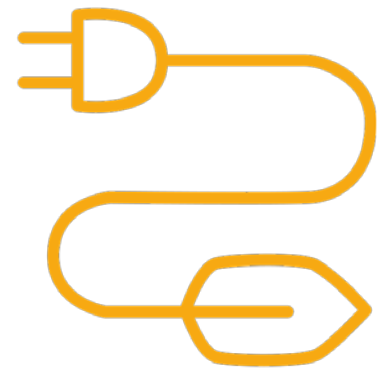


CANARIAS

Por la transición energética

Estrategia de la
generación gestionable



Estrategia de la generación gestionable de Canarias (edición v1)

Promotor: Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias.

Elaboración: Instituto Tecnológico de Canarias, S.A.

Las Palmas de Gran Canaria, febrero de 2022

Tabla de Contenidos

1. RESUMEN EJECUTIVO.....	1
2. ANTECEDENTES.....	8
3. DIAGNÓSTICO DE LA GENERACIÓN GESTIONABLE DE CANARIAS	10
3.1 Aspectos generales.....	10
3.1.1 Situación actual del parque de generación eléctrica de Canarias	11
3.1.2 Generación térmica convencional.....	14
3.1.3 Generación renovable	18
3.1.4 Red de transporte y distribución de energía eléctrica en Canarias	22
3.1.5 Interconexiones eléctricas entre islas	31
3.2 Análisis del consumo de combustibles fósiles asociados a la generación térmica convencional	38
3.3 Análisis de la Vida Útil Regulatoria (VUR) de la generación actual y proyectos en el horizonte de planificación.....	44
3.3.1 Tenerife	45
3.3.2 Gran Canaria.....	46
3.3.3 Lanzarote.....	47
3.3.4 Fuerteventura.....	48
3.3.5 La Palma	49
3.3.6 La Gomera	49
3.3.7 El Hierro.....	50
3.3.8 Situación global de Canarias	50
4 TRANSICIÓN HACIA UN MODELO DE SISTEMA ELÉCTRICO TOTALMENTE DESCARBONIZADO A 2040.....	52
4.1 Tecnologías con potencial para la transición hacia un sistema descarbonizado en Canarias.....	54
4.1.1 Almacenamiento energético basado en centrales de bombeo reversible	55
4.1.2 Almacenamiento energético basado en hidrógeno.....	59
4.1.3 Uso de gas de síntesis y tecnologías Power To Gas	72
4.1.4 Geotermia de alta entalpía	76
4.2 Estimación de la demanda eléctrica.....	84
4.2.1 Escenario socioeconómico	84
4.2.2 Evolución y previsión de la demanda eléctrica en Canarias	89
4.2.3 Evolución y previsión de las puntas de demanda	94

4.3	Análisis probabilístico de cobertura de demanda eléctrica y requerimientos de generación de categoría a hasta 2040	96
4.3.1	Bases técnicas de modelización	96
4.3.2	Resultados del análisis probabilístico de cobertura por islas	99
4.4	Simulación de los sistemas eléctricos de Canarias.....	109
4.4.1	Aspectos generales de la modelización de generadores de categoría A	111
4.4.2	Formulación base del modelo ISLA	112
4.4.3	Parámetros técnico – económico considerados para la simulación de la generación térmica de Canarias.....	120
4.4.4	Estimación de la potencia eólica	137
4.4.5	Estimación de la potencia fotovoltaica	140
4.4.6	Estimación de potencia de Categoría A asociada a nuevas unidades de generación y almacenamiento asociados	143
4.5	Resultados de la modelización	152
4.5.1	Gran Canaria.....	158
4.5.2	Tenerife	163
4.5.3	Lanzarote	167
4.5.4	Fuerteventura.....	171
4.5.5	La Palma	174
4.5.6	La Gomera	177
4.5.7	El Hierro.....	180
4.6	Recomendaciones de reconfiguración del parque de generación térmica de Canarias a 2040	182
4.7	Costes de inversión	194
5	HOJA DE RUTA DE LA GENERACIÓN TÉRMICA CONVENCIONAL EN CANARIAS	200
5.1	Análisis DAFO	200
5.1.1	Fortalezas	200
5.1.2	Debilidades.....	202
5.1.3	Amenazas	204
5.1.4	Oportunidades	204
5.2	Objetivos de la estrategia de generación gestionable de Canarias	206
5.2.1	Principios básicos	206
5.2.2	Objetivos	207
5.3	Plan de acción.....	209

6 CONCLUSIONES..... 229

1. RESUMEN EJECUTIVO

En esta estrategia se hace un diagnóstico de las centrales que actualmente aportan generación gestionable a las islas, de sus unidades, potencias, producción y otros aspectos técnicos y económicos relativos a la generación de energía eléctrica en el archipiélago canario. Además, en este estudio se analizan distintas alternativas tecnológicas, proponiendo para cada sistema eléctrico opciones que permitan una transición a otro tipo de generadores que, aportando las mismas capacidades en cuanto a su gestionabilidad y servicios complementarios de ajuste al sistema, se basen en fuentes de energías renovables.

Los estudios desarrollados en esta estrategia demuestran que prácticamente la totalidad de la generación de carácter gestionable (clasificada como de categoría A según el Real Decreto 738/2015) se basa en el uso de generadores que usan combustibles fósiles y, en concreto, fuel oil, gasoil y diésel oil. Además, existen grupos asociados a estas centrales que, o bien ya han superado su vida útil regulatoria o superan los niveles máximos de emisiones permitidas de acuerdo a lo establecido en la Directiva 2010/75/CE y sucesivos. La situación se agrava con la aparición de nuevas necesidades de suministro eléctrico, como las derivadas del vehículo eléctrico. Se presenta, a continuación, un resumen del número de unidades disponibles en la actualidad, las que ya han alcanzado su vida útil regulatoria, y las que se prevé que alcancen la misma situación en el 2030. Para el 2040, todas las unidades ya habrían vencido su vida útil regulatoria. Conviene comentar que según el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPEE), en Canarias existirían un total de 101 unidades de generación. En ese listado se incluyen grupos que aun no habiendo sido desmantelados ya no estarían disponibles, siendo el total de unidades disponibles de 93. Esas unidades catalogadas como no disponibles se sitúan en las islas de Tenerife y Gran Canaria.

Configuración del parque de generación de Categoría A según su vida útil regulatoria								
Islas	Nº Unidades RAIPEE	Potencia neta RAIPEE (MW)	Nº Unidades disponibles	Potencia disponible (MW)	Nº Unidades dentro del VUR a 2020	Potencia neta dentro del VUR a 2020 (MW)	Nº Unidades dentro del VUR a 2030	Potencia neta dentro del VUR a 2030 (MW)
Tenerife	24	995,11	19	918,88	12	706,28	5	338
Gran Canaria	20	906,25	17	880,72	8	581,58	5	375,5
Lanzarote	13	204,82	13	204,82	5	119,54	3	52,8
Fuerteventura	12	159,27	12	159,27	4	81	2	34,4
La Palma	12	96,74	12	96,7	6	68,1	3	44,6
La Gomera	9	18,42	9	18,42	5	11,94	2	3,82
El Hierro	11	24,36	11	24,36	6	18,34	4	16,98
Canarias	101*	2.404,97*	93	2.303,71	46	1.586,78	24	866,1

* Incluye Cotesa y generadores clasificados como no disponibles

Los datos expuestos demuestran la fragilidad del parque de generación de categoría A de Canarias, donde de las 93 unidades de generación disponibles en el archipiélago (2.303,71 MW), 47 superan la Vida Útil Regulatoria, sumando una potencia total de 716,93 MW, lo que representa el 31,1% del parque de generación disponible en 2020. **Si no se remedia, la situación será incluso más frágil en 2030, cuando de los 93 generadores disponibles ahora, sólo 24 no tendrían su VUR vencida, con una potencia total de 866,1 MW. Esto supone que aproximadamente 62% del parque de generación actual habrá superado su vida útil regulatoria en 2030. En el año 2040 todo el parque de generación de Categoría A disponible**

en 2020 tendría su VUR vencida, si bien esto último es lógico dado que en los últimos cinco años prácticamente no se ha instalado ningún grupo y la VUR es de 25 años.

Además, en algunas islas como La Palma, Fuerteventura y Lanzarote el final de la vida útil regulatoria de todo el parque de generación se adelanta hasta el año 2031. Con independencia de que se aspire a buscar soluciones que no estén basadas en el uso de combustibles fósiles, **es crítico contar con generadores de categoría A** que tengan la condición de gestionables y **provean la suficiente inercia al sistema para evitar que se produzcan cerros eléctricos.**

Tras el reconocimiento inicial del parque de generación de Canarias en esta estrategia se proyecta la evolución de la demanda eléctrica de Canarias (consumo anual y puntas de demanda), incluso considerando los aumentos derivados del vehículo eléctrico, hasta el año 2040. Para ello, se han utilizado métodos de regresión multivariable basados en la técnica Random Forest. A partir de estas proyecciones de demanda, se realiza un análisis probabilístico de cobertura de demanda en cada sistema eléctrico. Se empleó el procedimiento definido en el Anexo VII del Real Decreto 738/2015 aplicándose el método de Montecarlo para conocer las necesidades de potencia de Categoría A en función de los años en los que se irían perdiendo unidades a sabiendas que dicho Real Decreto determina que no se pueden considerar para el cálculo grupos que superen la VUR o que superen los niveles máximos de emisiones permitidas.

En todas las islas del archipiélago canario se requerirá un importante esfuerzo ya que, en definitiva, se está planteando un cambio estructural del sistema eléctrico actual. No obstante, **Canarias está en el momento adecuado para realizar dicho cambio ya que el parque de generación comienza a estar obsoleto y las necesidades de descarbonización se unen a las políticas de mantenimiento de la generación gestionable de las islas.**

De acuerdo con lo analizado, las opciones de mayor interés en Canarias van de la mano de tres soluciones técnicas específicas, **centrales de bombeo reversible, esfuerzo en la búsqueda de alternativas que permitan la entrada en algunas islas de Canarias de la geotermia de alta entalpía y sistemas de almacenamiento energético basados en tecnologías del hidrógeno (turbinas/motores de gas).**

Adicionalmente, no hay que olvidar en este ámbito la evolución de la electrónica de potencia que está permitiendo mejorar considerablemente las capacidades de control aportadas por dispositivos tales como las baterías, emulando el comportamiento síncrono de los generadores térmicos. Si bien es cierto que esta última tecnología aún no ha alcanzado la capacidad suficiente para el aporte de potencia de cortocircuito, supondrá una ayuda que indudablemente hay que aprovechar en un contexto donde todas las fuentes de generación deberán ser de carácter renovable a medio plazo.

Propuesta de actuación hasta la total descarbonización de los sistemas eléctricos de Canarias						
Año	Necesidad – Situación Ideal		Propuesta de actuación			
	Térmica fósil actual	Nuevos Cat. A	Térmica fósil actual	Hidrobombeo	Geotermia	Hidrógeno
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
2022	1.554,6	296	1.839	11,32	0	0
2023	1.522,2	316	1.825	11,32	0	0
2024	1.522,2	311	1.823	11,32	0	0
2025	1.488,9	330	1.797	11,32	0	0

2026	1.460,2	340	1.773	11,32	0	0
2027	1.386,6	385	1.748	11,32	0	0
2028	1.216,4	535	1.491	211,32	0	45
2029	1.032,7	680	1.466	211,32	0	45
2030	964	740	1.440	211,32	30	45
2031	705,6	1.111	1.395	411,32	30	95
2032	305,9	1.450	1.350	411,32	30	95
2033	305,9	1.486	1.194	411,32	30	220
2034	305,9	1.528	1.074	841,32	30	220
2035	305,9	1.563	547	841,32	30	770
2036	155,8	1.730	482	841,32	30	770
2037	79,6	1.823	414	841,32	30	770
2038	79,6	1.875	288	841,32	30	905
2039	0,7	1.977	157	841,32	30	905
2040	0	2.050	0	936,32	30	1.105

La opción de mayor interés es el uso de sistemas de almacenamiento energético basados en centrales de bombeo reversible. Este tipo de sistemas de almacenamiento energético presentan la ventaja de operar con turbinas hidráulicas siendo, además, la solución técnica más madura. Sus generadores síncronos son capaces de dar respuesta casi instantánea proveyéndose servicios de ajuste primario y secundario así como capacidad para aportar estabilidad de la tensión por medio del control de la potencia reactiva y de la tensión. La excelente respuesta y flexibilidad de estos sistemas es de sobra conocida siendo el sistema de almacenamiento más usado a nivel mundial. En este sentido, Canarias cuenta con una amplia experiencia adquirida en esta tecnología, gracias a la central hidroeléctrica Gorona del Viento, operativa en la isla de El Hierro desde el año 2014. Con esta central, en la isla se han alcanzado coberturas de demanda próximas al 60% en un sistema totalmente aislado y donde la punta de demanda es incluso inferior a la capacidad eólica instalada.

El uso potencial de esta tecnología es diferente en cada isla ya que depende de sus características geomorfológicas, de la permeabilidad del suelo, de sus recursos hídricos, etc. En base a estas características, hay islas como Gran Canaria, Tenerife o La Palma donde existen varias alternativas de bombeos reversibles, pero hay otras, como Lanzarote o Fuerteventura, donde las opciones son mínimas. Otra alternativa que podría ser de interés es la instalación de centrales de bombeo en proximidades de la costa, de modo que el mar sea el “depósito inferior” y el “depósito superior”, se encuentre a una altura significativa respecto al mar.

Es importante tener en cuenta que la capacidad de este tipo de centrales va a depender en definitiva del tipo de generadores que vayan a ser utilizados. Por ejemplo, si determinadas partes de la instalación como los bombeos se acoplan mediante convertidores, estos convertidores presentarán las limitaciones de la propia electrónica de potencia y, por tanto, el posible uso de bombeos como solución para aportar servicios complementarios tendrá algún límite. En la turbinación sí se entiende que no habría elementos intermedios que pudieran reducir la capacidad de actuación de estas unidades frente a un generador térmico convencional al uso.

Un capítulo aparte vendría de la mano de la **geotermia de alta entalpía que podría considerarse como la alternativa de menor coste de las tres evaluadas**. No obstante, se encuentra supeditada a los avances en la exploración y, sobre todo de la investigación, siendo necesario que se lleven a cabo sondeos profundos de hasta 3.500 metros en las zonas que la exploración ya ha marcado como las regiones de mayor interés. Presenta la ventaja de ser una

tecnología muy conocida en la que el LCOE se encuentra sobre los 61 €/MWh, siendo la opción más barata de cuantas opciones renovables se disponen en el momento con un valor equivalente al de la eólica terrestre pero con la ventaja de ser un tipo de generación base. Adicionalmente, esta tecnología presenta un factor de capacidad que supera el 50% en todos los casos y se puede aproximar al 90%. La geotermia de alta entalpía es especialmente interesante para generación eléctrica en las islas de Tenerife y La Palma. Por las razones argumentadas, se convierte en una necesidad la finalización de los estudios de **investigación en los puntos detectados como de mayor interés**.

Es importante tener en cuenta que la generación de energía geotermia tendrá un funcionamiento de carácter base y no está ideada especialmente para ajuste del sistema (aunque pueda cooperar en ciertos momentos). Si bien es un tipo de energía de bajo coste, la alta inversión de entrada hace que para ser rentabilizada deba operar todo el tiempo que sea posible como demuestra los casos prácticos en las islas Azores. Por tanto, su entrada debe estar bien coordinada con el resto de la generación renovable prevista en el archipiélago dado que, naturalmente, no se puede paralizar el resto de las iniciativas emprendidas hasta el éxito en un sondeo. Por ello, la prioridad en esta solución energética es la conclusión de los trabajos de investigación.

También podría plantearse como tercera solución de generación gestionable, **el uso del hidrógeno como almacenamiento en donde la re-electrificación se lleve a cabo con motores o turbinas de gas accionadas con este combustible**. Ya existen turbinas y motores de gas que pueden operar con hidrógeno en blending (mezcla) con gas natural y también con hidrógeno puro. Pero, en cualquier caso, no hay que perder de vista la eficiencia global de esta solución, ya que, en el proceso de producción de hidrógeno, almacenaje y re-electrificación, se producen una serie de pérdidas energéticas que hacen que la cantidad de energía invertida para producir hidrógeno sea considerablemente inferior a la que se recuperaría con las turbinas de gas. El rendimiento global del ciclo rondaría en Canarias el 20% teniendo en cuenta nuestras características de recurso eólico y fotovoltaico. Esta baja eficiencia hace que este tipo de soluciones sólo sea aconsejable que estén operativas cuando sea necesario corregir desviaciones o los medios de generación disponibles no sean suficientes para cubrir la demanda.

No hay que olvidar que esta situación no es del todo nueva dado que, por ejemplo en un motor que quema combustible fósil, sólo se recupera entre el 20 – 50% de la energía contenida en el combustible. Con la diferencia en que en esta ocasión estaríamos hablando de que se usa un combustible renovable a diferencia de la solución actual.

El hidrógeno está llamado a ser un elemento clave en la estrategia de descarbonización de Canarias. No obstante, **su uso deberá ser siempre de apoyo para atender aquellos consumos que no pudieran ser atendidos con otras fuentes de energía renovables**. Por tanto, estos generadores ejercerían el papel que actualmente hacen las turbinas de gas, apoyando sólo en las puntas y con regímenes de funcionamiento anual en el ámbito de las 2.000 – 3.000 horas. Esto podría ser suficiente teniendo en cuenta el aporte del resto de fuentes previstas en las Islas Canarias en este horizonte temporal.

Necesidades asociadas a las potencias de turbinas de gas propuestas en Canarias					
Isla	Potencia electrolización	Capacidad almacenamiento	Potencia total turbinas de gas	Espacio producción H ₂	Espacio almacenamiento H ₂
	MW	m ³	MW	m ²	m ²
Año 2030					
Gran Canaria	7	123	5	270	90
Tenerife	15	247	10	270	135
Lanzarote	15	247	10	270	135
Fuerteventura	29	494	20	540	225
La Palma	-	-	-	-	-
La Gomera	-	-	-	-	-
El Hierro	-	-	-	-	-
Canarias	66	1.111	45	1.350	585
Año 2040					
Gran Canaria	375	6.294	255	4.320	2.700
Tenerife	824	13.822	560	8.910	5.895
Lanzarote	235	3.949	160	2.700	1.710
Fuerteventura	191	3.209	130	2.160	1.395
La Palma	-	-	-	-	-
La Gomera	-	-	-	-	-
El Hierro	-	-	-	-	-
Canarias	1.626	27.274	1.105	18.090	11.700

Otra conclusión básica de los estudios desarrollados en esta estrategia es **la importancia de la flexibilidad**. El parque de generación gestionable de Canarias precisamente se caracteriza por tener una baja flexibilidad fruto del modelo energético que se viene explotando de manera histórica en las islas. En algunas islas se cuenta con grupos de generación de gran tamaño tales como ciclos combinados o turbinas de vapor que, a pesar de presentar una gran eficiencia en comparación con grupos más pequeños, para escenarios de alta penetración renovable, suponen un límite a su integración en las redes eléctricas. La generación de categoría A debe operar como respaldo de aquellas formas de generación renovable mayoritarias y de coste reducido como las que supone la energía eólica o la fotovoltaica en todas las islas del archipiélago. Por todo ello, se aconseja la instalación de unidades de menor tamaño que, aunque presenten un menor rendimiento, cuentan con unos tiempos de respuesta óptimos para el control de desviaciones de producción.

Para la modelización de los sistemas eléctricos de Canarias se implementan modelos matemáticos específicos capaces de determinar la configuración idónea de cada uno de los sistemas eléctricos insulares. Para ello, se ejecuta el modelo matemático ISLA - Insular energy System Long-term Assessment tool. El módulo se ejecuta con resolución de 15 minutos identificando las necesidades no sólo en términos energéticos sino, incluso, en provisión de servicios complementarios al sistema.

Tras implementar el conjunto de medidas mencionadas, las coberturas de demanda eléctrica mediante energías renovables y las emisiones contaminantes, serían las mostradas a continuación.

Indicadores de cumplimiento de objetivos de descarbonización				
Isla	Año 2030		Año 2040	
	Cobertura de demanda eléctrica mediante EERR	Emisiones del sector eléctrico	Cobertura de demanda eléctrica mediante EERR	Emisiones del sector eléctrico
Gran Canaria	63,43%	1.224 tCO ₂ eq	100%	0 tCO ₂ eq
Tenerife	60,68%	1.492 tCO ₂ eq	100%	0 tCO ₂ eq
Lanzarote	61,72%	381 tCO ₂ eq	100%	0 tCO ₂ eq
Fuerteventura	60,97%	457 tCO ₂ eq	100%	0 tCO ₂ eq
La Palma	60,19%	125 tCO ₂ eq	100%	0 tCO ₂ eq
La Gomera	73,04%	24 tCO ₂ eq	100%	0 tCO ₂ eq
El Hierro	78,19%	17 tCO ₂ eq	100%	0 tCO ₂ eq
Canarias	62,02%	3.720 tCO₂eq	100%	0 tCO₂eq

Con todo ello, los principios básicos en los que se fundamentan las propuestas expuestas en la estrategia de la generación gestionable de Canarias son:

- **Principio 1.** Garantizar la seguridad de suministro eléctrico en todos los sectores de la actividad del archipiélago canario.
- **Principio 2.** Apostar por un modelo en el que se contemplen y promueva la investigación, el desarrollo y la instalación de fuentes energéticas renovables de carácter gestionable.
- **Principio 3.** Favorecer la flexibilización de la generación eléctrica a través de la instalación de grupos de generación de Categoría A de menor potencia que los que actualmente se utilizan en Canarias.
- **Principio 4.** Asegurar la reducción de la potencia instalada de generación térmica convencional a medida de que las instalaciones vayan alcanzando el final de su vida útil regulatoria.

Según los resultados del estudio desarrollado en esta estrategia y en coherencia con los principios básicos anteriormente definidos, se proponen los siguientes objetivos estratégicos relativos a la generación eléctrica de carácter gestionable:

- **Objetivo 1.** Asegurar, a través de los medios que se consideren oportunos, la reducción progresiva en el uso de la generación térmica convencional hasta alcanzar una potencia de 1.440,2 MW en 2030, siempre y cuando la configuración del parque sea razonable y asegure la conservación de los índices de cobertura de demanda.
- **Objetivo 2.** Garantizar la instalación de una potencia adicional de 740 MW en 2030 en el conjunto de Canarias con el fin de satisfacer las condiciones de calidad y garantía de suministro. Estas cifras son independientes al escenario de transición energética y se deben suponer las instalaciones reconocidas en el apartado 4.1 de este documento.
- **Objetivo 4.** Implementar una estrategia de seguimiento en el cumplimiento de los hitos marcados en este documento de estrategia y hoja de ruta de la para alcanzar la descarbonización lo antes posible.
- **Objetivo 5.** Acelerar la puesta en marcha de proyectos de centrales hidroeléctricas de forma que antes del año 2031 se hayan diseñado, tramitado y construido las centrales

que en cada isla se consideren necesarias para lograr una respuesta adecuada para la gestión a tiempo real del sistema eléctrico.

- **Objetivo 6.** Promover la puesta en marcha de sistemas de almacenamiento a gran escala en todas las islas de Canarias hasta lograr una capacidad total de 10.450 MWh en 2040. Esta capacidad se distribuiría en función de la demanda existente en cada uno de los sistemas eléctricos de Canarias.
- **Objetivo 7.** Asegurar que exista al menos un sistema de almacenamiento energético a gran escala por isla en Canarias, a menos que sus necesidades en este ámbito sean cubiertas con una tecnología o solución técnica equivalente.
- **Objetivo 8.** En caso de instalar sistemas de generación basados en hidrógeno, considerar que el grupo fuera usado sólo para atender puntas de demanda o para prestar servicios complementarios de ajuste al sistema. En ese caso las horas de operación se aproximarían a las 3.000 horas al año.
- **Objetivo 9.** Llevar a cabo al menos un proyecto piloto en el que se demuestre la viabilidad de aplicación de las soluciones Power to X en alguna de las islas capitalinas antes del 2030.
- **Objetivo 10.** Confirmar la viabilidad de explotación del recurso geotérmico en las islas de La Palma, Tenerife y Gran Canaria, con el fin de proveer potencia de categoría A en aquellos emplazamientos donde por condiciones del recurso disponible sea viable su instalación.
- **Objetivo 11.** En caso de viabilidad de explotación del recurso geotérmico, implementar como mínimo una central de energía geotérmica de alta entalpía en una de las islas capitalinas antes del 2040.
- **Objetivo 12.** Asegurar, si fuera necesario, la operación de algunos grupos de generación térmica convencional más allá de su vida útil regulatoria para evitar la instalación de nueva potencia convencional, siempre y cuando se garantice la seguridad de suministro y no haya otra opción de carácter renovable plausible en el corto plazo.
- **Objetivo 13.** Aumentar el esfuerzo en materia de predicción energética de forma paralela a la instalación de potencia de categoría B, ya que aun considerando el uso de almacenamiento energético, una mala gestión se traduciría en la aplicación de políticas de corte.

2. ANTECEDENTES

En el presente documento, se aborda la Estrategia de la generación gestionable de Canarias, analizando la situación del sector así como el papel que jugará este tipo de generación en un modelo energético en el que se pretende priorizar el uso de fuentes energéticas renovables en detrimento del consumo de combustibles fósiles que, además, suponen un aumento de los niveles de emisión de gases de efecto invernadero. En este escenario, la generación gestionable debe actuar como respaldo del parque de generación a efectos de garantizar las condiciones de estabilidad, calidad y seguridad de suministro cuando el tándem formado por las energías renovables no gestionables (mayoritariamente eólica y fotovoltaica) y el almacenamiento, o bien las energías renovables gestionables (geotermia, biomasa) no sean capaces, por sí solas, de garantizar dichas condiciones.

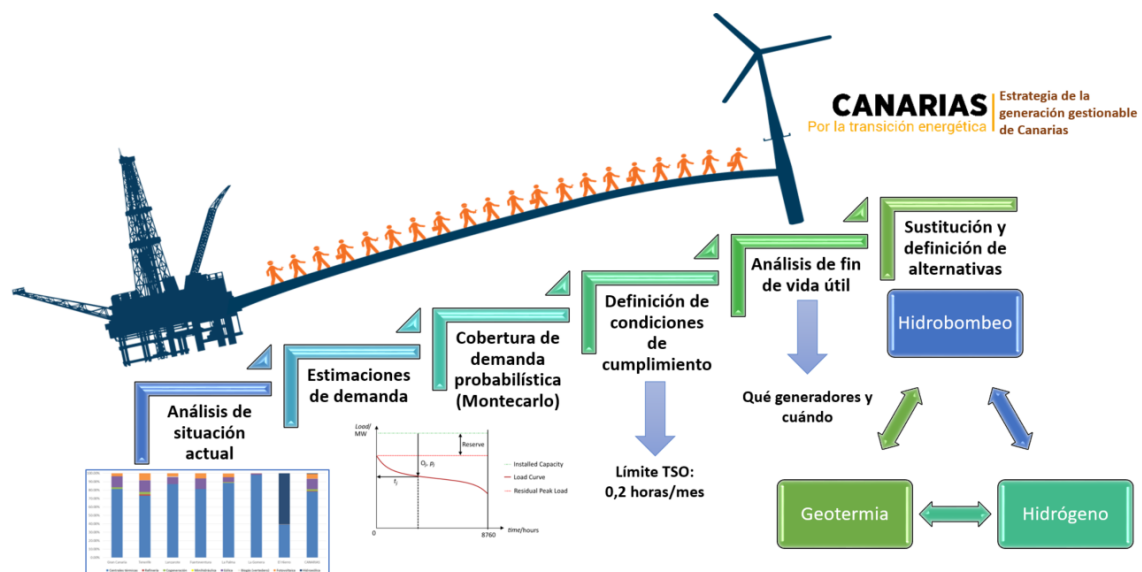


Ilustración 1. Estructura general de la estrategia de generación gestionable

En general, con independencia de la empresa que gestione la generación gestionable en Canarias, lo que se considera realmente importante es garantizar el cumplimiento de condiciones de flexibilidad en un escenario donde se minimicen las emisiones contaminantes al máximo posible.

El parque de generación gestionable de Canarias precisamente se caracteriza por tener una baja flexibilidad fruto del modelo energético que se viene explotando de manera histórica en las islas. Se cuenta con grupos de generación de gran tamaño tales como ciclos combinados o turbinas de vapor en las Islas de Tenerife y Gran Canaria que, a pesar de presentar una gran eficiencia en el momento de su adquisición en comparación con grupos más pequeños, ya están sufriendo, en algunos casos, limitaciones por aspectos medioambientales de acuerdo con lo regulado en la Orden TEC/1158/2018.

Con los datos publicados en el Real Decreto 738/2015 (y sucesivos), la mayor parte del parque de generación gestionable de Canarias fue instalado con anterioridad al año 2005, lo que supondría que para el año 2030 ya se habría superado la vida útil regulatoria de todos estos generadores. Con independencia de lo que estos generadores puedan continuar proveyendo servicios energéticos y servicios complementarios de regulación al sistema, nos encontramos

ante tecnologías poco eficientes y flexibles contrarios al modelo que se quiere implementar en Canarias. Además, este tipo de inversiones no pueden desarrollarse de manera precipitada. Es necesario llevar a cabo una estrategia de generación gestionable que ayude a definir los objetivos de planificación en el uso de este tipo de generadores para operaciones relacionadas con el respaldo de los sistemas eléctricos.

El estudio planteado propone el análisis en detalle de la generación gestionable de las Islas Canarias. Para ello, inicialmente, se lleva a cabo un diagnóstico partiendo de la información disponible, identificando posibles problemas que puedan poner en riesgo durante el horizonte de planificación a 2030 y, posteriormente, hasta 2040, la conservación de los estándares de calidad y garantía de suministro que actualmente ofrecen estas instalaciones. De la misma forma se propone un cambio hacia un modelo energético más sostenible en el cual se dé prioridad a la generación renovable sirviendo la generación térmica convencional (la única gestionable instalada en la actualidad) como medio para completar los requerimientos demandados por el sistema eléctrico. Entre las alternativas se propone la producción de combustibles renovables y que éstos puedan ser empleados para alimentar a los generadores térmicos convencionales en el caso que sea necesario utilizarlos.

En el ámbito de esta estrategia también se desarrolla un análisis de la probabilidad de pérdida de demanda y una evaluación de las necesidades para asegurar la garantía de suministro en cada sistema eléctrico de Canarias. Así pues, utilizando la metodología Loss Of Load Expectation (LOLE) se determinan las necesidades de grupos de generación de categoría A que serían requeridos para mantener los criterios de garantía y seguridad de suministro conforme a las puntas de demanda previstas por año.

También es fundamental llevar a cabo la modelización de los sistemas eléctricos de Canarias. Para ello se usa un modelo desarrollado por el Instituto Tecnológico de Canarias en base a su experiencia en sistemas eléctricos insulares no o débilmente interconectados llamado ISLA – Insular Energy System Long-term Assessment. Este modelo identifica las necesidades no sólo desde el punto de vista energético sino de provisión de servicios complementarios de ajuste al sistema.

Fruto de estos análisis se establecen recomendaciones, planteándose una serie de objetivos específicos y un plan de acción.

Esta estrategia parte de la información disponible sobre el sector eléctrico conforme con los anuarios energéticos de Canarias actualizando las estimaciones de acuerdo con la normativa europea y estatal. Las estimaciones realizadas se consideran de vital importancia para llevar a cabo acciones relativas a la repotenciación o, en su caso, baja, de las instalaciones eléctricas (incluyendo las redes de transporte y distribución, además de los grupos de generación) por lo que se considera una estrategia complementaria al conjunto de acciones que se están llevando a cabo en el cambio hacia un modelo energético descarbonizado.

De los resultados obtenidos se extraen las conclusiones que han permitido definir un análisis DAFO que, junto con la información aportada por el diagnóstico, marcan los objetivos a satisfacer y la hoja de ruta recomendada para el desarrollo de este sector. Finalmente, se propone un plan de acción coherente con las bases establecidas a lo largo de la estrategia.

3. DIAGNÓSTICO DE LA GENERACIÓN GESTIONABLE DE CANARIAS

La primera fase de este estudio se centra en el diagnóstico de la situación actual que este tipo de generación presenta en Canarias y que asume, casi en su totalidad, la generación térmica convencional (la única excepción es la generación de la central de bombeo reversible de El Hierro). En este sentido, se describe el estado actual de la generación gestionable en Canarias sin entrar aún en el debate de la situación prevista para el horizonte de planificación. Este diagnóstico se ha dividido en tres secciones básicas, que son:

- I. **Aspectos generales:** Evalúa la situación actual del parque de generación de energía eléctrica en el archipiélago canario. En este sentido, se presentan cuáles son los medios existentes en la actualidad en cuanto a generación térmica convencional, generación renovable y resume de modo sintético las principales características de las infraestructuras existentes de transporte y distribución de energía eléctrica, así como las interconexiones existentes y previstas en el archipiélago canario.
- II. **Análisis del consumo de combustibles fósiles:** Sintetiza la información disponible en cuanto al consumo de combustibles fósiles destinados a la generación térmica convencional en Canarias por islas.
- III. **Análisis de la vida útil regulatoria de la generación térmica convencional de Canarias:** En base a la información disponible, se realiza un estudio de la vida útil regulatoria de los generadores térmicos existentes en Canarias y las posibles restricciones de funcionamiento que les estuviera siendo aplicadas en cumplimiento del marco normativo actual.

Todos los aspectos aquí tratados son, en sí, los datos de partida con los que se plantearían las recomendaciones de la estrategia de la generación gestionable de Canarias para el horizonte temporal de planificación.

3.1 Aspectos generales

A pesar de que cada vez es más importante la presencia de la generación renovable en las islas, los sistemas eléctricos de Canarias se siguen caracterizando por la existencia de una elevada dependencia del uso de la generación térmica convencional como generación gestionable, para garantizar el abastecimiento de energía eléctrica en el archipiélago, ya que la generación renovable instalada (fundamentalmente, eólica y fotovoltaica), no aporta gestionabilidad a los sistemas. Por tanto, la generación térmica convencional ya no sólo debe lidiar con la incertidumbre de la demanda eléctrica sino que también debe soportar las fluctuaciones producidas por el recurso eólico y solar, y su operación en los sistemas eléctricos insulares.

La generación fósil fue diseñada con el propósito de asegurar el abastecimiento de energía eléctrica con grupos que fueran lo más eficientes posible usando como combustibles fuel oil, diésel oil y gasoil. En este sentido, interesaba que los grupos fueran de gran tamaño, actuando en su mayoría como generación base y usando otras unidades de menor tamaño operadas con gasoil para operar en puntas.

El aumento de la participación de la generación renovable exige que los grupos sean cada vez más flexibles para gestionar la fluctuación del recurso renovable no gestionable. Así pues, para alcanzar el objetivo de descarbonización, interesa que tanto el tamaño como los tiempos de cambio de fase de las unidades sean lo más reducido posible para conseguir una mejor modularidad y capacidad de integración de energías renovables en red. Por todo ello, a medida que nos vayamos aproximando al escenario de total descarbonización, la generación térmica convencional debería ir adaptándose para actuar como apoyo y no como referencia en la producción de energía eléctrica.

3.1.1 Situación actual del parque de generación eléctrica de Canarias

3.1.1.1 Potencia eléctrica instalada por tipo de generador

En la siguiente tabla, se presentan los datos del parque de generación eléctrica de Canarias para el año 2019, según los datos publicados por el Anuario Energético de Canarias 2019, última referencia oficial existente en el momento de desarrollo de esta estrategia. En esta tabla, tanto la eólica como la fotovoltaica sólo tienen en cuenta las instalaciones conectadas a red. Además, en el caso de la eólica, no se contempla la potencia eólica asociada a la central hidroeólica de Gorona del Viento.

Configuración del parque de generación eléctrica en canarias según potencia 2019 [MW]								
Productos derivados del petróleo								
Instalación	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerte-ventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	CANARIAS
Centrales térmicas	999,18	1.046,50	232,26	187,02	105,34	21,17	14,91	2.606,38
Refinería	-	25,90	-	-	-	-	-	25,90
Cogeneración	24,88	39,20	-	-	-	-	-	64,08
Total prod. deriv. petróleo	1.024,06	1.111,60	232,26	187,02	105,34	21,17	14,91	2.696,36
Fuentes de energía renovables								
Eólica	159,30	195,65	22,30	28,66	6,97	0,36	-	413,24
Fotovoltaica	37,17	107,16	7,39	11,91	4,03	0,01	0,03	167,69
Minihidráulica	-	1,22	-	-	0,80	-	-	2,02
Hidroeólica	-	-	-	-	-	-	22,80	22,80
Biogás (vertedero)	-	1,60	2,10	-	-	-	-	3,70
Total fuentes renovables	196,47	305,63	31,79	40,57	11,80	0,37	22,83	609,44
TOTAL	1.220,53	1.417,23	264,05	227,59	117,14	21,54	37,74	3.305,81

Tabla 1. Configuración del parque de generación eléctrica en Canarias 2019. Unidades: MW. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2019.

Como muestran los datos, las energías renovables suponían el 18,4% de la potencia total instalada del parque de generación en Canarias, mientras que el 81,6% restante se correspondía con la térmica convencional. En el siguiente Ilustración se muestra la distribución de la potencia instalada por tipo de instalación.

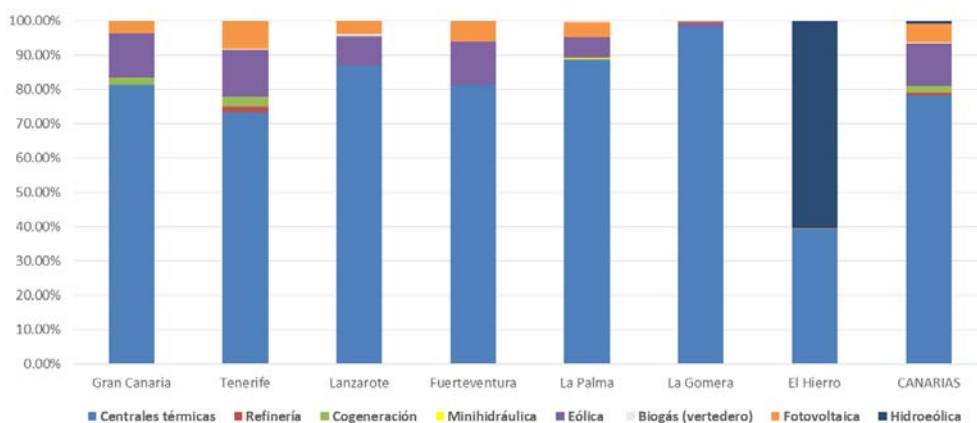


Ilustración 2. Distribución de la potencia instalada del parque de generación por tipo de instalación 2019

La situación es semejante para todas las islas a excepción de El Hierro donde se dispone de la Central Hidroeléctrica de Gorona del Viento. Esta central supone el 60,6% de la potencia instalada en la isla. En el lado opuesto se sitúa la isla de La Gomera con la menor potencia renovable instalada, alcanzando tan solo el 1,9% del total.

3.1.1.2 Producción bruta de energía eléctrica por tipo de generador

Lo descrito en el apartado anterior tiene efecto sobre el modo en el cual se atiende la demanda eléctrica en Canarias por tipo de tecnologías de generación. Se presenta en la siguiente tabla la evolución de la producción bruta de electricidad por tecnología y año. Debe tenerse en cuenta que tras la puesta en marcha de la central hidroeléctrica, se incluye la energía para bombeos y consumos propios de la central hidroeléctrica de Gorona del Viento no vertida a red.

Evolución de la producción anual bruta de electricidad en Canarias por generador								
Año	Centrales térmicas		Refinería y cogeneración		Renovables		Total	
	GWh	Δ (%)	GWh	Δ (%)	GWh	Δ (%)	GWh	Δ (%)
2000	6.107,8	9,7%	528,9	-16,3%	244,6	8,6%	6.881,3	7,1%
2001	6.516,2	6,7%	485,6	-8,2%	342,8	40,1%	7.344,6	6,7%
2002	6.829,7	4,8%	493,2	1,6%	360,8	5,3%	7.683,7	4,6%
2003	7.470,9	9,4%	407,4	-17,4%	357,0	-1,1%	8.235,3	7,2%
2004	8.040,1	7,6%	384,4	-5,6%	340,0	-4,8%	8.764,5	6,4%
2005	8.444,7	5,0%	320,1	-16,7%	332,3	-2,3%	9.097,1	3,8%
2006	8.885,9	5,2%	273,1	-14,7%	333,7	0,4%	9.492,7	4,3%
2007	9.123,9	2,7%	260,3	-4,7%	395,6	18,5%	9.779,8	3,0%
2008	9.170,5	0,5%	276,1	6,1%	665,8	68,3%	10.112,4	3,4%
2009	8.789,7	-4,2%	302,5	9,6%	533,6	-19,9%	9.625,8	-4,8%
2010	8.694,9	-1,1%	183,9	-39,2%	534,6	0,2%	9.413,4	-2,2%
2011	8.642,1	-0,6%	129,5	-29,6%	596,5	11,6%	9.368,1	-0,5%
2012	8.578,0	-0,7%	195,4	50,9%	625,9	4,9%	9.399,3	0,3%
2013	8.320,5	-3,0%	99,4	-49,1%	658,8	5,3%	9.078,7	-3,4%
2014	8.295,5	-0,3%	34,1	-65,6%	681,2	3,4%	9.010,9	-0,7%
2015	8.410,6	1,4%	4,8	-85,9%	698,7	2,6%	9.114,2	1,1%
2016	8.517,4	1,3%	0,9	-81,8%	717,1	2,6%	9.235,3	1,3%
2017	8.690,8	2,0%	0,003	-99,7%	739,7	3,1%	9.430,5	2,1%
2018	8.352,9	-3,9%	0,26	9587,6%	960,7	29,9%	9.313,8	-1,2%
2019	7.855,5	-6,0%	0,0	-100,0%	1.480,6	54,1%	9.336,1	0,2%

Tabla 2. Evolución de la producción anual bruta de electricidad en Canarias por tipo de instalación. Fuente: Anuario del sector eléctrico de Canarias 2019

En 2019, la producción bruta de energía eléctrica en Canarias fue de 9.336,1 GWh, lo que supuso un incremento del 0,2% respecto al año anterior. Por tipo de instalación cabe destacar el importante aumento de la producción renovable (54,1% respecto a 2018) en detrimento de la producción convencional en las centrales térmicas, que se redujo un 6%. Por su parte, la producción en la refinería y plantas de cogeneración han ido disminuyendo su producción paulatinamente, siendo despreciable en 2019. En la siguiente tabla se indica cómo ha ido variando la participación de cada tipo de tecnología en la producción bruta de electricidad desde 2008 hasta 2019.

Evolución porcentual de la participación de las diferentes tecnologías de producción eléctrica en Canarias												
Instalación	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
% Térmicas	90,69	91,31	92,37	92,25	91,26	91,65	92,06	92,28	92,23	92,16	89,68	84,14
% Ref. y cog.	2,73	3,14	1,95	1,38	2,08	1,09	0,38	0,05	0,01	0,00	0,00	0,00
% EERR	6,58	5,54	5,68	6,37	6,66	7,26	7,56	7,67	7,76	7,84	10,31	15,86

Tabla 3. Evolución porcentual de la participación de las diferentes tecnologías de producción eléctrica en Canarias.

El porcentaje de participación de las energías renovables en el mix canario de generación eléctrica en 2019 fue de casi el 15,9%, mientras que las centrales térmicas abarcaron el 84,1% de la producción bruta eléctrica total. Aunque la participación de las renovables aún sigue siendo baja, se ha conseguido duplicar el valor respecto a 2017.

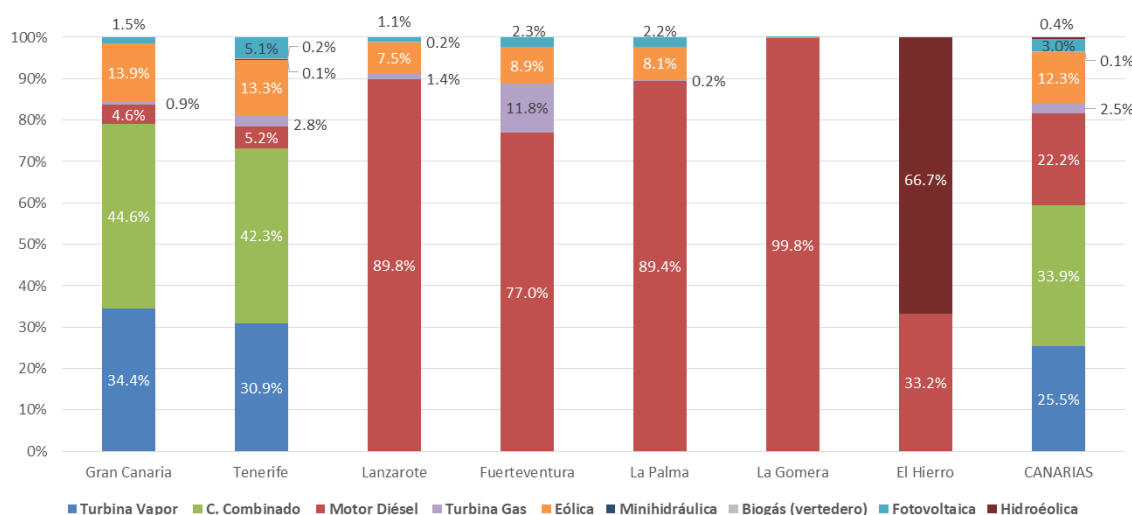


Ilustración 3. Porcentaje de participación en la producción eléctrica por tipo de tecnología e isla en Canarias 2019

Si se evalúa la tendencia entre 2009 y 2019, se observa que Canarias ha experimentado un crecimiento medio interanual en la producción bruta de electricidad a partir de EERR del 10,7% mientras que la producción en las centrales térmicas ha sufrido una contracción del -1,1%. El crecimiento medio interanual de la producción total bruta también ha sido negativo, con un -0,3%. En la Ilustración anterior se mostraban los porcentajes de participación en la producción eléctrica por tipo de tecnología e isla para el año 2019.

Como puede observarse, la generación térmica convencional sigue siendo la predominante en todas las islas excepto en El Hierro, siendo los ciclos combinados instalados en Gran Canaria y Tenerife las tecnologías que más energía aportan al mix eléctrico canario. En el caso de las renovables, la eólica es la que más contribuye con el 77,5% de la producción eléctrica renovable total.

3.1.2 Generación térmica convencional

3.1.2.1. Potencia eléctrica instalada por tecnología

Las tecnologías utilizadas en el parque de generación térmica convencional de Canarias son las turbinas de vapor (TV), turbinas de gas (TG), motores diésel (MD) y ciclos combinados (CC). Como se puede ver en la siguiente tabla, las turbinas de vapor y los ciclos combinados sólo están presentes en las islas de mayor demanda eléctrica, concretamente, en Gran Canaria y Tenerife actuando como base del sistema eléctrico. En general, este tipo de generación instalada en cada isla no sólo permite satisfacer el objetivo de cobertura de demanda de energía eléctrica sino que, adicionalmente, provee la inercia necesaria para garantizar la estabilidad, seguridad y calidad del suministro eléctrico frente a condiciones variables tanto desde el lado de la demanda como de la generación.

Por otra parte, en las islas de Gran Canaria y Tenerife se cuenta con plantas de cogeneración con diferentes tecnologías, y en Tenerife, adicionalmente, con un grupo (TV) en la refinería. El resto de las islas dispone, fundamentalmente, de motores diésel, habiendo también turbinas de gas en Lanzarote, Fuerteventura y La Palma.

Estructura tecnológica de la generación térmica convencional de Canarias [MW]									
Instalación	Tecnología	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	CANARIAS
Centrales térmicas	TV	280,00	240,00	-	-	-	-	-	520,00
	MD	84,00	84,00	169,76	107,92	82,84	21,17	14,91	564,60
	TG	173,45	265,70	62,50	79,10	22,50	-	-	603,25
	CC	461,73	456,80	-	-	-	-	-	918,53
Refinería	TV	-	25,90	-	-	-	-	-	25,90
Cogeneración	TV	24,20	-	-	-	-	-	-	24,20
	MD	0,68	2,20	-	-	-	-	-	2,88
	TG	-	37,00	-	-	-	-	-	37,00
Total		1.024,06	1.111,60	232,26	187,02	105,34	21,17	14,91	2.696,36

Tabla 4. Estructura tecnológica de la generación térmica de Canarias. Anuario Energético de Canarias 2019

De acuerdo con la información disponible en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica (RAIPEE), la potencia térmica neta instalada en las islas fue de 2.357.350 kW, correspondiendo 1.270.340 kW a la provincia de Las Palmas y 1.087.010 kW a la de Santa Cruz de Tenerife.

La distribución de los grupos de generación, por tecnología, instalados por islas y provincias en las centrales térmicas, a 31 de diciembre de 2019, fue la siguiente:

Distribución de los grupos de generación gestionable por provincias e islas						
Central	Tecnología	Nº de grupos	Pot. neta unitaria	Pot. bruta unitaria	Pot. neta total	Pot. bruta total
GRAN CANARIA						
Jinámar	Vapor 4 y 5	2	55.560	60.000	111.120	120.000
	Diésel 1, 2 y 3	3	8.510	12.000	25.530	36.000
	Diésel 4 y 5	2	20.510	24.000	41.020	48.000
	Gas 1	1	17.640	23.450	17.640	23.450
	Gas 2 y 3	2	32.340	37.500	64.680	75.000
	-	10	-	-	259.990	302.450
Barranco Tirajana	Vapor 1 y 2	2	74.240	80.000	148.480	160.000
	Gas 1 y 2	2	32.340	37.500	64.680	75.000

	Gas 3 y 4 (CC1)	2	68.700	75.000	137.400	150.000
	Vapor 3 (CC1)	1	68.700	79.650	68.700	79.650
	Gas 5 y 6 (CC2)	2	75.000	75.500	150.000	151.000
	Vapor 4 (CC2)	1	77.000	81.080	77.000	81.080
	-	10	-	-	646.260	696.730
TOTAL Gran Canaria	-	20	-	-	906.250	999.180
LANZAROTE						
Punta grande	Diésel 1, 2 y 3	3	6.490	7.520	19.470	22.560
	Diésel 4 y 5	2	12.850	15.500	25.700	31.000
	Diésel 6	1	20.510	24.000	20.510	24.000
	Diésel 7 y 8	2	17.200	18.400	34.400	36.800
	Diésel 9 y 10	2	17.600	18.500	35.200	37.000
	Diésel 11	1	17.600	18.400	17.600	18.400
	Gas 1	1	19.600	25.000	19.600	25.000
Gas 2	1	32.340	37.500	32.240	37.500	
TOTAL LANZAROTE	-	13	-	-	204.820	232.260
FUERTEVENTURA						
Las Salinas	Diésel 1, 2	2	3.820	4.320	7.640	8.640
	Diésel 3	1	4.110	5.040	4.110	5.040
	Diésel 4 y 5	2	6.210	7.520	12.420	15.040
	Diésel 6	1	20.510	24.000	20.510	24.000
	Diésel 7, 8 y 9	3	17.200	18.400	51.600	55.200
	Gas 1	1	21.850	25.000	21.850	25.000
	Gas 2	1	29.400	37.500	29.400	37.500
Gas móvil 1	1	11.740	16.600	11.740	16.600	
TOTAL FUERTEVENTURA	-	12	-	-	159.270	187.020
TOTAL LAS PALMAS	-	45	-	-	1.270.340	1.418.460
TENERIFE						
Candelaria	Vapor 5 y 6	2	37.280	40.000	74.560	80.000
	Diésel 1, 2 y 3 (**)	3	8.510	12.000	25.530	36.000
	Gas 1 y 2	2	32.340	37.500	64.680	75.000
	Gas 3	1	14.700	17.200	14.700	17.200
	-	8	-	-	179.470	208.200
Granadilla	Vapor 1 y 2	2	74.240	80.000	148.480	160.000
	Diésel 1 y 2	2	20.510	24.000	41.020	48.000
	Gas 1	1	32.340	37.500	32.240	37.500
	Gas 2	1	39.200	42.000	39.200	42.000
	Gas 3 y 4 (CC1)	2	68.700	75.000	137.400	150.000
	Vapor 3 (CC1)	1	68.700	75.000	68.700	75.000
	Gas 3 y 4 (CC1)	2	75.000	76.700	150.000	153.400
	Vapor 3 (CC1)	1	76.200	78.400	76.200	78.400
-	12	-	-	693.340	744.300	
Arona (**)	Gas Arona 1 y 2	2	21.600	25.000	43.200	50.000
Guía de Isora (**)	Gas Guía de Isora	1	43.100	44.000	43.100	44.000
TOTAL TENERIFE	-	23	-	-	959.110	1.046.500
LA PALMA						
Los Guinchos	Diésel 6, 7 y 8	3	3.820	4.320	11.460	12.960
	Diésel 9	1	4.300	5.040	4.300	5.040
	Diésel 10, 11	2	6.690	7.520	13.380	15.040
	Diésel 12	1	11.500	12.300	11.500	12.300
	Diésel 13	1	11.200	12.300	11.200	12.300
	Diésel 14 y 15	2	11.500	12.600	23.000	25.200
Gas móvil 1	1	21.600	22.500	21.600	22.500	
TOTAL LA PALMA	-	11	-	-	96.440	105.340
LA GOMERA						
El Palmar	Diésel 12 y 13	2	1.400	1.600	2.800	3.200
	Diésel 14 y 15	2	1.840	2.240	3.680	4.480
	Diésel 16 y 17	2	2.510	2.850	5.020	5.700
	Diésel 18 y 19	2	3.100	3.500	6.200	7.000

	Diésel móvil 3	1	720		720	790
TOTAL LA GOMERA	-	9	-	-	18.420	21.170
EL HIERRO						
Llanos Blancos	Diésel 7	1	670	780	670	780
	Diésel 9	1	880	1.100	880	1.100
	Diésel 10 y 11	2	1.070	1.460	2.140	2.920
	Diésel 12	1	1.260	1.460	1.260	1.460
	Diésel 13	1	1.360	1.460	1.360	1.460
	Diésel 14 y 15	2	1.900	2.000	3.800	4.000
	Diésel 16	1	1.860	1.910	1.860	1.910
	Diésel móvil 1	1	1.070	1.280	1.070	1.280
TOTAL EL HIERRO	-	10	-	-	13.040	14.910
TOTAL S/C DE TENERIFE	-	53	-	-	1.087.010	1.187.920
TOTAL CANARIAS	-	98	-	-	2.357.350	2.606.380

Tabla 5. Distribución de los grupos de generación gestionable por tecnología, isla y provincia. Unidades: kW
 (*) Fin de vida útil el 04/11/2013 (Unelco-Endesa). (**) Grupos de generación instalados en subestaciones. Fuente: RAIPEE

Por otra parte, en la siguiente Ilustración se muestra la ubicación de cada una de las centrales térmicas convencionales de Canarias.

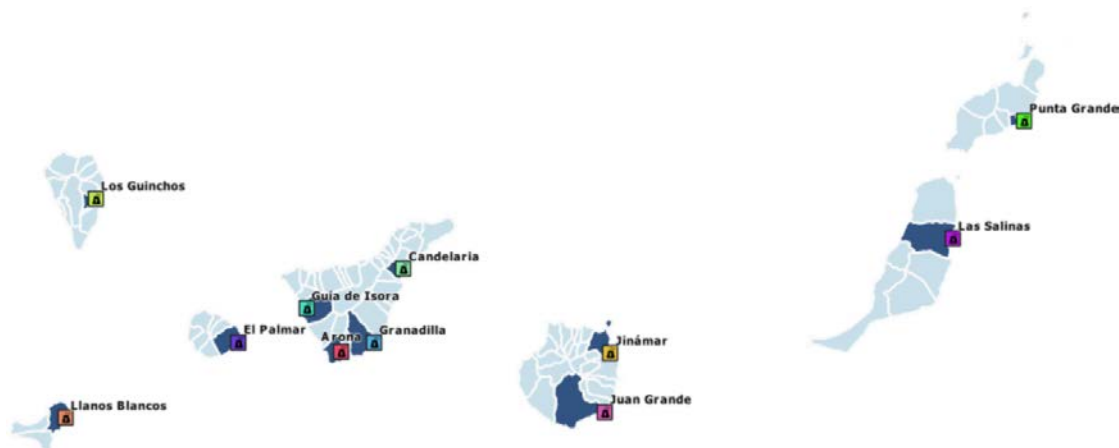


Ilustración 4. Ubicación de las centrales eléctricas de generación gestionable

En cuanto a las unidades de cogeneración, sólo existen plantas de este tipo en Tenerife y Gran Canaria. Los ciclos de cogeneración instalados en Tenerife pertenecen a la refinería (TV), COTESA (TG) y al hotel Mare Nostrum Resort (MD). Además, asociada a la refinería de Tenerife se llegó a instalar un grupo de vapor que se mantiene en dichas instalaciones conforme a la información publicada en el Anuario Energético de Canarias 2019. En Gran Canaria, la mayor planta que existe pertenece a Emalsa (TV), a la que se suma el grupo diésel instalado en el hotel Amadores. En la siguiente tabla se muestra el detalle de estas plantas.

Potencia eléctrica instalada en las plantas de cogeneración por tecnología e isla					
Instalación de cogeneración	Tecnología	Número	Pot. unitaria	Pot. total	%
GRAN CANARIA					
Emalsa	Turbina de vapor	2	12.100	24.200	26,90%
Hotel Amadores	Motor diésel	1	684	684	0,80%
TOTAL GRAN CANARIA	-	3	-	24.884	27,70%
TENERIFE					
Refinería	Turbina de vapor	1	25.900	25.900	28,80%
COTESA	Turbina de gas	1	37.000	37.000	41,10%

Hotel Mare Nostrum	Motor diésel	2	1.100	2.200	2,40%
TOTAL TENERIFE	-	4	-	65.100	72,30%
TOTAL CANARIAS	-	7	-	89.984	100,00%

Tabla 6. Potencia eléctrica instalada en las plantas de cogeneración por tecnología e isla 2019. Unidad: kW. Fuente: Anuario del sector eléctrico de Canarias 2019

3.1.2.2. Producción bruta de energía eléctrica por tipo de tecnología

La participación de las distintas tecnologías de generación térmica convencional en la producción eléctrica difiere de unas islas a otras ya que no todas las tecnologías están presentes en todos los sistemas eléctricos insulares. En general, los ciclos combinados y las turbinas de vapor soportan la mayor parte de la producción de energía eléctrica, mientras que los motores diésel y las turbinas de gas funcionan como grupos operados en punta.

En el resto de islas, los motores diésel son los principales protagonistas, empleando las turbinas de gas como sistemas para la gestión en punta. Es importante hacer constar que estas turbinas de gas funcionan generalmente con gasóleo ya que no existen infraestructuras de gas natural licuado (GNL). Se opta por este tipo de generadores, aunque no estén operando con su combustible de diseño, porque presentan unos tiempos de respuesta muy adecuados para la gestión a tiempo real de los sistemas eléctricos ante condiciones variables. En La Gomera y El Hierro sólo existen motores diésel. Estos motores diésel en el caso de El Hierro sirven de apoyo a la Central Hidroeléctrica de Gorona del Viento y se espera que el funcionamiento sea semejante en La Gomera una vez se lleve a cabo la interconexión eléctrica con la isla de Tenerife.

Por último, a pesar de haber potencia instalada en plantas de cogeneración y la refinería, como se puso de manifiesto en la sección anterior, estas instalaciones no aportaron electricidad a la red eléctrica en 2019. La tabla 7 muestra la producción bruta de energía eléctrica por tecnologías convencionales en MWh.

Producción bruta de energía eléctrica por tecnologías convencionales [MWh]								
Instalación / tecnología	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerte-ventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	CANARIAS
Centrales térmicas	3.028.054	3.014.854	826.454	636.732	251.935	76.696	20.738	7.855.463
Turbina Vapor	1.233.316	1.146.979	-	-	-	-	-	2.380.295
Motor Diésel	165.552	192.784	813.663	552.146	251.332	76.696	20.738	2.072.912
Turbina Gas	31.758	105.645	12.791	84.585	603,18	-	-	235.383
C. Combinado	1.597.427	1.569.446	-	-	-	-	-	3.166.873
Refinería	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbina vapor	-	-	-	-	-	-	-	-
Cogeneración	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbina vapor	-	-	-	-	-	-	-	-
Motores diésel	-	-	-	-	-	-	-	-
Turbina gas	-	-	-	-	-	-	-	-
TOTAL	3.028.054	3.014.854	826.454	636.732	251.935	76.696	20.738	7.855.463

Tabla 7. Producción bruta de energía eléctrica a partir de tecnología convencional 2019. Fuente: Anuario del sector eléctrico de Canarias 2019

Además, en la siguiente ilustración se muestra el porcentaje de participación de la producción eléctrica de cada tecnología convencional por isla y para el total de Canarias.

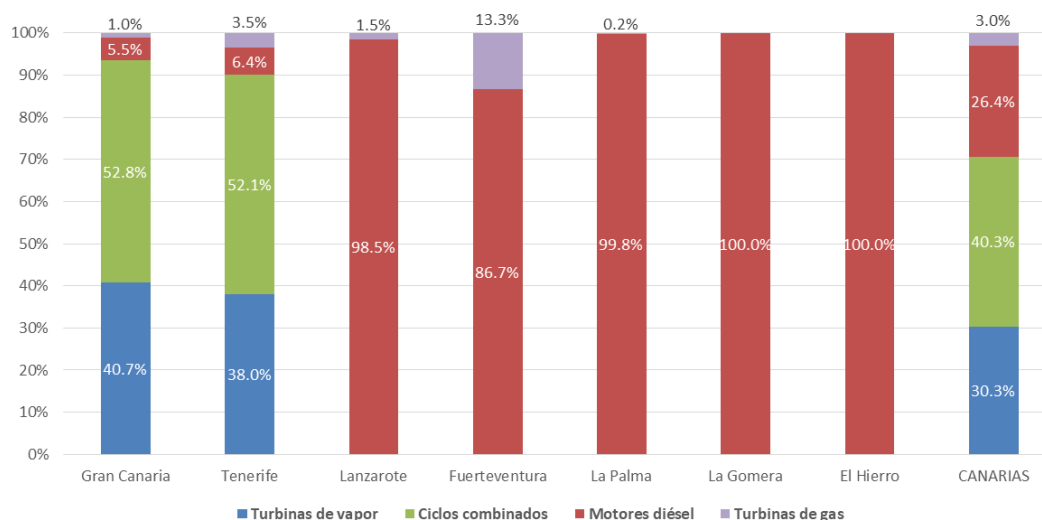


Ilustración 5. Porcentaje de participación en la producción eléctrica por tipo de tecnología convencional e isla en Canarias 2019

Así pues, un 30,3% de la energía bruta producida por las centrales térmicas de Canarias se obtiene con turbinas de vapor, mientras que los ciclos combinados producen el 40,3% del total de la energía térmica convencional. Esto es lógico considerando que hasta el momento se está optando por la solución más económica, priorizando siempre la entrada de energías renovables pero cubriendo la parte relativa a la generación térmica convencional con la tecnología de menor coste por unidad de energía. Además, los ciclos combinados y los grupos de vapor requieren un mayor tiempo para su puesta en marcha en caso de parada. Por ello, este tipo de grupos no están pensados para la gestión a tiempo real sino más bien para actuar como generadores bases en los sistemas eléctricos en los cuales se instalan.

3.1.3 Generación renovable

3.1.3.1. Potencia eléctrica instalada por tecnología

En Canarias, las tecnologías renovables con mayor participación, tanto a nivel de potencia como de producción, son la eólica y la fotovoltaica, habiendo una pequeña aportación de otras tecnologías como la minihidráulica (en Tenerife y La Palma, está última inoperativa) y el biogás (Lanzarote y Tenerife).

Como puede verse en la siguiente tabla, durante el año 2008 se produjo el mayor crecimiento en potencia instalada de las islas con un 47,9% más que el año anterior. Esto se debió, sobre todo, a la potencia fotovoltaica instalada en Tenerife durante ese año. Por su parte, en el año 2018 se produjo otro gran incremento en la potencia instalada, esta vez debido a la energía eólica conectada a la red tras la aprobación del último cupo eólico (126,5 MW en Tenerife; 35,5 MW en Gran Canaria; 13,6 MW en Fuerteventura y 8,9 MW en Lanzarote). En 2019, la potencia renovable instalada ha vuelto a crecer, si bien con una tasa de crecimiento mucho menor que la del año anterior (3,9%).

Evolución de la potencia eléctrica renovable instalada en Canarias [kW]									
AÑOS	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerte-ventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	CANARIAS	Δ Canarias
2004	75.851	37.182	6.405	11.615	6.710	360	100	138.224	5,0%
2005	76.694	37.177	6.408	11.735	6.712	360	100	139.186	0,7%
2006	77.142	43.057	8.938	11.744	6.712	360	125	148.079	6,4%
2007	79.313	58.561	9.285	13.280	6.712	360	125	167.636	13,2%
2008	102.116	108.693	11.570	15.582	8.716	360	125	247.162	47,4%
2009	102.902	112.492	12.373	17.116	8.971	369	134	254.356	2,9%
2010	108.382	133.914	13.348	18.966	10.673	369	134	285.786	12,4%
2011	113.053	136.804	15.264	23.764	11.098	369	134	300.486	5,1%
2012	119.661	152.601	16.440	25.791	12.300	369	134	327.297	8,9%
2013	124.855	154.365	18.605	26.020	12.368	369	134	336.717	2,9%
2014	125.183	154.396	18.605	26.111	12.368	369	22.854	359.886	6,9%
2015	126.307	154.435	18.641	26.133	12.368	405	22.854	361.143	0,3%
2016	128.109	154.469	23.295	26.161	12.368	405	22.854	367.661	1,8%
2017	159.254	178.342	23.535	26.557	12.418	405	22.854	423.366	15,2%
2018	195.851	306.313	33.425	40.784	12.649	406	22.855	612.284	44,6%
2019	204.553	317.119	34.749	43.156	13.161	433	22.919	636.090	3,9%

Tabla 8. Evolución de la potencia eléctrica renovable instalada en Canarias. Unidades: MW. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2019

La potencia eléctrica renovable instalada en Canarias durante 2019 se concentró principalmente en Tenerife y Gran Canaria, con el 49,9% y el 32,2% respectivamente. En la siguiente Ilustración se puede ver la distribución de potencia renovable mostrada en la tabla anterior.

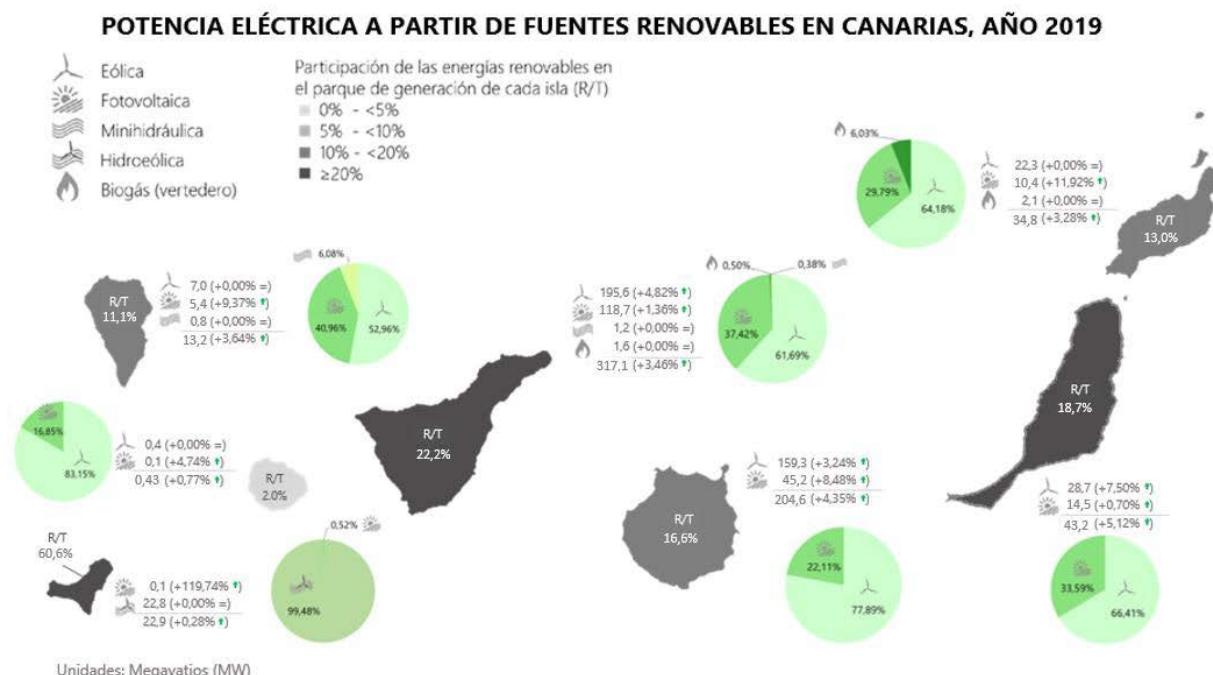


Ilustración 6. Distribución de la potencia eléctrica renovable instalada en Canarias por islas a 31 de diciembre de 2019. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2019

En 2019, la potencia renovable instalada por isla fue la que se muestra en la siguiente tabla. Nuevamente es importante tener en cuenta que tanto la potencia eólica como fotovoltaica se refiere, únicamente, a instalaciones conectadas a red. De la misma forma, en el caso de la eólica, no se contempla el parque eólico de Gorona del Viento para evitar duplicidades con el

total expuesto en la categoría de “Hidroeléctrica”. Por último, la potencia fotovoltaica se refiere a la potencia fotovoltaica en inversores y no a la potencia pico de dichos generadores.

Potencia renovable conectada a la red en Canarias 2019 [MW]								
Tecnología	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerte-ventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	CANARIAS
Eólica	159,30	195,65	22,30	28,66	6,97	0,36	0,00	413,24
Fotovoltaica	37,17	107,16	7,39	11,91	4,03	0,01	0,03	167,69
Minihidráulica	-	1,22	-	-	0,80	-	-	2,02
Hidroeléctrica	-	-	-	-	-	-	22,80	22,80
Biogás (vertedero)	-	1,60	2,10	-	-	-	-	3,70
Total fuentes renovables	196,47	305,63	31,79	40,57	11,80	0,37	22,83	609,44

Tabla 9. Potencia renovable instalada y conectada a la red en Canarias 2019. Unidades: MW. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2019.

La tecnología renovable con mayor presencia en todas las islas es la eólica terrestre. En este sentido, cabe destacar que, en la actualidad, se encuentra operativo un aerogenerador offshore en la costa noreste de Gran Canaria, concretamente, en la Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN). Este aerogenerador, que hasta el momento es el único instalado en España, está contabilizado dentro de la eólica y tiene una potencia de 5 MW.

3.1.3.2. Producción bruta de energía eléctrica por tipo de tecnología

Continuando con la descripción del parque de generación de energía eléctrica, se muestra en la siguiente tabla la producción anual bruta de energía eólica para tecnologías renovables en el año 2019.

Producción bruta de energía eléctrica por tecnología renovable 2019 [MWh]								
Tecnología	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerte-ventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	CANARIAS
Eólica	498.435	495.251	67.686	63.470	22.804	138.402	0	1.147.785
Fotovoltaica	55.445	189.143	10.343	16.638	6.276	16.028	48.384	277.910
Minihidráulica	0	3.524	0	0	0	0	0	3.524
Hidroeléctrica	0	0	0	0	0	0	41.644	41.644
Biogás (vertedero)	0	8.179	1.594	0	0	0	0	9.773
Total fuentes renovables	553.880	696.096	79.623	80.108	29.081	154	41.692	1.480.635

Tabla 10. Producción bruta de energía eléctrica a partir de tecnologías renovables 2019. Fuente: Anuario del sector eléctrico de Canarias 2019

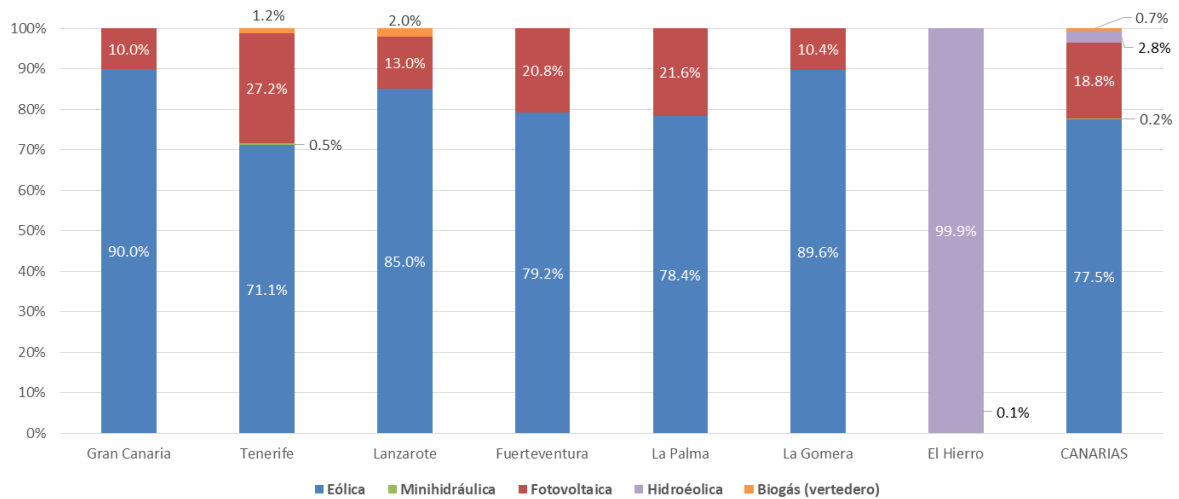


Ilustración 7. Porcentaje de participación en la producción eléctrica por tipo de tecnología renovable e isla en Canarias 2019

Es notorio que en todas las islas, la parte de la energía renovable producida con generación eólica es siempre superior al 70%, siendo Tenerife la isla que presenta la menor participación de esta tecnología (71,1%) debido, básicamente, a la participación de la fotovoltaica en la isla, cuya potencia es casi 1,8 veces superior a la suma de la potencia fotovoltaica del resto de las islas. En la isla de El Hierro el 99,9% de la energía renovable producida es debida a la central hidroeléctrica de Gorona del Viento.

Finalmente, se presenta una comparación de la evolución de la generación eléctrica de origen renovable y total en Canarias en 2019 y 2020. Se observa que en 2020 ha sido mayor la generación renovable para todos los meses del año (salvo en mayo y noviembre), siendo los meses de febrero y junio en los que se registraron mayores variaciones interanuales, con más de 6 puntos porcentuales por encima en 2020 respecto al mismo periodo del año anterior. Esto se produce tanto por una mayor participación de las energías renovables, en comparación con el año anterior, como por la menor demanda eléctrica debida a la crisis sanitaria originada por la COVID-19.

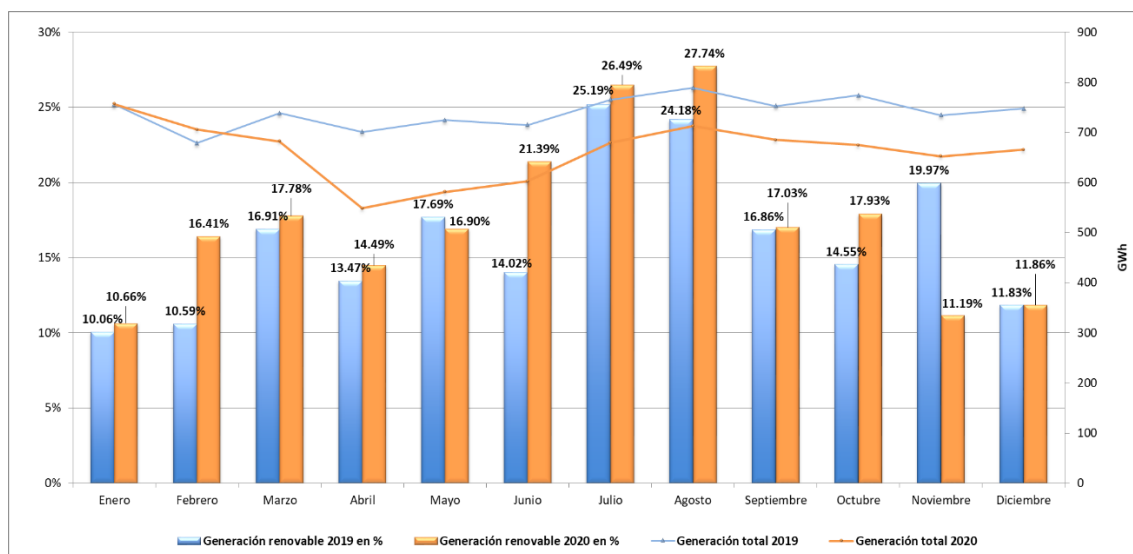


Ilustración 8 Generación renovable y porcentajes de generación eléctrica renovable [Año 2019 - 2020]

3.1.4 Red de transporte y distribución de energía eléctrica en Canarias

También, y como parte del diagnóstico de los sistemas eléctricos de Canarias, es necesario en analizar cuál es la situación actual de la red eléctrica de transporte y distribución en las islas. Así pues, con fecha de 31 de diciembre de 2019, el tendido eléctrico de la red de transporte en Canarias contaba con una longitud total de 1.549 km, distribuidos de la siguiente forma:

- **Líneas de 66 kV:** 1.184 km
- **Líneas de 132 kV:** 126 km
- **Líneas de 220 kV:** 239 km

Asimismo, el número de subestaciones eléctricas (SE) era de 74:

- **Subestaciones de 66 kV:** 60
- **Subestaciones de 132 kV:** 5
- **Subestaciones de 220 kV:** 9 km

Actualmente, las dos únicas islas que no cuentan con red eléctrica de transporte son La Gomera y El Hierro, entendiéndose como tal, las instalaciones con tensión igual o superior a 66 kV.

En la siguiente tabla se muestran las últimas actuaciones realizadas sobre la red de transporte de Canarias, tomándose como datos la información publicada por REE en el año 2019. Comentar que el mes de puesta en servicio se corresponde con el mes en el que se emite autorización de puesta en servicio por la Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias.

Actuaciones en líneas de transporte en Canarias 2019		
Mes	Actuación	Observaciones
Diciembre	Línea de 66 kV simple circuito Muelle Grande – Lomo Apolinario	Instalación con acta de puesta en servicio aprobada mediante Resolución de la Dirección General de Energía nº 383/2019 de 05/12/2019
	Línea de 132 kV doble circuito SE Puerto del Rosario –SE La Oliva	Instalación con acta de puesta en servicio aprobada mediante Resolución de la Dirección General de Energía nº 399/2019 de 16/12/2019 pendiente de su efectiva conexión y puesta en tensión a la puesta en servicio de otras instalaciones de desarrollo de la red de transporte (RdT)
Actuaciones en las subestaciones eléctricas de Canarias 2019		
Julio	Subestación eléctrica de Playa Blanca 132 kV	Instalación con acta de puesta en servicio aprobada mediante Resolución de la Dirección General de Industria y Energía nº 1.493/2019 de 11/07/2019 pendiente de su efectiva conexión y puesta en tensión a la puesta en servicio de otras instalaciones de desarrollo de la RdT
	Ampliación de la subestación de Playa Blanca 66 kV	Instalación con acta de puesta en servicio aprobada mediante Resolución de la Dirección General de Industria y Energía nº 1.492/2019 de 11/07/2019
Diciembre	Ampliación de la subestación de Santa Águeda 220/66 kV	Instalación con acta de puesta en servicio aprobada mediante Resolución de la Dirección General de Energía nº 398/2019 de 16/12/2019

Tabla 11. Actuaciones en las redes de transporte eléctrico de Canarias. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2019

La red eléctrica de transporte en Canarias se mantuvo sin prácticamente cambios hasta 2014, año a partir del cual ha ido creciendo hasta finales de 2019, respondiendo así, a las necesidades del sistema para garantizar la calidad y seguridad del suministro eléctrico.

Evolución de la red de transporte de energía eléctrica en Canarias												
Año	Longitud de líneas [km]			Long. cable submarino [km]	Subestaciones			Posiciones			Capacidad de transformación [MVA]	
	≤ 66kV	132 kV	220 kV		66 kV	132 kV	220 kV	66 kV	132 kV	220 kV	132 kV	220 kV
2010		1.126	163	30	49	0	5	-	-	-	0	1.375
2011		1.126	163	30	49	0	5	-	-	-	0	1.375
2012		1.126	163	30	49	0	5	-	-	-	0	1.625
2013		1.126	163	30	49	0	5	-	-	-	0	1.625
2014		1.126	163	30	49	0	5	-	-	-	0	1.875
2015		1.131	216	30	50	0	5	-	-	-	0	2.000
2016		1.134	220	30	51	0	6	-	-	-	0	2.000
2017		1.135	220	30	54	3	7	-	-	-	560	2.000
2018		1.253	238	30	60	4	9	-	-	-	560	2.750
2019	1.184	126	239	30	60	5	9	474	40	72	720	2.750

Tabla 12. Evolución de la red de transporte de energía eléctrica en Canarias 2010 – 2019. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2019

En la tabla anterior, se incluye como longitud de líneas los tramos aéreos y subterráneos, y los enlaces submarinos. Por su parte, para estimar la longitud del cable submarino se contabiliza como doble circuito la interconexión entre Lanzarote y Fuerteventura. Por último, en la estadística de número de subestaciones, en aquellos casos en los que existe dos niveles de tensión (por ejemplo 220/66 kV y 132/66 kV), se contabilizan como subestaciones diferentes, siguiendo la misma metodología que en el Anuario Energético de Canarias.

En la siguiente tabla se muestran las subestaciones eléctricas existentes en cada una de las islas a 31 de diciembre de 2019.

