya que permiten fijar la temperatura de operación [11].
- Metanización biológica, es otra opción, en ella los microorganismos metanogénicos sirven como biocatalizadores. La producción de metano se realiza directamente a partir de CO₂ y H₂ mediante microorganismos (tipo de célula archea), que obtienen la energía para crecimiento metabolizando anaeróticamente el hidrógeno y el dióxido de carbono. Las temperaturas de operación oscilan entre 40 °C y 70 °C. El metano se produce a través de la metanogénesis hidrogenotrófica de CO₂ y H₂. La metanización biológica es una opción viable para tamaños de plantas pequeñas por lo que no es una alternativa a considerar en el dimensionamiento del sistema PtG en este caso

de estudio. Además, el calor residual no es valorizable dada la baja temperatura a la que opera el reactor [11].

La metanización catalítica isotérmica parece ser la mejor alternativa para el sistema PtG planteado en Gran Canaria. Pues la configuración es relativamente simple y se adapta a grandes potencias, además el calor residual puede ser usado debido a la temperatura a la que se evacua de los reactores.

Simulación de un sistema de metanización catalítica isotérma.

Como se ha comentado anteriormente la configuración elegida ha sido la metanización catalítica isotérma. Para la simulación del sistema Power to Gas diseñado se ha empleado el programa EES (Engineering Equation Solver). Los parámetros más influyentes en la conversión del CO_2 a CH_4 son la presión y temperatura. Interesan temperaturas comprendidas entre 200-550 °C y presiones entre 1-100 bar. Dentro de estos rangos son preferibles temperaturas próximas a los 200 °C y presiones reducidas [13].

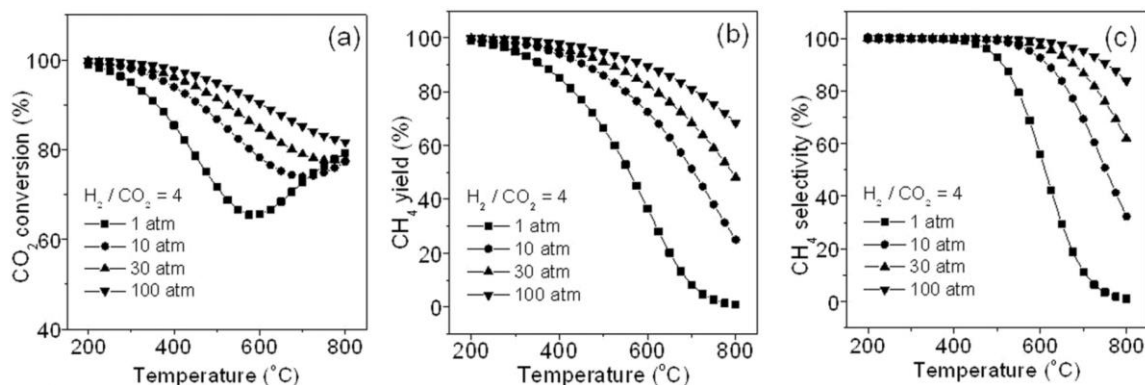


Figura 4. Conversión de dióxido de carbono (i), metano obtenido (ii), selectividad a metano (iii) en función de la temperatura y presión para la reacción de metanización del CO_2 . Se considera una relación de 1:4 para el CO_2 : H_2 . Fuente: [13].

En el programa EES se ha calculado el equilibrio químico de la reacción que nos aportará la composición de los gases de salida. Para ello se han fijado los parámetros de presión y temperatura dentro de los valores propuestos anteriormente. De esta forma el programa resuelve las siguientes ecuaciones:

Las dos ecuaciones de equilibrio de las reacciones intermedias, y la total.

$$K_{p1} = \frac{X_{CO} \cdot X_{H_2O}}{X_{CO_2} \cdot X_{H_2}}$$

$$K_{p2} = \frac{X_{CH_4} \cdot X_{H_2O}}{X_{H_2}^3 \cdot X_{CO}} (P_{\text{reactor}}/P_0)^{-2}$$

$$K_p = K_{p1} \cdot K_{p2}$$

X_i es la concentración molar final del componente i , P_0 es la presión ambiente y P_{reactor} es la presión del reactor.

$$X_j = \frac{i}{a + b + c + d + e}$$

donde $(j, i) = (CO_2, a), (H_2, b), (CH_4, c), (H_2O, d), (CO, e)$

$a =$ moles de CO_2

$b =$ moles de H_2

$c =$ moles de CH_4

$d =$ moles de H_2O

$e =$ moles de CO

$$\sum X_j = 1$$

$$K_{p_i} = \exp\left(\frac{-G_{0,i}}{RT_{\text{reactor}}}\right) \quad i=1,2 \text{ (reacciones intermedias)}$$

donde R es la constante de los gases ideales, T_{reactor} es la temperatura del reactor y $G_{0,i}$ es la energía libre de Gibbs de formación de la reacción i a presión ambiente.

$$G_{0,1} = g_{CO} + g_{H_2O} - g_{H_2} - g_{CO_2}$$

$$G_{0,2} = g_{CH_4} + g_{H_2O} - 3g_{H_2} - g_{CO}$$

Donde g_i es la energía libre de Gibbs para el compuesto i ; $g_i = h_i - T_{\text{reactor}}S_i$

Con h_i y s_i como la entalpía y la entropía del compuesto i para la temperatura del reactor.

Tras resolver el equilibrio químico de la reacción de metanización con el programa EES bajo distintas condiciones de presión y temperatura y con el objetivo de alcanzar una conversión molar final del metano superior al 95 % en base seca, se llega a la siguiente configuración: el esquema de la instalación se caracteriza por dos reactores isoterms que operan a 10 bar y 350 °C. Para mejorar la conversión del CO₂ a CH₄ se elimina parte del agua que sale del primer reactor, pasando al segundo una cantidad en moles del 10% de los moles totales de salida de los productos del primer reactor. Inicialmente se consideraron 3 reactores para la metanización [11], pero se comprobó que era posible conseguir una conversión del 95% para el metano con los parámetros de presión y temperatura fijados instalando 2 reactores. Se optó por esta opción ya que la instalación es menos compleja (figura 5).

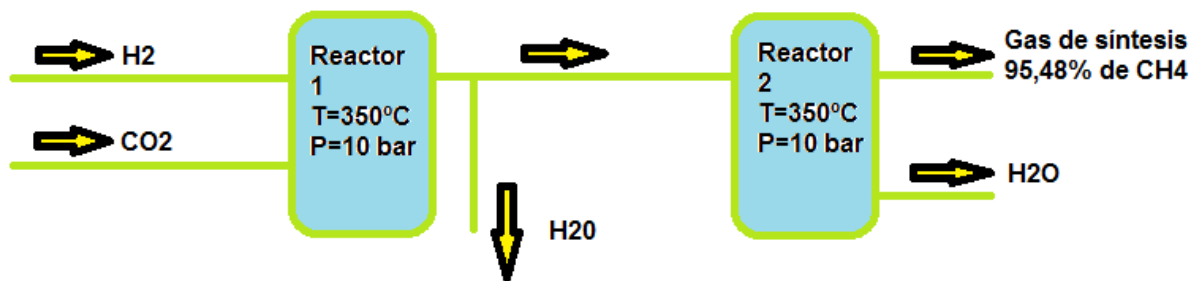


Figura 5. Esquema de metanización calculado con EES.

Configuración sistema Power to Gas.

El metano producido en la metanización es almacenado y se transforma mediante ciclo combinado. Esta tecnología permite transformar la energía química del metano producido en la metanización en energía eléctrica inyectada a la red en las situaciones en las que la demanda eléctrica es mayor que la generación. Sus características principales son tiempo de arranque reducido y rendimientos elevados, además de conseguirse un balance neto de emisiones de CO₂ nulo en la generación ya que el CO₂ emitido en la combustión equivale al empleado en la metanización. Para la instalación de ciclo combinado se ha considerado un rendimiento del 56,43%. Tras analizar las distintas tecnologías que componen el sistema Power to Gas obtenemos los siguientes parámetros de diseño y operación para el mismo (tabla 2).

Tabla 2. Parámetros de diseño del sistema Power to Gas.

Parámetros Power to Gas

Tipo metanización	Metanización catalítica
Nº de reactores	2
Tipo de reactor	Isotermo
Presión [bar]	10
Temperatura [°C]	350
Conversión [% CH ₄]	95,48
Rendimiento electrolizador [%]	76,00
Rendimiento metanización [%]	81,81
Rendimiento ciclo combinado [%]	56,43
Rendimiento Power to Gas [%]	35,09

Se obtiene un rendimiento global para el sistema Power to Gas del 35,09%. Esto implica que de cada 100 MWh de energía producida en situaciones de excedente el sistema obtendrá 35,09 MWh para su posterior consumo en situaciones deficitarias.

3. Dimensionamiento y análisis de un sistema eléctrico 100% renovable en Gran Canaria.

Para dimensionar el nuevo sistema eléctrico de la isla de Gran Canaria se han recopilado datos reales publicados por [9]. Dichos datos permiten conocer la demanda eléctrica y la composición de la generación eléctrica en periodos diezminutales. Los datos recopilados corresponden al año 2.014 y 2.015. La demanda eléctrica anual, diaria y horaria se ha calculado como la media de los valores registrados para los años, días y horas considerados en el periodo de análisis (año 2.014 y 2.015).

La potencia demandada diariamente es relativamente constante a lo largo del año, fluctúa entre los 280 y los 480 MW. Siendo la potencia instantánea máxima registrada de 558 MW en el periodo considerado (figura 1).

El parque de generación actual de Gran Canaria se caracteriza por un elevado porcentaje de potencia instalada cuyos combustibles son de origen fósil, en concreto un 89%, frente al 11% de potencia renovable. Ocurre lo mismo con la generación, un 91% es de origen no renovable frente a un 9% renovable (tabla 1 y 3) [1].

Tabla 3. Estructura de generación para la isla de Gran Canaria en el año 2.015. Fuente: [1].

Mix eléctrico 2015	Potencia instalada [MW]	% Potencia instalada	Potencia máxima [%]	Horas equivalentes [h]	% Generación aportado
Motores diesel	84,7	7,36	60	3124,4	7,72
Turbina de gas	173,5	15,08	66	329,9	1,67
Ciclo combinado	461,7	40,13	66	3479,2	46,87
Turbina de vapor	304,2	26,44	79	3902,0	34,63
Eólica	86,7	7,54	89	2993,7	7,57
Solar fotovoltaica	39,6	3,44	83	1326,4	1,53
Total	1.150,4				

El propósito es proyectar un mix eléctrico 100% renovable. Para ello se van a analizar las distintas alternativas renovables de posible implantación en la isla en base a criterios ambientales, geográficos y potencial energético del territorio.

Energía eólica: es la que ofrece mayor recurso energético debido al potencial de viento en frecuencia y velocidad que ofrece la isla. Los parques eólicos instalados hasta la fecha registran valores próximos a las 3.000 horas equivalentes de generación al año (tabla 3), valores superiores a la media de la Península (2.200 horas). Además, es una tecnología renovable que presenta bajos costes de inversión [14] y de generación. En el anexo A se puede comprobar el mapa eólico de la isla.

Energía solar: Canarias dispone del mayor número de horas de sol de toda Europa con la intensidad apropiada para su utilización como fuente de energía [15]. Dentro de los tipos de energía solar, solar térmica y solar fotovoltaica, la implantada hasta el momento es la fotovoltaica, pues no requiere espacios tan amplios como la solar térmica y es más fácil de operar. En el anexo B se puede comprobar el mapa de irradiación de la isla.

Energía hidráulica: debido al clima de la isla caracterizado por escasas precipitaciones, 160 l/m² [10], no existen caudales regulares de agua por lo que históricamente no se han construido instalaciones hidráulicas. Actualmente se está construyendo una central cuya finalidad es almacenar agua bombeada en momentos de baja demanda para producir posteriormente en situaciones de elevada demanda.

Energía biomasa: al igual que las centrales térmicas instaladas actualmente en la isla, para instalar un porcentaje elevado de generación con biomasa habría que aprovisionarse de biomasa externa a la isla, dado el escaso recurso de biomasa en Gran Canaria. Esto crearía una dependencia del sistema eléctrico basada en la fluctuación de los precios de la biomasa, además de añadir un sobrecoste debido al transporte de la misma.

Energía geotérmica: actualmente se está realizando un estudio sobre el potencial geotérmico de la isla. Hasta la fecha no existen instalaciones geotérmicas, esta tecnología se encuentra en fase de estudio [7]. No obstante, su aprovechamiento se plantea para instalaciones de climatización y de ACS.

Energía biogás: el biogás se genera en centros de tratamiento de residuos por biodegradación de la materia orgánica. Posteriormente se realiza su combustión mediante un motor de combustión acoplado a un generador, donde se transforma la energía química del biogás en energía eléctrica. La limitación de esta energía es la propia capacidad de generar residuos de la isla. Es una forma de valorizar los residuos. Tenerife cuenta con 1,6 MW [1] instalados de esta tecnología. En cualquier caso, el porcentaje de energía que podría aportar esta tecnología sería reducido respecto del necesario para un mix 100% renovable.

Tras analizar cada alternativa se concluye que la energía eólica es la más idónea para su instalación de forma masiva, seguida por la energía solar fotovoltaica. Ambas son tecnologías renovables consolidadas, con implantación en la isla y con costes de inversión y generación aceptables. No necesitan materias primas para la generación de electricidad y su impacto ambiental es únicamente paisajístico. El nuevo mix eléctrico se ha dimensionado bajo las siguientes premisas:

El parque de generación se compone de potencia eólica y fotovoltaica, que se complementa con un sistema de almacenamiento Power to Gas.

El sistema se ha dimensionado para abastecer la demanda correspondiente al periodo 2.014-2.015 en Gran Canaria. Los datos de partida sobre los que se dimensiona el nuevo sistema eléctrico son la demanda eléctrica (figura 1), el perfil de generación eólica (figura 6) y el perfil de generación fotovoltaica (figura 7) correspondientes al periodo 2.014-2.015. Tanto la demanda eléctrica como la generación eólica y fotovoltaica se han obtenido en periodos diezminutales y se han extraído de REE [9]. Los periodos considerados en el análisis han sido 105.120, corresponden con el número de periodos diezminutales que hay en 2 años.

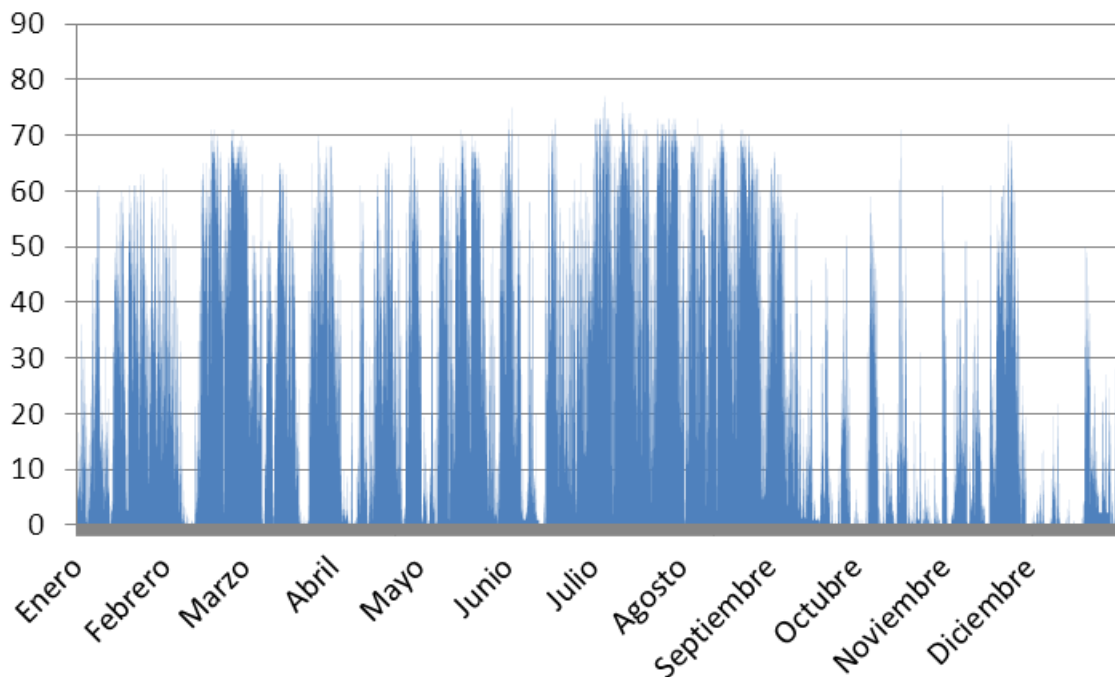


Figura 6. Distribución de la generación eólica asociada a la potencia instalada en el año 2.015 en Gran Canaria [MW]. Fuente: elaboración propia a partir de datos publicados por [9].