Subestaciones eléctricas en Canarias 2019			
Nº	Subestación	Tensión [kV]	Municipio
GRAN CANARIA			
1	Jinámar	220	Las Palmas de Gran Canaria
2	Baranco de Tirajana	220	San Bartolomé de Tirajana
3	Sabinal	220	Las Palmas de Gran Canaria
4	Santa Águeda	220	San Bartolomé de Tirajana
5	Jinámar	66	Las Palmas de Gran Canaria
6	Sabinal	66	Las Palmas de Gran Canaria
7	Santa Águeda	66	San Bartolomé de Tirajana
8	Buenavista	66	Las Palmas de Gran Canaria
9	Muelle Grande (*)	66	Las Palmas de Gran Canaria
10	Guanarteme	66	Las Palmas de Gran Canaria
11	La Paterna (*)	66	Las Palmas de Gran Canaria
12	Lomo Apolinario	66	Las Palmas de Gran Canaria
13	Barranco Seco	66	Las Palmas de Gran Canaria
14	Arucas	66	Arucas
15	Guía	66	Guía
16	San Mateo	66	Vega de San Mateo
17	Marzagán	66	Telde
18	Cinsa	66	Telde
19	Telde	66	Telde
20	Carrizal	66	Ingenio
21	Aldea Blanca	66	Santa Lucía de Tirajana
22	Matorral	66	San Bartolomé de Tirajana
23	Barranco de Tirajana	66	San Bartolomé de Tirajana

24	Lomo Maspalomas	66	San Bartolomé de Tirajana
25	San Agustín	66	San Bartolomé de Tirajana
26	El Tablero	66	San Bartolomé de Tirajana
27	Arguineguín	66	Mogán
28	Barranco de Calderina	66	Las Palmas de Gran Canaria
29	Arinaga	66	Agüimes
30	Agüimes	66	Agüimes
TENERIFE			
1	Candelaria	220	Candelaria
2	Granadilla	220	Granadilla de Abona
3	Granadilla II (*)	220	Granadilla de Abona
4	El Porís	220	Arico
5	Abona	220	Granadilla de Abona
6	Candelaria	66	Candelaria
7	Buenos Aires	66	Santa Cruz de Tenerife
8	Dique del Este	66	Santa Cruz de Tenerife
9	Manuel Cruz	66	Santa Cruz de Tenerife
10	Guajara	66	San Cristóbal de La Laguna
11	Geneto	66	San Cristóbal de La Laguna
12	Cuesta de la Villa	66	Santa Úrsula
13	Tacoronte	66	Tacoronte
14	Los Realejos	66	Los Realejos
15	Icod de los Vinos	66	Icod de los Vinos
16	Guía de Isora	66	Guía de Isora
17	Polígono de Güímar	66	Arafo
18	Arico II	66	Arico
19	Tagoro	66	Arico
20	Granadilla	66	Granadilla de Abona
21	Polígono de Granadilla	66	Granadilla de Abona
22	Chafoya	66	Arona
23	Arona	66	Arona
24	Los Olivos	66	Adeje
25	El Porís	66	Arico
26	Abona	66	Granadilla de Abona
LANZAROTE			
1	Playa Blanca	132	Yaiza
2	Punta Grande	66	Arrecife
3	San Bartolomé	66	San Bartolomé
4	Mácher	66	Tías
5	Playa Blanca	66	Yaiza
6	Callejones	66	San Bartolomé
FUERTEVENTURA			
1	Matas Blancas	132	Pájara
2	Puerto del Rosario	132	Puerto del Rosario
3	Jares	132	Tuineje
4	La Oliva	132	La Oliva
5	Corralejo	66	La Oliva
6	Salinas	66	Puerto del Rosario
7	Gran Tarajal	66	Tuineje
8	Matas Blancas	66	Pájara
9	Puerto del Rosario	66	Puerto del Rosario
10	La Oliva	66	La Oliva
LA PALMA			
1	Los Guinchos	66	Breña Alta
2	Valle de Aridane	66	Los Llanos de Aridane

Tabla 13. Subestaciones eléctricas en Canarias. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2019

Las unidades de transformación pertenecientes a la red de transporte de energía eléctrica de Canarias son las siguientes.

Unidades de transformación en Canarias 2019					
	Municipio	Subestación	Tensión [kV]		Potencia [MVA]
			1ª	2ª	
GRAN CANARIA					
1	Las Palmas de Gran Canaria	Jinámar	220	66	125
2	Las Palmas de Gran Canaria	Jinámar	220	66	125
3	Las Palmas de Gran Canaria	Jinámar	220	66	125
4	San Bartolomé de Tirajana	Barranco de Tirajana	220	66	125
5	San Bartolomé de Tirajana	Barranco de Tirajana	220	66	125
6	San Bartolomé de Tirajana	Barranco de Tirajana	220	66	125
7	Las Palmas de Gran Canaria	Sabinal	220	66	125
8	Las Palmas de Gran Canaria	Sabinal	220	66	125
9	San Bartolomé de Tirajana	Santa Águeda	220	66	125
10	San Bartolomé de Tirajana	Santa Águeda	220	66	125
TENERIFE					
1	Candelaria	Candelaria	220	66	125
2	Candelaria	Candelaria	220	66	125
3	Candelaria	Candelaria	220	66	125
4	Granadilla de Abona	Granadilla	220	66	125
5	Granadilla de Abona	Granadilla	220	66	125
6	Santa Cruz de Tenerife	Buenos Aires	220	66	125
7	Arico	El Porís	220	66	125
8	Arico	El Porís	220	66	125
9	Granadilla de Abona	Abona	220	66	125
10	Granadilla de Abona	Abona	220	66	125
11	Adeje	Los Vallitos	220	66	125
12	Adeje	Los Vallitos	220	66	125
LANZAROTE					
1	Yaiza	Playa Blanca	132	66	80
2	Yaiza	Playa Blanca	132	66	80
FUERTEVENTURA					
1	Pájara	Matas Blancas	132	66	80
2	Pájara	Matas Blancas	132	66	80
3	La Oliva	La Oliva	132	66	80
4	La Oliva	La Oliva	132	66	80
5	Puerto del Rosario	Puerto del Rosario	132	66	80
6	Puerto del Rosario	Puerto del Rosario	132	66	80
7	Puerto del Rosario	Puerto del Rosario	132	66	80

Tabla 14. Unidades de transformación pertenecientes a la red de transporte de Canarias 2019. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2019.

En cuanto a las actuaciones futuras, no se pueden llevar a cabo actuaciones que previamente no hubieran sido recogidas en la planificación como medio para asegurar que el programa establecido tenga una visión global y se garantice un reparto justo de presupuestos. No obstante, la legislación vigente establece otros mecanismos para la modificación puntual de la planificación incluyendo o eliminando actuaciones para solucionar problemas detectados o dar cobertura a situaciones sobrevenidas.

En la actualidad sigue vigente la Planificación de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020 aunque ya se encuentra en elaboración la planificación correspondiente al siguiente período, 2021-2026. La legislación actual marca que el plan de desarrollo de la red de transporte debe ser actualizado con una periodicidad de 4 años, y abarcar períodos de 6 años. Por esta razón, en el año 2019, se publicó la Orden TEC/212/2019 por la que se iniciaba el procedimiento para efectuar propuestas de desarrollo de la red de transporte de energía eléctrica con horizonte temporal hasta 2026. Dicho documento de planificación debe describir todas las actuaciones que se pretendan desarrollar en la red eléctrica española, abarcando:

1. Infraestructuras eléctricas para la integración de energías renovables.
2. Resolución de restricciones técnicas y contingencias detectadas.
3. Enlaces e interconexiones eléctricas.
4. Desarrollo de redes de partida.
5. Apoyo a la distribución de energía eléctrica.
6. Renovación de instalaciones de transporte.
7. Infraestructuras necesarias para asegurar el suministro de energía eléctrica.
8. Otras actuaciones no recogidas en los puntos anteriores.

Con fecha de 21 de octubre de 2015 se publicaba la Orden IET/2209/2015 por la que se aprobaba el documento de Planificación Energética “Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015 – 2020”. Este documento de planificación se inició con la Orden IET/2595/2012, momento a partir del cual el operador del sistema realizó los análisis y cálculos necesarios para elaborar una primera propuesta de las infraestructuras necesarias en dicho horizonte temporal. El borrador del Plan de Desarrollo de la Red de Transporte fue seguidamente sometido a informe de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, quien emitió fallo a mediados del mes de abril de 2015. Por otra parte, en cumplimiento de la Ley 9/2006, dicho documento se sometió a informe de sostenibilidad ambiental e información pública, elaborándose el documento definitivo que, finalmente, se publicaba a mediados del año 2015.

En la Planificación de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020, se indicaban las necesidades de adaptar tanto la red eléctrica de transporte como la potencia de las centrales térmicas, en función de la demanda prevista, la energía renovable planificada para su instalación, la central de bombeo Chira-Soria, etc., con el objetivo de garantizar, en todo momento, la calidad y seguridad del suministro eléctrico. También señalaba algunas actuaciones que podrían llevarse a cabo en el futuro si se conseguía resolver asuntos como el refuerzo del eje Lanzarote – Fuerteventura que daría lugar a la posible interconexión entre Gran Canaria y Fuerteventura.

En las siguientes ilustraciones se muestra la distribución geográfica de la de la red de transporte en cada una de las islas incluyendo las subestaciones y líneas eléctricas, tanto existentes como programadas, a partir de la información disponible y la publicada por Red Eléctrica de España.

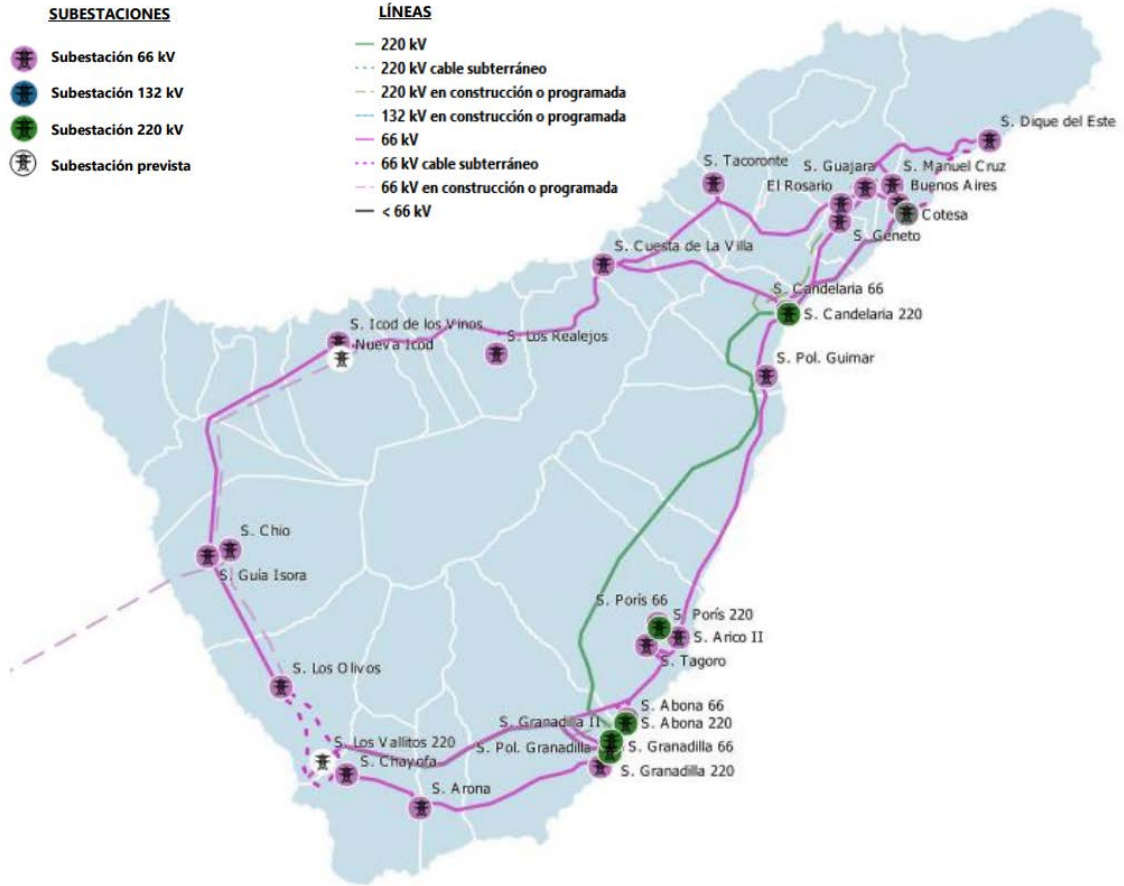


Ilustración 9 Distribución geográfica de la red de transporte en Tenerife. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2019.

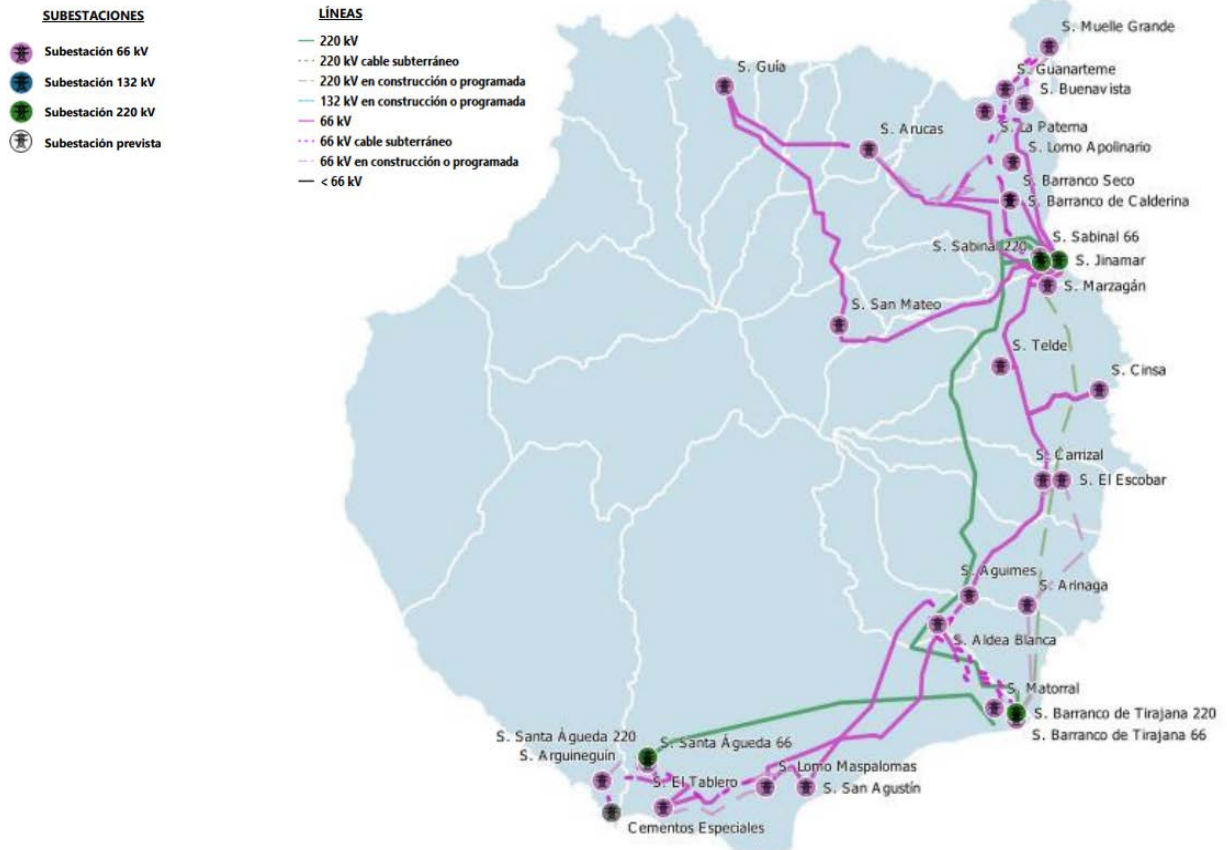


Ilustración 10 Distribución geográfica de la red de transporte en Gran Canaria. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2019

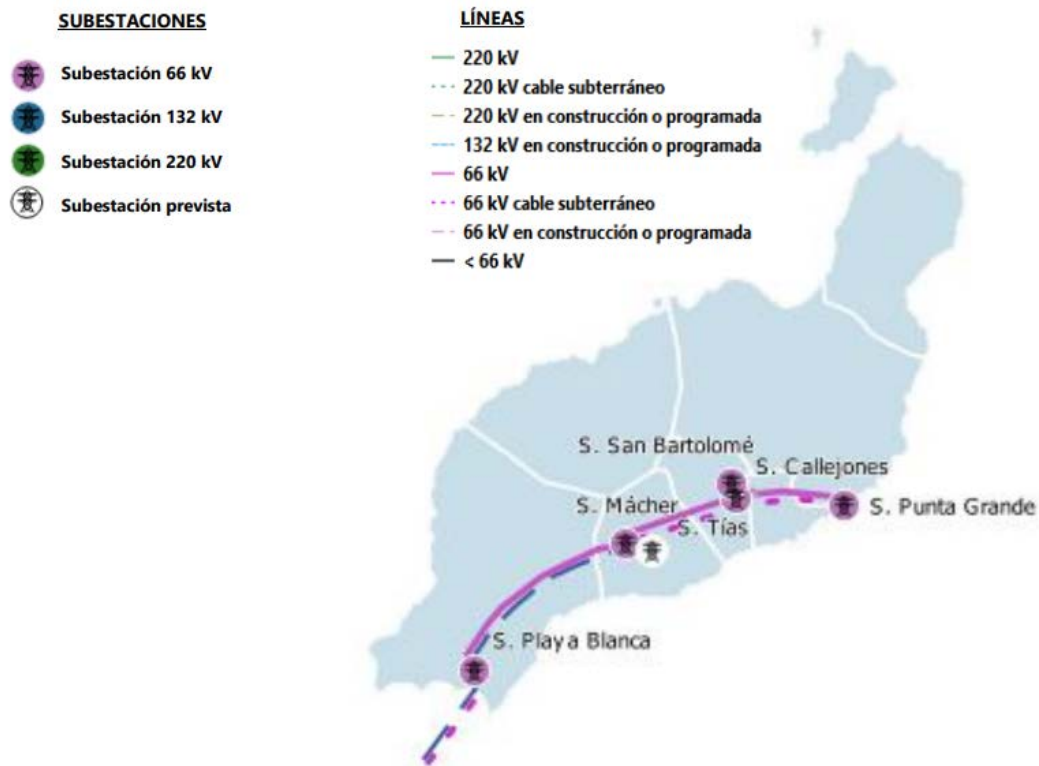


Ilustración 11 Distribución geográfica de la red de transporte en Lanzarote. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2019.

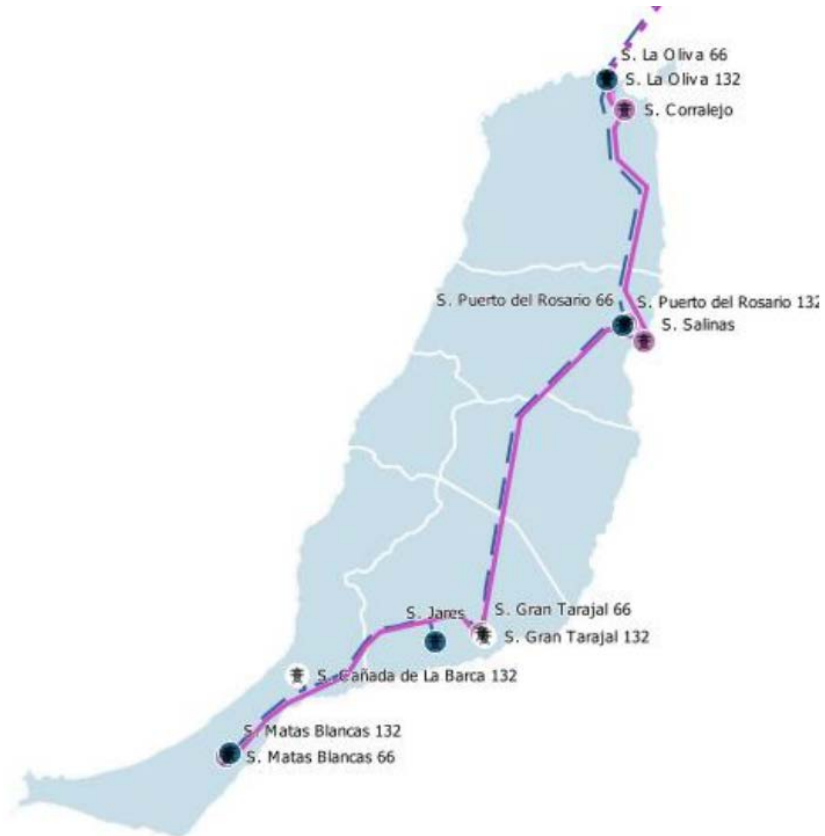


Ilustración 12 Distribución geográfica de la red de transporte en Lanzarote - Fuerteventura. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2019



Ilustración 13 Distribución geográfica de la red de transporte en La Palma. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2019

Como ya se comentó al inicio de este apartado, las únicas islas que no disponen de red eléctrica de transporte, son La Gomera y El Hierro. No obstante, como se describe en el próximo apartado, está prevista la interconexión entre La Gomera y Tenerife, lo que conllevará la construcción de una subestación eléctrica en la central térmica de El Palmar de 66 kV, situada en San Sebastián de La Gomera, para poder ejecutar dicha infraestructura.

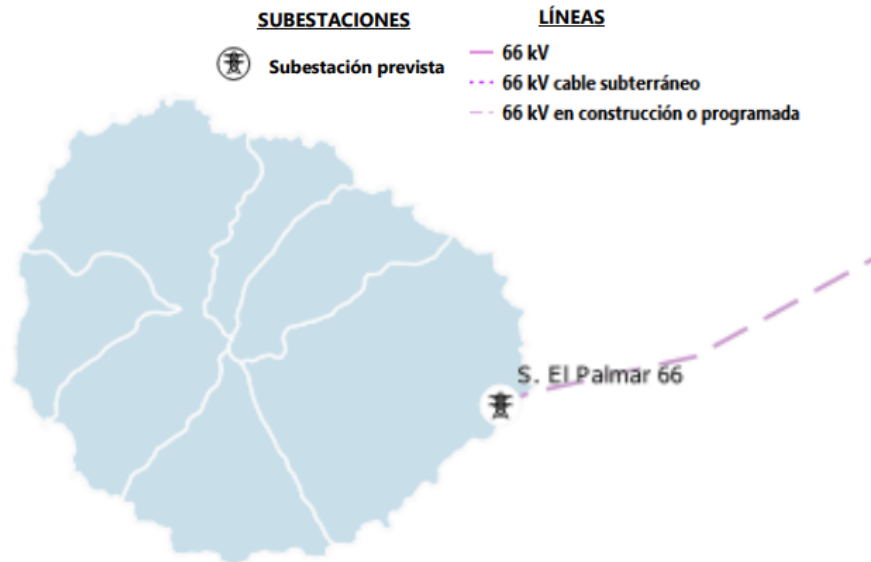


Ilustración 14 Distribución geográfica de la red de transporte en La Gomera. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2019

En el Hierro, a pesar de que no existe red de transporte, se muestra igualmente, una imagen en la que se puede ver la subestación eléctrica que conecta la central hidráulica, la central de bombeo y el parque eólico, situada en una zona anexa a la subestación de Llanos Blancos, de doble embarrado y doble interruptor y punto de enganche en la SE Llanos Blancos. La red eléctrica de El Hierro tiene niveles de 20 kV y 0,4 kV.



Ilustración 15 Distribución geográfica de la red de transporte en El Hierro. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2019.

3.1.5 Interconexiones eléctricas entre islas

En la actualidad, la única interconexión eléctrica existente entre islas es la que une Lanzarote y Fuerteventura, si bien ya se trabaja en las fases finales de tramitación de la interconexión eléctrica entre Tenerife y La Gomera.

En el nuevo modelo energético, las interconexiones eléctricas interinsulares juegan un papel fundamental para lograr una mayor integración de energías renovables y avanzar hacia la descarbonización. Por este motivo, el fortalecimiento de las interconexiones será una prioridad en el desarrollo de la red de transporte durante los próximos años. Las principales ventajas técnicas y económicas de las interconexiones entre islas son las que se mencionan a continuación:

- **Mayor integración de las energías renovables.** A medida que la capacidad de interconexión aumenta, también lo hace el volumen de producción renovable que un sistema es capaz de integrar en condiciones de seguridad y calidad de suministro. Esto es debido a que la energía renovable que no tiene cabida en el propio sistema se puede exportar a otros sistemas eléctricos vecinos, en lugar de aplicar políticas de corte. Del mismo modo, ante la falta de producción renovable o problemas en la red, se puede importar energía del sistema al que se está interconectado. Las interconexiones también aumentan de manera considerable la robustez del sistema eléctrico, pudiendo adoptar políticas de coordinación entre sistemas eléctricos individuales para gestionar las necesidades de reservas rodantes.
- **Contribución a la seguridad y continuidad del suministro eléctrico en los sistemas interconectados.** Las interconexiones eléctricas y, por ende, los intercambios de energía, son el respaldo instantáneo más significativo a la seguridad de suministro.
- **Aumento de la eficiencia de los sistemas interconectados.** Con la capacidad que queda “libre” en las líneas y que no va destinada a la seguridad del suministro, se establecen diariamente intercambios comerciales de electricidad aprovechando la diferencia de precios de la energía entre los sistemas eléctricos interconectados. Estos cambios permiten que la generación de electricidad se realice con las tecnologías más eficientes. Así, la energía fluye desde donde es más barata hacia donde es más cara.

En resumen, las interconexiones mejoran la fiabilidad de los sistemas eléctricos por las posibilidades de apoyo mutuo en caso de déficit de potencia en uno de los sistemas interconectados. Este apoyo no es equivalente a la capacidad de las interconexiones, ya que no sólo se precisa de capacidad de transporte, sino también de generación sobrante en el sistema que exporta energía.

Además, gracias al apoyo proporcionado por las interconexiones, se puede retrasar la instalación de potencia adicional para cumplir con los índices de cobertura establecidos en la legislación española.

3.1.5.1 Interconexión Fuerteventura – Lanzarote

Como se ha comentado, Fuerteventura y Lanzarote son las únicas islas interconectadas eléctricamente en Canarias. El sistema eléctrico de estas dos islas se caracteriza por tener un

comportamiento prácticamente lineal, estando compuesta por una única línea de 66 kV desde la subestación de Mácher, en Lanzarote, hasta la subestación de Matas Blancas, en Fuerteventura, conectando ambas islas a través de un cable submarino a 66 kV y 60MVA.

Debido a que la capacidad real de operación de las interconexiones no depende sólo de su capacidad física sino de las condiciones de explotación y operación, la capacidad real de la interconexión entre las islas es de 35 MW en sentido Fuerteventura - Lanzarote y de 30 MW al contrario. En el momento de entrada de la nueva interconexión, la capacidad real utilizada en la operación del sistema ascenderá a 60 MW en ambos sentidos.

La interconexión actual del sistema eléctrico formado por Fuerteventura-Lanzarote, presenta algunos problemas que ponen en riesgo la seguridad y calidad del suministro de electricidad en ambas islas.

Por un lado, la inyección de generación en régimen ordinario se realiza, únicamente, desde dos nudos, uno en cada isla: la central térmica de Las Salinas, ubicada en el término municipal de Puerto del Rosario en Fuerteventura y la central térmica de Punta Grande, en el municipio de Arrecife en Lanzarote.

Por otro lado, la reducida inercia total del sistema se traduce en grandes variaciones de frecuencia en caso de perturbaciones tales como la desconexión de grupos generadores o cortocircuitos, pérdida repentina de generación renovable, etc. Incluso si se dispusiera de una reserva rodante superior a la potencia de la generación que se desconecta, se podría producir el colapso del sistema si la frecuencia cae con más rapidez que la capacidad de respuesta de los reguladores de carga-velocidad. Por todo ello, el actual sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura es débil y presenta un alto riesgo de sufrir cortes de suministro y de incumplir los criterios básicos de seguridad e idoneidad de los procedimientos de operación P.O.1 y P.O.13 de los sistemas eléctricos no peninsulares. De hecho, ya los incumple debido a la falta de mallado y a la escasez de centros de generación que aporten inercia y estabilidad al sistema. Esto es:

- Incumplimiento del P.O.1. Se debe a que el sistema presenta, en algunos de sus nudos, tensiones por debajo de los límites admisibles con plena disponibilidad de la red de transporte (N). De hecho, toda la demanda del centro/sur de Fuerteventura se suministra mediante una única línea de 66 kV, con una longitud considerable. Esto provoca que en las subestaciones de Gran Tarajal y Matas Blancas, cuya demanda puede suponer alrededor del 40-50% de la demanda total de Fuerteventura, se registren tensiones inferiores al límite operativo inferior (62 kV) recogidas en dicho procedimiento.
- Incumplimiento de P.O.13. Según este procedimiento, el sistema debe soportar contingencias simples (N-1) sin afección a la calidad y seguridad de suministro. En la actualidad, ante la apertura repentina de alguna de las líneas que forman parte del eje Fuerteventura – Lanzarote, se produce la separación del sistema en dos con el consiguiente desequilibrio entre la generación y el consumo que, en muchos casos, da lugar a una gran inestabilidad, pudiendo llegar a producir un cero de tensión en la totalidad del sistema.

Ante esta situación, se ha planificado un plan de desarrollo de la red de transporte consistente en la creación de un nuevo eje de doble circuito en 132 kV entre Mácher y Matas Blancas, incluyendo un nuevo enlace submarino entre las islas con esa tensión:

Nuevo eje de 132 kV entre Tías y Playa Blanca.

- Doble circuito Tías - Playa Blanca 132 kV
- Nuevas subestaciones de Playa Blanca 132 kV y Tías 66 kV
- 2 transformadores 132/66 kV en Playa Blanca
- E/S Tías en el DC Punta Grande – Mácher 66 kV y 3 reactancias en Tías 66 kV
- Segundo circuito Punta Grande – Callejones 66 kV
- La subestación Tías 132 kV y las dos unidades de transformación en Tías no están paralizadas por el RDL 13/2012

Nuevo enlace Lanzarote – Fuerteventura 132 kV.

- Nuevo enlace submarino entre Playa Blanca y La Oliva 132 kV
- Reactancias asociadas: 1 en Playa Blanca y 2 en La Oliva 132 kV
- Capacidad de transporte: 121 MVA

Nuevo eje de 132 kV entre La Oliva y Matas Blancas.

- Doble circuito La Oliva - Puerto del Rosario 132 kV
- Subestaciones de La Oliva 132 kV y 66 kV y Puerto del Rosario 132 kV y 66 kV
- Doble circuito La Oliva – Corralejo 66 kV y cambios topológicos de los actuales circuitos de 66 kV Corralejo – Salinas y Salinas – Gran Tarajal a La Oliva – Puerto del Rosario 66 kV y Puerto del Rosario – Gran Tarajal 66kV.
- El doble circuito Puerto del Rosario – Gran Tarajal – Matas Blancas 132 kV y las subestaciones de Gran Tarajal y Matas Blancas 132 kV no están paralizadas por el RDL 13/2012
- Unidades de transformación 132/66 kV en La Oliva (2), Puerto del Rosario (4), Gran Tarajal (2) y Matas Blancas (2)

Segundo circuito Punta Grande – Callejones 66 kV. Gran parte de estas actuaciones han sido desbloqueadas recientemente con la publicación del acuerdo de Ministros por el que se desbloquean aspectos puntuales del plan de desarrollo de la red de transporte de electricidad incluido en la Planificación de los sectores de electricidad y gas 2008-2016, quedando pendiente de desbloqueo el circuito Punta Grande Callejones 66 kV y la cuarta unidad de transformación en Puerto del Rosario.

Se muestra en la siguiente tabla un resumen de las unidades físicas asociadas a la interconexión eléctrica entre las islas de Lanzarote y Fuerteventura.

Resumen de las unidades físicas de la interconexión FV-LZ		
Características	132 kV	66 kV
Posiciones	32	44
Línea aérea [km]	79	11
Cable [km]	10	14
Enlace submarino [km]	20	
Reactancias [MVar]	27	18
Transformadores 132/66 kV [MVA]	960	

Tabla 15. Resumen de las unidades física de la interconexión FV – LZ y elementos asociados

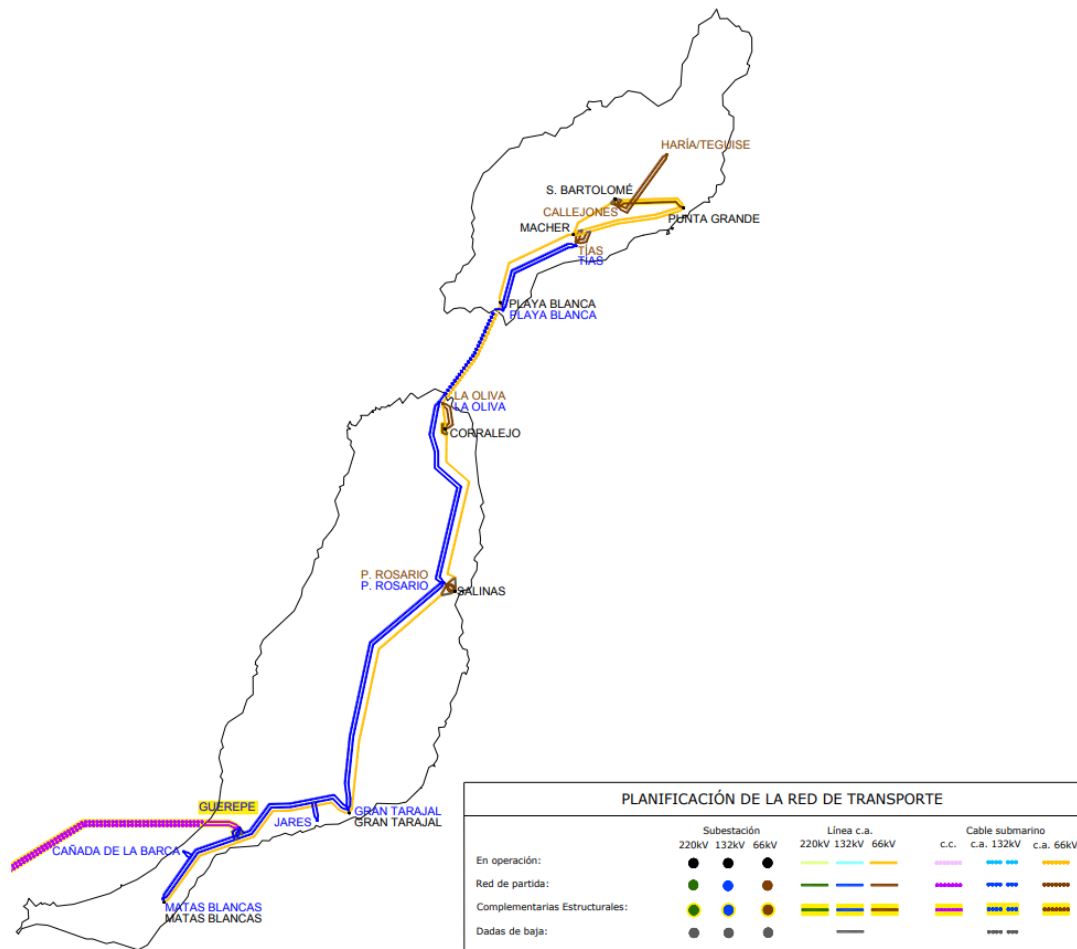


Ilustración 16 Red de transporte en el sistema eléctrico Fuerteventura – Lanzarote. Fuente: Planificación de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020

Las funciones que va a cumplir la nueva instalación en el sistema eléctrico de estas islas son, principalmente, las siguientes:

- Aporte de una segunda vía para la evacuación, transporte y alimentación de las demandas de electricidad en dichas regiones. Con la ejecución de este proyecto el nivel de calidad y seguridad del suministro eléctrico, en ambas islas, mejorará notablemente, ya que se dispondrá de dos circuitos eléctricos (el nuevo cable y el existente).
- El nuevo enlace de 132 kV Playa Blanca – La Oliva es fundamental para asegurar la calidad del suministro de la demanda del sistema. El mallado de la red de transporte contribuirá a obtener una mayor fiabilidad y calidad en el suministro de la demanda de este

subsistema; además, incrementará el apoyo mutuo entre ambas islas para maximizar la integración de energías renovables y conseguir reducir costes de generación.

- El enlace Lanzarote – Fuerteventura junto con la capacidad de interconexión con el sistema de Gran Canaria supondrá un apoyo mutuo entre los sistemas de las tres islas y se asegurará la fiabilidad del sistema en su conjunto, conforme a los criterios establecidos en el corto plazo, sin la necesidad de potencia adicional.
- El enlace Lanzarote – Fuerteventura planteado garantizará la cabida del máximo de generación de energía eólica, por lo que la nueva interconexión favorecerá la integración de renovables y, por tanto, la reducción de emisiones de CO₂ del sistema eléctrico de las islas.
- El sistema eléctrico de Lanzarote no precisaría de nueva potencia térmica convencional a instalar, al menos, hasta 2020, según la Planificación de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020, gracias a la nueva interconexión con Fuerteventura.
- En Fuerteventura, y en las condiciones base, se precisa de nueva generación térmica en 2020 (24 MW más para mantener el LOLE por debajo del límite máximo en el escenario superior); no obstante, este incremento sería innecesario si se realiza la interconexión entre Fuerteventura y Gran Canaria. La necesidad de más potencia convencional dependerá, principalmente, de la evolución de la demanda eléctrica.

3.1.5.2 Interconexión Tenerife – La Gomera

Esta interconexión eléctrica ya se contemplaba entre las actuaciones previstas en el Plan de desarrollo de la red de transporte 2015-2020. Pese a que dicha inversión ha sufrido algún retraso, se avanza para que sea definitivamente ejecutada durante el año 2022.

Esta interconexión permitirá a La Gomera disponer de mayor robustez para incrementar la seguridad y calidad de su suministro eléctrico y lograr una mayor contribución de las energías renovables en comparación con la situación actual. Como ya se ha puesto de manifiesto, La Gomera, es la isla con menor penetración de renovables del archipiélago.

El proyecto de interconexión submarina entre Tenerife y La Gomera se incluye como parte de los ejes: Los Olivos 66 kV, Chío – Drago 66 kV y el enlace submarino Tenerife (Chío) – La Gomera (El Palmar) 66 kV. La motivación de los proyectos incluidos en estos ejes es aumentar la fiabilidad y la seguridad del sistema ejecutando una nueva línea a 66 kV de Los Olivos a Chío, de Chío a Drago y de Drago a Icod de los Vinos y Cuesta de la Villa, con la construcción de dos nuevas subestaciones, Chío y Drago, y un nuevo enlace entre Tenerife y La Gomera, así como la resolución de restricciones técnicas del sistema, reduciendo tanto sus costes como las sobrecargas o dificultades en el control de tensión.

En este enlace la subestación de origen sería la de El Palmar en La Gomera, mientras que la subestación final sería Chío en Tenerife. El nivel de tensión es de 66 kV, de doble circuito, con una longitud total de 42 km (de los que 33 km, aproximadamente, suponen el tramo submarino) y una capacidad de transporte de 50 MVA por circuito.

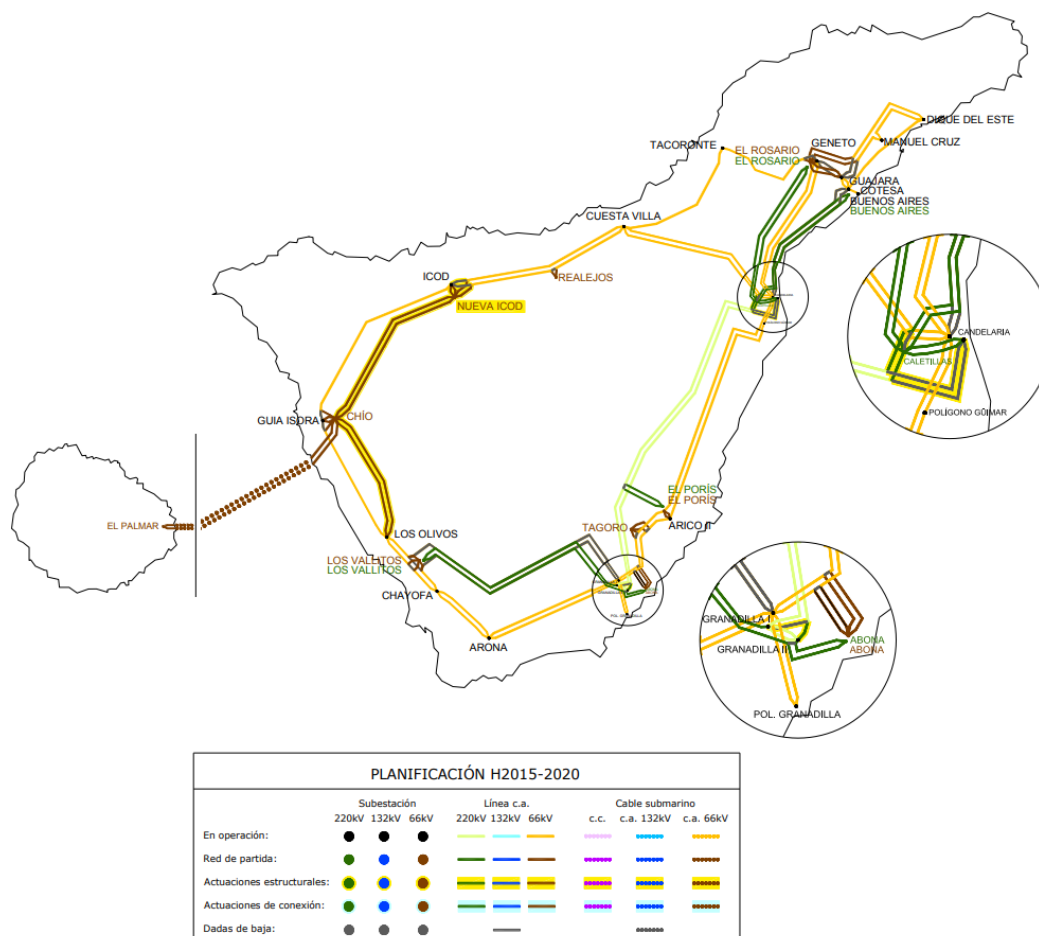


Ilustración 17 Red de transporte en el sistema eléctrico Tenerife – La Gomera. Fuente: Planificación de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020

3.1.5.3 Interconexión Gran Canaria – Fuerteventura – Lanzarote

Esta interconexión, recogida en la Planificación de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020 como actuación futura, podría contribuir a robustecer el sistema eléctrico de Gran Canaria y el de Fuerteventura-Lanzarote formando un sistema eléctrico único y aprovechando las capacidades de generación renovable y de gestión energética a través de almacenamientos que existirían en años venideros en estas islas. Además, se espera que este enlace aporte una mayor y mejor gestión de la generación de ambos sistemas y, por ende, una reducción de los costes.

Este enlace submarino se realizaría entre la futura subestación de Guerepe en Fuerteventura (132 kV con E/S en Gran Tarajal – Cañada de la Barca 132 kV y en Matas Blancas – Jarres 132 kV) y Barranco de Tirajana III en Gran Canaria, mediante un cable en corriente continua.

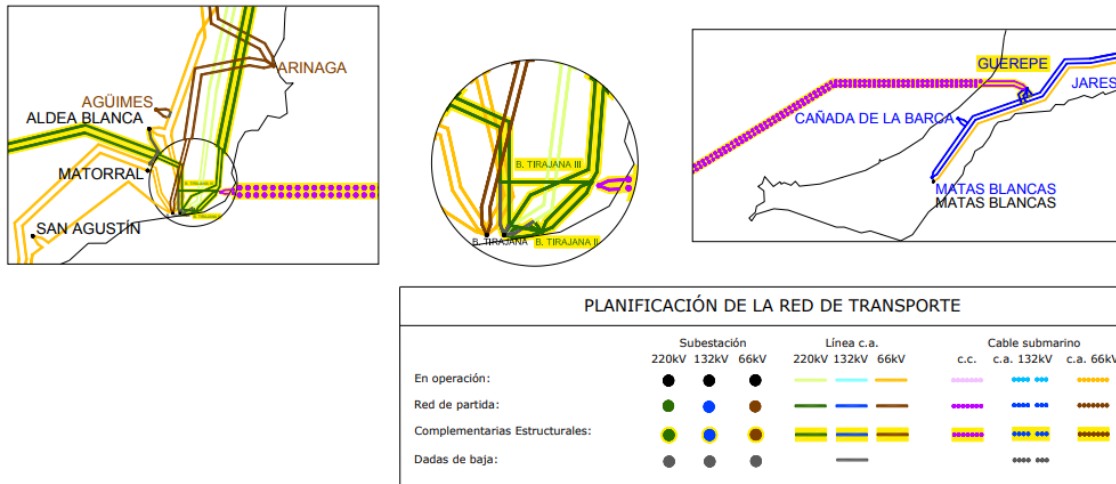


Ilustración 18. Elementos de la red de transporte involucrados en el enlace Gran Canaria (izquierda) – Fuerteventura (derecha). Fuente: Planificación de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020

Estos sistemas eléctricos, como los del resto de islas, se caracterizan por tener una generación gestionable muy centralizada y concentrada en uno o dos puntos. En Gran Canaria se concentra en dos nudos (Jinámar y Barranco de Tirajana) mientras que en Fuerteventura y Lanzarote en uno (Las Salinas y Punta Grande, respectivamente). Esta centralización y concentración de la generación gestionable da lugar a un mayor riesgo de apagones en las islas debido a que cualquier incidente que ocurra en estos nudos, puede provocar la pérdida de mucha generación. En este sentido, la puesta en marcha de una interconexión equivale, desde el punto de vista eléctrico, a dotar al sistema de un nuevo punto de inyección de generación, reduciendo la vulnerabilidad del sistema frente a pérdidas de producción eléctrica. De este modo, además, mejora considerablemente la seguridad del suministro disminuyendo la energía no suministrada fruto de incidencias en la red.

Por otro lado, el enlace permitirá un uso más eficiente de los recursos de generación por lo que el sistema, en su conjunto, necesitará menos cantidad de reserva y una menor potencia instalada, permitiendo una mayor integración de energías renovables al tratarse de un sistema más grande y robusto.

En la Planificación de la red de transporte de energía eléctrica 2015-2020, se cuantifican algunos de los beneficios que lleva aparejada la puesta en funcionamiento de este enlace, como son:

- Reducción de las emisiones de CO₂ en unas 240 ktCO_{2-eq}, o lo que es lo mismo, más del 6% de las emisiones del sistema conjunto.
- Reducción de los costes variables de generación estimado en 62 M€.
- Reducción de las necesidades de nueva potencia para 2020 (aproximadamente de 127 MW) lo que supone un ahorro en términos de costes fijos de generación de unos 30 M€.

3.2 Análisis del consumo de combustibles fósiles asociados a la generación térmica convencional

La característica principal del sistema energético de Canarias es la gran dependencia del consumo de combustibles fósiles. Conforme a los datos publicados en el Anuario Energético de Canarias, en el año 2019 se alcanzaron unas importaciones de 5.762,5 kTm de combustibles siguiéndose una distribución entre tipos de combustibles semejante a la que se presenta a continuación.

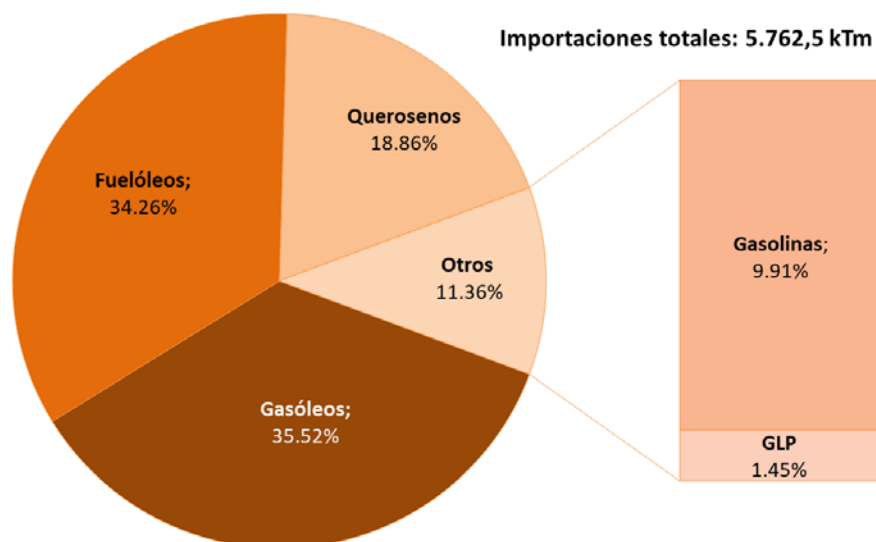


Ilustración 19 Importaciones de combustibles fósiles en Canarias. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2019

La totalidad de los derivados del petróleo fueron importados desde la península. Esta situación se ha mantenido constante desde el cierre de la refinería de Tenerife en el año 2017. Además, del total de productos petrolíferos recibidos en Canarias, un 33% se destinó a bunkering (repostajes de barcos cisterna a otros barcos en puertos) mientras que el resto se consumió en el mercado interior (67%).

En la siguiente tabla se muestra la evolución del consumo de combustibles en las centrales eléctricas convencionales desde 2015 hasta 2019.

Como puede observarse, las únicas islas que aumentaron dicho consumo, respecto al año 2018, fueron La Palma, La Gomera y El Hierro, mientras que el resto lo redujeron. Finalmente, para el conjunto de Canarias, el consumo se redujo en un 5,7%.

Evolución del consumo de combustibles en generación térmica convencional								
Año	Fuel		Gasóleo		Diésel - Oil		Total	
	Tm	Δ (%)	Tm	Δ (%)	Tm	Δ (%)	Tm	Δ (%)
GRAN CANARIA								
2015	371.689	7,1%	311.325	-4,4%	-	-	683.014	1,6%
2016	401.380	8,0%	295.632	-5,0%	-	-	697.012	2,0%
2017	421.807	5,1%	295.298	-0,1%	-	-	717.105	2,9%
2018	375.013	-11,1%	296.486	0,4%	-	-	671.499	-6,4%
2019	334.696	-10,8%	309.118	4,3%	-	-	643.813	-4,1%
TENERIFE								
2015	350.281	6,2%	355.621	0,7%	-	-	705.901	3,4%

2016	399.601	14,1%	323.760	-9,0%	-	-	723.361	2,5%
2017	406.487	1,7%	333.772	3,1%	-	-	740.259	2,3%
2018	378.648	-6,8%	342.290	2,6%	-	-	720.937	-2,6%
2019	326.169	-13,9%	335.124	-2,1%	-	-	661.293	-8,3%
LANZAROTE								
2015	153.288	0,0%	11.311	-37,3%	-	-	164.599	-3,9%
2016	164.984	7,6%	11.495	1,6%	-	-	176.479	7,2%
2017	170.555	3,4%	13.459	17,1%	-	-	184.014	4,3%
2018	164.450	-3,6%	14.187	5,4%	-	-	178.637	-2,9%
2019	156.601	-4,8%	15.018	5,9%	-	-	171.620	-3,9%
FUERTEVENTURA								
2015	114.171	0,4%	32.977	3,5%	-	-	147.148	1,1%
2016	119.701	4,8%	35.337	7,2%	-	-	155.038	5,4%
2017	117.899	-1,5%	47.247	33,7%	-	-	165.146	6,5%
2018	117.135	-0,6%	42.864	-9,3%	-	-	159.998	-3,1%
2019	111.574	-4,7%	38.996	-9,0%	-	-	150.571	-5,9%
LA PALMA								
2015	50.784	2,4%	1.590	59,6%	-	-	52.374	3,5%
2016	51.113	0,6%	1.189	-25,2%	-	-	52.302	-0,1%
2017	51.250	0,3%	1.684	41,6%	-	-	52.934	1,2%
2018	50.198	-2,1%	2.390	41,9%	-	-	52.589	-0,7%
2019	51.066	1,7%	2.544	6,4%	-	-	53.611	1,9%
LA GOMERA								
2015	-	-	-	-100%	15.583	109,1%	15.583	11,9%
2016	-	-	-	-	15.989	2,6%	15.989	2,6%
2017	-	-	-	-	16.764	4,8%	16.764	4,8%
2018	-	-	-	-	16.481	-1,7%	16.481	-1,7%
2019	-	-	-	-	16.738	1,6%	16.738	1,6%
EL HIERRO								
2015	-	-	-	-	10,780	12,7%	10,780	12,7%
2016	-	-	-	-	6,026	-44,1%	6,026	-44,1%
2017	-	-	-	-	5,437	-9,8%	5,437	-9,8%
2018	-	-	-	-	4,278	-21,3%	4,278	-21,3%
2019	-	-	-	-	4,521	5,7%	4,521	5,7%
CANARIAS								
2015	1.040.213	4,7%	712.823	-3,2%	26.362	54,9%	1.779.398	1,9%
2016	1.136.779	9,3%	667.414	-6,4%	22.015	-16,5%	1.826.208	2,6%
2017	1.167.998	2,7%	691.460	3,6%	22.202	0,8%	1.881.659	3,0%
2018	1.085.445	-7,1%	698.217	1,0%	20.759	-6,5%	1.804.420	-4,1%
2019	980.107	-9,7%	700.800	0,4%	21.259	2,4%	1.702.166	-5,7%

Tabla 16. Evolución del consumo de combustibles fósiles en centrales eléctricas convencionales por tipo de combustible 2015-2019. Fuente: Anuario del sector eléctrico de Canarias 2019

En las siguientes ilustraciones, se representa la evolución del total de consumo de combustibles fósiles por isla. Se desglosa la información en dos gráficos para que pueda ser apreciado de mejor forma los resultados por años según la magnitud de las importaciones.

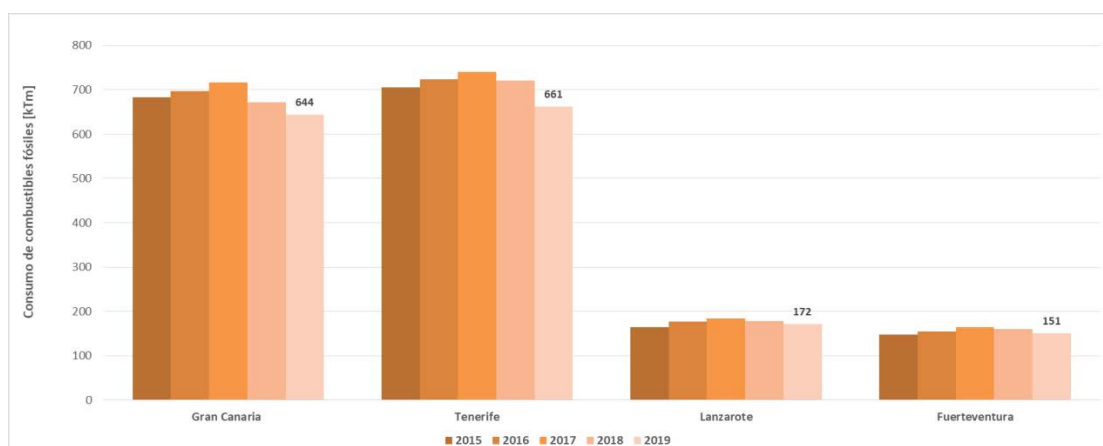


Ilustración 20. Evolución del consumo de combustibles fósiles total en Gran Canaria, Tenerife, Lanzarote y Fuerteventura 2015-2019

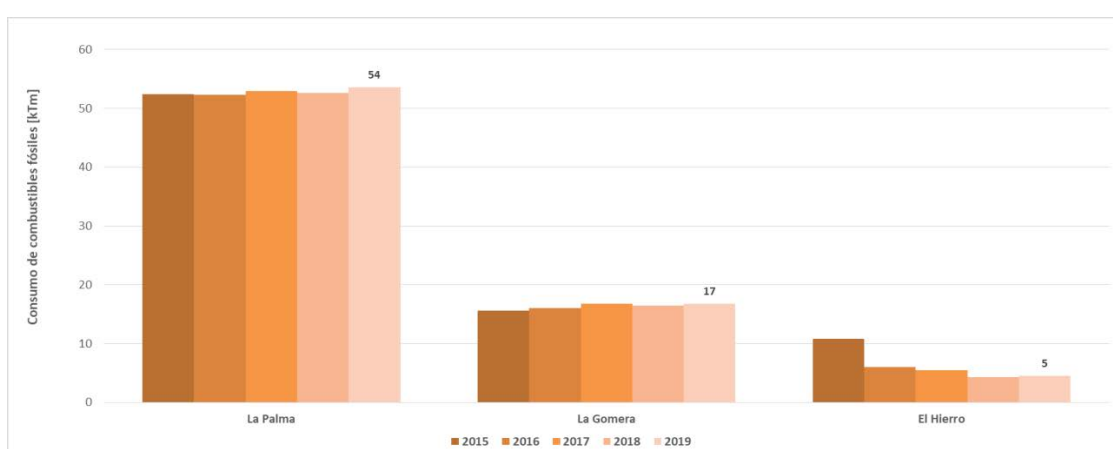


Ilustración 21. Evolución del consumo de combustibles fósiles total en La Palma, La Gomera y El Hierro 2015-2019

Como puede verse, todas las islas representadas en la primera ilustración han ido reduciendo su consumo de combustible desde 2017 siendo Tenerife la que más lo redujo en 2019, con un 8,3% menos que el año anterior.

En el caso de La Palma y La Gomera, donde apenas se ha incrementado su potencia renovable en ese período, el consumo de combustibles se ha mantenido sin grandes cambios. Por otra parte, en el caso concreto de El Hierro puede verse que en 2016 se produjo una importante reducción en el consumo de combustible por el funcionamiento en plena carga y operación de la central hidroeléctrica de Gorona del Viento.

En 2019, el combustible más empleado para generar electricidad fue el fuelóleo (57,6%), seguido del gasóleo (41,2%) y por último el diésel-oil (1,2%), que solo tiene representación en La Gomera y El Hierro.

En el siguiente Ilustración se muestran estos porcentajes de participación de los combustibles por tipo e isla en 2019.

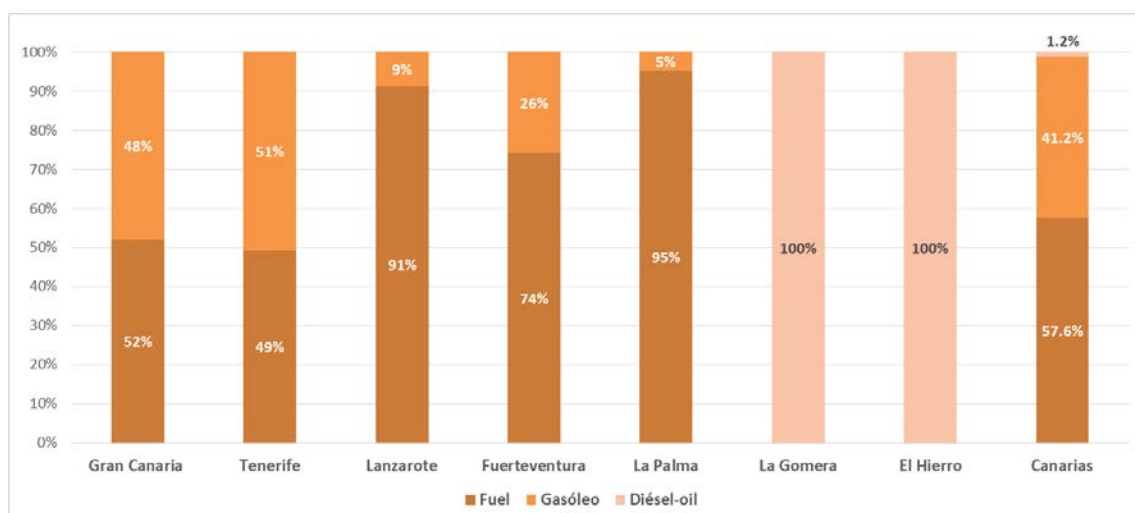


Ilustración 22. Porcentajes de participación del consumo de combustibles fósiles por tipo de combustible e islas en las centrales eléctricas convencionales 2019

A continuación, se muestra el consumo de combustibles por tipo de tecnología y combustible en cada una de las islas y en el conjunto de Canarias en 2019.

Tecnología	Consumo combustibles 2019 [Tm]			
	Fuel	Gasóleo	Diésel-oil	Total
GRAN CANARIA				
Turbina vapor	303.737	277	0	304.014
Motor diésel	30.959	1.508	0	32.467
Turbina gas	0	12.955	0	12.955
Ciclo combinado	0	294.378	0	294.378
Total	334.696	309.118	0	643.813
TENERIFE				
Turbina vapor	291.433	238	0	291.671
Motor diésel	34.735	2.786	0	37.522
Turbina gas	0	33.961	0	33.961
Ciclo combinado	0	298.139	0	298.139
Total	326.169	335.124	0	661.293
LANZAROTE				
Motor diésel	156.601	9.587	0	166.189
Turbina gas	0	5.431	0	5.431
Total	156.601	15.018	0	171.62
FUERTEVENTURA				
Motor diésel	111.574	2.590	0	114.164
Turbina gas	0	36.407	0	36.407
Total	111.574	38.996	0	150.571
LA PALMA				
Motor diésel	51.066	2.355	0	53.421
Turbina gas	0	190	0	190
Total	51.066	2.544	0	53.611
LA GOMERA				
Motor diésel	0	0	16.738	16.738
EL HIERRO				
Motor diésel	0	0	4.521	4.521
CANARIAS				
Turbina vapor	595.170	515	0	595.685
Motor diésel	384.935	18.826	21.259	425.020
Turbina gas	0	88.944	0	88.944
Ciclo combinado	0	592.517	0	592.517
Total	980.105	700.802	21.259	1.702.166

Tabla 17. Consumo de combustible por tipo de tecnología y combustible por islas 2019.

Por tecnologías, las que más consumen son la turbinas de vapor (fuel) seguida de los ciclos combinados alimentados con gasóleo y, por último, los motores diésel alimentados, principalmente, con fuel aunque también emplean diésel en islas como La Gomera y El Hierro y gasóleo. Las turbinas de gas son los grupos que menos consumen porque sólo suelen emplearse para cubrir picos de demanda (grupos más ineficientes pero de respuesta rápida).

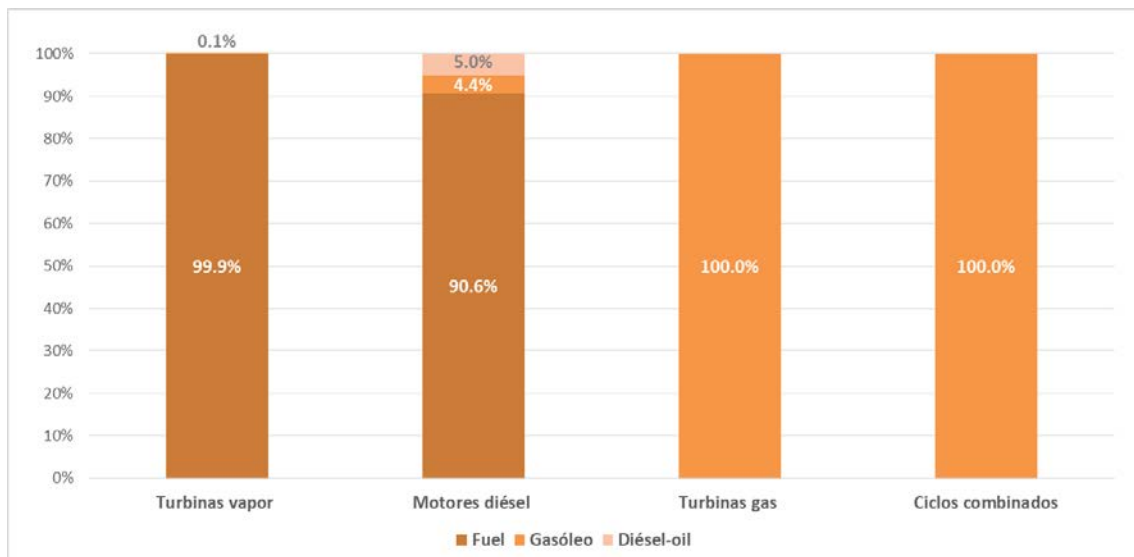


Ilustración 23. Consumo porcentual de combustibles fósiles por tipo de tecnología y combustible en Canarias 2019

Por último, se muestra el consumo específico bruto (CEB) calculado como la relación entre el consumo de combustibles (multiplicado por su poder calorífico superior, PCS) y la producción eléctrica en bornes del generador.

Consumo térmico, consumo específico y rendimiento térmico en las centrales eléctricas convencionales												
Tecnología	Consumo térmico [MWh térmico]				CEB (th/kWh)				Rendimiento térmico			
	16	17	18	19	16	17	18	19	16	17	18	19
GRAN CANARIA												
Turbina vapor	4.211.111	4.496.829	4.028.169	3.687.884	2,57	2,56	2,56	2,57	0,33	0,34	0,34	0,33
Motor diésel	665.206	628.357	534.932	394.766	2,05	2,06	2,06	2,05	0,42	0,42	0,42	0,42
Turbina gas	301.171	319.069	271.812	165.198	4,46	4,46	4,46	4,48	0,19	0,19	0,19	0,19
C.C.	3.481.982	3.458.665	3.494.741	3.753.822	1,93	1,96	1,98	2,02	0,44	0,44	0,44	0,43
Turbina vapor (*)	3.976.923	4.246.434	3.804.158	3.482.791	2,43	2,42	2,42	2,43	0,35	0,36	0,36	0,35
Motor diésel (*)	628.194	593.385	505.138	372.736	1,94	1,94	1,95	1,94	0,44	0,44	0,44	0,44
Turbina gas (*)	283.211	300.042	255.603	155.347	4,20	4,19	4,20	4,21	0,20	0,21	0,20	0,20
C.C. (*)	3.274.341	3.252.415	3.286.339	3.529.970	1,82	1,84	1,86	1,90	0,47	0,47	0,46	0,45
TENERIFE												
Turbina vapor	4.175.840	4.236.646	4.007.076	3.538.145	2,64	2,64	2,64	2,65	0,33	0,33	0,33	0,32
Motor diésel	680.195	700.927	598.286	456.875	2,00	2,01	1,99	2,04	0,43	0,43	0,43	0,42
Turbina gas	566.492	584.395	529.526	433.058	3,53	3,57	3,52	3,53	0,24	0,24	0,24	0,24
C.C.	3.576.121	3.688.597	3.822.923	3.801.780	1,96	2,00	2,01	2,08	0,44	0,43	0,43	0,41
Turbina vapor (*)	3.943.617	4.001.037	3.784.234	3.341.381	2,50	2,49	2,50	2,51	0,34	0,35	0,34	0,34
Motor diésel (*)	642.34	661.933	564.979	431.325	1,89	1,90	1,87	1,93	0,46	0,45	0,46	0,45
Turbina gas (*)	532.71	549.546	497.949	407.234	3,32	3,36	3,31	3,32	0,26	0,26	0,26	0,26
C.C. (*)	3.362.866	3.468.635	3.594.950	3.575.068	1,85	1,88	1,89	1,96	0,47	0,46	0,46	0,44
LANZAROTE												

Consumo térmico, consumo específico y rendimiento térmico en las centrales eléctricas convencionales												
Motor diésel	2.095.921	2.167.320	2.100.455	2.021.845	2,12	2,13	2,14	2,14	0,41	0,40	0,40	0,40
Turbina gas	52.419	73.766	75.25	69.251	4,70	4,51	4,57	4,66	0,18	0,19	0,19	0,18
Motor diésel (*)	1.978.987	2.046.400	1.983.226	1.908.921	2,00	2,01	2,02	2,02	0,43	0,43	0,43	0,43
Turbina gas (*)	49.293	69.367	70.762	65.121	4,42	4,24	4,30	4,38	0,19	0,20	0,20	0,20
FUERTEVENTURA												
Motor diésel	1.476.197	1.458.395	1.443.890	1.386.430	2,17	2,17	2,17	2,16	0,40	0,40	0,40	0,40
Turbina gas	428.739	577.433	523.551	464.248	4,75	4,71	4,76	4,72	0,18	0,18	0,18	0,18
Motor diésel (*)	1.394.009	1.377.181	1.363.504	1.309.200	2,05	2,04	2,05	2,04	0,42	0,42	0,42	0,42
Turbina gas (*)	403.172	542.999	492.331	436.564	4,47	4,43	4,48	4,44	0,19	0,19	0,19	0,19
LA PALMA												
Motor diésel	632.483	640.188	636.9	649.467	2,23	2,20	2,21	2,22	0,39	0,39	0,39	0,39
Turbina gas	2.666	2.967	2.49	2.42	3,80	3,98	3,77	3,45	0,23	0,22	0,23	0,25
Motor diésel (*)	597.261	604.513	601.37	613.23	2,11	2,08	2,08	2,10	0,41	0,41	0,41	0,41
Turbina gas (*)	2.507	2.79	2.341	2.275	3,58	3,74	3,54	3,25	0,24	0,23	0,24	0,27
LA GOMERA												
Motor diésel	200.603	210.332	206.817	210.044	2,37	2,36	2,35	2,36	0,36	0,36	0,37	0,37
Motor diésel (*)	188.519	197.662	194.358	197.391	2,23	2,22	2,21	2,21	0,39	0,39	0,39	0,39
EL HIERRO												
Motor diésel	75.603	68.221	53.68	56.73	2,37	2,39	2,39	2,35	0,36	0,36	0,36	0,37
Motor diésel (*)	71.049	64.111	50.446	53.313	2,23	2,24	2,25	2,21	0,39	0,38	0,38	0,39

Tabla 18. Evolución del consumo térmico, consumo específico bruto y rendimiento térmico en las centrales eléctricas convencionales por islas entre 2016-2019.

Estos cálculos se han realizado usando como referencia el poder calorífico inferior (PCI). Además, se indica el rendimiento térmico como la relación entre la producción eléctrica y el consumo térmico de los grupos. Los valores de PCS y PCI para cada combustible son los que se presentan a continuación.

Poderes caloríficos por tipos de combustible		
Combustible	PCS	PCI
Fuel	10.430 kcal/kg	9.850 kcal/kg
Gasóleo	9.265 kcal/l	8.713 kcal/l
Diésel-oil	10.790 kcal/kg	10.140 kcal/kg

Tabla 19. Poder calorífico inferior y superior de los diferentes combustibles

Llevando a cabo un análisis insular de los promedios de los datos expuestos, **es fácil apreciar que Lanzarote presenta la mayor eficiencia térmica con un factor del 41,87%, seguido de La Palma con un 40,93%, Gran Canaria con un 40,16%, El Hierro con un 38,90%, Tenerife con un 38,88%, La Gomera con un 38,85% y Fuerteventura con un 36,47%**. Para llegar a esta media se ha tenido en cuenta que los grupos de vapor y los ciclos combinados son las unidades que más aportan para cubrir la demanda en el cómputo global aplicándose una media geométrica. Los valores de eficiencia descritos en el párrafo anterior se mantienen prácticamente sin variaciones por años, si bien sí existen cambios significativos en función del tipo de unidad que es usada para producir la energía.

El estudio revela que a día de hoy las unidades más eficientes son los motores diésel y los ciclos combinados en los cuales se alcanzan valores próximos al 45%, en cambio las turbinas de gas (operadas con gasoil y en horas punta) apenas superan el 20%.

3.3 Análisis de la Vida Útil Regulatoria (VUR) de la generación actual y proyectos en el horizonte de planificación

Con el fin de garantizar la viabilidad técnica del sistema energético de Canarias a medio plazo, es de vital importancia llevar a cabo un análisis de la vida útil regulatoria del parque de generación térmica convencional, así como el estudio de los proyectos de instalación de generadores en el horizonte de planificación considerado en esta estrategia.

Conforme con la normativa vigente, se debe disponer obligatoriamente de los medios técnicos necesarios para asegurar la cobertura de demanda de energía eléctrica en todo momento, lo que se traduce en que se debe disponer de un parque de generación lo suficientemente robusto para cumplir con dicha obligatoriedad.

Según se establece con el Real Decreto 738/2015, para el cálculo de la cobertura probabilística de la demanda **sólo se pueden considerar aquellos generadores que se encuentren dentro de su vida útil regulatoria**, hecho bastante importante en la situación de Canarias ya que existen varias unidades que han excedido su vida útil regulatoria o que se acercan al final de la misma. De igual forma, **existen determinados generadores que tienen un funcionamiento limitado dado que no cumplen con los criterios establecidos en la Directiva 2010/75/CE en lo relativo a emisiones industriales**.

Por otra parte, **el análisis probabilista de cobertura de demanda debe centrarse en aquellos generadores que tengan entidad suficiente como para ser clasificados en la categoría A establecida en el Real Decreto 738/2015**, donde se incluyen los grupos de generación hidroeléctricos no fluyentes, y térmicos que utilicen como fuentes de energía carbón, hidrocarburos, biomasa, biogás, geotermia, residuos y energías residuales procedentes de cualquier instalación, máquina o proceso industrial cuya finalidad no sea la producción de energía eléctrica, así como las instalaciones de cogeneración de potencia neta superior a 15 MW.

El estudio que se lleva a cabo en esta estrategia toma como datos de partida la información disponible en el registro ministerial RAIPEE.

Los resultados se presentan por islas. En este sentido, se incluyen dos columnas al final de las tablas donde se informa del estado en el que se encontraría cada unidad de producción en el año 2030, primeros diez años del horizonte temporal de descarbonización, y en el año 2040, segundos diez años de dicho horizonte. Los códigos empleados para describir el estado de los generadores térmicos convencionales, son los que se relacionan en los siguientes ítems.

- **OP:** Hace referencia a los grupos que se encontrarían en operación a mitad de camino de la descarbonización (2030).
- **EMI:** Clasifica a aquellos generadores que tendrían una limitación de horas de funcionamiento anuales como consecuencia del incumplimiento de los criterios establecidos en la Directiva 2010/75/UE.
- **RET:** Grupos que actualmente se encuentran limitados por cumplimiento de la Directiva 2010/75/UE pero que han recibido un régimen retributivo especial para adaptarse a las consignas de esta norma comunitaria.

- **VUR30:** Grupos que finalizan su vida útil regulatoria dentro del horizonte a 2030.
- **VUR40:** Grupos que finalizan su vida útil regulatoria dentro del horizonte a 2040.
- **IND:** Grupos ya considerados como no disponibles o que no operan desde el año 2019.

3.3.1 Tenerife

En Tenerife se estima que con anterioridad a 2030 debería producirse la parada de 12 unidades de generación que hasta la actualidad han estado en operación, de las que 7 ya superaron su vida útil regulatoria antes de 2020. Más allá de dicho horizonte la situación se mantendría con los 5 grupos restantes, debiéndose parar el primero tras el año 2030, el segundo a partir de 2031, dos más después de 2035 y al año siguiente la turbina de vapor restante. Por tanto, a partir del año 2037 no existiría generación térmica convencional en la isla.

Parque de generación de categoría A [Tenerife]								
Central	Nombre de la Unidad de Producción	Puesta en marcha	Fecha fin vida útil	Producción 2019 (MWh)	Potencia disponible a 2019 y 2020 (MW)	Situación VUR 2020	Situación VUR 2030	Situación VUR 2040
TEF. Arona	ARONA 1, GAS 1	19/05/2003	2028	26.001	21,6	EMI	VUR30	VUR30
	ARONA 2, GAS 2	03/06/2003	2028	15.404	21,6	EMI	VUR30	VUR30
TEF. Candelaria	CANDELARIA 3, DIÉSEL 1	01/05/1972	1997	0	8,51	IND	IND	IND
	CANDELARIA 4, DIÉSEL 2	01/02/1973	1997	0	8,51	IND	IND	IND
	CANDELARIA 5, GAS 3	01/12/1972	1997	0	14,7	IND	IND	IND
	CANDELARIA 6, DIÉSEL 3	01/11/1973	1998	0	8,51	IND	IND	IND
	CANDELARIA 9, VAPOR 5	14/03/1979	2004	130.119	37,28	VUR/EMI	IND	IND
	CANDELARIA 10, VAPOR 6	01/10/1984	2010	145.918	37,28	VUR/EMI	IND	IND
	CANDELARIA 11, GAS 1	04/11/1988	2013	11.239	32,34	VUR	VUR	VUR
TFE. Granadilla	CANDELARIA 12, GAS 2	13/07/1989	2014	4.674	32,34	VUR	VUR	VUR
	GRANADILLA 1, GAS 1	24/08/1990	2015	2.245	32,34	VUR	VUR	VUR
	GRANADILLA 2, DIÉSEL 1	01/06/1991	2016	92.266	20,51	VUR	VUR	VUR
	GRANADILLA 3, DIÉSEL 2	01/08/1991	2016	86.658	20,51	VUR	VUR	VUR
	GRANADILLA 5, VAPOR 1	08/12/1995	2020	414.246	74,24	RET	VUR30	VUR30
	GRANADILLA 4, VAPOR 2	05/09/1995	2020	378.954	74,24	RET	VUR30	VUR30
	GRANADILLA 6, GAS 2	10/12/2001	2026	26.096	39,2	OP	VUR30	VUR30
	GRANADILLA 7, GAS 3 (CC1)	21/09/2003	2028	136.611	68,7	OP	VUR30	VUR30
	GRANADILLA 8, GAS 4 (CC1)	09/04/2004	2029	95.219	68,7	OP	VUR30	VUR30
	GRANADILLA 9, VAPOR, 3 (CC 1)	01/06/2005	2030	115.100	68,7	OP	OP	VUR30
	GRANADILLA 10, TG 5 (CC2)	16/06/2010	2035	383.652	75	OP	OP	VUR40
	GRANADILLA 11, TG 6 (CC2)	09/07/2010	2035	367.965	75	OP	OP	VUR40
GRANADILLA 12, VAPOR 4 (CC2)	21/10/2011	2036	402.406	76,2	OP	OP	VUR40	
TFE. Guía de Isora	GUIA DE ISORA GAS 1	01/03/2006	2031	15.969	43,1	OP	OP	VUR40
TFE. Refinería (COTESA)	COTESA	06/06/1995	2019	-	36	IND	IND	IND
Potencia total en horizontes definidos					918,88 MW	706,28 MW	338 MW	0 MW

Tabla 20. Parque de generación de Categoría A en Tenerife y su estado en 2030 y 2040

Haciendo un análisis más detallado, 5 unidades ya han superado su vida útil regulatoria en la actualidad (las dos últimas lo hicieron en 2020), durante el periodo comprendido entre los años 2021-2025 no se rebasaría la vida útil regulatoria de ninguna unidad más, mientras que en el periodo 2026-2030 esa situación sería alcanzada por otros 7 generadores. Conforme a lo estipulado en el Real Decreto 738/2015, se pasaría de un parque de generación de categoría A de 919 MW (potencia disponible en el año 2019) a 338 MW en 2030, lo que supone una

disminución del 63,2%. Finalmente, se estima que 2 unidades de generación finalicen su vida útil regulatoria tras el año 2035 y las 3 restantes lo hagan durante 2040.

Además, las unidades que finalizarán su vida útil regulatoria antes de 2030 serían los grupos de menor tamaño y, por tanto, los que mayor flexibilidad otorgan al sistema eléctrico de la isla. Podrían continuar en funcionamiento algunos grupos de vapor individuales y asociados a los dos ciclos combinados así como las turbinas de gas del ciclo combinado 2.

La suma de la potencia que podría mantenerse en el año 2030 es de 338 MW. Teniendo en cuenta que la potencia disponible en la actualidad de categoría A es de 919 MW, la caída de la producción gestionable sería del 63,2%. Para el año 2040 no existiría generación de categoría A en la isla de Tenerife.

Las condiciones descritas en el párrafo anterior enfatizan la necesidad de buscar soluciones que no atiendan únicamente al objetivo de descarbonizar el sistema eléctrico, sino que además aseguren la disponibilidad de potencia síncrona en el sistema capaz de aportar la seguridad de suministro necesaria para el correcto funcionamiento de estas instalaciones.

3.3.2 Gran Canaria

En la isla de Gran Canaria dejarían de funcionar un total de 12 unidades de generación térmica antes del año 2030, y continuaría reduciéndose la potencia disponible de categoría A hasta que en el año 2038 se produzca el desmantelamiento del grupo de vapor 4 asociado al ciclo combinado de la central de Barranco de Tirajana, momento a partir del que no se dispondría de generadores de clase A en la isla.

Parque de generación de categoría A [Gran Canaria]								
Central	Nombre de la Unidad de Producción	Puesta en marcha	Fecha fin vida útil	Producción 2019 (MWh)	Potencia disponible a 2019 y 2020 (MW)	Situación VUR 2020	Situación VUR 2030	Situación VUR 2040
GCA. Barranco de Tirajana	BARRANCO DE TIRAJANA 1, GAS 1	01/07/1992	2017	1.610	32,34	VUR	VUR	VUR
	BARRANCO DE TIRAJANA 2, GAS 2	11/05/1995	2020	2.072	32,34	VUR	VUR	VUR
	BARRANCO DE TIRAJANA 5, GAS 3 (CC 1)	19/07/2003	2028	88.497	68,7	OP	VUR30	VUR30
	BARRANCO DE TIRAJANA 6, GAS 4 (CC 1)	21/08/2003	2028	121.992	68,7	OP	VUR30	VUR30
	BARRANCO DE TIRAJANA 7, VAPOR 3 (CC1)	04/07/2008	2029	110.600	68,7	OP	VUR30	VUR30
	BARRANCO DE TIRAJANA 3, VAPOR 1	01/01/1996	2031	423.026	74,24	RET	RET	VUR40
	BARRANCO DE TIRAJANA 4, VAPOR 2	05/06/1996	2031	416.566	74,24	RET	RET	VUR40
	BARRANCO DE TIRAJANA 8, GAS 5 CC2	01/08/2006	2031	386.099	75,0	OP	OP	VUR40
	BARRANCO DE TIRAJANA 9, GAS 6 CC2	27/11/2006	2031	377.086	75,0	OP	OP	VUR40
	BARRANCO DE TIRAJANA 10, VAPOR 4 CC2	18/06/2008	2038	448.221	77,0	OP	OP	VUR40
GCA. Jinámar	JINAMAR 2, DIÉSEL 1	01/02/1973	1998	0	8,51	IND	IND	IND
	JINAMAR 3, DIÉSEL 2	27/08/1973	1998	0	8,51	IND	IND	IND
	JINAMAR 4, DIÉSEL 3	01/02/1974	1999	0	8,51	IND	IND	IND
	JINAMAR 7, GAS 1	21/04/1981	2006	912	17,64	VUR	VUR	VUR
	JINAMAR 8, VAPOR 4	01/08/1982	2007	178.536	55,56	VUR/EMI	VUR	IND
JINAMAR 9, VAPOR 5	05/12/1984	2010	125.670	55,56	VUR/EMI	VUR	IND	

Parque de generación de categoría A [Gran Canaria]								
	JINAMAR 10, GAS 2	26/01/1989	2014	8.318	32,34	VUR	VUR	VUR
	JINAMAR 11, GAS 3	01/05/1989	2014	17.490	32,34	VUR	VUR	VUR
	JINAMAR 12, DIÉSEL 4	07/06/1990	2015	69.892	20,51	VUR	VUR	VUR
	JINAMAR 13, DIÉSEL 5	08/08/1990	2015	84.842	20,51	VUR	VUR	VUR
Potencia total en horizontes definidos					880,72 MW	581,58 MW	375,48 MW	0 MW

Tabla 21 Parque de generación de Categoría A en Gran Canaria y su estado en 2030 y 2040

Desarrollando un análisis quinquenal de la situación, 9 unidades ya rebasan su vida útil regulatoria en la actualidad, en el periodo 2021-2025 no se produciría la parada de ninguna unidad, mientras que 3 unidades deberían finalizar su operación antes de 2030. 4 unidades lo harían antes de 2035 y la única restante antes de 2040. La suma de las potencias de las unidades que sí podrían estar operativas hasta el 2030 es de 375,48 MW frente a los 880,72 MW de las unidades que estaban en funcionamiento durante el año 2019. Esto supone una reducción de la potencia aportada por generadores de categoría A del 57%.

Al igual que en el caso de Tenerife, en Gran Canaria se perdería uno de los dos centros de producción, ya que no habría ninguna unidad de producción operativa en la central de Jinámar a partir de 2030. Cabe destacar que, a pesar de que los grupos de vapor 4 y 5 finalizaron su vida útil regulatoria en el año 2007 y 2010 respectivamente, han continuado operando hasta el año 2020 para mantener ese centro de producción incluso cuando incumplen la normativa comunitaria de emisiones industriales. La misma situación se producía en Tenerife con los grupos de vapor 5 y 6, los cuales permitían mantener en funcionamiento la central de Candelaria a pesar de sus restricciones operativas.

La situación descrita plantea una situación de urgencia también en el caso de Gran Canaria. En este sentido, se deben buscar soluciones que permitan asegurar la cobertura de demanda en condiciones de seguridad y garantía de suministro.

3.3.3 Lanzarote

En la isla de Lanzarote si en la actualidad existen 13 unidades diésel y turbinas de gas en operación, para el año 2030 sólo mantendrían la condición de cumplimiento del criterio de vida útil regulatoria 2 generadores diésel cuya potencia suma 35,2 MW y que finalizarían su vida útil regulatoria en el año 2031.