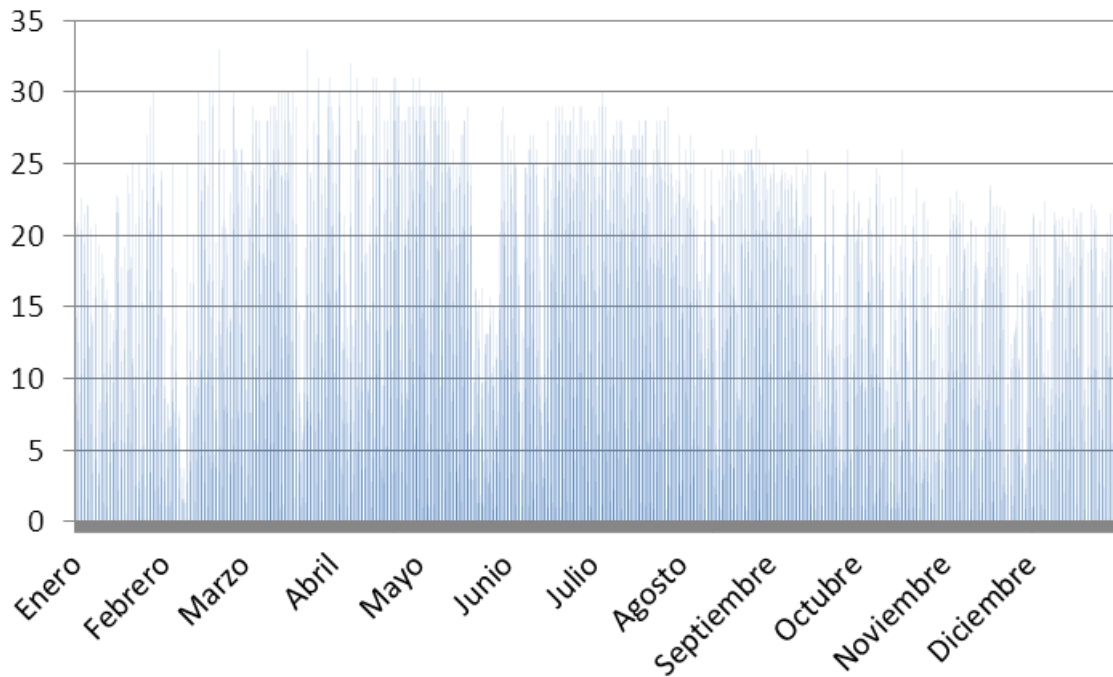


Figura 7. Distribución de la generación fotovoltaica asociada a la potencia instalada en el año 2015 en Gran Canaria [MW]. Fuente: elaboración propia a partir de datos publicados por [9].

Básicamente se busca configurar un sistema eléctrico en el que multiplicando por un factor eólico, f_e , la generación eólica conocida, multiplicando por un factor fotovoltaico, f_f , la generación fotovoltaica conocida e implementando el sistema Power to Gas se consiga cubrir la demanda eléctrica considerada. Para ello se ha desarrollado el siguiente análisis:

Para cada uno de los periodos considerados se ha realizado un balance de energía inicial y final. El balance de energía inicial es la diferencia entre el aporte total y la demanda. Donde el aporte total es la suma del aporte eólico y del aporte fotovoltaico. A su vez el aporte eólico y fotovoltaico en cada periodo es la generación eólica y fotovoltaica registrada para este periodo según los datos de REE y multiplicada por el $f_e \cdot f_f$. De esta forma el balance de energía inicial es positivo si la generación es mayor que la demanda y negativo si la generación es menor que la demanda. Si el balance de energía inicial es positivo, la diferencia entre generación y demanda se redirecciona al sistema Power to Gas. Si el balance de energía inicial es negativo, el déficit entre generación y demanda se cubre con el almacenamiento del sistema Power to Gas. Por otro lado el balance de energía final cuando es positivo equivale al balance de energía inicial tras aplicarle el rendimiento del Power to Gas, 35,09%. Mientras que cuando es negativo equivale al balance de energía inicial en ese periodo.

Todos los cálculos referidos al dimensionamiento del sistema se han realizado en Excel. Además de los balances inicial y final se han programado otras celdas que permiten calcular valores de interés para aceptar o rechazar una solución. Los valores de interés calculados han sido:

% Variación de generación-demanda: permite conocer si el sistema es capaz de aportar la demanda necesaria en la totalidad del periodo considerado. Si es positivo el sistema será capaz de abastecer la demanda.

$$\% \text{ Variación de generación – demanda} = \frac{\sum_{i=1}^{105120} (\text{Generación directa} + \text{PtG})}{\sum_{i=1}^{105120} \text{Demanda}} - 1$$

Donde la generación directa es la parte del aporte total que no se destina a Power to Gas y PtG es el balance de energía final positivo.

% no transformado: es el porcentaje del aporte total que se destina a la demanda del sistema sin pasar por el sistema Power to Gas.

$$\% \text{ no transformado} = \frac{\text{Generación directa}}{\text{Aporte total}} \times 100$$

% Demanda directa: es el porcentaje de la demanda que proviene directamente del aporte total. Cuanto mayor sea menor será el coste de la demanda al operar menos horas el sistema Power to Gas.

$$\% \text{ Demanda directa} = \frac{\text{Generación directa}}{\text{Demanda}} \times 100$$

Eficiencia: es la relación entre la demanda y la generación eléctrica necesaria para cubrir esta demanda. Una eficiencia mayor indica menor empleo del sistema Power to Gas. Es decir, cuanto mayor sea la eficiencia más se parece el perfil de generación al de demanda.

$$Eficiencia = \frac{Demanda}{Aporte\ Total} \times 100$$

Potencia del electrolizador: es la asociada al balance de energía inicial positivo. La potencia nominal es el valor máximo de los periodos analizados.

Potencia de metanización: equivale a la potencia del electrolizador multiplicada por el rendimiento del electrolizador, 76% [12].

Potencia del ciclo combinado: es la necesaria para cubrir el balance de energía final negativo máximo para los periodos analizados.

Almacenamiento: es el almacenamiento de metano. Para cada periodo se calcula como el valor del almacenamiento anterior más la contribución del sistema Power to Gas en caso de que el balance de energía inicial sea positivo, menos el defecto en caso de que el balance de energía final sea negativo. El almacenamiento mínimo se ha fijado en 20 días [6]. Por otro lado interesa conocer el valor del almacenamiento máximo, pues es un indicador de la relación entre la demanda y el aporte total a lo largo del periodo considerado. Cuanto mayor sea el almacenamiento necesario más diferirá el perfil del aporte total respecto de la demanda, además de encarecer el sistema eléctrico al ser este de mayores dimensiones.

Para obtener las configuraciones que cumplen los requisitos planteados es necesario ejecutar la hoja Excel para distintos valores de potencia eólica y fotovoltaica. Por ello se han programado dos celdas, en cada una de ellas se introduce un valor; factor eólico, *fe*, y factor fotovoltaico, *ff*. Los datos obtenidos de REE aportan la generación eólica y fotovoltaica asociada a la potencia instalada (tabla 3). El objetivo es dimensionar un sistema solo con generación eólica y fotovoltaica. Para calcular las posibles soluciones se multiplica la generación eólica por el *fe* y la generación fotovoltaica por el *ff*. De esta forma se obtiene un sistema cuya potencia eólica y fotovoltaica es la instalada (tabla 3) multiplicada por el *fe* y el *ff* respectivamente.

Puesto que el sistema eléctrico planteado basa su generación en potencia eólica y fotovoltaica pueden existir múltiples combinaciones de potencia eólica y fotovoltaica que satisfagan las condiciones propuestas para el sistema eléctrico. Así los límites de potencia a considerar en las combinaciones posibles del sistema serán los siguientes. Para la potencia eólica, el valor máximo de potencia eólica que cumpla los requisitos del sistema eléctrico será el correspondiente a no instalar potencia fotovoltaica y el valor mínimo será no instalar potencia eólica. Para la potencia fotovoltaica, el valor máximo de potencia fotovoltaica que cumpla los requisitos del sistema eléctrico será el correspondiente a no instalar potencia eólica y el valor mínimo será no instalar potencia fotovoltaica. Para ambas potencias los valores mínimos son cero y los

máximos se han calculado de forma iterativa en Excel. Posteriormente se han obtenido los valores de fe y ff como el cociente entre la potencia máxima obtenida y el valor de potencia instalado para cada tecnología respectivamente (tabla 3). De esta forma los límites para los valores de fe y ff han sido los siguientes:

$$0 \leq fe \leq 23$$

$$0 \leq ff \leq 127$$

Obtenidos los posibles valores de fe y ff se ejecuta la hoja Excel para las múltiples combinaciones de fe y ff , considerando fe y ff números enteros. Cada posible combinación representa una configuración de sistema eléctrico. De cada configuración se analiza el % Variación de generación-demanda. Una vez ejecutado el bucle para las posibles combinaciones se seleccionan como configuraciones técnicamente viables las configuraciones cuyo % Variación de generación-demanda este comprendido entre 0 y 1%. Debe ser mayor que 0% para que el sistema cubra la demanda e inferior a 1% para que no se genere más de lo demandado en exceso y el almacenamiento tienda a infinito.

$$posibles\ configuraciones = \begin{bmatrix} a_{0\ 0} & \cdots & a_{0\ 23} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{127\ 0} & \cdots & a_{127\ 23} \end{bmatrix}$$

Tras dimensionar el sistema anterior y obtener las configuraciones técnicamente viables se analizó el sistema con el objetivo de optimizar el modelo. Se comprobó que la potencia eólica aportaba por MW instalado más energía que la fotovoltaica, pues las horas equivalentes de funcionamiento de la primera son muy superiores a la segunda (tabla 3). La generación eólica está más distribuida ya que en horario nocturno puede haber recurso eólico mientras que no fotovoltaico, ello implica más periodos de generación directa, menos empleo del ciclo combinado, menor potencia del sistema Power to Gas y eficiencias superiores. Además, la potencia máxima alcanzada sobre la nominal por la tecnología eólica es inferior que en la fotovoltaica, por lo tanto la potencia necesaria del electrolizador para transformar los excedentes es inferior en el caso de la eólica. Se graficó la potencia del sistema Power to Gas en todo el periodo y se comprobó que la potencia instalada se alcanzaba en muy pocos periodos. Por ello se planteó limitar la potencia del Power to Gas, para reducir los MW instalados en detrimento de no transformar parte de la electricidad sobrante en periodos puntuales. La potencia del sistema Power to Gas era de unos 1378,9 MW y se propuso limitarla a 950MW (figura 8). La pérdida de energía no empleada y generada asociada a esta limitación era de un 3,2%. Otra alternativa al modelo dimensionado fue introducir un almacenamiento intermedio de hidrógeno que permitiera reducir la potencia de

metanización. De esta forma el hidrógeno producido según la distribución de los excedentes del sistema se puede almacenar y suministrar de forma continua a la metanización. Con esta variante se consigue reducir la potencia de metanización inicial, de 1048 MW a unos 240MW a cambio de instalar un almacenamiento intermedio de hidrógeno.

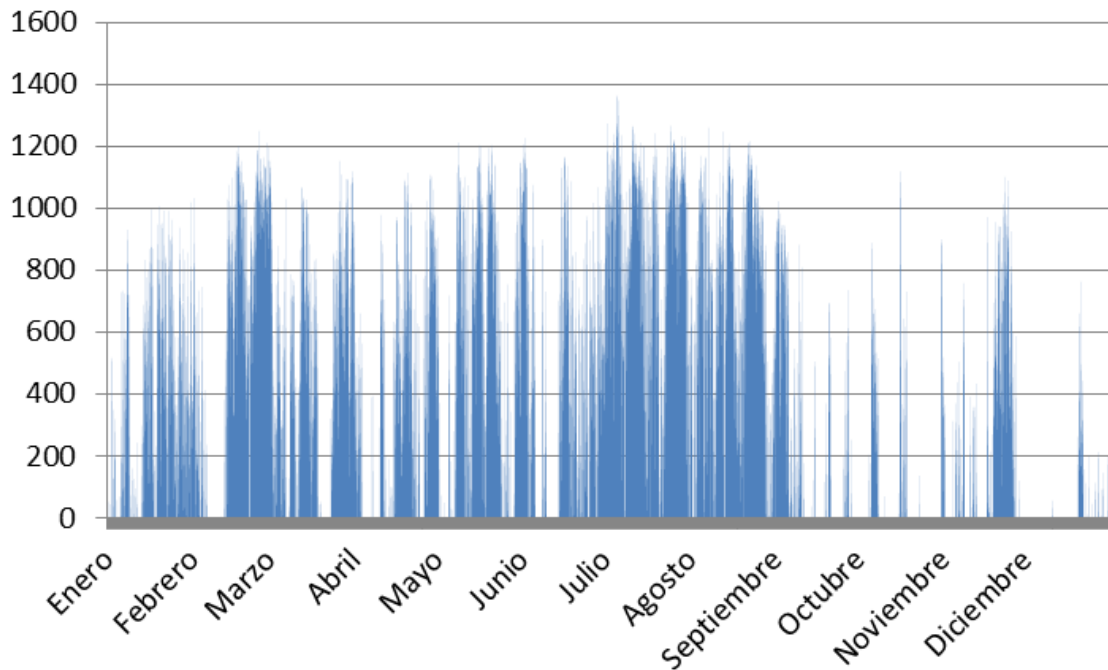


Figura 8. Distribución de la potencia requerida por el sistema Power to Gas en el año 2015 [MW].

En base a los comportamientos de la tecnología eólica y fotovoltaica y considerando las modificaciones propuestas se plantean cuatro posibles modelos con la finalidad de comprobar cuál es el más idóneo. Cada uno de ellos se ha analizado en un Excel bajo las siguientes condiciones:

Modelo 1:

Representa la configuración planteada inicialmente. Un sistema compuesto por potencia eólica, potencia fotovoltaica y un sistema Power to Gas que permite adaptar la generación a la demanda requerida. Sin considerar limitar la potencia del electrolizador y sin almacenamiento intermedio.

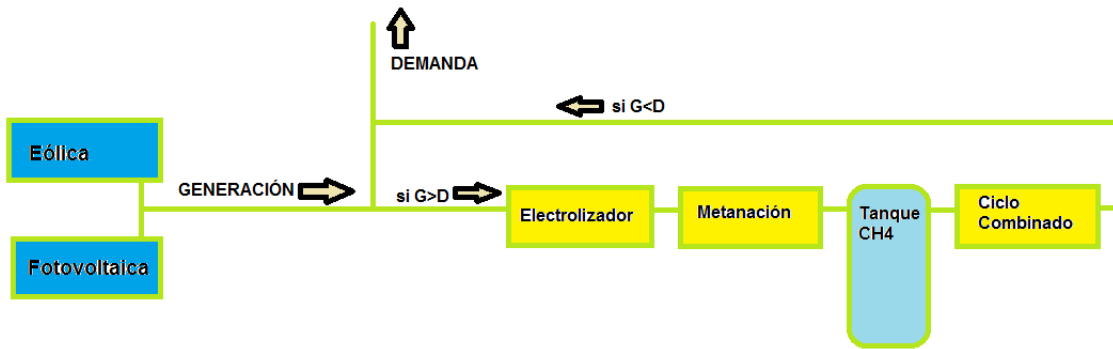


Figura 9. Esquema conceptual del Modelo 1.

Modelo 2:

En este modelo se pretende analizar el efecto de introducir un almacenamiento intermedio de hidrógeno. Para ello se considera que el hidrógeno producido en el electrolizador se almacena en el tanque de H₂. Se calcula el hidrógeno almacenado durante todo el periodo de análisis y se fija un caudal de salida de hidrógeno constante que equivale a el cociente entre el hidrógeno almacenado en todo el periodo dividido por los 105.120 periodos considerados. De esta forma el caudal de hidrógeno introducido en la metanización es constante lo que permite reducir su potencia considerablemente. El hidrógeno se almacena a 200 bar.

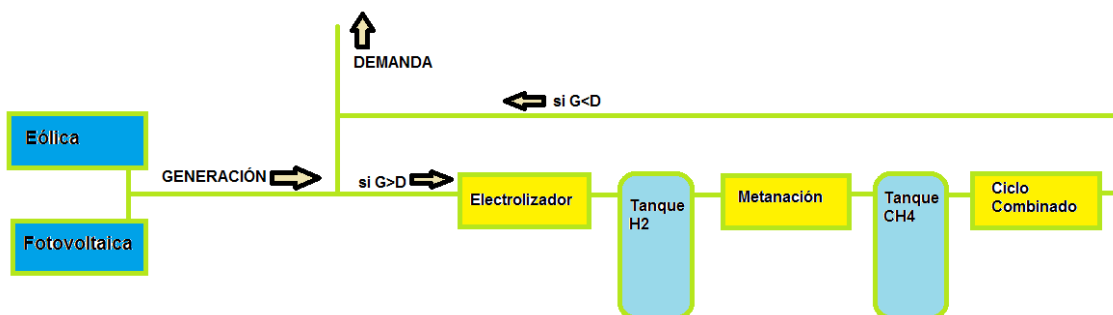


Figura 10. Esquema conceptual del Modelo 2.

Modelo 3:

En el modelo 3 se limita la potencia del electrolizador. Dado que la potencia máxima del electrolizador apenas se alcanza a lo largo del periodo considerado (figura 8), se pretende comprobar si es más rentable limitar la potencia del electrolizador de forma que se reduzca el coste de inversión en detrimento de no poder transformar puntualmente parte de la generación cuando esta es mayor que la demanda y la potencia Power to Gas.

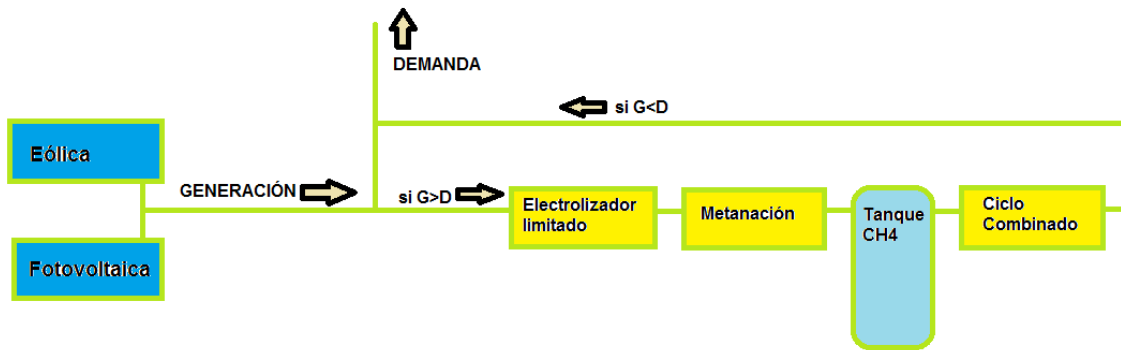


Figura 11. Esquema conceptual del Modelo 3.