Parque de generación de categoría A [Lanzarote]								
Central	Nombre de la Unidad de Producción	Puesta en marcha	Fecha fin vida útil	Producción 2019 (MWh)	Potencia disponible a 2019 y 2020 (MW)	Situación VUR 2020	Situación VUR 2030	Situación VUR 2040
LZE. Punta grande	PUNTA GRANDE 2, DIÉSEL 1	06/06/1986	2011	20.901	6,49	VUR	VUR	VUR
	PUNTA GRANDE 3, DIÉSEL 2	01/12/1986	2011	13.793	6,49	VUR	VUR	VUR
	PUNTA GRANDE 7, DIÉSEL 3	06/10/1987	2012	6.732	6,49	VUR	VUR	VUR
	PUNTA GRANDE 9, GAS 1	01/06/1988	2013	6.013	19,60	VUR	VUR	VUR
	PUNTA GRANDE 11, DIÉSEL 4	14/07/1989	2014	91.889	12,85	VUR	VUR	VUR
	PUNTA GRANDE 12, DIÉSEL 5	05/05/1989	2014	90.070	12,85	VUR	VUR	VUR
	PUNTA GRANDE 13, DIÉSEL 6	01/09/1992	2017	142.442	20,51	VUR	VUR	VUR
	PUNTA GRANDE 19, DIESEL 11	25/10/2013	2038	41.030	17,60	OP	OP	VUR40
	PUNTA GRANDE 14, GAS 2	01/01/1998	2023	6.173	32,34	OP	VUR30	VUR30
	PUNTA GRANDE 15, DIÉSEL	21/02/2002	2027	95.442	17,20	OP	VUR30	VUR30

	7							
	PUNTA GRANDE 16, DIÉSEL 8	21/01/2002	2027	104.442	17,20	OP	VUR30	VUR30
	PUNTA GRANDE DIÉSEL 9	01/02/2006	2031	90.717	17,60	OP	OP	VUR40
	PUNTA GRANDE DIÉSEL 10	01/03/2006	2031	71.293	17,60	OP	OP	VUR40
Potencia total en horizontes definidos					204,82 MW	119,54 MW	52,8 MW	0 MW

Tabla 22. Parque de generación de Categoría A en Lanzarote y su estado en 2030 y 2040

Sabiendo que el parque de generación actual tiene una potencia de 204,82 MW, se produciría una caída de la potencia disponible en categoría A del 74% hasta 2030 y al año siguiente no existirían unidades que pudieran ser consideradas a efectos de seguridad y garantía del suministro.

De las 11 unidades que finalizarían su VUR antes de 2030, 7 finalizaron su vida útil regulatoria antes del 2020 pero continúan en funcionamiento para garantizar la cobertura de demanda de la isla. En el periodo 2021-2025 de planificación finalizaría la vida útil regulatoria de la turbina de gas 2 de Punta Grande, en el periodo 2026-2030 se sumaría los grupos diésel 7 y 8, y en el periodo 2031-2035 se concluiría la VUR de otras tres unidades.

3.3.4 Fuerteventura

La situación en Fuerteventura es prácticamente idéntica a la de Lanzarote. Ya existen 8 grupos que han finalizado su vida útil regulatoria antes del año 2020 pero continúan en funcionamiento para garantizar la cobertura de demanda de la isla. A partir del año 2031 se alcanzaría la vida útil regulatoria de todas las unidades, lo que supondría una reducción de la potencia aportada y considerada para garantía por generadores de categoría A, del 100%.

Parque de generación de categoría A [Fuerteventura]								
Central	Nombre de la Unidad de Producción	Puesta en marcha	Fecha fin vida útil	Producción 2019 (MWh)	Potencia disponible a 2019 y 2020 (MW)	Situación VUR 2020	Situación VUR 2030	Situación VUR 2040
FTV. Las Salinas	LAS SALINAS 1, DIÉSEL 1	06/10/1975	2000	18.688	3,820	VUR	VUR	VUR
	LAS SALINAS 2, DIÉSEL 2	01/02/1976	2001	16.807	3,820	VUR	VUR	VUR
	LAS SALINAS 3, DIÉSEL 3	01/02/1980	2005	10.994	4,110	VUR	VUR	VUR
	LAS SALINAS 4, DIÉSEL 4	15/11/1981	2006	28.384	6,210	VUR	VUR	VUR
	LAS SALINAS 5, DIÉSEL 5	07/10/1981	2006	20.449	6,210	VUR	VUR	VUR
	LAS SALINAS 6, DIÉSEL 6	18/06/1990	2015	112.703	20,510	VUR	VUR	VUR
	LAS SALINAS 7, GAS 1	01/10/1992	2017	22.157	21,850	VUR	VUR	VUR
	LAS SALINAS 8, GAS 2	01/07/2000	2025	58.495	29,400	OP	VUR30	VUR30
	LAS SALINAS 10, DIÉSEL 7	16/07/2004	2026	111.201	17,200	OP	VUR30	VUR30
	LAS SALINAS 11, DIÉSEL 8	25/07/2005	2030	102.975	17,200	OP	OP	VUR40
	LAS SALINAS 12, DIÉSEL 9	28/09/2005	2030	98.627	17,200	OP	OP	VUR40
LAS SALINAS 9 (GAS MÓVIL 1)	01/01/1988	2013	1.430	11,740	VUR	VUR	VUR	
Potencia total en horizontes definidos					159,27 MW	81,00 MW	34,4 MW	0 MW

Tabla 23 Parque de generación de Categoría A en Fuerteventura y su estado en 2030 y 2040

En el año 2030 seguirían disponibles dos generadores que cumplirían su vida útil regulatoria a lo largo del mismo, mientras que en el horizonte a 2040 no existirían grupos de categoría A que pudieran ser considerados a efectos de garantía de potencia.

3.3.5 La Palma

La situación sería semejante a la expuesta en islas de Lanzarote y Fuerteventura, ya que en este caso se tendrían únicamente dos generadores en funcionamiento en el año 2030. En detalle, se tienen seis grupos que llevan más de 12 años incumpliendo la condición de vida útil regulatoria, un grupo cuya vida útil regulatoria finalizaría en el periodo 2021-2025, otro lo haría en el periodo 2026-2030, y los dos restantes entre 2031 y 2035.

Parque de generación de categoría A [La Palma]								
Central	Nombre de la Unidad de Producción	Puesta en marcha	Fecha fin vida útil	Producción 2019 (MWh)	Potencia disponible a 2019 y 2020 (MW)	Situación VUR 2020	Situación VUR 2030	Situación VUR 2040
LPA. Los Guinchos	LOS GUINCHOS 6, DIÉSEL 6	01/02/1973	1998	8.922	3,82	VUR	VUR	VUR
	LOS GUINCHOS 7, DIÉSEL 7	07/12/1973	1998	12.192	3,82	VUR	VUR	VUR
	LOS GUINCHOS 8, DIÉSEL 8	01/05/1975	2000	15.968	3,82	VUR	VUR	VUR
	LOS GUINCHOS 9, DIÉSEL 9	07/07/1980	2005	5.783	4,30	VUR	VUR	VUR
	LOS GUINCHOS 10, DIÉSEL 10	17/03/1983	2008	21.087	6,69	VUR	VUR	VUR
	LOS GUINCHOS 12, DIÉSEL 11	01/03/1995	2020	7.203	6,69	VUR	VUR	VUR
	LOS GUINCHOS 13, DIÉSEL 12	01/02/2001	2026	56.990	11,50	OP	VUR30	VUR30
	LOS GUINCHOS 14, DIÉSEL 13	10/11/2003	2028	20.206	11,20	OP	VUR30	VUR30
	LOS GUINCHOS 15 , GAS MÓVIL 2	30/03/2006	2031	390	21,60	OP	OP	VUR40
LOS GUINCHOS 16 (DIÉSEL 14)	01/07/2006	2031	37.139	11,50	OP	OP	VUR40	
LOS GUINCHOS 17 (DIÉSEL 15)	01/08/2006	2031	46.269	11,50	OP	OP	VUR40	
LPA. El Mulato	EL MULATO, HIDRAULICA 1	01/01/1956	1981	0	0,80	OP	VUR30	VUR30
Potencia total en horizontes definidos					97,24 MW	68,10 MW	44,6 MW	0 MW

Tabla 24 Parque de generación de Categoría A en La Palma y su estado en 2030 y 2040

Se estima que la potencia que podría ser considerada a efectos de cálculo de la condición de garantía ascendería a 44,6 MW en 2030 frente a los 97,24 MW disponibles en 2020, lo que supondría una reducción del 54,1%.

3.3.6 La Gomera

En esta isla existe un total de 9 unidades diésel en operación, de las que ya han superado su vida útil regulatoria 4 grupos. El grupo diésel 16 finalizaría su vida útil regulatoria en el año 2021, otras dos unidades deberían dejar de operar en el periodo 2026-2030, mientras que las dos restantes lo harían en los periodos 2031-2035 y 2036-2040, respectivamente.

Parque de generación de categoría A [La Gomera]								
Central	Nombre de la Unidad de Producción	Puesta en marcha	Fecha fin vida útil	Producción 2019 (MWh)	Potencia disponible a 2019 y 2020 (MW)	Situación VUR 2020	Situación VUR 2030	Situación VUR 2040
LGO. El Palmar	EL PALMAR 14, DIÉSEL 13	01/01/1987	2012	677	1,40	VUR	VUR	VUR
	EL PALMAR 15, DIÉSEL 14	01/08/1987	2012	2.843	1,84	VUR	VUR	VUR
	EL PALMAR 13, DIÉSEL 12	01/05/1988	2013	228	1,40	VUR	VUR	VUR
	EL PALMAR 16, DIÉSEL 15	01/06/1988	2013	7.242	1,84	VUR	VUR	VUR
	EL PALMAR 17, DIÉSEL 16	01/03/1996	2021	14.417	2,51	OP	VUR30	VUR30
	EL PALMAR 18, DIÉSEL 17	01/05/2000	2025	14.161	2,51	OP	VUR30	VUR30
	EL PALMAR 19, DIÉSEL 18	04/12/2004	2029	16.703	3,10	OP	VUR30	VUR30
	EL PALMAR 20, DIÉSEL 19	03/06/2005	2030	17.351	3,10	OP	OP	VUR40
	C.T. EL PALMAR 21 DIESEL MOVIL 3	05/10/2012	2039	68	0,72	OP	OP	VUR40
Potencia total en horizontes definidos					18,42 MW	11,94 MW	3,82 MW	0 MW

Tabla 25 Parque de generación de Categoría A en La Gomera y su estado en 2030 y 2040

Teniendo en cuenta lo anterior, la potencia que aún seguiría operando en 2030 sin restricciones ascendería hasta los 3,82 MW frente a los 18,42 MW actuales, lo que supone una reducción del 79,3% a mitad del horizonte de planificación.

3.3.7 El Hierro

Este caso sería el menos afectado por el criterio de índice de cobertura de demanda debido a la central hidroeléctrica de Gorona del Viento. Existen en la actualidad 6 generadores operando fuera de su vida útil regulatoria, sumándose a este conjunto un generador en 2025, otros dos en el año 2030, y los dos restantes en 2038 y 2039.

Parque de generación de categoría A [El Hierro]									
Central	Nombre de la Unidad de Producción	Puesta en marcha	Fecha fin vida útil	Producción 2019 (MWh)	Potencia disponible a 2019 y 2020 (MW)	Situación VUR 2020	Situación VUR 2030	Situación VUR 2040	
EHI. Llanos Blancos	LLANOS BLANCOS 9, DIÉSEL 7	01/08/1977	2004	20	0,67	VUR	VUR	VUR	
	LLANOS BLANCOS 11, DIÉSEL 9	01/03/1996	2011	58	0,88	VUR	VUR	VUR	
	LLANOS BLANCOS 1, DIÉSEL MOVIL 1	01/06/1987	2012	450	1,07	VUR	VUR	VUR	
	LLANOS BLANCOS 12, DIÉSEL 10	11/09/1991	2016	197	1,07	VUR	VUR	VUR	
	LLANOS BLANCOS 13, DIÉSEL 11	04/12/1991	2016	390	1,07	VUR	VUR	VUR	
	LLANOS BLANCOS 14, DIÉSEL 12	01/02/1995	2020	1.575	1,26	VUR	VUR	VUR	
	LLANOS BLANCOS 15, DIÉSEL 13	30/03/2000	2025	2.905	1,36	OP	VUR30	VUR30	
	LLANOS BLANCOS 17, DIÉSEL 15	17/10/2007	2032	8.139	1,90	OP	OP	VUR40	
	LLANOS BLANCOS 16, DIÉSEL, 14	21/10/2005	2030	5.815	1,90	OP	OP	VUR40	
	LLANOS BLANCOS 18 (DIÉSEL 16)	10/12/2013	2038	0	1,86	OP	OP	VUR40	
Gorona	APROVECHAMIENTO HIDROEÓLICO DE EL HIERRO	10/02/2014	2039	23.249	11,32	OP	OP	VUR40	
Potencia total en horizontes definidos					24,36 MW	18,34 MW	16,98 MW	0 MW	

Tabla 26 Parque de generación de Categoría A en El Hierro y su estado en 2030 y 2040

La potencia que aún seguiría operando dentro de la condición de vida útil regulatoria ascendería hasta los 16,98 MW en 2030 frente a los 24,36 MW actuales, lo que supone una reducción del 30,3% a mitad del horizonte de la planificación considerada en esta estrategia.

3.3.8 Situación global de Canarias

A modo de conclusión, se presenta en la siguiente tabla un resumen del estado de las unidades de generación térmica de Canarias conforme a su vida útil regulatoria. Se presenta el número de unidades disponibles en la actualidad, las unidades que ya han finalizado su vida útil, así como las que se prevé que alcancen la misma situación antes del año 2030. Esta tabla no se presenta para el año 2040 dado que para ese año no existiría generación térmica convencional donde se cumpla con el criterio de vida útil regulatoria.

Configuración del parque de generación de Canarias según su vida útil						
Islas	Nº Unidades disponibles	Potencia disponible (MW)	Nº Unidades dentro del VUR a 2020	Potencia disponible dentro del VUR a 2020 (MW)	Nº Unidades dentro del VUR a 2030	Potencia disponible dentro del VUR a 2030 (MW)
Tenerife	19	918,88	12	706,28	5	338
Gran Canaria	17	880,72	8	581,58	5	375,5
Lanzarote	13	204,82	5	119,54	3	52,8
Fuerteventura	12	159,27	4	81	2	34,4

Configuración del parque de generación de Canarias según su vida útil						
Islas	Nº Unidades disponibles	Potencia disponible (MW)	Nº Unidades dentro del VUR a 2020	Potencia disponible dentro del VUR a 2020 (MW)	Nº Unidades dentro del VUR a 2030	Potencia disponible dentro del VUR a 2030 (MW)
La Palma	12	97,24	6	68,1	3	44,6
La Gomera	9	18,42	5	11,94	2	3,82
El Hierro	11	24,36	6	18,34	4	16,98
Canarias	93	2.303,71	46	1.586,78	24	866,1

Nota: En esta estimación se ha considerado que las unidades que vencen su vida útil regulatoria justo en el año 2030 aún podrían ser consideradas a efectos de garantía de potencia en ese mismo año. Si esto no fuera así, la potencia neta dentro de VUR a 2030 se reduciría a 785,6 MW con 17 unidades activas.

Tabla 27. Configuración del parque de generación de Canarias según su vida útil regulatoria

Los datos expuestos demuestran la fragilidad del parque de generación de categoría A de Canarias, donde de las 93 unidades de generación disponibles en el archipiélago (2.303,71 MW), 46 superan actualmente la Vida Útil Regulatoria, sumando una potencia total de 1.586,78 MW.

La situación será incluso más frágil en 2030, cuando de los 93 generadores disponibles, sólo 24 no tendrían su VUR vencida, con una potencia total de 866,1 MW. Esto supone que el 62,4% del parque de generación actual habrá superado su vida útil regulatoria en 2030. En el año 2040 todo el parque de generación de Categoría A disponible en 2020 tendría su VUR vencida.

Con independencia de que se aspire a buscar soluciones que no estén basadas en el uso de combustibles fósiles, es necesario contar con generadores de categoría A que sean gestionables y provean de la suficiente inercia al sistema para evitar que se produzcan ceros eléctricos.

Proyectos de esta escala requieren un diseño y una fase de tramitación que pueden dilatar la puesta en marcha durante años como se demuestra con el análisis de proyectos históricos llevados a cabo en Canarias. Desde que se comunica la actuación hasta que es implementada, pueden pasar entre 5 y 8 años pasando por un complejo procedimiento que incluye trámites burocráticos y diferentes concursos para la adquisición de equipos y componentes, etc. Por todo ello, es importante definir las necesidades y buscar alternativas que puedan ser implementadas en Canarias para no sufrir problemas a medio plazo.

4 TRANSICIÓN HACIA UN MODELO DE SISTEMA ELÉCTRICO TOTALMENTE DESCARBONIZADO A 2040

La situación descrita en el apartado anterior es en sí una debilidad del sector eléctrico de Canarias, pero también puede ser visto como **una oportunidad para llevar a cabo un cambio de modelo en el cual se favorezca la sustitución de los grupos actuales por otras tecnologías que sean capaces de adaptarse de mejor forma a los escenarios de total descarbonización previstos a nivel de Canarias para el año 2040**. Por todo ello, se podría proponer la sustitución progresiva del parque de generación térmica convencional con tecnologías que no sólo serían más moderas y eficientes, sino que además tendrían un tamaño adecuado para permitir la actuación en régimen variable priorizando en todo momento la entrada de energías renovables a los sistemas eléctricos del archipiélago.

Debido a que la mayor parte de potencia renovable que está siendo instalada y que seguirá instalándose en Canarias se fundamenta en generación eólica y fotovoltaica, energías renovables no gestionables que dependen de las condiciones meteorológicas existentes en cada instante, se espera que la probabilidad de desbalanceo aumente progresivamente a medida que estas tecnologías vayan teniendo mayor participación en los sistemas eléctricos. En este contexto, **es fundamental disponer, de forma paralela, de sistemas capaces de reaccionar a tiempo real corrigiendo posibles desequilibrios entre la oferta y la demanda para mantener la estabilidad del sistema eléctrico**. El control de estas desviaciones y la forma en la que se debe proceder en la gestión a tiempo real se regula en Canarias a través de los Procedimientos de Operación de los sistemas eléctricos no peninsulares.

De acuerdo con lo anterior, **en todo sistema eléctrico es indispensable contar con potencia síncrona que garantice el equilibrio constante entre generación y consumo**. Además, dichos grupos deben disponer de una capacidad de respuesta ante variaciones de parámetros de red que pudieran derivarse en una pérdida de generación o demanda como consecuencia de fluctuaciones producidas por el recurso renovable no gestionable, o contingencias comunes de red. Este tipo de generadores otorgan flexibilidad al sistema eléctrico posibilitando la respuesta casi inmediata y ofreciendo servicios de ajuste primario, secundario y terciario, así como capacidad para aportar estabilidad de tensión por medio del control de potencia reactiva y voltaje (control Q/V).

Los generadores síncronos poseen una respuesta inercial elevada, siendo capaces de aportar de 5 a 7 veces su potencia nominal de manera transitoria en el instante en el que se produzca un cortocircuito.

En la situación actual, los procedimientos de operación en los sistemas eléctricos no peninsulares fijan que, de forma horaria, se deben encontrar encendidos “los grupos convencionales” necesarios para sustituir al menos la totalidad de la potencia del mayor grupo conectado en ese periodo (50% en regulación primaria y 50% en regulación secundaria). En esta línea, puede interesar el uso de generadores de menor tamaño que, a pesar de ser más ineficientes, **tienen mayor flexibilidad para permitir la entrada de la generación renovable** (en especial la no gestionable) y se dispondría de mayor robustez debido a un mejor soporte de caída de uno de sus grupos de generación, incluso el de mayor tamaño, produciéndose

menores perturbaciones en la tensión y la frecuencia en el instante de inactividad de uno de esos grupos.

Por otra parte, como se ha anunciado al principio de este apartado, interesa evaluar aquellas alternativas de generadores síncronos que puedan ser clasificados como de Categoría A y eviten el uso de combustibles fósiles en la medida de lo posible. De otra forma, no sería posible la reconversión del sistema eléctrico y el sistema energético en su conjunto a una situación de cero emisiones contaminantes en coherencia con el marco establecido a nivel europeo, nacional y regional.

En este apartado se evalúa la situación que existiría en cada uno de los sistemas eléctricos de Canarias en el horizonte comprendido entre los años 2021 y 2040 pasando por un escenario intermedio en el año 2030 en coherencia con el Plan de Transición Energética de Canarias 2021-2030. Para una mayor comprensión, el apartado se ha dividido en 6 secciones:

- I. **Tecnologías con potencial para la transición hacia un modelo de sistema eléctrico totalmente descarbonizado en 2040:** Se analizan las distintas alternativas existentes en el archipiélago para instalar potencia de categoría A suficiente para mantener los criterios de estabilidad exigidos por los procedimientos de operación de los sistemas eléctricos no peninsulares.
- II. **Estimación de demanda eléctrica:** Para conocer las necesidades de potencia instalada de categoría A en cada sistema eléctrico es necesario que inicialmente se conozca la demanda eléctrica prevista. No sólo es importante conocer la demanda eléctrica en términos de energía, sino que adicionalmente deben estimarse las puntas de demanda que se producirían para así llevar a cabo el análisis probabilístico de cobertura de demanda.
- III. **Análisis probabilístico de cobertura de demanda:** Según se establece en el Anexo VII apartado 4 del Real Decreto 738/2015, para estimar la potencia necesaria, la potencia adicional y las necesidades especiales de disponibilidad de equipos de generación, deben calcularse los indicadores estándar definidos en esta norma a través de estudios probabilísticos de cobertura que demuestren la fiabilidad y seguridad del sistema eléctrico en función de la configuración disponible. Este análisis se lleva a cabo en dicho apartado.
- IV. **Simulación de los sistemas eléctricos de Canarias a 2030 y 2040:** Para simular el modo en el que se atendería la demanda en escenarios futuros, es necesario ejecutar un modelo que simule, en base a los datos de partida previamente definidos, cada uno de los sistemas eléctricos del archipiélago casando la oferta con la demanda así como las necesidades de reservas primarias, secundarias y terciarias que deben ser atendidas en cada momento del año. La simulación en este caso se ha desarrollado con un modelo desarrollado por el Instituto Tecnológico de Canarias, S.A, denominado ISLA (Insular energy System Long-term Assessment tool). Dicho modelo se ejecuta con una resolución de 15 minutos (tiempo establecido en base a reservas secundarias) analizando el comportamiento de cada unidad de generación instalada por isla.

- V. **Resultados de modelización:** En coherencia con los criterios técnicos y bases de cálculo previamente definidas en el apartado anterior, se lleva a cabo un estudio de los resultados obtenidos en cada isla para los años 2030 y 2040.
- VI. **Recomendaciones de alternativas de descarbonización:** En este punto ya se conocen las tecnologías de categoría A con potencial en cada una de las islas y las necesidades/requerimientos en cuanto a potencia gestionable también en cada una de las islas. Por consiguiente, se realizan propuestas para reconfigurar la generación gestionable en Canarias.

Estas secciones serán el fundamento sobre el que se soporte el plan de acción propuesto en esta estrategia.

4.1 Tecnologías con potencial para la transición hacia un sistema descarbonizado en Canarias

Conforme a lo descrito en la introducción del apartado 4, las opciones que en la actualidad están siendo implantadas en Canarias se basan en el uso de centrales de bombeo reversible, habiéndose manifestado un extraordinario comportamiento en la isla de El Hierro, siendo la única que cuenta actualmente con esta tecnología, mientras que en Gran Canaria la central hidroeléctrica de bombeo reversible Salto de Chira se encuentra en desarrollo. Por otra parte, existe otra opción que encajaría en el grupo de almacenamiento energético a gran escala, el hidrógeno verde. Este hidrógeno, producido con energías renovables, se puede usar como combustible para alimentar generadores adaptados a la combustión del mismo. También puede interesar el uso de tecnologías Power to X que se basan en la generación de combustibles renovables a partir del hidrógeno verde, alcanzándose la situación de total descarbonización de manera progresiva en cada isla del archipiélago usando como soporte una parte de las infraestructuras de almacenamiento actuales. Finalmente, en algunas islas existe la posibilidad de implantar centrales de geotermia de alta entalpía gracias al carácter volcánico de las mismas. Estas opciones tecnológicas pueden plantearse como las principales candidatas para alcanzar la situación de total descarbonización en el menor tiempo posible garantizando a su vez la calidad y seguridad del suministro en las islas.

Por último, conviene comentar que aunque **la generación distribuida se considere indispensable en el modelo energético de Canarias**, actualmente existen limitaciones para que los sistemas de almacenamiento energético distribuidos sean capaces de abarcar todos los servicios descritos al inicio del apartado 4. La electrónica de potencia disponible permite mejorar de forma considerable las capacidades de control que aportan dispositivos como las baterías. Dichos sistemas intentan simular el comportamiento de una máquina síncrona, pero todavía siguen existiendo limitaciones técnicas como la menor capacidad de aportar potencias de cortocircuito (de 1 a 2 veces la potencia nominal) o los peores tiempos de respuesta. Con el fin de controlar la potencia activa y reactiva inyectada a la red por estos sistemas, debe sincronizarse el convertidor electrónico en módulo y fase a la red, produciéndose en muchos casos retrasos por tiempos de cálculo que afectan a la capacidad de sincronización cuando se producen contingencias como pérdidas de demanda, generación o EERR fluctuantes, y pueden llegar a afectar a la estabilidad del sistema eléctrico, en particular, en redes débiles con baja inercia o potencia de cortocircuito. También es importante el control de los armónicos que se

producen en las maniobras de conmutación o el arranque del sistema eléctrico tras una parada, donde los sistemas deben aportar, de manera transitoria, unas elevadas corrientes de magnetización que generalmente requieren apoyo de generadores síncronos. Por todo ello, si bien los sistemas de almacenamiento energético se definen como elementos clave en la transición, no todos ellos tienen la misma capacidad para aportar servicios de regulación, aspecto importante en la gestión de redes débiles como las existentes en Canarias.

4.1.1 Almacenamiento energético basado en centrales de bombeo reversible

4.1.1.1 Aspectos generales

El almacenamiento energético mediante centrales de bombeo reversible es, a día de hoy, la solución de aporte de potencia síncrona descarbonizada de mayor interés en el archipiélago. Estas centrales hacen uso de turbinas hidráulicas, una tecnología muy conocida y con alta capacidad de actuación a tiempo real, pudiendo operar a plena potencia en tiempos muy reducidos en comparación con otras alternativas tecnológicas de igual potencia como los ciclos combinados o los grupos de vapor.

La central hidroeólica de Gorona del Viento en El Hierro es el ejemplo perfecto de que esta tecnología es apta para la gestión a tiempo real de sistemas eléctricos débiles y no interconectados. A pesar del tamaño reducido del sistema eléctrico de la isla y la alta contribución del parque eólico disponible frente a la demanda existente (potencia del parque eólico superior a la punta de demanda insular), no se producen problemas de desabastecimiento en la isla e incluso existen periodos superiores a un mes en los cuales no se necesita del apoyo de los grupos de generación térmica que existían en la isla antes de la instalación de la central hidroeólica.

Las centrales de bombeo reversible, como instalaciones de almacenamiento energético, deben ir acompañadas de la inversión en instalaciones de producción de energías renovables no gestionables como la eólica y la fotovoltaica. La energía producida y que no pudiera ser consumida, se usaría para poner en funcionamiento los sistemas de bombeo que impulsarían agua desde un depósito inferior hasta un depósito superior. En ese proceso se produce una pérdida energética ya que la cantidad de energía que se usa para bombear es siempre superior a la que se recupera con la turbinación. La eficiencia de las centrales hidroeléctricas reversibles se sitúa en valores comprendidos entre el 70 – 80% dependiendo del tamaño de los grupos, por lo que siempre interesa operar este tipo de centrales con energía que, de otra forma, no podría ser integrada en el sistema eléctrico (vertidos renovables). La central de bombeo reversible sería una solución para la gestión de excedentes energéticos renovables y para asegurar la estabilidad del sistema eléctrico proveyendo servicios complementarios de ajuste al sistema.

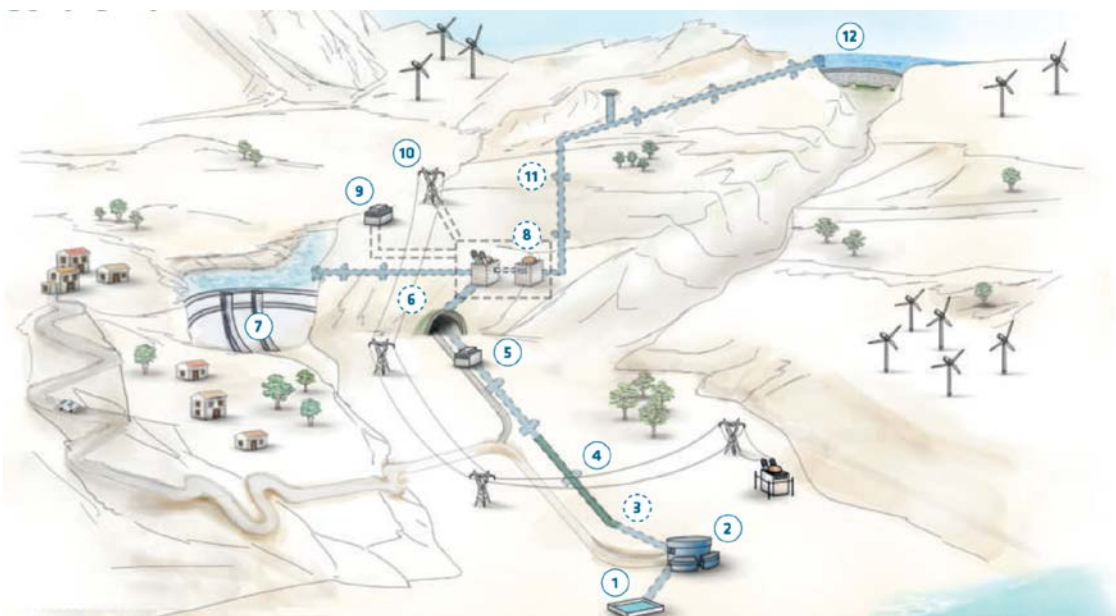


Ilustración 24. Infografía de la central de bombeo reversible Chira – Soria (Gran Canaria)

Este tipo de soluciones destacan también por la elevada vida útil regulatoria en comparación con otras tecnologías. Existen plantas de producción de energía hidroeléctrica (centrales que pueden ser consideradas como referencias para esta tecnología debido al tipo de generadores y sistemas auxiliares que utilizan) en países como Escocia donde su vida útil supera los 100 años. Pese a que la mayor parte de los fabricantes establecen la vida útil de las turbinas hidráulicas en 25 años, pueden continuar operando en condiciones idénticas de fiabilidad y eficiencia hasta más de 50 años. Para ello es indispensable un correcto mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo haciendo especial hincapié en la revisión periódica de aceites, cojinetes, sistemas de transmisión como cajas de engranajes y correas, etc.

4.1.1.2 Opciones de centrales de bombeo reversible en Canarias

La estrategia de almacenamiento energético de Canarias evaluaba en el apartado 3.1.4.3 las distintas alternativas existentes en Canarias para la instalación de centrales de bombeo reversible. Partiendo de ese análisis, se muestra en la siguiente tabla un resumen de las posibles alternativas identificadas por islas.

Propuestas de centrales hidroeléctricas de bombeo				
Isla	Depósito superior	Depósito inferior	Potencia (MW)	Energía acumulable (MWh)
Gran Canaria	Chira	Soria	200	3.200,00
	Cueva de las Niñas	Soria	200	3.156,05
	Cueva de las Niñas	El Mulato	20	337,04
	El Parralillo	Siberio	40	699,34
	El Parralillo	El Caidero de las Niñas	40	622,73
	La Candelaria	El Parralillo	25	386,46
	Siberio	El Caidero de las Niñas	20	313,57
	Barranco Hondo y Cuevas Blancas	Tirajana	15	247,16
	Presa los Lugarejos	Los Pérez	6	103,23
	Las Hoyas	Presa los Lugarejos	10	154,32
	Las Hoyas	Los Pérez	15	242,50
	La Gambuesa	Ayagaures	6	105,21
	Ayagaures	Chamoriscán	10	159,78
Tenerife	Embalse de Abama	Pasada del Camello	1	13,27

Propuestas de centrales hidroeléctricas de bombeo				
Isla	Depósito superior	Depósito inferior	Potencia (MW)	Energía acumulable (MWh)
Gran Canaria	Chafoya I	Chafoya II	1	13,97
	Atalaya (Los Olivos)	Curbello (presa Nueva)	3	38,77
	Embalse Montaña de Taco	Ravelo	1	13,96
	Los Campitos	Tahodío	3	39,25
	Tahodío	Los Cuchillos	4	42,82
	La Florida	Buen Paso	5	64,30
	Aguamansa	Charca de Ascanio	20	222,40
	Charca de Tabares	Tahodío	5	59,29
	Tejina	Valle Molina	1	6,81
	Embalse de los Benijo	La Cruz Santa	7	83,96
	Curbelo (Presa Nueva)	De Vieja	1	17,48
	Trevejos	Del Ancón	20	200,05
	Del Ancón	Chafoya I	6	77,52
	Valle de San Lorenzo	Ciguaña	4	53,96
	Embalse del Río	Balsa El Saltadero	45	538,47
	Balsa de Chifira	Barranco de la Granja	16	192,89
	La Gomera	Embalse Montaña de Taco	Sibora	40
El Tanque		Sibora	150	2.479,17*
Raso Volteado		Presa Almalahuigue	1	8.92
Raso Volteado		Presa de Las Rosas	1	13.88
Presa de Palacios		Presa de Chejelipes	2	20.65
Raso Volteado		Presa de Liria	1.5	18.36
Presa de La Laja		Presa de Izcagüe	1	8.62
Presa de Don Ciro		Embalse de Tañe	0.5	3.87
Presa Los Casanova		Bahía de Taguluche	1	10.87
Presa de La Quintana		Bahía de Taguluche	2	22.76
Presa de Garabato		Presa Almalahuigue	2	21.10
Presa de Garabato		E. La Encantadora	3	36.77
El Quebrandón*		E. La Encantadora	45	562.73
Balsa Epina	Balsa de Alojera	1.5	19.45	
Mulagua	Cañada de La Vieja	1	13.21	
La Palma	Presa de Cabecita/El Cercado	Presa de China/Embalse de Pavón	1	11.75
	Encantadora	Presa de la Cuesta	1	12.88
	Laguna de Barlovento	Los Camachos	10	138.70
	Laguna de Barlovento	Adeyahaman	20	278.13
	Laguna de Barlovento	Bediasta	10	162.52
	Adeyahaman	Bediasta	1	15.27
	Las Lomanas	Bediasta	2	28.00
	Gánigo	Vicario	40	516.71
Montaña del Arco	El Campo de Pg.	6	78.52	
Tamanca	La Caldereta	15	219.22	

Tabla 28 Alternativas de centrales de bombeo reversibles en Canarias

De este estudio se extrajo la conclusión de que el potencial para albergar este tipo de tecnologías es diferente en cada isla. A continuación, se exponen las mejores alternativas analizadas.

En la isla de **Gran Canaria** existen varias opciones de almacenamiento a gran escala mediante centrales de bombeo reversible. Se detectaron un total de 13 alternativas contando con Chira – Soria que actualmente se encuentra en fase de construcción. De todas ellas, la de mayor tamaño es la propia alternativa de Chira – Soria (200 MW/3.200 MWh), seguida de la opción Curva de las Niñas – Soria (200 MW/3.156 MWh), El Parralillo – Siberio (40 MW/699 MWh) y el Parralillo – El Caidero de las Niñas (40 MW/622 MWh).

En la isla de **Tenerife** las opciones más prometedoras son El Tanque – Sibora con una capacidad de 150 MW/2.460 MWh y la alternativa que está siendo valorada por REE a

construir en el valle de Güímar con el acondicionamiento de canteras para tener una capacidad de almacenamiento equivalente a la existente en Chira – Soria (200 MW/3.200 MWh). En ambos casos, los depósitos aún no han sido construidos pero parece que son las alternativas que ganan más fuerza dado que serían aptas para las necesidades de la isla. Les siguen las alternativas de El Embalse del Río – Balsa El Saladero con 45 MW/540 MWh, el Embalse Montaña de Taco – Sibora con 40 MW/452 MWh, Aguamansa – Charca de Ascanio con 20 MW/220 MWh y Trevejos – Del Ancón con 20 MW/200 MWh. En cualquier caso, la viabilidad técnica estaría condicionada a que se desarrollen estudios específicos para estas alternativas.

Para la isla de **La Palma**, con las presas y embalses actualmente existentes, se dispondría de hasta 5 alternativas de almacenamiento a gran escala de interés. La de mayor interés sería la opción de Gánico – Vicario con 40 MW/516 MWh, seguido de Laguna de Barlovento – Adeyahaman con 20 MW/278 MWh y Tamanca – La Caldereta con 15 MW/219 MWh. La opción más prometedora sería la construcción de un embalse cerca de Laguna de Barlovento (en la zona de costa) con capacidad superior a 3.000.000 m³ con el que poder llevar a cabo la instalación de un sistema de bombeo reversible de estas características. También podría plantearse ampliar la capacidad de los depósitos de Gánico y Vicario hasta los 3.000.000 m³.

En **La Gomera** la alternativa de mayor interés sería Quebradón – La Encantadora, siendo suficiente para satisfacer la demanda eléctrica de la isla en términos de capacidad y potencia. En cualquier caso, dado que se dispondría de la interconexión eléctrica con la isla de Tenerife, las acciones llevadas a cabo en la reconversión del parque de generación en Tenerife tendrían un impacto directo sobre La Gomera.

El estudio desarrollado en la Estrategia de almacenamiento energético también revelaba que las posibles opciones de centrales de bombeo reversible en las islas de **Lanzarote** y **Fuerteventura** eran muy limitadas, fundamentalmente debido a la ausencia de diferencias de cotas de alturas mínimas necesarias para plantear la construcción de este tipo de almacenamientos. Las necesidades de almacenamiento energético a gran escala se deberían cubrir con otras tecnologías de almacenamiento energético diferentes tales como el hidrógeno.

Ya por último, en la isla de **El Hierro** ya se cuenta con una central de esta tipología. En principio, no sería necesario instalar otra central de bombeo reversible sino que, en el peor de los casos, podría proponerse un aumento de la capacidad de almacenamiento y de la potencia de los grupos hidráulicos usados para el bombeo y la turbinación así como la capacidad del parque eólico. De cualquier modo, se considera prioritario potenciar el almacenamiento a nivel de usuario y valorar los posibles incrementos en función del grado de éxito de esta política. Si el grado de éxito fuera elevado, bastaría con la capacidad actual para alcanzar el objetivo del 100% del sector eléctrico.

El estudio desarrollado demuestra que, en general, en la mayor parte de las islas existe gran potencial para el uso de esta tecnología. Estas centrales tienen una respuesta magnífica para la gestión a tiempo real del sistema eléctrico y presentan altas eficiencias. En cualquier caso, no hay que perder de vista los tiempos que se requieren en los procesos de diseño, tramitación y construcción de estas centrales por lo que, de apostarse por esta solución, debe acelerarse el análisis en la puesta en marcha de proyectos singulares dado que, como se ha demostrado en

el apartado anterior, a partir del 2031 la vulnerabilidad de la generación térmica convencional comenzará a ser extrema.

4.1.2 Almacenamiento energético basado en hidrógeno

El hidrógeno es otra alternativa de almacenamiento energético que podría entrar en la clasificación de almacenamiento a gran escala. La energía excedentaria de parques eólicos y plantas fotovoltaicas podría ser aprovechada para producir hidrógeno verde. Esto requiere del uso de electrolizadores, sistemas de compresión y almacenamiento, reconvirtiéndose el hidrógeno en energía eléctrica a través de generadores aptos para operar con este combustible y, también, mediante el uso de pilas de combustibles.

4.1.2.1 Eficiencia del hidrógeno y criterios de operación

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

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

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

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

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

La eficiencia en el proceso de producción del hidrógeno sería de entre el 63 – 75% según la tecnología. Finalmente, la instalación de un sistema como el descrito requeriría un contenedor de 40 pies (12,2 metros).

4.1.2.2 Almacenamiento de hidrógeno

Otro aspecto de considerable importancia es el almacenamiento del hidrógeno. A la salida del electrolizador el hidrógeno verde se obtiene a una presión de aproximadamente 30-35 bares (valor dependiente del modelo de electrolizador seleccionado).

Este combustible, en forma gaseosa, presenta un alto poder calorífico (33,66 kWh/kg) pero, a su vez, tiene una densidad muy baja (0,0899 kg/Nm³). Como consecuencia, para reducir el espacio ocupado es necesario elevar la presión por encima de los 200 bares (generalmente a 350 bares) lo que se traduce en el uso de compresores multi-etapa capaces de alcanzar las presiones mencionadas para permitir el almacenamiento en condiciones óptimas.

Por otra parte, a diferencia de otro tipo de combustibles, el almacenamiento de hidrógeno en estado líquido requiere alcanzar temperaturas muy bajas (-259 °C) lo que se considera inviable desde la perspectiva de logística de almacenamiento.

Propiedades de los principales combustibles						
Propiedad	Madera	Carbón	Gasolina (C ₈ H ₁₈)	Propano (C ₃ H ₈)	Metano (CH ₄)	Hidrógeno (H ₂)
Poder Calorífico Inferior (kWh/kg)	5,28	9,64	12,36	12,86	13,89	33,66
Densidad (kg/Nm ³)	0,450 (kg/l)	0,875 (kg/l)	0,73 (kg/l)	1,87	0,72	0,0899
Poder Calorífico Inferior (kWh/m ³)	2,38 (kWh/l)	8,44 (kWh/l)	8,8 (kWh/l)	24,05	9,97	3
Equivalencia	6,32	3,46	2,69 kg	2,47 kg	2,26 kg	1 kg

Tabla 29 Propiedades de los principales combustibles

Continuando con el ejemplo anterior, con un electrolizador de 1 MW se producía 157,7 tH₂/año. Si se dispusiera de sistemas de almacenamiento para cubrir la demanda de 5 días, se necesitaría capacidad para almacenar 2.160 kgH₂. **Si la presión de almacenamiento fuera de 35 bares, se ocuparía un volumen de 780 m³ equivalente a 50 tanques cilíndricos de 2 metros de diámetro por 5 metros de largo.** Por el contrario, **si se almacenara a 350 bares, el volumen ocupado sería de 93 m³, lo que supondría 6 tanques de la misma capacidad que los mencionados anteriormente.**

Por contrapartida, para almacenar hidrógeno a 350 bares sería necesario un sistema de compresión de dos etapas elevando la presión, en una primera etapa, hasta aproximadamente 120 bares, alcanzando, en la segunda etapa, los 350 bares con un consumo energético asociado a dicha fase de compresión.

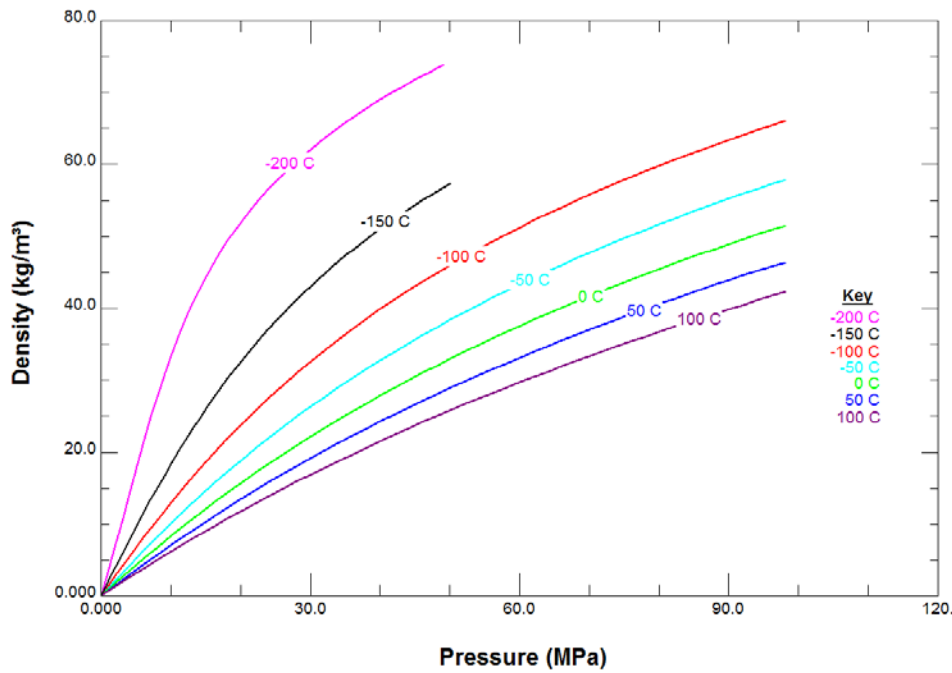


Ilustración 25. Variación de la densidad del hidrógeno en función de la temperatura y la presión de almacenamiento.
 Fuente: Fluid Thermodynamic and Transport Properties Database (REFPROP)

Temperature (°C)	Presión (MPa)						
	0.1	1	5	10	30	50	100
-255	73,284	74,252	-	-	-	-	-
-250	1,1212	68,747	73,672	-	-	-	-
-225	0,5081	5,5430	36,621	54,812	75,287	-	-
-200	0,3321	3,3817	17,662	33,380	62,118	74,261	-
-175	0,2471	2,4760	12,298	23,483	51,204	65,036	-
-150	0,1968	1,9617	9,5952	18,355	43,079	57,343	-
-125	0,1636	1,6271	7,9181	15,179	37,109	51,090	71,606
-100	0,1399	1,3911	6,7608	12,992	32,614	46,013	66,660
-75	0,1223	1,2154	5,9085	11,382	29,124	41,848	62,322
-50	0,1086	1,0793	5,2521	10,141	26,336	38,384	58,503
-25	0,0976	0,9708	4,7297	9,1526	24,055	35,464	55,123
0	0,0887	0,8822	4,3036	8,3447	22,151	32,968	52,115
25	0,0813	0,8085	3,9490	7,6711	20,537	30,811	49,424
50	0,0750	0,7461	3,6490	7,1003	19,149	28,928	47,001
75	0,0696	0,6928	3,3918	6,6100	17,943	27,268	44,810
100	0,0649	0,6465	3,1688	6,1840	16,883	25,793	42,819
125	0,0609	0,6061	2,9736	5,8104	15,944	24,474	41,001

Tabla 30 Variación de la densidad del hidrógeno en función de la temperatura y la presión de almacenamiento.
 Fuente: Fluid Thermodynamic and Transport Properties Database (REFPROP)

El almacenamiento de hidrógeno a presión puede presentar problemas en relación con la seguridad y debe asegurarse el cumplimiento de las condiciones de Atmosferas Explosivas (ATEX). No obstante, conviene no perder de vista que estas condiciones se exigen, también, para el almacenamiento de otros combustibles como pueden ser las gasolinas. En general, en las pérdidas de gasolina se forman charcas que son altamente inflamables mientras que el hidrógeno, debido a su baja densidad, se dispersa rápidamente cuando se produce una fuga. Por ello, a pesar de tener un menor punto de ignición, la baja densidad puede ser vista como un aspecto positivo.

4.1.2.3 Generadores eléctricos operados con hidrógeno

Una vez producido el hidrógeno verde debe ser reconvertido a energía eléctrica en los momentos en los que exista un déficit de producción o, simplemente, cuando por la alta variabilidad del recurso renovable sea imprescindible contar con generadores de categoría A capaces de satisfacer los requerimientos de servicios complementarios de ajuste del sistema. Por las razones manifestadas a lo largo de esta sección interesa que este combustible pueda ser utilizado en turbinas de gas (Hydrogen – Fired gas turbines).

El análisis del estado del arte desarrollado en el ámbito de esta estrategia demuestra que el uso de turbinas de gas operadas con hidrógeno es posible y existen proyectos en los que se ha probado esta tecnología a largo plazo (durante los últimos 20 años). Se describen a continuación algunos de los ejemplos de mayor interés:

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

Estos son sólo ejemplos generales de que la tecnología lleva probándose en distintas situaciones durante los últimos 20 años, consiguiendo aumentar, de manera progresiva, el ratio de hidrógeno en mezclas con otros combustibles gaseosos (generalmente metano) reduciendo, considerablemente, la cantidad de emisiones producidas en el proceso de generación de energía eléctrica de estas centrales.



Ilustración 26. Central Gibraltar (izquierda) y refinería Daesan (derecha)

Los principales fabricantes de generadores tales como General Electric o Mitsubishi, entre otros, continúan llevando a cabo diseños a efectos de optimizar los generadores para operar las turbinas de gas, cuando éstas operan con hidrógeno, de la forma más eficiente posible. Existe una extensa gama comercial de generadores de combustible dual (hidrógeno + metano) y los modelos más extendidos se centran en el nicho de mercado del blending al 30%. Al aspirar a ratios de hidrógeno superiores, todos los fabricantes subrayan que es obligatorio llevar a cabo adaptaciones no sólo en la turbina propiamente dicha sino también en las redes de gas y el balance de planta.

En general, los problemas más comunes son los que se subrayan a continuación:

- **Poder calorífico:** Las diferencias en poder calorífico, mencionadas en el apartado anterior, se traduce en que el hidrógeno tiene una densidad energética dos veces superior a la del metano. No obstante, en términos de volumen, la densidad energética del hidrógeno es un tercio inferior a la del metano. Como consecuencia, para operar una turbina de gas con hidrógeno es necesario aumentar el caudal del sistema y adaptar los flujos de alimentación a la turbina.
- **Velocidad de la llama:** En el hidrógeno la velocidad de la llama es de 170 cm/segundo mientras que para el metano esa velocidad ronda los 38,3 cm/segundo. Esta velocidad de propagación de la llama hace necesaria la adaptación de la cámara de combustión para garantizar el premezclado del combustible con el aire. Por esta razón, una turbina que inicialmente hubiera sido ideada para operar con metano, no puede ser usada directamente para operar con hidrógeno. Esta es una de las principales razones por las que la opción de blending se está imponiendo al uso de hidrógeno puro. Cuando no existe seguridad de disponer de este combustible en abundancia, se suele recurrir a una solución intermedia que ofrezca una cierta versatilidad al cambio de combustible.
- **Seguridad:** El hidrógeno es más inflamable que el metano, por tanto, es recomendable llevar a cabo protocolos más estrictos en la operación de este combustible. Además, se requiere el uso de detectores de llama dado que su baja luminosidad hacen que en caso de producirse no sea fácilmente apreciable.

A nivel técnico existen distintos tipos de turbinas de gas en función de sus componentes y de la configuración de la cámara de combustión. A continuación, se mencionan las principales alternativas de blending que se ofrecen actualmente, exponiendo sus pros y contras, así como el ratio de hidrógeno admisible en la mezcla de combustión en términos de volumen.

- **Sistemas Dry Low Emission (DLE):** Los sistema DLE son equipos con cámaras de combustión tradicionales en las que no se puede superar un ratio de hidrógeno en la mezcla de combustible superior al 5%.
- **Sistemas Dry Low NOx (DLN):** En este caso, se puede alcanzar un ratio del 30% de hidrógeno en volumen aunque los porcentajes normalmente utilizados rondan el 20%. En la actualidad, es una de las tecnologías más ampliamente utilizadas.
- **Cámara de combustible de boquilla simple o múltiple:** Esta solución permite el uso de mezcla de combustibles tales como gas natural e hidrógeno llevándose a cabo un proceso de premezclado del combustible aportado con el aire antes de entrar en la cámara de

combustión a través de una serie de boquillas ubicadas en los inyectores del sistema. Las soluciones existentes en la actualidad permiten alcanzar concentraciones que varían entre el 30% y el 80% de hidrógeno en mezcla.

Esta solución presenta la ventaja de tener bajas emisiones de NO_x ya que la llama se distribuye de forma uniforme en la cámara gracias a la boquilla. Por otra parte, no se produce caída de eficiencia en el proceso debido a que no hay inyección de vapor o agua.

Como inconveniente, existe un alto riesgo de retroceso de la llama en el caso de mono-combustión debido a la gran área de propagación de la llama.

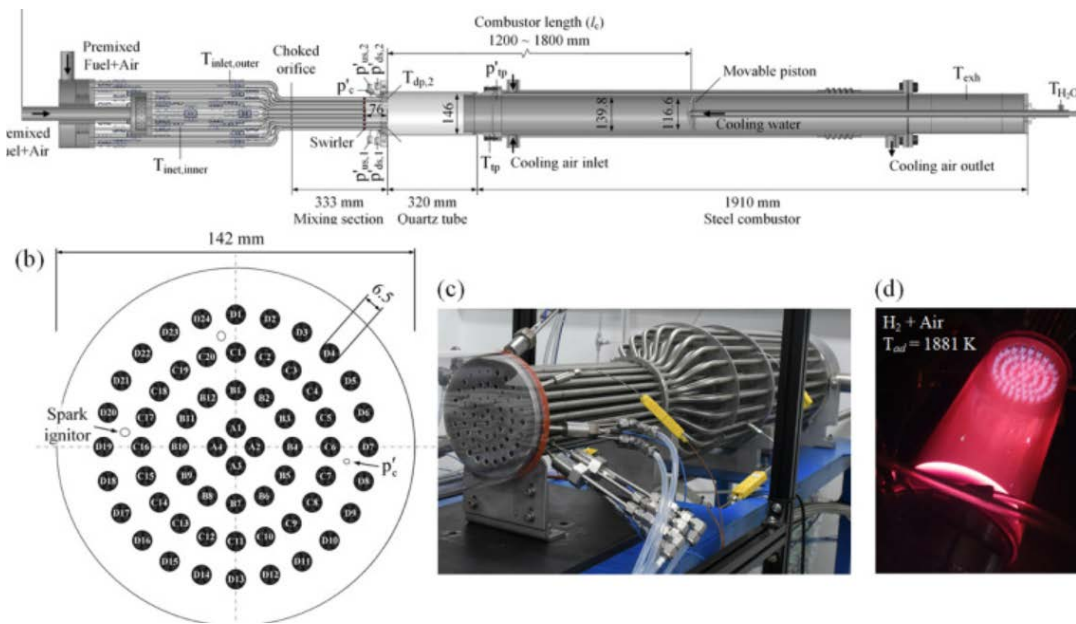


Ilustración 27. Multi-Nozzle combustor

- Cámara de combustión multi-cluster:** Esta solución se encuentra aún bajo investigación, pero plantea otra opción de premezclado entre el combustible y el aire antes de entrar en la cámara de combustión. A diferencia de la anterior, las boquillas con las que se lleva a cabo el mezclado son más pequeñas y se encuentran más distribuidas para dispersar la mezcla. Esta configuración hace posible que el riesgo de retroceso sea menor ya que se reduce el área de propagación de la llama.

Nuevamente las pérdidas de eficiencia son reducidas ya que no hay inyección de vapor o agua y las emisiones de NO_x son mínimas.

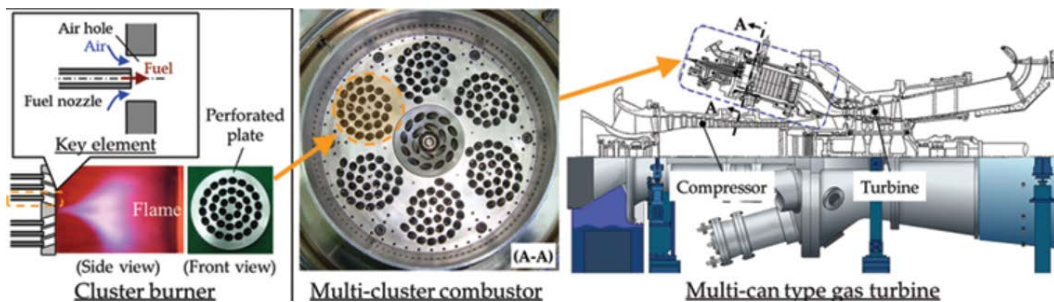
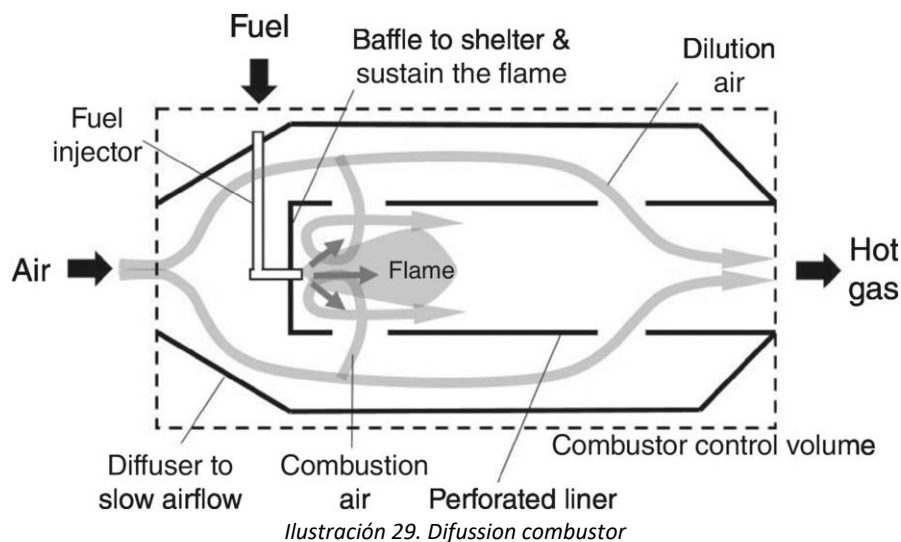


Ilustración 28. Multi-Cluster combustor

En las soluciones de multiclúster se puede alcanzar una concentración de hidrógeno en mezcla del combustible del 100%.

- **Cámara de combustión por difusión:** En este caso, el combustible es inyectado al aire generando una deflagración difusa en el interior de la cámara de combustión. En esta alternativa se podría alcanzar ratios de uso de hidrógeno del 100%, pero presenta la problemática de existir alta probabilidad de que se produzcan emisiones contaminantes de NO_x ya que, en este caso, si se producen zonas donde la llama es más intensa que en otras y la combustión no es del todo regular.

Por otra parte, en esta solución no hay riesgo que se produzca un retroceso de la llama. No obstante, puede que se produzcan caídas de eficiencia ya que, en este caso, sí existiría vapor o agua en la mezcla como medio para evitar o reducir la producción de emisiones de NO_x.



- **Nueva generación de cámaras de combustión de hidrógeno:** Distintos fabricantes, como General Electric, están trabajando en nuevos desarrollos de cámaras de combustión ideadas para operar al 100% con hidrógeno pero con bajas emisiones de NO_x. Estas soluciones se basan en un procedimiento por el cual se mezcla el chorro mediante un flujo cruzado a pequeña escala entre la corriente de combustible y el aire. Para ello, se desarrollan distintos sistemas de premezclado que se están probando en prototipos antes de evaluar su posible explotación comercial.

Como conclusión, es importante insistir que la configuración de estas opciones no sólo se limita a la propia turbina de gas, sino que, adicionalmente, es de vital importancia la reconfiguración del conjunto de elementos del sistema, entre los que destacan todos los servicios auxiliares, el almacenamiento del combustible e incluso las condiciones de seguridad que deben salvaguardarse para la correcta operación de la central eléctrica.

4.1.2.4 Infraestructuras necesarias para la operación de este tipo de centrales

A diferencia de lo que ocurría en el caso del almacenamiento a través de centrales de bombeo reversible, este tipo de infraestructuras no está supeditada a las características singulares del

emplazamiento como diferencias de cotas de altura, posible existencia de embalses o posibilidad para su construcción, para poner en marcha una central, siendo posible la instalación de esta tecnología en cualquiera de las islas del archipiélago canario. No obstante, **su instalación no está exenta de cumplir con una serie de condiciones mínimas en relación con aspectos relativos a la producción del hidrógeno, compresión, almacenamiento y posterior re-electrificación mediante turbinas de gas.** Por todo ello, se realiza, a continuación, una estimación de los requerimientos para diferentes tamaños de grupos: 2,5 MW, 11 MW, 22 MW, 45 MW, 90 MW, 240 MW, 290 MW y 560 MW.

Estas cifras permiten dar una cifra objetiva de lo que supondría tener un sistema de estas características en Canarias con dependencia del tamaño del sistema eléctrico. Por otra parte, es importante tener en cuenta que el tamaño del sistema también dependerá del número de horas en las que dichos generadores debieran funcionar. Así pues, si se espera que estos grupos operen únicamente para proveer servicios complementarios o atender puntas de demanda, las necesidades de capacidad de producción de hidrógeno y almacenamiento serán inferiores a las requeridas si, además, se espera que estos grupos operen para satisfacer la demanda en modo continuo como grupos base. Este aspecto también se evalúa en este análisis, tomando como criterio el número de horas equivalentes de producción por alternativa. Se analizan diferentes situaciones para horas equivalentes de producción entre 1.000 y las 8.760 horas totales del año, con pasos regulares de 1.000 horas en cada caso.

Tanto para el dimensionamiento de las turbinas de gas como para los electrolizadores y sistemas de almacenamiento se utilizan estándares ya comerciales y de fabricantes de reputado prestigio. Para la producción de hidrógeno se considera que cada stack tiene una capacidad de producción de 300 Nm³/hora y que para ello se requiere un consumo de 1,5 MW, ocupándose un espacio equivalente a un contenedor de 40 pies. Por su parte, para el almacenamiento de hidrógeno se utiliza un tanque estándar de 15 metros de largo por 3 metros de diámetro para almacenamiento de hidrógeno a 350 bares.

En la siguiente tabla, se presentan los requerimientos generales para disponer de una turbina de gas de hidrógeno de 2,5 MW.

Requerimientos del sistema para disponer de una turbina de gas de hidrógeno de 2,5 MW									
Elemento del sistema	Horas teóricas equivalentes de producción de la turbina de gas								
	1.000 h	2.000 h	3.000 h	4.000 h	5.000 h	6.000 h	7.000 h	8.000 h	8.760 h
Turbina de Gas 100% Hidrógeno									
Energía térmica consumida (GWh)	8,96	17,92	26,87	35,83	44,79	53,75	62,70	71,66	78,51
Energía eléctrica producida (GWh)	2,80	5,60	8,40	11,20	14,00	16,80	19,60	22,40	24,54
Eficiencia a plena carga	31,3%								
Consumo de hidrógeno (tH ₂ /año)	261	522	784	1.045	1.306	1.567	1.828	2.090	2.289
Área ocupada por turbinas (m ²)	35								
Necesidades de producción de hidrógeno									
Potencia total de electrolizadores (MW)	1,8	3,7	5,5	7,4	9,2	11,1	12,9	14,8	16,2
Nº Electrolizadores (300 Nm ³)	2	2	2	4	4	6	6	6	8
Área ocupada por electrolizadores (m ²)	54	54	108	108	108	162	162	162	216
Consumo de energía eléctrica (GWh/año)	15,2	30,4	45,6	60,8	76,1	91,3	106,5	121,7	133,3
Consumo de agua (dam ³ /año)	4,1	8,2	12,3	16,4	20,5	24,6	28,7	32,8	35,9
Capacidad de almacenamiento									
Capacidad de almacenamiento - 5 días (m ³)	154,9	309,7	464,6	619,4	774,3	929,2	1.084,0	1.238,9	1.357,3
Número de depósitos según tipo señalado	1	3	4	6	7	9	10	12	13
Área ocupada por almacenamiento (m ²)	66	131	197	263	329	394	460	526	576
Parque de generación renovable asociado									
Potencia eólica (MW)	6,3	12,5	18,8	25,0	31,3	37,5	43,8	50,0	35,1

Producción eólica (MWh)	12,2	24,3	36,5	48,7	60,8	73,0	85,2	97,3	106,7
Potencia fotovoltaica (MW)	1,9	3,9	5,8	7,8	9,7	11,7	13,6	15,6	17,0
Producción fotovoltaica (MWh)	3,0	6,1	9,1	12,2	15,2	18,3	21,3	24,3	26,7

Tabla 31 Requerimientos del sistema para disponer de una turbina de gas de hidrógeno de 2,5 MW

En islas como La Gomera y El Hierro sería recomendable que de instalarse este tipo de sistemas se recurra a turbinas con potencias unitarias próximas a 2,5 MW con el objetivo de dar la mayor flexibilidad posible a estos sistemas eléctricos.

Según datos recabados de fichas técnicas de fabricantes de este tipo de turbinas, las eficiencias medias de estos grupos rondan el 31% cuando operan a plena carga. Si el generador operara con hidrógeno al 100% en modo base (las 8.760 horas del año), se requeriría una potencia instalada en electrolizadores de 16 MW para producir las 2.289 tH₂/año requeridas. El espacio ocupado por esta instalación sería el equivalente a 8 contenedores de 40 pies (12,2 m) sólo para los sistemas de electrolización, lo que se traduce en un área ocupada de unos 216 m².

Por otra parte, asumiendo que la capacidad o reserva obligatoria se estableciera en la equivalente para operar durante 5 días, la capacidad necesaria rondaría los 1.357 m³ si el H₂ verde se almacenara a 350 bares. Se necesitarían para ello 13 depósitos de 3 metros de diámetro por 15 metros de largo semejantes a los expuestos en la siguiente ilustración. El área total ocupada por estos sistemas de almacenamiento energético rondaría los 576 m².



Ilustración 30. Ejemplo de tanque de hidrógeno a 350 bares

Para producir esa cantidad de hidrógeno verde habría que instalar 35 MW de potencia eólica y 17 MW de fotovoltaica.

Los cálculos mencionados se refieren a los necesarios para operar a pleno rendimiento durante todo el año. **Una situación más realista sería aquella en la cual el grupo fuera usado sólo para atender puntas de demanda o para prestar servicios complementarios de ajuste al sistema. En ese caso las horas de operación se aproximarían a las 3.000 horas al año.**

Si la turbina de gas alimentada con hidrógeno operara durante 3.000 horas al año, se necesitaría 18,8 MW de potencia eólica, 5,8 MW en potencia fotovoltaica, una potencia de electrolizador de 5,5 MW obtenida mediante 2 electrolizadores contenidos en contenedores prefabricados de 40 pies y almacenándose el hidrógeno en 4 tanques semejantes a los anteriormente mencionados.

Requerimientos del sistema para disponer de una turbina de gas de hidrógeno de 11 MW									
Elemento del sistema	Horas teóricas equivalentes de producción de la turbina de gas								
	1.000 h	2.000 h	3.000 h	4.000 h	5.000 h	6.000 h	7.000 h	8.000 h	8.760 h
Turbina de Gas 100% Hidrógeno									
Energía térmica consumida (GWh)	35,83	71,66	107,49	143,32	179,15	214,98	250,81	286,64	314,05
Energía eléctrica producida (GWh)	11,20	22,40	33,60	44,80	56,00	67,20	78,40	89,60	98,17
Eficiencia a plena carga	31,3%								
Consumo de hidrógeno (tH ₂ /año)	1.045	2.090	3.134	4.179	5.224	6.269	7.314	8.358	9.158
Área ocupada por turbinas (m ²)	40								
Necesidades de producción de hidrógeno									
Potencia total de electrolizadores (MW)	7,39	14,77	22,16	29,55	36,93	44,32	51,70	59,09	64,74
Nº Electrolizadores (300 Nm ³)	10	10	10	20	20	20	30	30	30
Área ocupada por electrolizadores (m ²)	270	270	270	540	540	540	810	810	810
Consumo de energía eléctrica (GWh/año)	60,84	121,68	182,52	243,36	304,20	365,04	425,88	486,72	533,26
Consumo de agua (dam ³ /año)	16,38	32,76	49,14	65,52	81,90	98,28	114,66	131,04	143,57
Capacidad de almacenamiento									
Capacidad de almacenamiento - 5 días (m ³)	619	1.239	1.858	2.478	3.097	3.717	4.336	4.956	5.429
Número de depósitos según tipo señalado	6	12	18	23	29	35	41	47	51
Área ocupada por almacenamiento (m ²)	263	526	789	1.052	1.314	1.577	1.840	2.103	2.304
Parque de generación renovable asociado									
Potencia eólica (MW)	25	50	75	100	125	150	175	200	140
Producción eólica (MWh)	49	97	146	195	243	292	341	389	427
Potencia fotovoltaica (MW)	8	16	23	31	39	47	54	62	68
Producción fotovoltaica (MWh)	12	24	37	49	61	73	85	97	107

Tabla 32 Requerimientos del sistema para disponer de una turbina de gas de hidrógeno de 11 MW

Requerimientos del sistema para disponer de una turbina de gas de hidrógeno de 22 MW									
Elemento del sistema	Horas teóricas equivalentes de producción de la turbina de gas								
	1.000 h	2.000 h	3.000 h	4.000 h	5.000 h	6.000 h	7.000 h	8.000 h	8.760 h
Turbina de Gas 100% Hidrógeno									
Energía térmica consumida (GWh)	71,66	143,32	214,98	286,64	358,3	429,96	501,62	573,28	628,10
Energía eléctrica producida (GWh)	22,40	44,80	67,20	89,60	112,00	134,40	156,80	179,20	196,34
Eficiencia a plena carga	31,3%								
Consumo de hidrógeno (tH ₂ /año)	2.090	4.179	6.269	8.358	10.448	12.538	14.627	16.717	18.316
Área ocupada por turbinas (m ²)	50								
Necesidades de producción de hidrógeno									
Potencia total de electrolizadores (MW)	14,77	29,55	44,32	59,09	73,86	88,64	103,41	118,18	129,48
Nº Electrolizadores (300 Nm ³)	10	20	20	30	30	40	50	50	60
Área ocupada por electrolizadores (m ²)	270	540	540	810	810	1.080	1.350	1.350	1.620
Consumo de energía eléctrica (GWh/año)	121,68	243,36	365,04	486,72	608,40	730,08	851,76	973,44	1066,53
Consumo de agua (dam ³ /año)	32,76	65,52	98,28	131,04	163,80	196,56	229,32	262,08	287,14
Capacidad de almacenamiento									
Capacidad de almacenamiento - 5 días (m ³)	1.239	2.478	3.717	4.956	6.194	7.433	8.672	9.911	10.859
Número de depósitos según tipo señalado	12	23	35	47	58	70	82	93	102
Área ocupada por almacenamiento (m ²)	526	1.052	1.577	2.103	2.629	3.155	3.681	4.206	4.609
Parque de generación renovable asociado									
Potencia eólica (MW)	50	100	150	200	250	300	350	400	281
Producción eólica (MWh)	97	195	292	389	487	584	681	779	853
Potencia fotovoltaica (MW)	16	31	47	62	78	93	109	124	136
Producción fotovoltaica (MWh)	24	49	73	97	122	146	170	195	213

Tabla 33 Requerimientos del sistema para disponer de una turbina de gas de hidrógeno de 22 MW

Las opciones de 11 y 22 MW pueden ser alternativas adecuadas para islas como La Palma, Lanzarote, Fuerteventura e incluso para las islas de Tenerife y Gran Canaria. Estas soluciones ofrecen una alta modularidad siendo capaces de alcanzar la plena potencia desde el momento

de arranque en un tiempo inferior a los 90 segundos. Esta flexibilidad es muy adecuada para los regímenes previstos con el aumento de la producción renovable de origen no gestionable.

Al aumentar la potencia de los 2,5 MW (ejemplo anterior) a los 22 MW se incrementan notablemente las necesidades en cuanto a capacidad para producir hidrógeno y reconvertirlo nuevamente en energía eléctrica cuando es preciso. Si la turbina de gas operara en régimen nominal, sería necesaria una potencia eólica de 281 MW, una potencia fotovoltaica de 136 MWh, 130 MW de potencia de electrolización y una capacidad de almacenamiento equivalente a 10.869 m³ para producir y almacenar el H₂ verde. La potencia de electrolizadores requeriría de una importante ocupación espacial ya que serían necesarios unos 60 contenedores de 40 pies y 102 depósitos de características semejantes a los ya expuestos anteriormente.

Si por el contrario esos 22 MW operaran durante menos de 3.000 horas al año, la potencia eólica necesaria se reduciría hasta los 150 MW al igual que la fotovoltaica que quedaría en 47 MW. La potencia en electrolizadores bajaría hasta los 44 MW y eso supondría un espacio equivalente a 20 contenedores de 40 pies. Finalmente, la capacidad de almacenamiento sería de 3.717 m³ equivalente a 35 depósitos.

Requerimientos del sistema para disponer de una turbina de gas de hidrógeno de 45 MW									
Elemento del sistema	Horas teóricas equivalentes de producción de la turbina de gas								
	1.000 h	2.000 h	3.000 h	4.000 h	5.000 h	6.000 h	7.000 h	8.000 h	8.760 h
Turbina de Gas 100% Hidrógeno									
Energía térmica consumida (GWh)	131	263	394	526	657	788	920	1.051	1.152
Energía eléctrica producida (GWh)	44	88	132	176	220	264	308	352	386
Eficiencia a plena carga	33,5%								
Consumo de hidrógeno (tH ₂ /año)	3.840	7.680	11.520	15.360	19.199	23.039	26.879	30.719	33.657
Área ocupada por turbinas (m ²)	100								
Necesidades de producción de hidrógeno									
Potencia total de electrolizadores (MW)	27	54	81	109	136	163	190	217	238
Nº Electrolizadores (300 Nm ³)	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Área ocupada por electrolizadores (m ²)	540	810	1.080	1.350	1.620	1.890	2.160	2.430	2.700
Consumo de energía eléctrica (GWh/año)	224	447	671	894	1.118	1.342	1.565	1.789	1.960
Consumo de agua (dam ³ /año)	60	120	181	241	301	361	421	482	528
Capacidad de almacenamiento									
Capacidad de almacenamiento - 5 días (m ³)	2.277	4.553	6.830	9.106	11.383	13.659	15.936	18.213	19.954
Número de depósitos según tipo señalado	21	43	64	86	107	129	150	172	188
Área ocupada por almacenamiento (m ²)	966	1.932	2.899	3.865	4.831	5.797	6.763	7.730	8.469
Parque de generación renovable asociado									
Potencia eólica (MW)	92	184	276	368	460	552	644	736	516
Producción eólica (MWh)	179	358	537	716	894	1.073	1.252	1.431	1.568
Potencia fotovoltaica (MW)	29	57	86	114	143	172	200	229	251
Producción fotovoltaica (MWh)	45	89	134	179	224	268	313	358	392

Tabla 34 Requerimientos del sistema para disponer de una turbina de gas de hidrógeno de 45 MW

Requerimientos del sistema para disponer de una turbina de gas de hidrógeno de 90 MW									
Elemento del sistema	Horas teóricas equivalentes de producción de la turbina de gas								
	1.000 h	2.000 h	3.000 h	4.000 h	5.000 h	6.000 h	7.000 h	8.000 h	8.760 h
Turbina de Gas 100% Hidrógeno									
Energía térmica consumida (GWh)	238	476	714	952	1.190	1.428	1.666	1.904	2.087
Energía eléctrica producida (GWh)	87	174	261	348	435	522	609	696	763
Eficiencia a plena carga	36,5%								
Consumo de hidrógeno (tH ₂ /año)	6.965	13.931	20.896	27.862	34.827	41.792	48.758	55.723	61.052
Área ocupada por turbinas (m ²)	150								
Necesidades de producción de hidrógeno									
Potencia total de electrolizadores (MW)	49	98	148	197	246	295	345	394	432
Nº Electrolizadores (300 Nm ³)	20	40	60	80	100	120	140	160	180
Área ocupada por electrolizadores (m ²)	540	1.080	1.620	2.160	2.700	3.240	3.780	4.320	4.860
Consumo de energía eléctrica (GWh/año)	406	811	1.217	1.622	2.028	2.434	2.839	3.245	3.555

Consumo de agua (dam ³ /año)	109	218	328	437	546	655	764	874	957
Capacidad de almacenamiento									
Capacidad de almacenamiento - 5 días (m ³)	4.130	8.259	12.389	16.518	20.648	24.778	28.907	33.037	36.196
Número de depósitos según tipo señalado	39	78	117	156	195	234	273	312	341
Área ocupada por almacenamiento (m ²)	1.753	3.505	5.258	7.011	8.763	10.516	12.269	14.021	15.362
Parque de generación renovable asociado									
Potencia eólica (MW)	167	334	500	667	834	1.001	1.167	1.334	936
Producción eólica (MWh)	324	649	973	1.298	1.622	1.947	2.271	2.596	2.844
Potencia fotovoltaica (MW)	52	104	156	207	259	311	363	415	455
Producción fotovoltaica (MWh)	81	162	243	324	406	487	568	649	711

Tabla 35 Requerimientos del sistema para disponer de una turbina de gas de hidrógeno de 90 MW

Legalmente, según los procedimientos de operación la potencia máxima de grupo en el archipiélago canario es de 72 MW (islas capitalinas como caso extremo). En cualquier caso, tal como se ha tratado en los apartados anteriores, interesa ganar flexibilidad en los sistemas eléctricos para operar en régimen variable aunque esto suponga sacrificar el rendimiento de los grupos empleados.

A modo comparativo se puede analizar cuál es la eficiencia a plena de carga de las distintas opciones expuestas. Para turbinas de gas de potencia inferior a 22 MW la eficiencia rondaba el 31,3%. Esta eficiencia aumenta hasta el 33,5% cuando la potencia del grupo es de 45 y hasta el 36,5% cuando la potencia es de 90 MW. La eficiencia continúa aumentando como se puede observar en las siguientes tablas alcanzándose un valor máximo del 44%. Si la eficiencia es alta, la cantidad de hidrógeno necesaria para producir energía es menor y, por tanto, los medios necesarios serán menores. Pero, por otra parte, la respuesta de la turbina ante cambios de producción se ve afectada (velocidad en rampas de aumento o bajada de producción, mínimos técnicos, etc.). Lo óptimo es que la generación renovable sea asimilada por el sistema eléctrico sin necesidad de almacenamientos energéticos como los que supone el uso del hidrógeno.

Requerimientos del sistema para disponer de una turbina de gas de hidrógeno de 240 MW									
Elemento del sistema	Horas teóricas equivalentes de producción de la turbina de gas								
	1.000 h	2.000 h	3.000 h	4.000 h	5.000 h	6.000 h	7.000 h	8.000 h	8.760 h
Turbina de Gas 100% Hidrógeno									
Energía térmica consumida (GWh)	610	1.221	1.831	2.441	3.051	3.662	4.272	4.882	5.349
Energía eléctrica producida (GWh)	243	486	729	972	1.215	1.458	1.701	1.944	2.130
Eficiencia a plena carga	39,8%								
Consumo de hidrógeno (tH ₂ /año)	17.860	35.720	53.580	71.440	89.300	107.160	125.020	142.880	156.543
Área ocupada por turbinas (m ²)	180								
Necesidades de producción de hidrógeno									
Potencia total de electrolizadores (MW)	126	253	379	505	631	758	884	1.010	1.107
Nº Electrolizadores (300 Nm ³)	60	110	160	210	260	310	360	410	450
Área ocupada por electrolizadores (m ²)	1.620	2.970	4.320	5.670	7.020	8.370	9.720	11.070	12.150
Consumo de energía eléctrica (GWh/año)	1.040	2.080	3.120	4.160	5.200	6.240	7.280	8.320	9.116
Consumo de agua (dam ³ /año)	280	560	840	1.120	1.400	1.680	1.960	2.240	2.454
Capacidad de almacenamiento									
Capacidad de almacenamiento - 5 días (m ³)	10.589	21.177	31.766	42.355	52.944	63.532	74.121	84.710	92.810
Número de depósitos según tipo señalado	100	200	300	399	499	599	699	799	875
Área ocupada por almacenamiento (m ²)	4.494	8.988	13.482	17.976	22.470	26.964	31.458	35.952	39.390
Parque de generación renovable asociado									
Potencia eólica (MW)	428	855	1.283	1.711	2.138	2.566	2.993	3.421	2.399
Producción eólica (MWh)	832	1.664	2.496	3.328	4.160	4.992	5.824	6.656	7.292
Potencia fotovoltaica (MW)	133	266	399	532	665	798	931	1.064	1.166
Producción fotovoltaica (MWh)	208	416	624	832	1.040	1.248	1.456	1.664	1.823

Tabla 36 Requerimientos del sistema para disponer de una turbina de gas de hidrógeno de 240 MW

Requerimientos del sistema para disponer de una turbina de gas de hidrógeno de 290 MW									
Elemento del sistema	Horas teóricas equivalentes de producción de la turbina de gas								
	1.000 h	2.000 h	3.000 h	4.000 h	5.000 h	6.000 h	7.000 h	8.000 h	8.760 h
Turbina de Gas 100% Hidrógeno									
Energía térmica consumida (GWh)	744	1.487	2.231	2.974	3.718	4.462	5.205	5.949	6.518
Energía eléctrica producida (GWh)	288	576	864	1.152	1.440	1.728	2.016	2.304	2.524
Eficiencia a plena carga	38,7%								
Consumo de hidrógeno (tH ₂ /año)	21.745	43.489	65.234	86.978	108.723	130.467	152.212	173.956	190.591
Área ocupada por turbinas (m ²)									
Necesidades de producción de hidrógeno									
Potencia total de electrolizadores (MW)	154	307	461	615	769	922	1.076	1.230	1.347
Nº Electrolizadores (300 Nm ³)	70	130	190	250	310	370	440	500	540
Área ocupada por electrolizadores (m ²)	1.266	2.532	3.799	5.065	6.331	7.597	8.863	10.130	11.098
Consumo de energía eléctrica (GWh/año)	1.266	2.532	3.799	5.065	6.331	7.597	8.863	10.130	11.098
Consumo de agua (dam ³ /año)	341	682	1.023	1.364	1.705	2.045	2.386	2.727	2.988
Capacidad de almacenamiento									
Capacidad de almacenamiento - 5 días (m ³)	12.892	25.784	38.675	51.567	64.459	77.351	90.242	103.134	112.996
Número de depósitos según tipo señalado	122	243	365	486	608	730	851	973	1066
Área ocupada por almacenamiento (m ²)	5.471	10.943	16.414	21.886	27.357	32.829	38.300	43.771	47.957
Parque de generación renovable asociado									
Potencia eólica (MW)	521	1.041	1.562	2.083	2.603	3.124	3.644	4.165	2.921
Producción eólica (MWh)	1.013	2.026	3.039	4.052	5.065	6.078	7.091	8.104	8.879
Potencia fotovoltaica (MW)	162	324	486	648	810	972	1.133	1.295	1.419
Producción fotovoltaica (MWh)	253	506	760	1.013	1.266	1.519	1.773	2.026	2.220

Tabla 37 Requerimientos del sistema para disponer de una turbina de gas de hidrógeno de 290 MW

Requerimientos del sistema para disponer de una turbina de gas de hidrógeno de 560 MW									
Elemento del sistema	Horas teóricas equivalentes de producción de la turbina de gas								
	1.000 h	2.000 h	3.000 h	4.000 h	5.000 h	6.000 h	7.000 h	8.000 h	8.760 h
Turbina de Gas 100% Hidrógeno									
Energía térmica consumida (GWh)	1.267	2.533	3.800	5.067	6.333	7.600	8.867	10.133	11.102
Energía eléctrica producida (GWh)	557	1.114	1.671	2.228	2.785	3.342	3.899	4.456	4.882
Eficiencia a plena carga	44,0%								
Consumo de hidrógeno (tH ₂ /año)	37.059	74.119	111.178	148.238	185.297	222.357	259.416	296.476	324.827
Área ocupada por turbinas (m ²)									
Necesidades de producción de hidrógeno									
Potencia total de electrolizadores (MW)	262	524	786	1.048	1.310	1.572	1.834	2.096	2.296
Nº Electrolizadores (300 Nm ³)	110	210	320	420	530	630	740	840	920
Área ocupada por electrolizadores (m ²)	2.970	5.670	8.640	11.340	14.310	17.010	19.980	22.680	24.840
Consumo de energía eléctrica (GWh/año)	2.158	4.316	6.474	8.632	10.790	12.948	15.106	17.264	18.915
Consumo de agua (dam ³ /año)	581	1.162	1.743	2.324	2.905	3.486	4.067	4.648	5.092
Capacidad de almacenamiento									
Capacidad de almacenamiento - 5 días (m ³)	21.972	43.943	65.915	87.886	109.858	131.829	153.801	175.773	192.581
Número de depósitos según tipo señalado	207	414	622	829	1036	1243	1451	1658	1816
Área ocupada por almacenamiento (m ²)	9.325	18.650	27.975	37.300	46.625	55.950	65.275	74.600	81.734
Parque de generación renovable asociado									
Potencia eólica (MW)	887	1.775	2.662	3.549	4.437	5.324	6.211	7.099	4.978
Producción eólica (MWh)	1.726	3.453	5.179	6.906	8.632	10.358	12.085	13.811	15.132
Potencia fotovoltaica (MW)	276	552	828	1.104	1.380	1.656	1.932	2.208	2.419
Producción fotovoltaica (MWh)	432	863	1.295	1.726	2.158	2.590	3.021	3.453	3.783

Tabla 38 Requerimientos del sistema para disponer de una turbina de gas de hidrógeno de 560 MW

Los últimos tres casos expuestos en este apartado no se proponen porque se considere que estas alternativas de 240 – 560 MW sean aptas para Canarias sino, simplemente, para ejemplificar o dar un orden de magnitud de las necesidades de infraestructura y ocupación espacial requerida para instalar una potencia semejante a la descrita en cualquiera de las islas (principalmente en los sistemas eléctricos de mayor tamaño) del archipiélago canario.