Modelo 4:

En el modelo 4 se pretende analizar conjuntamente las modificaciones consideradas en los modelos 2 y 3.

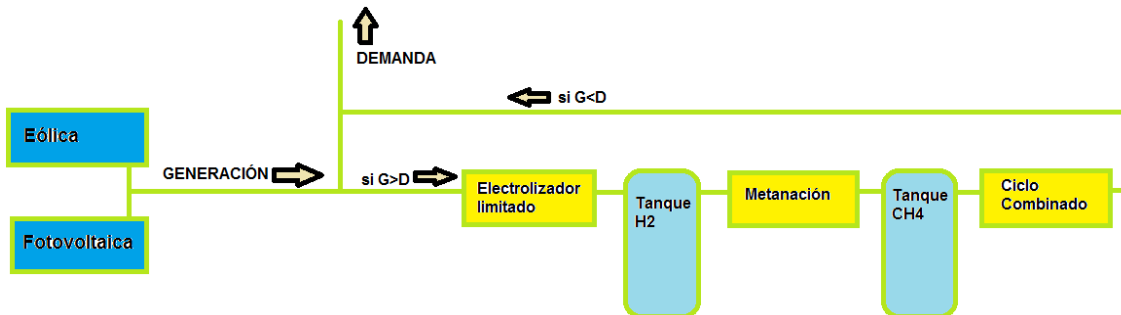


Figura 12. Esquema conceptual del Modelo 4.

Tras realizar un primer análisis de todos los posibles modelos se obtienen configuraciones válidas para todos ellos en base a los criterios técnicos fijados anteriormente. Se han considerado válidas las configuraciones cuyo % de variación-demanda está comprendido entre 0 y 1%. Debe ser mayor que 0% para cumplir la condición de que la generación es superior a la demanda. Se ha considerado un límite de un 1% puesto que para valores mayores se producirían excedentes de producción de metano que implicarían un sobredimensionamiento del almacenamiento. En el siguiente apartado se analizará para cada modelo cuál de sus configuraciones técnicamente viable es la más económica.

4. Evaluación económica y medioambiental.

Tras analizar técnicamente los modelos expuestos en el apartado anterior se procede a realizar el análisis económico de los mismos. La finalidad es concluir cuál de los modelos propuestos que cumple las especificaciones técnicas conlleva un coste menor. En definitiva, que configuración es más eficiente y presenta un mayor grado de optimización.

Se van a analizar tanto los modelos propuestos como el correspondiente al mix eléctrico actual. Se pretende conocer si además de satisfacer la condición de ser un sistema renovable es más económico que el actual. Para ello se va a calcular en los modelos obtenidos el Valor Actual Neto (VAN) como cifra económica que permita valorar su rentabilidad económica y el coste de producción del MWh.

El análisis económico se realiza para un plazo de 25 años. Dicho plazo corresponde con la vida útil considerada para todas las tecnologías instaladas en los distintos modelos. A los costes de generación se les aplica un 1% de incremento anual, excepto al modelo actual para el que se considera un incremento anual del 2% debido a la repercusión que tiene el coste del combustible en sus costes de generación. Para calcular el VAN y trasladar los costes de generación anuales al año 0, momento en el que se realiza la inversión, se ha aplicado una tasa de descuento del 2%, siendo este valor la estimación del IPC para los próximos años [16]. El VAN es el resultado de sumar los costes de generación para el periodo considerado, 25 años, y la inversión, ambos valores considerados a año 0.

El coste de producción de un MWh para cada una de las configuraciones se obtiene como:

$$\text{Coste de producción MWh} = \frac{VAN}{\text{MWh vertidos a red en 25 años}}$$

La demanda eléctrica considerada en el análisis económico para cada uno de los 25 años se corresponde con la demanda media de Gran Canaria de los años 2.014-2.015.

Los costes considerados por MW instalado de las tecnologías proyectadas son referidos al año 2.020 (tabla 4). Se ha supuesto que, en caso de materializarse el proyecto, este sería el año en el que se instalaría el nuevo parque de generación. Excepto el coste de generación para el ciclo combinado que es referido al año 2.015.

Tabla 4. Coste de las distintas tecnologías. Fuente: [11,14, 17, 18, 19, 20, 21, 22].

2. En el coste de generación del electrolizador no se ha considerado el coste de la electricidad ya que es generada por el propio sistema y su coste de generación está incluido en la generación eólica y fotovoltaica.

3. En el coste de generación de la metanización no se ha considerado el coste del hidrógeno ya que es generado por el propio sistema y su coste de generación está incluido en los del electrolizador.

Tecnología	Coste generación [€/kWh]	Precio MWh instalado
Sistema actual	0,19	
Eólica	0,046	970.000 €/MW
Fotovoltaica	0,102	1.150.000 €/MW
Electrolizador ₂	0,01725	700.000 €/MW
Metanación ₃	0,041	500.000 €/MW
Ciclo combinado	0,02176	650.000 €/MW
Tanque H ₂		4.495 M€/Mm ³
Tanque C H ₄		866,666 M€/Mm ³

Tras analizar los costes de producción eléctrica y el VAN para las diferentes configuraciones se ha seleccionado la más económica de cada una de los modelos (tabla 5). Los costes de producción se componen de los costes de generación y de los costes de inversión. A su vez los costes de generación incluyen los gastos de operación y mantenimiento.

Tabla 5. Costes de producción eléctrica y VAN.

Modelo	Coste producción [€/MWh]	VAN [M€]
Modelo 0	191,93	16.336
Modelo 1	154,83	13.179
Modelo 2	222,56	18.943
Modelo 3	150,96	12.849
Modelo 4	215,59	18.350

En base a los costes de producción y al Valor Actual Neto (VAN) obtenidos para los modelos analizados se concluye que el modelo óptimo es el modelo 3 cuya configuración es la siguiente: se compone de 1.907,4 MW de potencia eólica y 118,8

MW de potencia fotovoltaica. El sistema Power to Gas tiene una potencia limitada a 950 MW. La potencia de ciclo combinado es de 541 MW y el almacenamiento de metano una capacidad de 298.031 m³ a 600 bar. El sistema eléctrico dimensionado presenta una eficiencia del 62,97%, un porcentaje de generación no transformada del 44,22% y una demanda directa del 70,22%. El coste de producción obtenido para la presente configuración es de 150,96 €/MWh (tabla 6).

Tabla 6. Características de la configuración elegida para cada modelo.

	Modelo 1	Modelo2	Modelo 3	Modelo 4
Potencia eólica [MW]	1.907,40	1.647,30	1.907,40	1734,00
Potencia fotovoltaica [MW]	79,20	475,20	118,80	356,40
Potencia electrolizador [MW]	1.378,90	1375,00	950,00	950,00
Potencia metanización [MW]	1.047,96	235,22	722,00	238,60
Potencia ciclo combinado [MW]	541,00	541,80	541,00	541,40
Tanque de metano a 600 bar[m ³]	255.653	153.626	298.031	151.574
Tanque de hidrógeno a 200 bar [m ³]	0	1.310.805	0	1.272.867
% variación generación-demanda [%]	0,42	0,55	0,31	0,26
% no transformado [%]	44,36	47,69	44,22	46,57
% demanda directa [%]	69,44	72,61	70,22	71,92
Eficiencia [%]	63,61	65,69	62,97	64,75
Rendimiento electrolizador [%]	76,00	76,00	76,00	76,00
Rendimiento metanización [%]	81,81	81,81	81,81	81,81
Rendimiento ciclo combinado [%]	56,43	56,43	56,43	56,43
Rendimiento Power to Gas [%]	35,09	35,09	35,09	35,09
VAN [M€]	13.179	18.943	12.849	18.350
Coste producción €/MWh	154,83	222,56	150,96	215,59

Análisis medioambiental.

Como se ha descrito anteriormente, el sistema de generación eléctrica actual en la Isla de Gran Canaria está basado principalmente en fuentes de energía no renovables, en concreto tecnologías cuyos combustibles son fuel y gasoil. Este sistema de generación emite 1,68 kg de CO₂-eq/kWh, en el año 2.015 las emisiones totales fueron de 5.749,6 ktCO₂-eq [1].