Si la potencia instalada en este tipo de sistemas alcanzara los 560 MW, sería necesaria una potencia eólica de 4.978 MW, una potencia fotovoltaica de 2.419 MWh, 2.296 MW de potencia de electrolización y una capacidad de almacenamiento equivalente a 192.581 m³. La

potencia en electrolizadores requeriría una importante ocupación del suelo dado que serían necesarios unos 920 contenedores de 40 pies y 1.816 depósitos de características semejantes a los ya expuestos en este apartado.

Si por el contrario esos 560 MW operaran durante menos de 3.000 horas al año, la potencia eólica necesaria se reduciría hasta los 2.662 MW al igual que la fotovoltaica que quedaría en 828 MW. La potencia en electrolizadores bajaría hasta los 786 MW y eso supondría un espacio equivalente a 320 contenedores de 40 pies. Finalmente, la capacidad de almacenamiento sería de 43.943 m³ equivalente a 622 depósitos.

4.1.2.5 Conclusiones obtenidas del análisis

El estudio desarrollado en este apartado demuestra que el uso del hidrógeno para alimentar generadores (turbinas de gas alimentadas con hidrógeno) es técnicamente posible pero tiene un coste. Si se analiza la eficiencia global del proceso:

Energía eléctrica renovable → hidrógeno verde → Re-electrificación

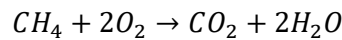
Se puede observar que sólo se recupera un 18% de la energía renovable existente al principio del proceso cuando la potencia de la turbina de gas es de 2,5 MW y ese porcentaje va aumentando progresivamente hasta el 26% cuando la turbina usada adquiere el valor más elevado de los considerados (560 MW).

En coherencia con lo mencionado, a pesar de la versatilidad que ofrece esta solución, **lo descrito en el párrafo anterior hace recomendar que este tipo de grupos no sea usado como base de los sistemas eléctricos sino simplemente como generador para atender puntas de demanda o proveer servicios de ajuste al sistema eléctrico. La generación renovable se priorizaría en el sistema eléctrico por aspectos relativos a la eficiencia y la reducción de costes de operación del sistema eléctrico, acudiéndose a este tipo de generadores para solventar desvíos de producción.** En esta situación el número de horas de operación se reduciría considerablemente así como también lo haría la necesidad de hidrógeno y los sistemas e infraestructuras auxiliares implicados.

4.1.3 Uso de gas de síntesis y tecnologías Power To Gas

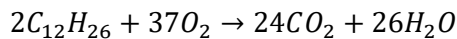
Este apartado está estrechamente relacionado con el anterior ya que sus bases se asientan sobre el uso del hidrógeno como combustible estacionario. Como se ha venido explicando a lo largo del documento, las tecnologías de generación térmica convencional deben evolucionar hacia dos frentes principales: flexibilidad y uso de combustibles sintéticos.

Históricamente los combustibles utilizados en la generación térmica convencional han ido evolucionando de compuestos fósiles sólidos (principalmente el carbón) a líquidos (gasoil, fuel oil y diésel oil), y de éstos se aspira al uso de combustibles gaseosos. Analizando químicamente estos combustibles, esta evolución parece lógica ya que se basa en la reducción paulatina de las cadenas de carbono de las moléculas que los componen, reduciendo así las emisiones de gases de efecto invernadero producidas en su combustión. Para clarificar este hecho, es interesante comparar las estequiometrías de un combustible líquido y otro gaseoso tomando como ejemplo el gasoil (C₁₂H₂₆) y el metano (CH₄):



La ecuación química indica que 1 mol de CH₄, de masa molar 16 gr/mol, reacciona con 2 moles de oxígeno para producir 1 mol de CO₂, de masa molar 44 gr/mol. Se tiene por tanto que por cada kg de metano se producen 2,75 kg de CO₂. Además, el PCI del metano es 12,278 kWh/kg.

Por otro lado, la reacción de combustión del gasoil presenta la siguiente ecuación estequiométrica:

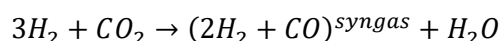


En este caso, por cada 2 moles de C₁₂H₂₆, de masa molar 170 gr/mol, se tienen como producto 24 moles de CO₂, lo que significa que por cada kilo de gasoil se producen 3,1 kg de CO₂. Considerando además el PCI del gasoil, 11,944 kWh/kg, y si se utilizan ambos combustibles en un generador con eficiencia del 30%, para producir 1 kWh eléctrico se necesitaría 0,27 kg de metano y 0,28 kg en el caso del gasoil, por lo que para el primero las emisiones se fijarían en 0,75 kgCO₂/kWh_e y para el segundo serían de 0,87 kgCO₂/kWh_e. **En conclusión, para generar la misma cantidad de energía se emite un 12,7% más de CO₂ al usar gasoil frente al metano.**

Siguiendo este razonamiento, se manifiesta la posibilidad de que la energía renovable no gestionable que no pudiera integrarse en el sistema eléctrico y que motivara la aplicación de políticas de corte podría utilizarse para la producción de hidrógeno a través de la electrolisis, que a continuación podría mezclarse hasta en un 20% con gas natural mediante procesos de blending y generar un combustible que puede utilizarse en las centrales eléctricas convencionales. Siguiendo el ejemplo estudiado, la sustitución del 20% del gas natural por hidrógeno, que no produce emisiones contaminantes, supondría unas emisiones de 0,594 kgCO₂/kWh_e, reduciéndose en un 20,8% respecto al caso de gas natural y en un 31,7% respecto al uso de gasoil.

Los procesos que se fundamentan en este hecho, denominados Power to X, se consideran una alternativa adecuada para la realidad de Canarias y su transición hacia la descarbonización. El hidrógeno es un combustible de gran interés para la generación eléctrica, presentando como uno de sus inconvenientes la necesidad de almacenaje a alta presión (350 bares) como se comentó en el apartado anterior. Esta desventaja puede superarse aplicando métodos de Power to Gas y Power to Liquid, en los que se utiliza el hidrógeno junto con la captura de carbono para la generación de combustibles sintéticos cuya logística es mucho más sencilla.

En concreto, se entiende por Power to Gas al proceso que involucra la conversión de hidrógeno a gas natural sintético, denominado habitualmente syngas, metano o incluso GLP. Estos combustibles requieren presiones de almacenamiento más bajas (~80 bares), lo que facilita su gestión respecto al hidrógeno. Para la obtención de combustibles gaseosos es necesaria la combinación del hidrógeno verde con CO₂ obtenido de fuentes originalmente contaminantes (proceso denominado recuperación o captación) en reactores catalíticos donde se produce la siguiente reacción química:



A continuación, a través del proceso conocido como Fischer-Tropsch, se producen hidrocarburos líquidos sintéticos a partir de los gases de síntesis (H₂ y CO), tales como el gasoil,

el keroseno, etanol y gasolinas, que son mucho más fáciles de gestionar y cuentan con la ventaja de disponer de la experiencia e infraestructura necesaria para su almacenamiento y transporte.

Sin embargo, y a pesar de que estas tecnologías llevan aplicándose desde mediados del s. XX, casi la totalidad de los proyectos implementados actualmente son de carácter experimental, debido principalmente al elevado coste de estos sistemas. Sea como fuere, en los últimos años se ha producido un aumento de las iniciativas de investigación de este tipo de combustibles, y se espera que en los próximos años las tecnologías Power to X alcancen la madurez suficiente como para que su desarrollo comercial a gran escala sea viable. **Se estima que los combustibles sintéticos y combustibles renovables sustituyan completamente a los combustibles fósiles a partir de 2040, siendo así posible la utilización de la generación térmica como servicio de ajuste en los sistemas eléctricos insulares de Canarias.**

En el estudio desarrollado en el apartado anterior se concluía que si se quisiera tener una potencia instalada de 240 MW en turbinas alimentadas con hidrógeno y que operaran durante 3.000 horas al año se necesitaba de una cantidad de hidrógeno de 53.580 tH₂/año. Si se establecieran reservas estratégicas de 5 días, **la cantidad de hidrógeno a almacenar sería de 31.766 m³ que supondría la instalación de 300 depósitos de 3 metros de diámetro por 15 metros de largo.** Además el hidrógeno habría que almacenarlo a 350 bares. El paso de gas a líquido reduciría el volumen pero en el caso del hidrógeno habría que bajar a temperaturas criogénicas de -259 °C. Esto no se considera imposible, es más, existen instalaciones como los bancos de ensayo del DLR en Alemania donde el hidrógeno se almacena en fase líquida, pero requiere un consumo energético muy importante para mantener esa temperatura.

Por cada kilovatio hora de energía térmica se requiere 0,0719 kg de metano. En el caso del hidrógeno, por cada kilovatio hora de energía térmica se necesita 0,0297 kg de hidrógeno. Por tanto a nivel de densidad energética, el consumo del hidrógeno es menor. Por el contrario, en cada Nm³ se dispondría de 0,72 kgCH₄ mientras que para el hidrógeno en un Nm³ existiría 0,0899 kgH₂. Como consecuencia, es un combustible con menor densidad energética en volumen. **Por todo ello, para la misma densidad energética, el hidrógeno requiere tres veces más espacio que el metano.** Ese espacio se reduce más aún con combustibles líquidos, permitiendo, además, aprovechar las infraestructuras de almacenamiento ya existente, lo que supone una importante ventaja.

En coherencia con lo mencionado, **podría plantearse otra alternativa basada en el uso de combustibles sintéticos. También existe la opción del blending incrementando progresivamente la cantidad de hidrógeno existente en mezcla usando como soporte combustibles como el gas natural.** Esta última alternativa es principalmente atractiva en instalaciones portuarias en las que sea obligatoria la entrada de este combustible en cumplimiento con la legislación europea. Esta estrategia posibilitaría una transición progresiva hacia el objetivo de total descarbonización considerando la adaptación del parque de generación térmica convencional. La siguiente ilustración muestra un esquema de la aplicación de los procesos Power to Gas para el respaldo de generación eléctrica en Canarias. Mientras no exista capacidad suficiente para producir la cantidad de syngas necesaria para abastecer la

demanda, es posible la importación del mismo desde regiones en las que se produzca este combustible.

En los supuestos en los que se recurra al gas de síntesis se necesita de CO₂ que reaccione con el hidrógeno, y éste puede tener diversos orígenes. Por ejemplo, se puede usar el CO₂ producido en las plantas de biogás, donde se encuentra en un 30-45% mezclado con metano y trazas de otros gases consideradas impurezas. Por lo tanto, las plantas de biogás y de producción de hidrógeno podrían unificarse para la producción de combustibles sintéticos que se almacenarían y, posteriormente, se utilizarían para proveer servicios de backup o respaldo.

Otra fuente de dióxido de carbono importante son las propias centrales de generación térmica convencionales, reciclando el CO₂ producido y logrando así la condición de neutralidad climática.

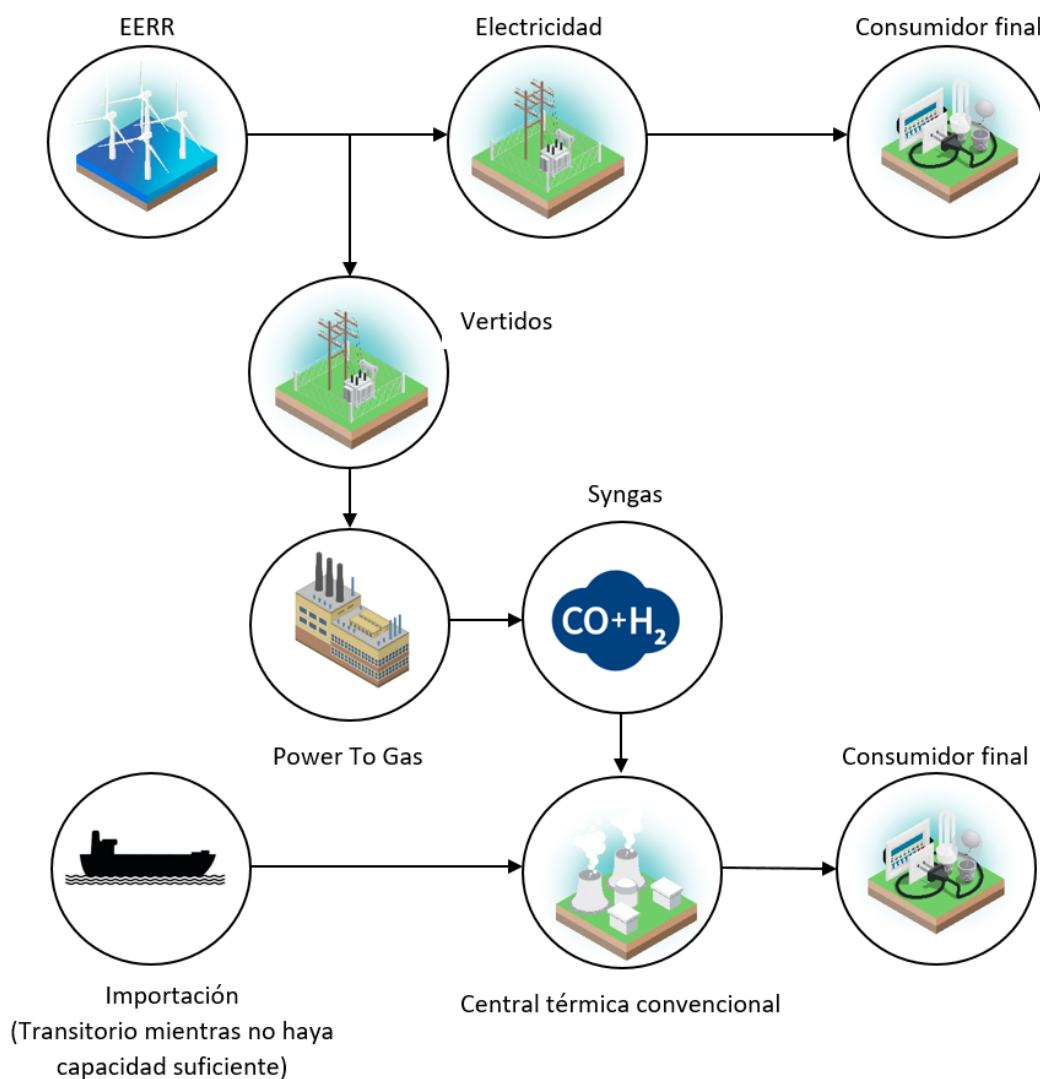


Ilustración 31. Posible esquema de implementación de las tecnologías Power to Gas para el respaldo de generación eléctrica en Canarias

Otra alternativa es la utilización de equipos de filtrado de CO₂, que se basan en el uso de ventiladores en los que se filtra el dióxido de carbono separándolo del aire. Actualmente,

existen en Europa 14 sistemas de este tipo; sirva de ejemplo uno de los últimos instalados en Suiza, con una capacidad de filtrado de 900 tCO₂/año.

4.1.4 Geotermia de alta entalpía

Otra posibilidad de interés para proveer energía renovable de carácter gestionable en Canarias es la geotermia de alta entalpía. Esta solución podría ser interesante para proveer potencia de categoría A en aquellos emplazamientos donde por condiciones del recurso disponible sea viable su instalación.

Como se describía en la hoja de ruta de la geotermia de alta entalpía de Canarias, el futuro del sector energético de Canarias pasa por su total descarbonización. Se fomenta el uso de las energías renovables a todos los niveles, pero la mayoría es de origen no gestionable. Por ello, de confirmarse la existencia de recurso geotérmico de alta entalpía sería muy recomendable el uso de esta alternativa como medio para obtener energía renovable gestionable, de modo que estas centrales operen como base de los sistemas eléctricos, proveyendo, además, servicios de ajuste al sistema semejantes a los que actualmente ofrece la generación térmica convencional.

En Canarias se vienen haciendo estudios en fase de exploración desde los años 70, focalizándose el análisis en las islas que han sido reconocidas como de mayor potencial por su recurso geotérmico. El desarrollo de las investigaciones ha permitido que los expertos hayan publicado aproximadamente 60 artículos en revistas científicas basados en los estudios de investigación realizados, fundamentalmente, en las islas de Lanzarote, Tenerife, Gran Canaria y La Palma. De los estudios desarrollados hasta el momento se pueden destacar las conclusiones expuestas en los siguientes apartados.

4.1.4.1 Posibilidades de geotermia de alta entalpía en Lanzarote

Se han desarrollado estudios exploratorios de todo tipo, principalmente en la zona de Timanfaya por ser la región de mayor interés. Entre esos estudios pueden mencionarse diferentes análisis geoquímicos de gases del suelo, mediciones sísmicas y de inclinación, estudios gravimétricos, otros estudios geofísicos, análisis de anomalías térmicas e incluso un sondeo profundo de 2.702 metros que aunque fue desarrollado en el año 1977 sirvió para reconocer la anomalía térmica característica de la isla. Todos los estudios desarrollados parecen conducir a que dicha anomalía obedece a un modelo geotérmico de roca caliente seca superficial (SHDR). Así pues, las altas temperaturas en superficie se generan por un resto magmático de las erupciones del siglo XVIII emplazado a una profundidad de 4 km según el modelo matemático.

Para aprovechar el recurso geotérmico de Lanzarote no se puede recurrir a perforaciones sino que sería necesaria una técnica que fuera capaz de captar el recurso de manera superficial. De entre las alternativas se valoró el uso de intercambiadores enterrados, pero la baja difusividad térmica de los materiales existentes invalida esta solución. También se valoró el uso de una caldera de recuperación para la extracción de calor convectivo, pero esto es impracticable en la zona, dado que las instalaciones deberían ubicarse en uno de los Parques Nacionales de mayor importancia de Canarias (Timanfaya). De todas las opciones valoradas, la que parece más prometedora por los estudios publicados, es el aprovechamiento termoeléctrico (en

estudio en el marco del proyecto Termovolcan). No obstante, dicha tecnología aún está en fase de investigación y la potencia del mayor prototipo desarrollado hasta la fecha es de 1 kW aunque matizan que es escalable.

Se puede decir que la fase de exploración ha concluido, sin perjuicio a que se siga fomentando la investigación y el uso de nuevas técnicas que permitan mejorar el conocimiento existente en la actualidad de este yacimiento geotérmico. No obstante, la recomendación de los expertos es continuar con el análisis en otras regiones de la isla, aunque en proximidad del Parque Nacional, donde sí podría ser viable la instalación de los sistemas anteriormente mencionados. Los investigadores sugieren la necesidad de desarrollar campañas más extensas de geofísica para definir el foco del calor y delimitar nuevas anomalías.

En cualquier caso, para los objetivos de esta estrategia, se puede asumir que la geotermia de alta entalpía no sería una solución de interés a medio plazo en Lanzarote para aplicaciones relativas a la generación de energía eléctrica en las escalas requeridas para el sistema eléctrico.

4.1.4.2 Posibilidades de geotermia de alta entalpía en Tenerife

Es junto a Lanzarote la isla mejor caracterizada. En las distintas zonas de exploración definidas en la isla, se han desarrollado estudios de gaviometría 3D, vuelo IRT, estudios de dipolos, SEDT, estudios magnetotéluricos, mediciones de gases e isótopos de fumarolas, estudios geoquímicos en galerías y superficial, análisis de gases difusos, modelos geoeléctricos del sistema geotérmico, medición de temperaturas en superficie, mediciones aeromagnéticas, investigaciones audiomagnetotélurica y distintos modelos matemáticos y conceptuales que han servido para acotar zonas de interés por su potencial geotérmico. Además, en los años 90 incluso se llevó a cabo un sondeo a una profundidad de 1.060 metros en la región noroeste de la isla en la que se alcanzó una temperatura de 56 °C, con un gradiente térmico medio de 48 °C/km, y de 94 °C/km en los últimos 160 m.

En Tenerife, distintos expertos confirman con sus investigaciones que esta isla posee un gran potencial para el aprovechamiento de este recurso a través de una planta de generación geotérmica convencional. Los estudios apuntan **que el permiso Garehagua II es el más prometedor de los existentes en Tenerife, si bien también pueden ser consideradas ciertas áreas en el interior del Parque Nacional del Teide y en sus proximidades con fines energéticos (debe ser valorada su viabilidad). Sería necesario extraer puntos de geofísica para definir la ubicación de un posible sondeo.** Estas regiones son las principales candidatas al desarrollo de un sondeo de investigación geotérmico para confirmar su posible explotación con fines energéticos. Por otro lado, las conclusiones de los estudios de síntesis que se están llevando a cabo en el proyecto Termovolcán permiten señalar que **en la isla existe un gran sistema de rift en estrella que condiciona su volcanismo y las zonas de posibilidades geotérmicas.** Dejando de lado el sistema Teide Pico Viejo, con posibles cámaras magmáticas situadas aproximadamente a nivel de mar, el eje con mayor actividad es el noroccidental (línea Teide – Teno), el segundo es el eje sur (Teide – Vilaflor – S. Lorenzo) y, por último, la dorsal central (Teide – La Laguna).

Dado el nivel de madurez en la fase de exploración, se considera que la opción de Tenerife debería priorizarse. Por ello, **resulta urgente solicitar (por parte del Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico) una reserva provisional de este permiso minero caducado y convocar un concurso de libre concurrencia obligatorio y, poder así, finalizar el reconocimiento.**

Las zonas con mayor probabilidad de éxito se encuentran en Montaña Blanca y en la base de Pico Viejo (ambos a una profundidad de 3.500 m), pero la realidad es que se encuentran en un espacio natural protegido (ENP) por lo que, en caso de éxito, habría que buscar la forma de evacuar la energía generada con el menor impacto posible.

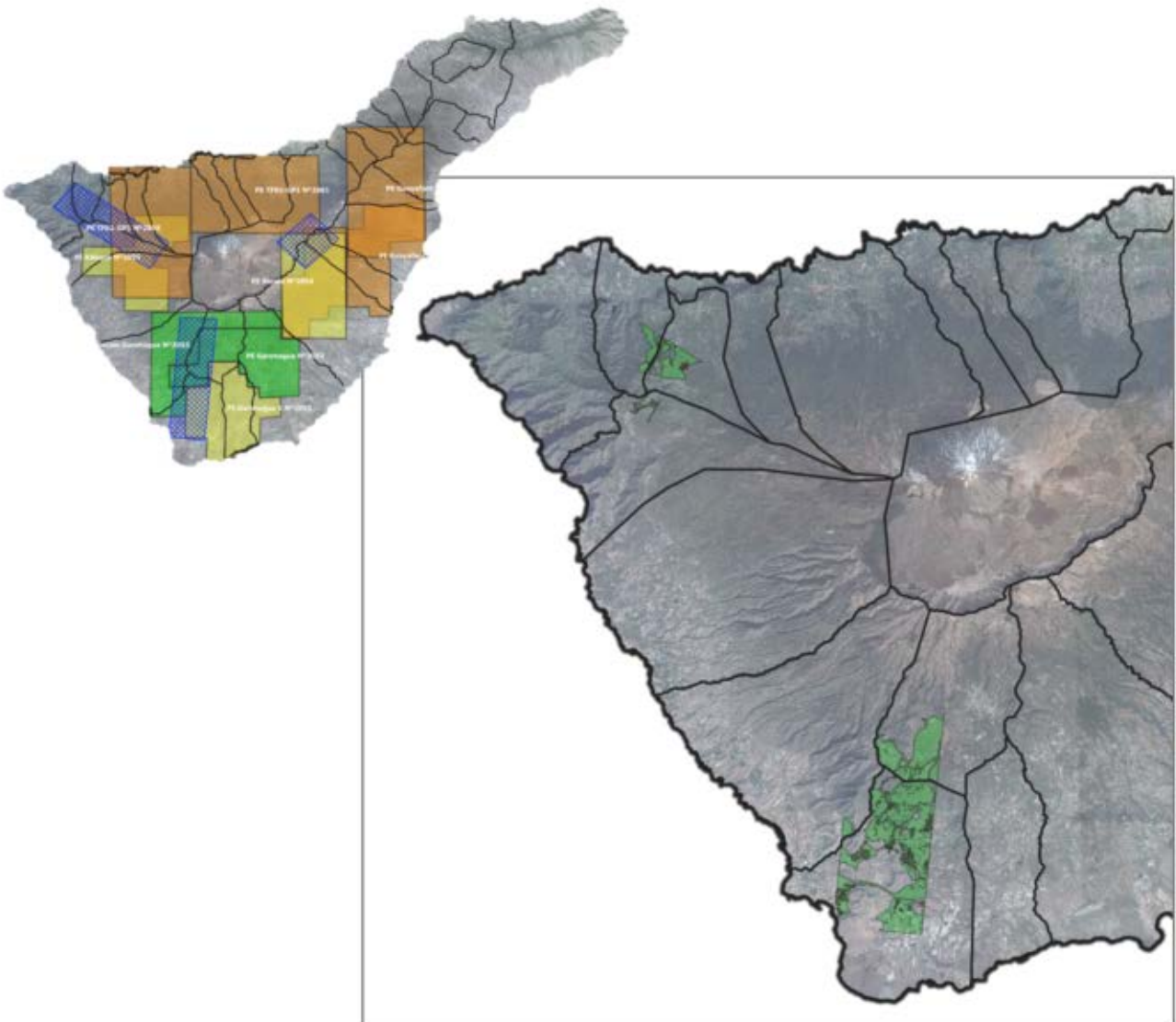


Ilustración 32. Zonas que cumplen con restricciones ambientales y territoriales en Tenerife

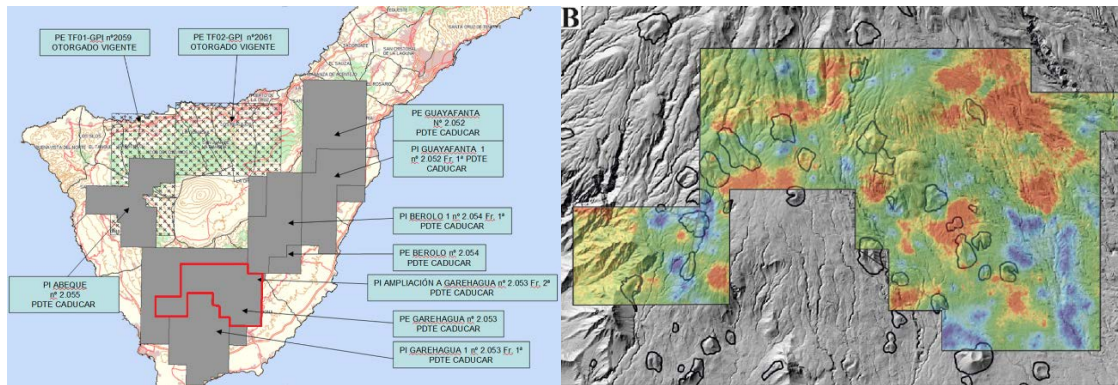


Ilustración 33. Permisos mineros geotermia – Garehagua II. Exploration of deep-seated geothermal reservoirs in the Canary Islands by means of soil CO₂ degassing surveys” (F. Rodríguez et al)

4.1.4.3 Posibilidades de geotermia de alta entalpía en Gran Canaria

Se han venido haciendo múltiples estudios geotérmicos y geofísicos basados en datos de reflexión y refracción sísmica, barridos geoquímicos de análisis de agua, isótopos y gases, muestreos de emisión difusa de gases en un total de 600 localizaciones, perfiles donde se analizaban datos recopilados por 24 estaciones y modelos matemáticos a profundidades de hasta 5 km, modelizaciones de anomalías aeromagnéticas o los últimos estudios desarrollados en el año 2020 sobre resistividad eléctrica basada en mediciones magnetoteléuricas. Además, sobre la década de los 80 se llegaron a realizar dos sondeos en la vertiente este de la isla de Gran Canaria donde se alcanzaron profundidades de hasta 670 metros reconociéndose gradientes térmicos de entre 6,2-7,5 °C/100 m. Los sondeos mencionados mostraron que el gradiente térmico es dos veces superior al normal. Todos estos estudios han servido para reconocer la existencia de zonas con recurso de media entalpía.

Las investigaciones confirman que el **permiso de Atidama es el que presenta mayor potencial** y, por ende, también debería ser activado. No obstante, recientes investigaciones señalan la posible existencia de otras zonas de interés en el suroeste de la isla. Estudios independientes recomiendan la construcción de un modelo conceptual y matemático que sea capaz de ligar los resultados de todas las investigaciones realizadas (actualmente en desarrollo en el marco del proyecto Termovolcán). Por la interpretación del modelo de resistividad eléctrica 3D parece que no necesariamente habría que alcanzar profundidades de 2 km.

Las conclusiones de los estudios de síntesis que se están llevando a cabo en el proyecto Termovolcán donde se analizan de forma conjunta los datos aportados por la geología, la hidrogeología, la geoquímica, la geofísica, los sondeos termométricos y la modelización de flujo, permiten señalar **un flujo radial que condiciona la existencia de unos elevados gradientes en zonas próximas a la costa**. Son varias las zonas que permitirían el aprovechamiento del recurso geotérmico, concretamente, la costa norte, este y suroeste de la isla; aunque se trataría de un recurso de media entalpía (más adecuado para fines térmicos).

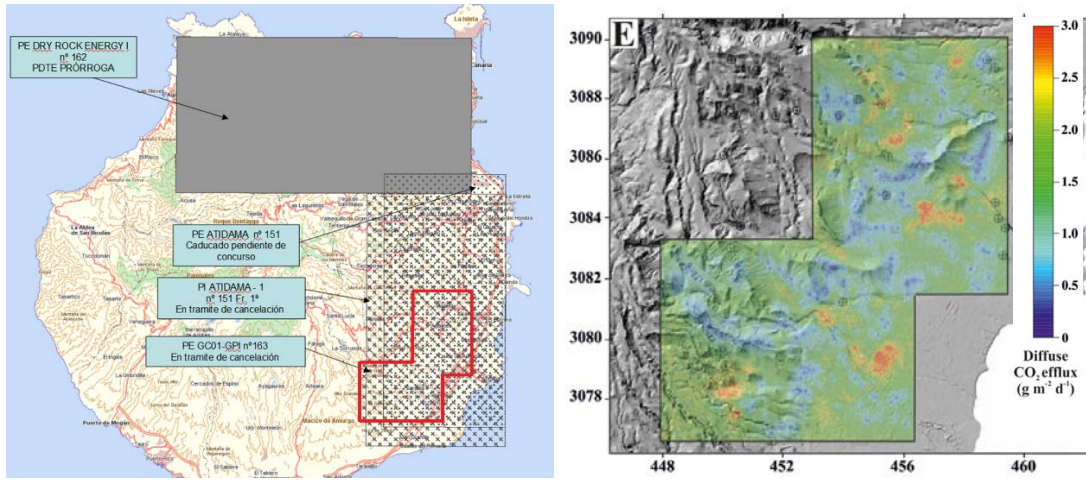


Ilustración 34. Permisos mineros geotermia – Atadima. Exploration of deep-seated geothermal reservoirs in the Canary Islands by means of soil CO₂ degassing surveys” (F. Rodríguez et al)

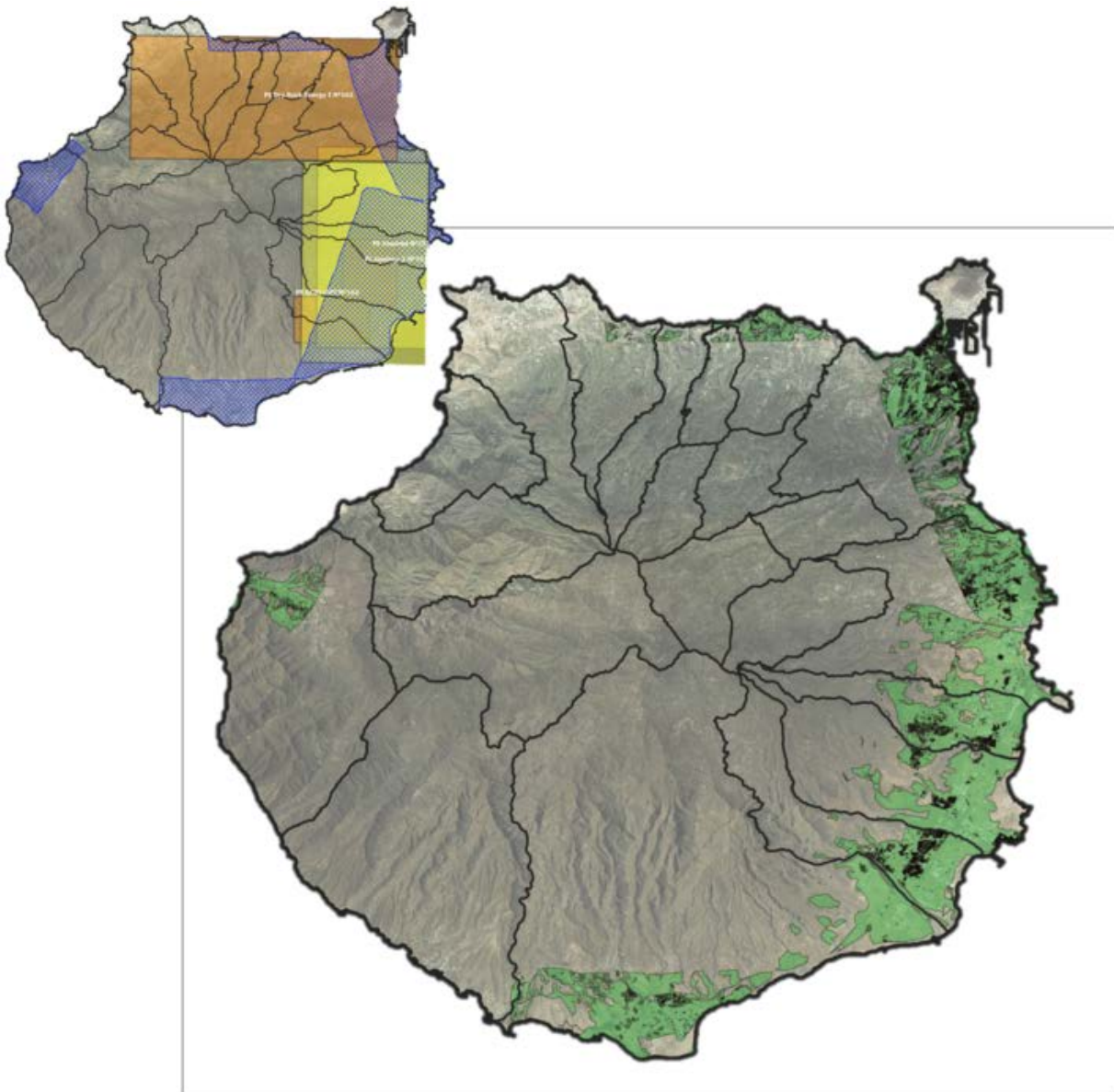


Ilustración 35. Zonas que cumplen con restricciones ambientales y territoriales en Gran Canaria

4.1.4.4 Posibilidades de geotermia de alta entalpía en La Palma

Se considera una isla de interés para el aprovechamiento de recursos geotérmicos mediante métodos geotérmicos convencionales. En esta isla se han llevado a cabo estudios de medición de gases, inversión gravimétrica 3D, estudio magnetoteléuricos, análisis de autopotencia, sondeos de audio-MT y, recientemente, se acaba de desarrollar un estudio de inversión magnetoteléurica 3D. A pesar de las tentativas, no se han desarrollado sondeos que confirmen las conclusiones de los análisis desarrollados, todos de carácter no intrusivo.

La mayor parte de las investigaciones apuntan al interés de la región próxima a Cumbre Vieja y sus dos flancos hasta la costa Sur donde se detectan alteraciones propias de sistemas geotérmicos. En esta isla, quizás más que en el resto de islas analizadas hasta el momento, sería recomendable continuar con la exploración tratando de reducir la resolución en la región de mayor interés y realizar un sondeo de investigación. Una central geotérmica podría resolver el problema del mix energético de la isla, la cual no tiene posibilidad de ser interconectada con ninguna otra.

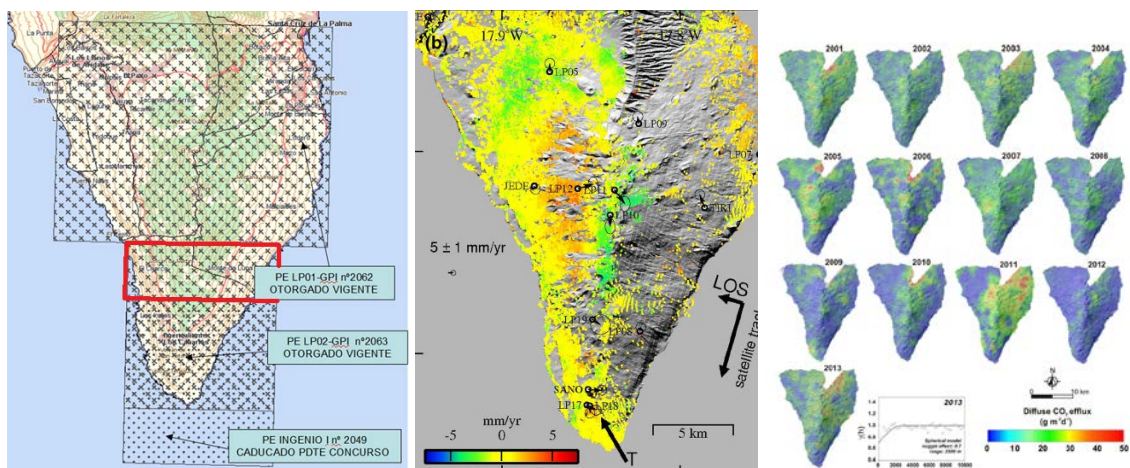


Ilustración 36. Permisos mineros geotermia – Cumbre Vieja. Exploration of deep-seated geothermal reservoirs in the Canary Islands by means of soil CO₂ degassing surveys” (F. Rodríguez et al)

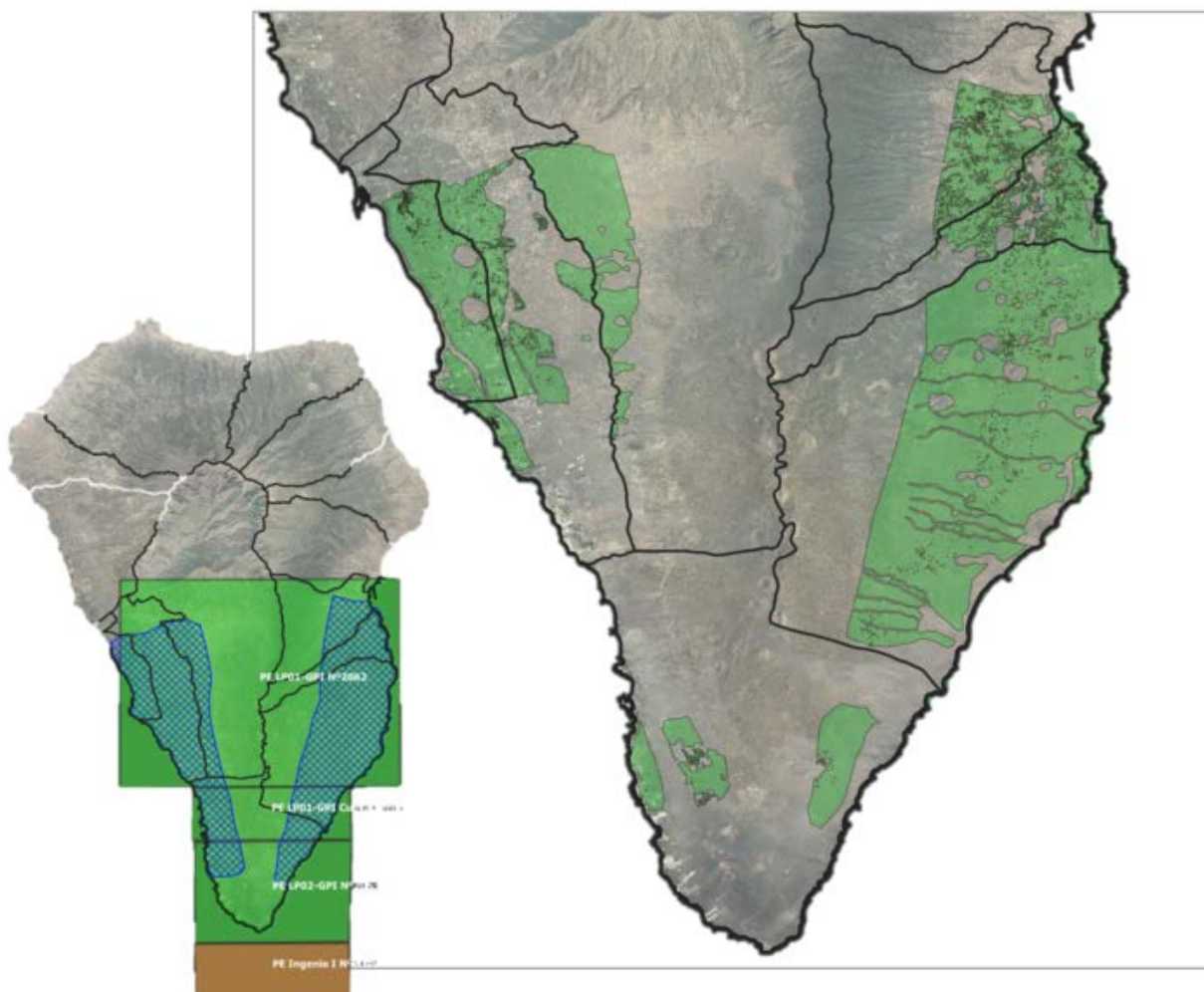


Ilustración 37. Zonas que cumplen con restricciones ambientales y territoriales en La Palma

4.1.4.5 Conclusiones del diagnóstico desarrollado

Para confirmar la existencia de recurso geotérmico en las islas con mayor potencial, se requiere una inversión de, aproximadamente, **0,9 M€ en fase de exploración** y de **10 M€ por sondeo para investigación**. En la siguiente tabla, se resumen los costes por islas.

Previsión de costes totales necesarios hasta llegar a fase de explotación					
Fase	Potencial	Fase de exploración		Fase de investigación	
		Inversión	Tiempo	Inversión	Tiempo
Tenerife	Alto	300.000 €	12 meses	10.000.000 €*	12 meses
La Palma	Moderado	400.000 €	24 meses	10.000.000 €*	12 meses
Gran Canaria	Moderado	200.000 €	12 meses	8.000.000 €*	12 meses
Total	-	900.000 €	24 meses	28.000.000 €*	12 meses

* Coste por sondeo. Estándar: No abandonar a no ser que se obtengan resultados desfavorables en tres perforaciones.

Tabla 39 Previsiones de costes totales necesarios hasta llegar a fase de explotación

Donde quizás adquiera mayor sentido la energía geotérmica en Canarias es para la producción de energía eléctrica. La energía eléctrica tiene la ventaja de ser versátil, pudiendo ser utilizada para la gran mayoría de los consumos energéticos de Canarias.

En el momento actual es imposible saber la potencia que podría obtenerse con los distintos yacimientos geotérmicos por islas dado que esta potencia depende de la presión a la que se logre extraer el fluido primario del yacimiento. Interesa que las potencias totales de grupos de generación en los yacimientos de Tenerife y Gran Canaria se aproximen a los 100 - 200 MW, mientras que en La Palma interesaría una potencia de entre 10 y 20 MW. Además, lo adecuado sería buscar un equilibrio entre el aprovechamiento geotérmico y la flexibilización de la generación. Cuanto menor es el tamaño máximo de grupo en un sistema eléctrico, mayor será la flexibilidad de este sistema para permitir la entrada de generación renovable (especialmente la no gestionable) y más robusto porque soportaría mejor la caída de uno de sus grupos de generación, incluso el de mayor tamaño. Lo recomendable sería apostar por generadores cuya potencia sea la mitad de la establecida como el tamaño máximo de grupo en cada isla. A priori, la opción con más probabilidades de desarrollo en Canarias sería el ciclo binario OCR con circuito recuperativo. Ésta es una alternativa muy versátil que podría ser instalada para distintos rangos de temperatura y de gases no condensables. Los grupos con turbinas binarias se suelen vender con potencias comprendidas entre los 1 y 21 MW. Estas potencias son muy adecuadas para los casos particulares de Canarias.

Los proyectos desarrollados en el ámbito europeo demuestran que la energía geotérmica es altamente competitiva cuando supera la fase de investigación. En términos de LCOE la tecnología geotérmica se establece en un valor medio de entre los 8-11€/kWh.

En lo que a modelos de negocio se refiere, el sector público ha jugado un papel fundamental en la financiación de la geotermia de media/alta entalpia a nivel mundial. Se concluye que entre el 76-90% de los proyectos de geotermia usan alguna forma de apoyo público ya sean créditos, subvenciones o incentivos a la inversión para garantizar la puesta en marcha de los proyectos.

Los costes relativos a las perforaciones de exploración pueden llegar al 15% del coste total del proyecto. A su vez, la disponibilidad del recurso suele tener mucha incertidumbre, con unos ratios de éxito globales de perforación exploratoria estimados entre un 50-59%, que pueden aumentar hasta el 74% si antes de los sondeos de investigación se lleva a cabo un aprendizaje adecuado durante la fase de exploración. El alto riesgo inicial sumado a los largos tiempos de ejecución (el desarrollo de un proyecto de geotermia de alta entalpia dura entre 4-7 años) hace que los inversores demanden una TIR elevada durante las primeras fases del proyecto.

Para el caso de Canarias se propone un modelo de financiación encadenado, en el que cada etapa de desarrollo del proyecto se financie mediante diferentes fuentes, ya sea de origen nacional y/o europeo. Parece claro que una inversión de 1,2 M€ es una cifra aceptable que podría ser financiada con instrumentos tales como los fondos FEDER o incluso con planes específicos habilitados a nivel nacional como el recientemente aprobado Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. Para la financiación de actividades relativas a la fase de investigación podría optarse por otras alternativas tales como las convocatorias al programa Horizon Europe en el marco de proyectos de I+D. Finalmente, si esta etapa finaliza

con éxito, el siguiente objetivo sería la financiación de un proyecto de construcción mediante instrumentos tales como el Innovation Fund (pensado para proyectos cercanos a su etapa comercial), al que podría sumarse un InvestEU, consiguiendo así la totalidad de financiación para un proyecto de geotermia en Canarias. Como plan alternativo, se podría considerar la participación e inversión por parte de agentes privados formando consorcios públicos-privados. El Gobierno de Canarias debería supervisar y dirigir el desarrollo del proyecto, con el fin de asegurar el éxito y rentabilidad del mismo. Existen numerosos esquemas de estructuras financieras a seguir, y debería analizarse, de forma concreta, el papel que tendría cada actor privado interesado en participar en el desarrollo de este tipo de proyectos.

4.2 Estimación de la demanda eléctrica

Los procedimientos de operación de los sistemas eléctricos no peninsulares obligan a que, de forma horaria, se encuentren encendidos los grupos necesarios para sustituir al menos la totalidad de la potencia del mayor grupo conectado en ese periodo (50% en regulación primaria y 50% en regulación secundaria). En base a esta obligación, **se requiere el desarrollo de una estimación de demanda eléctrica**. Posteriormente, a partir de ésta, debe evaluarse qué unidades se encontrarían operativas en cada momento del año, lo que permitirá comprobar, de antemano, si los grupos de generación disponibles son suficientes para soportar las necesidades de electricidad previstas, no sólo desde el punto de vista de satisfacción de la demanda sino para aportar los servicios complementarios de ajuste al sistema eléctrico.

Los valores de demanda se estiman en este caso como demandas agregadas anuales por sistemas eléctricos. Para proyectar estos valores anuales a la demanda que existiría cada 15 minutos, se toma como referencia el perfil de demanda existente en el año 2019 (último año de referencia fuera de la situación derivada de la crisis sanitaria COVID-19) según datos publicados en la web del operador del sistema eléctrico Red Eléctrica de Canarias.

Adicionalmente, tal como se explicó al inicio del apartado 4, también debe realizarse una estimación de puntas de demanda. A partir de estas puntas se dimensiona el parque de generación de categoría A del archipiélago aplicando, para ello, los estándares establecidos en el Real Decreto 738/2015.

En esta sección se presentan los resultados de las estimaciones de demanda eléctrica (GWh) y puntas de demanda (MW) para cada isla del archipiélago. Estas estimaciones se determinan usando como referencia datos de población y producto interior bruto (PIB), tanto históricos como previstos. Estos datos se han recopilado de fuentes oficiales como el Instituto Canario de Estadística (ISTAC), el Instituto Nacional de Estadística (INE) o el Fondo Monetario Internacional (FMI), entre otros. A partir de estos datos históricos y proyecciones a futuro, se estiman las demandas previstas hasta el año 2040 usando técnicas de regresión multivariantes tales como Random Forest. El método de cálculo es descrito con detalle en las siguientes subsecciones.

4.2.1 Escenario socioeconómico

Los datos de población y producto interior bruto (PIB) son usados para generar un modelo de regresión que describa la relación existente entre estas variables y la demanda eléctrica. Este

modelo es ejecutado considerando únicamente los datos históricos, identificándose los patrones que pudieran existir entre las variables predictoras y la serie temporal objetivo. A continuación, las estimaciones de población y PIB existentes en la actualidad serían usadas para estimar la demanda eléctrica en cada isla.

4.2.1.1 Población

Como referencia para estimar la evolución de la población se usa el “Informe sobre la Estrategia Nacional frente al Reto Demográfico” aprobado en sesión del Pleno del Consejo Económico y Social de Canarias con fecha de 22 de mayo de 2019 (Informe del CES 1/2019). Dicho documento presenta la evolución prevista de la población en Canarias entre el año 2020 y 2033, trazándose tres escenarios (inferior, central y superior) y realizándose una comparación con los datos del Instituto Nacional de Estadística (INE).

Para el periodo comprendido entre el año 2033 y 2040 no existen previsiones de población para Canarias. No obstante, sí se cuenta con las estimaciones desarrolladas por el INE a nivel nacional (estimaciones desarrolladas hasta el año 2068). Para cubrir este déficit se ejecutó un modelo de regresión lineal simple entre los datos de población de Canarias y los datos de población nacional obteniéndose un modelo que, al introducir las estimaciones entre 2033 y 2040 del INE a nivel nacional, estima la población canaria para el mismo periodo temporal.

Un procedimiento idéntico al mencionado en el párrafo anterior se usó para determinar la población existente en cada isla ya que las dos estimaciones oficiales publicadas (Informe sobre la Estrategia Nacional frente al Reto Demográfico o INE) sólo ofrecen cifras para la población total de Canarias. En la siguiente tabla se muestra la evolución de la población para el periodo comprendido entre 2000 y 2040 por isla y para el conjunto de Canarias.

Población de canarias por islas								
Años	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuert.	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2000	741.161	709.365	96.310	60.124	82483	18.300	8.533	1.716.276
2001	755.489	744.076	103.044	66.025	84319	18.990	9.423	1.781.366
2002	771.333	778.071	109.942	69.762	85547	19.098	10.002	1.843.755
2003	789.278	799.889	114.715	74.983	85631	19.580	10.162	1.894.238
2004	790.360	812.839	116.782	79.986	84282	21.220	10.071	1.915.540
2005	802.247	838.877	123.039	86.642	85252	21.746	10.477	1.968.280
2006	807.049	852.945	127.457	89.680	86062	21.952	10.688	1.995.833
2007	815.379	865.070	132.366	94.386	85933	22.259	10.558	2.025.951
2008	829.597	886.033	139.506	100.929	86528	22.622	10.753	2.075.968
2009	838.397	899.833	141.938	103.167	86996	22.769	10.892	2.103.992
2010	845.666	906.854	141.437	103.492	87324	22.776	10.960	2.118.509
2011	850.391	908.555	142.517	104.072	87163	23.076	10.995	2.126.769
2012	852.225	898.680	142.132	106.456	85468	22.350	11.033	2.118.344
2013	852.723	897.582	141.953	109.174	85115	21.153	10.979	2.118.679
2014	851.157	889.936	141.940	106.930	83456	20.721	10.675	2.104.815
2015	847.830	888.184	143.209	107.367	82346	20.783	10.587	2.100.306
2016	845.195	891.111	145.084	107.521	81486	20.940	10.587	2.101.924
2017	843.158	894.636	147.023	110.299	81350	20.976	10.679	2.108.121
2018	846.717	904.713	149.183	113.275	81.863	21.136	10.798	2.127.685
2019	851.231	917.841	152.289	116.886	82.671	21.503	10.968	2.153.389
2020	863.886	931.487	154.553	118.624	83.900	21.823	11.131	2.185.404
2021	874.605	943.044	156.471	120.096	84.941	22.093	11.269	2.212.520
2022	885.010	954.264	158.332	121.524	85.952	22.356	11.403	2.238.842

2023	895.121	965.165	160.141	122.913	86.934	22.612	11.534	2.264.418
2024	904.953	975.767	161.900	124.263	87.888	22.860	11.660	2.289.292
2025	914.521	986.084	163.612	125.577	88.818	23.102	11.783	2.313.497
2026	923.861	996.155	165.283	126.859	89.725	23.338	11.904	2.337.124
2027	932.937	1.005.941	166.907	128.105	90.606	23.567	12.021	2.360.084
2028	941.749	1.015.442	168.483	129.315	91.462	23.790	12.134	2.382.375
2029	950.312	1.024.675	170.015	130.491	92.294	24.006	12.245	2.404.037
2030	959.011	1.034.055	171.571	131.686	93.139	24.226	12.357	2.426.044
2031	967.838	1.043.572	173.150	132.898	93.996	24.449	12.470	2.448.373
2032	976.789	1.053.224	174.752	134.127	94.865	24.675	12.586	2.471.018
2033	985.857	1.063.001	176.374	135.372	95.746	24.904	12.703	2.493.956
2034	980.980	1.057.743	175.502	134.702	95.272	24.781	12.640	2.481.620
2035	985.110	1.062.196	176.241	135.269	95.673	24.885	12.693	2.492.067
2036	988.897	1.066.279	176.918	135.789	96.041	24.981	12.742	2.501.646
2037	992.664	1.070.342	177.592	136.307	96.407	25.076	12.790	2.511.178
2038	996.336	1.074.300	178.249	136.811	96.763	25.168	12.838	2.520.465
2039	999.865	1.078.106	178.880	137.296	97.106	25.258	12.883	2.529.394
2040	1.003.208	1.081.711	179.478	137.755	97.431	25.342	12.926	2.537.851

Tabla 40. Evolución y previsión de la población en Canarias por isla 2000-2040 [Escenario ponderado]

Asimismo, en la siguiente gráfica los datos presentados en color naranja oscuro son los históricos publicados en el ISTAC, mientras que los datos de color naranja claro son los referentes a la estimación con la metodología antes mencionada para el periodo 2020 a 2040.

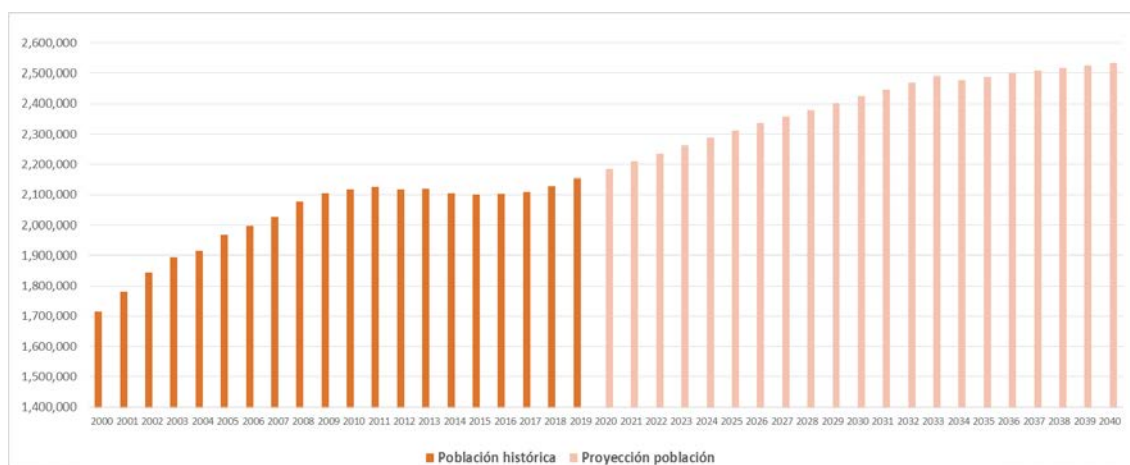


Ilustración 38. Evolución histórica y prevista de la población en Canarias 2000-2040 [Escenario ponderado]

A pesar del crecimiento experimentado por la población durante el periodo comprendido entre el año 2000 y 2010, la crisis económica de 2008 ocasionó una reducción de la misma hasta que en el año 2017 volvió a recuperarse aunque con un ritmo de crecimiento más lento. De acuerdo con las estimaciones desarrolladas en el marco del Informe sobre la Estrategia Nacional frente al Reto Demográfico, ese crecimiento seguiría al alza hasta el año 2033 (último año asumido en dicha estimación). No obstante, las cifras del INE son un tanto más conservadoras para el conjunto de España. Esto puede observarse en la ilustración anterior, donde la población disminuye un poco en 2034 respecto a 2033.

La realidad es que, por la condición de región archipelágica, parece difícil que el crecimiento poblacional se pueda mantener durante muchos años, por una cuestión de limitación territorial de las islas, de la estructura de nuestro sistema productivo y de la densidad poblacional ya existente en algunas zonas. Por otro lado, la población se encuentra directamente relacionada con las crisis económicas (tal como demuestra el comportamiento

histórico) y la propia estimación desarrollada en la Estrategia Nacional frente al Reto Demográfico no ha tenido en cuenta la nueva crisis, esta vez de origen sanitario, ocasionada por la pandemia del COVID-19.

4.2.1.2 Producto Interior Bruto (PIB)

De acuerdo a lo escrito hasta el momento, la emergencia sanitaria producida por el COVID-19 ha generado una situación sin precedentes tanto a nivel mundial, como nacional y regional.

Los expertos asumen que esta crisis tendrá forma de V, previéndose una caída drástica de todas las economías mundiales en un plazo inferior a 6 meses, seguida de una rápida recuperación.

En este contexto, los principales entes del mercado económico han realizado sus proyecciones macroeconómicas para España y, pese a que todos coinciden en que la coyuntura tendrá forma de V, las estimaciones son muy dispares tal y como demuestra los siguientes datos.

Previsiones oficiales de PIB [base 2015]					
Año	OECD (Esc.1)	OECD (Esc.2)	FMI	EpData	Previsión Gov. España
2018	2,4%	2,35%	2,35%	2,40%	2,40%
2019	2,0%	1,98%	1,98%	2,00%	2,00%
2020	-11,1%	-14,36%	-8,00%	-12,80%	-9,20%
2021	7,5%	4,98%	4,28%	6,30%	6,80%

Tabla 41. Previsiones oficiales del PIB a corto plazo [Base 2015]

Los datos publicados durante este año, en los que se tienen en cuenta los efectos del COVID-19, sólo estiman la evolución de este indicador para el periodo comprendido entre 2018 y 2021, existiendo una considerable incertidumbre sobre lo que pueda ocurrir después de ese año. Las proyecciones desarrolladas por entes oficiales donde se evalúa la evolución del PIB hasta, al menos, el 2040 se desarrollaron con anterioridad a la crisis sanitaria por lo que dichas estimaciones deben ser necesariamente ajustadas para poder ser utilizadas. De la misma forma, estas organizaciones no regionalizan el PIB (y mucho menos lo insularizan). Esta indisponibilidad de los datos de partida se ha tratado de corregir mediante el empleo de una técnica de regresión múltiple basada en Random Forest.

El modelo desarrollado toma como datos de partida la información publicada sobre la evolución histórica del PIB en Canarias tratando de identificar los patrones existentes entre estas señales y las estimaciones de PIB a largo plazo desarrolladas por la OECD para España. Una vez se genera esta estimación, se corrige el periodo comprendido entre 2020 y 2021 usando como referencias las previsiones publicadas por el Gobierno de España. De producirse algún salto (fundamentalmente en el año 2022) se trata de filtrar la serie para que la estimación generada se comporte de manera lógica teniendo en cuenta la evolución de los últimos años. En este contexto, para el caso de Canarias, no se considera viable que el PIB alcance cifras de crecimiento del 7% si en años anteriores a esta crisis la media rondaba el 2-3%. La siguiente tabla muestra los coeficientes de correlación obtenidos para las señales comparadas.

Coeficientes de correlación entre variables explicativa (PIB estatal) y respuesta (PIB insular)								
Variable	G. Can	Tenerife	Lanz.	Fuerte-ventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
Correlaciones Corrientes	98,992%	97,789%	95,660%	94,506%	93,925%	89,024%	89,877%	98,527%
Correlaciones Constantes	70,853%	98,991%	87,957%	89,807%	90,839%	81,426%	86,856%	97,603%

Tabla 42 Coeficientes de correlación entre los valores de PIB Estatal y el PIB Insular

En la siguiente tabla, se muestran los valores del PIB a precios constantes. Las estimaciones de se han realizado a partir de los índices de volumen encadenados y el PIB a precios corrientes publicados en el ISTAC, tomando como año base el 2015, y siguiendo la metodología explicada en el párrafo anterior:

PIB Precios constantes insularizados de Canarias [BASE 2015, miles de €]								
Años	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerte-ventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2000	14.967.551	14.535.094	2.490.891	1.598.760	1.194.587	294.065	120.408	35.201.355
2001	15.533.753	15.210.866	2.685.327	1.712.821	1.210.691	305.051	128.986	36.787.495
2002	15.618.427	15.642.864	2.806.532	1.792.642	1.244.787	333.397	137.859	37.576.508
2003	15.921.880	16.219.357	2.883.930	1.908.003	1.321.728	346.842	150.175	38.751.915
2004	15.808.392	16.800.923	2.911.592	2.040.247	1.345.138	355.792	152.075	39.414.159
2005	15.886.731	17.524.359	3.043.989	2.061.127	1.451.301	399.740	178.710	40.545.957
2006	16.361.146	17.941.775	3.094.851	2.141.527	1.505.428	413.513	183.006	41.641.245
2007	16.777.188	18.614.490	3.143.593	2.166.480	1.518.790	418.016	182.153	42.820.709
2008	16.791.991	18.540.070	3.026.493	2.110.976	1.602.501	432.668	195.325	42.700.024
2009	16.163.677	17.453.343	2.892.562	1.949.193	1.583.089	426.086	197.678	40.665.627
2010	15.949.182	18.002.679	2.856.707	1.972.407	1.609.450	421.461	203.627	41.015.511
2011	15.718.174	17.852.714	2.908.347	1.994.909	1.560.010	408.859	189.146	40.632.160
2012	15.232.185	17.451.644	2.831.385	1.965.589	1.493.689	420.548	191.526	39.586.565
2013	15.105.978	17.062.422	2.950.167	2.027.030	1.421.600	404.560	179.735	39.151.492
2014	15.073.728	17.247.657	3.001.993	2.083.900	1.431.960	405.638	192.609	39.437.484
2015	15.207.841	17.936.027	3.134.028	2.249.976	1.452.710	404.138	181.520	40.566.240
2016	15.773.406	18.169.622	3.276.415	2.401.945	1.500.353	402.623	186.858	41.711.222
2017	16.481.409	18.986.776	3.312.496	2.366.869	1.511.656	383.632	183.532	43.226.371
2018	16.779.593	19.475.893	3.435.873	2.466.440	1.528.248	390.888	185.903	44.262.839
2019	17.037.804	19.709.128	3.466.524	2.494.074	1.606.094	422.420	202.222	44.938.267
2020	15.193.984	17.045.601	3.123.473	2.164.679	1.407.288	385.118	182.118	39.502.260
2021	15.952.013	18.287.284	3.315.337	2.343.306	1.503.278	408.375	196.163	42.005.756
2022	16.408.358	19.107.436	3.447.410	2.468.986	1.566.966	424.862	206.630	43.630.649
2023	16.735.865	19.747.012	3.554.503	2.572.429	1.616.898	438.561	215.660	44.880.928
2024	16.989.005	20.282.423	3.647.493	2.663.328	1.658.930	450.707	223.921	45.915.807
2025	17.069.893	20.555.821	3.704.566	2.719.974	1.681.175	458.796	229.907	46.420.133
2026	17.522.827	21.167.367	3.605.739	2.640.704	1.768.568	474.796	229.239	47.409.240
2027	17.649.478	21.412.483	3.646.298	2.677.369	1.789.480	480.443	232.614	47.888.165
2028	17.781.061	21.664.552	3.688.028	2.714.967	1.810.977	486.246	236.073	48.381.905
2029	17.916.356	21.921.195	3.730.536	2.753.141	1.832.858	492.153	239.581	48.885.820
2030	18.054.232	22.180.300	3.773.472	2.791.580	1.854.941	498.114	243.112	49.395.750
2031	18.193.726	22.440.137	3.816.548	2.830.028	1.877.079	504.089	246.640	49.908.247
2032	18.333.972	22.699.210	3.859.516	2.868.272	1.899.146	510.044	250.147	50.420.307
2033	18.474.127	22.956.105	3.902.140	2.906.106	1.921.021	515.947	253.615	50.929.062
2034	18.613.506	23.209.726	3.944.237	2.943.378	1.942.611	521.773	257.029	51.432.260
2035	18.751.705	23.459.503	3.985.710	2.980.011	1.963.869	527.509	260.382	51.928.688
2036	18.888.695	23.705.534	4.026.574	3.016.025	1.984.803	533.157	263.676	52.418.466
2037	19.023.790	23.946.738	4.066.650	3.051.270	2.005.322	538.693	266.899	52.899.362
2038	19.157.684	24.184.488	4.106.163	3.085.951	2.025.543	544.148	270.068	53.374.045
2039	19.291.501	24.420.872	4.145.459	3.120.378	2.045.644	549.570	273.213	53.846.638
2040	19.426.683	24.658.494	4.184.972	3.154.932	2.065.847	555.020	276.368	54.322.317

Tabla 43. Producto Interior Bruto a precios constantes por islas en Canarias, en miles de euros

En los siguientes gráficos se muestra el PIB a precios constantes de Canarias y su tasa de variación, tanto histórica como prevista.

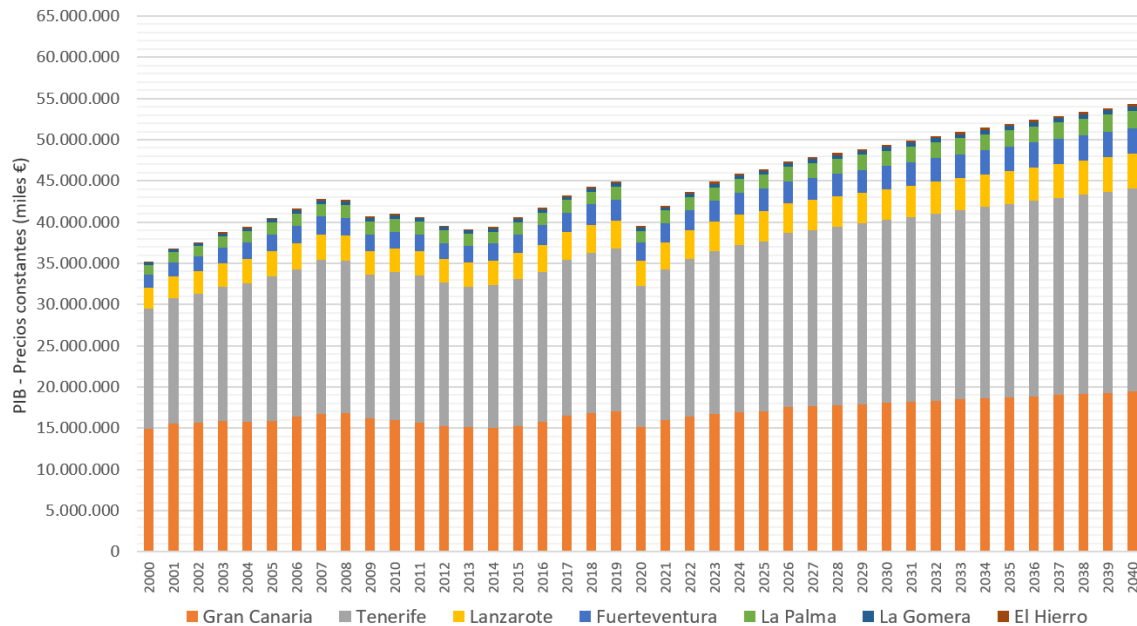


Ilustración 39. Evolución histórica y prevista del PIB a precios constantes en Canarias, en miles de euros

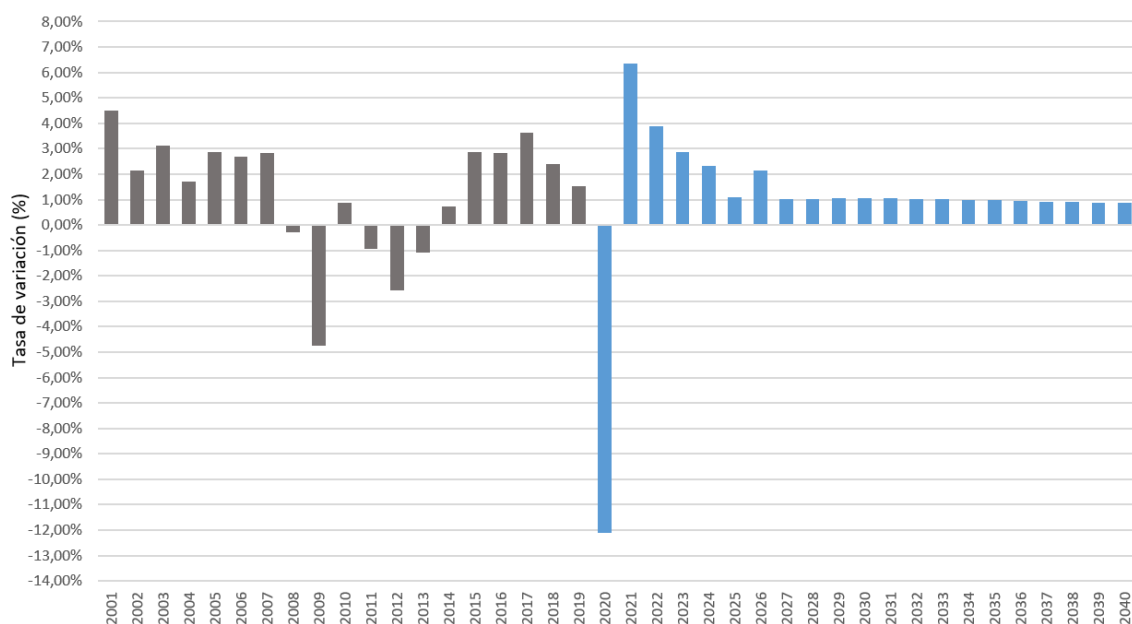


Ilustración 40. Evolución histórica y prevista de la tasa de variación del PIB a precios constantes en Canarias

En el gráfico anterior se observa cómo la caída drástica del PIB, en el año 2020, será precedente de un repunte en el año 2021. Esta previsión ha sido estimada por la OECD, el FMI y el Gobierno de España, considerándose que la salida de la crisis supondrá un aumento puntual del PIB incluso del doble al registrado durante los últimos diez años.

4.2.2 Evolución y previsión de la demanda eléctrica en Canarias

En la siguiente tabla se muestra la evolución de la demanda eléctrica por islas desde 2000 hasta 2019. Como puede verse, este indicador experimentó un crecimiento significativo entre

el año 2000 y 2008, pero a partir de la crisis financiera originada ese último año, 2008, la demanda eléctrica comenzó a reducirse, empezando a recuperarse ligeramente en 2014.

Evolución de la demanda eléctrica en Canarias [GWh]								
Años	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerte-ventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2000	2.720	2.368	595	342	198	47	23	6.292
2001	2.837	2.547	608	419	194	51	26	6.682
2002	2.894	2.698	658	456	196	55	27	6.984
2003	3.135	2.949	717	496	216	62	29	7.604
2004	3.359	3.145	771	534	234	64	33	8.140
2005	3.440	3.358	808	591	238	64	35	8.534
2006	3.566	3.536	841	651	252	67	37	8.950
2007	3.667	3.675	828	707	262	68	40	9.246
2008	3.704	3.699	866	670	267	70	41	9.318
2009	3.629	3.629	835	629	266	69	41	9.098
2010	3.594	3.505	816	617	251	71	41	8.895
2011	3.565	3.485	805	646	254	71	43	8.869
2012	3.511	3.571	788	645	261	72	44	8.891
2013	3.414	3.446	775	636	240	68	44	8.622
2014	3.389	3.407	785	645	241	67	42	8.577
2015	3.377	3.468	817	641	251	69	43	8.666
2016	3.402	3.521	821	669	244	71	45	8.771
2017	3.477	3.534	880	688	261	74	44	8.957
2018	3.404	3.514	880	671	258	73	42	8.842
2019	3.406	3.547	861	683	261	74	43	8.874

Tabla 44. Evolución de la demanda eléctrica por islas en Canarias. Fuente: Anuario del sector eléctrico de Canarias 2019

En el siguiente gráfico se puede apreciar mejor cómo desde el año 2000 hasta 2008, la demanda eléctrica en Canarias aumentó significativamente con un ritmo medio de crecimiento interanual del 5%. Sin embargo, a partir de ese año la demanda empezó a disminuir hasta 2014, año a partir del cual ha ido aumentando paulatinamente, aunque a un ritmo más lento. No obstante, en 2018 se redujo un 1,3% respecto al año anterior y en 2019 volvió a aumentar ligeramente 0,4%.



Ilustración 41. Evolución de la demanda eléctrica en Canarias 2000 - 2019

Para determinar la demanda eléctrica en Canarias se han empleado, como variables predictoras, la población y el PIB a precios constantes por islas, estimadas en el apartado anterior. Como ya se comentó, éstas son estimaciones con una gran incertidumbre, debido a la situación de crisis sanitaria que se está sufriendo a nivel mundial, la cual está teniendo un

fuerte impacto en la economía y la sociedad, en general. Aun así, los expertos consideran que si la situación no cambia, después de la gran caída de la actividad, producida entre los meses de marzo y julio de 2020 (principalmente en el sector terciario), se espera una rápida recuperación de economía en un año.

Se ha utilizado la serie temporal de datos históricos de demanda eléctrica insularizada publicados en el Anuario Energético de Canarias 2019. Como indicación del grado de predictibilidad de la señal, se realiza un análisis de correlaciones lineales entre cada variable explicativa del modelo y la demanda eléctrica, mostrándose el resultado en la tabla 45. En los casos en los que los coeficientes de correlación son inferiores al 70% se elimina la variable explicativa dado que tiende a distorsionar el resultado.

Análisis de correlaciones de demanda eléctrica con población y PIB								
Indicadores	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
Población	77,6%	93,5%	87,5%	90,8%	9,9%	78,5%	89,0%	90,2%
PIB	88,6%	88,2%	81,9%	81,3%	94,4%	88,6%	92,0%	83,0%

Tabla 45 Índices de correlaciones lineales entre la demanda eléctrica y la población y el PIB

Teniendo en cuenta lo descrito hasta el momento, se estima la demanda eléctrica aplicando el método de regresión lineal múltiple empleando como variables independientes la población y el PIB a precios constantes. Es importante destacar que, en este caso, es necesario hacer una distinción entre la demanda derivada de los usos generales de la energía eléctrica que actualmente se acometen y de los aumentos de consumo progresivos que se derivarán con la electrificación de algunos medios de transporte como los coches eléctricos y la navegación ligera.

Se ha estimado la demanda eléctrica en dos escenarios diferenciados. En primer lugar, se tiene un escenario en el que la situación es tendencial y la demanda sería creciente a causa del aumento previsto del PIB y, en menor medida, de la población. Por otro lado, teniendo en cuenta las políticas de eficiencia energética de obligado cumplimiento, se estima un segundo escenario en el que se produce una reducción del consumo del 31% en el año 2030 y del 45% en el año 2040 respecto al escenario tendencial.

A continuación se muestran los valores históricos y la previsión de la demanda eléctrica, por islas y para el conjunto de Canarias, derivada de usos generales, aplicando políticas y mecanismos de eficiencia energética.

Demanda eléctrica con mejoras en eficiencia energética [GWh/año]								
Años	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2000	2.720	2.368	595	342	198	47	23	6.292
2001	2.837	2.547	608	419	194	51	26	6.682
2002	2.894	2.698	658	456	196	55	27	6.984
2003	3.135	2.949	717	496	216	62	29	7.604
2004	3.359	3.145	771	534	234	64	33	8.140
2005	3.440	3.358	808	591	238	64	35	8.534
2006	3.566	3.536	841	651	252	67	37	8.950
2007	3.667	3.675	828	707	262	68	40	9.246
2008	3.704	3.699	866	670	267	70	41	9.318
2009	3.629	3.629	835	629	266	69	41	9.098
2010	3.594	3.505	816	617	251	71	41	8.895

Demanda eléctrica con mejoras en eficiencia energética [GWh/año]								
Años	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2011	3.565	3.485	805	646	254	71	43	8.869
2012	3.511	3.571	788	645	261	72	44	8.891
2013	3.414	3.446	775	636	240	68	44	8.622
2014	3.389	3.407	785	645	241	67	42	8.577
2015	3.377	3.468	817	641	251	69	43	8.666
2016	3.402	3.521	821	669	244	71	45	8.771
2017	3.477	3.534	880	688	261	74	44	8.957
2018	3.404	3.514	880	671	258	73	42	8.842
2019	3.406	3.547	861	683	261	74	43	8.874
2020	3.224	3.211	820	632	234	66	40	8.226
2021	3.349	3.488	864	686	248	69	43	8.747
2022	3.292	3.531	860	696	248	68	43	8.739
2023	3.213	3.526	850	698	245	67	44	8.643
2024	3.126	3.496	837	696	241	66	44	8.505
2025	3.014	3.412	816	684	234	65	43	8.268
2026	2.972	3.403	763	636	237	64	41	8.117
2027	2.882	3.324	743	622	231	63	40	7.904
2028	2.799	3.252	725	609	225	61	40	7.711
2029	2.724	3.187	709	597	220	60	39	7.536
2030	2.656	3.130	694	587	216	58	38	7.379
2031	2.682	3.182	704	597	219	59	39	7.481
2032	2.708	3.234	713	607	222	60	40	7.584
2033	2.734	3.285	723	618	225	60	40	7.686
2034	2.760	3.337	732	628	228	61	41	7.789
2035	2.786	3.389	742	638	231	62	42	7.891
2036	2.811	3.438	751	648	234	63	43	7.987
2037	2.836	3.486	760	657	237	64	43	8.084
2038	2.861	3.535	770	667	240	64	44	8.180
2039	2.886	3.583	779	676	243	65	44	8.277
2040	2.911	3.632	788	686	246	66	45	8.373

Tabla 46 Datos históricos y estimación de la demanda eléctrica en Canarias aplicando mejoras en eficiencia energética hasta el año 2040

El siguiente gráfico muestra los datos de demanda eléctrica para los escenarios tendencial y con mejoras en la eficiencia energética a través de áreas y barras, respectivamente.

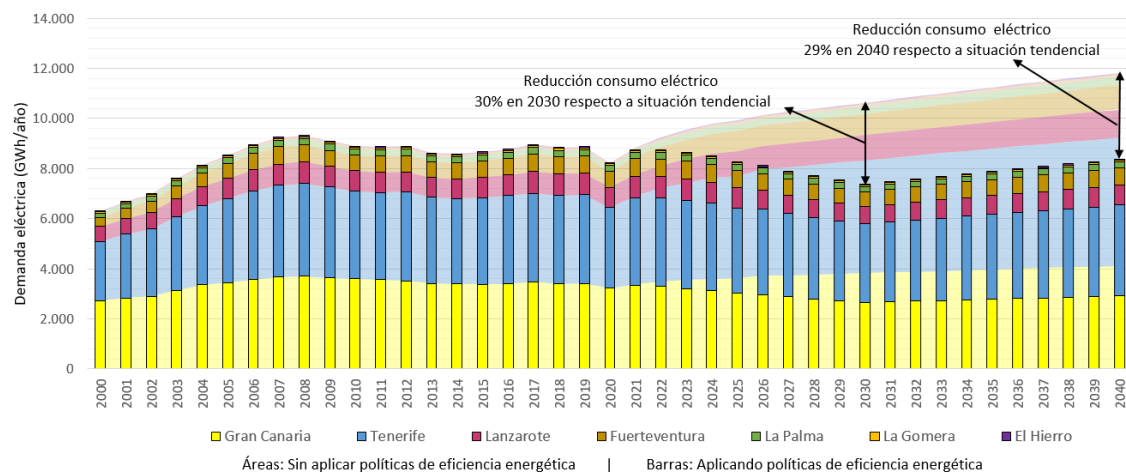


Ilustración 42. Valores de demanda eléctrica en Canarias para el escenario sin aplicar políticas de eficiencia energética (áreas) y para el escenario en el que se aplican políticas de eficiencia (barras)

Finalmente, si se considera la futura electrificación del transporte terrestre y una parte del transporte marítimo interior relativa a barcos de recreo y cercanía, se obtiene la siguiente proyección a 2040.

Demanda eléctrica con mejoras en eficiencia energética y electrificación del transporte terrestre y marítimo (GWh/año)								
Años	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2000	2.720	2.368	595	342	198	47	23	6.292
2001	2.837	2.547	608	419	194	51	26	6.682
2002	2.894	2.698	658	456	196	55	27	6.984
2003	3.135	2.949	717	496	216	62	29	7.604
2004	3.359	3.145	771	534	234	64	33	8.140
2005	3.440	3.358	808	591	238	64	35	8.534
2006	3.566	3.536	841	651	252	67	37	8.950
2007	3.667	3.675	828	707	262	68	40	9.246
2008	3.704	3.699	866	670	267	70	41	9.318
2009	3.629	3.629	835	629	266	69	41	9.098
2010	3.594	3.505	816	617	251	71	41	8.895
2011	3.565	3.485	805	646	254	71	43	8.869
2012	3.511	3.571	788	645	261	72	44	8.891
2013	3.414	3.446	775	636	240	68	44	8.622
2014	3.389	3.407	785	645	241	67	42	8.577
2015	3.377	3.468	817	641	251	69	43	8.666
2016	3.402	3.521	821	669	244	71	45	8.771
2017	3.477	3.534	880	688	261	74	44	8.957
2018	3.406	3.516	880	671	259	73	42	8.846
2019	3.409	3.549	861	683	261	74	43	8.881
2020	3.227	3.214	821	632	234	66	40	8.233
2021	3.365	3.506	871	688	250	70	44	8.793
2022	3.333	3.573	874	700	252	70	45	8.846
2023	3.281	3.597	871	705	252	70	46	8.823
2024	3.218	3.581	864	703	251	70	47	8.732
2025	3.155	3.565	856	700	250	69	47	8.641
2026	3.141	3.573	844	688	252	69	47	8.613
2027	3.126	3.581	831	676	254	69	47	8.584
2028	3.112	3.589	819	664	257	69	46	8.556
2029	3.097	3.597	806	652	259	69	46	8.527
2030	3.083	3.605	794	640	261	69	46	8.499
2031	3.195	3.756	820	662	273	72	48	8.826
2032	3.308	3.907	846	684	285	74	49	9.154
2033	3.420	4.058	873	705	296	77	51	9.481
2034	3.533	4.209	899	727	308	79	52	9.809
2035	3.645	4.360	925	749	320	82	54	10.136
2036	3.785	4.543	955	775	334	85	56	10.533
2037	3.925	4.725	985	800	349	88	58	10.930
2038	4.064	4.908	1.015	826	363	91	59	11.327
2039	4.204	5.090	1.045	851	378	94	61	11.724
2040	4.344	5.273	1.075	877	392	97	63	12.121

Tabla 47 Demanda eléctrica total prevista a 2040

Estos datos se muestran gráficamente a continuación, siendo posible apreciar la diferencia entre la demanda eléctrica vinculada a usos generales y la demanda eléctrica total incluyendo la electrificación del transporte.

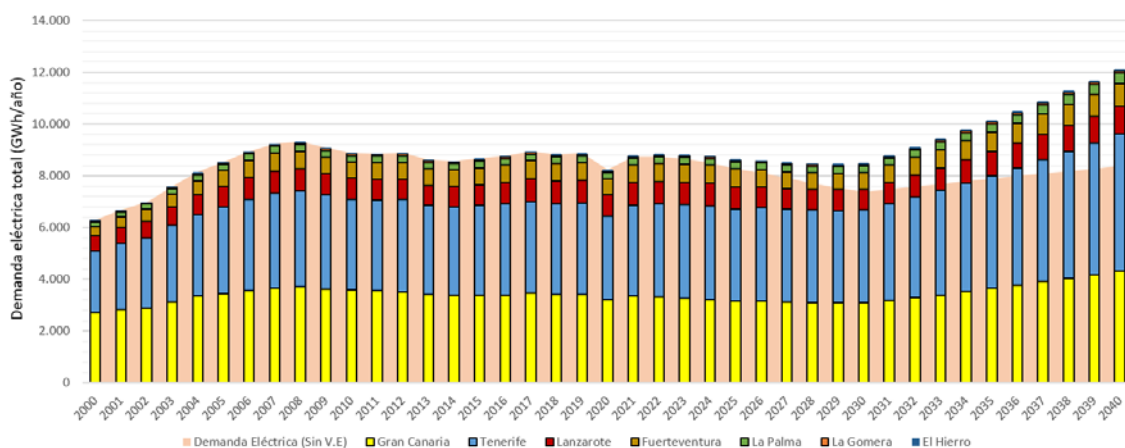


Ilustración 43. Demanda eléctrica total considerando las medidas de eficiencia energética y la electrificación del transporte (barras) y la demanda eléctrica sin considerar el transporte eléctrico (área color beige)

4.2.3 Evolución y previsión de las puntas de demanda

Inicialmente, se presenta la evolución anual de las puntas de demanda eléctrica durante el período comprendido entre los años 2000 y 2019.

Evolución de las puntas de demanda eléctrica en Canarias [MW]								
Años	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerte-ventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2000	482,3	422,5	102,2	70,4	34,3	9,2	4,3	1.125,2
2001	498,7	477,6	111,6	78,3	33,8	9,7	4,9	1.214,6
2002	525,1	514,0	123,8	85,5	35,0	10,5	5,0	1.298,9
2003	547,0	523,0	134,2	89,8	39,7	11,5	5,8	1.351,0
2004	578,9	545,5	137,8	103,8	41,6	12,5	6,0	1.426,1
2005	601,1	584,8	140,9	118,9	42,8	11,5	6,4	1.506,4
2006	621,9	604,5	145,9	122,4	46,0	12,2	6,9	1.559,8
2007	637,0	627,9	148,0	127,3	47,0	12,0	7,3	1.606,5
2008	615,0	616,4	145,9	119,4	47,3	12,6	7,8	1.564,4
2009	615,3	625,8	147,5	121,4	51,5	12,6	8,0	1.582,0
2010	610,4	606,1	148,5	123,4	52,1	13,0	7,8	1.561,2
2011	610,4	600,9	148,4	116,2	52,1	12,7	7,9	1.548,5
2012	606,5	608,9	149,5	117,9	50,5	12,7	8,0	1.553,9
2013	586,5	574,4	145,4	115,4	44,2	12,0	8,8	1.486,6
2014	582,5	574,4	144,4	115,4	44,3	11,8	7,9	1.480,6
2015	595,5	578,4	146,4	118,4	46,1	12,8	7,9	1.505,4
2016	580,5	576,4	145,4	122,4	47,9	12,2	8,3	1.493,0
2017	586,5	587,4	146,4	126,4	48,0	12,7	8,2	1.515,5
2018	582,5	605,4	150,4	121,4	47,5	12,4	8,1	1.527,6
2019	570,5	603,4	144,4	117,4	45,2	12,6	8,3	1.501,7

Tabla 48. Evolución de las puntas de demanda eléctrica por islas en Canarias. Fuente: Anuario del sector eléctrico de Canarias 2019

La máxima punta de demanda eléctrica en Canarias se dio en 2007 alcanzando los 1.606 MW. Esa cifra, a pesar de la recuperación económica, una vez pasada la crisis financiera de 2008, no ha vuelto a registrarse. Como muestra el siguiente gráfico, en los últimos años, las puntas de demanda en Canarias, se han mantenido estables.

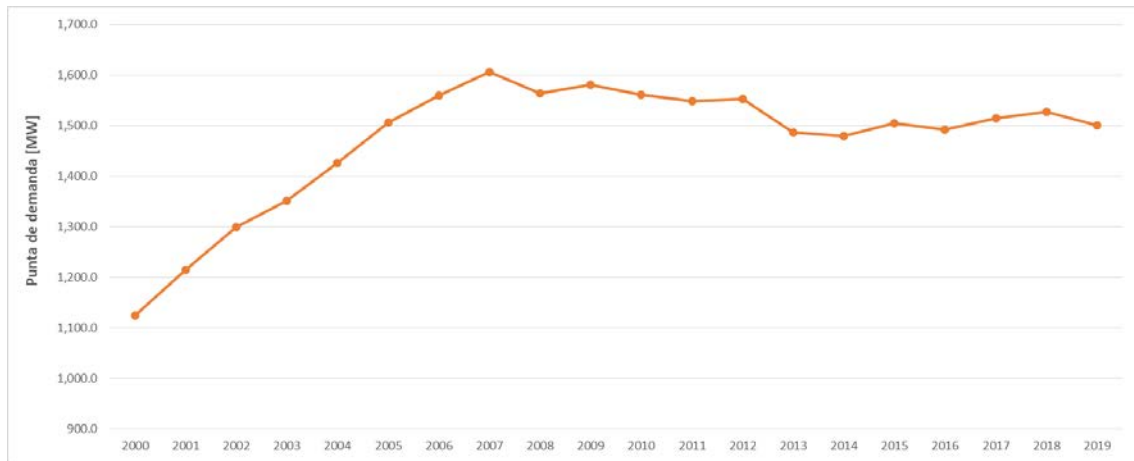


Ilustración 44. Evolución de las puntas de demanda en Canarias 2000-2019

Para obtener la estimación de las puntas de demanda se repite la metodología aplicada para el cálculo de la demanda eléctrica. Los análisis desarrollados demuestran que la correlación entre la demanda de energía eléctrica y las puntas de demanda históricas es casi total, por lo que para la estimación de las puntas de demanda en los escenarios futuros, se usa como variable predictora.

Análisis de correlaciones de las puntas de demanda con la población y el PIB							
Variables	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro
Población	72,2%	90,5%	88,8%	86,4%	23,5%	83,5%	89,3%
PIB	41,1%	85,9%	66,9%	75,0%	92,3%	86,1%	91,5%
Demanda eléctrica	97,6%	97,2%	92,1%	96,7%	91,4%	94,5%	98,7%

Tabla 49. Análisis de correlaciones de las puntas de demanda con el PIB, la población y la demanda eléctrica

En el cálculo de las puntas de demanda se aplican los valores de demanda total incluyendo los consumos eléctricos generales, el vehículo eléctrico y la electrificación parcial del transporte marítimo de cercanías. En este sentido, hay que destacar que una posible aplicación inadecuada de las políticas de gestión de la demanda vinculada al transporte eléctrico podría provocar problemas graves en el sistema eléctrico afectando a la calidad y garantía de suministro en las islas. Se presenta en la siguiente tabla las puntas de demanda estimadas para el escenario futuro propuesto.

Proyección de puntas demanda eléctrica [MW]								
Años	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2000	482	423	102	70	34	9	4,3	1.125
2001	499	478	112	78	34	10	4,9	1.215
2002	525	514	124	86	35	11	5,0	1.299
2003	547	523	134	90	40	12	5,8	1.351
2004	579	546	138	104	42	13	6,0	1.426
2005	601	585	141	119	43	12	6,4	1.506
2006	622	605	146	122	46	12	6,9	1.560
2007	637	628	148	127	47	12	7,3	1.607
2008	615	616	146	119	47	13	7,8	1.564
2009	615	626	148	121	51	13	8,0	1.582
2010	610	606	149	123	52	13	7,8	1.561
2011	610	601	148	116	52	13	7,9	1.549
2012	606	609	150	118	50	13	8,0	1.554
2013	586	574	145	115	44	12	8,8	1.487
2014	582	574	144	115	44	12	7,9	1.481

2015	595	578	146	118	46	13	7,9	1.505
2016	580	576	145	122	48	12	8,3	1.493
2017	586	587	146	126	48	13	8,2	1.516
2018	582	605	150	121	47	12	8,1	1.528
2019	570	603	144	117	45	13	8	1.502
2020	577	604	147	121	45	13	8	1.516
2021	585	604	150	124	46	12	8	1.531
2022	592	605	153	128	46	12	8	1.545
2023	598	609	152	129	46	12	9	1.554
2024	597	608	152	129	46	12	9	1.551
2025	593	602	150	128	44	12	9	1.537
2026	594	600	148	125	44	12	9	1.531
2027	595	598	145	123	44	12	9	1.524
2028	595	595	143	120	43	12	8	1.518
2029	596	593	140	118	43	12	8	1.511
2030	597	591	138	115	43	12	8	1.505
2031	601	593	138	115	43	12	8	1.511
2032	605	595	137	115	43	12	8	1.517
2033	610	598	137	114	44	12	8	1.522
2034	614	600	136	114	44	12	8	1.528
2035	618	602	136	114	44	12	8	1.534
2036	625	609	137	115	45	12	8	1.551
2037	633	616	138	115	46	12	8	1.567
2038	640	623	138	116	46	12	9	1.584
2039	648	630	139	116	47	12	9	1.600
2040	655	637	140	117	48	12	9	1.617

Tabla 50. Estimaciones de puntas de demanda eléctrica anuales por isla en Canarias (electrificación del transporte a 2040)

4.3 Análisis probabilístico de cobertura de demanda eléctrica y requerimientos de generación de categoría a hasta 2040

Para ejecutar las simulaciones del comportamiento del sistema eléctrico en Canarias es necesario determinar, previamente, las necesidades de potencia instalada futura para garantizar la calidad y seguridad del suministro eléctrico y, así, dar cumplimiento a los criterios fijados en los procedimientos de operación en los sistemas no peninsulares dictaminados por el operador del sistema.

4.3.1 Bases técnicas de modelización

Siguiendo el análisis realizado en la sección 3.3, las recomendaciones o distintas posibilidades existentes en Canarias para la instalación de generadores de esta categoría según la sección 4.1 y las estimaciones de demanda proyectadas en la sección 4.2, se lleva a cabo, a continuación, un estudio de las necesidades de repotenciación del parque de generación de categoría A en el archipiélago con el fin de garantizar el cumplimiento de los criterios de los índices de cobertura de la demanda.

Según se establece en el Anexo VII apartado 4 del Real Decreto 738/2015, para la determinación de la potencia necesaria, la potencia adicional y las necesidades especiales de disponibilidad de equipos de generación, deben calcularse los indicadores estándar a través de estudios probabilísticos de cobertura que demuestren la fiabilidad y seguridad del sistema eléctrico en función de la configuración disponible. Como mínimo, deben calcularse los siguientes indicadores estándar:

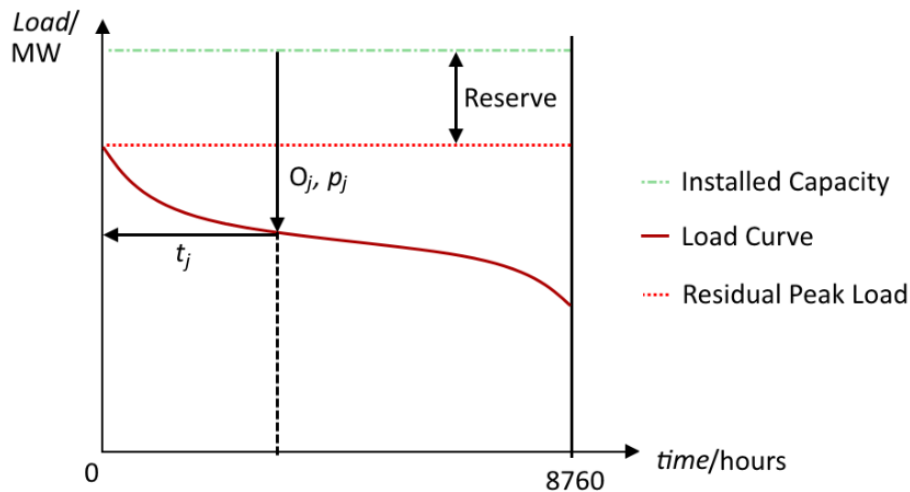
- Loss of Load Probability (LOLP) [%]: probabilidad de déficit de cobertura.
- Loss of Load Expectation (LOLE) [horas/año]: horas en las que existe una probabilidad no nula de que se produzca un déficit de cobertura. Suele ser común tomar sus unidades en horas/mes, habiéndose definido el criterio límite o condición de aceptabilidad que dicho coeficiente no supere un valor de 0,2 horas/mes.
- Expected Unserved Energy (EUE) [MWh/año]: energía esperada no servida.

En este caso, el modelo aplicado se fundamenta en el método de Montecarlo, y ha sido implementado en base Python usando la formulación estándar para la resolución de este tipo de problemas. El procedimiento llevado a cabo se inicia con la estimación de la probabilidad de pérdida de capacidad de suministro considerando el parque de generación presente en cada isla y para cada año. A cada generador se le asigna un valor de probabilidad de fallo estimándose así la probabilidad acumulada de que se produzcan fallos en el parque de generación.

Posteriormente, se continúa con la estimación del indicador LOLP. Para ello se considera el siguiente procedimiento:

1. Se toman como referencia las proyecciones de la demanda eléctrica calculadas para el horizonte de planificación hasta 2040 (las cifras se muestran en la tabla 47), y las curvas de demanda horaria para un año tipo (equivalente a 8.760 horas) a las que se puede acceder a través del Sistema de Información del Operador del Sistema (E-SIOS). Los valores horarios de demanda se ordenan en función de su magnitud, definiéndose la reserva como la diferencia entre la potencia máxima instalada y la punta de demanda anual.
2. Se prosigue con la estimación de la probabilidad p_j de que se produzca un fallo de magnitud O_j , tomando como referencia para ello la tabla de probabilidades de pérdida de suministro. Únicamente contribuyen a que exista probabilidad de corte de suministro aquellos fallos cuya magnitud sea mayor que la reserva disponible en cada instante, calculándose de esta forma el indicador LOLP, establecido en términos porcentuales.
3. Finalmente, la suma de los tiempos t_j en los que la magnitud de los fallos supera a la reserva define el parámetro LOLE, y se concluye con el cálculo del indicador EUE a través de la suma de la energía perdida en todos los cortes producidos durante el año.

La siguiente ilustración muestra gráficamente cómo se definen la reserva y los parámetros O_j , p_j y t_j necesarios para el cálculo de los indicadores estándar.



Real Decreto 738/2015:

Conforme a lo estipulado en el Anexo VII apartado 4 del Real Decreto 738/2015, para la determinación de la potencia necesaria, la potencia adicional y las necesidades especiales de disponibilidad de equipos de generación, **se deben obtener "indicadores estándar como resultado de los estudios probabilísticos de cobertura que muestren la fiabilidad y seguridad del sistema en función de las hipótesis de partida"**. Los indicadores de carácter obligatorio que deben ser aportados son:

- Las horas en las que existe una probabilidad no nula de que se produzca un déficit de cobertura mediante el coeficiente **LOLE: Loss of Load Expectation (horas/año)**.
- Probabilidad de déficit de cobertura con el coeficiente **LOLP: Loss of Load Probability (%)**.
- Energía esperada no servida mediante el coeficiente **EUE: Expected Unserved Energy (MWh/año)**

Condición de cumplimiento:
 Sólo se permite el fallo del sistema durante un día durante un periodo de 10 años → 0,2 horas/mes

Método de Montecarlo

Método probabilístico.
Evalúa la probabilidad de fallo por hora

En base a la Punta de demanda anual, define las necesidades de generación de Categoría A

Ilustración 45. Cálculo de los indicadores estándar. La línea continua roja representa la curva de demanda ordenada en función de su magnitud, las líneas discontinuas verde y roja representan, respectivamente, la potencia máxima instalada y la punta de demanda anual

Por otro lado, en el Real Decreto 738/2015 se dicta que como normal general no se deben considerar en la estimación de los índices de cobertura de demanda probabilística aquellas unidades cuya vida útil regulatoria haya finalizado antes del año de análisis ni aquellos grupos que incumplan con las condiciones establecidas en la Directiva 2010/75/CE y no se encuentren incluidas en la Orden TEC/1158/2018.

Las probabilidades de fallo de cada generador, parámetros FOR, utilizadas en este estudio fueron las estimadas por Red Eléctrica de España en base a la tasa de fallo calculada a partir de series históricas de desconexión de grupos. En general, este parámetro toma el valor de 3%, salvo en algunos casos en los que se sitúa en 4,5%.

Además, si el LOLE que resulta de los cálculos supera el umbral de aceptabilidad de 0,2 horas/mes, debe aumentarse el valor de la potencia disponible en el parque de generación añadiendo la entrada de generadores adicionales, sin ser necesario definir la tecnología a utilizar sino simplemente actualizar los requisitos de potencia y la tasa de fallo fijada. La siguiente tabla muestra los parámetros considerados en el cálculo de los indicadores por isla.

Tamaños máximos de grupo e incrementos de potencia considerados			
Isla	Tamaño máximo de grupo	Incremento de potencia	Probabilidad de fallo
Tenerife	50 MW	10 MW	3%
Gran Canaria	50 MW	10 MW	3%
Lanzarote	20 MW	5 MW	3%
Fuerteventura	20 MW	5 MW	3%
La Palma	4 MW	2 MW	3%
La Gomera	3 MW	1 MW	3%
El Hierro	1,5 MW	0,5 MW	3%

Tabla 51 Tamaños máximos de grupo e incrementos de potencia considerados

4.3.2 Resultados del análisis probabilístico de cobertura por islas

A continuación se muestran las tablas con los resultados obtenidos en cada isla. Cabe destacar que las cifras calculadas son independientes de los escenarios alternativos de transición energética, ya que el objetivo de satisfacer las condiciones de calidad y garantía de suministro es obligatorio con independencia del modelo energético seleccionado. Así pues, esta potencia de carácter gestionable puede ser aportada por cualquiera de las distintas alternativas presentadas en el apartado 4.1 o incluso, en el peor de los casos (escenario no deseable), por grupos que sigan usando combustibles fósiles aunque esto entraría en contraposición con los objetivos marcados por la Comunidad Europea, España y el Gobierno de Canarias.

4.3.2.1 Cobertura de demanda en Gran Canaria

En la isla de Gran Canaria es importante destacar, en primer lugar, que si no se consideran los grupos cuya vida útil regulatoria ya ha sido finalizada se perderían 299,14 MW que estuvieron en funcionamiento durante el año 2019.

Analizando el periodo 2021-2030, se estima que habrían que instalar un total de 300 MW de potencia adicional (respecto a la actual) en generadores de categoría A de forma progresiva, necesitándose como máximo 120 MW durante el periodo 2021-2023, y entre 240 MW y 300 MW durante el periodo 2028-2030. Este hecho es lógico considerando que en el año 2028 se desmantelarían los 137 MW que actualmente aporta el ciclo combinado 1 de la central de Juan Grande.

Durante el segundo periodo de planificación 2031-2040, se observa que gran parte de la potencia térmica instalada supera su vida útil regulatoria, por lo que se espera que la potencia adicional a instalar durante este periodo muestre cifras de mayor valor que para el primer periodo comprendido entre los años 2021-2030. En concreto, se tiene que en el año 2032 se pasa de una potencia térmica instalada de 375,48 MW a 77 MW, por lo que se necesitaría un incremento de 250 MW de potencia adicional en dicho año respecto al anterior, mientras que en 2039 se pasa de 77 a 0 MW de potencia térmica instalada, lo que requiere de 70 MW de potencia adicional a instalar con respecto al año anterior.

Se presenta en la siguiente tabla el análisis completo, año por año, hasta 2040 para la situación particular de la isla de Gran Canaria.

Requerimientos de cobertura de demanda en Gran Canaria para el horizonte a 2040									
Año	Datos de partida				Requisito	Situación			
	Demanda	Punta	P. Térmica	P. EERR Cat. A	P. Adicional	LOLE	LOLP	EUE	Índice cobertura
	GWh	MW	MW	MW	MW	h/mes	%año	MWh/año	-
2022	3.333	592	581,58	0	120	0,11	0,0002	608,85	1,32
2023	3.281	598	581,58	0	120	0,14	0,0002	780,60	1,30
2024	3.218	597	581,58	0	120	0,14	0,0002	755,54	1,30
2025	3.155	593	581,58	0	120	0,12	0,0002	650,77	1,31
2026	3.141	594	581,58	0	120	0,13	0,0002	746,39	1,30
2027	3.126	595	581,58	0	120	0,13	0,0002	711,78	1,31
2028	3.112	595	444,18	0	240	0,13	0,0002	728,87	1,28
2029	3.097	596	375,48	0	300	0,14	0,0002	801,02	1,26
2030	3.083	597	375,48	0	300	0,15	0,0002	859,18	1,26
2031	3.195	601	375,48	0	390	0,21	0,0003	1.370,94	1,19
2032	3.308	605	77	0	640	0,19	0,0003	1.400,34	1,11
2033	3.420	610	77	0	660	0,18	0,0002	1.370,39	1,11
2034	3.533	614	77	0	680	0,19	0,0003	1.459,51	1,10
2035	3.645	618	77	0	700	0,22	0,0003	1.717,90	1,10
2036	3.785	625	77	0	720	0,26	0,0004	2.147,70	1,10
2037	3.925	633	77	0	750	0,18	0,0002	1.516,98	1,10
2038	4.064	640	77	0	770	0,27	0,0004	2.336,04	1,10
2039	4.204	648	0	0	840	0,25	0,0003	2.280,44	1,05
2040	4.344	655	0	0	870	0,22	0,0003	2.151,22	1,05

Tabla 52 Requerimientos de cobertura de demanda para la isla de Gran Canaria

Gran Canaria:

2021-2030: Habría que instalar hasta 300 MW de potencia en generadores de categoría A de forma progresiva:

- **Corto plazo:** se requerirían entre 100-120 MW adicionales.
- **Largo plazo:** en 2028 se necesitarían otros 120 MW y en 2029, 60 MW adicionales.

2031-2040: Se espera que la potencia adicional a instalar muestre cifras de mayor valor que para el primer periodo comprendido entre los años 2021-2030. En concreto:

- **De 2031 a 2035:** 400 MW.
- **De 2036 a 2040:** 170 MW

Las propuestas alternativas consideradas para esta isla se fundamentan en la puesta en marcha de la central hidroeléctrica Chira-Soria, con una potencia de 200 MW en turbinas hidráulicas con características similares a la generación térmica convencional (en cuanto a su gestionabilidad), lo que permitiría una mejor integración de las energías renovables en el sistema eléctrico. A pesar de ello se tendría un déficit de 100 MW antes del año 2030 que debería ser cubierto por algún otro sistema.

La situación seguiría empeorando año tras año hasta que en 2040 no existirían grupos instalados de categoría A salvo la propia central de hidrobombeo Chira-Soria. Necesariamente, los 870 MW adicionales deberían ser cubiertos con otras instalaciones reconocidas en el apartado 4.1 de este documento.

4.3.2.2 Cobertura de demanda en Tenerife

En la isla de Tenerife se prescindiría de 212,6 MW si los grupos que exceden su vida útil regulatoria no se incluyen en las proyecciones. Hasta el año 2028 bastaría con instalar una potencia adicional de categoría A inferior a 60 MW para cumplir con el criterio de cobertura de demanda, mientras que antes de 2030 deberían sumarse otros 140 MW de potencia

gestionable a causa de la pérdida de 176,6 MW aportada por los grupos asociados al ciclo combinado 1 así como al aumento de la demanda debido a su evolución natural, a la que se adherirían los nuevos consumos relativos al transporte.

Continuando el análisis para el periodo comprendido entre los años 2031-2040, debido al paulatino desmantelamiento de la potencia térmica convencional instalada así como al crecimiento de la demanda esperada, se estima que la potencia adicional a instalar crecerá conforme a las primeras, existiendo unos incrementos anuales destacables de 240 MW en 2031, 140 MW en 2036 y 60 MW en 2037. En el resto de años la potencia a instalar crece en función de la demanda, con unos valores de 10-20 MW al año en el periodo 2032-2035 y 20-30 MW al año 2037-2039. En 2040, se estima que se necesitará un total de 800 MW de potencia adicional instalada respecto a la actual en Tenerife para garantizar la cobertura de demanda cumpliendo los requisitos de seguridad.

Se presenta en la siguiente tabla el análisis completo año por año hasta 2040 para la situación particular de la isla de Tenerife.

Requerimientos de cobertura de demanda en Tenerife para el horizonte a 2040									
Año	Datos de partida				Requisito	Situación			
	Demanda	Punta	P. Térmica	P. EERR Cat. A	P. Adicional	LOLE	LOLP	EUE	Índice cobertura
	GWh	MW	MW	MW	MW	h/mes	%año	MWh/año	-
2022	3.573	605	706,28	0	20	0,12	0,0002	701,33	1,30
2023	3.597	609	706,28	0	20	0,14	0,0002	821,34	1,29
2024	3.581	608	706,28	0	20	0,14	0,0002	821,34	1,29
2025	3.565	602	706,28	0	20	0,11	0,0001	609,40	1,31
2026	3.573	600	706,28	0	20	0,12	0,0002	706,00	1,30
2027	3.581	598	667,08	0	40	0,20	0,0003	1.120,07	1,28
2028	3.589	595	645,48	0	60	0,17	0,0002	970,24	1,29
2029	3.597	593	555,18	0	140	0,17	0,0002	950,98	1,28
2030	3.605	591	486,48	0	200	0,17	0,0002	940,53	1,27
2031	3.756	593	269,30	0	440	0,16	0,0002	1.006,61	1,19
2032	3.907	595	226,30	0	490	0,17	0,0002	1.076,83	1,18
2033	4.058	598	226,30	0	500	0,18	0,0002	1.200,90	1,17
2034	4.209	600	226,30	0	520	0,14	0,0002	957,59	1,18
2035	4.360	602	226,30	0	530	0,18	0,0003	1.280,86	1,16
2036	4.543	609	76,2	0	670	0,17	0,0002	1.298,45	1,11
2037	4.725	616	0	0	730	0,16	0,0002	1.256,18	1,06
2038	4.908	623	0	0	750	0,16	0,0002	1.296,73	1,05
2039	5.090	630	0	0	780	0,15	0,0002	1.284,00	1,06
2040	5.273	637	0	0	800	0,19	0,0003	1.681,62	1,04

Tabla 53 Requerimientos de cobertura de demanda para la isla de Tenerife

En esta isla, al contrario que en el caso anterior, no se ha planteado hasta la fecha un proyecto concreto semejante al de Chira-Soria, aunque la opción principal para la primera central hidroeléctrica de Tenerife se sitúa en el Valle de Güímar y dispondría de 200 MW de potencia.

Nuevamente, se requeriría la puesta en marcha de generadores de categoría A y éstos deberían operar, en la medida de lo posible, sin combustibles fósiles. Para ello se pueden implementar las distintas alternativas presentadas en el apartado 4.1 de este documento.

Tenerife:

2021-2030: Habría que instalar hasta 200 MW de potencia en generadores de categoría A de forma progresiva:

- **Hasta 2028:** como máximo 60 MW.
- **De 2029 a 2030:** 140 MW adicionales.

2031-2040: Se espera que la potencia adicional a instalar muestre cifras de mayor valor que para el primer periodo comprendido entre los años 2021-2030. En concreto:

- **De 2031 a 2035:** 330 MW.
- **De 2036 a 2040:** 270 MW

4.3.2.3 Cobertura de demanda en Lanzarote

Para el caso de Lanzarote se tendría la siguiente situación de requerimientos de cobertura de demanda.

Requerimientos de cobertura de demanda en Lanzarote para el horizonte a 2040									
Año	Datos de partida				Requisito	Situación			
	Demanda	Punta	P. Térmica	P. EERR Cat. A	P. Adicional	LOLE	LOLP	EUE	Índice cobertura
	GWh	MW	MW	MW	MW	h/mes	%año	MWh/año	-
2022	874	153	119,54	0	80	0,12	0,0002	166,49	1,30
2023	871	152	87,2	0	100	0,08	0,0001	119,94	1,22
2024	864	152	87,2	0	95	0,19	0,0003	279,98	1,19
2025	856	150	87,2	0	95	0,13	0,0002	187,31	1,21
2026	844	148	87,2	0	90	0,09	0,0001	115,25	1,23
2027	831	145	52,8	0	115	0,12	0,0002	154,12	1,18
2028	819	143	52,8	0	115	0,08	0,0001	107,56	1,20
2029	806	140	52,8	0	110	0,2	0,0003	257,12	1,17
2030	794	138	52,8	0	110	0,15	0,0002	196,70	1,18
2031	820	138	52,8	0	115	0,18	0,0002	247,83	1,16
2032	846	137	0	0	140	0,22	0,0003	312,34	1,09
2033	873	137	0	0	145	0,05	0,00007	75,89	1,12
2034	899	136	0	0	145	0,09	0,0001	138,87	1,11
2035	925	136	0	0	145	0,16	0,0002	238,27	1,10
2036	955	137	0	0	150	0,06	0,00008	89,99	1,12
2037	985	138	0	0	150	0,14	0,0001885	210,18	1,09
2038	1.015	138	0	0	155	0,06	0,00008	93,83	1,11
2039	1.045	139	0	0	155	0,15	0,0002	238,85	1,09
2040	1.075	140	0	0	160	0,09	0,0001	138,94	1,10

Tabla 54 Requerimientos de cobertura de demanda para la isla de Lanzarote

Para 2022 existían en Lanzarote 119,54 MW de potencia operando que ya ha superado su vida útil regulatoria. Es fácil apreciar que, según los datos de la tabla anterior, se requiere de un parque de generación de categoría A cuya magnitud se asemeje a la de los grupos que deberían ser desmantelados y así afrontar el suministro eléctrico en el horizonte a 2030 asegurando las condiciones de calidad y garantía de suministro. En 2032 se produciría el mayor incremento anual de la potencia adicional requerida (25 MW) debido a que los 52,8 MW instalados superarían su vida útil regulatoria. Finalmente, en el horizonte a 2040 debería presentarse un crecimiento progresivo de la potencia adicional instalada que posibilite cubrir las cifras de demanda estimada en continuo crecimiento garantizando todos los requisitos de seguridad.

Cabe destacar que aquí no se tuvo en cuenta la aportación de la interconexión eléctrica con Fuerteventura ya que se requeriría en esta última instalar potencia adicional, lo que

contrastaría con las necesidades de potencia de origen gestionable en la misma, semejantes a las de Lanzarote.

Lanzarote:

2021-2030: Habría que instalar hasta 110 MW de potencia en generadores de categoría A de forma progresiva:

- **Corto plazo:** se requerirían entre 80-100 MW adicionales.
- **Largo plazo:** a partir de 2027 se necesitarían 15 MW adicionales.

2031-2040: En este caso se espera que la potencia adicional a instalar muestre cifras inferiores que para el primer periodo comprendido entre los años 2021-2030. En concreto:

- **De 2031 a 2035:** 35 MW.
- **De 2036 a 2040:** 15 MW.

4.3.2.4 Cobertura de demanda en Fuerteventura

Se muestran a continuación los requerimientos de cobertura para la isla de Fuerteventura.

Requerimientos de cobertura de demanda en Fuerteventura para el horizonte a 2040									
Año	Datos de partida				Requisito	Situación			
	Demanda	Punta	P. Térmica	P. EERR Cat. A	P. Adicional	LOLE	LOLP	EUE	Índice cobertura
	GWh	MW	MW	MW	MW	h/mes	%año	MWh/año	-
2022	700	128	81	0	70	0,12	0,0002	137,44	1,35
2023	705	129	81	0	70	0,14	0,0002	162,42	1,34
2024	703	129	81	0	70	0,14	0,0002	166,54	1,34
2025	700	128	51,6	0	85	0,18	0,0003	212,05	1,23
2026	688	125	34,4	0	90	0,28	0,0004	305,01	1,19
2027	676	123	34,4	0	90	0,2	0,0003	210,52	1,22
2028	664	120	34,4	0	90	0,15	0,0002	160,36	1,23
2029	652	118	34,4	0	90	0,12	0,0002	125,51	1,24
2030	640	115	34,4	0	90	0,1	0,0001	100,41	1,25
2031	662	115	0	0	115	0,10	0,0001	108,79	1,14
2032	684	115	0	0	115	0,12	0,0002	132,61	1,13
2033	705	114	0	0	115	0,16	0,0002	183,26	1,12
2034	727	114	0	0	115	0,23	0,0003	258,77	1,12
2035	749	114	0	0	120	0,05	0,00007	62,24	1,14
2036	775	115	0	0	120	0,10	0,0001	122,98	1,13
2037	800	115	0	0	120	0,21	0,0003	253,79	1,11
2038	826	116	0	0	125	0,07	0,00009	84,00	1,14
2039	851	116	0	0	125	0,17	0,0002	214,28	1,11
2040	877	117	0	0	130	0,06	0,00008	79,19	1,13

Tabla 55 Requerimientos de cobertura de demanda para la isla de Fuerteventura

La situación de Fuerteventura es bastante similar a la presente en Lanzarote, ya que actualmente existen 8 grupos que aportan un total de 78,27 MW y que superaron su vida útil regulatoria antes del 2015. Este hecho obliga a instalar entre 70 y 90 MW de potencia adicional en el horizonte a 2030, mientras que antes de 2040 se necesitaría un total de 130 MW respecto a los valores actuales, ya que en 2031 todos los grupos instalados en el presente superarían su vida útil regulatoria y la demanda seguiría aumentando hasta 2040, por lo que se necesitaría ir instalando potencia adicional progresivamente en función del crecimiento de la demanda.

Tanto en Lanzarote como en Fuerteventura se manifiesta ya una situación bastante delicada en la que se producen frecuentes cortes de suministro. Según los estudios desarrollados por

REE, los fenómenos de desconexión tienen una distribución aleatoria e independiente entre sí. A este hecho se le suma que las indisponibilidades simultáneas no programadas en los grupos térmicos de la central eléctrica han sido también causa de anulación de descargos en las líneas principales del eje entre ambas islas.

Fuerteventura:

2021-2030: Habría que instalar hasta 90 MW de potencia en generadores de categoría A de forma progresiva:

- **Hasta 2024:** como máximo 70 MW.
- **2025:** 15 MW adicionales.
- **De 2026 a 2030:** otros 5 MW.

2031-2040: Se espera que la potencia adicional a instalar muestre cifras de la misma magnitud que para el primer periodo comprendido entre los años 2021-2030. En concreto:

- **Hasta 2035:** 30 MW.
- **De 2036 a 2040:** 10 MW.

4.3.2.5 Cobertura de demanda en La Palma

En La Palma se requerirían 32 MW de potencia adicional en el horizonte a 2030, debido a la pérdida de los grupos diésel 6-11, además de la posterior pérdida de los grupos diésel 12-13 y gas móvil 2. Se tiene entonces que sólo 2 de los 11 generadores disponibles en la actualidad seguirán operando más allá del límite de 2030, finalizando su vida útil regulatoria en el año 2031, por lo que es prioritario encontrar una solución para este sistema eléctrico, cuya inconveniente principal es la imposibilidad de interconexión con cualquier otra isla.

En cuanto al periodo comprendido entre los años 2031-2040, se puede observar que el requerimiento de potencia adicional va aumentando progresivamente desde el primer año. En el año 2031 se necesitaría una potencia adicional de 38 MW, lo que implicaría un incremento anual de 6 MW. Al final del horizonte considerado el aumento de potencia adicional quedaría en 64 MW respecto a los valores del presente.

Por consiguiente, se necesita llevar a cabo un cambio progresivo de la potencia de categoría A, pasándose de los 68,1 MW de generación térmica convencional actuales a 64 MW que necesariamente deberían usar fuentes renovables. En la isla de La Palma es, por tanto, necesario llevar a cabo proyectos de centrales de bombeo reversible, la instalación de una central de geotermia de alta entalpía (si la fase de investigación determina la existencia de recurso explotable) o el uso de tecnologías del hidrógeno.

Se muestran a continuación los requerimientos de cobertura para la isla de La Palma.

Requerimientos de cobertura de demanda en La Palma para el horizonte 2040									
Año	Datos de partida				Requisito	Situación			
	Demanda	Punta	P. Térmica	P. EERR Cat. A	P. Adicional	LOLE	LOLP	EUE	Índice cobertura
	GWh	MW	MW	MW	MW	h/mes	%año	MWh/año	-
2022	252	46	68,1	0	2	0,23	0,0003	86,47	1,72
2023	252	46	68,1	0	2	0,2	0,0003	74,01	1,72
2024	251	46	68,1	0	2	0,17	0,0002	59,60	1,76
2025	250	44	68,1	0	2	0,13	0,0002	42,41	1,81
2026	252	44	55,8	0	12	0,22	0,0003	82,55	1,74

2027	254	44	55,8	0	12	0,18	0,0002	64,83	1,74
2028	257	43	44,6	0	22	0,19	0,0003	69,13	1,76
2029	259	43	23	0	32	0,15	0,0002	54,98	1,46
2030	261	43	23	0	32	0,14	0,0002	51,86	1,46
2031	273	43	23	0	38	0,23	0,0003	103,71	1,30
2032	285	43	0	0	52	0,07	0,00005	0,018	1,61
2033	296	44	0	0	52	0,19	0,0003	101,36	1,11
2034	308	44	0	0	54	0,07	0,0001	38,97	1,125
2035	320	44	0	0	54	0,27	0,0004	147,29	1,08
2036	334	45	0	0	56	0,18	0,0002	105,93	1,10
2037	349	46	0	0	58	0,14	0,0002	85,87	1,09
2038	363	46	0	0	60	0,08	0,0001	49,14	1,11
2039	378	47	0	0	62	0,11	0,0001	69,96	1,09
2040	392	48	0	0	64	0,08	0,0001	53,07	1,10

Tabla 56 Requerimientos de cobertura de demanda para la isla de La Palma

La Palma:

2021-2030: Habría que instalar hasta 32 MW de potencia en generadores de categoría A de forma progresiva:

- **Hasta 2027:** se requerirían hasta 12 MW adicionales.
- **Largo plazo:** a partir de 2027 se necesitarían 20 MW adicionales.

2031-2040: En este caso se espera que la potencia adicional a instalar muestre cifras similares que para el primer periodo comprendido entre los años 2021-2030. En concreto:

- **De 2031 a 2035:** 22 MW.
- **De 2036 a 2040:** 10 MW.

4.3.2.6 Cobertura de demanda en La Gomera

En el escenario presente en La Gomera también se tendría una pérdida de gran parte del parque de generación disponible antes del año 2030. En primer lugar, los grupos diésel 13-16 ya han finalizado su vida útil regulatoria, mientras que los grupos diésel 17 y 18 lo harían en los años 2024 y 2029, respectivamente.

Para el año 2040 sólo existiría una potencia térmica de 0,72 MW que aún no incumpliría el criterio de vida útil regulatoria. Por todo ello, el aumento de la potencia de categoría A debería ser progresivo hasta alcanzar en el año 2040 unos 15 MW adicionales asumiendo el desmantelamiento de los grupos existentes en la actualidad.

Se presenta en la siguiente tabla el análisis completo año por año hasta 2040 para la situación particular de la isla de La Gomera.

Requerimientos de cobertura de demanda en La Gomera para el horizonte 2040									
Año	Datos de partida				Requisito	Situación			
	Demanda	Punta	P. Térmica	P. EERR Cat. A	P. Adicional	LOLE	LOLP	EUE	Índice cobertura
	GWh	MW	MW	MW	MW	h/mes	%año	MWh/año	-
2022	70	12	11,94	0	4	0,17	0,0002	16,54	1,41
2023	70	12	11,94	0	4	0,17	0,0002	16,54	1,41
2024	70	12	11,94	0	4	0,21	0,0003	21,10	1,43
2025	69	12	6,92	0	8	0,23	0,0003	23,12	1,41
2026	69	12	6,92	0	8	0,30	0,0004	29,80	1,39
2027	69	12	6,92	0	8	0,23	0,0003	23,12	1,41
2028	69	12	6,92	0	8	0,21	0,0003	20,30	1,43
2029	69	12	3,82	0	8	0,21	0,0003	20,30	1,43
2030	69	12	3,82	0	8	0,21	0,0003	20,30	1,43
2031	72	12	0,72	0	13	0,22	0,0003	25,55	1,18

2032	74	12	0,72	0	13	0,30	0,0004	34,10	1,18
2033	77	12	0,72	0	14	0,04	0,00005	4,50	1,27
2034	79	12	0,72	0	14	0,06	0,00008	7,19	1,27
2035	82	12	0,72	0	14	0,13	0,0002	16,34	1,17
2036	85	12	0,72	0	14	0,19	0,0002	23,12	1,17
2037	88	12	0,72	0	15	0,03	0,00005	4,45	1,25
2038	91	12	0,72	0	15	0,04	0,00006	5,71	1,25
2039	94	12	0,72	0	15	0,15	0,0002	20,64	1,15
2040	97	12	0,72	0	15	0,28	0,0004	39,24	1,15

Tabla 57 Requerimientos de cobertura de demanda para la isla de La Gomera

La Gomera:

2021-2030: Habría que instalar hasta 8 MW de potencia en generadores de categoría A de forma progresiva:

- **Hasta 2024:** Como máximo 4 MW.
- **De 2025 a 2030:** otros 4 MW.

2031-2040: Se espera que la potencia adicional a instalar muestre cifras de la misma magnitud que para el primer periodo comprendido entre los años 2021-2030. En concreto:

- **Hasta 2035:** 6 MW.
- **De 2036 a 2040:** 1 MW.

En este caso, la interconexión eléctrica con Tenerife posibilitará la aportación de servicios de regulación necesarios para mantener el suministro. El tiempo de despliegue del enlace y de construcción de las dos subestaciones extremas será de unos 24 meses, una vez se consigan todas las autorizaciones y permisos.

Aun así, sería recomendable disponer de grupos de categoría A en la propia isla que puedan ser usados en caso de fallo N-2 de la interconexión eléctrica con Tenerife. Para esto se podría considerar alternativas como la instalación de turbinas de gas alimentadas con hidrógeno o incluso un sistema de almacenamiento mediante bombeo reversible que, apoyado en la generación renovable prevista en la isla, permita asegurar la cobertura de demanda en caso de pérdida de la interconexión. En este caso, dado que la sincronía viene aportada por la propia interconexión, puede barajarse la posibilidad de que los propios sistemas de almacenamiento repartidos en la isla a través de baterías sean capaces de soportar esos periodos de desconexión.

4.3.2.7 Cobertura de demanda en El Hierro

El Hierro es la isla que muestra menos problemas de índice de cobertura de demanda ya que, a pesar de que han superado su vida útil regulatoria 5 grupos diésel (unidades 7-12), en el horizonte a 2030 podrían mantenerse 3 unidades térmicas de 5,66 MW de potencia total, además de los 11,32 MW de la central hidroeléctrica de Gorona del Viento, superando con creces la punta de demanda. En el período de 2031-2040, la central hidroeólica de Gorona del Viento seguirá soportando la demanda de la isla al igual que para los 10 primeros años del horizonte de planificación. En el año 2040 ya se alcanzarían los 25 años de operación en esta central y, naturalmente, debería evaluarse si la vida útil regulatoria de los generadores existentes podría ampliarse, o por el contrario, deberían ser remplazados. En cualquier caso, se tratarían de ajuste propios del mantenimiento de la central no entrañándose un cambio de modelo como sí ocurre en el resto de islas.

Se muestran a continuación los requerimientos de cobertura para la isla de El Hierro.

Requerimientos de cobertura de demanda en El Hierro para el horizonte 2040									
Año	Datos de partida				Requisito	Situación			
	Demanda	Punta	P. Térmica e Hidrooél.	P. EERR Cat. A	P. Adicional	LOLE	LOLP	EUE	Índice cobertura
	GWh	MW	MW	MW	MW	h/mes	%año	MWh/año	-
2022	45	8	18,34	11,32	0	0,06	0,0001	3,88	2,72
2023	46	9	18,34	11,32	0	0,08	0,0001	5,36	2,66
2024	47	9	18,34	11,32	0	0,08	0,0001	5,36	2,66
2025	47	9	16,98	11,32	0	0,05	0,0001	3,15	2,78
2026	47	9	16,98	11,32	0	0,06	0,0001	3,88	2,72
2027	47	9	16,98	11,32	0	0,08	0,0001	5,36	2,66
2028	46	8	16,98	11,32	0	0,08	0,0001	5,36	2,66
2029	46	8	16,98	11,32	0	0,08	0,0001	5,36	2,66
2030	46	8	16,98	11,32	0	0,08	0,0001	5,36	2,66
2031	48	8	13,18	11,32	0	0,08	0,0001	5,36	2,66
2032	49	8	13,18	11,32	0	0,08	0,0001	5,36	2,66
2033	51	8	13,18	11,32	0	0,08	0,0001	5,36	2,66
2034	52	8	13,18	11,32	0	0,08	0,0001	5,36	2,66
2035	54	8	13,18	11,32	0	0,08	0,0001	5,36	2,66
2036	56	8	13,18	11,32	0	0,08	0,0001	5,36	2,66
2037	58	8	13,18	11,32	0	0,08	0,0001	5,36	2,66
2038	59	9	13,18	11,32	0	0,08	0,0001	5,36	2,66
2039	61	9	11,32	11,32	0	0,08	0,0001	5,36	2,66
2040	63	9	0	0	11,32	0,08	0,0001	5,36	2,66

Tabla 58 Requerimientos de cobertura de demanda para la isla de El Hierro

El Hierro:

Es la isla que muestra menos problemas de capacidad de cobertura de demanda:

- **Hasta 2030:** podrían mantenerse 3 unidades térmicas de 5,66 MW de potencia total, a la que se adhieren los 11,32 MW de Gorona del Viento sumando 16,98 MW.
- **2031-2038:** podría mantenerse una única unidad térmica de 1,86 MW de potencia, que junto con la aportada por Gorona del Viento se garantizan 13,18 MW.
- **2039:** se desmantelarían todas las unidades térmicas presentes en la actualidad en la isla, aportando la central hidroeléctrica Gorona del Viento 11,32 MW, superando la punta de demanda.
- **En el año 2040:** ya se alcanzarían los 25 años de operación de la central hidroeléctrica de Gorona del Viento y, naturalmente, **debería evaluarse si la vida útil de los generadores existentes podría ampliarse, o por el contrario, deberían ser reemplazados.**

4.3.2.8 Conclusiones del análisis probabilístico de cobertura de demanda

El análisis realizado de manera pormenorizada para cada isla revela que **existen alternativas factibles para que la potencia de categoría A sea atendida con generación renovable de carácter gestionable.** En cualquier caso, **en todas las islas del archipiélago canario se requerirá un importante esfuerzo técnico y de inversión** ya que, en definitiva, se está planteando un cambio estructural del sistema eléctrico existente en estos momentos. No obstante, **Canarias está en el momento adecuado para realizar dicho cambio ya que el parque de generación comienza a estar obsoleto y las necesidades de descarbonización se unen a las políticas de mantenimiento de la generación de las islas.**

Por otra parte, es importante señalar que, a excepción de las posibilidades de geotermia de alta entalpía, el resto de tecnologías pueden ser entendidas como opciones de almacenamiento energético utilizándose lo que en teoría sería considerado como vertidos

(energía renovable excedentaria no gestionable) para poner en marcha sistemas que transformen esa energía en otros vectores que posteriormente permitan la re-electrificación. **Ya se analizaba en el apartado 4.1 las pérdidas derivadas de ese proceso de transformación por lo que siempre será necesario tener más potencia de categoría B que la que existiría en categoría A.** El aumento de la potencia instalada en categoría B también genera impredecibilidad, razón por la que debe paralelamente aumentarse el esfuerzo en materia de predicción energética. De otra forma, **aun considerando el uso de almacenamiento energético, una mala gestión se traduciría en aplicación de políticas de corte.**

Las ventajas del modelo energético proyectado con el cambio de la generación térmica convencional en Canarias por tecnologías que usen combustibles sintéticos “verdes” u otras fuentes de energía renovables gestionables (geotérmica), no sólo reducen las emisiones contaminantes sino que, adicionalmente, plantean un escenario de independencia y autosuficiencia energética. Además, tendrá un efecto fijador de los precios de la energía eléctrica en el futuro reduciéndose los costes variables de operación de los sistemas eléctricos del archipiélago canario.

A modo de conclusión, indicar que las estimaciones desarrolladas hasta el momento han definido los requisitos de potencia instalada en el parque de generación de Canarias. No obstante, el modelo ISLA (Insular energy System Long-term Assessment tool) aplicado para el cálculo de los balances energéticos de los sistemas eléctricos insulares no se limita a definir la energía provista por cada unidad de generación, sino que además estima qué grupos deben proveer servicios complementarios de ajuste al sistema en cada momento, lo que se considera de especial importancia ya que las reservas obligan a mantener grupos en funcionamiento y estos generadores restan capacidad de integración de energías renovables no gestionables (generadores clasificados en categoría B), aspecto que no suele ser considerado por otros software comerciales de balance energético.

La elección de los grupos que proveen reservas se fundamenta en criterios técnicos y económicos, definidos los primeros en los procedimientos de operación de los sistemas eléctricos no peninsulares, donde se establecen las condiciones que se muestran a continuación:

- **Reservas primarias**, definidas como aquellas que deben actuar en un tiempo inferior a 30 segundos y poseen un carácter obligatorio que no se retribuye. Se consideran en ambos sentidos (reserva primaria a subir y a bajar).

Considerando como unidad de generación cada una de las unidades componentes de un ciclo combinado, debe mantenerse como mínimo el 50% de la mayor potencia neta asignada a un grupo en el sistema para ese mismo periodo temporal.

Además, se estima que estos servicios son aportados por generadores capacitados para contribuir con respuesta inercial (en base a su estatismo permanente), entre los que se encuentran los generadores térmicos convencionales, grupos hidráulicos y ciclos de geotermia, entre otros.

- **Reservas secundarias**, son aquellas que restituyen la capacidad de respuesta primaria debiendo actuar en menos de 15 minutos, y sí son retribuidas conforme a lo establecido en el Real Decreto 738/2015.

El modelo ISLA selecciona este tipo de reservas en función de la alternativa más conservadora (esto es, de mayor valor) de entre las siguientes opciones:

- o La suma de las reservas primaria y secundaria debe ser mayor que el 100% de la potencia neta asignada al mayor grupo conectado en un tramo horario.
- o El crecimiento previsto de la demanda entre tramos horarios.
- o El soporte de pérdida en cumplimiento del criterio N-1 cuando existen interconexiones entre islas.
- o La pérdida más probable de potencia renovable según estimaciones de producción no gestionable.

Al igual que las primarias, las reservas secundarias se consideran en ambos sentidos.

- **Reservas terciarias**, son las que operan tras las reservas secundarias y tienen carácter obligatorio.

En este caso las reservas terciarias se establecen de forma similar a las secundarias, seleccionando de los siguientes criterios el de mayor valor:

- o La mayor de las potencias netas asignadas al grupo de mayor tamaño de los sistemas eléctricos.
- o El crecimiento previsto de la demanda entre tramos horarios.
- o El soporte de pérdida en cumplimiento del criterio N-1 cuando existen interconexiones entre islas.
- o La pérdida más probable de potencia renovable según estimaciones de producción no gestionable.

Las reservas terciarias se consideran a subir spinning y non-spinning.

Por otro lado, los criterios económicos establecidos, principalmente para las reservas secundarias, lo hacen en función de lo definido en el Real Decreto 738/2015, y las actualizaciones normativas publicadas con posterioridad.

4.4 Simulación de los sistemas eléctricos de Canarias

Para la modelización de los sistemas eléctricos de Canarias se implementan modelos matemáticos específicos capaces de determinar la configuración idónea de cada uno de los sistemas eléctricos del archipiélago. Para ello, se ejecuta el modelo matemático ISLA - Insular energy System Long-term Assessment tool desarrollado por el Instituto Tecnológico de Canarias, S.A en base a su experiencia en el desarrollo de estudios específicos de planificación energética para sistemas eléctricos insulares aislados, o débilmente interconectados, y especialmente para Canarias.

El motor del modelo ISLA se basa en programas de reconocido prestigio, en concreto, la combinación del potencial de optimización de GAMS con la versatilidad de Python, replicando

las características específicas de los sistemas energéticos analizados e incluyendo todas las unidades de producción instaladas, y previstas para instalar en las alternativas al modelo energético, así como su contribución en términos de servicios complementarios aportados al sistema eléctrico (en el caso del subsector eléctrico).

El citado modelo se formula como un problema de optimización compuesto por una función objetivo que trata de minimizar los costes de operación de cada sistema eléctrico insular (estrategia comúnmente conocida como “*price following*”) en base a un conjunto de restricciones técnicas asociadas que describen el comportamiento energético de cada isla tanto desde el punto de vista técnico como económico.

En este punto, cabe mencionar que, actualmente, existen diversas alternativas de modelización como open source u otros modelos comerciales. No obstante, las investigaciones aplicadas en este campo del conocimiento, revelan que suele ser una tónica general la rigidez de los programas ya existentes para simular la alta variabilidad de las características y condiciones existentes en las Islas Canarias (sistemas energéticos de distinta tipología y tamaño). Por ello, a efectos de alcanzar la mayor precisión posible, se ha desarrollado un modelo ad hoc para replicar las condiciones existentes en los sistemas eléctricos del archipiélago. Dicho modelo ha sido además tarado usando como referencia los datos reales de operación publicados en el Anuario Energético de Canarias 2019.

Con este modelo, los generadores se simulan de manera independiente, no sólo definiéndose la energía que está siendo aportada durante el despacho por cada unidad de generación sino incluyendo los servicios complementarios de reservas primarias y secundarias, (a subir y a bajar), y terciarias (spinning y non-spining) que deben ser puestas a disposición durante ese mismo periodo. Esto se considera un aspecto fundamental porque puede motivar la operación de un grupo determinado aunque desde el punto de vista energético no fuera necesaria su actuación.

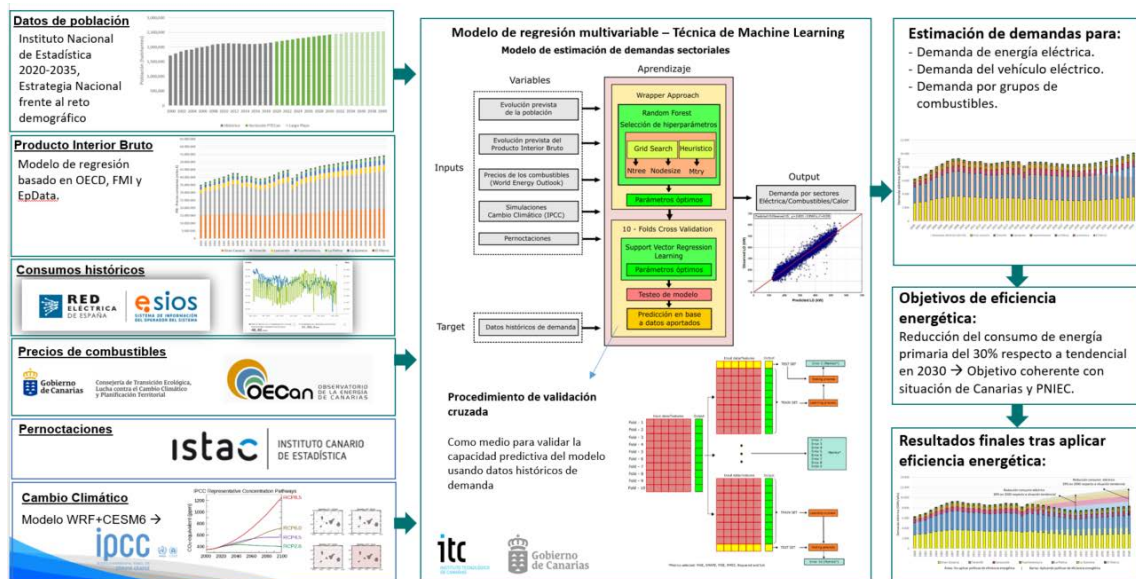


Ilustración 46. Esquema general de la metodología

4.4.1 Aspectos generales de la modelización de generadores de categoría A

Para la simulación de los generadores síncronos de centrales equipadas con grupos térmicos de vapor, diésel, turbinas de gas (con independencia del combustible usado), grupos de hidráulicos (hidrobombes y minihidráulica) o centrales geotérmicas (asumiendo el uso de generadores OCR y ciclo Rankine), el modelo ISLA simula el comportamiento de cada uno de los generadores conectados a la red en base a sus distintas fases de operación:

1. **Sincronización:** Intervalo de tiempo entre la orden de arranque y el momento en el que la unidad está sincronizada con la red eléctrica. En este momento puede comenzar a inyectar energía en el sistema. En cualquier caso, durante este periodo, la potencia de salida debe ser siempre cero.
2. **Calentamiento:** Es la fase inmediatamente posterior a la de sincronización, en la que la unidad ya está operativa pero a una potencia inferior al mínimo técnico.
3. **Despacho:** Supone el normal funcionamiento del generador convencional. En esta fase el grupo puede recibir órdenes que alteren la potencia entregada al sistema. El cambio de consigna de potencia siempre obedecería a las rampas mínimas de carga y descarga establecidas en el modelo y conforme a las reservas que deban ser proveídas.
4. **Desincronización:** Es la secuencia entre el despacho y la parada del grupo.

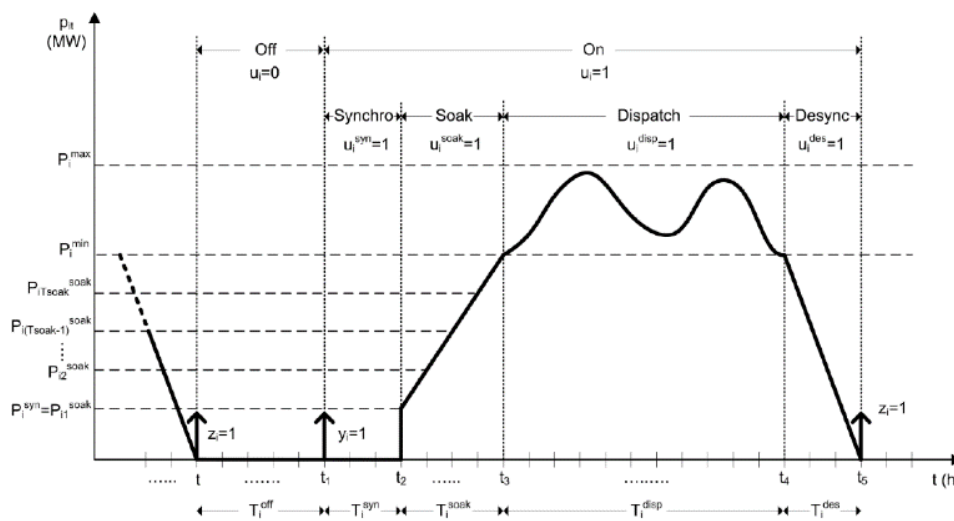


Ilustración 47. Fases de operación de grupos síncronos

Como se muestra en la ilustración anterior, cada fase tiene un tiempo de actuación asignado. Asimismo, el modelo considera que entre una parada y un arranque debe pasar un tiempo específico, siendo este tiempo distinto dependiendo de las condiciones térmicas del grupo (si el grupo está aún caliente o frío de acuerdo con los tiempos que hubieran transcurrido desde su última parada), cada uno de ellos con un coste de inicio diferente y sincronización y tiempo de calentamiento, tal y como se muestra en la siguiente tabla.

Parámetros de las unidades de generación térmica				
Tipo de arranque	Intervalos de tiempo	Coste	Tiempo de sincronización	Tiempo soak
Caliente	$0 \leq T^{off} \leq T^w$	SUC^h	$T^{syn,h}$	$T^{soak,h}$
Templado	$T^w \leq T^{off} \leq T^c$	SUC^w	$T^{syn,w}$	$T^{soak,w}$
Frío	$T^c \leq T^{off} \leq T^\infty$	SUC^c	$T^{syn,c}$	$T^{soak,c}$

Tabla 59. Parámetros de las unidades de generación térmica

También se implementan algunas restricciones en el programa de optimización para asegurarse de que la unidad de potencia siempre entre en fase de calentamiento después de la sincronización. Del mismo modo, la duración de la fase de calentamiento depende del tipo de arranque de la unidad (un arranque en frío requiere más tiempo que uno en caliente) iniciando la fase de despacho tan pronto finalice el calentamiento. Entre estas restricciones, también se agrega el límite de inicio. En este contexto, ninguna unidad puede ser utilizada si el intervalo de tiempo de parada no ha terminado.

Para cada intervalo de tiempo, la variación de potencia máxima siempre debe ser menor que un límite definido a través de una velocidad de rampa (kW/minuto). Se tiene en cuenta que cada unidad podría contribuir en el mantenimiento de los requisitos de reserva del sistema eléctrico. Para ello, se estiman las reservas primarias arriba/abajo, secundarias arriba/abajo y terciarias rodantes/no rodantes.

La suma de la potencia de salida de la unidad y la contribución de las reservas (arriba/abajo primarias y secundarias, y reservas terciarias rodantes /no rodantes) en cada intervalo de tiempo, no puede ser mayor que la potencia nominal de la unidad en ambas direcciones. También se modela el control automático de generación (AGC).

Todas estas variables se integran como restricciones en el programa de optimización, determinando para cada instante cuál es la alternativa idónea para minimizar los costes de operación del sistema eléctrico evaluado.

En conexión con lo anterior, para simular el comportamiento del sistema, no sólo se consideran restricciones técnicas sino que además se incluyen las pautas económicas establecidas en la normativa vigente. Gracias a un conjunto de funciones econométricas se simula el comportamiento del sistema eléctrico de cada isla. En concreto, para el caso de Canarias ha sido incluida la formulación establecida en el Real Decreto 738/2015 (y sucesivos), el Real Decreto 413/2014 (y sucesivos), o para el caso especial de El Hierro con la central hidroeléctrica de Gorona de Viento, la Orden IET/1711/2013.

Los análisis se desarrollan considerando una resolución temporal de 15 minutos para poder estimar la contribución de las reservas. Además, el análisis se ejecuta para un año vista, estimando el comportamiento anual en cada isla.

4.4.2 Formulación base del modelo ISLA

Como se adelantaba al inicio del apartado 4.4, la estrategia de optimización del modelo es la reducción de costes de explotación en el sistema eléctrico, priorizando la operación de las unidades que sean capaces de proveer la mayor cantidad de energía posible al mínimo coste sin que ello vulnere las condiciones en cuanto a seguridad y garantía del suministro.

Además de la función objetivo, se define un conjunto de restricciones para modelar el comportamiento de todos los generadores eléctricos, así como las necesidades a satisfacer en cuanto a demanda y reservas (servicios de regulación primarios, secundarios y terciarios) que deben proporcionarse para el mantenimiento de la oferta y la estabilidad del sistema eléctrico. Las restricciones pueden ser agrupadas de la siguiente forma:

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

En la siguiente tabla se muestra la nomenclatura general del modelo utilizado para simular el funcionamiento de los sistemas eléctricos en Canarias:

AJUSTE	
$f \in F$	Pasos de la función de coste marginal de la unidad térmica i
$i \in I$	Unidades generadoras convencionales
$j \in J$	Unidades RES (Jw se refiere a parques eólicos y JPV se refiere a plantas fotovoltaicas)
$b \in B$	Unidades de batería
$g \in G$	Cables de interconexión submarina
$h \in H$	Demandas de carga para el usuario final en las que se podrían aplicar estrategias DSM
$p \in P$	Estación de bombeo en la que se podrían aplicar estrategias DSM
$t \in T$	Intervalos de tiempo
$m \in M$	Las reservas de tipo M son 1+, 1, 2+, 2, 3, o primaria arriba/abajo, secundaria arriba/abajo y terciaria rodante/no rodante
T^-	Horizonte de programación extendido al pasado
T^+	Horizonte de programación extendido al futuro
PARÁMETROS	

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

VARIABLES CONTINUAS	
d_t^{LNS}	Carga no servida en el nodo n y el intervalo de tiempo t, en MW
e_{ift}	Porción del paso f de la función de coste marginal de la unidad i-ésima cargada en el intervalo de tiempo t, en MW
p_{it}	Potencia de salida de la unidad térmica i despachada por la ISO en el intervalo de tiempo t, en MW
p_{it}^{des}	Potencia de salida de la unidad térmica i durante la fase de desincronización en el intervalo de tiempo t, en MW
pgt_{Import}	Importación de energía desde el cable submarino g en el intervalo de tiempo t, en MW
pt_g^{Export}	Exportación de energía desde el cable submarino g en el intervalo de tiempo t, en MW
pbt_{Discha}	Potencia generada por la batería b en el intervalo de tiempo t, en MW
$pt_{pumping}$	Potencia absorbida por la estación de bombeo p en el intervalo de tiempo t, en MW
pt_{Houses}	Potencia absorbida por el usuario final h (demanda de carga no crítica) en el intervalo de tiempo t, en MW
p_{it}^{soak}	Potencia de salida de la unidad térmica i durante la fase de soaking en el intervalo de tiempo t, en MW
p_{jt}	Potencia de salida de la unidad RES j en el intervalo de tiempo t, en MW
r_{it}^m	Contribución de la unidad térmica i en el tipo de reserva m durante el intervalo de tiempo t, en MW
r_{gt}^m	Contribución del cable submarino g en el tipo de reserva m durante el intervalo de tiempo t, en MW
r_p^m	Contribución de la estación de bombeo p en el tipo de reserva m durante el intervalo de tiempo t, en MW
VARIABLES BINARIAS	
u_{it}	Variable binaria que es igual a 1 si la unidad térmica i se confirma durante el intervalo de tiempo t
u_t^{Import}	Variable binaria que es igual a 1 si el cable submarina g se confirma durante el intervalo de tiempo t para importar energía
u_t^{Export}	Variable binaria que es igual a 1 si el cable submarina g se confirma durante el intervalo de tiempo t para exportar energía
u_{it}^{3NS}	Variable binaria que es igual a 1 si la unidad térmica i proporciona reserva terciaria no giratoria durante el intervalo de tiempo t
u_{it}^{AGC}	Variable binaria que es igual a 1 si la unidad térmica i opera bajo AGC y proporciona reserva secundaria durante el tiempo intervalo t
u_{it}^n	Variable binaria que es igual a 1 si la unidad térmica i se encuentra en la fase de funcionamiento n durante el intervalo de tiempo t, donde n = syn: sincronización, n=soak: soak, n=disp: dispatchable, n=des: desincronización
u_{jt}	Variable binaria que es igual a 1 si la unidad RES j se confirma durante el intervalo de tiempo t
y_{it}^l	Variable binaria que es igual a 1 si se inicia una puesta en marcha de tipo l de la unidad térmica i durante el intervalo de tiempo t
y_{it}	Variable binaria que es igual a 1 si la unidad térmica i se inicia durante el intervalo de tiempo t
z_{it}	Variable binaria que es igual a 1 si la unidad térmica i se apaga durante el intervalo de tiempo t

Tabla 60. Nomenclatura del modelo EMS del ITC

Función objetivo:

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

Tipo de restricciones en la puesta en marcha:

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

Restricciones en la fase de sincronización:

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

Restricciones en la fase soak:

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

Restricciones en la fase de desincronización:

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

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

Restricciones mínimas de tiempo de subida/bajada:

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

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

Estado lógico de los compromisos:

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

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

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

Restricciones de rampa abajo/arriba:

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

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

Restricciones de la potencia de salida:

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

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

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

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

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

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

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

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

$$u_{it}^{3NS} \leq 1 - u_{it} \quad \forall i \in I, t \in \mathcal{T}$$

$$p_{it} - r_{it}^{2-} \geq 0 \cdot u_{it}^{syn} + p_{it}^{soak} + p_{it}^{des} + P_i^{min} \cdot (u_{it}^{disp} - u_{it}^{AGC}) + P_i^{min,AGC} \cdot u_{it}^{AGC} \quad \forall i \in I, t \in \mathcal{T}$$

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

Coste total de producción de la unidad térmica:

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

Restricciones de explotación de la planta RES:

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

Restricciones de salida de la interconexión:

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

Restricciones generales de la interconexión:

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

Restricciones de las estaciones de bombeo:

$$\begin{aligned}
 D_{day}^p &= \sum_{t \in T} p t_{pumping} \quad \forall t \in T, \forall p \in P \\
 p t_{pumping} &\leq P_p^{max} \cdot U p_t \quad \forall t \in T, \forall p \in P \\
 p t_{pumping} &\geq P_p^{min} \cdot U p_t \quad \forall t \in T, \forall p \in P \\
 r_p^{1-} + r_p^{2-} &\leq p t_{pumping} \quad \forall t \in T, \forall p \in P \\
 r_p^{1+} + r_p^{2+} &\leq P_p^{max} - p t_{pumping} \quad \forall t \in T, \forall p \in P
 \end{aligned}$$

Restricciones del usuario final:

$$\begin{aligned}
 p t_{Houses} &\leq \max(D_{non-critical}^h) \quad \forall t \in T, \forall h \in H \\
 T_{limit} &= h_{dsm}^h \cdot \left(\frac{60}{T_{step}}\right) \\
 \sum_{t \in (t, T_{limit}+1)} D_{non-critical}^h &= \sum_{t \in (t, T_{limit}+1)} p t_{Houses} \quad \forall t \in (t, T_{limit} + 1), \forall h \in H \\
 \sum_{t \in (T_{limit}+1, T_{limit} * 2 + 1)} D_{non-critical}^h &= \sum_{t \in (T_{limit}+1, T_{limit} * 2 + 1)} p t_{Houses} \quad \forall t \\
 &\in (T_{limit} + 1, T_{limit} * 2 + 1), \forall h \in H \\
 \sum_{t \in (T_{limit} * 2 + 1, T_{limit} * 3 + 1)} D_{non-critical}^h &= \sum_{t \in (T_{limit} * 2 + 1, T_{limit} * 3 + 1)} p t_{Houses} \quad \forall t \\
 &\in (T_{limit} * 2 + 1, T_{limit} * 3 + 1), \forall h \in H \\
 \sum_{t \in (T_{limit} * 2 + 1, T_{limit} * 3 + 1)} D_{non-critical}^h &= \sum_{t \in (T_{limit} * 2 + 1, T_{limit} * 3 + 1)} p t_{Houses} \quad \forall t \\
 &\in (T_{limit} * 2 + 1, T_{limit} * 3 + 1), \forall h \in H \\
 \sum_{t \in (T_{limit} * 3 + 1, T_{limit} * 4 + 1)} D_{non-critical}^h &= \sum_{t \in (T_{limit} * 3 + 1, T_{limit} * 4 + 1)} p t_{Houses} \quad \forall t \\
 &\in (T_{limit} * 3 + 1, T_{limit} * 4 + 1), \forall h \in H \\
 \sum_{t \in (T_{limit} * 4 + 1, T_{limit} * 5 + 1)} D_{non-critical}^h &= \sum_{t \in (T_{limit} * 4 + 1, T_{limit} * 5 + 1)} p t_{Houses} \quad \forall t \\
 &\in (T_{limit} * 4 + 1, T_{limit} * 5 + 1), \forall h \in H \\
 \sum_{t \in (T_{limit} * 5 + 1, T_{limit} * 6 + 1)} D_{non-critical}^h &= \sum_{t \in (T_{limit} * 5 + 1, T_{limit} * 6 + 1)} p t_{Houses} \quad \forall t \\
 &\in (T_{limit} * 5 + 1, T_{limit} * 6 + 1), \forall h \in H \\
 \sum_{t \in (T_{limit} * 6 + 1, T_{limit} * 7 + 1)} D_{non-critical}^h &= \sum_{t \in (T_{limit} * 6 + 1, T_{limit} * 7 + 1)} p t_{Houses} \quad \forall t \\
 &\in (T_{limit} * 6 + 1, T_{limit} * 7 + 1), \forall h \in H \\
 \sum_{t \in (T_{limit} * 7 + 1, T_{limit} * 8 + 1)} D_{non-critical}^h &= \sum_{t \in (T_{limit} * 7 + 1, T_{limit} * 8 + 1)} p t_{Houses} \quad \forall t \\
 &\in (T_{limit} * 7 + 1, T_{limit} * 8 + 1), \forall h \in H
 \end{aligned}$$

Restricciones de equilibrio de la demanda:

$$D_t^{Forecast} = D_t^{Critical} + \sum_{t \in T} pt_{Houses} + \sum_{t \in T} pt_{pumping} \quad \forall t \in T, \forall p \in P, \forall h \in H$$

Restricciones del sistema:

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

4.4.3 Parámetros técnico – económico considerados para la simulación de la generación térmica de Canarias

El modelo necesita un conjunto de parámetros técnicos y económicos que describan las unidades de potencia. Los parámetros han sido definidos usando como referencia los siguientes documentos:

- **Anuario Energético de Canarias 2019.** Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias.
- **Sistema de Información del Operador del Sistema.** Red Eléctrica de España (E-SIOS).
- **Sistema de Información del Operador del Mercado Ibérico de la Energía (OMIE).**
- **Real Decreto 738/2015,** de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- **Orden TEC/1260/2019,** de 26 de diciembre, se establecen los parámetros técnicos y económicos a emplear en el cálculo de la retribución de la actividad de producción de energía eléctrica en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional durante el período regulatorio 2020-2025, y se revisan otras cuestiones técnicas.

- Estudio “**Optimización de costes y emisiones en sistemas eléctricos de potencia**”. D. Manuel Cruz Pérez, Dr. D. Gabriel Winter Althaus y Dra. Dña. Begoña González Landín. Universidad de Las Palmas de Gran Canaria.
- **Catálogo de fabricantes** de generadores eléctricos en base a notas de marca y modelo de generadores eléctricos tipos en cada una de las centrales y en base a la información que no hubiera sido localizada en través de las fuentes anteriormente mencionadas.

Para determinar los parámetros económicos iniciales de cada unidad de potencia, se requiere la siguiente información:

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

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

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

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

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

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

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

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

En relación a lo comentado hasta ahora, los parámetros necesarios para modelar una unidad de potencia térmica convencional, en cada ejecución del modelo, son los siguientes:

Unidades de generación: parámetros técnicos
Inversión unidad (€)

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

Tabla 61. Parámetros técnico-económicos de las unidades de generación gestionable

4.4.3.1 Gran Canaria

En las siguientes tablas se presentan los parámetros técnicos y económicos que han sido utilizados en el caso de la isla de Gran Canaria para modelar los actuales grupos de generación térmica convencional.

Parte de estos grupos estarían operativos hasta el 2030 como ha sido analizado en el apartado 3.3. No obstante, al finalizar su vida útil comenzarán a dejar de tenerse en cuenta progresivamente hasta que en el año 2040 no exista ninguno de los generadores mencionados. Estos generadores se irán sustituyendo por nuevas unidades de producción según las tecnologías mencionadas en el apartado 4.1.

Parámetros técnicos de las unidades de generación de Categoría A actuales en Gran Canaria					
Central	Unidad	Tipo	Tiempo de arranque (minutos)		
			Frío	Templado	Caliente
Jinámar	Vapor 4	Turbina de vapor	750	285	195
Jinámar	Vapor 5	Turbina de vapor	750	285	195
Jinámar	Diésel 1	Motor diésel - 2T	120	-	80
Jinámar	Diésel 2	Motor diésel - 2T	120	-	80
Jinámar	Diésel 3	Motor diésel - 2T	120	-	80
Jinámar	Diésel 3	Motor diésel - 2T	120	-	-
Jinámar	Diésel 4	Motor diésel - 2T	120	-	-
Jinámar	Diésel 5	Motor diésel - 2T	120	-	-
Jinámar	Gas 1	Turbina de gas heavy duty	25	-	-
Jinámar	Gas 2	Turbina de gas heavy duty	25	-	-
Jinámar	Gas 3	Turbina de gas heavy duty	25	-	-
Bco. Tirajana	Vapor 1	Turbina de vapor	840	390	300
Bco. Tirajana	Vapor 2	Turbina de vapor	840	390	300
Bco. Tirajana	Gas 1	Turbina de gas heavy duty	25	-	-
Bco. Tirajana	Gas 2	Turbina de gas heavy duty	25	-	-
Bco. Tirajana	Gas 3 (CC1)	Turbina de gas heavy duty	90	-	-
Bco. Tirajana	Gas 4 (CC1)	Turbina de gas heavy duty	90	-	-
Bco. Tirajana	CC2	1 Turbina de gas + 1 de vapor	360	300	270
Bco. Tirajana	CC2	2 Turbina de gas + 1 de vapor	480	420	390
Bco. Tirajana	Gas 5 (CC2)	Turbina de gas heavy duty	90	-	-
Bco. Tirajana	Gas 6 (CC2)	Turbina de gas heavy duty	90	-	-
Bco. Tirajana	CC1	1 Turbina de gas + 1 de vapor	360	300	270
Bco. Tirajana	CC1	2 Turbina de gas + 1 de vapor	480	420	390

Tabla 62. Parámetros técnicos de las unidades de generación en régimen ordinario en Gran Canaria

En estos listados también se presentan parámetros económicos que son en su mayoría extraídos de la Orden TEC/1260/2019.

Parámetros técnico – económicos de despacho en el sistema de generación gestionable de la central de Barranco de Tirajana en Gran Canaria														
Inputs	BT_Gas1	BT_Gas2	BT_Vapor1	BT_Vapor2	BT_Gas3 _CC1	BT_Gas 4_CC1	BT_Vapo r3_CC1	BT_Gas5 _CC2	BT_Gas 6_CC2	BT_Vapo r4_CC2	BT_Gas3+Va por3_ _CC1	BT_Gas3+G as4+Vapor3 _CC1	BT_Gas5 +Vapor4_ _CC2	BT_Gas5+G as6+Vapor4 _CC2
Inversión en grupo térmico (€)	29.106.000	29.106.000	40.832.000	40.832.000								226.710.000		249.700.000
Vida útil (años)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Tasa de interés de obligaciones 10 años (p.u)	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
Coste fijo de O&M (€/year)	707.081,8	707.081,8	1.628.899,8	1.628.899,8								7.729.368,3		8.513.181
Potencia neta (MW)	32,34	32,34	74,24	74,24	68,7	68,7	68,7	75	75	77	103,05	206,1	113,5	227
Nº horas de trabajo (horas)	7.783	7.783	7.849	7.849								8.050		8.050
Factor de estacionalidad pico (pu)	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Factor de estacionalidad llano (pu)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Factor de estacionalidad valle (pu)	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
1 ^{er} parámetro de coste de consumo combustible (th/h)	29.363,27	29.363,27	21.254,08	21.254,08	60.436,76			60.436,76			118.213,53	239.683,59	118.213,53	239.683,59
2 ^o parámetro de coste de consumo combustible (th/h*MW)	2.225,92	2.225,92	2.159,8	2.159,8	1.925,54			1.925,54			-390,57	-440,63	-390,57	-440,63
2 ^o parámetro de coste de consumo combustible (th/h*MW ²)	1,36	1,36	0,23	0,23	0,53			0,53			11,18	5,76	11,18	5,76
Precio carburante (€/Tm)	526,14	526,14	358,34	358,34	526,14			526,14			526,14	526,14	526,14	526,14
Poder calorífico inferior (pci_th/Tm)	10.373	10.373	9.850	9.850	10.373			10.373			10.373	10.373	10.373	10.373
Coste variable O&M (€/MWh)	24,706	23,763	5,512	5,46	17,411			20,234			20,234	20,234	17,411	17,411
Coste reserva primaria (porcentaje en el coste generación) (pu)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Coste reserva secundaria (porcentaje en el coste generación) (pu)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Coste reserva terciaria (porcentaje en el coste generación) (pu)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

Tabla 63. Parámetros técnico – económicos de despacho en el sistema de generación gestionable en la central Barranco de Tirajana en Gran Canaria

Parámetros técnico – económicos de despacho en el sistema de generación gestionable de la central de Jinámar en Gran Canaria										
Inputs	J_Die1	J_Die2	J_Die3	J_Gas1	J_Vapor4	J_Vapor5	J_Gas2	J_Gas3	J_Die4	J_Die5
Inversión en grupo térmico (€)	2.127.500	2.127.500	2127500	15.876.000	30.558.000	30.558.000	29.106.000	29.106.000	5.127.500	5.127.500
Vida útil (años)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Tasa de interés de obligaciones 10 años (p.u)	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
Coste fijo de O&M (€/year)	990.487,4	990.487,4	990.487,4	558.799,9	1.285.602,8	1.285.602,8	707.081,8	707.081,8	1.570.040,5	1.570.040,5
Potencia neta (MW)	8,51	8,51	8,51	17,64	55,56	55,56	32,34	32,34	20,51	20,51
Nº horas de trabajo (horas)	7.709	7.709	7.709	8.252	7.735	7.735	7.783	7.783	7.709	7.709
Factor de estacionalidad pico (pu)	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Factor de estacionalidad llano (pu)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Factor de estacionalidad valle (pu)	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
1 ^{er} parámetro de coste de consumo combustible (th/h)	1.286,06	1.286,06	1.286,06	23.287,86	12.991,35	12.991,35	29.363,27	29.363,27	7.613,79	7.613,79
2 ^o parámetro de coste de consumo combustible (th/h*MW)	2.511,43	2.511,43	2.511,43	2.737,04	2.677,03	2.677,03	2.225,92	2.225,92	1.381,9	1.381,9
3 ^{er} parámetro de coste de consumo combustible (th/h*MW2)	6,13	6,13	6,13	6,37	0,19	0,19	1,36	1,36	15,25	15,25
Precio carburante (€/Tm)	387,47	387,47	387,47	387,47	387,47	387,47	526,14	526,14	387,47	387,47
Poder calorífico inferior (pci_th/Tm)	9.850	9.850	9.850	10.373	9.850	9.850	10.373	10.373	9.850	9.850
Coste variable O&M (€/MWh)	24,008	22,487	22,238	23,491	7,148	7,369	22,698	21,759	12,694	12,599
Coste reserva primaria (porcentaje en el coste generación) (pu)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Coste reserva secundaria (porcentaje en el coste generación) (pu)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Coste reserva terciaria (porcentaje en el coste generación) (pu)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

Tabla 64. Parámetros técnico – económicos de despacho en el sistema de generación gestionable en la central de Jinámar en Gran Canaria

4.4.3.2 Tenerife

El análisis continúa con la relación de datos de partida considerados para el caso de las centrales eléctricas existentes en la isla de Tenerife. La configuración de su parque de generación tiene un gran parecido al de Gran Canaria, existiendo dos centrales eléctricas, una en el noreste y otra en el sureste con grupos, prácticamente, idénticos en tamaños, prestaciones y años de puesta en funcionamiento.