El sistema de generación que se plantea para la isla es un sistema 100% renovable que no necesita materias primas y cuyas emisiones durante su vida útil son nulas. Es cierto que las tecnologías renovables proyectadas llevan asociadas otros tipos de contaminación, aunque de bajo impacto (contaminación paisajística y acústica). Aunque a primera vista pueda parecer un impedimento sobre todo la tecnología eólica dado el impacto que tiene en el paisaje y debido al carácter turístico de la isla, en el futuro próximo puede considerarse como un referente en sostenibilidad cada vez más valorado por la sociedad y por los turistas.

Por otra parte los sistemas de generación emisores de CO₂ deben soportar el sobrecoste derivado de las emisiones realizadas.

Tabla 7. Estimación del precio de emisiones de CO₂. Fuente: [23].

Año	2.016	2.030	2.050
Precio CO ₂ [€/t]	10	35	100

Cabe destacar que el sistema Power to Gas tampoco tiene emisiones en balance neto ya que la electricidad consumida en los electrolizadores proviene de fuentes de energía renovables (eólica y fotovoltaica) y las emisiones de CO₂ generadas en la combustión del metano en el ciclo combinado son empleadas en la metanización. Ocurre algo similar con el agua requerida por el sistema Power to Gas, pues el caudal de agua necesario por el electrolizador es el obtenido en la metanización y en la combustión del metano en forma de vapor de agua.

5. Conclusiones.

El sistema eléctrico de Gran Canaria se caracteriza por ser un sistema aislado, de tamaño reducido y estar basado mayoritariamente en fuentes de generación de origen térmico. Desde que se proyectó apenas ha evolucionado, pero en los últimos años ha comenzado a integrar energías renovables (eólica y fotovoltaica), aunque de manera testimonial. Por ello es necesario estudiar medidas que permitan reducir o eliminar la dependencia de los combustibles fósiles, mejorar la estabilidad del sistema y reducir el elevado coste de generación del actual sistema eléctrico.

La solución que se propone es un sistema eléctrico 100% renovable. Constituido por parques eólicos y fotovoltaicos. Para adaptar la generación a la demanda requerida por el sistema se implementa un sistema Power to Gas que permite trasladar los excesos de generación eléctrica a situaciones de déficit. El sistema Power to Gas se compone principalmente de electrolizadores y un proceso de metanización con el cual se transforman los excedentes de electricidad en metano. Este metano es almacenado y transformado mediante ciclo combinado para producir electricidad en las situaciones de déficit.

La potencia instalada de electrolizadores se compone de múltiples equipos de forma que en función del excedente se encontraran operativos los necesarios para transformar el excedente. El rendimiento de estos equipos es del 76%.

La metanización se ha simulado con el programa EES. En concreto se ha considerado un proceso de metanización catalítica isoterma compuesto por dos reactores en serie que operan a 10 bar. y 350 °C. El rendimiento obtenido para la metanización ha sido del 81,81%. Mientras que para el sistema Power to Gas se ha obtenido un 35,09%.

Para la transformación del metano almacenado en electricidad se instalado un ciclo combinado de oxcombustión cuyo rendimiento es del 56,43%.

Cabe destacar el balance neto nulo de CO₂, O₂, H₂O. El CO₂ requerido para la metanización es equivalente al contenido en los gases de combustión del metano, por ello a pesar de no ser una tecnología renovable el ciclo combinado en este caso se considera renovable al ser el balance de emisiones nulo. El O₂ generado en los electrolizadores es el empleado en la combustión del metano, ello permite instalar un ciclo combinado de oxcombustión. Este al no emplear como comburente aire no genera óxidos de nitrógeno en sus gases de combustión y a su vez las concentraciones de CO₂ obtenidas son mayores, lo que facilita la captura del CO₂ para su empleo en la metanización. El H₂O también presenta un balance neto nulo. El H₂O requerido por los electrolizadores equivale al no reaccionado en estos, al generado en la metanización y al contenido en los gases de combustión del metano. Esto supone que no se requiere

un aporte externo de H₂O lo que es importante dada la escasez hídrica de la isla de Gran Canaria.

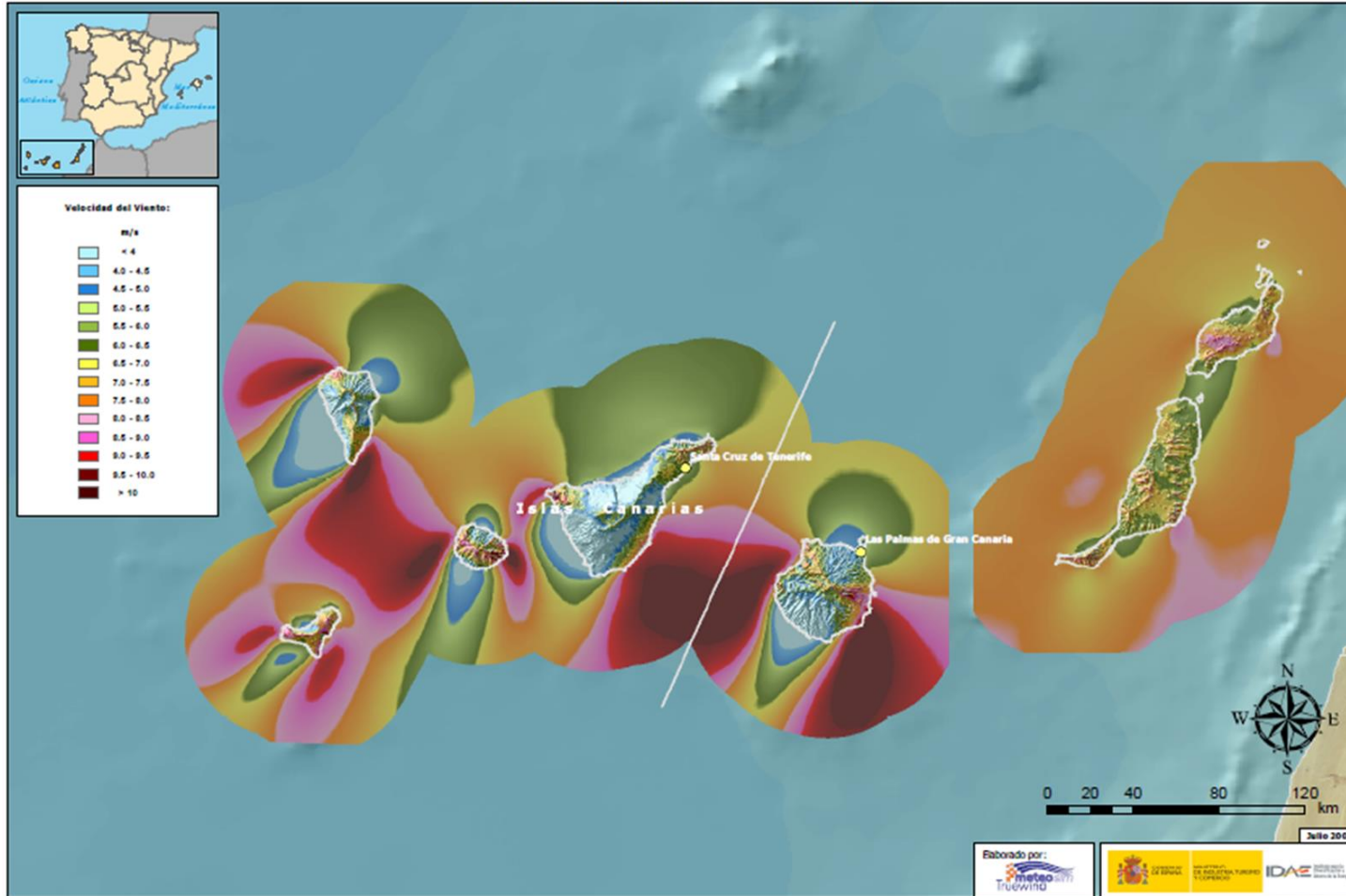
De los cuatro modelos propuestos para el sistema eléctrico de Gran Canaria finalmente se ha seleccionado el modelo 3 por ser el más económico. Este modelo se caracteriza por limitar la potencia del sistema Power to Gas ya que la potencia máxima requerida apenas se alcanza en algunos periodos. Esto permite reducir la potencia Power to Gas instalada y con ello el coste del sistema eléctrico en detrimento de desechar parte de la generación eléctrica en momentos de máxima generación. La configuración elegida para el modelo 3 se compone de 1.907,4 MW de potencia eólica, 118,8 MW de potencia fotovoltaica, 950 MW de electrolizadores, 722 MW de metanización, 541 MW de ciclo combinado con oxidación y 298.031 m³ de almacenamiento de metano a 600 bar.

Por último, se ha constatado que el modelo propuesto basado en potencia eólica y fotovoltaica junto con un sistema Power to Gas es una alternativa viable técnica y económicamente. Presenta una eficiencia del 62,97%, es decir, por cada MWh vertido a la red es necesario generar 1,59 MWh de origen eólico-fotovoltaico. Es un 21,35% más económico que la implantación de un modelo como el actual, además de ser renovable y e independiente de mercados exteriores.