En este caso, también existen dos turbinas de gas aeroderivadas de apoyo, ubicadas en el sur de la isla, concretamente, en el municipio de Arona.

Parámetros técnicos de las unidades de generación de Categoría A actuales en Tenerife					
Central	Unidad	Tipo	Tiempo de arranque (minutos)		
			Frío	Templado	Caliente
Candelaria	Vapor 5	Turbina de vapor	750	285	195
Candelaria	Vapor 6	Turbina de vapor	750	285	195
Candelaria	Diésel 1	Motor diésel - 2T	120	-	80
Candelaria	Diésel 2	Motor diésel - 2T	120	-	80
Candelaria	Diésel 3	Motor diésel - 2T	120	-	80
Candelaria	Gas 1	Turbina de gas heavy duty	25	-	-
Candelaria	Gas 2	Turbina de gas heavy duty	25	-	-
Candelaria	Gas 3	Turbina de gas heavy duty	25	-	-
Granadilla	Vapor 1	Turbina de vapor	840	390	300
Granadilla	Vapor 2	Turbina de vapor	840	390	300
Granadilla	Gas 1	Turbina de gas heavy duty	25	-	-
Granadilla	Gas 2	Turbina de gas heavy duty	25	-	-
Granadilla	Gas 3 (CC1)	Turbina de gas heavy duty	90	-	-
Granadilla	Gas 4 (CC1)	Turbina de gas heavy duty	90	-	-
Granadilla	CC2	1 Turbina de gas + 1 de vapor	360	300	270
Granadilla	CC2	2 Turbina de gas + 1 de vapor	480	420	390
Granadilla	Gas 5 (CC2)	Turbina de gas heavy duty	90	-	-
Granadilla	Gas 6 (CC2)	Turbina de gas heavy duty	90	-	-
Granadilla	CC1	1 Turbina de gas + 1 de vapor	360	300	270
Granadilla	CC1	2 Turbina de gas + 1 de vapor	480	420	390
Granadilla	Diésel 1	Motor diésel - 2T	120	-	80
Granadilla	Diésel 2	Motor diésel - 2T	120	-	80
Arona	Gas 1	Turbina de gas aeroderivadas	25	-	-
Arona	Gas 2	Turbina de gas aeroderivadas	25	-	-

Tabla 65. Parámetros técnicos de las unidades de generación en régimen ordinario en Tenerife

Se continúa con la relación de parámetros técnicos y económicos en las siguientes tablas.

Parámetros técnico – económicos de despacho en el sistema de generación gestionable de la central de Granadilla en Tenerife																
Inputs	GR_Gas1	GR_Die1	GR_Die2	GR_Vapor 2	GR_Vapor 1	GR_Gas2	GR_Gas 3_CC1	GR_Gas 4_CC1	GR_Vap or3_CC1	GR_Gas 5_CC2	GR_G as6_C C2	GR_V apor4 _CC2	GR_Gas3+ Vapor3_CC 1	GR_Gas3+G as4+Vapor3 _CC1	GR_Gas5+ Vapor4_C C2	GR_Gas5+Ga s6+Vapor4_C C2
Inversión en grupo térmico (€)	29.106.000	5.127.500	5.127.500	40.832.000	40.832.000	35.280.000								226.710.000		248.820.000
Vida útil (años)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Tasa de interés de obligaciones 10 años (p.u)	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
Coste fijo de O&M (€/year)	707.081,8	1.570.040,5	1.570.040,5	1.628.899,8	1.628.899,8	857.068,8								7.729.368,3		8.513.181
Potencia neta (MW)	32,34	20,51	20,51	74,24	74,24	39,2	68,7	68,7	68,7	75	75	76,2	103,05	206,1	113,5	226,2
Nº horas de trabajo (horas)	7.783	7.709	7.709	7.849	7.849	7.783								8.050		8.050
Factor de estacionalidad pico (pu)	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Factor de estacionalidad llano (pu)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Factor de estacionalidad valle (pu)	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
1º parámetro de coste de consumo combustible (th/h)	29.363,27	7.613,79	7.613,79	21.254,08	21.254,08	31.391,05	60.436,76			60.436,76			118.213,53	239.683,59	118.213,53	239.683,59
2º parámetro de coste de consumo combustible (th/h*MW)	2.225,92	1.381,9	1.381,9	2.159,8	2.159,8	1.773,42	1.925,54			1.925,54			-390,57	-440,63	-390,57	-440,63
3º parámetro de coste de consumo combustible (th/h*MW2)	1,36	15,25	15,25	0,23	0,23	11,58	0,53			0,53			11,18	5,76	11,18	5,76
Precio carburante (€/Tm)	526,14	358,34	358,34	358,34	358,34	526,14	526,14			526,14			526,14	526,14	526,14	526,14
Poder calorífico inferior (pci_th/Tm)	10.373	9.850	9.850	9.850	9.850	10.373	10.373			10.373			10.373	10.373	10.373	10.373
Coste variable O&M (€/MWh)	22,243	11,409	11,432	5,233	5,208	20,534	17,411			20,234			20,234	20,234	17,411	17,411

Coste reserva primaria (porcentaje en el coste generación) (pu)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Coste reserva secundaria (porcentaje en el coste generación) (pu)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Coste reserva terciaria (porcentaje en el coste generación) (pu)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

Tabla 66. Parámetros técnico – económicos de despacho en el sistema de generación gestionable en la central de Granadilla en Tenerife

Parámetros técnico – económicos de despacho en el sistema de generación gestionable de la central de Candelaria y Arona en Tenerife											
Inputs	C_Die1	C_Die2	C_Gas3	C_Die3	C_Vapor5	C_Vapor6	C_Gas1	C_Gas2	Arona_Gas1	Arona_Gas2	
Inversión en grupo térmico (€)	2.127.500	2.127.500	13.230.000	2.127.500	20.504.000	20.504.000	29.106.000	29.106.000	19.440.000	19.440.000	
Vida útil (años)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	
Tasa de interés de obligaciones 10 años (p.u)	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	
Coste fijo de O&M (€/year)	990.487,41	990.487,41	465.666,6	990.487,41	927.265,44	927.265,44	707.081,76	707.081,76	684.244,8	684.244,8	
Potencia neta (MW)	8,51	8,51	14,7	8,51	37,28	37,28	32,34	32,34	21,6	21,6	
Nº horas de trabajo (horas)	7.709	7.709	8.252	7.709	7.709	7.709	7.783	7.783	8.252	8.252	
Factor de estacionalidad pico (pu)	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	
Factor de estacionalidad llano (pu)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
Factor de estacionalidad valle (pu)	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	
1 ^{er} parámetro de coste de consumo combustible (th/h)	1.286,06	1.286,06	2.3254,28	1.286,06	8.388,39	8.388,39	29.363,27	29.363,27	9167,14	9167,14	
2 ^o parámetro de coste de consumo combustible (th/h*MW)	2.511,43	2.511,43	2.742,84	2.511,43	2.859,92	2.859,92	2.225,92	2.225,92	2154,04	2154,04	
3 ^{er} parámetro de coste de consumo combustible (th/h*MW2)	6,13	6,13	6,13	6,13	0,46	0,46	1,36	1,36	1,59	1,59	
Precio carburante (€/Tm)	387,47	387,47	526,14	387,47	387,47	387,47	526,14	526,14	526,14	526,14	
Poder calorífico inferior (pci_th/Tm)	9.850	9.850	10.373	9.850	98.50	9.850	10.373	10.373	10.373	10.373	
Coste variable O&M (€/MWh)			24,403		8,3273	8,088	21,195	21,203	18,443	18,916	
Coste reserva primaria (porcentaje en el coste generación) (pu)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	
Coste reserva secundaria (porcentaje en el coste generación) (pu)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	
Coste reserva terciaria (porcentaje en el coste generación) (pu)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	

Tabla 67. Parámetros técnico – económicos de despacho en el sistema de generación gestionable en la central de Candelaria y grupos de Arona en Tenerife

4.4.3.3 Lanzarote

En la isla de Lanzarote existe una única central eléctrica ubicada en la zona conocida como Punta Grande, perteneciente al término municipal de Teguiise. Esta central está equipada con grupos diésel de cuatro tiempos de distintos tamaños, y turbinas de gas que sólo operan en períodos de punta.

Los tiempos de reacción de este tipo de unidades de generación son considerablemente inferiores a los requeridos para la generación térmica basada en vapor y ciclos combinados (casos de Tenerife y Gran Canaria).

Parámetros técnicos de las unidades de generación de Categoría A actuales en Lanzarote					
Central	Unidad	Tipo	Tiempo de arranque (minutos)		
			Frío	Templado	Caliente
Punta Grande	Diésel 1	Motor diésel - 4T	60	-	12
Punta Grande	Diésel 2	Motor diésel - 4T	60	-	12
Punta Grande	Diésel 3	Motor diésel - 4T	60	-	12
Punta Grande	Diésel 4	Motor diésel - 2T	120	-	80
Punta Grande	Diésel 5	Motor diésel - 2T	120	-	80
Punta Grande	Diésel 6	Motor diésel - 2T	120	-	80
Punta Grande	Diésel 7	Motor diésel - 4T	60	-	12
Punta Grande	Diésel 8	Motor diésel - 4T	60	-	12
Punta Grande	Diésel 9	Motor diésel - 4T	60	-	12
Punta Grande	Diésel 10	Motor diésel - 4T	60	-	12
Punta Grande	Diésel 11	Motor diésel	60	-	12
Punta Grande	Gas 1	Turbina de gas heavy duty	25	-	-
Punta Grande	Gas 2	Turbina de gas heavy duty	25	-	-

Tabla 68. Parámetros técnicos de las unidades de generación en régimen ordinario en Lanzarote

Se continúa con la relación de parámetros técnicos y económicos en la siguiente tabla.

Parámetros técnico – económicos de despacho en el sistema de generación gestionable de Punta Grande en Lanzarote												
Inputs	PG_Die1	PG_Die2	PG_Die3	PG_Gas1	PG_Die4	PG_Die5	PG_Die6	PG_Gas2	PG_Die7	PG_Die8	PG_Die9	PG_Die10
Inversión en grupo térmico (€)	1.622.500	1.622.500	1.622.500	17.640.000	3.212.500	3.212.500	5.127.500	29.1060.00	4.300.000	4.300.000	4.400.000	4.400.000
Vida útil (años)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Tasa de interés de obligaciones 10 años (p.u)	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
Coste fijo de O&M (€/year)	755.377,59	755.377,59	755.377,59	620.888,8	1.495.624,35	1.495.624,35	1.570.040,5	707.081,76	1.316.660	1.316.660	1.347.280	1.347.280
Potencia neta (MW)	6,49	6,49	6,49	19,6	12,85	12,85	20,51	32,34	17,2	17,2	17,6	17,6
Nº horas de trabajo (horas)	7.709	7.709	7.709	8.252	7.709	7.709	7.709	7.783	7.709	7.709	7.709	7.709
Factor de estacionalidad pico (pu)	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Factor de estacionalidad llano (pu)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Factor de estacionalidad valle (pu)	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
1º parámetro de coste de consumo combustible (th/h)	1.599,88	1.599,88	1.599,88	23.411,65	3.418,4	3.418,4	7.613,79	29.363,27	9.556,47	9.556,47	9.556,47	9.556,47
2º parámetro de coste de consumo combustible (th/h*MW)	2.243,21	2.243,21	2.243,21	2.530	1.606,25	1.606,25	1.381,9	2.225,92	1.039,2	1.039,2	1.039,2	1.039,2
3º parámetro de coste de consumo combustible (th/h*MW ²)	10,66	10,66	10,66	3,24	41,55	41,55	15,25	1,36	36,11	36,11	36,11	36,11
Precio carburante (€/Tm)	387,47	387,47	387,47	526,14	387,47	387,47	387,47	526,14	387,47	387,47	387,47	387,47
Poder calorífico inferior (pci_th/Tm)	9.850	9.850	9.850	10.373	9.850	9.850	9.850	10.373	9.850	9.850	9.850	9.850
Coste variable O&M (€/MWh)	33,644	33,680	33,811	34,538	11,823	12,058	12,005	28,324	21,800	21,749	21,680	21,813
Coste reserva primaria (porcentaje en el coste generación) (pu)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Coste reserva secundaria (porcentaje en el coste generación) (pu)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Coste reserva terciaria (porcentaje en el coste generación) (pu)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

Tabla 69. Parámetros técnico – económicos de despacho en el sistema de generación gestionable en la central Punta Grande en Lanzarote

4.4.3.4 Fuerteventura

Al igual que en Lanzarote, los grupos de generación térmica convencional instalados en Fuerteventura se basan en generadores diésel de cuatro tiempos, aunque también se cuenta con dos turbinas de gas para su operación en puntas.

La configuración del parque de generación de la central de Las Salinas, ubicada en el término municipal de Puerto del Rosario, es exactamente la misma que la existente en Lanzarote. En general, coinciden hasta los años de puesta en marcha de sus grupos de generación, siendo las únicas islas interconectadas eléctricamente, hasta el momento.

Parámetros técnicos de las unidades de generación de Categoría A actuales en Fuerteventura					
Central	Unidad	Tipo	Tiempo de arranque (minutos)		
			Frío	Templado	Caliente
Las Salinas	Diésel 1	Motor diésel - 4T	60	-	12
Las Salinas	Diésel 2	Motor diésel - 4T	60	-	12
Las Salinas	Diésel 3	Motor diésel - 4T	60	-	12
Las Salinas	Diésel 4	Motor diésel - 4T	60	-	12
Las Salinas	Diésel 5	Motor diésel - 4T	60	-	12
Las Salinas	Diésel 6	Motor diésel - 2T	120	-	80
Las Salinas	Diésel 7	Motor diésel - 4T	60	-	12
Las Salinas	Diésel 8	Motor diésel - 4T	60	-	12
Las Salinas	Diésel 9	Motor diésel - 4T	60	-	12
Las Salinas	Gas 1	Turbina de gas heavy duty	25	-	-
Las Salinas	Gas 2	Turbina de gas heavy duty	25	-	-

Tabla 70. Parámetros técnicos de las unidades de generación en régimen ordinario en Fuerteventura

La relación de parámetros técnicos y económicos, en este caso, es la siguiente:

Parámetros técnico – económicos de despacho en el sistema de generación gestionable de Las Salinas en Fuerteventura												
Inputs	LS_Die1	LS_Die7	LS_Die8	LS_Die9	LS_Die2	LS_Die3	LS_Die4	LS_Die5	LS_Die6	LS_Gas1	LS_Gas2	LS_Gas Movil1
Inversión en grupo térmico (€)	955.000	4.300.000	4.300.000	4.300.000	955.000	1.027.500	1.552.500	1.552.500	5.127.500	19.665.000	26.460.000	10.566.000
Vida útil (años)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Tasa de interés de obligaciones 10 años (p.u)	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
Coste fijo de O&M (€/year)	541.707	1.316.660	1.316.660	1.316.660	541.707	478.367	722.788	722.788	1.570.040	692.164	642.802	487.104
Potencia neta (MW)	3,82	17,2	17,2	17,2	3,82	4,11	6,21	6,21	20,51	21,85	29,4	11,74
Nº horas de trabajo (horas)	7.998	7.709	7.709	7.709	7.998	7.709	7.709	7.709	7.709	8.252	7.783	8.252
Factor de estacionalidad pico (pu)	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Factor de estacionalidad llano (pu)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Factor de estacionalidad valle (pu)	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
1 ^{er} parámetro de coste de consumo combustible (th/h)	504,22	9.556,47	9.556,47	9.556,47	504,22	346,04	1.588,74	1.588,74	7.613,79	23.439,54	29.363,27	25.849,66
2 ^o parámetro de coste de consumo combustible (th/h*MW)	2.248,31	1.039,2	1.039,2	1.039,2	2.248,31	2.406,12	2.247,64	2.247,64	1.381,9	2.526,18	2.225,92	2.113,22
3 ^{er} parámetro de coste de consumo combustible (th/h*MW2)	23,65	36,11	36,11	36,11	23,65	17,63	10,23	10,23	15,25	3,36	1,36	12,27
Precio carburante (€/Tm)	387,47	387,47	387,47	387,47	387,47	387,47	387,47	387,47	387,47	526,14	526,14	526,14
Poder calorífico inferior (pci_th/Tm)	9.850	9.850	9.850	9.850	9.850	9.850	9.850	9.850	9.850	10.373	10.373	10.373
Coste variable O&M (€/MWh)	28,994	28,994	21,982	22,13	29,293	40,971	33,299	34,045	12,492	30,993	25,677	69,408
Coste reserva primaria (porcentaje en el coste generación) (pu)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Coste reserva secundaria (porcentaje en el coste generación) (pu)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Coste reserva terciaria (porcentaje en el coste generación) (pu)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

Tabla 71. Parámetros técnico – económicos de despacho en el sistema de generación gestionable en la central Las Salinas en Fuerteventura

4.4.3.5 La Palma

En general, el sistema eléctrico de La Palma se soporta sobre la generación producida a través de 10 generadores diésel de cuatro tiempos y una turbina de gas móvil que también se encuentra instalada en la central eléctrica de Los Guinchos, ubicada en el municipio de Breña Alta. Por lo tanto, su configuración es similar a la que existe en Fuerteventura y Lanzarote, pero con una demanda eléctrica menor, equivalente a la mitad de la demanda existente en estas dos islas.

Parámetros técnicos de las unidades de generación de Categoría A actuales en La Palma					
Central	Unidad	Tipo	Tiempo de arranque (minutos)		
			Frío	Templado	Caliente
Los Guinchos	Diésel 6	Motor diésel - 4T	60	-	12
Los Guinchos	Diésel 7	Motor diésel - 4T	60	-	12
Los Guinchos	Diésel 8	Motor diésel - 4T	60	-	12
Los Guinchos	Diésel 9	Motor diésel - 4T	60	-	12
Los Guinchos	Diésel 10	Motor diésel - 4T	60	-	12
Los Guinchos	Diésel 11	Motor diésel - 2T	120	-	80
Los Guinchos	Diésel 12	Motor diésel - 4T	60	-	12
Los Guinchos	Diésel 13	Motor diésel - 4T	60	-	12
Los Guinchos	Diésel 14	Motor diésel - 4T	60	-	12
Los Guinchos	Diésel 15	Motor diésel - 4T	60	-	12
Los Guinchos	Gas móvil 2	Turbina de gas heavy duty	25	-	-

Tabla 72. Parámetros técnicos de las unidades de generación en régimen ordinario en La Palma

En la siguiente tabla, se muestra la relación de parámetros técnicos y económicos de las unidades de generación de La Palma:

Parámetros técnico – económicos de despacho en el sistema de generación gestionable de Los Guinchos en La Palma											
Inputs	LG_Die10	LG_Die11	LG_Die12	LG_Die13	LG_GasMovil2	LG_Die14	LG_Die15	LG_Die6	LG_Die7	LG_Die8	LG_Die9
Inversión en grupo térmico (€)	1.672.500	1.672.500	2.875.000	2.800.000	19.440.000	2.875.000	2.875.000	955.000	955.000	955.000	1.075.000
Vida útil (años)	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Tasa de interés de obligaciones 10 años (p.u)	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
Coste fijo de O&M (€/year)	778.656	778.656	1.338.497	1.303.579	3.063.053	1.338.497	1.338.497	541.707	541.707	541.707	500.481
Potencia neta (MW)	6,69	6,69	11,5	11,2	21,6	11,5	11,5	3,82	3,82	3,82	4,3
Nº horas de trabajo (horas)	7.709	7.709	7.709	7.709	8.252	7.709	7.709	7.998	7.998	7.998	7.709
Factor de estacionalidad pico (pu)	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Factor de estacionalidad llano (pu)	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Factor de estacionalidad valle (pu)	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
1º parámetro de coste de consumo combustible (th/h)	1.599,88	1.599,88	1.203,38	1.286,06	9.167,14	1.286,06	1.286,06	504,22	504,22	504,22	346,04
2º parámetro de coste de consumo combustible (th/h*MW)	2.243,21	2.243,21	2.038,81	2.511,43	2.154,04	2.511,43	2.511,43	2.248,31	2.248,31	2.248,31	2.406,12
3º parámetro de coste de consumo combustible (th/h*MW2)	10,66	10,66	9,45	6,13	1,59	6,13	6,13	23,65	23,65	23,65	17,63
Precio carburante (€/Tm)	358,34	358,34	358,34	358,34	526,14	358,34	358,34	387,47	387,47	387,47	358,34
Poder calorífico inferior (pci_th/Tm)	9.850	9.850	9.850	9.850	10.373	9.850	9.850	9.850	9.850	9.850	9.850
Coste variable O&M (€/MWh)	31,612	29,375	23,676	26,932	31,01	26,778	26,567	28,503	28,147	27,802	41,47
Coste reserva primaria (porcentaje en el coste generación) (pu)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Coste reserva secundaria (porcentaje en el coste generación) (pu)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Coste reserva terciaria (porcentaje en el coste generación) (pu)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

Tabla 73. Parámetros técnico – económicos de despacho en el sistema de generación gestionable en la central Los Guinchos en La Palma

4.4.3.6 La Gomera

En la isla de La Gomera todos los grupos instalados son motores diésel de dos y cuatro tiempos. Los generadores se encuentran ubicados en la central eléctrica de El Palmar, en San Sebastián de La Gomera.

Parámetros técnicos de las unidades de generación de Categoría A actuales en La Gomera					
Central	Unidad	Tipo	Tiempo de arranque (minutos)		
			Frío	Templado	Caliente
El Palmar	Diésel 12	Motor diésel - 4T	60	-	12
El Palmar	Diésel 13	Motor diésel - 4T	60	-	12
El Palmar	Diésel 14	Motor diésel - 4T	60	-	12
El Palmar	Diésel 15	Motor diésel - 4T	60	-	12
El Palmar	Diésel 16	Motor diésel - 4T	60	-	12
El Palmar	Diésel 17	Motor diésel - 2T	120	-	80
El Palmar	Diésel 18	Motor diésel - 4T	60	-	12
El Palmar	Diésel 19	Motor diésel - 4T	60	-	12
El Palmar	Diésel móvil 3	Motor diésel - 4T	60	-	12

Tabla 74. Parámetros técnicos de las unidades de generación en régimen ordinario en La Gomera

Los parámetros técnicos y económicos considerados, son los siguientes:

Parámetros técnico – económicos de despacho en el sistema de generación gestionable de El Palmar en La Gomera								
Inputs	EP_Die10	EP_Die11	EP_Die12	EP_Die13	EP_GasMovil2	EP_Die14	EP_Die15	EP_Die6
Inversión en grupo térmico (€)	775.000	350.000	350.000	460.000	460.000	627.500	627.500	775.000
Vida útil (años)	25	25	25	25	25	25	25	25
Tasa de interés de obligaciones 10 años (p.u)	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
Coste fijo de O&M (€/year)	439.605	198.531	198.531	260.927	260.927	355.938	355.938	439.605
Potencia neta (MW)	3,1	1,4	1,4	1,84	1,84	2,51	2,51	3,1
Nº horas de trabajo (horas)	7.998	7.998	7.998	7.998	7.998	7.998	7.998	7.998
Factor de estacionalidad pico (pu)	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Factor de estacionalidad llano (pu)	1	1	1	1	1	1	1	1
Factor de estacionalidad valle (pu)	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
1º parámetro de coste de consumo combustible (th/h)	865,97	399,91	399,91	630,19	630,19	865,97	865,97	865,97
2º parámetro de coste de consumo combustible (th/h*MW)	1.678,8	1.895,5	1.895,5	1.780	1.780	1.678,8	1.678,8	1.678,8
3º parámetro de coste de consumo combustible (th/h*MW2)	81,52	186,52	186,52	88,06	88,06	81,52	81,52	81,52
Precio carburante (€/Tm)	493,41	493,41	493,41	493,41	493,41	493,41	493,41	493,41
Poder calorífico inferior (pci_th/Tm)	10.140	10.140	10.140	10.140	10.140	10.140	10.140	10.140
Coste variable O&M (€/MWh)	33,634	57,169	56,656	49,626	48,665	36,975	37,102	34,065
Coste reserva primaria (porcentaje en el coste generación) (pu)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Coste reserva secundaria (porcentaje en el coste generación) (pu)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Coste reserva terciaria (porcentaje en el coste generación) (pu)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

Tabla 75. Parámetros técnico – económicos de despacho en el sistema de generación gestionable en la central El Palmar en La Gomera

4.4.3.7 El Hierro

En la isla de El Hierro, además de la central hidroeléctrica de Gorona del Viento se encuentra la central de Llanos Blancos, equipada con motores diésel de dos y cuatro tiempos. Estos generadores operan cuando la central hidroeléctrica no es capaz de asumir, completamente, la demanda de la isla. Aunque en la operación del sistema se trata de minimizar su uso (y con ello el consumo de combustibles), aún se requiere que una parte de la generación (entre 2-3 MW) opere de manera casi constante.

Se exponen a continuación los parámetros técnicos considerados para la modelización de estas unidades de generación.

Parámetros técnicos de las unidades de generación de Categoría A actuales en El Hierro					
Central	Unidad	Tipo	Tiempo de arranque (minutos)		
			Frío	Templado	Caliente
Llanos Blancos	Diésel 7	Motor diésel - 4T	60	-	12
Llanos Blancos	Diésel 9	Motor diésel - 4T	60	-	12
Llanos Blancos	Diésel 10	Motor diésel - 4T	60	-	12
Llanos Blancos	Diésel 11	Motor diésel - 4T	60	-	12
Llanos Blancos	Diésel 12	Motor diésel - 4T	60	-	12
Llanos Blancos	Diésel 13	Motor diésel - 4T	60	-	12
Llanos Blancos	Diésel 14	Motor diésel - 4T	60	-	12
Llanos Blancos	Diésel 15	Motor diésel - 4T	60	-	12
Llanos Blancos	Diésel móvil 1	Motor diésel - 4T	60	-	12

Tabla 76. Parámetros técnicos de las unidades de generación en régimen ordinario en El Hierro

Parámetros técnico – económicos de despacho en el sistema de generación gestionable de Los Llanos Blancos en El Hierro									
Inputs	LBmóvil1	LBDie9	LBDie10	LBDie11	LBDie12	LBDie13	LBDie14	LBDie15	LBDie7
Inversión en grupo térmico (€)	267.500	220.000	267.500	267.500	315.000	340.000	475.000	475.000	167.500
Vida útil (años)	25	25	25	25	25	25	25	25	25
Tasa de interés de obligaciones 10 años (p.u)	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
Coste fijo de O&M (€/year)	151.734,6	124.791,0	151.734,6	151.734,6	178.678,1	192.858,9	269.435,2	269.435,2	95.011,4
Potencia neta (MW)	1,07	0,88	1,07	1,07	1,26	1,36	1,9	1,9	0,67
Nº horas de trabajo (horas)	4.500	4.500	4.500	4.500	45.00	4.500	4.500	4.500	4.500
Factor de estacionalidad pico (pu)	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Factor de estacionalidad llano (pu)	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Factor de estacionalidad valle (pu)	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
1 ^{er} parámetro de coste de consumo combustible (th/h)	347,82	413,31	693,68	693,68	622,56	622,56	865,97	865,97	104,77
2 ^o parámetro de coste de consumo combustible (th/h*MW)	2.189,28	1.778,85	1.762,03	1.762,03	1.765,84	1.765,84	1.678,83	1.678,83	2.697,39
3 ^{er} parámetro de coste de consumo combustible (th/h*MW2)	57,43	174,99	127,38	127,38	72,6	72,6	81,52	81,52	194,85
Precio carburante (€/Tm)	760,89	760,89	760,89	760,89	760,89	760,89	760,89	760,89	760,89
Poder calorífico inferior (pci th/Tm)	10.140	10.140	10.140	10.140	10.140	10.140	10.140	10.140	10.140
Coste variable O&M (€/MWh)	83,801	81,047	69,471	69,353	66,553	62,874	46,091	46,075	109,203
Coste reserva primaria (% en el coste generación) (pu)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Coste reserva secundaria (% en el coste generación) (pu)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Coste reserva terciaria (% en el coste generación) (pu)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

Tabla 77. Parámetros técnico – económicos de despacho en el sistema de generación gestionable en la central Llanos Blancos en El Hierro

4.4.4 Estimación de la potencia eólica

Una vez han sido descritas las unidades de generación térmica convencional instaladas en cada una de las islas así como los parámetros técnicos que han sido utilizados, se continúa el análisis con la generación de categoría B, empezando con la potencia eólica.

La potencia eólica ha experimentado un importante crecimiento en los últimos tres años en el conjunto de Canarias. No obstante, este crecimiento ha sido desigual por islas, presentando los mayores incrementos Tenerife y Gran Canaria, seguido de incrementos moderados en Fuerteventura y Lanzarote, y sin variaciones en La Palma, La Gomera y El Hierro.

Evolución de la potencia eólica por islas 2000 – 2019 [kW]									
Años	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuert.	La Palma	La Gomera	El Hierro ¹	Canarias	Δ Canarias
2000	51.530	22.930	6.405	11.610	2.760	360	280	95.875	19,7%
2001	64.205	30.730	6.405	11.610	2.760	360	280	116.350	21,4%
2002	74.385	30.730	6.405	11.610	2.760	360	280	126.530	8,7%
2003	75.045	30.730	6.405	11.610	5.880	360	100	130.130	2,8%
2004	75.645	36.690	6.405	11.610	5.880	360	100	136.690	5,0%
2005	76.295	36.680	6.405	11.610	5.880	360	100	137.330	0,5%
2006	76.295	36.680	8.775	11.610	5.880	360	100	139.700	1,7%
2007	76.295	36.680	8.775	11.610	5.880	360	100	139.700	0,0%
2008	78.425	36.680	8.775	11.385	5.880	360	100	141.605	1,4%
2009	78.425	36.680	8.775	11.385	5.880	360	100	141.605	0,0%
2010	78.200	36.680	8.775	11.385	5.880	360	100	141.380	-0,2%
2011	79.050	36.680	8.775	13.085	5.880	360	100	143.930	1,8%
2012	80.650	36.680	8.775	13.085	6.970	360	100	146.620	1,9%
2013	85.650	36.680	8.775	13.085	6.970	360	100	151.620	3,4%
2014	85.892	36.680	8.775	13.085	6.970	360	0	151.762	0,1%
2015	86.717	36.680	8.775	13.085	6.970	360	0	152.587	0,5%
2016	88.142	36.680	13.375	13.085	6.970	360	0	158.612	3,9%
2017	118.867	60.180	13.377	13.085	6.970	360	0	212.839	34,2%
2018	154.332	186.645	22.302	26.660	6.970	360	0	397.269	86,7%
2019	159.332	195.645	22.302	28.660	6.970	360	0	413.269	4,0%

Tabla 78. Evolución de la potencia eólica instalada por islas en Canarias 2000 – 2019. Fuente: Anuario Energético de Canarias 2019

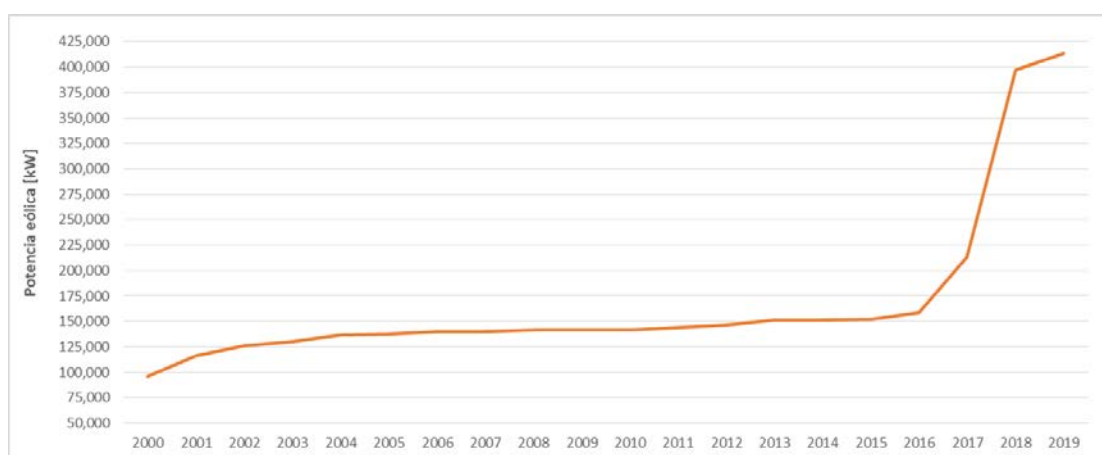


Ilustración 48. Evolución de la potencia eólica instalada en Canarias 2000 – 2019

En los próximos años se espera que la potencia eólica siga creciendo en las islas, teniendo en cuenta tanto los parques que se encuentran ya en trámites para su instalación como los que

¹ No se contempla la eólica asociada a la central hidroeléctrica de El Hierro.

van a obtener nueva potencia gracias a la aprobación del *Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalación de producción de energía eléctrica.*

En este sentido, y dado que las mayores dificultades existentes en Canarias para el despliegue de las tecnologías renovables se derivan de las condiciones de insularidad y del territorio disponible, se plantea la apuesta por estrategias que fomenten la repotenciación y re-maquinación de parques eólicos existentes, incrementando la potencia instalada en Canarias sin que ello suponga un aumento del suelo ya ocupado.

Por otra parte, se considera que las aguas canarias disponen de un gran potencial para la puesta en marcha de tecnologías basadas en las energías marinas, principalmente la energía eólica flotante, y se espera que estas instalaciones tomen un papel clave en la descarbonización del archipiélago tras la aprobación de los Planes de Ordenación de los Espacios Marinos (POEM) de España. Tomando como referencia la escala Technology Readiness Levels (TRL) ya existen soluciones que han alcanzado un TRL6 y se plantea lograr un TRL8 antes de 2025.

Se muestran en las siguientes tablas las estimaciones iniciales de potencia eólica on-shore y off-shore previstas hasta 2040. Estos valores podrán cambiar en función de los resultados de las simulaciones, es decir, se partirá de esa potencia pero se irá ajustando dependiendo de los resultados para lograr la mayor integración de EERR en condiciones de calidad y seguridad del suministro eléctrico.

Estimación de la potencia eólica on-shore prevista por islas en Canarias [MW]								
Años	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuert.	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2020	187,4	185,6	56,4	54,8	16,0	4,4	4,6	509,4
2021	224,1	222,0	67,5	65,6	19,2	5,3	5,4	608,9
2022	265,3	262,8	79,9	77,6	22,7	6,3	6,4	721,1
2023	311,1	308,2	93,7	91,0	26,6	7,3	7,8	845,7
2024	361,4	358,0	108,9	105,7	30,9	8,5	9,5	982,9
2025	416,3	412,4	125,4	121,8	35,6	9,8	11,4	1.132,7
2026	475,7	471,3	143,3	139,2	40,7	11,2	13,7	1.295,0
2027	551,6	546,5	166,1	161,4	47,2	13,0	16,5	1.502,4
2028	620,1	614,4	186,8	181,4	53,1	14,6	19,4	1.689,8
2029	693,2	686,7	208,8	202,8	59,3	16,4	22,7	1.890,0
2030	770,8	763,6	232,2	225,5	65,9	18,2	26,2	2.102,5
2031	876,3	859,5	247,9	246,8	74,6	18,9	28,2	2.352,1
2032	990,2	963,1	264,8	269,7	84,0	19,6	30,3	2.621,7
2033	1.112,5	1.074,2	283,0	294,4	94,0	20,4	32,5	2.911,1
2034	1.243,3	1.193,0	302,5	320,7	104,7	21,3	35,0	3.220,5
2035	1.382,4	1.319,5	323,2	348,7	116,2	22,2	37,6	3.549,7
2036	1.529,9	1.453,6	345,1	378,5	128,3	23,2	40,3	3.898,9
2037	1.685,9	1.595,4	368,3	409,9	141,1	24,2	43,2	4.267,9
2038	1.850,3	1.744,7	392,8	443,0	154,6	25,2	46,2	4.656,9
2039	2.023,0	1.901,8	418,5	477,8	168,8	26,4	49,4	5.065,7
2040	2.204,2	2.066,5	445,4	514,3	183,7	27,6	52,8	5.494,5

Tabla 79. Estimación de la potencia eólica on-shore prevista por islas en Canarias 2020-2040

Estimación de la potencia eólica off-shore prevista por islas en Canarias [MW]								
Años	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuert.	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2020	3,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2
2021	3,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2
2022	32,4	0,0	10,5	10,5	0,0	0,0	0,0	53,5
2023	51,9	39,4	10,5	10,5	0,0	0,0	0,0	112,3
2024	74,6	39,4	23,7	23,7	0,0	0,0	0,0	161,3
2025	97,3	78,9	31,5	31,5	0,0	0,0	0,0	239,2
2026	123,2	98,6	31,5	31,5	0,0	5,9	0,0	290,8
2027	155,7	126,2	47,3	47,3	13,1	5,9	0,0	395,5
2028	188,1	149,8	59,4	59,6	13,1	5,9	0,0	475,9
2029	217,3	173,5	68,3	69,5	13,1	5,9	0,0	547,6
2030	250,0	200,0	80,0	80,0	20,0	12,0	12,0	654,0
2031	340,3	256,8	117,0	117,0	27,1	16,8	16,8	892,0
2032	437,8	318,1	157,0	157,0	34,8	22,1	22,1	1.148,9
2033	542,6	384,0	199,9	199,9	43,0	27,7	27,7	1.424,8
2034	654,5	454,4	245,8	245,8	51,8	33,7	33,7	1.719,7
2035	773,6	529,3	294,6	294,6	61,2	40,1	40,1	2.033,5
2036	899,9	608,7	346,4	346,4	71,2	46,8	46,8	2.366,3
2037	1.033,4	692,7	401,2	401,2	81,7	54,0	54,0	2.718,1
2038	1.174,1	781,2	458,9	458,9	92,8	61,5	61,5	3.088,8
2039	1.322,0	874,2	519,5	519,5	104,4	69,4	69,4	3.478,5
2040	1.477,1	971,8	583,1	583,1	116,6	77,7	77,7	3.887,2

Tabla 80. Estimación de la potencia eólica off-shore prevista por islas en Canarias 2020-2040

Con todo ello, la estimación de potencia eólica instalada hasta el escenario de total descarbonización es la que se muestra en la siguiente ilustración. Es importante recordar que una parte de esta generación eléctrica debería ser inherentemente vinculada a la satisfacción de la demanda eléctrica del sector del transporte (en sus diferentes vertientes). Esta descarbonización del transporte supondrá un aumento considerable de la demanda tal y como se ha explicado en la Estrategia del Vehículo Eléctrico de Canarias.

De la misma forma, y como se justificó en el apartado 4.1, la necesidad de sobredimensionamiento que se requeriría para disponer de las suficientes capacidades de almacenamiento y hacer posible con ello el uso de generadores tales como turbinas hidráulicas en centrales de bombeo reversible o la producción de hidrógeno asociada al uso de turbinas de gas operadas con dicho combustible, hace necesaria la instalación de mayor potencia renovable no gestionable que la que en principio se consumiría atendiendo sólo la demanda actual.

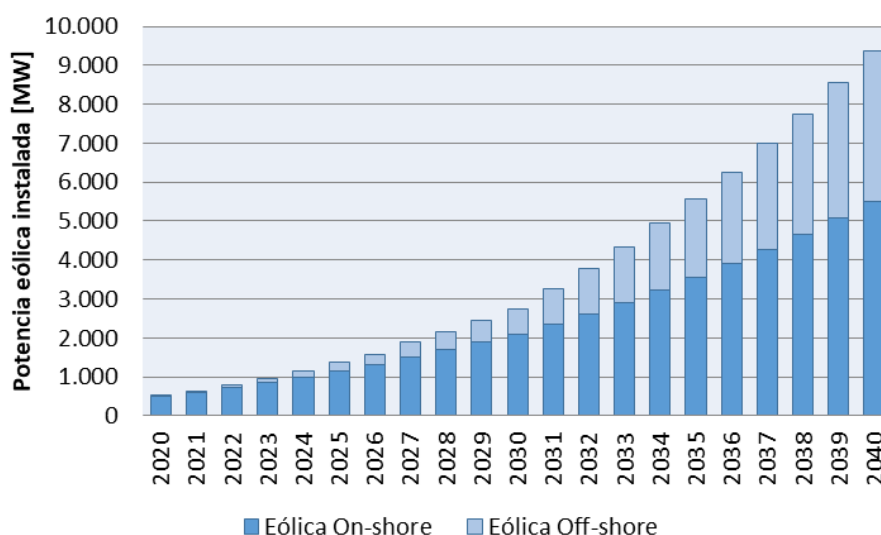


Ilustración 49. Estimación de la potencia eólica on-shore y off-shore prevista en Canarias 2020 – 2040

4.4.5 Estimación de la potencia fotovoltaica

La evolución de la potencia fotovoltaica en las islas ha sido muy desigual y, en la mayor parte de ellas, muy baja, sobre todo si se tiene en cuenta el elevado recurso solar disponible en todas las islas. Como puede verse en la siguiente tabla, Tenerife es la isla con más potencia instalada, con diferencia sobre las demás (más del doble que Gran Canaria, segunda isla con más potencia instalada).

Se espera que con la aprobación del *Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica* y el *Real Decreto 960/2020, de 3 de noviembre, por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica*, y el concurso SOLCAN, este tipo de tecnología empiece a crecer como lo ha hecho la eólica en los últimos años.

Evolución de la potencia fotovoltaica por islas 2000 – 2019 [kW]									
Años	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuert.	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias	Δ Canarias
2007	3.018	21.418	510	1.671	32	0	25	26.673	
2008	23.691	69.950	2,795	4.197	2.036	0	25	102.694	285,0%
2009	24.477	72.992	3,598	5.731	2.291	9	34	109.131	6,3%
2010	30.182	94.414	4,573	7.581	3.993	9	34	140.786	29,0%
2011	34.003	97.304	6,489	10.679	4.418	9	34	152.936	8,6%
2012	39.011	113.101	7,665	12.706	4.530	9	34	177.057	15,8%
2013	39.205	114.865	7,730	12.935	4.598	9	34	179.377	1,3%
2014	39.291	114.896	7,730	13.026	4.598	9	34	179.584	0,1%
2015	39.591	114.935	7,766	13.048	4.598	45	34	180.017	0,2%
2016	39.967	114.967	7,820	13.076	4.598	45	34	180.509	0,3%
2017	40.387	115.342	8.058	13.472	4.648	45	34	181.987	0,8%
2018	41.519	116.848	9.024	14.125	4.878	46	35	186.475	2,5%
2019	44.953	118.456	10.149	14.186	5.308	49	99	193.200	3,6%

Tabla 81. Evolución de la potencia fotovoltaica instalada por islas en Canarias 2007 – 2019. Fuente: Anuario del sector eléctrico de Canarias 2019

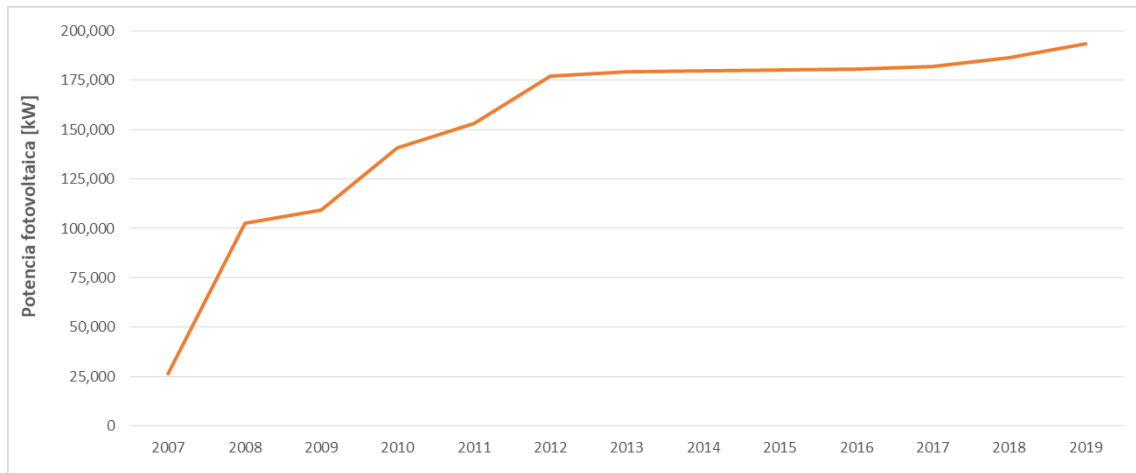


Ilustración 50. Evolución de la potencia fotovoltaica instalada en Canarias 2007-2019

Como ya se comentó, se espera que la potencia fotovoltaica aumente de manera significativa en las islas en los próximos años, en concreto las soluciones en régimen de autoconsumo o inyección de energía a red utilizando superficies de cubiertas y suelos ya antropizados, preferentemente.

Por otra parte, podría existir un potencial adicional de desarrollo de la energía fotovoltaica flotante pudiendo instalar dicha tecnología en balsas o en zonas habilitadas para ello en instalaciones portuarias, con el objetivo de incrementar la eficiencia en el uso de estos espacios y reducir las pérdidas ocasionadas, por ejemplo, en las balsas donde se instale la tecnología.

En las siguientes tablas se muestran las estimaciones iniciales de la potencia fotovoltaica que se podría instalar por islas en Canarias para los tres grupos mencionados: autoconsumo sobre cubierta, suelos antropizados e instalaciones flotantes. Como en el caso de la eólica, dichos valores se irán ajustando según los resultados de las simulaciones para alcanzar las máximas cuotas posibles de EERR en los mix eléctricos insulares.

Estimación de la potencia fotovoltaica en autoconsumo sobre cubiertas en Canarias [MW]								
Años	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuert.	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2020	10,6	10,8	2,0	2,2	0,6	0,1	0,1	26,5
2021	30,7	31,0	5,7	6,4	1,9	0,4	0,3	76,4
2022	53,3	53,8	9,9	11,0	3,2	0,7	0,6	132,6
2023	78,3	79,2	14,6	16,2	4,7	1,0	0,9	195,0
2024	105,9	107,0	19,8	21,9	6,4	1,4	1,3	263,7
2025	135,9	137,3	25,4	28,2	8,2	1,7	1,8	338,6
2026	168,4	170,2	31,4	34,9	10,2	2,2	2,4	419,7
2027	203,4	205,6	38,0	42,2	12,3	2,6	3,0	507,1
2028	240,9	243,5	45,0	49,9	14,6	3,1	3,7	600,7
2029	280,9	283,9	52,4	58,2	17,0	3,6	4,5	700,6
2030	323,4	326,8	60,4	67,0	19,6	4,2	5,4	806,7
2031	352,0	407,6	64,6	77,8	23,9	4,8	6,4	937,1
2032	382,9	494,8	69,1	89,5	28,6	5,4	7,6	1.077,9
2033	416,1	588,5	74,0	102,0	33,6	6,1	8,8	1.229,1
2034	451,6	688,6	79,2	115,4	38,9	6,9	10,1	1.390,7
2035	489,3	795,2	84,8	129,6	44,7	7,7	11,4	1.562,6

2036	529,3	908,2	90,6	144,7	50,7	8,6	12,9	1.745,0
2037	571,6	1.027,6	96,9	160,6	57,1	9,5	14,5	1.937,7
2038	616,2	1.153,5	103,4	177,5	63,8	10,4	16,1	2.140,9
2039	663,1	1.285,8	110,3	195,1	70,9	11,4	17,8	2.354,4
2040	712,3	1.424,5	117,5	213,7	78,3	12,5	19,6	2.578,4

Tabla 82. Estimación de la potencia fotovoltaica en autoconsumo sobre cubiertas prevista por islas en Canarias 2020-2040

Estimación de la potencia fotovoltaica en suelos antropizados Canarias [MW]								
Años	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuert.	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2020	62,1	77,7	3,6	13,6	5,8	0,8	1,0	164,6
2021	81,5	102,1	4,7	17,9	7,7	1,0	1,2	216,1
2022	103,4	129,5	6,0	22,7	9,7	1,3	1,6	274,1
2023	127,7	159,9	7,4	28,1	12,0	1,6	2,0	338,6
2024	154,4	193,3	9,0	33,9	14,5	1,9	2,6	409,5
2025	183,4	229,7	10,7	40,3	17,2	2,2	3,2	486,9
2026	215,0	269,2	12,5	47,3	20,2	2,6	4,0	570,7
2027	258,2	323,2	15,0	56,8	24,3	3,1	5,0	685,6
2028	294,5	368,7	17,1	64,7	27,7	3,6	6,0	782,3
2029	333,2	417,2	19,4	73,3	31,3	4,1	7,1	885,6
2030	374,4	468,8	21,8	82,3	35,2	4,6	8,3	995,3
2031	382,4	505,5	26,0	86,9	36,5	4,8	8,7	1.050,9
2032	391,1	545,1	30,7	91,9	37,9	5,2	9,1	1.111,0
2033	400,5	587,7	35,6	97,3	39,5	5,5	9,5	1.175,5
2034	410,4	633,1	40,9	103,0	41,1	5,8	9,9	1.244,4
2035	421,0	681,5	46,5	109,1	42,9	6,2	10,4	1.317,8
2036	432,3	732,9	52,5	115,6	44,7	6,6	10,9	1.395,6
2037	444,2	787,1	58,8	122,4	46,7	7,1	11,5	1.477,8
2038	456,7	844,3	65,5	129,6	48,8	7,5	12,1	1.564,5
2039	469,9	904,4	72,5	137,2	50,9	8,0	12,7	1.655,6
2040	483,7	967,5	79,8	145,1	53,2	8,5	13,3	1.751,1

Tabla 83. Estimación de la potencia fotovoltaica on-shore prevista por islas en Canarias 2020-2040

Estimación de la potencia fotovoltaica off-shore en Canarias [MW]								
Años	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuert.	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2020	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2021	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2022	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2023	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
2024	4,1	4,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	8,3
2025	4,1	5,5	0,0	2,1	0,0	0,0	0,0	11,7
2026	6,9	5,5	2,1	2,5	0,0	0,0	0,0	17,0
2027	6,9	8,3	2,7	3,2	0,8	0,0	0,0	21,8
2028	11,0	11,0	3,2	3,8	0,8	0,0	0,0	29,9
2029	12,9	12,3	3,7	4,4	0,8	0,0	0,0	34,1
2030	14,9	14,9	4,2	5,1	1,3	1,3	0,8	42,5
2031	16,6	16,6	4,7	5,7	1,4	1,4	0,9	47,3
2032	18,4	18,4	5,3	6,3	1,6	1,6	1,1	52,5
2033	20,3	20,3	5,8	7,0	1,7	1,7	1,2	58,1
2034	22,4	22,4	6,4	7,7	1,9	1,9	1,3	64,1
2035	24,7	24,7	7,1	8,5	2,1	2,1	1,4	70,5

2036	27,0	27,0	7,7	9,3	2,3	2,3	1,5	77,3
2037	29,5	29,5	8,4	10,1	2,5	2,5	1,7	84,4
2038	32,2	32,2	9,2	11,0	2,8	2,8	1,8	91,9
2039	35,0	35,0	10,0	12,0	3,0	3,0	2,0	99,9
2040	37,9	37,9	10,8	13,0	3,2	3,2	2,2	108,2

Tabla 84. Estimación de la potencia fotovoltaica off-shore prevista por islas en Canarias 2020-2040

Como para el caso de la eólica, el aumento de la potencia fotovoltaica propuesto no sólo responde a la necesidad de cubrir la demanda eléctrica que ya existe en cada una de las islas sino que, adicionalmente, hay que tener en cuenta la potencia que sería necesaria para satisfacer nuevos consumos eléctricos, como los derivados del transporte, o la disposición de sistemas de almacenamiento energético basados en hidrobombes, hidrógeno o incluso para la posible producción de combustibles sintéticos. En las tablas expuestas en el apartado 4.1 ya se presentaba una estimación de la potencia requerida para la instalación de distintos tamaños de turbinas de gas.

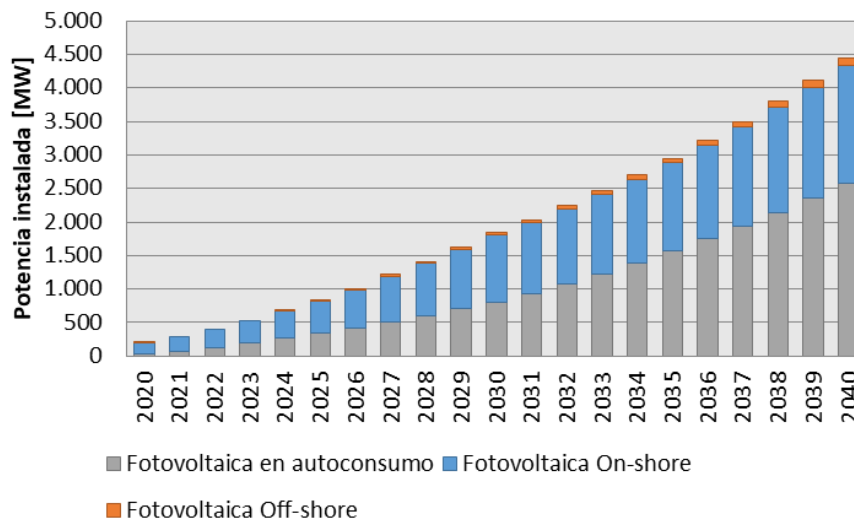


Ilustración 51. Estimación de la potencia fotovoltaica prevista en Canarias 2020 - 2040

4.4.6 Estimación de potencia de Categoría A asociada a nuevas unidades de generación y almacenamiento asociados

De los análisis desarrollados en el apartado 4.3 se concluía que el parque de generación de categoría A existente en la actualidad, basado en el uso de generadores térmicos convencionales, debe ir evolucionando progresivamente hasta que, antes del año 2040, sea reconvertido, en su totalidad, en otras tecnologías capaces de proveer los mismos servicios pero empleando combustibles sintéticos u otras formas de energía renovable no contaminantes.

En el apartado 4.1 se mencionaban las posibles alternativas existentes, asegurándose que aunque esto sea viable desde un punto de vista técnico, se va a requerir de un importante esfuerzo económico para alcanzar ese objetivo en los plazos mencionados. Este cambio de la generación de categoría A es incluso obligatorio teniendo en cuenta la vida útil de la generación térmica convencional de Canarias. A pesar de que los grupos térmicos convencionales actuales podrían, en general, operar más allá de los 25 años, al haberse

asegurado el correcto mantenimiento de las instalaciones, el propio Real Decreto 738/2015 no permite su consideración a efectos del cálculo de la cobertura de demanda probabilística.

La estrategia canaria de generación gestionable plantea la forma en la que podría alcanzarse el objetivo deseado. En sí, no es más que un análisis de la viabilidad técnica de esta solución y una estimación de lo que ello supondría desde un punto de vista técnico y económico.

Hasta el momento se han descrito las bases técnicas de cálculo y modelización para la generación térmica de categoría A (con independencia de combustibles usados) y la generación renovable no gestionable clasificada como categoría B. Adicionalmente, en este apartado se consideran otros aspectos técnicos que se han incluido en el modelo para evaluar el comportamiento de aquellos generadores que paulatinamente irán sustituyendo a la generación térmica convencional como generadores de categoría A. El análisis se centra en la modelización de las centrales de bombeo reversible y el uso de hidrógeno verde en turbinas de gas.

4.4.6.1 Centrales de bombeo reversible

En la estrategia de almacenamiento energético de Canarias, se analizaron diferentes escenarios de integración de sistemas de acumulación de energía a diferentes escalas: a nivel local, a nivel de distribución y a gran escala. Como se puso de manifiesto en dicha estrategia, los sistemas de almacenamiento pueden clasificarse según su funcionalidad o provisión de servicios, según su tamaño o según el tipo de tecnología (mecánica, electroquímica, etc.).

Dentro del ámbito de los sistemas a gran escala, los estudios realizados se centraron en las centrales hidroeléctricas de bombeo reversible. En la actualidad, sólo se encuentra operativa, y desde 2014, la central hidroeléctrica Gorona del Viento en El Hierro, gracias a la cual, en 2019, en la isla se alcanzó una cobertura de demanda con energías renovables (eólica e hidráulica) del 66,8%, mientras que para el conjunto de Canarias fue del 15,9%. Por otra parte, se encuentra en fase final de tramitación administrativa la central de bombeo reversible de Chira – Soria. Hasta el momento no se ha publicado información adicional de otras alternativas de bombeo reversible que estén siendo planteadas para su puesta en marcha en los próximos años. En cualquier caso, en el apartado 4.1.1.2 **se ha presentado una relación de las posibles centrales de bombeo reversible que se podrían promover en Canarias usando, como depósitos, embalses ya existentes en su mayoría.**

Adicionalmente, en Canarias existe la opción de poner en funcionamiento otras centrales de bombeo reversible que usen como referencia para el bombeo agua del mar. Así pues, en zonas en las que exista diferencia de cotas de altura respecto al nivel del mar, de considerable importancia, se podría proponer la construcción de un depósito superior al que se bombearía el agua de mar cuando existan vertidos, para, posteriormente, turbinar el agua que cae de dicho depósito hacia el mar cuando se requiera potencia gestionable. Así pues, el mar se “utilizaría” como depósito inferior, siendo necesaria, únicamente, la construcción del depósito superior, que deberá ejecutarse en lugares adecuados desde un punto de vista técnico, medioambiental y económico. Este tipo de sistemas ya se están usando en regiones como el País Vasco demostrando su viabilidad técnica. En este caso, al no utilizar embalses o presas en explotación, no sería necesaria la instalación de plantas desaladoras para mantener las

reservas ecológicas de los depósitos. También se reducen las limitaciones espaciales ya que, prácticamente, se podrían instalar en cualquier zona de las islas, evitando, siempre, aquellas donde existan restricciones por estar sujetas a algún tipo de protección medioambiental o territorial.

Para la modelización de centrales de bombeo reversible se añade la siguiente formulación al programa de optimización descrito en el apartado 4.4.2.

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

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

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

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

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

Donde:

D_{day}^P	Energía que debe consumirse todos los días para proporcionar las necesidades diarias de agua, en MWh.
P_p^{max}	Demanda máxima de carga de la estación de bombeo p, en MW.
$p t_{pumping}$	Potencia absorbida por la estación de bombeo p en el intervalo de tiempo t, en MW.
r_p^m	Contribución de la estación de bombeo p en el tipo de reserva m durante el intervalo de tiempo t, en MW.

La central de bombeo reversible podrá almacenar energía bombeando agua desde el depósito inferior hasta el depósito superior. Así pues, la generación renovable excedentaria será usada para el almacenamiento cuando este tipo de generación de energía no pueda integrarse directamente a la red. Posteriormente, será posible utilizar la energía almacenada en momentos en los que exista déficit de generación renovable o un aumento de la demanda.

El sistema de bombeo se ha modelado, también, teniendo en cuenta una rampa de carga parcial en función del volumen de agua existente en el depósito de menor tamaño. Así pues, si el depósito superior es el que menos reserva de agua tiene, en el caso de que este depósito se encuentre a su nivel mínimo, la potencia de los grupos de bombeo se configura para que sea lo más alta posible. Por el contrario, si nos aproximáramos a su límite superior, la potencia mínima es reajustada para que cada vez sea la menor posible.

$$V_{sup} < V_{sup} \cdot 6\% \rightarrow \text{Sin límites}$$

$$V_{sup} \cdot 6\% \leq V_{sup} < V_{sup} \cdot 24\% \rightarrow P. \text{ min} = P. \text{ min} \cdot 87\% \text{ kW}$$

$$V_{sup} \cdot 24\% \leq V_{sup} < V_{sup} \cdot 36\% \rightarrow P. \text{ min} = P. \text{ min} \cdot 73\% \text{ kW}$$

$$V_{sup} \cdot 36\% \leq V_{sup} < V_{sup} \cdot 48\% \rightarrow P. \text{ min} = P. \text{ min} \cdot 60\% \text{ kW}$$

$$\begin{aligned}
 V_{sup} \cdot 48\% &\leq V_{sup} < V_{sup} \cdot 60\% \rightarrow P. \min = P. \min \cdot 47\% \text{ kW} \\
 V_{sup} \cdot 60\% &\leq V_{sup} < V_{sup} \cdot 71\% \rightarrow P. \min = P. \min \cdot 33\% \text{ kW} \\
 V_{sup} \cdot 71\% &\leq V_{sup} < V_{sup} \cdot 83\% \rightarrow P. \min = P. \min \cdot 20\% \text{ kW} \\
 V_{sup} \cdot 83\% &\leq V_{sup} < V_{sup} \cdot 100\% \rightarrow P. \min = P. \min \cdot 6\% \text{ kW} \\
 V_{sup} &\geq V_{sup} \cdot 100\% \rightarrow P. \min = 0 \text{ kW}
 \end{aligned}$$

En la configuración de los sistemas de bombeo también se restringe su actuación a través de las potencias máximas. Así, tomando como referencia el depósito superior, se configura el límite máximo de potencia del sistema teniendo en cuenta las siguientes limitaciones:

$$\begin{aligned}
 V_{sup} &> V_{sup} \cdot 20\% \rightarrow \text{Sin límites} \\
 V_{sup} \cdot 20\% &> V_{sup} > V_{sup} \cdot 15\% \rightarrow P. \max = P. \max \cdot 50\% \text{ kW} \\
 V_{sup} \cdot 15\% &> V_{sup} > V_{sup} \cdot 11\% \rightarrow P. \max = P. \max \cdot 25\% \text{ kW} \\
 V_{sup} \cdot 11\% &> V_{sup} > V_{sup} \cdot 8\% \rightarrow P. \max = P. \max \cdot 3\% \text{ kW} \\
 V_{sup} &< V_{sup} \cdot 8\% \rightarrow P. \max = 0 \text{ kW}
 \end{aligned}$$

A modo de ejemplo, en la siguiente tabla se presentan los parámetros que se han considerado en la modelización de la central de bombeo reversible de Chira-Soria en Gran Canaria. Este mismo procedimiento se lleva a cabo para todas las opciones de bombeo reversible implementadas en los sistemas eléctricos analizados.

Parámetros de la central de bombeo reversible Chira - Soria		
Parámetros	Sistema bombeo	Sistema turbinas
Potencia máxima consumida por el sistema de bombeo (MW)	200	-
Potencia mínima consumida por el sistema de bombeo (MW)	20	-
Caudal máximo del sistema de bombeo (m ³ /hora)	216.000	-
Potencia máxima producida por el sistema de turbinas (MW)	-	200
Potencia mínima consumida por el sistema de turbinas (MW)	-	20
Caudal máximo del sistema de turbinas (m ³ /h)	-	237.600
Contribución máxima de la turbina h en la reserva primaria subida (MW)	-	16,5
Contribución máxima de la turbina h en la reserva primaria bajada (MW)	-	16,5
Contribución máxima de la turbina h en la reserva secundaria subida (MW)	-	16,5
Contribución máxima de la turbina h en la reserva secundaria bajada (MW)	-	16,5
Contribución máxima de turbina h en la reserva terciaria rodante (MW)	-	33,3

Tabla 85 Parámetros de la central de bombeo reversible Chira - Soria

Los límites de trabajo del volumen de agua de los dos embalses se describen en la siguiente tabla:

Rango de volúmenes útiles en el sistema de bombeo reversible de Chira - Soria		
Depósito	Volumen máximo (m ³)	Volumen mínimo (m ³)
Embalse superior (Chira)	4.200.000	260.000
Embalse inferior (Soria)	32.800.000	2.640.000

Tabla 86 Rango de volúmenes útiles en la central de bombeo reversible Chira-Soria

Finalmente, se contemplan los siguientes detalles genéricos de los grupos instalados en la central de bombeo reversible:

Características generales de la central hidroeléctrica de bombeo Chira - Soria	
Tipología	Bombeo
Caudal en ciclo de turbinado	68,40 m ³ /s
Caudal en ciclo de bombeo	53,40 m ³ /s
Salto bruto	357,23 m
Salto neto máximo	347,82 m
Altura manométrica máxima	363,09 m
Potencia máxima en ciclo de turbinado (en bornas AT)	200 MW
Potencia máxima en ciclo de bombeo (en bornas AT)	220 MW
Volumen trasegable	4,08 hm ³
Energía acumulable	3,20 GWh
Conducción del circuito hidráulico entre la toma de Chira y Soria. Central hidroeléctrica, alojada en caverna, constituida por 6 grupos turbobomba reversibles de 33,3 MW de potencia unitaria en modo turbinación y 36,7 MW en modo bombeo.	
Subestación eléctrica GIS de 220 kV alojada en caverna de transformadores. - Línea aérea/subterránea de evacuación eléctrica de alta tensión de doble circuito a 220 kV.	
Impulsión de agua producto (con dos estaciones de bombeo) desde la estación desalinizadora hasta el embalse de Soria.	
Estación desalinizadora de agua de mar e instalaciones asociadas, como complemento de las aportaciones naturales de agua al sistema.	

Tabla 87. Características generales de la central hidroeléctrica de bombeo Chira - Soria

Estos parámetros técnicos expuestos para el caso particular de Chira – Soria han sido de utilidad para definir las variables de modelización de las opciones implementadas en las islas de Tenerife y La Palma (grupos de 33 MW). En todos los casos, las variables relativas a la capacidad de almacenamiento de agua en embalses y la potencia instalada en la central, se adaptan a los datos aportados en el apartado 4.1.1.2 de este documento.

4.4.6.2 Producción de hidrógeno verde

En esta estrategia se plantea el uso de turbinas de gas alimentadas con hidrógeno verde como sistema de generación de categoría A. Como se ha comentado al inicio del apartado 4.4.3, la formulación expuesta en el apartado 4.4.2 sería apta para modelar el comportamiento de este tipo de generadores. No obstante, deben considerarse ciertos ajustes en relación con los parámetros técnicos y económicos utilizados para cada supuesto.

Actualmente no existen en España turbinas de gas que sean operadas al 100% con hidrógeno. Sin embargo, los principales fabricantes ofertan turbinas de gas adaptadas para operar con este combustible. La referencia más cercana son algunos grupos de gas instalados en Mallorca y que operan con gas natural. Estos parámetros dependen directamente del tamaño del generador, pero no hay que perder de vista que uno de los objetivos propuestos en este documento es apostar por generadores con potencias nominales menores a los tamaños máximos de grupo que, actualmente, se están utilizando. En este sentido, tienen especial interés, a efectos de este estudio, las turbinas de gas IBIZA 20 y 21 de 17,5 MW de potencia, alimentadas con gas natural. Estos tamaños podrían ser adecuados para sistemas eléctricos insulares como Lanzarote – Fuerteventura. En el caso de las islas capitalinas, esta potencia podría rondar los 30 - 40 MW, aunque también podría ser de interés contar con grupos de, aproximadamente, 20 MW como sucede en Mallorca. Para las islas de menor demanda (La Palma, La Gomera y El Hierro), podría optarse por otras unidades de potencia comprendida entre 2 – 5 MW.

Tomando como referencia catálogos de fabricantes (se adjunta a continuación un ejemplo obtenido de un catálogo concreto) y los parámetros técnicos de despacho de las unidades instaladas en Ibiza, se definen los parámetros específicos para modelar los distintos proyectos de sustitución de generadores actuales por nuevas turbinas de gas operadas con hidrógeno.

Simple cycle specifications	TM2500 (50 Hz)		TM2500 (60 Hz)	
	WET	DRY	WET	DRY
Net output wet (MW)	33.7	32.5	36.0	33.3
Net heat rate (Btu/kWh, LHV)	9,754	9,245	9,318	8,886
Net heat rate (kJ/kWh, LHV)	10,291	9,754	9,831	9,375
Net efficiency	35.0%	36.9%	36.6%	38.4%
Ramp rate (MW/minute)	20	20	20	20
Startup time (cold iron) (min)	5	5	5	5
TM2500 additional specifications				
Reliability	99.5%			
Availability	98.7%			
Start reliability	98.35%			
Fleet operation hours	77.9M			
Hot section (hrs)	25,000			
Overhaul (hrs)	50,000			
NOx emission (ppm) (@ 15% O2)	25			
Package noise (dBA average)	<90			
Combustion	SAC			

NOTE: All ratings are net plant, based on ISO conditions and natural gas fuel. Actual performance will vary with project-specific conditions and fuel.



Ilustración 52. Ejemplo de especificaciones técnicas de turbina de gas TM2500 (General Electric) 32,5 MW

Parámetros técnicos de despacho de unidades de gas en Islas Baleares		
Parámetro	IBIZA 20	IBIZA 21
Datos técnicos de despacho		
A (th/h)	9.556,47	9.556,47
B (th/h. MW)	1.039,20	1.039,20
C (th/h. MW2)	36,41	36,41
Datos de despacho		
A' (th)	57.689,1428	57.689,1428
B' (horas)	6,74387	6,74387
D (€/arranque)	177,393	177,393
Costes variables de operación y mantenimiento Despacho		
O&MVDi (€/MWh)	21,63458272	21,54837577

Tabla 88. Parámetros técnicos de despacho de unidades de gas en Islas Baleares

En este tipo de unidades, los tiempos asociados a los cambios de fase son mínimos, pudiendo ponerse en marcha un grupo de hasta 50 MW, en menos de 5 minutos en condiciones de arranque en caliente (agua y aceite precalentados) y en 10 minutos para arranque en frío. En la siguiente ilustración, se muestra una comparativa entre el arranque de un grupo de vapor (líneas negras) y un grupo de gas (líneas rojas). Como se puede observar, mientras que en un ciclo combinado los tiempos de puesta en marcha se pueden dilatar hasta casi 45 minutos desde la orden de encendido, en una turbina de gas se podría conseguir la potencia nominal en tiempos comprendidos entre los 3 y 8 minutos dependiendo de si la unidad arranca en frío o en caliente. Esta capacidad permitirá mejorar la respuesta del sistema eléctrico ante

variaciones repentinas de la demanda y del recurso renovable no gestionable. Además, no requiere que pasen tiempos elevados entre una parada y un nuevo arranque, lo que le otorga mayor versatilidad al sistema eléctrico para entrar y salir de operación cuando se crea conveniente. Este tipo de generadores también suele estar acondicionado para realizar operaciones en modo “Fast Ramping” por el cual se solicita al grupo una variación súbita de la carga sin que ello implique sobrecargas mecánicas o térmicas en el generador.

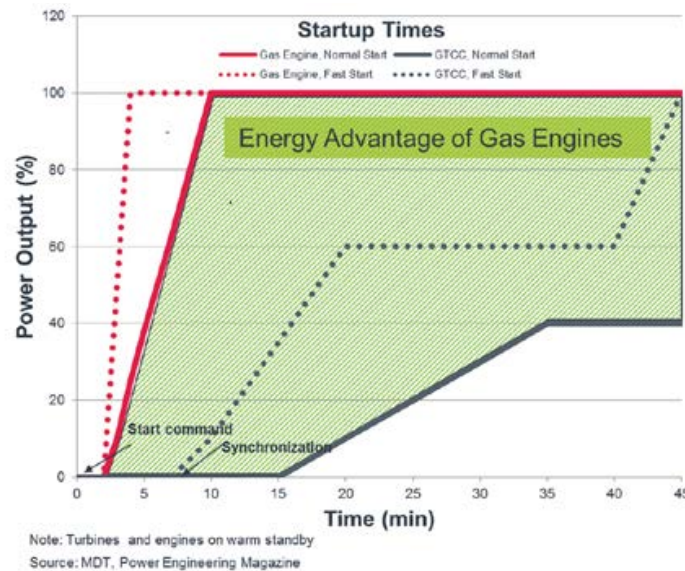


Ilustración 53. Ejemplo de especificaciones técnicas de turbina de gas TM2500 (General Electric) 32,5 MW

En la siguiente tabla, se muestran los parámetros técnicos asociados a grupos de tamaños de 2,5; 5; 10; 20 y 30 MW. Éstas han sido las referencias usadas para el dimensionamiento de los generadores de gas adicionales incluidos en cada una de las islas cuando no había otra alternativa válida disponible.

Parámetros técnico – económicos de despacho en grupos de gas de distinto tamaño					
Inputs	TG 2.5	TG 5	TG 10	TG 20	TG 30
Inversión en grupo térmico (€)	627.500	1.437500	2.875.000	5.750.000	8.625.000
Vida útil (años)	25	25	25	25	25
Tasa de interés de obligaciones 10 años (p.u)	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
Coste fijo de O&M (€/year)	250.000	420.000	650.000	820.000	950.000
Potencia neta (MW)	2,51	5	11,5	20	32,5
Nº horas de trabajo (horas)	7.998		7.709		
Factor de estacionalidad pico (pu)	1,04	1,04	1,04	1,04	1,04
Factor de estacionalidad llano (pu)	1	1	1	1	1
Factor de estacionalidad valle (pu)	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
1 ^{er} parámetro de coste de consumo combustible (th/h)	865,97	1.286,06	1.286,06	9.556,47	9.556,47
2 ^o parámetro de coste de consumo combustible (th/h*MW)	1.678,8	2.511,43	2.511,43	1.039,2	1.039,2
3 ^{er} parámetro de coste de consumo combustible (th/h*MW ²)	81,52	6,13	6,13	36,61	36,61
Precio carburante (€/Tm)	236	236	236	236	236
Poder calorífico inferior (pci_th/Tm)	12.581	12.581	12.581	12.581	12.581
Coste variable O&M (€/MWh)	21,6	21,6	21,6	21,6	21,6
Coste reserva primaria (porcentaje en el coste generación) (pu)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Coste reserva secundaria (porcentaje en el coste generación) (pu)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05

Coste reserva terciaria (porcentaje en el coste generación) (pu)	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
--	------	------	------	------	------

Tabla 89. Parámetros técnico – económicos de despacho en grupos de gas de distinto tamaño

Además del generador propiamente dicho, es necesario tener en cuenta la producción de hidrógeno requerida para alimentar las turbinas de gas.

En los modelos desarrollados, el hidrógeno únicamente puede ser obtenido con energías renovables no gestionables, ya que, tal como se analizó detalladamente en el apartado 4.1.2, de cada 100 MWh usados para producir hidrógeno verde sólo se re-electrifica, a través de turbinas de gas, entre el 18 y el 26% de dicha energía. Por consiguiente, desde el punto de vista económico, interesa que la energía renovable usada para producir hidrógeno sea la más barata posible, e, idealmente, energía eléctrica que de no ser por el consumo de los electrolizadores sería desaprovechada por la aplicación de políticas de corte.

Por otra parte, legalmente, para combustibles tales como el GNL, a nivel nacional se marca la obligatoriedad de que exista una cantidad almacenada en el país suficiente para operar las centrales durante 15 días sin suministro exterior. El establecimiento del límite de 5 días para el caso del hidrógeno en Canarias se considera proporcionado ya que, por un lado, los requerimientos de ocupación espacial para almacenar el hidrógeno son superiores a los del GNL y, por otro, se trata de un combustible que no es importado del exterior, sino producido in situ. Por tanto, la componente de seguridad de abastecimiento no es tan preocupante. El caso asimilable más próximo a esta situación particular es el hidrobombeo donde la reserva establecida para proyectos, tales como Chira – Soria, se proyecta en un valor equivalente a unas 12 horas de operación en turbinado a potencia nominal.

En un escenario de total descarbonización donde el respaldo venga de generadores de este tipo, lo adecuado sería establecer el límite en función del recurso renovable no gestionable. Históricamente se han producido en Canarias eventos en los que el recurso eólico presenta valores anormalmente bajos durante periodos de hasta 3 días. Es por ello que considerar una reserva de hidrógeno de 5 días se considera adecuado para asegurar la operación del sistema en dichos periodos. Lógicamente, cuanto menor es la reserva, menos necesidades de espacio son requeridas. En este sentido, en la sección 4.1.2 se puso de manifiesto la relevancia del correcto diseño para reducir la ocupación espacial derivada del almacenamiento de hidrógeno.

Este tipo de generadores no tienen por qué operar a régimen nominal todo el año como si de grupos base se tratará. Si sólo operaran en puntas (menos de 3.000 horas al año), la capacidad de almacenamiento requerida se reduciría a un tercio. Por otra parte, incluso se podría plantear reducir la capacidad de almacenamiento a algo menos de 5 días. Otra alternativa sería disponer de grupos que pudieran operar, de modo transitorio, con combustibles fósiles si no fuera posible disponer de esas reservas por criterios técnicos. Estos combustibles podrían ser importados al inicio y sintetizados, posteriormente. A pesar de que la sintetización ayudaría a reducir el espacio ocupado, el rendimiento global se reduciría hasta valores del 10-15%.

Para la modelización del almacenamiento energético asociado al hidrógeno, se incluye en la formulación del programa las siguientes restricciones técnicas. Estas restricciones determinan la energía usada para producir hidrógeno así como la que posteriormente es reconvertida a electricidad a través de las turbinas de gas. Naturalmente, esta potencia de salida se conecta

con la formulación expuesta en el apartado 4.4.2, relativa a la generación térmica convencional. De la misma forma, se contemplan las reservas a subir y a bajar en cada caso.

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

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

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

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

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

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

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

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

Donde:

h	Unidades de almacenamiento
$t \in T$	Intervalos de tiempo
r_{hst}^S	Reserva de regulación de bajada proporcionada por el almacenamiento de hidrógeno
r_{hst}^{R+}	Reserva de regulación de subida proporcionado por el almacenamiento de hidrógeno.
$P_{hst}^{Out_max}$	Potencia máxima de la turbina de gas accionada con hidrógeno.
P_{hst}^{Out}	Potencia de descarga de la pila de combustible en el intervalo de tiempo t.
α_h^S	Duración mínima en horas, que deben mantenerse las reservas rodantes.
α_h^R	Duración mínima en horas, que deben mantenerse las reservas de regulación.
η_h^{Out}	Eficiencia asociada a la turbina de gas accionada con hidrógeno.
E_{hst}	Estado de carga del almacenamiento de energía hidrógeno.
E_h^{Min}	Capacidad energética mínima para el almacenamiento de hidrógeno.
r_{hst}^{R-}	Reserva de regulación de bajada proporcionada por el almacenamiento de hidrógeno.
$P_h^{In_max}$	Máxima potencia del electrolizador.
P_{hst}^{In}	Potencia del electrolizador en el intervalo de tiempo t.
E_h^{Max}	Máxima capacidad energética del almacenamiento de hidrógeno.
η_h^{In}	Eficiencia asociado al electrolizador.

Los parámetros técnicos son definidos en cada caso a través de un cálculo iterativo usando como referencias los valores estándar de necesidades de potencia de electrolizador y almacenamiento según el tamaño de la turbina conforme con las tablas expuestas en el apartado 4.1.2.

4.5 Resultados de la modelización

Siguiendo las bases de cálculo expuestas en el apartado 4.4 se ejecutan las simulaciones por islas. Teniendo en cuenta que los sistemas energéticos de Canarias deben estar descarbonizados en el año 2040, en coherencia con lo establecido por el Gobierno de Canarias, se toman como referencia para las simulaciones los años 2030 y 2040 (dos horizontes con un intervalo de 10 años en el que se tendrían que ir implementando las medidas propuestas de manera progresiva).

En las tablas expuestas a continuación se presenta un resumen de las potencias que serían requeridas para cada una de las tecnologías según los escenarios proyectados para ambos horizontes temporales a nivel regional. **Esta estrategia se focaliza en la generación de categoría A.** El resto de la potencia instalada de categoría B se incluye pero su optimización no es el objetivo principal de este estudio.

Parque de generación eléctrica de Canarias [2030] (MW)													
Año	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	Fotovoltaica On-shore	Fotovoltaica Flotante	Fotovoltaica en autoconsumo	Minihidráulica	Geotérmica de media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar	Térmica convencional	Adicional Cat. A
Gran Canaria	5	565,1	200	264,6	10,8	224,8	0	0	7	1	0	468,5	300
Tenerife	10	568,5	130	343,2	10,8	230,7	2,4	20	7	2	0	677,1	200
Lanzarote	10	194,5	50	32,8	3,1	25,6	0	0	2,1	1	0	133,4	110
Fuerteventura	20	191,7	50	77,9	3,7	28,5	0	0	1,1	0	5,6	97,8	90
La Palma	0	56,8	0	28,6	0,9	10,4	0	10	0,4	0	0	54,6	32
La Gomera	0	15,1	0	4,5	0,9	1,7	0	0	0,4	0	0	3,5	8
El Hierro	0	14,8	0	7,1	0,6	2,6	0	0	0,4	0	0	5,3	0
Canarias	45	1.606	430	758,7	30,8	524,3	2,4	30	18,2	4	5,6	1.440,20	740

Tabla 90. Configuración del parque de generación para 2030

Parque de generación eléctrica de Canarias [2040] (MW)													
Año	Turbinas de hidrógeno	Eólica On-shore	Eólica Off-shore	Fotovoltaica On-shore	Fotovoltaica Flotante	Fotovoltaica en autoconsumo	Minihidráulica	Geotérmica de media/alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar	Térmica convencional	Adicional Cat. A
Gran Canaria	255	1.700	1.090	1.000	25	414	0	0	18	5	0	0	870
Tenerife	560	1.700	505	1.650	27	829	3	20	18	5	0	0	800
Lanzarote	160	500	430	180	11	68	0	0	5	5	0	0	160
Fuerteventura	130	600	435	300	5	124	0	0	3	1	3	0	130
La Palma	0	150	20	95	2	46	1	10	1	1	0	0	64
La Gomera	0	30	12	15	2	7	0	0	1	1	0	0	15
El Hierro	0	50	12	16	2	11	0	0	1	1	0	0	11
Canarias	1.105	4.730	2.504	3.256	74	1.499	3	30	46	19	3	0	2.050

Tabla 91. Configuración del parque de generación para 2040

Si se atiende a los resultados del estudio de cobertura de demanda probabilística, se observa que, para el año 2030, sólo podría continuar en operación una potencia térmica convencional de 1.440 MW y, por tanto, habría que extender la vida útil y/o instalar nuevas unidades para disponer de 465 MW adicionales frente a los 975 MW que podrían continuar operando para ese mismo año. Además, en este periodo de 10 años sería necesario poner en marcha instalaciones de generación de categoría A fundamentadas en la energía geotérmica de alta entalpía (30 MW), generación y combustión del hidrógeno (4,6 MW), así como las referidas al almacenamiento de gran escala a través de sistemas de hidrobombeo reversible (6,3 GWh).

En algunas islas ya se plantean soluciones como es el caso de la central de bombeo reversible de Chira – Soria en Gran Canaria, que aportaría 200 MW de los 300 MW adicionales requeridos por finalizar la vida útil regulatoria de generación, o la interconexión eléctrica entre los sistemas eléctricos de La Gomera y Tenerife que resolvería la problemática en La Gomera. No obstante, en el resto de islas, si no se proponen soluciones a medio plazo, habrá que continuar usando la generación térmica convencional actual incluso habiéndose superado su vida útil regulatoria, o incumpliendo las restricciones de emisiones impuestas por la Unión Europea. Por todo ello, es vital plantear alternativas que favorezcan la descarbonización de cada sistema eléctrico de manera progresiva.

El esfuerzo que se acometa durante la primera década ayudará a resolver problemas para el periodo comprendido entre los años 2031 y 2040. A efectos prácticos, toda la generación térmica convencional quedaría fuera de su vida útil regulatoria antes del año 2040. Por consiguiente, teniendo en cuenta los tiempos que se manejan en la puesta en marcha de este tipo de soluciones, conviene comenzar con la transformación lo antes posible.

En la siguiente ilustración, se muestra el comportamiento del modelo para un periodo de una semana en el caso particular de la isla de Gran Canaria. La línea roja hace referencia a la demanda del sistema eléctrico mientras que las barras representan la forma en la que se atiende esa demanda mediante las distintas tecnologías disponibles. En la base, representado con barras grises, se muestra la generación térmica convencional diferenciándola en función de las tecnologías existentes en el sistema eléctrico (ciclos combinados, turbinas de vapor, grupos diésel y turbinas de gas). También se representa, en color verde, la aportación de la turbinas de la central de bombeo reversible de Chira-Soria, y con barras en color marrón, la energía renovable que es usada para bombear agua al depósito superior.

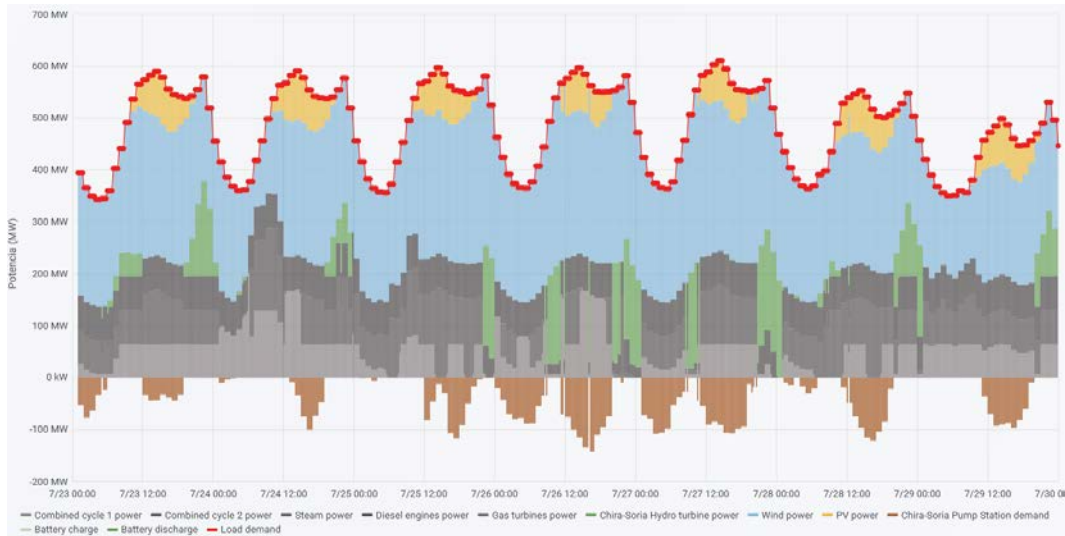
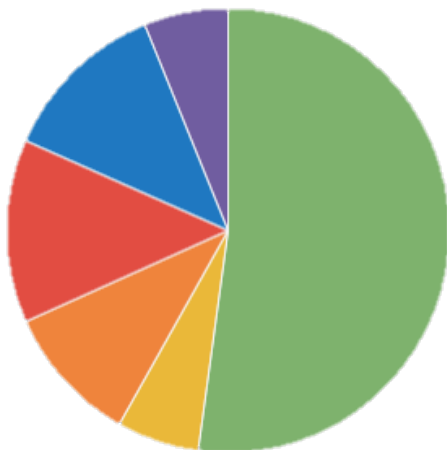


Ilustración 54. Ejemplo de cobertura de demanda para una semana del mes de Julio [Gran Canaria] (1/4)

Las barras de color azul hacen referencia a la generación eólica mientras que las amarillas a la fotovoltaica. Este caso se corresponde con una situación en la que se prevé una importante generación de origen renovable, alcanzándose un valor medio de generación renovable no gestionable del 54%. Naturalmente, parte de esa generación renovable se destina a su almacenamiento a través del hidrobombeo.



		avg percentage
Wind power	249 MW	48.94%
PV power	30.6 MW	6.01%
Steam power	0 kW	0.00%
Combined Cycle 1	59.9 MW	11.76%
Combined Cycle 2	85.4 MW	16.76%
Diesel Genset	66.2 MW	13.00%
Gas turbine	0 kW	0.00%
Chira-Soria Turbines	18.0 MW	3.53%
Battery	0 kW	0.00%

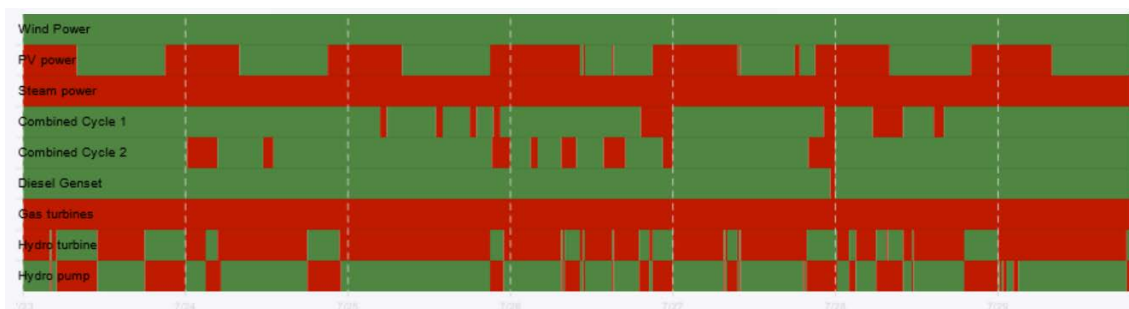


Ilustración 55. Ejemplo de cobertura de demanda para una semana del mes de Julio [Gran Canaria] (2/4)

En la central de bombeo reversible, la capacidad de los depósitos (superior e inferior) va variando en función del recurso renovable no gestionable existente en cada momento. Como es lógico, el principal límite es la cantidad de agua almacenada en el depósito superior (el de menor tamaño) como se demuestra a continuación.

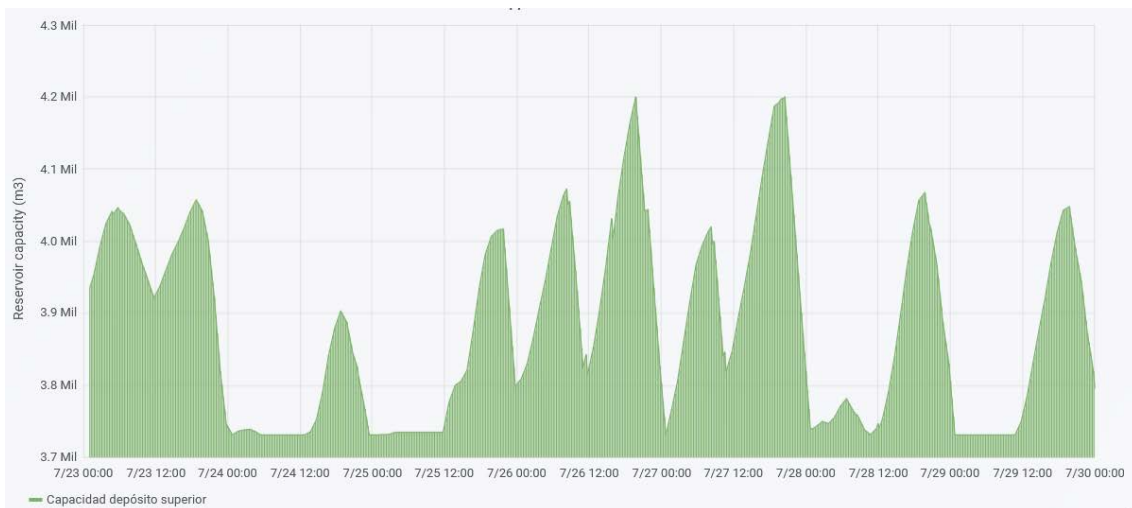


Ilustración 56. Ejemplo de variación de capacidad en Dep. Superior para una semana de Julio [Gran Canaria] (3/4)

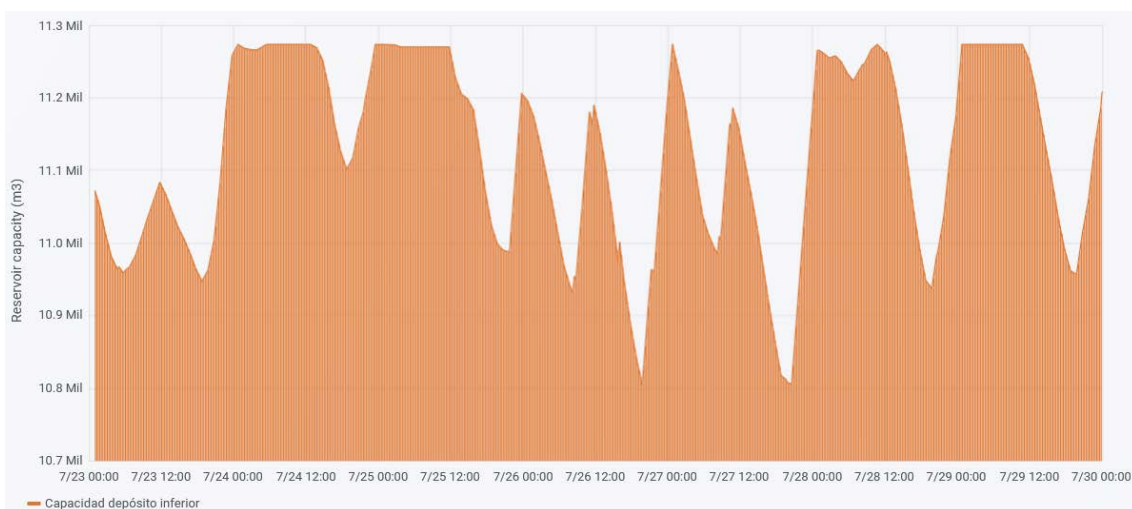


Ilustración 57. Ejemplo de variación de capacidad en Dep. Inferior para una semana de Julio [Gran Canaria] (4/4)

Por otra parte, en la configuración realizada, para cada momento del año se estima que tecnología podría cubrir las reservas primarias, secundarias y terciarias del sistema eléctrico, optándose siempre por aquellas soluciones que permitan alcanzar el objetivo al menor coste posible.

Esta es la principal razón por la cual el modelo trata de priorizar la satisfacción de los objetivos de reserva usando, preferentemente, las turbinas de la central de bombeo reversible de Chira – Soria. Cuando esto no es posible, acude al resto de grupos de categoría A que se encontraran operativos en el mismo instante volviendo a priorizar aquellos que supusieran un menor coste para ese tramo de 15 minutos.

Como ya se argumentaba, la suma de las reservas primarias y secundarias para cada instante debería ser superior a la potencia del grupo de mayor tamaño que se encontrara operativo en ese mismo intervalo de tiempo.



Ilustración 58. Ejemplo de provisión de reservas primarias para una semana de Julio [Gran Canaria] (4/4)

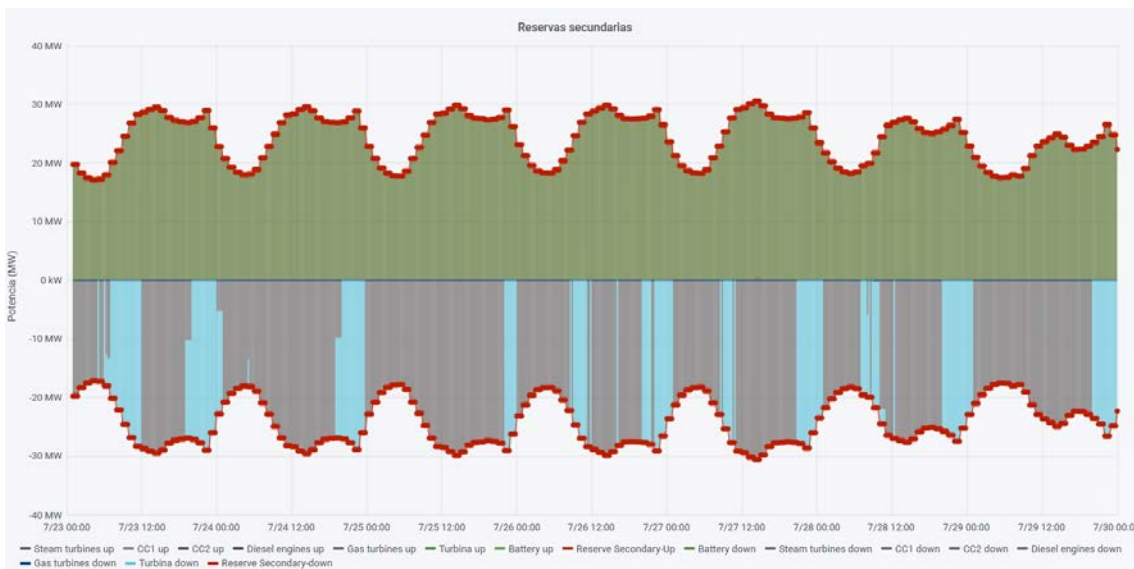


Ilustración 59. Ejemplo de provisión de reservas secundarias para una semana de Julio [Gran Canaria] (4/4)

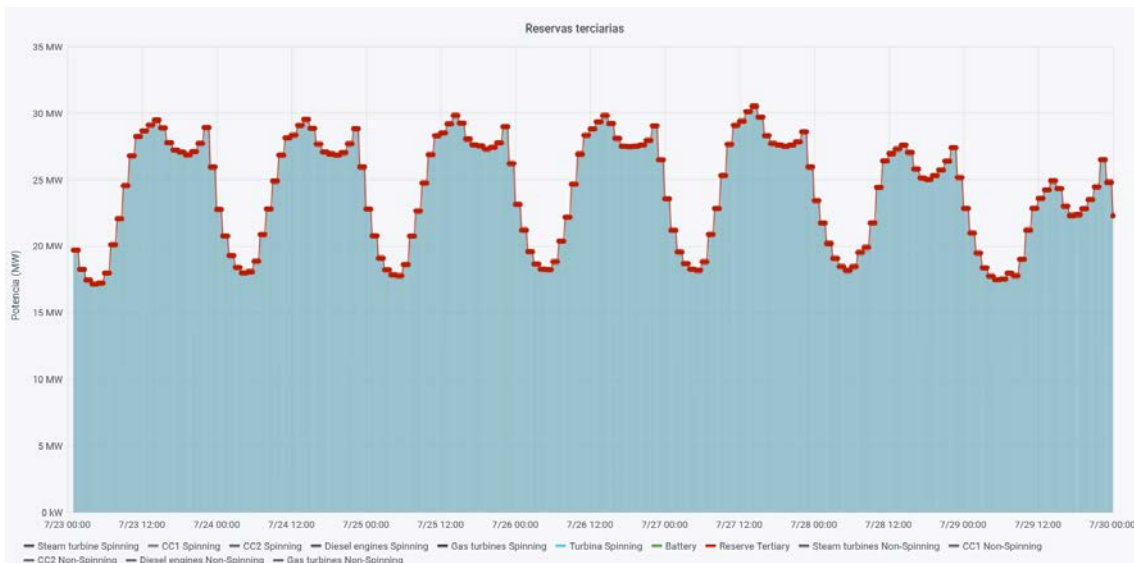


Ilustración 60. Ejemplo de provisión de reservas terciarias para una semana de Julio [Gran Canaria] (4/4)

En un escenario en el cual las principales fuentes de generación sean de origen renovable no gestionable, las condiciones meteorológicas afectarán directamente al balance del sistema eléctrico. Es por ello, que para la estimación del recurso eólico se ha utilizado un método de prognosis, en concreto, el modelo Weather Research and Forecasting (WRF) con datos del Centro Europeo de Predicciones Meteorológicas a Medio Plazo (ECMWF – Siglas en Inglés). Mediante este modelo se consigue reducir la resolución de los datos en tiempo (series temporales minutas) y espacio (resolución geográfica de 500 metros) considerándose a ésta como la alternativa más precisa de cuantas opciones disponibles existen para un estudio estratégico de la envergadura de esta estrategia.

Por último, conviene comentar que los objetivos básicos perseguidos con el modelo ejecutado se pueden resumir en:

- Garantizar en todo momento el acceso al suministro estable y regular de energía eléctrica a toda la población en las mejores condiciones económicas posibles.
- Favorecer el autoabastecimiento de energía a través de la potenciación de las fuentes endógenas de energía, en concreto, las renovables.
- Promover la competitividad económica.
- Potenciar el ahorro energético y la protección del medio ambiente, prestando especial atención a la calidad del aire y la reducción de las emisiones de GEI.

Las directrices marcadas por la Unión Europea, traspuestas por el Gobierno de España como Estado Miembro, supeditan la política energética en Canarias, debiendo existir una correcta armonía entre los objetivos y medidas contempladas en la planificación energética nacional y autonómica.

Se presentan en los siguientes apartados los resultados obtenidos por isla conforme a las demandas estimadas, procedimientos descritos y configuraciones definidas a lo largo de este documento de estrategia de generación gestionable en Canarias.

4.5.1 Gran Canaria

En la siguiente tabla se muestra la configuración anual del parque de generación de la isla de Gran Canaria para el horizonte temporal comprendido entre 2021 y 2040 en base a los resultados de la optimización llevada a cabo por el modelo ISLA. En las dos primeras columnas de esta tabla se presenta la evolución objetivo de reducción en el uso de la generación térmica convencional (actualmente en operación) y el aumento requerido en otras formas de generación renovable de categoría A para cumplir con los criterios de descarbonización del archipiélago canario.

Parque de generación eléctrica de Gran Canaria en el horizonte a 2040 [MW]												
Año	Térmica conv.	Nuevos Cat. A	Eólica		Fotovoltaica			Mini-hidráulica	Geotérmica de alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
			On-shore	Off-shore	On-shore	Off-shore	Auto-consumo					
2022	699,4	120	196,9	5,2	73,1	0	37,0	0	0	5,1	0	0
2023	698,9	120	230,9	5,2	90,2	0	54,5	0	0	5,1	0	0
2024	698,9	120	270,0	30,1	110,0	0	74,5	0	0	5,1	0	0
2025	697,9	120	309,0	55,0	129,7	3,0	94,5	0	0	5,1	1	0
2026	652,0	120	481,9	84,0	156,7	4,6	120,6	0	0	5,1	1	0
2027	606,1	120	504,4	113,0	183,7	6,1	146,6	0	0	5,1	1	0

2028	560,3	240	527,0	142,0	210,6	7,7	172,7	0	0	5,1	1	0
2029	514,4	300	549,5	171,0	237,6	9,2	198,7	0	0	5,1	1	0
2030	468,5	300	565,1	200,0	264,6	10,8	224,8	0	0	7,0	1	0
2031	467,6	390	678,6	289,0	338,1	12,2	243,7	0	0	7,8	1,4	0
2032	467,6	640	792,1	377,9	411,7	13,6	262,6	0	0	8,6	1,8	0
2033	356,1	660	905,6	466,9	485,2	15,0	281,6	0	0	9,5	2,2	0
2034	313,5	680	1.019,1	555,9	558,8	16,5	300,5	0	0	10,5	2,6	0
2035	268,1	700	1.132,6	644,9	632,3	17,9	319,4	0	0	11,6	3,0	0
2036	220,0	720	1.246,0	733,8	705,8	19,3	338,3	0	0	12,7	3,4	0
2037	169,1	750	1.359,5	822,8	779,4	20,7	357,2	0	0	13,9	3,8	0
2038	115,5	770	1.473,0	911,8	852,9	22,2	376,2	0	0	15,1	4,2	0
2039	59,1	840	1.586,5	1.000,7	926,5	23,6	395,1	0	0	16,4	4,6	0
2040	0	870	1.700	1.089,7	1.000	25	414	0	0	17,8	5	0

Tabla 92 Parque de generación eléctrica de Gran Canaria en el horizonte a 2040 [MW]

Una de las principales conclusiones obtenidas de la tabla anterior es que si se pretende descarbonizar la isla antes del año 2040 habría que instalar, aproximadamente, 870 MW de potencia en nuevas formas de generación renovable de carácter gestionable, conforme a los que se viene argumentando a lo largo del presente documento, mientras que a mitad de horizonte deberían asegurarse como mínimo 300 MW de potencia de categoría A, cifras estimadas en el análisis probabilístico de cobertura de demanda eléctrica.

Tal y como se observa en la primera columna de la tabla, la potencia térmica convencional propuesta supera a la disponible en base al cumplimiento de la vida útil regulatoria de los grupos presentes en la isla, puesto que el modelo ISLA considera óptimo mantener dichos generadores a pesar del incumplimiento de la normativa. Así pues, la simulación energética considera viable mantener 468,5 MW de potencia térmica convencional en el horizonte a 2030, siendo necesario suplir aproximadamente 207 MW de potencia de categoría A a través de nuevas formas de generación renovable gestionable para garantizar el suministro eléctrico.

Estas nuevas formas de generación renovable no tienen por qué operar en modo base. Es más, como se ha justificado, las principales alternativas propuestas son el uso de formas de almacenamiento energético a gran escala que, en el proceso de re-electrificación, asumen una serie de pérdidas energéticas y, por consiguiente, debería aspirarse a que dichos generadores operen únicamente para garantizar el suministro cuando otras formas de generación renovable no gestionables (mayoritarias) no sean capaces, por sí solas, de mantener las condiciones de suministro.

Si la central de bombeo reversible de Chira – Soria entrara en funcionamiento en el año 2028, antes del 2030 sólo quedarían por asegurar otros 100 MW adicionales de categoría A para que, al menos, los grupos que hayan vencido su vida útil regulatoria puedan ser desmantelados sin que ello suponga una pérdida de seguridad y calidad del suministro. En caso contrario, debería extenderse la vida de las unidades existentes, obligatoriamente, para mantener el sistema mientras se busca una solución de reemplazo que cumpla con los objetivos deseados, tal y como se plasma en las cifras de generación térmica propuestas en la Tabla 92, en la que se supone este último escenario. Así pues, si se mantienen 468,5 MW de potencia térmica convencional hasta el año 2030, bastaría con la presencia de 7 MW de biomasa (2 MW más de los existentes en la actualidad en la isla) y 5 MW de turbinas de gas accionadas con hidrógeno para garantizar la cobertura de demanda.

Asimismo, los resultados de la simulación del modelo ISLA indican que podrían instalarse en el horizonte a 2030 un total de 190 MW de potencia en electrolizadores que posibilitarían la generación de 34.586 tH₂ anuales, aplicándose la mayoría en la cobertura de demanda energética proveniente del transporte terrestre, marítimo y aéreo con la aplicación directa del hidrógeno en pilas de combustible o bien en la generación de combustibles sintéticos como el biometano o el bioqueroseno.

Suponiendo que, tal y como se comentó en el apartado 4.1.2, los grupos fundamentados en la combustión del hidrógeno serían utilizados sólo para atender puntas de demanda o para prestar servicios complementarios de ajuste al sistema operando aproximadamente 3.000 horas al año, se necesitarían 1.041 tH₂ anuales en el horizonte a 2030. Esta cantidad de hidrógeno verde debería almacenarse a 350 bares en un volumen de 617 m³ (6 depósitos que ocuparían un área de 270 m²) considerando reservas de 5 días, o bien en 123 m³ (2 depósitos que ocuparían un área de 90 m²) si se reduce la reserva a 1 día, teniendo en cuenta que existiría aún generación térmica convencional y el hidrobombeo para asegurar la cobertura de demanda del sistema incluso en eventos anormales de falta de recurso renovable. Asimismo, las turbinas ocuparían aproximadamente 60 m².

Para producir esa cantidad de hidrógeno verde, se necesitarían instalar 7 MW de electrolizadores a los que se asociaría una potencia renovable equivalente a 25 MW en eólica y 139 MW en fotovoltaica. La eficiencia global del proceso rondaría el 10,8% y se necesitarían 270 m² para la instalación de los electrolizadores.

Este proyecto sería un demostrativo para que en el periodo comprendido entre los años 2032 y 2040 se lleve a cabo la instalación de nuevas unidades de generación de semejantes características asociados a esta tecnología. En cualquier caso, lo recomendable sería buscar primero otras opciones de almacenamiento energético que aun estando en los estándares de categoría A (aporte de potencia síncrona) lo hagan con una eficiencia energética mayor y a un menor coste. La opción óptima es el uso de centrales de bombeo reversible.

En esta isla podría plantearse una futura ampliación de la potencia de las turbinas de Chira – Soria aun manteniéndose la misma capacidad. Esto daría pie a que en un momento determinado se tenga la capacidad de aportar mayor potencia para la corrección de desviaciones. Por otra parte, aunque exista potencial para poner en marcha una instalación semejante a Chira-Soria entre Cueva de las Niñas y Soria, **parece que puede ser de mayor interés evaluar opciones de bombeos reversibles usando agua de mar.** Así pues, en lugares próximos a la costa, si existe una diferencia de altura importante respecto al nivel del mar (salto neto de unos 300 metros), se podría plantear la construcción de un depósito superior diseñado específicamente para este cometido. Eso evitaría ubicar la instalación en sitios protegidos, además de no afectar a las comunidades de regantes al usar agua de mar, directamente, para el bombeo. Este tipo de planteamientos están siendo valorados por el Cabildo de Gran Canaria.

Por todo lo anterior, para el horizonte comprendido entre los años 2031-2040 se necesitarían, aproximadamente, unos 560 MW de categoría A adicionales a los ya planteados entre 2021-2030. Así pues, se plantea que 400 MW sean obtenidos con hidrobombeos (350 MW provenientes de una posible nueva central de bombeo reversible, preferiblemente de agua de

mar, y 50 MW relativos a la ampliación de capacidad de Chira – Soria) y 210 MW se corresponderían con la instalación de nuevos motores accionados con hidrógeno. La forma en la que se cubriría el objetivo de potencia adicional de categoría A podría ser semejante a la que se define en la siguiente tabla, aunque la propuesta podría verse modificada en función de la evolución técnica y económica de las tecnologías consideradas en el horizonte del estudio, así como del escenario real logrado en el año 2030.

Medios considerados para proveer la potencia adicional de Categoría A 2040 [Gran Canaria]		
Año	Descripción	Potencia (MW)
2028	Bombeo reversible Chira - Soria	200
2030	3 x 35 Motores de hidrógeno + Almacenamiento: 2.500 m ³	105
2034	Nueva central de bombeo reversible (preferiblemente bombeo de agua de mar)	300
2038	6 x 35 Motores de hidrógeno + Almacenamiento: 5.000 m ³	210
2040	Ampliación de capacidad de Chira - Soria	50

Tabla 93 Medios considerados para proveer la potencia adicional de Categoría A 2040 [Gran Canaria]

En la siguiente ilustración, se muestran las cifras globales de producción de energía eléctrica así como la demanda que es atendida no sólo para cubrir las necesidades del sector eléctrico sino también para el almacenamiento a través de hidrobombeo e hidrógeno según los supuestos planteados para modelar el año 2030.

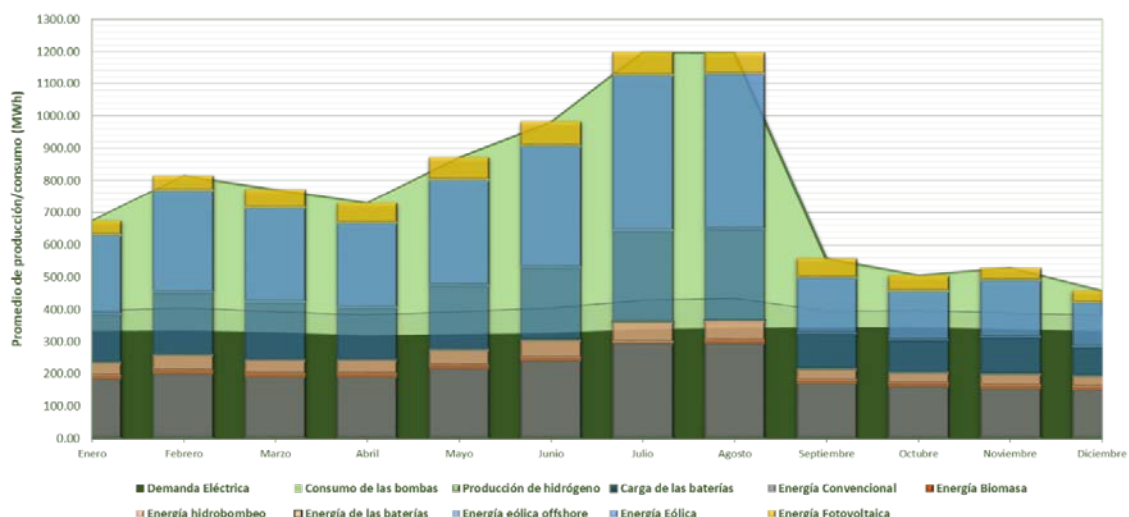


Ilustración 61. Demanda eléctrica y generación mensual de electricidad en Gran Canaria 2030

Con la configuración mencionada para el año 2030, **el porcentaje de cobertura de demanda eléctrica mediante energías renovables alcanzaría el 63,4%**. La central hidráulica de bombeo, cuya potencia y capacidad de almacenamiento es significativamente mayor que el almacenamiento a nivel de redes, es la que más energía aporta al sistema eléctrico insular. El almacenamiento a nivel de usuario asociado al autoconsumo fotovoltaico (274,2 MWh), no se tiene en cuenta en los balances de energía, sino que se computa como reducción del consumo energético derivado de este sector.

De todos los grupos de generación gestionable, los ciclos combinados (1.169 GWh/año) seguirían siendo las unidades que mayor cantidad de energía aportarían al balance energético, seguido de los grupos diésel (486 GWh/año) y de las turbinas de la central Chira-Soria (397 GWh/año). También tendría importancia la generación producida por los grupos de vapor (138 GWh/año) y ganarían peso los motores accionados con hidrógeno (15 GWh/año).

Estos motores accionados con hidrógeno operarían, en base a las suposiciones realizadas, 3.000 horas equivalentes como máximo, limitándose a atender puntas de demanda o a prestar servicios complementarios de ajuste al sistema. Para dar respaldo a estos grupos se tendrían que producir 61 GWh/año con generadores renovables no gestionables, que garantizarían la producción de una cantidad de hidrógeno a través de electrolizadores equivalente a 1.041 tH₂/año.

Tal y como puede verse en el gráfico, las energías renovables predominantes son la eólica terrestre y la offshore, alcanzando sus máximos valores en julio y agosto; en consecuencia, en esos meses también se almacena mayor cantidad de energía, ya que gran parte de la misma se destina al hidrobombeo o a accionar los electrizadores para la generación de hidrógeno.

Se presenta en la siguiente ilustración el balance para la situación particular en el año 2040.

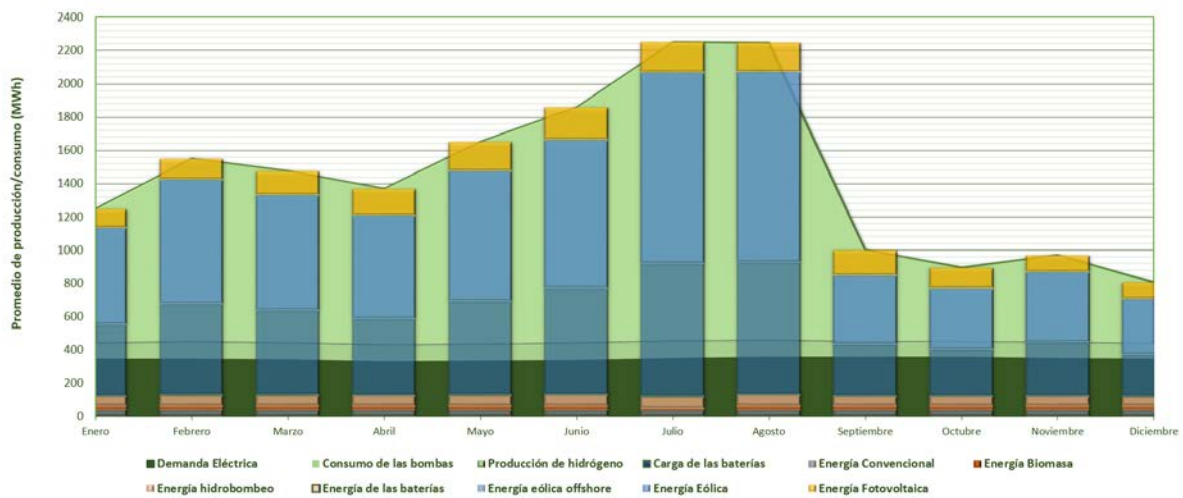


Ilustración 62. Demanda eléctrica y generación mensual de electricidad en Gran Canaria 2040

Para el año 2040 los únicos medios de generación térmica existentes en el sistema deberían ser los relativos a los motores accionados con hidrógeno. En cualquier caso, habría que aumentar las potencias disponibles tanto de esta tecnología como de las centrales de bombeo reversible conforme a lo mencionado anteriormente.

Los resultados en el año 2040 ponen de manifiesto que con el aumento de la producción renovable, el almacenamiento energético, ya sea en forma de centrales de bombeo reversible como a través del hidrógeno, sólo actuaría a modo de respaldo del sistema eléctrico controlando desviaciones de los medios de generación no gestionables. Quizás el aspecto más significativo es el aumento de las necesidades de producción y almacenamiento de hidrógeno, requiriéndose en este caso cerca de 53.000 tH₂ vinculadas a generación eléctrica. Para ello, se deberían instalar 375 MW en electrolizadores con una capacidad de almacenamiento de aproximadamente 6.300 m³ correspondientes con un uso del espacio de aproximadamente 2.700 m².

En la siguiente tabla se presenta la distribución de generación por tipos de unidades tanto para el año 2030 como para el año 2040.

Distribución de generación por tipos de unidades [Gran Canaria]				
Generadores	Año 2030		Año 2040	
	Energía [MWh]	Energía [%]	Energía [MWh]	Energía [%]
Ciclos Combinados	1.169.615	21%	0	0%
Grupos de Vapor	137.838	3%	0	0%
Grupos Diésel	485.783	9%	0	0%
Turbinas de gas (Gasoil)	2.155	0%	0	0%
Total convencional	1.795.391	33%	0	0%
Turbinas de gas (Hidrógeno)	15.000	0,3%	765.000	6%
Generación Eólica	2.041.490	37%	6.141.449	45%
Generación Fotovoltaica	504.556	9%	1.906.863	14%
Generación Eólica Offshore	657.040	12%	3.579.882	26%
Generación Biomasa	66.550	1%	169.874	1%
Generación geotérmica alta entalpía	0	0%	0	0%
Turbinación (hidrobombeo)	397.349	7%	1.192.047	9%
Descarga de baterías	2.931	0,1%	11.733	0,1%
Total renovables	3.684.916	67%	13.766.849	100%
Total	5.480.307	100%	13.766.849	100%

Tabla 94 Distribución de generación por tipos de unidades [Gran Canaria]

4.5.2 Tenerife

En la siguiente tabla se muestran la configuración del parque de generación de la isla de Tenerife para el horizonte temporal comprendido entre 2020 y 2040. Nuevamente, en la primera columna se presenta la generación térmica convencional actual y en la segunda las necesidades de nuevos grupos de categoría A para ir desmantelando aquellas unidades que van alcanzando el fin de su vida útil regulatoria.

Parque de generación eléctrica de Tenerife en el horizonte a 2040 [MW]												
Año	Térmica conv.	Nuevos Cat. A	Eólica		Fotovoltaica			Mini-hidráulica	Geotérmica de alta entalpía	Biomasa	Undimotriz	Termosolar
			On-shore	Off-shore	On-shore	Off-shore	Auto-consumo					
2022	722	20	195,7	0	116,5	0	38	1,2	0	2,2	0	0
2023	721,5	20	229,4	39,4	117	0	55,9	1,2	0	2,6	0	0
2024	721,5	20	229,4	39,4	142,6	4	76,4	1,2	0	2,9	0	0
2025	720,5	20	307	50	168,2	4	96,9	1,2	0	3,7	1	0
2026	711,82	20	359,3	66	203,2	5,4	123,7	1,32	0	4,2	1	0
2027	703,14	40	411,6	82	238,2	6,7	150,4	1,44	0	5	1	0
2028	694,46	60	463,9	98	273,2	8,1	177,2	1,56	0	5,9	1	0
2029	685,78	140	516,2	114	308,2	9,4	203,9	1,68	0	6,8	1	0
2030	677,1	200	568,5	130	343,2	10,8	230,7	1,8	20	7	2	0
2031	633,5	440	681,6	167,5	473,9	12,4	290,5	2,6	20	8,6	2,3	0
2032	589,9	490	794,8	205,1	604,6	14,0	350,3	2,6	20	9,4	2,6	0
2033	546,2	500	907,9	242,6	735,2	15,6	410,2	2,6	20	10,2	2,9	0
2034	502,6	520	1.021,1	280,1	865,9	17,3	470,0	2,6	20	11,1	3,2	0
2035	172,1	530	1.134,2	317,7	996,6	18,9	529,8	2,6	20	12,1	3,5	0
2036	172,1	670	1.247,4	355,2	1.127,3	20,5	589,7	2,6	20	13,1	3,8	0
2037	172,1	730	1.360,5	392,7	1.258,0	22,1	649,5	2,6	20	14,2	4,1	0
2038	117,5	750	1.473,7	430,2	1.388,6	23,8	709,3	2,6	20	15,3	4,4	0
2039	60,2	780	1.586,8	467,8	1.519,3	25,4	769,2	2,6	20	16,5	4,7	0
2040	0	800	1.700	505,3	1.650	27	829	2,6	20	17,8	5	0

Tabla 95 Parque de generación eléctrica de Tenerife en el horizonte a 2040 [MW]

La reducción en la potencia térmica convencional está supeditada a que se vayan instalando nuevas unidades. De no conseguirse este objetivo habrá que incrementar la vida útil regulatoria de aquellos grupos de generación gestionable que se encuentren en mejor estado.

De lo contrario podrían producirse problemas de desabastecimiento en momentos en los que la demanda se aproxime a valores punta. Esto será cada vez más probable con la entrada de nuevas demandas como las derivadas del vehículo eléctrico.

A diferencia de Gran Canaria, en la isla de Tenerife no está planificada la puesta en marcha de nuevos generadores que permitan hacer frente a la sustitución de las unidades que vencen su vida útil regulatoria antes del año 2030. De acuerdo con el estudio probabilístico de cobertura de demanda, para el año 2030 deberían instalarse 200 MW adicionales permitiendo reducir el parque de generación térmica convencional actual hasta los 486,48 MW. En este caso, los resultados en base a la optimización económica del modelo ISLA consideran viable mantener 677,1 MW de generación térmica convencional en el horizonte a dicho año a pesar del incumplimiento de la normativa en cuanto a su vida útil regulatoria. De esa forma, se necesitarían únicamente 10 MW de generadores de categoría A en el plazo al año 2030 para garantizar el suministro eléctrico en la isla.

Red Eléctrica de España ha valorado en los últimos años algunas alternativas como una central de bombeo reversible semejante a Chira – Soria en el municipio de Güímar, pero previsiblemente teniendo en cuenta los tiempos que se están manejando para el caso de Gran Canaria, no parece realista que dicha infraestructura pudiera estar operativa con anterioridad a 2030. Lo cierto es que, tal y como se demuestra, es necesario contar con nuevas unidades de generación que tengan la capacidad de aportar potencia síncrona al sistema y que, igualmente, estén alineados con los objetivos de descarbonización del sistema eléctrico en coherencia con los objetivos formulados a nivel europeo, nacional y regional.

La opción ideal, en este caso, es disponer antes del año 2030 de la mencionada central de bombeo reversible e incluso valorar alternativas que permitan incrementar la potencia de turbinación del sistema por encima de los 200 MW. En el camino hacia la descarbonización, antes del año 2040 debería contarse con una potencia instalada de categoría A equivalente a 800 MW, para lo cual deberían priorizarse sistemas de almacenamiento energético que clasificándose como de categoría A sean capaces de alcanzar ese objetivo. La opción del bombeo reversible es la más económica, pero naturalmente hay aspectos como los posibles impactos que hay que tratar. De no valorarse este tipo de alternativas, existiría riesgo de que no se cumplan los objetivos de descarbonización en la isla.

En el mejor de los casos se podría contar con la opción de bombeo de Güímar (idealmente 300 MW) e incluso podría ser posible la instalación de un segundo hidrobombeo para el 2040 entre El Tanque – Sibora (200 MW), o incluso tratar de llevar a cabo un proyecto de bombeo de agua de mar en la costa norte de la isla. En caso contrario, se deberían desarrollar las alternativas tecnológicas basadas en la geotermia o en el hidrógeno.

Como sucedía en Gran Canaria, aunque el uso de turbinas de gas alimentadas con hidrógeno sea posible, es conveniente apostar por otras alternativas más económicas y eficientes si hubiera posibilidad de ello. En el caso de Tenerife, las investigaciones que se han venido realizando desde los años 70, apuntan a la existencia de un gran potencial de energía geotérmica de alta entalpía en varias zonas de la isla tal como se puso de manifiesto en el apartado 4.1.4. No obstante, a pesar de que las exploraciones han mostrado resultados muy positivos, dicho potencial debe confirmarse con estudios de investigación. Para esta

investigación será necesario realizar sondeos requiriéndose una inversión de aproximadamente 3 M€ por sondeo (hasta 3 sondeos). Como se concluye en la hoja de ruta de la energía geotérmica, si como resultado de este estudio se confirmara el interés, y la zona de explotación se ubicara en una región donde la instalación de una central de geotermia fuera posible, se podría priorizar esta alternativa frente a cualquier otra, al ser la tecnología renovable de carácter gestionable de menor coste de explotación y con mayor rendimiento de las opciones barajadas. Lo recomendable es que el fluido geotérmico tenga una temperatura superior a 150 °C (aunque con 90 °C ya se podría utilizar un ciclo OCR) y que las condiciones de caudal y características físico-químicas del fluido geotérmico sean aceptables. La parte restante de la demanda que no pueda ser cubierta con centrales de bombeo reversible o geotermia de alta entalpía, deberá ser cubierta, necesariamente, con otras tecnologías como las turbinas de gas.

Por todo ello, en este análisis se propone la siguiente configuración.

Medios considerados para proveer la potencia adicional de Categoría A 2040 [Tenerife]		
Año	Descripción	Potencia (MW)
2030	Central de bombeo reversible Valle de Güimar (Alternativa A)	200
2030	Central de bombeo reversible El Tanque – Sibora (Alternativa B)	200
2032	3 x 35 Turbinas de gas + 150 MW electrolizador + Almacenamiento: 2.500 m ³	105
2035	Geotermia de alta entalpía*	200
2040	6 x 35 Turbinas de gas + 300 MW electrolizador + Almacenamiento: 5.000 m ³	210

* Requiere confirmación mediante sondeos de investigación

Tabla 96 Medios considerados para proveer la potencia adicional de Categoría A 2040 [Tenerife]

En la siguiente ilustración, se muestran las cifras globales de producción de energía eléctrica así como la demanda que es atendida no sólo para cubrir las necesidades del sector eléctrico sino también el almacenamiento de energía según los supuestos considerados para el año 2030.

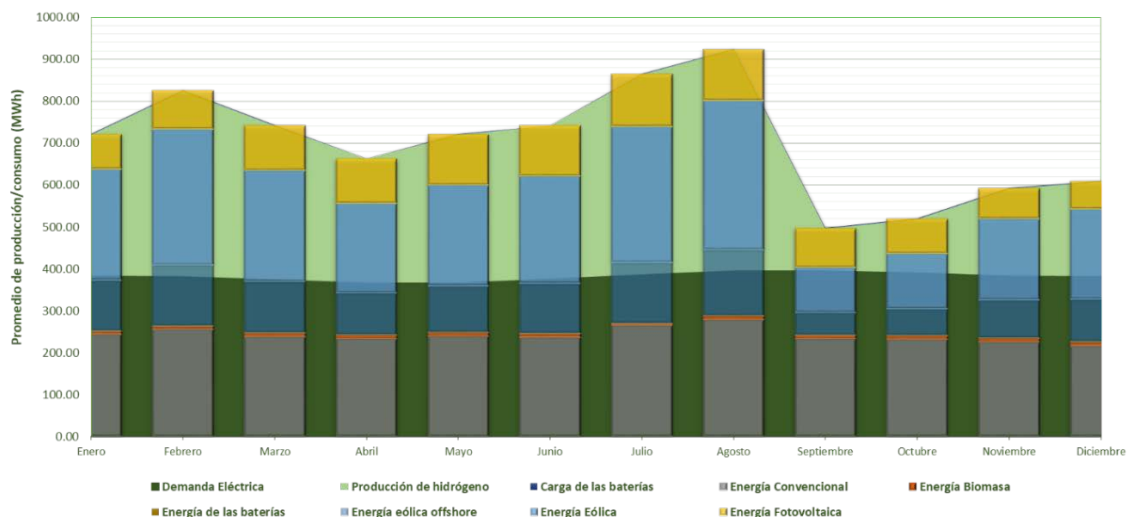


Ilustración 63. Demanda eléctrica y generación mensual de electricidad en Tenerife 2030

En la isla de Tenerife, con la configuración planteada para el año 2030 se lograría una cobertura de demanda eléctrica, mediante energías renovables, del 60,7%. El almacenamiento a nivel de usuario, asociado al autoconsumo fotovoltaico asciende a 407,7 MWh pero, como ya

se ha comentado, la energía acumulada en estos sistemas, normalmente, no se inyecta a la red sino que se consume en las propias viviendas o edificios a los que está asociado.

De los generadores térmicos convencionales, las unidades que continuarían aportando mayor cantidad de energía a la satisfacción de la demanda serían los ciclos combinados (1.382 GWh), seguidos de los grupos diésel (574 GWh) y las turbinas de vapor (163 GWh). Las turbinas de gas accionadas con hidrógeno podrían producir 30 GWh operando aproximadamente, tal y como se ha argumentado hasta ahora, 3.000 horas al año. Por su parte, si fuera viable la instalación de una central geotérmica de alta entalpía de 20 MW en la isla, podría aportar anualmente 164 GWh (el 3% de la generación total)

Para hacer posible la operación de la turbina de gas, sería necesaria una producción eléctrica de aproximadamente 170 GWh para accionar los electrolizadores que tendrían una producción total de 2.082 tH₂.

Nuevamente, las energías renovables no gestionables que más aportan al balance energético son la eólica seguida de la fotovoltaica. La importancia de la fotovoltaica, en este caso, es superior a la de Gran Canaria. Entre estas dos tecnologías se produciría aproximadamente 2.546 GWh.

Por otra parte, se muestran a continuación los valores medios mensuales del aporte de cada tecnología para satisfacer la demanda del sistema eléctrico de Tenerife en el año 2040.

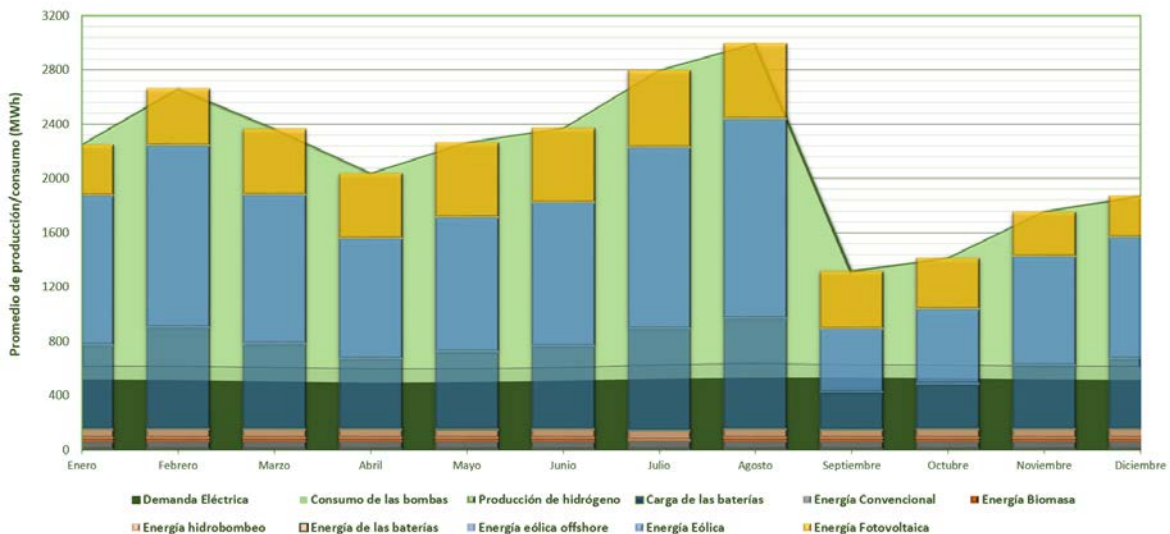


Ilustración 64. Demanda eléctrica y generación mensual de electricidad en Tenerife 2040

Para ese año, los generadores de categoría A deberían ser, en la medida de lo posible, tecnologías renovables basadas en soluciones de almacenamiento energético y geotermia. Se plantea disponer de una potencia total en hidrobombes de 200 MW, y, aproximadamente, 560 MW de potencia proveída con turbinas de gas alimentadas con hidrógeno verde. A estas dos tecnologías se le sumaría la central geotérmica de alta entalpía, instalada si fuera posible en el horizonte a 2030 y cuya potencia podría ampliarse en función de la disponibilidad del recurso geotérmico y las necesidades energéticas. De no alcanzarse estos objetivos, necesariamente habría que plantearse mantener grupos de generación térmica convencional o

incluso renovar los existentes ya que de otra forma no sería viable mantener las condiciones de seguridad y garantía del suministro eléctrico.

Si en Tenerife se instalara una central geotérmica de alta entalpía, ésta podría tener un papel fundamental en el aporte de generación gestionable. Por condiciones económicas esta tecnología debería ser priorizada frente a cualquier otra forma de generación base, dado que el LCOE de estos sistemas es bajo en comparación con otras tecnologías. Así pues, aunque por criterios de cobertura de demanda haya que disponer de otras opciones como motores y/o turbinas de gas, las horas anuales de funcionamiento serían bajas. Desde la perspectiva del sistema eléctrico, se estaría optando por las soluciones más eficientes en cada caso, pero esto haría peligrar la viabilidad económica de proyectos singulares con alto CAPEX, como las que suponen a día de hoy los sistemas de almacenamientos y, en especial, los basados en el hidrógeno verde.

En la siguiente tabla se presenta la distribución de generación por tipos de unidades tanto para el año 2030 como para el año 2040.

Distribución de generación por tipos de unidades [Tenerife]				
Generadores	Año 2030		Año 2040	
	Energía [MWh]	Energía [%]	Energía [MWh]	Energía [%]
Ciclos Combinados	1.381.999	25%	0	0%
Grupos de Vapor	162.867	3%	0	0%
Grupos Diésel	573.994	11%	0	0%
Turbinas de gas (Gasoil)	2.546	0%	0	0%
Total convencional	2.121.407	39%	0	0%
Turbinas de gas (Hidrógeno)	30.000	0,6%	1.050.000	7%
Generación Eólica	1.666.615	31%	4.983.888	35%
Generación Fotovoltaica	879.389	16%	4.227.907	30%
Generación Eólica Offshore	500.172	9%	1.944.130	25%
Generación Biomasa	66.550	1%	169.227	1%
Generación geotérmica alta entalpía	164.000	3%	164.000	1%
Turbinación (hidrobombeo)	0	0%	0	0%
Descarga de baterías	5.283	0,1%	11.221	0,1%
Total renovables	3.312.009	61%	12.550.373	100%
Total	5.433.416	100%	12.550.373	100%

Tabla 97 Distribución de generación por tipos de unidades [Tenerife]

4.5.3 Lanzarote

Se continúa el estudio con la isla de Lanzarote. Se muestra en la siguiente tabla la configuración del parque de generación eléctrica de la isla para el año 2040, consignándose en la primera columna la generación térmica convencional actual y en la segunda columna aquella potencia que debería ser instalada en el menor tiempo posible para poder ir sustituyendo aquellos grupos que van culminando su vida útil regulatoria.

Parque de generación eléctrica de Lanzarote en el horizonte a 2040 [MW]												
Año	Térmica conv.	Nuevos Cat. A	Eólica		Fotovoltaica			Mini-hidráulica	Geotérmica de alta entalpía	Biomasa	Undimotriz	Termo-solar
			On-shore	Off-shore	On-shore	Off-shore	Auto-consumo					
2022	181,4	80	67,0	0	9,1	0	4,2	0	0	2,1	0	0
2023	168,9	100	78,5	0	11,2	0	6,2	0	0	2,1	0	0
2024	168,9	95	91,8	0	13,65	0	8,5	0	0	2,1	0	0
2025	163,7	95	105,0	20	16,1	0	10,8	0	0	2,1	0	0
2026	157,6	90	122,9	26	19,44	0,6	13,8	0	0	2,1	0	0
2027	151,6	115	140,8	32	22,78	1,2	16,7	0	0	2,1	0	0

2028	145,5	115	158,7	38	26,12	1,8	19,7	0	0	2,1	0	0
2029	139,5	110	176,6	44	29,46	2,5	22,6	0	0	2,1	0	0
2030	133,4	110	194,5	50	32,8	3,1	25,6	0	0	2,1	1	0
2031	35,2	115	225,1	88,0	47,5	3,7	29,8	0	0	2,3	1,4	0
2032	0	140	255,6	126,0	62,2	4,3	34,1	0	0	2,5	1,8	0
2033	0	145	286,2	164,0	77,0	4,9	38,3	0	0	2,7	2,2	0
2034	0	145	316,7	202,0	91,7	5,6	42,6	0	0	2,9	2,6	0
2035	0	145	347,3	240,0	106,4	6,4	46,8	0	0	3,1	3,0	0
2036	0	150	377,8	278,0	121,1	7,2	51,0	0	0	3,4	3,4	0
2037	0	150	408,4	316,0	135,8	8,0	55,3	0	0	3,7	3,8	0
2038	0	155	438,9	354,0	150,6	8,9	59,5	0	0	4,0	4,2	0
2039	0	155	469,5	392,0	165,3	9,8	63,8	0	0	4,2	4,6	0
2040	0	160	500,0	430,1	180,0	10,8	68	0	0	4,6	5	0

Tabla 98 Parque de generación eléctrica de Lanzarote en el horizonte a 2040 [MW]

En Lanzarote no se han propuesto, hasta el momento, nuevos generadores que cumplan con las condiciones de generación renovable y que encajen como grupos de categoría A. En esta isla parece lógico pensar que las alternativas pasan únicamente por el uso del hidrógeno verde como medio para posibilitar el almacenamiento energético a gran escala. Las razones son las que se mencionan a continuación:

- **Posibilidades de centrales de bombeo reversible:** A priori no existirían opciones de almacenamiento mediante bombeos reversibles usando depósitos ya existentes ni las alternativas de bombeo de agua de mar que, aunque no se descartan, serían más limitadas que en otras islas donde en proximidades a la costa se alcanzan alturas muy altas (por encima de los 300 metros).
- **Posibilidades de centrales de geotermia de alta entalpía:** Aunque Lanzarote presenta un importante recurso geotérmico en zonas próximas a Timanfaya, este recurso no sería aprovechable en las potencias requeridas ya que se presentan anomalías de roca caliente seca superficial que no serían aprovechables con centrales geotérmicas convencionales. De los estudios desarrollados hasta la fecha, se ha concluido que debería apostarse por expandir la exploración fuera de la zona de Timanfaya pero no existen garantías de éxito.

Asumiendo que la única alternativa de categoría A con visos de ser técnicamente viable en la isla es el uso de generadores que incorporen turbinas de gas accionadas con hidrógeno, podría plantearse que los reemplazos de generadores actuales puedan usar este sistema, empezando en el horizonte a 2030 con un primer proyecto piloto, y sustituyendo progresivamente el resto de la generación fósil hasta lograr el objetivo deseado.

Para el 2030 deberían instalarse sobre 10 MW en turbinas de gas accionadas con hidrógeno, siempre y cuando se mantengan algunos generadores térmicos más allá de su vida útil regulatoria. Los resultados del modelo energético señalan la viabilidad de mantener hasta 133,4 MW en grupos térmicos, aunque ello implique no cumplir con la normativa pertinente. El resto de la potencia hasta alcanzar los 160 MW se pondría en funcionamiento en el horizonte 2031-2040, periodo en el que se considera que se reducirían los costes de las instalaciones relativas al uso del hidrógeno.

Por todo ello, en este análisis se propone la siguiente configuración a efectos de simulación.

Medios considerados para proveer la potencia adicional de Categoría A 2040 [Lanzarote]		
Año	Descripción	Potencia (MW)

2028	10 MW turbinas de gas + 15 MW electrolizador + Almacenamiento: 247 m³	10
2035	150 MW turbinas de gas + 221 MW electrolizador + Almacenamiento: 3.702 m³	150
2040	2,5 MW de biomasa de forma progresiva	2,5

Tabla 99 Medios considerados para proveer la potencia adicional de Categoría A 2040 [Lanzarote]

En la siguiente ilustración, se muestran las cifras globales de producción de energía eléctrica así como la demanda que es atendida no sólo para cubrir las necesidades del sector eléctrico sino también el almacenamiento de energía según los supuestos considerados para el año 2030.

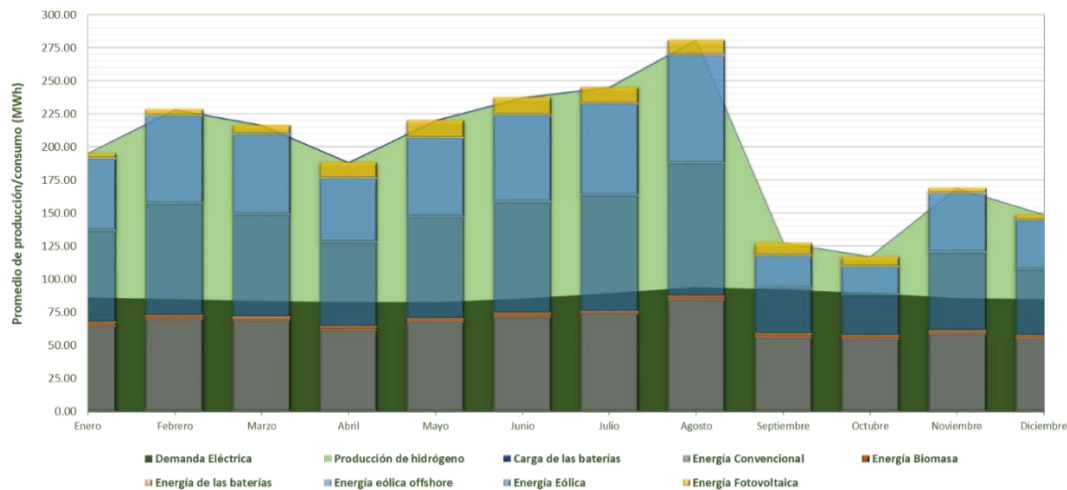


Ilustración 65. Demanda eléctrica y generación mensual de electricidad en Lanzarote 2030

La cobertura de demanda eléctrica mediante energías renovables sería en este caso del 61,7%. En este caso el almacenamiento a nivel de usuario asociado al autoconsumo fotovoltaico, aunque no participa en el balance energético insular, es de 36,72 MWh. La alta producción de energía renovable permite que se produzcan, además de la cobertura de demanda indicada, 13.577 tH₂, a partir de una potencia de 74,6 MW de electrolizadores instalados, la mayoría aplicados para la demanda del transporte y sólo una pequeña parte (2.082 tH₂) sería necesaria para la gestión y ajuste del suministro eléctrico en las puntas de demanda de la isla.

Para el año 2030 los 10 MW de turbinas de gas permitirían producir en torno a 30 GWh operando durante 3.000 horas anuales. Para poder producir el hidrógeno necesario debería disponerse de una potencia total de electrolizadores de 15 MW. El espacio usado para este fin rondaría los 270 m². Adicionalmente, se debería disponer de una capacidad de almacenamiento de hidrógeno de aproximadamente 247 m³ para lo que se necesitarían otros 135 m² de espacio para la instalación de tanques de hidrógeno en alta presión (350 bares).

Los electrolizadores tendrían una demanda de total de 121 GWh/año, requiriéndose la instalación de aproximadamente 50 MW en eólica y 16 MW en fotovoltaica vinculadas a los mismos.

En términos de producción global, la generación mediante grupos términos convencionales seguiría siendo importante con un valor que rondaría el 37% de la producción total de energía para el mismo año.

En la siguiente ilustración, se muestran los valores medios mensuales de la contribución de cada tecnología para cubrir la demanda del sistema eléctrico de Lanzarote para el año 2040.

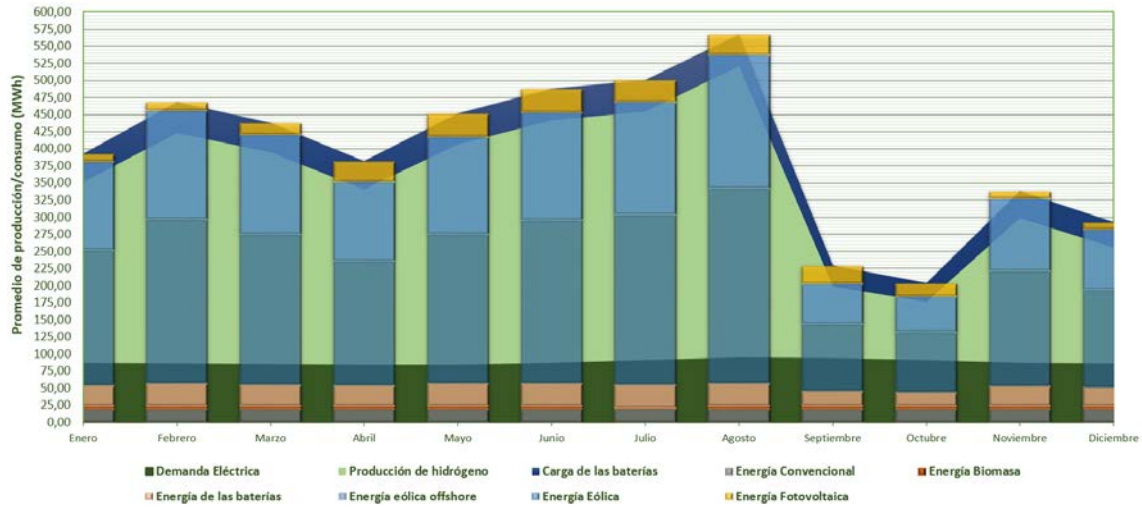


Ilustración 66. Demanda eléctrica y generación mensual de electricidad en Lanzarote 2040

Para el final del horizonte de descarbonización, habría que instalar otros 150 MW de turbinas de gas accionadas con hidrógeno, así como sus sistemas auxiliares asociados entre los que se incluyen las instalaciones de producción de hidrógeno y almacenamiento. Estos medios de generación serían de respaldo actuando únicamente en momentos en los cuales hubiera que corregir desviaciones de producción que no pudieran ser atendidas con el resto de la generación renovable. La disminución en el tamaño máximo de grupo también permitiría ser más flexibles para mantener grupos en estado inactivo cuando no se requiriese su uso. Este modo de operación hace que la inversión en estos generadores no se recupere de manera tan rápida que como si los generadores operaran siempre que fuera posible a régimen nominal, pero es la solución óptima desde el punto de vista energético porque se aspira a que toda la energía producida sea preferentemente consumida a ser almacenada donde la eficiencia encadenada del proceso motiva una pérdida de rendimiento global.

Para el año 2040 la principal fuente de carácter gestionable sería el uso del almacenamiento energético basado en hidrógeno verde. Los 160 MW de motores de gas accionados con dicho hidrógeno tendrían un consumo anual de 33.305 tH₂, asumiendo que serían totalmente operadas con este combustible y sólo para atender puntas de demanda o para prestar servicios complementarios de ajuste al sistema. Para disponer de esta cantidad de hidrógeno se requeriría de aproximadamente 295 MW de potencia para la electrólisis del agua, ocupando un espacio total de 2.700 m² y necesitando, además, una capacidad de almacenamiento de 3.949 m³ y 1.710 m² de espacio disponible para instalar los tanques de alta presión (350 bares).

En la siguiente tabla se presenta la distribución de generación por tipos de unidades tanto para el año 2030 como para el año 2040.

Distribución de generación por tipos de unidades [Lanzarote]				
Generadores	Año 2030		Año 2040	
	Energía [MWh]	Energía [%]	Energía [MWh]	Energía [%]
Ciclos Combinados	0	0%	0	0%

Grupos de Vapor	0	0%	0	0%
Grupos Diésel	548.137	36%	0	0%
Turbinas de gas (Gasoil)	25.367	2%	0	0%
Total convencional	573.504	37%	0	0%
Turbinas de gas (Hidrógeno)	30.000	2%	480.000	11%
Generación Eólica	631.806	41%	1.624.045	36%
Generación Fotovoltaica	78.842	5%	432.670	10%
Generación Eólica Offshore	198.431	13%	1.706.507	38%
Generación Biomasa	17.690	1%	38.409	1%
Generación geotérmica alta entalpía	0	0%	0	0%
Turbinación (hidrobombeo)	0	0%	0	0%
Descarga de baterías	4.442	0,3%	257.553	6%
Total renovables	961.211	63%	4.539.184	100%
Total	1.534.715	100%	4.539.184	100%

Tabla 100 Distribución de generación por tipos de unidades [Lanzarote]

4.5.4 Fuerteventura

A continuación se presentan los datos de partida para la isla de Fuerteventura aplicándose las mismas bases técnicas que para las otras islas valoradas hasta el momento.

Parque de generación eléctrica de Fuerteventura en el horizonte a 2040 [MW]												
Año	Térmica conv.	Nuevos Cat. A	Eólica		Fotovoltaica			Mini-hidráulica	Geotérmica de alta entalpía	Biomasa	Undimotriz	Termo-solar
			On-shore	Off-shore	On-shore	Off-shore	Auto-consumo					
2022	150,7	70	66	0	21,5	0	4,7	0	0	0,3	0	0
2023	150,6	70	77,4	0	26,6	0	6,9	0	0	0,4	0	0,0
2024	150,6	70	90,45	10	32,4	0	9,45	0	0	0,4	0	1,7
2025	133,8	85	103,5	20	38,2	1,5	12	0	0	0,6	0	2,2
2026	126,6	90	121,1	26,0	46,1	1,9	15,3	0	0	0,7	0	2,8
2027	119,4	90	138,8	32,0	54,1	2,4	18,6	0	0	0,8	0	3,4
2028	112,2	90	156,4	38,0	62,0	2,8	21,9	0	0	0,9	0	3,0
2029	105	90	174,1	44,0	69,9	3,3	25,2	0	0	1,0	0	6,0
2030	97,8	90	191,7	50	77,9	3,7	28,5	0	0	1,1	0	5,6
2031	97,8	115	232,5	88,5	100,1	3,8	38,0	0	0	1,2	0,1	5,4
2032	97,8	115	273,4	127,0	122,3	4,0	47,6	0	0	1,3	0,2	5,2
2033	97,8	115	314,2	165,5	144,5	4,1	57,1	0	0	1,5	0,3	4,9
2034	97,8	115	355,0	204,0	166,7	4,2	66,7	0	0	1,6	0,4	4,7
2035	81,5	120	395,8	242,5	188,9	4,3	76,2	0	0	1,8	0,5	4,4
2036	65,2	120	436,7	281,0	211,2	4,5	85,8	0	0	2,0	0,6	4,2
2037	48,9	120	477,5	319,5	233,4	4,6	95,3	0	0	2,1	0,7	3,9
2038	32,6	125	518,3	358,0	255,6	4,7	104,9	0	0	2,3	0,8	3,6
2039	16,3	125	559,2	396,5	277,8	4,9	114,4	0	0	2,5	0,9	3,3
2040	0	130	600	435	300	5	124	0	0	2,7	1	2,9

Tabla 101 Parque de generación eléctrica de Fuerteventura en el horizonte a 2040 [MW]

Las condiciones particulares de Fuerteventura son muy parecidas a las que existen en Lanzarote, en cuanto a las características de su parque de generación térmica convencional (antigüedad, tipología, potencia, etc).

En la isla de Fuerteventura se vuelven a dar condiciones inadecuadas para la puesta en marcha de sistemas de almacenamiento energético a gran escala a través de centrales de bombeo reversible. En este caso sí puede existir mayor interés en algunas zonas para centrales de bombeo reversible de agua de mar pero, las de mayor interés por condiciones de cota de altura de la posible ubicación del embalse superior, se ubican fundamentalmente en la vertiente oeste donde la conexión eléctrica a red de media tensión no es posible sin la instalación de refuerzos de conexión de considerable importancia.

Se plantean, por tanto, en este caso, soluciones basadas en turbinas de gas. Como en el caso de Lanzarote, para el 2030 bastaría con instalar una turbina de gas accionada con hidrógeno, esta vez de 20 MW. El resto de la potencia hasta alcanzar los 130 MW se pondría en funcionamiento en el período temporal 2031-2040. Así pues, en este análisis se propone la siguiente configuración a efectos de simulación.

Medios considerados para proveer la potencia adicional de Categoría A 2040 [Fuerteventura]		
Año	Descripción	Potencia (MW)
2030	20 MW turbinas de gas + 29 MW electrolizador + Almacenamiento: 494 m ³	20
2030	1,1 MW de biomasa de forma progresiva	1,1
2035	50 MW turbinas de gas + 74 MW electrolizador + Almacenamiento: 1.234 m ³	50
2038	55 MW turbinas de gas + 81 MW electrolizador + Almacenamiento: 1.358 m ³	55
2040	1,7 MW adicionales de biomasa de forma progresiva	1,7

Tabla 102 Medios considerados para proveer la potencia adicional de Categoría A 2040 [Fuerteventura]

Se muestra en la siguiente ilustración las cifras globales de producción de energía eléctrica así como la demanda que es atendida no sólo para cubrir las necesidades del sector eléctrico sino también el almacenamiento de energía según los supuestos considerados para el año 2030.

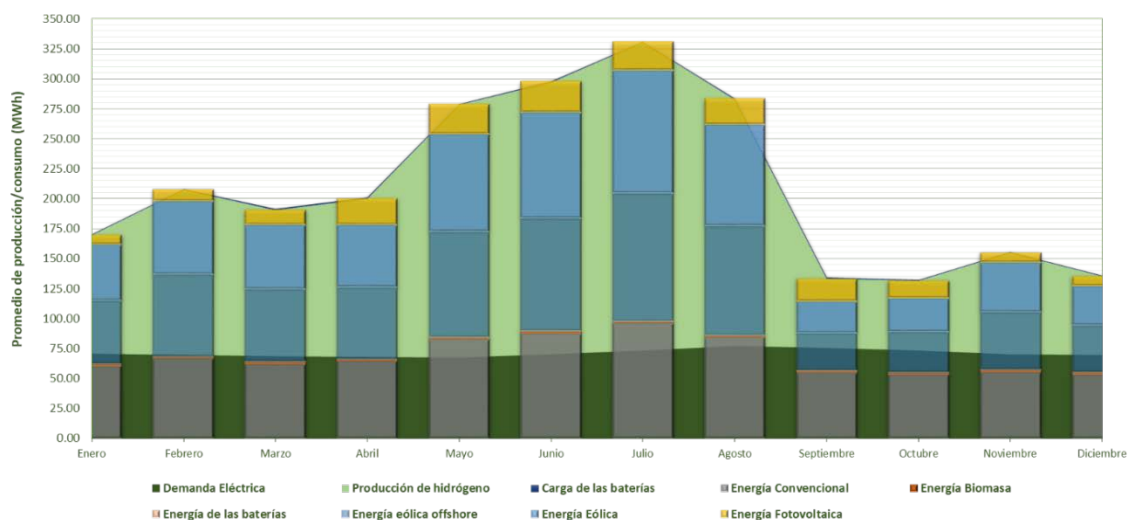


Ilustración 67. Demanda eléctrica y generación mensual de electricidad en Fuerteventura 2030

La cobertura de demanda eléctrica mediante energías renovables sería para esta isla del 60,97%. En este caso no se cuenta con sistemas de almacenamiento a gran escala, solo a nivel de redes (mostrado en la tabla anterior), y a nivel de usuario asociado al autoconsumo fotovoltaico (46,17 MWh). La alta producción de energía renovable, resultado de la importante potencia propuesta, permite que se produzcan, además de la cobertura de demanda indicada, 17.181 toneladas de hidrógeno, a partir de una potencia de 94,4 MW de electrolizadores instalados.

Los 20 MW instalados en Fuerteventura de turbinas de gas para 2030 permitirían producir 60GWh operándose estos generadores durante 3.000 horas, tal y como se ha supuesto hasta ahora al considerar que serían totalmente operadas con este combustible y sólo para atender puntas de demanda o para prestar servicios complementarios de ajuste al sistema. En este caso se requeriría una mayor cantidad de hidrógeno que rondaría en torno a los 4.163 tH₂, bajo las premisas aquí estipuladas. Con esta cantidad de hidrógeno habría que alcanzar una potencia de electrolización de 29 MW. El área ocupada por estas instalaciones sería de 540 m².

Adicionalmente, se debería disponer de una capacidad de almacenamiento de hidrógeno de, aproximadamente, 494 m³ para lo que se necesitarían otros 225 m² de espacio para la instalación de los tanques de almacenamiento de hidrógeno en alta presión (350 bares).

Los mencionados electrolizadores tendrían una demanda eléctrica total de 242 GWh, requiriéndose la instalación de aproximadamente 100 MW en eólica y 31 MW en fotovoltaica en aquel supuesto en el que toda la producción de estas instalaciones se destine, en exclusiva, a producir hidrógeno verde. Si por el contrario el sistema operara sólo con vertidos, el tamaño de estos parques de generación renovable debería ser superior.

Los valores medios mensuales del aporte de cada tecnología a la satisfacción de la demanda del sistema eléctrico de Fuerteventura para el año 2040, son los siguientes.

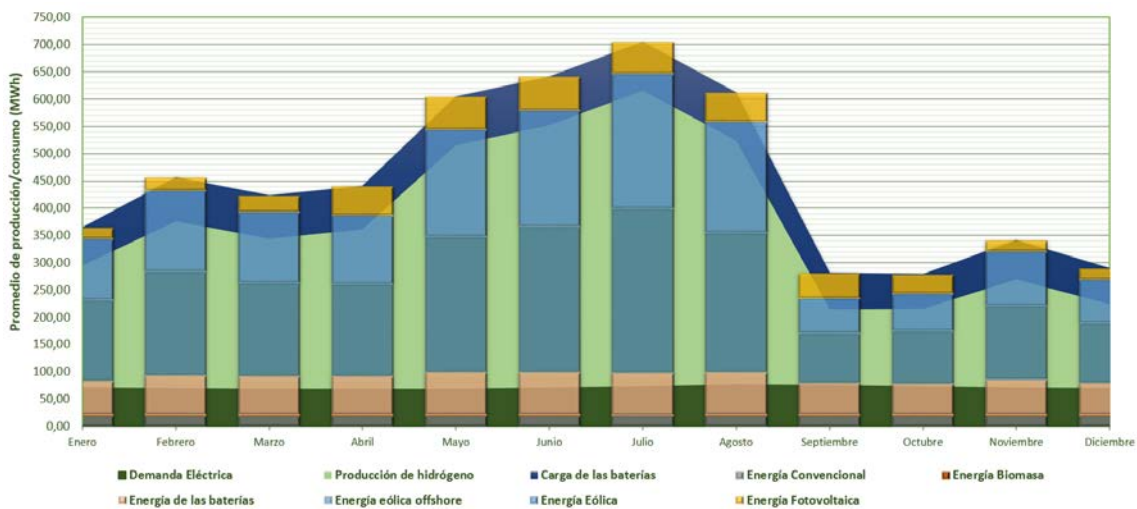


Ilustración 68. Demanda eléctrica y generación mensual de electricidad en Fuerteventura 2040

En 2040 será clave ampliar el uso del almacenamiento de hidrógeno y la producción de electricidad mediante motores de gas accionados con este combustible. Si se instalara un total de 127 MW en motores de gas en el horizonte a dicho año, estos sistemas podrían operar durante, aproximadamente, 3.000 horas al año en control de desviaciones de producción renovable. Para soportar esta operación se necesitarían 26.436 tH₂ que se produciría a través de 187 MW de electrolizadores. Estos electrolizadores requerirían un uso del espacio de 2.160 m² a los cuales habría que sumar otros 1.350 m² necesarios para instalar los tanques de almacenamiento a 350 bares (3.135 m³).

En la siguiente tabla se presenta la distribución de generación por tipos de unidades tanto para el año 2030 como para el año 2040.

Distribución de generación por tipos de unidades [Fuerteventura]				
Generadores	Año 2030		Año 2040	
	Energía [MWh]	Energía [%]	Energía [MWh]	Energía [%]
Ciclos Combinados	0	0%	0	0%
Grupos de Vapor	0	0%	0	0%
Grupos Diésel	564.479	35%	0	0%
Turbinas de gas (Gasoil)	39.007	2%	0	0%
Total convencional	603.486	37%	0	0%
Turbinas de gas (Hidrógeno)	60.000	4%	390.000	8%
Generación Eólica	599.558	37%	1.876.600	40%
Generación Fotovoltaica	149.116	9%	574.414	12%

Generación Eólica Offshore	186.133	12%	1.619.357	35%
Generación Biomasa	10.109	1%	25.804	1%
Generación geotérmica alta entalpía	0	0%	0	0%
Turbinación (hidrobombeo)	0	0%	0	0%
Descarga de baterías	4.638	0,3%	204.333	4%
Total renovables	1.009.554	63%	4.690.508	100%
Total	1.613.040	100%	4.690.508	100%

Tabla 103 Distribución de generación por tipos de unidades [Fuerteventura]

4.5.5 La Palma

Se expone ahora la alternativa evaluada para la isla de La Palma aplicándose las mismas bases técnicas que para las otras islas.

Parque de generación eléctrica de La Palma en el horizonte a 2040 [MW]												
Año	Térmica conv.	Nuevos Cat. A	Eólica		Fotovoltaica			Mini-hidráulica	Geotérmica de alta entalpía	Biomasa	Undi-motriz	Termo-solar
			On-shore	Off-shore	On-shore	Off-shore	Auto-consumo					
2022	69,2	2	19,6	0	7,9	0	1,7	0,8	0	0,1	0	0
2023	69,2	2	22,9	0	9,7	0	2,5	0,8	0	0,1	0	0
2024	69,15	2	26,8	0	11,85	0	3,45	0,8	0	0,1	0	0
2025	69,1	2	30,7	0	14	0	4,4	0,8	0	0,2	0	0
2026	66,2	12	35,9	0	16,9	0	5,6	0,8	0	0,2	0	0
2027	63,3	12	41,2	0	19,8	0,8	6,8	0,8	0	0,3	0	0
2028	60,4	22	46,4	0	22,7	0,9	8,0	0,8	0	0,3	0	0
2029	57,5	32	51,6	0	25,6	0,9	9,2	0,8	0	0,3	0	0
2030	54,6	32	56,8	0	28,6	0,9	10,4	0,8	10	0,4	0	0
2031	54,6	38	66,2	2,0	35,2	1,1	13,9	0,8	10	0,4	0,1	0
2032	54,6	52	75,5	4,0	41,8	1,3	17,5	0,8	10	0,4	0,2	0
2033	54,6	52	84,8	6,0	48,5	1,5	21,0	0,8	10	0,5	0,3	0
2034	21	54	94,1	8,0	55,1	1,7	24,5	0,8	10	0,5	0,4	0
2035	21	54	103,4	10,0	61,8	1,9	28,0	0,8	10	0,6	0,5	0
2036	21	56	112,7	12,0	68,4	2,2	31,5	0,8	10	0,7	0,6	0
2037	21	58	122,1	14,0	75,1	2,4	35,0	0,8	10	0,7	0,7	0
2038	21	60	131,4	16,0	81,7	2,7	38,6	0,8	10	0,8	0,8	0
2039	21	62	140,7	18,0	88,4	3,0	42,1	0,8	10	0,8	0,9	0
2040	0	64	150,0	20	95,0	3,2	45,6	0,8	10	0,9	1	0

Tabla 104 Parque de generación eléctrica de La Palma en el horizonte a 2040 [MW]

En la isla de La Palma sí existen opciones de potenciar una central de bombeo reversible con potencias lo suficientemente adecuadas como para contribuir de manera significativa a los objetivos de descarbonización de la isla. Quizás, las opciones de mayor interés serían las de Gánico – Vicario y la de Laguna de Barlovento – Adeyahaman. En la primera alternativa, teniendo en cuenta el salto de agua previsto, podría considerarse realista instalar turbinas Francis donde la potencia podría ascender a 40 MW. Para la opción de Laguna de Barlovento – Adeyahaman el salto de agua sería de menor importancia pero podrían alcanzarse los 20 MW distribuidos en dos grupos de capacidad similar.

En La Palma también existen opciones de llevar a cabo la puesta en marcha de una central de geotermia de alta entalpía, si bien los estudios desarrollados hasta el momento en esta isla no son concluyentes (fase de exploración aún muy prematura). También sería necesario el desarrollo de una campaña de investigación con sondeos en los flancos que parten desde Cumbre Vieja hacia el sur. En cualquier caso, no sólo existe potencial térmico sino que la presencia de infiltraciones de agua hace prever que el recurso geotérmico sí sería explotable. Una única central geotérmica podría ser capaz de cubrir los 64 MW de potencia de categoría A requerida en la isla en el horizonte a 2040 y, por tanto, sería la opción prioritaria. No obstante,

dado que aún no se ha confirmado el potencial real, ni su viabilidad técnico-económica, lo más aconsejable sería potenciar, al menos, uno de los dos hidrobombes mencionados.

Si por condiciones relacionadas con la viabilidad medioambiental no fuera posible explotar cualquiera de las tres opciones anteriormente mencionadas, podría tantearse una propuesta de bombeo reversible usando agua de mar o, en último instancia, las alternativas de hidrógeno verde, a pesar de que la eficiencia de estas últimas es mucho menor que el resto de opciones.

En cualquier caso, tal y como indican los resultados del modelo energético, a pesar de que a partir de 2032 toda la potencia térmica instalada actualmente en la isla vencería su vida útil regulatoria, deberían mantenerse 54,6 MW hasta 2033 y 21 MW hasta 2039 con el fin de garantizar el suministro eléctrico a la par que se desarrollan e implementan las alternativas renovables.