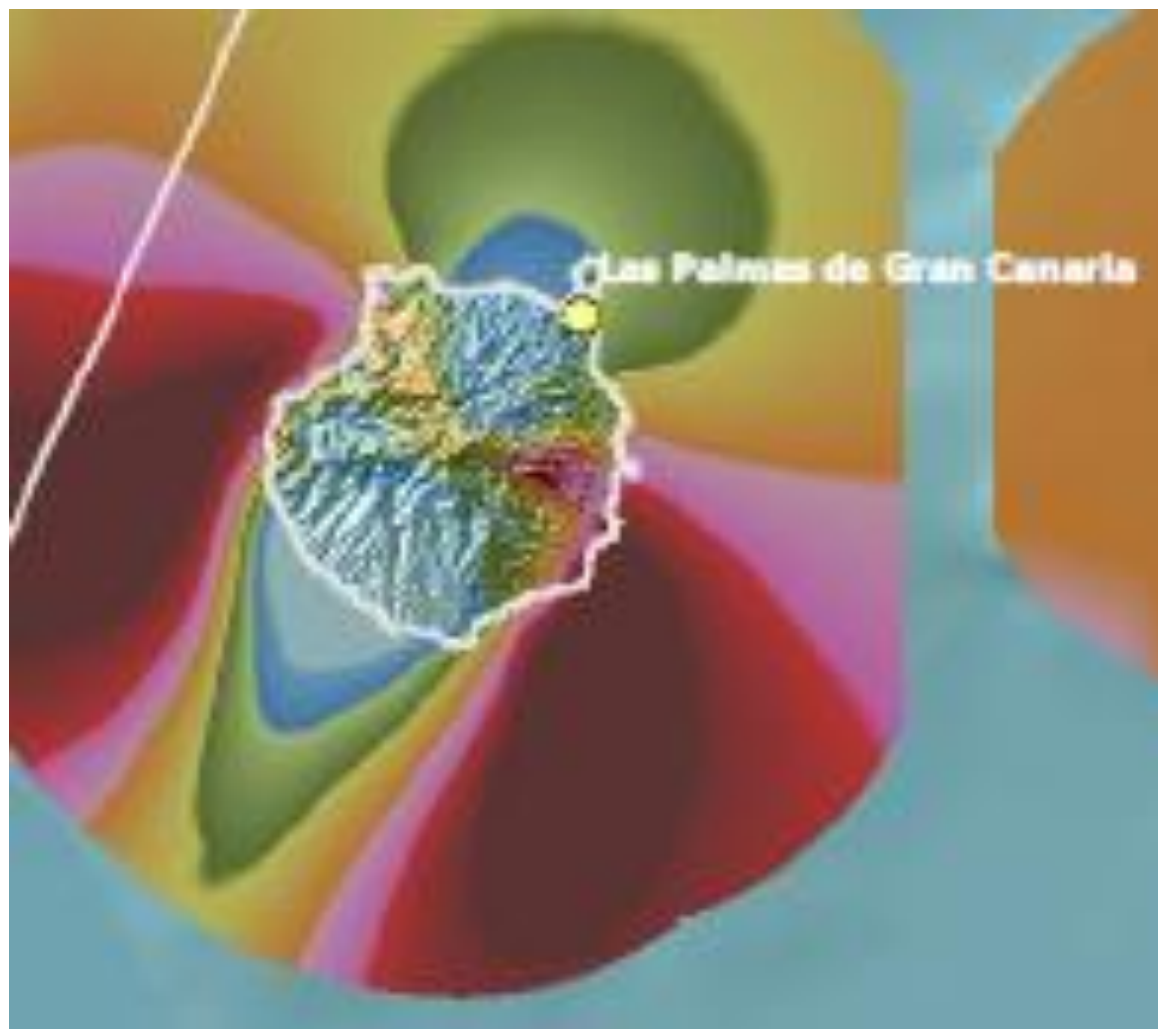
6. Anexos.

Anexo A. Mapa eólico de las islas Canarias y detalle de Gran Canaria.

MAPA EÓLICO DE LAS ISLAS CANARIAS
Velocidad Media Anual a 80 m de altura



Velocidad del Viento:



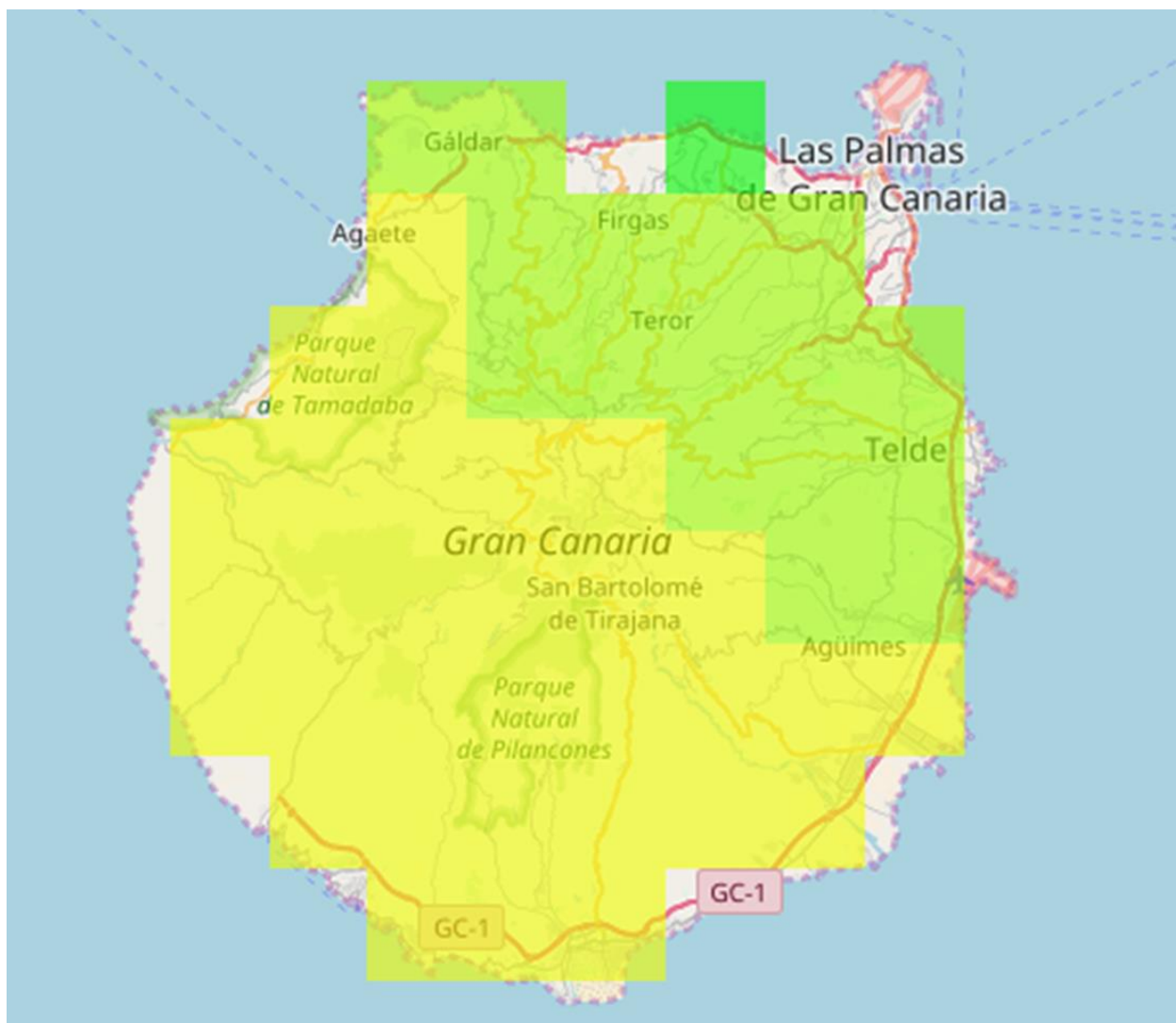
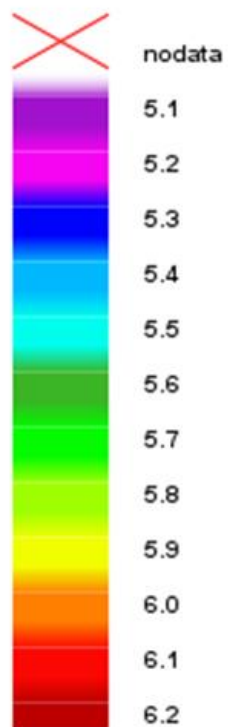
Anexo B. Irradiación solar de Gran Canaria.

Irradiación solar global horizontal

Promedio anual de valores

diarios

(kWh/m²)



7. Referencias.

- [1] Gobierno de Canarias (2.016). “Anuario Energético de Canarias 2015”. Gobierno de Canarias.
- [2] Gobierno de Canarias (2.016). “Anuario Energético de Canarias 2014”. Gobierno de Canarias.
- [3] Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (2.014) “Climate Change 2014 Synthesis Report Summary for Policymakers”. Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático.
- [4] Unión Europea (2.014). “Acción por el clima”. Oficina de Publicaciones de la Unión Europea.
- [5] Otto S. Bevacqua M. (2.015). “Revolución energética para las islas Canarias”. Greenpeace.
- [6] Centro Atlántico de Pensamiento Estratégico (2.013). “Política Energética en Canarias horizonte 2030”. Centro Atlántico de Pensamiento Estratégico.
- [7] Ingeniería, Investigación e Innovación para el Desarrollo Sostenible, S.L. (2.016). “Estudio del sistema de generación de energía eléctrica en la isla de Gran Canaria, con gestión eficiente de la producción y bombeo de agua y la movilidad con vehículos eléctricos, con máximo aprovechamiento de las energías renovables y mínimo coste de generación”. Cabildo de Gran Canaria.
- [8] Gobierno de Canarias (2.012). “REVISIÓN PECAN 2006 - 2015”. Gobierno de Canarias.
- [9] Red Eléctrica de España (2.017) Disponible online <http://www.ree.es/es/>
- [10] “CLIMA: LAS PALMAS DE GRAN CANARIA” (2.017) (08/01/2.018). Disponible online <https://es.climate-data.org/location/583/>
- [11] GÖTZ M (2.016) “Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review” Renewable Energy.
- [12] Electrolizadores NEL (2.018) (08/01/2.018). Disponible online <http://nelhydrogen.com/>

[13] Bailera M. (2.014). “Almacenamiento híbrido de energía y CO₂: Análisis económico y medioambiental de un sistema Power to Gas de metanización catalítica”. TFM, Escuela de Ingeniería y Arquitectura, Universidad de Zaragoza.

[14] The Boston Consulting Group (BCG) (2.011) “Evolución tecnológica y prospectiva de costes de las energías renovables. Estudio Técnico PER 2011-2020”. IDAE.

[15] Rodríguez J (2.014). “Las energías renovables en Canarias”. FACULTAD DE ECONOMÍA, EMPRESA Y TURISMO, Universidad de la Laguna.

[16] “Previsión IPC España” (05/01/2.018). Bankinter. Disponible online <https://blog.bankinter.com/economia/-/noticia/2016/0/5/espana-2016-2017>

[17] Llera E., Zabalza I.(2.011).” Hidrógeno: producción, almacenamiento y productos energéticos”. Prensas Universitarias de Zaragoza, Universidad de Zaragoza.

[18] Causapé A. (2.006) “anales de mecánica y electricidad” ICAI.

[19] EE Consultant, HESPUL, SOLAGRO (2.014). “Etude portant sur l’hydrogène et la méthanation comme procédé de valorisation de l’électricité excédentaire”. ADEME.

[20] “NER 300: PRODUCCIÓN CONVENCIONAL DE ENERGÍA” (2.010) (10/11/2.017). Disponible online http://www.mapama.gob.es/es/cambio-climatico/temas/Planta_de_referencia_-_2%C2%AA_convocatoria_tcm7-272563.pdf

[21] “BBG- Bahía de Bizkaia” (03/01/2.018). Disponible online <http://www.bbg.es/es/compartiendo-ideas/noticias/bahia-de-bizkaia-gas-inaugura-su-tercer-tanque-de-gnl-y-amplia-su-capacidad-de-almacenamiento-e-implementa-nuevos-servicios-de-carga-de-buques-metaneros/>

[22] “Las tecnologías de almacenamiento de hidrógeno en vehículos y su proyección de futuro” (02/01/2.018). ICAI. Disponible online https://www.icaei.es/contenidos/publicaciones/anales_get.php?id=1318

[23] IRENA (2.017). “COST-COMPETITIVE RENEWABLE POWER GENERATION”. International Renewable Energy Agency.

8. Enlaces Web de Interés.

Canarias7-Noticia consumo eléctrico de Gran Canaria

<https://www.canarias7.es/economia/empresas/crece-el-consumo-de-energia-en-gran-canaria-CN395026>

Gobierno de Canarias-Estadística de consumo eléctrico de Gran Canaria de 1991-2017

http://www.gobiernodecanarias.org/istac/temas_estadisticos/sectorsecundario/industria/energia/C00022A.html

Gobierno de Canarias-Excel de incidencias del sistema eléctrico canario

<http://www.gobiernodecanarias.org/ceic/energia/temas/energiaelectronica/estadisticas/>

Gobierno de Canarias-Población de Gran Canaria

<http://www.gobiernodecanarias.org/istac/jaxi-istac/menu.do?uripub=urn:uuid:febb02fd-d4fd-4e6d-bed4-0496d4a95f88>

Wikipedia

https://translate.google.es/translate?hl=es&sl=en&u=https://en.wikipedia.org/wiki/Power_to_gas&prev=search

European Power to Gas

<http://www.europeanpowertogas.com/about/power-to-gas>

Gas Natural Fenosa

<http://www.gasnaturalfenosa.com/es/actividades/innovacion/proyectos/1297281171777/renovagas.html>

Eurogas

<http://www.gaswindandsun.eu/es/research-innovation.html>

Expansión:

<http://www.expansion.com/empresas/energia/2015/05/09/554ca7c4e2704e350d8b4572.html>

IDEA

<http://informeestadistico.idae.es/t6a.htm>

BOE-Precio electricidad en Gran Canaria según BOE, 190.7€/MW.h:

<http://www.boe.es/boe/dias/2014/08/05/pdfs/BOE-A-2014-8447.pdf>

EOI- Escuela de Organización Industrial

<http://www.eoi.es/blogs/merme/coste-y-precio-de-las-diferentes-fuentes-de-energia-2/>

IDAE-Recurso Eólico

<http://atlaseolico.idae.es/meteosim/>

Sistemas insulares energéticamente sostenibles

Energías Renovables

<https://www.energias-renovables.com/eolica/producir-con-combustibles-fosiles-electricidad-en-canarias-20150925>

REVE- Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico

<https://www.evwind.com/2017/11/10/canarias-podria-abastecerse-con-energia-eolica-marina/>

REVE- Revista Eólica y del Vehículo Eléctrico

<https://www.evwind.com/2017/11/20/proponen-en-gran-canaria-el-primer-campo-de-eolica-marina-en-canarias-y-espana/>

EGA-Asociación Eólica de Galicia

<http://www.ega-asociacioneolicagalicia.es/es/datosdelsector/inversion.php>

aee-Asociación Eólica Empresarial:

<https://www.aeeolica.org/es/sobre-la-eolica/la-eolica-y-el-precio-de-la-luz/>

El Independiente

<https://www.elindependiente.com/economia/2017/11/28/acs-construira-zaragoza-mayor-complejo-fotovoltaico-espana/>

Canarias7

<https://www.canarias7.es/siete-islas/gran-canaria/telde/disa-invierte-16-8-millones-en-ampliar-la-planta-de-salinetas-NY1199708>

El periódico de Aragón

http://www.elperiodicodearagon.com/noticias/economia/espana-dispondra-seis-nuevos-almacenes-gas-cinco-anos_350874.html

El Independiente

<https://www.elindependiente.com/economia/2017/11/29/nadal-obliga-las-electricas-almacenar-mas-gas-frenar-subidas-luz-invierno/>

Tectónica

<http://tectonicablog.com/?p=66313>

Memoria tanque, especificaciones, 480Kg/m³, 130M€ 150000m³:

<https://upcommons.upc.edu/bitstream/handle/2099.1/13098/Mem%C3%B2ria.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

Apilados

<http://apilados.com/blog/3-metodos-almacenamiento-hidrogeno/>

AeH₂-Asociación Española del Hidrógeno

http://www.aeh2.org/index.php?option=com_content&view=category&layout=blog&id=44&Itemid=41&lang=es

Movilidad Eléctrica

<https://movilidadelectrica.com/nikola-motors-anuncia-16-estaciones-hidrogeno/>

Sistemas insulares energéticamente sostenibles

Convertor de divisas XE

<http://www.xe.com/es/currencyconverter/convert/?From=EUR>

Renovetec

<http://www.energia.renovetec.com/121-cuanto-cuesta-una-central-termica-de-ciclo-combinado>

Fieras de la Ingeniería

<https://www.fierasdelaingenieria.com/los-costes-de-operaciones-y-mantenimiento-de-los-diferentes-tipos-de-energia/>

Energías Renovables

<https://www.energias-renovables.com/geotermica/gran-canaria-avanza-en-el-estudio-de-20170914>

Renovetec

<http://www.energia.renovetec.com/centrales-de-ciclo-combinado/301-presupuesto-de-planta-de-cogeneraci%C3%B3n>

EOI- Escuela de Organización Industrial

<http://www.eoi.es/blogs/danielbarbosa/2013/11/19/coste-y-precio-de-las-diferentes-fuentes-de-energia/>