Conforme a lo mencionado, se traza el siguiente esquema de simulación.

Medios considerados para proveer la potencia adicional de Categoría A 2040 [La Palma]		
Año	Descripción	Potencia (MW)
2030	Geotermia de alta entalpia*	10
2030	0,4 MW de biomasa de forma progresiva	0,4
2034	Central de bombeo reversible Gánico – Vicario	40
2040	Central de bombeo reversible Laguna de Barlovento – Adeyahaman	20
2040	0,5 MW de biomasa de forma progresiva	0,5

* Requiere confirmación mediante sondeos de investigación

Tabla 105 Medios considerados para proveer la potencia adicional de Categoría A 2040 [La Palma]

Las cifras globales de producción de energía eléctrica así como la demanda que es atendida no sólo para cubrir las necesidades del sector eléctrico sino también el almacenamiento de energía según los supuestos considerados para el año 2030, son las siguientes:

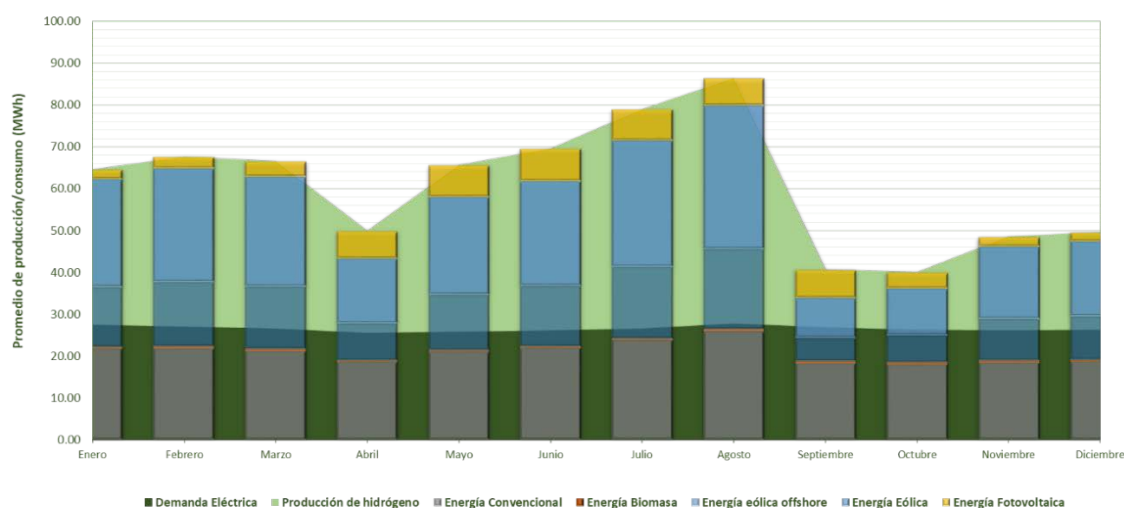


Ilustración 69. Demanda eléctrica y generación mensual de electricidad en La Palma 2030. Alternativa 1

La cobertura de demanda eléctrica mediante energías renovables alcanzaría en este caso el 60,19%. En la isla de La Palma tampoco se contaría con sistemas de almacenamiento a gran escala, disponiéndose únicamente de almacenamiento a nivel de redes y a nivel de usuario asociado al autoconsumo fotovoltaico (9,37 MWh).

A continuación, se muestran los valores medios mensuales con los que cada tecnología contribuye a la satisfacción de la demanda del sistema eléctrico de La Palma para el año 2040.

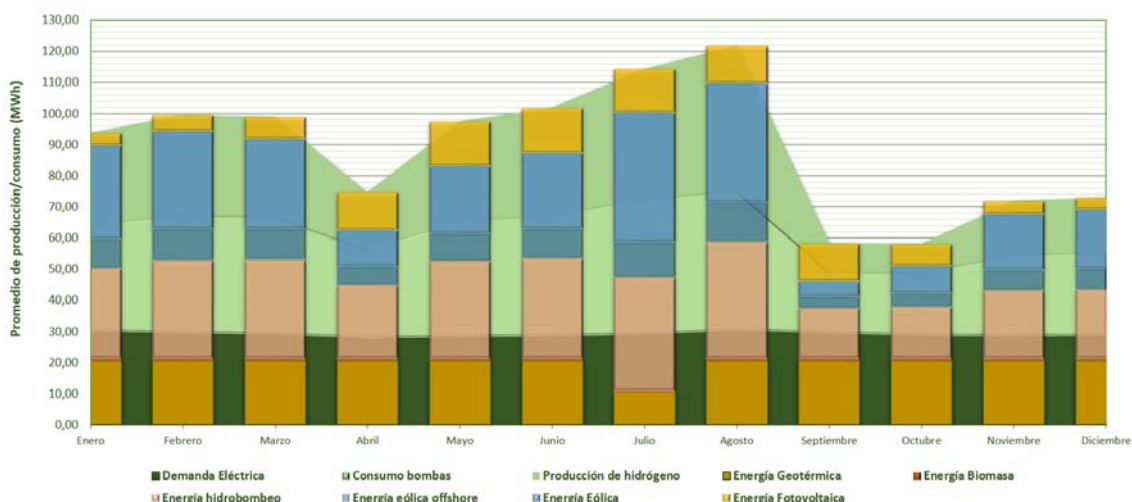


Ilustración 70. Demanda eléctrica y generación mensual de electricidad en La Palma 2040

En 2040 podría contarse no sólo con la central geotérmica planteada para 2030 (en el caso de que los estudios de exploración e investigación acaben concluyendo la viabilidad técnica de dicha inversión) sino también con la central de bombeo reversible de Gánico – Vicario, cuya potencia alcanzaría los 40 MW y debería instalar a más tardar en 2034, y la central Laguna de Barlovento - Adeyahaman, que con sus 20 MW posibilitaría la cobertura de demanda y garantía de suministro eléctrico en el horizonte a 2040. La central geotérmica prácticamente mantendría los niveles de producción de 2030 proveyendo generación base al sistema eléctrico, controlando, con el sistema de hidrobombeo, las desviaciones de la generación renovable no gestionable. Este sistema de hidrobombeo aportaría anualmente 241 GWh operando gracias a la energía renovable de parques eólicos y plantas fotovoltaicas que no pueda inyectarse directamente a la red por cuestiones de estabilidad. En este supuesto, como para el resto de islas, la cobertura de demanda eléctrica mediante energías renovables sería del 100%.

En la siguiente tabla se presenta la distribución de generación por tipos de unidades tanto para el año 2030 como para el año 2040.

Distribución de generación por tipos de unidades [La Palma]				
Generadores	Año 2030		Año 2040	
	Energía [MWh]	Energía [%]	Energía [MWh]	Energía [%]
Ciclos Combinados	0	0%	0	0%
Grupos de Vapor	0	0%	0	0%
Grupos Diésel	183.513	44%	0	0%
Turbinas de gas (Gasoil)	0	0%	0	0%
Total convencional	183.513	44%	0	0%
Turbinas de gas (Hidrógeno)	0	0%	0	0%
Generación Eólica	135.337	32%	357.190	41%
Generación Fotovoltaica	43.193	10%	143.696	16%
Generación Eólica Offshore	0	0%	72.540	8%
Generación Biomasa	3.370	1%	8.602	1%
Generación geotérmica alta entalpía	52.000	12%	52.000	6%
Turbinación (hidrobombeo)	0	0%	241.194	28%
Descarga de baterías	0	0%	0	0%

Total renovables	233.900	56%	875.222	100%
Total	417.413	100%	875.222	100%

Tabla 106 Distribución de generación por tipos de unidades [La Palma]

4.5.6 La Gomera

Para La Gomera la distribución de potencia por año y tecnología es la que se muestra en la siguiente tabla.

Parque de generación eléctrica de La Gomera en el horizonte a 2040 [MW]												
Año	Térmica conv.	Nuevos Cat. A	Eólica		Fotovoltaica			Mini-hidráulica	Geotérmica de alta entalpía	Biomasa	Undimotriz	Termo-solar
			On-shore	Off-shore	On-shore	Off-shore	Auto-consumo					
2022	9,3	4	5,2	0	1,3	0	0,3	0	0	0,1	0	0
2023	9,3	4	6,1	0	1,5	0	0,4	0	0	0,1	0	0
2024	8	4	7,15	0	1,9	0	1,4	0	0	0,15	0	0
2025	6,7	8	8,2	0	2,2	0	0,7	0	0	0,2	0	0
2026	6,1	8	9,6	0	2,7	0	0,9	0	0	0,2	0	0
2027	5,4	8	11,0	0	3,1	0	1,1	0	0	0,3	0	0
2028	4,8	8	12,3	0	3,6	0	1,3	0	0	0,3	0	0
2029	4,1	8	13,7	0	4,0	0	1,5	0	0	0,3	0	0
2030	3,5	8	15,1	0	4,5	0,9	1,7	0	0	0,4	0	0
2031	3,15	13	16,6	1,2	5,6	1,0	2,2	0	0	0,4	0,1	0
2032	2,8	13	18,1	2,4	6,6	1,1	2,8	0	0	0,4	0,2	0
2033	2,45	14	19,6	3,6	7,7	1,2	3,4	0	0	0,5	0,3	0
2034	2,1	14	21,1	4,8	8,7	1,4	3,9	0	0	0,5	0,4	0
2035	1,75	14	22,6	6,0	9,8	1,5	4,5	0	0	0,6	0,5	0
2036	1,4	14	24,0	7,2	10,8	1,6	5,0	0	0	0,7	0,6	0
2037	1,05	15	25,5	8,4	11,9	1,7	5,6	0	0	0,7	0,7	0
2038	0,7	15	27,0	9,6	12,9	1,8	6,2	0	0	0,8	0,8	0
2039	0,35	15	28,5	10,8	14,0	1,9	6,7	0	0	0,8	0,9	0
2040	0	15	30	12	15	2	7,3	0	0	0,9	1	0

Tabla 107 Parque de generación eléctrica de La Gomera en el horizonte a 2040 [MW]

En primer lugar, cabe destacar que si finalmente se realiza la interconexión eléctrica entre la Gomera y Tenerife, la estabilidad de la isla, incluso en escenarios de alta penetración de EERR, estaría garantizada.

En una primera fase, la propia interconexión sería mucho más que suficiente para mantener el suministro. Los grupos diésel actuales podrían mantenerse a modo de respaldo para contingencias de pérdida N-2 relativas a la desconexión de los dos enlaces con la isla de Tenerife. En cualquier caso, dado el tamaño del sistema, podrían plantearse modelos de generación distribuida que, ante fallos como el mencionado anteriormente, las propias baterías asociadas a centros de transformación del sistema eléctrico sean capaces de responder pasando de una fuente de intensidad (las baterías siguen los niveles de tensión y frecuencia del sistema eléctrico y aportan corriente) a fuente de tensión (en este caso las propias baterías fijan las referencias de tensión y frecuencia pudiendo operar en asilado). Este modelo sería suficiente y no se necesitarían unidades de generación extra para aportar servicios complementarios de ajuste al sistema.

De modo alternativo se podría proponer algún salto de agua o incluso la instalación de nuevas turbinas de gas accionadas con hidrógeno pero, nuevamente, no serían las opciones ideales para esta isla ya que **la interconexión eléctrica es la solución más competitiva y la alternativa de multi-microgrids podría ser suficiente para poder asegurar completamente el suministro eléctrico del sistema.**

Medios considerados para proveer la potencia adicional de Categoría A 2040 [La Gomera]		
Año	Descripción	Potencia (MW)
2030	Interconexión eléctrica con Tenerife	15
2040	Multi-Microgrids	15

Tabla 108 Medios considerados para proveer la potencia adicional de Categoría A 2040 [La Gomera]

Se muestra en la siguiente ilustración las cifras globales de producción de energía eléctrica para el año 2030.

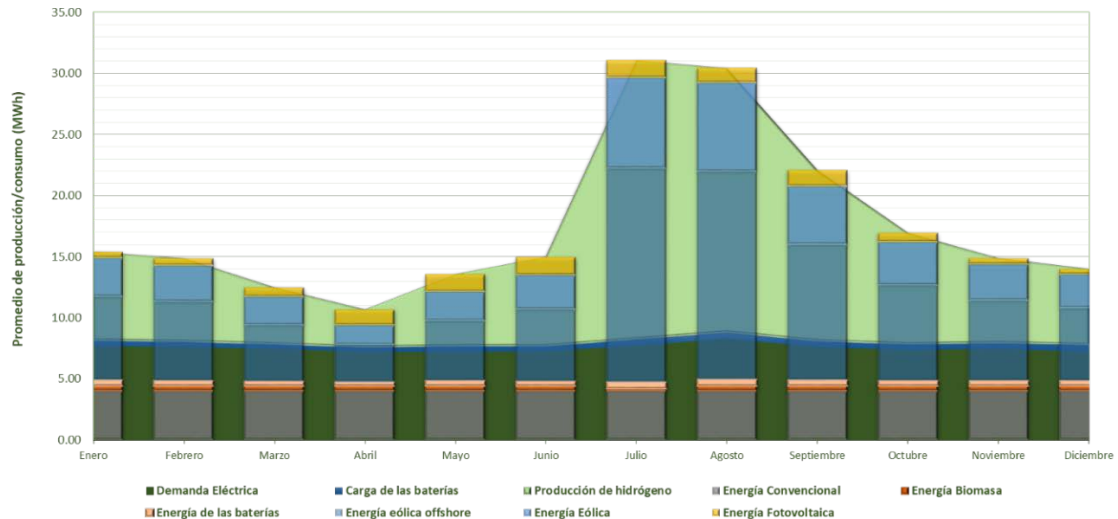


Ilustración 71. Demanda eléctrica y generación mensual de electricidad en La Gomera 2030. Alternativa 1

En la isla de La Gomera la cobertura de demanda mediante energías renovables rondaría el 73% teniendo en cuenta la interconexión eléctrica en el año 2030. De la energía que proviene de Tenerife, se considera el mismo porcentaje de cobertura de demanda eléctrica mediante energías renovables que se asume para esa isla. En La Gomera se prevé la instalación de varios parques eólicos que harán que parte de la producción renovable de la isla deba exportarse a Tenerife para no aplicar políticas de corte. En cualquier caso, en el futuro, con la electrificación del transporte e incluso con la posible producción de hidrógeno verde para atender demandas de vehículos pesados, parte de esa energía que inicialmente sería exportada servirá para cubrir estas demandas, alcanzándose cifras de cobertura de demanda, mediante energías renovables, del 83,9%. En términos anuales, la energía eólica terrestre y la offshore serían las renovables con mayor participación en la cobertura de demanda de la isla, con un 41,0% y un 21,2%, respectivamente.

No obstante, en 2030 se seguirían necesitando, aproximadamente, 35 GWh de energía producida con los grupos diésel.

Los valores medios mensuales del aporte de cada tecnología a la satisfacción de la demanda del sistema eléctrico de La Gomera para el año 2040, son los siguientes:

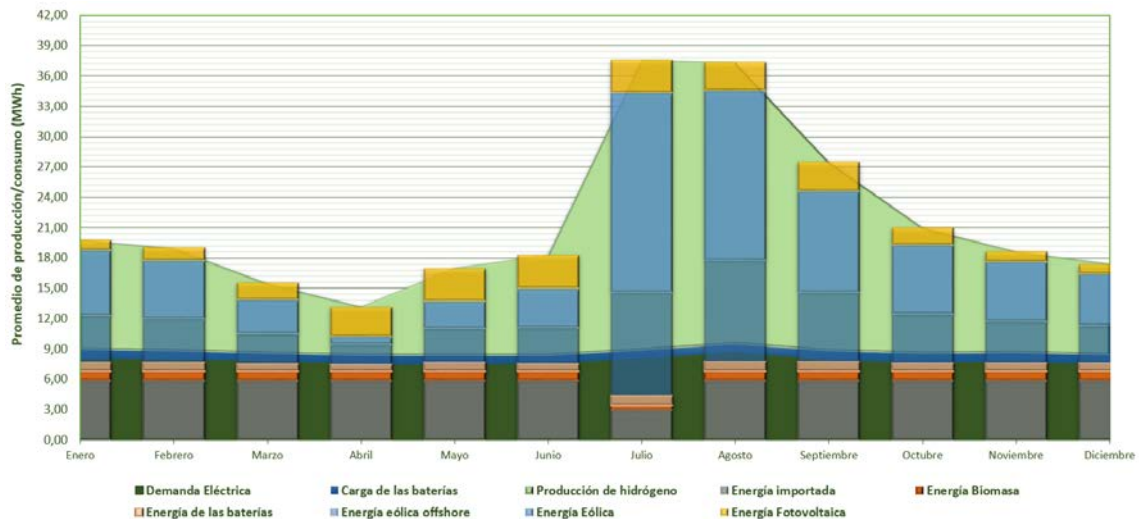


Ilustración 72. Demanda eléctrica y generación mensual de electricidad en La Gomera 2040

La interconexión eléctrica con Tenerife aún continuaría siendo la infraestructura de referencia en la isla de La Gomera en el escenario de total descarbonización en 2040, ya no sólo por el aporte de este sistema a la gestión de desvíos sino también por la opción que ofrece de exportar energías excedentarias o vertidas del sistema eléctrico de La Gomera a la isla de Tenerife. Con esta instalación se evitan sobredimensionamientos en sistemas de almacenamiento en la propia isla, aprovechándose de la capacidad de gestión y robustez del sistema eléctrico de Tenerife para alcanzar los objetivos de descarbonización en La Gomera. Nuevamente, la generación distribuida mejoraría la seguridad del suministro de las zonas en las que se implementen estas soluciones.

En la siguiente tabla se presenta la distribución de generación por tipos de unidades tanto para el año 2030 como para el año 2040.

Distribución de generación por tipos de unidades [La Gomera]				
Generadores	Año 2030		Año 2040	
	Energía [MWh]	Energía [%]	Energía [MWh]	Energía [%]
Ciclos Combinados	0	0%	0	0%
Grupos de Vapor	0	0%	0	0%
Grupos Diésel	35.136	28%	0	0%
Turbinas de gas (Gasoil)	0	0%	0	0%
Total convencional	35.136	28%	0	0%
Turbinas de gas (Hidrógeno)	0	0%	0	0%
Generación Eólica	55.078	44%	109.399	45%
Generación Fotovoltaica	8.698	7%	28.993	12%
Generación Eólica Offshore	0	0%	43.200	18%
Generación Biomasa	3.370	3%	8.602	4%
Generación geotérmica alta entalpía	0	0%	0	0%
Turbinación (hidrobombeo)	0	0%	0	0%
Descarga de baterías	3.674	3%	3.900	2%
Total renovables*	70.820,00	56%	194.094	80%
Interconexión	20.152	16%	49.396	20%
Total	126.108	100%	243.490	100%

Tabla 109 Distribución de generación por tipos de unidades [La Gomera]

* No se considera aquí la generación renovable proveniente de la interconexión con Tenerife.

4.5.7 El Hierro

Finalmente, se muestra la distribución de potencias por año y tecnología para el caso de la isla de El Hierro:

Parque de generación eléctrica de El Hierro en el horizonte a 2040 [MW]												
Año	Térmica conv.	Nuevos Cat. A	Eólica		Fotovoltaica			Mini-hidráulica	Geotérmica de alta entalpia	Biomasa	Undimotriz	Termo-solar
			On-shore	Off-shore	On-shore	Off-shore	Auto-consumo					
2022	6,9	0	3,6	0	1,3	0	0,3	0	0	0,1	0	0
2023	6,9	0	4,4	0	1,7	0	0,4	0	0	0,1	0	0
2024	6,2	0	5,4	0	2,25	0	0,65	0	0	0,1	0	0
2025	5,5	0	6,4	0	2,8	0	0,9	0	0	0,2	0	0
2026	5,5	0	8,1	0	3,7	0	1,2	0	0	0,2	0	0
2027	5,4	0	9,7	0	4,5	0	1,6	0	0	0,3	0	0
2028	5,4	0	11,4	0	5,4	0	1,9	0	0	0,3	0	0
2029	5,3	0	13,1	0	6,3	0	2,3	0	0	0,3	0	0
2030	5,3	0	14,8	0	7,1	0,6	2,6	0	0	0,4	0	0
2031	4,77	0	18,3	1,2	8,0	0,7	3,5	0	0	0,4	0,1	0
2032	4,24	0	21,8	2,4	8,9	0,9	4,4	0	0	0,4	0,2	0
2033	3,71	0	25,3	3,6	9,8	1,0	5,2	0	0	0,5	0,3	0
2034	3,18	0	28,9	4,8	10,7	1,1	6,1	0	0	0,5	0,4	0
2035	2,65	0	32,4	6,0	11,6	1,3	7,0	0	0	0,6	0,5	0
2036	2,12	0	35,9	7,2	12,5	1,4	7,9	0	0	0,7	0,6	0
2037	1,59	0	39,4	8,4	13,3	1,6	8,8	0	0	0,7	0,7	0
2038	1,06	0	43,0	9,6	14,2	1,8	9,6	0	0	0,8	0,8	0
2039	0,53	0	46,5	10,8	15,1	2,0	10,5	0	0	0,8	0,9	0
2040	0	11,32	50,0	12,0	16,0	2,2	11,4	0	0	0,9	1	0

Tabla 110 Parque de generación eléctrica de El Hierro en el horizonte a 2040 [MW]

En la isla de El Hierro la central hidroeólica de Gorona del Viento se está haciendo cargo de la mayor parte de los requerimientos de generación de Categoría A, si bien aún se sigue haciendo uso de grupos diésel proporcionando una base de aproximadamente 13 MW cuando la central hidroeólica no puede hacerse cargo de la gestión completa del sistema eléctrico. Aumentando la potencia eólica y fotovoltaica de la isla se conseguiría hacer una mejor gestión del almacenamiento, pudiendo recuperar energía almacenada de manera mucho más rápida y haciendo cada vez menos necesario el aporte de otras fuentes no renovables.

En esta isla se considera que la central hidroeólica sería suficiente para resistir los requerimientos de generación síncrona y la parte restante incluso se podría apoyar de otros sistemas de almacenamiento distribuidos que ayuden a eliminar por completo la necesidad de la generación térmica convencional.

En este caso hay que tener en cuenta que en el año 2040 se cumplirían 25 años desde la puesta en marcha de la central y es posible que sea necesario realizar un reacondicionamiento de los medios técnicos de la misma.

Medios considerados para proveer la potencia adicional de Categoría A 2040 [El Hierro]		
Año	Descripción	Potencia (MW)
2030	Gorona del viento	11,32
2030	0,4 MW de biomasa de forma progresiva	0,4
2040	Incremento de capacidad de Gorona del viento	5
2040	0,5 MW de biomasa de forma progresiva	0,5

Tabla 111 Medios considerados para proveer la potencia adicional de Categoría A 2040 [El Hierro]

En la siguiente ilustración se muestran las cifras globales de producción de energía eléctrica para el año 2030.



Ilustración 73. Demanda eléctrica y generación mensual de electricidad en El Hierro 2030.

Los resultados de la estimación numérica apuntan a que en El Hierro podría obtenerse, en el horizonte a 2030, una cobertura de demanda renovable del 78,2% gracias a la implementación de sistemas de almacenamiento, consistentes en la ampliación de la capacidad de almacenamiento de la central Gorona del Viento (en 150 MWh más), almacenamiento a nivel de redes, compuestos mayoritariamente por baterías, y almacenamiento a nivel de usuario asociado al autoconsumo fotovoltaica (6,60 MWh). Asimismo, se mantendrían en torno a 5,3 MW de generación térmica convencional para garantizar el suministro eléctrico, que irían desmantelándose paulatinamente hasta el año 2040.

Se muestra ahora los valores medios mensuales del aporte de cada tecnología a la satisfacción de la demanda del sistema eléctrico de El Hierro para el año 2040.

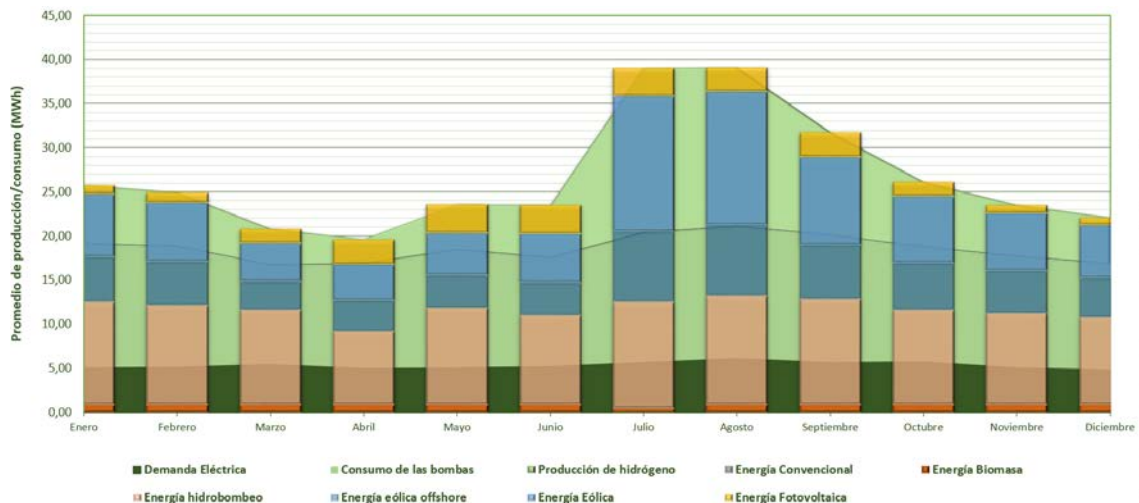


Ilustración 74. Demanda eléctrica y generación mensual de electricidad en El Hierro 2040. Alternativa 1

En 2040 se continuaría con la tónica general prevista para el año 2030 pero con la diferencia del aumento de la producción renovable. La mayor producción renovable hará aumentar el aporte de la central de bombeo reversible hasta casi su límite en horas de turbinación y bombeo, por lo que sería recomendable aumentar la capacidad de esta central en 5 MW.

En la siguiente tabla se presenta la distribución de generación por tipos de unidades tanto para el año 2030 como para el año 2040.

Distribución de generación por tipos de unidades [El Hierro]				
Generadores	Año 2030		Año 2040	
	Energía [MWh]	Energía [%]	Energía [MWh]	Energía [%]
Ciclos Combinados	0	0%	0	0%
Grupos de Vapor	0	0%	0	0%
Grupos Diésel	24.295	19%	0	0%
Turbinas de gas (Gasoil)	0	0%	0	0%
Total convencional	24.295	19%	0	0%
Turbinas de gas (Hidrógeno)	0	0%	0	0%
Generación Eólica	68.812	54%	233.193	68%
Generación Fotovoltaica	16.486	13%	36.949	11%
Generación Eólica Offshore	0	0%	43.200	13%
Generación Biomasa	3.370	3%	8.602	3%
Generación geotérmica alta entalpía	0	0%	0	0%
Turbinación (hidrobombeo)	14.590	11%	21.034	6%
Descarga de baterías	0	0%	0	0%
Total renovables	103.258	81%	342.979	100%
Total	127.553	100%	342.979	100%

Tabla 112 Distribución de generación por tipos de unidades [El Hierro]

4.6 Recomendaciones de reconfiguración del parque de generación térmica de Canarias a 2040

Los estudios desarrollados en esta estrategia demuestran que, en la actualidad, prácticamente la totalidad de la generación gestionable existente en el archipiélago se fundamenta en el uso de generadores que usan combustibles fósiles y, en especial, fuel oil, gasoil y diésel oil para su funcionamiento.

En el ámbito de esta estrategia, se propone una reconversión escalonada de la generación clasificada de categoría A hasta alcanzar el objetivo de que para el 2040 todos los generadores que se encuentren en operación en el archipiélago se basen en el uso de tecnologías no contaminantes.

De acuerdo con lo analizado, las opciones de mayor interés en Canarias van de la mano de tres soluciones técnicas específicas, el uso de centrales de bombeo reversible, centrales de geotermia de alta entalpía, y sistemas de almacenamiento energético basados en tecnologías del hidrógeno (turbinas/motores de gas). Por otra parte, la electrónica de potencia está permitiendo mejorar considerablemente las capacidades de control aportadas por dispositivos tales como las baterías. Estos sistemas tratan de emular el comportamiento de una máquina síncrona pero aún siguen teniendo limitaciones que serán solventadas en el futuro.

De las tres opciones tecnológicas, la más rentable sería la geotermia de alta entalpía. A pesar de las altas barreras de entrada motivada en la necesidad de desarrollos de estudios de exploración e investigación antes de alcanzar la fase de explotación, presenta la ventaja de ser una tecnología muy conocida en la que el LCOE se encuentra sobre los 8-11 céntimos €/kWh, siendo la opción más barata de cuantas opciones renovables se disponen en el momento como se demuestra con el gráfico adjunto a continuación. Adicionalmente, esta tecnología presenta un factor de capacidad que supera el 50% en todos los casos y se puede aproximar al 90%.

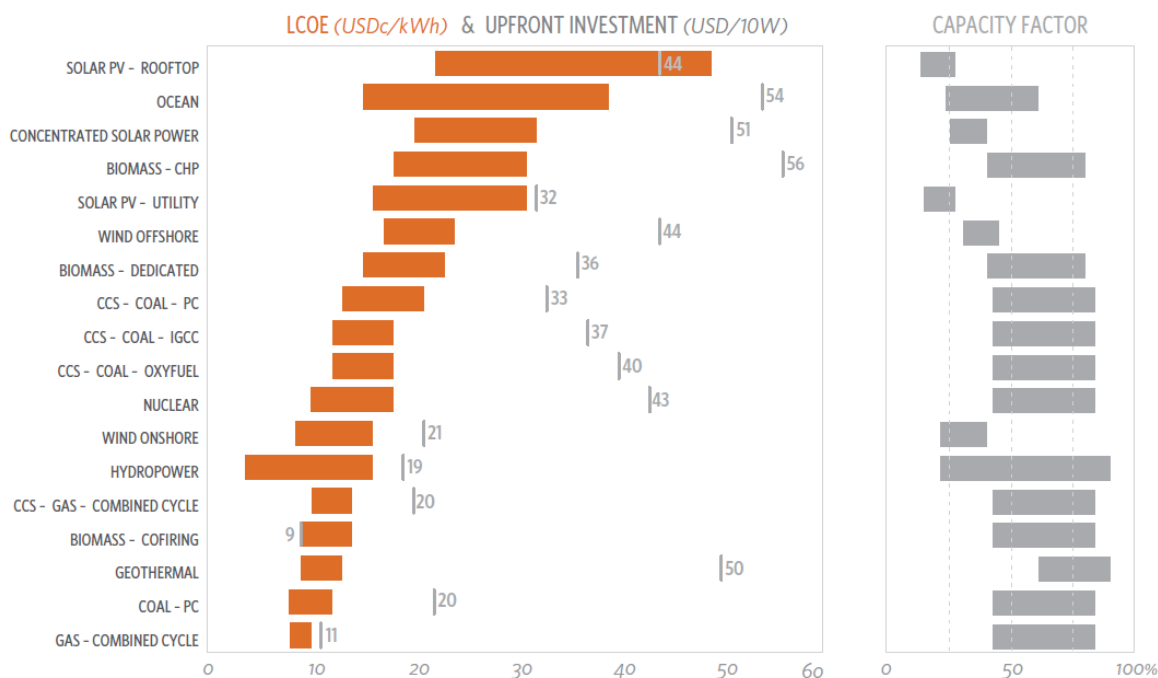


Ilustración 75. Comparativas LCOE por tecnologías. Fuente: Role of Public Finance in Deploying Geothermal: Background Paper. San Giorgio Group Report. October 2014

La geotermia de alta entalpía es especialmente relevante en las islas de Tenerife y La Palma partiendo de la base de los numerosos estudios que se han desarrollado hasta el momento (prácticamente la totalidad en fase de exploración) en estas islas. Por las razones argumentadas, se convierte en una necesidad la finalización de los estudios de exploración y la ejecución de sondeos de investigación en los puntos detectados como de mayor interés, no sólo por condiciones de recurso geotérmico disponible sino también por posibilidad para que en sus inmediaciones sea posible instalar una central geotérmica.

Hasta que no se lleven a cabo los mencionados estudios en fase de investigación, no se sabrá si en estas islas existe recurso aprovechable ya que no basta con saber que se alcanzan temperaturas elevadas sino que también es importante conocer otros aspectos tales como la calidad del fluido geotérmico, presiones, etc. Un análisis pormenorizado de este asunto se desarrolla en la hoja de ruta de la geotermia de Canarias.

Por esta razón, **la opción de mayor interés, de las tres propuestas, es el uso de sistemas de almacenamiento energético basados en centrales de bombeo reversible**, siendo la solución técnica más madura y con mayor potencia instalada en España y Canarias. Este tipo de sistemas presenta la ventaja de operar con turbinas hidráulicas acopladas a generadores síncronos. Los generadores síncronos son capaces de dar respuesta casi instantánea proveyendo, además, servicios de ajuste primario y secundario así como capacidad para aportar estabilidad de la tensión por medio del control de la potencia reactiva y de la tensión (control Q/V). Además, este tipo de generadores tienen una elevada respuesta inercial, siendo capaces de aportar hasta 5-7 veces su potencia nominal de manera transitoria en el momento en el que se produce un cortocircuito en la red eléctrica. La excelente respuesta y flexibilidad de estos sistemas es de sobra conocida, siendo el sistema de almacenamiento más usado a nivel mundial e incluso existiendo una referencia a nivel de Canarias, la central hidroeléctrica de Gorona del Viento en El Hierro, la cual actualmente alcanza coberturas de demanda mediante

energías renovables próximas al 60% en un sistema totalmente aislado y donde la punta de demanda eléctrica es incluso inferior a la capacidad de generación eólica de la isla.

Este tipo de sistemas de almacenamiento energético encajarían, por tanto, en la definición de generadores de categoría A. Los rendimientos globales rondarían en este caso el 80%, razón por la cual se situaría como la segunda de las alternativas de mayor interés en los casos en los que su puesta en marcha sea viable tanto desde el punto de vista técnico como económico.

La potencialidad en el uso de centrales de bombeo reversible es dispar por islas. En la estrategia de almacenamiento energético de Canarias se desarrolló un estudio en detalle sobre las posibilidades de implantación de esta solución a gran escala. Así pues, si bien en algunas islas como Gran Canaria, Tenerife o La Palma existen varias alternativas para implantar centrales de bombeo reversible de alta potencia, en otras como en Lanzarote o Fuerteventura, las condiciones geográficas y la disponibilidad de masas de agua aptas para esta tecnología no es suficiente como para plantear este tipo de sistemas.

No hay que olvidar que en la puesta en marcha de centrales de bombeo reversible es imprescindible la salvaguarda de las condiciones medioambientales así como los usos complementarios que se le estén dando a estos embalses. Generalmente, los embalses disponibles se usan para abastecer de agua a la población y, en especial, para comunidades de regantes. Es por ello que cuando se trata de llevar a cabo un proyecto de estas características, y se quiere hacer uso de depósitos ya existentes, la instalación debe disponer de los sistemas necesarios para garantizar las reservas ecológicas y el mantenimiento de los servicios de suministro de agua para lo cual es indispensable la instalación de plantas desaladoras. De la misma forma, todas las obras estarían supeditadas a la plena garantía de conservación de la calidad paisajística y ambiental, y el respeto por la biodiversidad de la zona.

Otra alternativa que podría ser de interés es la instalación de este tipo de centrales de bombeo en proximidades de la costa cuando existen altas cotas de altura usando como “depósito inferior” el mar y bombeando/turbinando agua de mar. Ya existen experiencias en Japón con más de 20 años, y en regiones de España, como en Cantabria, se está valorando la puesta en marcha de esta alternativa. En este caso, habría que construir el depósito superior pero no se afectaría a comunidades de regantes, existiendo menos probabilidades de afectar zonas protegidas. Un aspecto importante que debe contemplar estos proyectos es asegurar que no se produzcan vertidos de agua de mar en tierra. Por otra parte, al ser necesaria la construcción del depósito superior, esta solución posiblemente no llegue a las capacidades de almacenamiento que se manejan con el uso de sistemas de embalses ya construidos. No obstante, a efectos de otorgarle estabilidad al sistema eléctrico, podría ser suficiente con la instalación de centrales donde la capacidad de almacenamiento se sitúe sobre las 6 horas y en las cuales se opere para la gestión de desvíos.

En los casos en los que las dos opciones anteriores no sean técnicamente viables, podría plantearse una tercera solución para disponer de generadores de categoría A, el uso del hidrógeno verde como almacenamiento en donde la re-electrificación se lleve a cabo con motores o turbinas de gas accionadas con este combustible.

Ya existen turbinas de gas que pueden operar con este combustible en mezclas con gas natural y también con hidrógeno puro como se describía en el apartado 4.1.2. En cualquier caso, no hay que perder de vista la eficiencia global de esta solución. En el proceso de producción de hidrógeno, almacenaje y re-electrificación se producen una serie de pérdidas energéticas que hacen que la cantidad de energía invertida para producir hidrógeno sea considerablemente inferior a la que se recuperaría con las turbinas de gas. Según las estimaciones realizadas, la eficiencia global de todo este ciclo sería de entre el 18% para una potencia instalada en turbina de gas de 22 MW y el 26% para una turbina de gas de potencia superior a los 300 MW. **Esta pérdida energética hace que este tipo de soluciones sólo sea aconsejable que se encuentren operativas en instantes en los cuales sea necesario corregir desviaciones o los medios de generación disponibles no sean suficientes para soportar la demanda.**

Como se ha justificado a lo largo de este documento, esta opción sería requerida principalmente en los sistemas eléctricos de Tenerife, Lanzarote, Fuerteventura y Gran Canaria. En la tabla que se presenta a continuación se realiza una comparativa entre la energía eléctrica necesaria para producir hidrógeno y la que se obtendría una vez re-electrificado, considerando unas horas teóricas equivalentes de turbinación en torno a 3.000h. Estos resultados se presentan tanto para los años 2030 como para 2040.

Por otra parte, la ilustración 76 muestra la relación entre el rendimiento global del proceso de producción eléctrica mediante el hidrógeno – considerando todas las pérdidas involucradas tanto en la generación del combustible en los electrolizadores como en la turbinación – en función de la potencia de la turbina de gas seleccionada. Tal y como se comentó en el capítulo 4.1.2., si se analiza la eficiencia global del proceso:

Energía eléctrica renovable → hidrógeno verde → Re-electrificación

Se puede observar que sólo se recupera un 18% de la energía renovable existente al principio del proceso cuando la potencia de la turbina de gas es de 2,5 MW y ese porcentaje va aumentando progresivamente hasta el 26% cuando la turbina usada adquiere el valor más elevado de los considerados (560 MW).

Análisis del rendimiento global de la generación eléctrica a través de hidrógeno			
Isla	Energía destinada a la producción de H ₂	H ₂ verde	Producción eléctrica con turbinas de gas
	GWh	tH ₂	GWh
Año 2030			
Gran Canaria	61	1.041	15
Tenerife	121	2.082	30
Lanzarote	121	2.082	30
Fuerteventura	242	4.163	60
La Palma	-	-	-
La Gomera	-	-	-
El Hierro	-	-	-
Canarias	545	9.367	135
Año 2040			
Gran Canaria	3.091	53.080	765
Tenerife	6.788	116.567	1680
Lanzarote	1.939	33.305	480
Fuerteventura	1.576	27.060	390
La Palma	-	-	-
La Gomera	-	-	-

El Hierro	-	-	-
Canarias	13.394	230.011	3.315

Tabla 113 Análisis del balance energético total en la producción eléctrica a través de hidrógeno

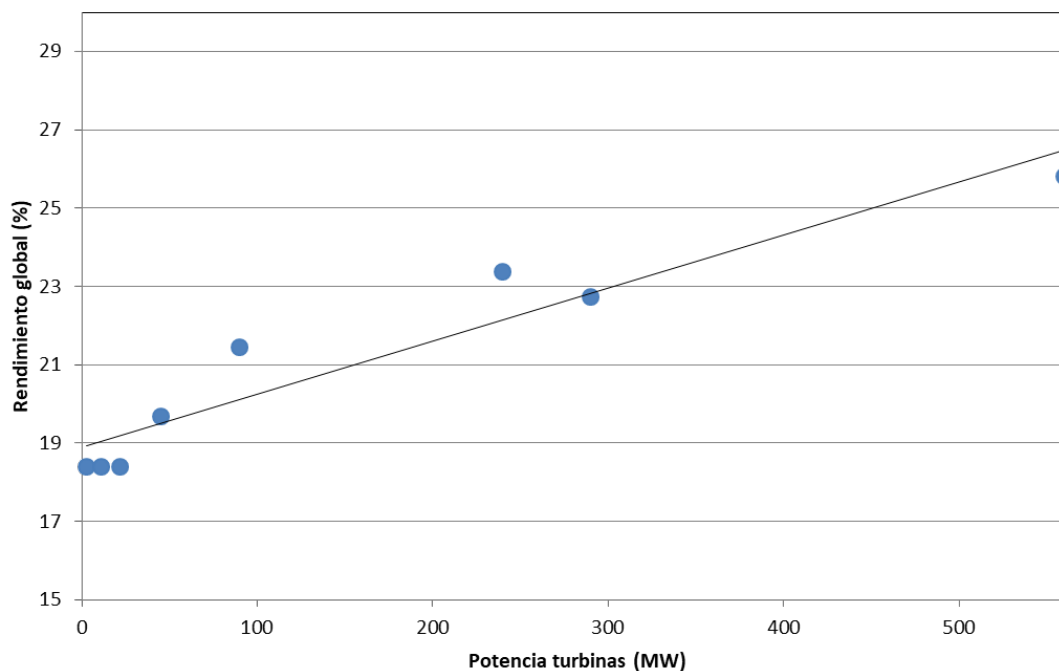


Ilustración 76. Relación entre el rendimiento global del proceso de generación eléctrica a través del uso del hidrógeno y la potencia de las turbinas de gas seleccionadas.

Por otra parte, las características particulares de este combustible con su baja densidad hacen que para su almacenamiento sea necesario trabajar con presiones elevadas reduciendo con ello el espacio ocupado para almacenar una misma cantidad de hidrógeno. Por otro lado, para alcanzar la fase líquida se necesitarían infraestructuras de criogenización donde se alcancen temperaturas de $-259\text{ }^{\circ}\text{C}$. Incluso comprimiendo el hidrógeno a 350 bares (para lo cual se necesitan compresores de tres etapas) las necesidades de espacio de almacenamiento son superiores a las que se tendrían para otros combustibles disponibles en la actualidad.

Se muestra en la siguiente tabla una estimación del uso del espacio necesario para la instalación de los sistemas propuestos en las Islas Canarias en los horizontes a 2030 y 2040.

Necesidades espaciales para instalaciones de hidrógeno					
Isla	Potencia electrolización	Capacidad almacenamiento	Potencia total turbinas de gas	Espacio producción H ₂	Espacio almacenamiento H ₂
	MW	m ³	MW	m ²	m ²
Año 2030					
Gran Canaria	7	123	5	270	90
Tenerife	15	247	10	270	135
Lanzarote	15	247	10	270	135
Fuerteventura	29	494	20	540	225
La Palma	-	-	-	-	-
La Gomera	-	-	-	-	-
El Hierro	-	-	-	-	-
Canarias	66	1.111	45	1.350	585
Año 2040					
Gran Canaria	375	6.294	255	4.320	2.700
Tenerife	824	13.822	560	8.910	5.895

Lanzarote	235	3.949	160	2.700	1.710
Fuerteventura	191	3.209	130	2.160	1.395
La Palma	-	-	-	-	-
La Gomera	-	-	-	-	-
El Hierro	-	-	-	-	-
Canarias	1.626	27.274	1.105	18.090	11.700

Tabla 114 Necesidades espaciales para instalaciones de hidrógeno

A pesar de lo descrito, el hidrógeno está llamado a ser un elemento clave en la estrategia de descarbonización de Canarias. No obstante, su uso deberá ser siempre el apoyo para atender aquellos consumos que no podrían ser atendidos de manera limpia con otros medios renovables. Además, se espera que a medida que se vaya ganando madurez en el despliegue de proyectos referencia, el coste de este tipo de sistemas se vaya reduciendo, reforzando aún más la entrada de esta tecnología en Canarias.

Respecto al hidrógeno es también importante tener en cuenta que aunque permita reducir las emisiones contaminantes de CO₂, CH₄ o N₂O, la mayor velocidad de la llama aumenta la temperatura localmente en las cámaras de combustión generando emisiones de NO_x. Estas emisiones NO_x han sido cuantificadas como tres veces las que se producirían con el metano, usando como referencia turbinas en las cuales se ha llevado a cabo blending de GNL+H₂. Por todo ello, los principales fabricantes de este tipo de generadores trabajan en diseños de quemadores que permiten reducir la temperatura de la llama para minimizar lo suficiente el calor de combustión y que se irradie dicho calor al entorno sin alcanzar la temperatura crítica del NO_x (1.350 °C). En otras palabras, la clave es reducir la velocidad a la que se mezcla el combustible y el aire y para ello se usan soluciones de difusión de la llama. En coherencia con lo establecido en la Directiva 2010/75/CE, los valores límites de emisiones de NO_x para instalaciones de combustión de gas se establecen en 50 mg/Nm³ para turbinas de gas y en 100 mg/Nm³ para motores de gas.

Finalmente, como se adelantaba al principio de este apartado, la electrónica de potencia está permitiendo mejorar considerablemente las capacidades de control aportadas por dispositivos tales como las baterías. Estos sistemas tratan de emular el comportamiento de una máquina síncrona pero aún siguen teniendo limitaciones como la menor capacidad de aportar potencias de cortocircuito (1-2 veces la potencia nominal), reacción en las maniobras de arranque en las cuales se disparan las corrientes de magnetización en intervalos reducidos de tiempo y peores tiempos de respuesta.

En general, en estos sistemas para controlar la cantidad de potencia activa y reactiva inyectada a la red, el convertidor electrónico debe sincronizarse a la red en módulo y fase, produciéndose en muchos casos retrasos por tiempo de cálculo. Esos retrasos afectan a la capacidad de sincronización cuando se producen contingencias (pérdidas de demanda, generación, EERR fluctuantes) y pueden llegar a afectar a la estabilidad del sistema eléctrico y, en particular en redes débiles con baja inercia o potencia de cortocircuito.

En cualquier caso, no hay que olvidar el importante avance que ha tenido la electrónica de potencia en las últimas décadas y que aún se continúan con investigaciones en el marco de proyectos que se desarrollan en todo el mundo por empresas líderes del sector, centros de investigación especializados y universidades. Por ello, no es descabellado pensar que para 2040 se lograría garantizar la emulación de motores síncronos solventando los problemas

mencionados. En ese caso, las instalaciones de almacenamiento energético distribuidas en la red podrían incluso soportar por sí solas la estabilidad de la red. En cualquier caso, estos sistemas ya tienen suficiente capacidad de control como para, al menos, ser consideradas para provisión de servicios complementarios. Esta provisión de servicios complementarios reduciría la presión sobre los medios mencionados y ayudaría a optimizar el tamaño de otros sistemas de almacenamiento a gran escala propuestos en este documento. Para ello, es importante que se avance en el desbloqueo de algunas trabas legislativas. Como ha sido mencionado, el propio Real Decreto 738/2015 no considera este tipo de sistemas de almacenamiento entre las instalaciones de Categoría A. Por otra parte, debe avanzarse en la concepción de las smart grids como medio para lograr una gestión inteligente de la generación distribuida y otorgar de capacidad para que los gestores de red puedan actuar sobre estas instalaciones para resolver contingencias.

Hay que ser conscientes de que cualquiera de las tres alternativas mencionadas requiere de unos plazos de tiempo largos (4-8 años) para llevar a cabo las distintas fases de diseño, proyecto, tramitación y construcción como demuestra la experiencia en otros proyectos llevados a cabo en Canarias.

Conforme con el análisis realizado, en la siguiente tabla se sintetiza la proyección trazada para la sustitución de la generación térmica convencional actual por otras tecnologías que, aportando las mismas prestaciones, sean capaces de actuar como respaldo de las energías renovables no gestionables con el objetivo de lograr la descarbonización del archipiélago canario. Mientras que las columnas correspondientes a la situación ideal se fundamentan en el desmantelamiento de la generación térmica convencional en base a la finalización de la vida útil regulatoria de los grupos involucrados, la propuesta de actuación permite el alargamiento de dicha vida, siempre y cuando el modelo ISLA lo considere económicamente óptimo.

Propuesta de actuación hasta la total descarbonización de los sistemas eléctricos de Canarias						
Año	Necesidad – Situación Ideal		Propuesta de actuación			
	Térmica fósil actual	Nuevos Cat. A	Térmica fósil actual	Hidrobombeo	Geotermia	Hidrógeno
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
2022	1.554,6	296	1.839	11,32	0	0
2023	1.522,2	316	1.825	11,32	0	0
2024	1.522,2	311	1.823	11,32	0	0
2025	1.488,9	330	1.797	11,32	0	0
2026	1.460,2	340	1.773	11,32	0	0
2027	1.386,6	385	1.748	11,32	0	0
2028	1.216,4	535	1.491	211,32	0	45
2029	1.032,7	680	1.466	211,32	0	45
2030	964	740	1.440	211,32	30	45
2031	705,6	1.111	1.395	411,32	30	95
2032	305,9	1.450	1.350	411,32	30	95
2033	305,9	1.486	1.194	411,32	30	220
2034	305,9	1.528	1.074	841,32	30	220
2035	305,9	1.563	547	841,32	30	770
2036	155,8	1.730	482	841,32	30	770
2037	79,6	1.823	414	841,32	30	770
2038	79,6	1.875	288	841,32	30	905
2039	0,7	1.977	157	841,32	30	905
2040	0	2.050	0	936,32	30	1.105

Tabla 115 Propuesta de actuación hasta la total descarbonización de los sistemas eléctricos de Canarias

De acuerdo con lo anterior, se muestra en las siguientes tablas, por orden de prioridad de las tecnologías propuestas, la distribución de sus potencias por isla, desde el año 2022 hasta 2040.

Centrales de bombeo reversible [MW]								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2022	0	0	0	0	0	0	11,32	11,32
2023	0	0	0	0	0	0	11,32	11,32
2024	0	0	0	0	0	0	11,32	11,32
2025	0	0	0	0	0	0	11,32	11,32
2026	0	0	0	0	0	0	11,32	11,32
2027	0	0	0	0	0	0	11,32	11,32
2028	200	0	0	0	0	0	11,32	211,32
2029	200	0	0	0	0	0	11,32	211,32
2030	200	0	0	0	0	0	11,32	211,32
2031	200	200	0	0	0	0	11,32	411,32
2032	200	200	0	0	0	0	11,32	411,32
2033	200	200	0	0	0	0	11,32	411,32
2034	550	200	0	0	40	40	11,32	841,32
2035	550	200	0	0	40	40	11,32	841,32
2036	550	200	0	0	40	40	11,32	841,32
2037	550	200	0	0	40	40	11,32	841,32
2038	550	200	0	0	40	40	11,32	841,32
2039	550	200	0	0	40	40	11,32	841,32
2040	600	200	0	0	60	60	16,32	936,32

Tabla 116 Centrales de bombeo reversible [MW]

Centrales de geotermia de alta entalpía [MW]*								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2022	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0
2024	0	0	0	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0	0	0	0	0	0
2030	0	20	0	0	10	0	0	30
2031	0	20	0	0	10	0	0	30
2032	0	20	0	0	10	0	0	30
2033	0	20	0	0	10	0	0	30
2034	0	20	0	0	10	0	0	30
2035	0	20	0	0	10	0	0	30
2036	0	20	0	0	10	0	0	30
2037	0	20	0	0	10	0	0	30
2038	0	20	0	0	10	0	0	30
2039	0	20	0	0	10	0	0	30
2040	0	20	0	0	10	0	0	30

* Sujeto al desarrollo de fase de investigación

Tabla 117 Centrales de geotermia de alta entalpía [MW]

Turbinas/Motores de gas accionados con hidrógeno [MW]								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2022	0	0	0	0	0	0	0	0
2023	0	0	0	0	0	0	0	0
2024	0	0	0	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0
2028	5	10	10	20	0	0	0	45
2029	5	10	10	20	0	0	0	45

2030	5	10	10	20	0	0	0	45
2031	55	10	10	20	0	0	0	95
2032	55	10	10	20	0	0	0	95
2033	180	10	10	20	0	0	0	220
2034	180	10	10	20	0	0	0	220
2035	180	360	160	70	0	0	0	770
2036	180	360	160	70	0	0	0	770
2037	180	360	160	70	0	0	0	770
2038	255	360	160	130	0	0	0	905
2039	255	360	160	130	0	0	0	905
2040	255	560	160	130	0	0	0	1.105

Tabla 118 Turbinas/Motores de gas accionados con hidrógeno [MW]

Por tanto, la sustitución progresiva de la generación térmica convencional sería la que se muestra en la siguiente tabla.

Proyección del parque de generación térmica convencional [MW]								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2022	699,40	722,00	181,40	150,70	69,20	9,30	6,90	1.838,90
2023	698,90	721,50	168,90	150,60	69,20	9,30	6,90	1.825,30
2024	698,90	721,50	168,90	150,64	69,15	8,00	6,20	1.823,29
2025	697,90	720,50	163,70	133,80	69,10	6,70	5,50	1.797,20
2026	699,40	711,82	157,64	126,60	66,20	6,06	5,46	1.773,18
2027	699,40	703,14	151,58	119,40	63,30	5,42	5,42	1.747,66
2028	468,50	694,46	145,52	112,20	60,40	4,78	5,38	1.491,24
2029	468,50	685,78	139,46	105,00	57,50	4,14	5,34	1.465,72
2030	468,50	677,10	133,40	97,80	54,60	3,50	5,30	1.440,20
2031	467,62	633,48	133,40	97,80	54,60	3,15	4,77	1.394,81
2032	467,62	589,85	133,40	97,80	54,60	2,80	4,24	1.350,31
2033	356,13	546,23	133,40	97,80	54,60	2,45	3,71	1.194,32
2034	313,49	502,60	133,40	97,80	20,98	2,10	3,18	1.073,55
2035	268,10	172,13	0,00	81,50	20,98	1,75	2,65	547,10
2036	219,97	172,13	0,00	65,20	20,98	1,40	2,12	481,79
2037	169,09	172,13	0,00	48,90	20,98	1,05	1,59	413,74
2038	115,47	117,55	0,00	32,60	20,98	0,70	1,06	288,36
2039	59,11	60,17	0,00	16,30	20,98	0,35	0,53	157,44
2040	0	0	0	0	0	0	0	0

Tabla 119 Proyección del parque de generación térmica convencional [MW]

Las soluciones expuestas se consideran técnicamente viables si bien se requiere un total de 19 proyectos singulares de los cuales se han ejecutado 1 (central hidroeléctrica de Gorona del viento en El Hierro) y están en fases finales de tramitación otros dos (central de bombeo reversible Chira-Soria en Gran Canaria e interconexión eléctrica Tenerife - La Gomera).

Número de Proyectos singulares requeridos					
Isla	Hidrobombeo	Hidrógeno	Geotermia A.E	Interconexiones	Total
Gran Canaria	2	4	0	0	6
Tenerife	1	3	1	0	5
Lanzarote	0	2	0	0	2
Fuerteventura	0	3	0	0	3
La Palma	1	0	0	0	1
La Gomera	1	0	0	1	2
El Hierro	1	0	1	0	2
Canarias	6	12	2	1	21

Tabla 120 Número de proyectos singulares requeridos

Se muestra a continuación un resumen de resultados obtenidos en los modelos energéticos para los años 2030 y 2040 conforme a las bases definidas a lo largo de este documento y las

configuraciones propuestas para cubrir las necesidades de generadores de categoría A en cada isla.

Resumen de resultados del modelo energético de Canarias para el horizonte a 2030																
Isla	Potencia															
	Eólica Onshore	FV Onshore	Eólica Offshore	FV Offshore	FV autoconsumo	Biomasa	Geotermia alta entalpía	Mini-hidráulica	Undimotriz	Termosolar	Almacenamiento gran escala	Almacenamiento redes	Almacenamiento autoconsumo	Térmica convencional	Turbinas de gas de H ₂	
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MWh	MWh	MWh	MW	MW	
Gran Canaria	565,1	264,6	200	10,8	224,8	7,0	0	0,0	1	0,0	0	37	46	468,5	5	
Tenerife	568,5	343,2	130	10,8	230,7	7,0	20	1,8	2	0,0	0	27	49	677,1	10	
Lanzarote	194,5	32,8	50	3,1	25,6	2,1	0	0,0	1	0,0	3.200	60	274	133,4	10	
Fuerteventura	191,7	77,9	50	3,7	28,5	1,1	0	0,0	0	5,6	0	29	408	97,8	20	
La Palma	56,8	28,6	0	0,9	10,4	0,4	10	0,8	0	0,0	0	8	9	54,6	0	
La Gomera	15,1	4,5	0	0,9	1,7	0,4	0	0,0	0	0,0	0	0	34	3,5	0	
El Hierro	14,8	7,1	0	0,6	2,6	0,4	0	0,0	0	0,0	150	0	7	5,3	0	
Canarias	1.606	759	430	31	524,3	18,2	30	2,6	4	5,6	3.350	161	827	1.440	45	
Isla	Demandas						MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	tH ₂				
	Demanda eléctrica tendencial		Demanda eléctrica con eficiencia energética + autoconsumo		Demanda del vehículo eléctrico								Demanda barcos eléctricos (cercanía)		Demanda eléctrica total	
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh							MWh	MWh		
Gran Canaria	3.824.177		2.655.891		273.643		124.054		3.053.588		34.586					
Tenerife	4.506.414		3.129.704		230.449		35.653		3.395.806		37.271					
Lanzarote	999.144		693.906		68.547		7.123		769.576		13.577					
Fuerteventura	845.354		587.099		36.689		481		624.268		17.181					
La Palma	310.942		215.949		17.232		403		233.584		4.237					
La Gomera	84.075		58.390		7.438		197		66.026		1.198					
El Hierro	55.188		38.328		6.297		0		44.625		1.244					
Canarias	10.625.295		7.379.267		640.295		167.911		8.187.473		109.294					
Isla	Balance															
	Generación Eólica	Generación Fotovoltaica	Generación Eólica Offshore	Generación Biomasa	Generación geotérmica alta entalpía	Turbinación (hidrobombeo)	Descarga de baterías	Bombeo (hidrobombeo)	Carga de baterías	Térmica convencional + Motores H ₂	Producción hidrógeno verde (Electrolización)					
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh					
Gran Canaria	2.041.490	504.556	657.040	66.550	0	397.349	2.931	550.229	5.611	1.795.391	1.855.878					
Tenerife	1.666.615	879.389	500.172	66.550	164.000	0	5.283	0	7.663	2.121.407	1.999.946					
Lanzarote	631.806	78.842	198.431	17.690	0	0	4.442	0	6.578	573.504	728.561					
Fuerteventura	599.558	149.116	186.133	10.109	0	0	4.638	0	6.836	603.486	921.936					
La Palma	135.337	43.193	43.524	3.370	52.000	0	0	0	0	183.513	227.352					
La Gomera	55.078	8.698	28.435	3.370	0	0	3.674	0	4.083	35.136	64.282					
El Hierro	68.812	16.486	7.530	0	0	14.590	0	20.327	0	24.295	66.761					
Canarias	5.414.696	1.680.280	1.619.017	167.638	216.000	411.939	20.968	570.556	30.771	5.336.732	5.864.716					

Tabla 121 Resumen de resultados del modelo energético de Canarias para el horizonte a 2030

Resumen de resultados del modelo energético de Canarias para el horizonte a 2040															
Isla	Potencia														
	Eólica Onshore	FV Onshore	Eólica Offshore	FV Offshore	FV autoconsumo	Biomasa	Geotermia alta entalpía	Mini-hidráulica	Undimotriz	Termosolar	Almacenamiento gran escala	Almacenamiento redes	Almacenamiento autoconsumo	Térmica convencional	Turbinas de gas de H2
	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MW	MWh	MWh	MWh	MW	MW
Gran Canaria	1.700	1.000	1.090	25,0	414,0	17,8	0	0,0	5	0,0	3.200	156	761	0	255
Tenerife	1.700	1.650	505	27,0	829,0	17,8	20	2,6	5	0,0	3.000	74	1.131	0	560
Lanzarote	500	180	430	10,8	68,0	4,6	0	0,0	5	0,0	1.200	95	128	0	160
Fuerteventura	600	300	435	5,0	124,0	2,7	0	0,0	1	2,9	800	70	137	0	130
La Palma	150	95	20	2,0	45,6	0,9	10	0,8	1	0,0	700	0	94	0	0
La Gomera	30	15	12	2,0	7,3	0,9	0	0,0	1	0,0	0	21	26	0	0
El Hierro	50	16	12	2,2	11,4	0,9	0	0,0	1	0,0	200	1	18	0	0
Canarias	4.730	3.256	2.504	74	1.499	46	30	3	19	3	9.100	417	2.294	0	1.105
Isla	Demanda eléctrica tendencial					Demanda eléctrica con eficiencia energética + autoconsumo		Demanda del vehículo eléctrico			Demanda eléctrica total		Hidrógeno producido		
	MWh					MWh		MWh			MWh		tH ₂		
	Gran Canaria	4.112.044					2.271.904		772.153			3.044.057		165.432	
Tenerife	5.131.754					2.835.294		763.180			3.598.474		126.847		
Lanzarote	1.112.779					614.810		161.401			776.211		43.702		
Fuerteventura	968.910					535.323		96.819			632.142		50.040		
La Palma	347.127					191.788		63.293			255.081		4.375		
La Gomera	93.388					51.597		17.138			68.735		1.816		
El Hierro	63.667					35.176		11.887			47.063		1.360		
Canarias	10.625.295					7.379.267		1.573.640			8.421.764		393.572		
Isla	Balance														
	Generación Eólica	Generación Fotovoltaica	Generación Eólica Offshore	Generación Biomasa	Generación geotérmica alta entalpía	Turbinación (hidrobombeo)	Descarga de baterías	Bombeo (hidrobombeo)	Carga de baterías	Motores H ₂	Importación	Producción hidrógeno verde (Electrolización)			
	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh	MWh			
Gran Canaria	6.141.449	1.906.863	3.579.882	169.874	0	555.818	11.733	775.555	13.318	765.000	0	8.877.075			
Tenerife	4.983.888	4.227.907	1.944.130	169.227	164.000	553.204	11.221	771.056	12.737	1.050.000	0	6.806.589			
Lanzarote	1.624.045	432.670	1.706.507	38.409	0	0	257.553	0	292.346	480.000	0	2.345.069			
Fuerteventura	1.876.600	574.414	1.619.357	25.804	0	0	204.333	0	231.936	390.000	0	2.685.124			
La Palma	357.190	143.696	72.540	8.602	52.000	241.194	0	289.433	0	0	0	234.766			
La Gomera	109.399	28.993	43.200	8.602	0	0	3.900	0	4.427	0	49.396	97.468			
El Hierro	233.193	36.949	43.200	8.602	0	95.175	0	114.210	0	0	0	72.985			
Canarias	15.325.764	7.351.491	9.008.816	429.121	216.000	1.445.391	488.740	1.950.254	554.763	2.685.000	49.396	21.119.076			

Tabla 122 Resumen de resultados del modelo energético de Canarias para el horizonte a 2040

Con las configuraciones descritas, las coberturas de demanda eléctrica mediante energías renovables serían las que se presentan en la siguiente tabla para los años de referencia. Se presenta, también, la estimación de emisiones contaminantes por combustión estacionaria.

Indicadores de cumplimiento de objetivos de descarbonización				
Isla	Año 2030		Año 2040	
	Cobertura de demanda eléctrica mediante EERR	Emisiones del sector eléctrico	Cobertura de demanda eléctrica mediante EERR	Emisiones del sector eléctrico
Gran Canaria	63,43%	1.224 tCO ₂ eq	100%	0 tCO ₂ eq
Tenerife	60,68%	1.492 tCO ₂ eq	100%	0 tCO ₂ eq
Lanzarote	61,72%	381 tCO ₂ eq	100%	0 tCO ₂ eq
Fuerteventura	60,97%	457 tCO ₂ eq	100%	0 tCO ₂ eq
La Palma	60,19%	125 tCO ₂ eq	100%	0 tCO ₂ eq
La Gomera	73,04%	24 tCO ₂ eq	100%	0 tCO ₂ eq
El Hierro	78,19%	17 tCO ₂ eq	100%	0 tCO ₂ eq
Canarias	62,02%	3.720 tCO ₂ eq	100%	0 tCO ₂ eq

Tabla 123 Indicadores de cumplimiento de objetivos de descarbonización

Es importante mencionar que mientras no se produzcan aumentos de la **potencia renovable de origen gestionable** (generadores síncronos o electrónica de potencia con capacidad para emular el comportamiento de generadores síncronos) no se podrá prescindir de la generación térmica convencional si no se quiere sufrir ceros eléctricos ante perturbaciones comunes de red. En este contexto, la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico obliga a ofrecer un servicio de suministro de energía eléctrica a todos los consumidores “seguro y de calidad” y, por tanto, estos criterios se consideran fundamentales en el desarrollo del sector energético del archipiélago.

4.7 Costes de inversión

En esta sección se definen los costes de inversión para la implementación de cada una de las tecnologías expuestas a lo largo del capítulo 4. En concreto, se muestran los costes de instalación aproximados para las soluciones basadas en el uso del bombeo reversible, hidrógeno y geotermia, así como los costes asociados al desmantelamiento de la generación térmica convencional, por año e isla en el horizonte de planificación a 2040.

En primer lugar se muestran los costes asociados a la instalación de sistemas de almacenamiento energético basado en centrales de bombeo reversible. La siguiente tabla presenta dichos valores en millones de euros, por año y por isla, así como las cifras correspondientes al total de Canarias.

Costes de inversión relativos a la instalación de sistemas de bombeo reversible en Canarias								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2022	-	-	-	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	-	-	-	-	-	-	-	-
2028	384 M€	-	-	-	-	-	-	384 M€

2029	-	-	-	-	-	-	-	-
2030	-	576 M€	-	-	-	-	-	576 M€
2031	-	-	-	-	-	-	-	-
2032	-	-	-	-	-	-	-	-
2033	-	-	-	-	-	-	-	-
2034	576 M€	-	-	-	-	-	-	576 M€
2035	-	-	-	-	-	-	-	-
2036	-	-	-	-	-	-	-	-
2037	-	-	-	-	-	-	-	-
2038	-	384 M€	-	-	-	-	-	384 M€
2039	-	-	-	-	-	-	-	-
2040	106 M€	-	-	-	77 M€	-	31 M€	214 M€

Tabla 124 Costes de inversión para la puesta en marcha de sistemas de almacenamiento energético basado en centrales de bombeo reversible en Canarias para el horizonte a 2040, en millones de euros

Es fácil observar que la distribución temporal de los costes de inversión coincide con la de la potencia de bombeo reversible instalada propuesta en la tabla 116. En este caso, las mayores inversiones se producen en Gran Canaria y Tenerife, mientras que en La Palma se propone una inversión en 2040 relativa a la central de bombeo reversible Gánico – Vicario de 40 MW y en El Hierro se debe al posible reacondicionamiento de los medios técnicos de la central de Gorona del Viento en 2040.

En Lanzarote, Fuerteventura y La Gomera no se esperan inversiones relativas a este tipo de tecnologías, debido a los argumentos desarrollados a lo largo de los apartados anteriores.

Se continúa con los costes de inversión estimados para la instalación de centrales de geotermia de alta entalpía en Canarias, desglosados por isla y año en la siguiente tabla.

Costes de inversión relativos a la instalación de centrales de geotermia de alta entalpía en Canarias								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2022	-	-	-	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	-	-	-	-	-	-	-	-
2028	-	-	-	-	-	-	-	-
2029	-	-	-	-	-	-	-	-
2030	-	-	-	-	149 M€	-	-	149 M€
2031	-	-	-	-	-	-	-	-
2032	-	-	-	-	-	-	-	-
2033	-	-	-	-	-	-	-	-
2034	-	-	-	-	-	-	-	-
2035	-	1.868 M€	-	-	-	-	-	1.868 M€
2036	-	-	-	-	-	-	-	-
2037	-	-	-	-	-	-	-	-

2038	-	-	-	-	-	-	-	-
2039	-	-	-	-	-	-	-	-
2040	-	-	-	-	-	-	-	-

Tabla 125 Costes de inversión asociados a la puesta en marcha de centrales de energía geotérmica de alta entalpía en Canarias para el horizonte a 2040, en millones de euros

Esta vez, se observan dos inversiones singulares en La Palma (2030, 149 M€) y Tenerife (2035, 1.868 M€) para la instalación de centrales geotérmicas de 20 MW y 200 MW, respectivamente. Estas son las únicas islas con posibilidad de explotación geotérmica de alta entalpía, siempre y cuando se verifique la existencia de reservorios geotérmicos cuya explotación sea rentable.

Para más información acerca de los costes asociados a las etapas de exploración e investigación geotérmica, consultar el documento de estrategia y hoja de ruta de la geotermia de alta entalpía en las Islas Canarias.

Por otro lado, la siguiente tabla muestra las cifras estimadas de los costes de inversión asociados a la instalación de centrales de almacenamiento energético y generación eléctrica basados en el hidrógeno y/u otros gases renovables a través de tecnologías Power to X.

Costes de inversión asociados a la instalación de sistemas de almacenamiento y generación eléctrica basados en el hidrógeno y/o Power to X en Canarias								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2022	-	-	-	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-	-	-	-
2026	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	-	-	-	-	-	-	-	-
2028	-	-	-	-	-	-	-	-
2029	-	-	-	-	-	-	-	-
2030	413 M€	-	212 M€	277 M€	-	-	-	903 M€
2031	-	-	-	-	-	-	-	-
2032	-	413 M€	-	-	-	-	-	413 M€
2033	-	-	-	-	-	-	-	-
2034	-	-	-	-	-	-	-	-
2035	-	-	241 M€	122 M€	-	-	-	363 M€
2036	-	-	-	-	-	-	-	-
2037	-	-	-	-	-	-	-	-
2038	827 M€	-	-	-	-	-	-	827 M€
2039	-	-	-	-	-	-	-	-
2040	-	827 M€	318 M€	366 M€	-	-	-	1.511 M€

Tabla 126 Costes de inversión asociados a la puesta en marcha de sistemas de almacenamiento energético y generación eléctrica basados en hidrógenos y/o tecnologías Power to X en Canarias para el horizonte a 2040, en millones de euros

La inversión se limita a las islas capitalinas y a Lanzarote y Fuerteventura, en el primer caso debido a las altas cifras de demanda eléctrica y necesidad de almacenamiento a gran escala que no podrían cubrirse con el resto de alternativas, mientras que en el segundo se debe a la

imposibilidad de instalación de sistemas de bombeo reversible, por lo que las alternativas de almacenamiento a gran escala se limitarían al uso del hidrógeno. Se espera que en las pequeñas islas occidentales, La Palma, La Gomera y El Hierro, no se necesiten instalaciones de este tipo.

Finalmente, se muestran los costes de inversión necesarios para el desmantelamiento del parque de generación eléctrica de combustibles fósiles de Canarias.

Costes de inversión asociados al desmantelamiento del parque de generación gestionable de Canarias								
Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2022	-	32 M€	4 M€	1 M€	5 M€	1 M€	3 M€	45 M€
2023	-	-	-	-	-	-	-	-
2024	-	-	2 M€	-	-	-	-	2 M€
2025	-	-	1 M€	-	-	-	-	1 M€
2026	-	-	-	2 M€	-	-	1 M€	3 M€
2027	-	-	1 M€	2 M€	1 M€	-	-	3 M€
2028	36 M€	3 M€	2 M€	-	-	-	-	41 M€
2029	1 M€	0,5 M€	-	-	0,5 M€	-	-	2 M€
2030	17 M€	51 M€	8 M€	8 M€	5 M€	-	-	90 M€
2031	-	1 M€	-	-	-	-	-	1 M€
2032	8 M€	-	-	2 M€	-	-	1 M€	10 M€
2033	-	-	2 M€	-	1 M€	-	-	3 M€
2034	46 M€	-	-	-	-	-	-	46 M€
2035	-	38 M€	8 M€	4 M€	- M€	-	-	50 M€
2036	-	-	-	-	-	-	-	-
2037	-	-	-	-	-	-	-	-
2038	31 M€	32 M€	-	-	-	-	-	64 M€
2039	1 M€	-	-	-	-	-	-	1 M€
2040	4 M€	37 M€	10 M€	9 M€	7 M€	-	0 M€	67 M€

Tabla 127 Costes de inversión asociados al desmantelamiento en Canarias para el horizonte a 2040, en millones de euros

Los costes de inversión varían en cada isla en función de la potencia instalada y su fecha de vencimiento de vida útil reglamentaria, y se extiende hasta 2040, presentándose las mayores cifras en el año 2030.

Cabe destacar que el desmantelamiento del parque de generación gestionable depende inevitablemente de la potencia renovable instalada y de la capacidad de generación gestionable, por lo que si no es posible cumplir con los requisitos mínimos de calidad y garantía de suministro eléctrico es importante plantear la extensión de la vida útil regulatoria de las instalaciones existentes, o bien la instalación de nueva potencia de generación gestionable.

A modo de resumen, la siguiente tabla recopila los costes técnicos totales de implantación del plan de generación gestionable de Canarias.

Costes técnicos totales de implantación del plan								
Tecnología	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
Geotermia alta entalpía	-	1.868 M€	-	-	149 M€	-	-	2.017 M€
Centrales de bombeo reversible	1.066 M€	960 M€	-	-	77 M€	-	31 M€	2.134 M€
Hidrógeno/Turbinas gas	1.240 M€	1.240 M€	771 M€	766 M€	-	-	-	4.017 M€
Desmantelamiento generación gestionable	146 M€	196 M€	37 M€	28 M€	18 M€	1 M€	4 M€	429 M€
Total	2.451 M€	4.263 M€	809 M€	794 M€	245 M€	1 M€	35 M€	8.597 M€

Tabla 128 Costes técnicos totales de implantación del plan propuesto a través de la estrategia de generación gestionable en Canarias en el horizonte a 2040.

Se observa que la isla que necesitará mayor inversión es Tenerife, debido a la posibilidad de explotación geotérmica así como un mayor desmantelamiento del parque de generación gestionable, seguida de Gran Canaria, donde se muestra una mayor incidencia en las centrales de bombeo reversible, Lanzarote, y Fuerteventura cuya transición energética se fundamentaría en el uso del hidrógeno y otros gases renovables, El Hierro donde únicamente se necesitaría una renovación del equipo de la central de Gorona del Viento en 2040 y La Gomera, isla donde ya se lograría el objetivo de suficiente potencia de categoría A si dicho sistema eléctrico se conectara con la isla de Tenerife, infraestructura que actualmente se encuentra en fases finales de tramitación.

Los siguientes gráficos muestran los costes de inversión insularizados y por tipos de tecnología, y anualizados y por islas, respectivamente.

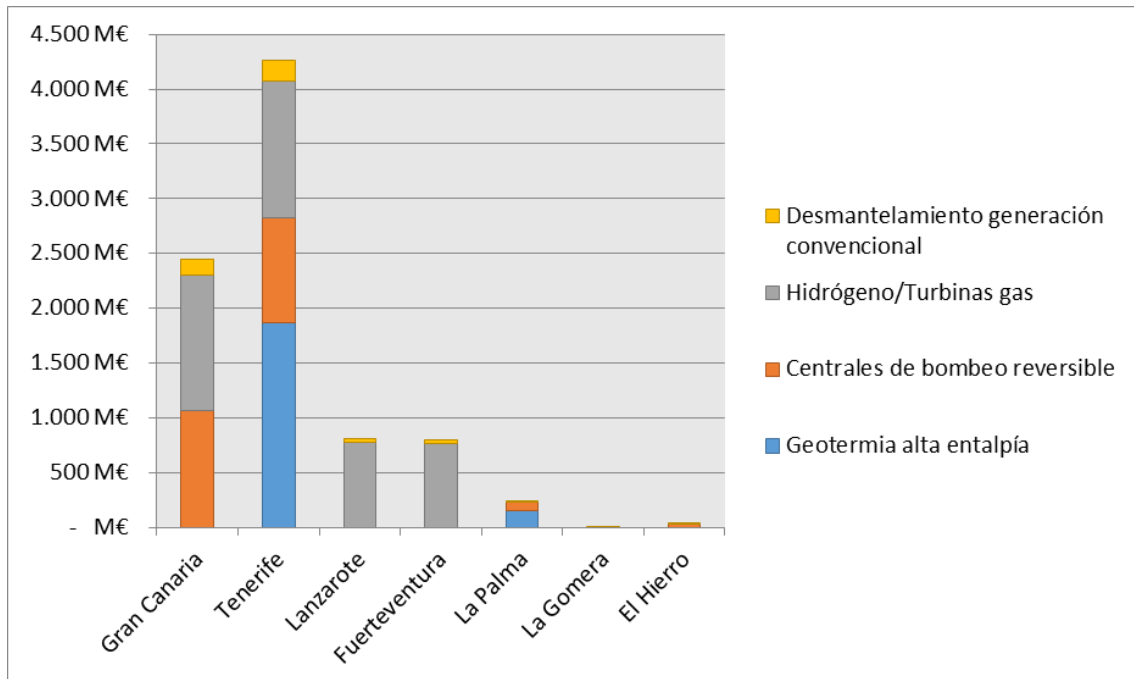


Ilustración 77 Costes de inversión insularizados y desglosados por tecnologías para todo el horizonte de planificación a 2040

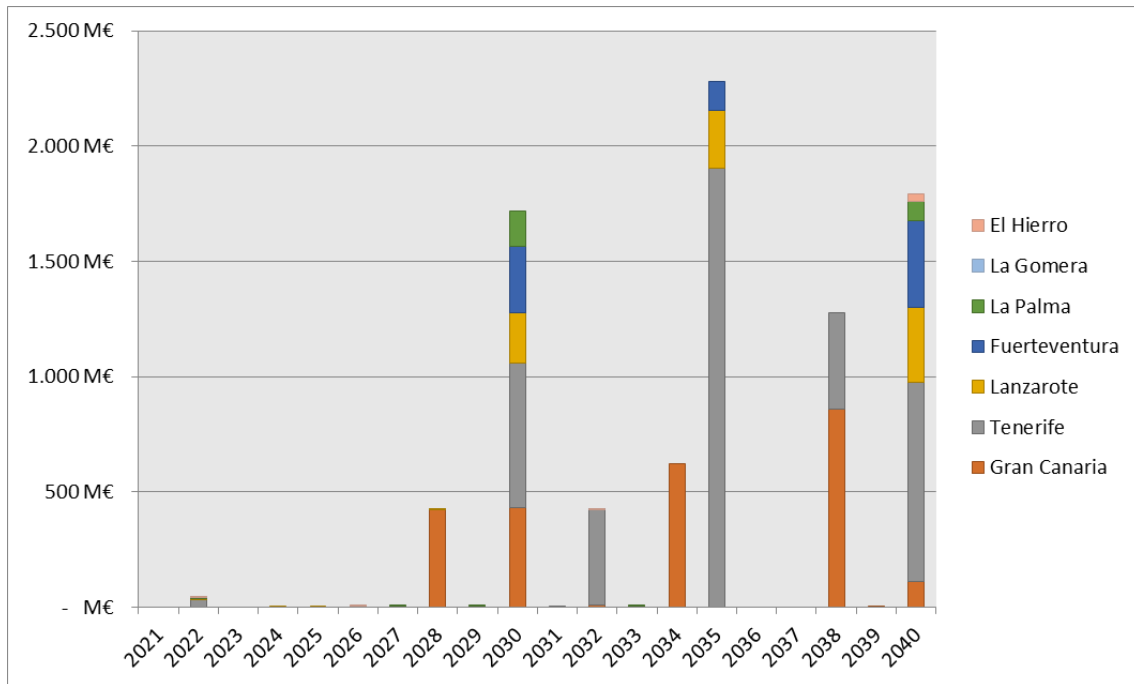


Ilustración 78 Costes de inversión anualizados y desglosados por islas para todas las tecnologías en el horizonte de planificación a 2040

En el capítulo 8 se muestra un desglose con mayor detalle de los costes de implementación de las acciones propuestas en la hoja de ruta de esta estrategia.

5 HOJA DE RUTA DE LA GENERACIÓN TÉRMICA CONVENCIONAL EN CANARIAS

5.1 Análisis DAFO

El objetivo principal de aplicar un análisis DAFO es ofrecer un claro diagnóstico de la situación actual y poder, así, tomar las decisiones estratégicas más oportunas para mejorar en el futuro de la manera más segura, sostenible e inmediata posible. En este apartado se va a realizar un análisis interno (fortalezas y debilidades) y externo (amenazas y oportunidades) de las principales actividades de los sistemas eléctricos canarios haciendo especial hincapié en la generación gestionable de energía eléctrica.

5.1.1 Fortalezas

Las principales fortalezas identificadas en los sistemas de generación eléctrica de Canarias son las siguientes:

Fortalezas		
DAFO	Elemento	Descripción
F01	Mayor número y variedad de tecnologías de generación eléctrica, lo que se traduce en un mix energético cada vez más diversificado.	Dentro del grupo de la generación térmica se dispone de turbinas de vapor y ciclos combinados (sólo en Tenerife y Gran Canaria), de turbinas de gas (excepto en La Gomera y El Hierro) y motores diésel (disponibles en todas las islas siendo las únicas tecnologías disponibles en La Gomera y El Hierro, y las principales en Lanzarote, Fuerteventura y La Palma).
F02	Reducción de apagones o ceros eléctricos en las islas.	Contar con una generación gestionable en Canarias ha permitido mantener, y recuperar rápidamente, la calidad y seguridad del suministro en las diferentes islas frente a distintas contingencias como pueden ser la pérdida repentina de generación o un aumento inesperado de la demanda. Esta generación aporta robustez a los sistemas eléctricos insulares.
F03	Existencia de reglas y estándares medioambientales para limitar las emisiones de CO ₂ -eq.	A lo largo de la última década se han fijado diversos límites de emisiones de GEI tanto a nivel internacional como nacional y autonómico para los horizontes a 2030, 2040 y 2050. Además, Canarias propone la descarbonización a 2040, acelerando el desarrollo renovable por delante de cualquier otra región europea.
F04	Disposición de un gran número de técnicos especializados y cualificados.	En Canarias se dispone de un gran número de técnicos especializados y cualificados en los sectores del petróleo, la electricidad y las energías renovables, así como una posición de liderazgo mundial en el binomio energías renovables – desalación de agua de mar.
F05	Existencia de un marco regulatorio firme y conciso.	El Real Decreto 738/2015 de 31 de julio posibilita la regulación de la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares y también determinados aspectos de las instalaciones hidroeléctricas de bombeo que tengan como finalidad principal la garantía del suministro, la seguridad del sistema y la integración de energías renovables no gestionables en dichos sistemas.
F06	Posibilidad de promover la declaración de bien de interés general.	Posibilidad de promover la declaración de bien de interés general en aquellas infraestructuras energéticas claves que el Gobierno de Canarias considere imprescindibles para asegurar la seguridad y calidad del suministro de energía.
F07	Existencia de infraestructuras aprovechables como almacenamiento energético basado en bombeo reversible.	Existen actualmente presas y embalses en las islas que se consideran aprovechables a través de centrales de bombeo reversible que serían una solución para la gestión de excedentes energéticos renovables y para asegurar la estabilidad del sistema eléctrico proveyendo servicios complementarios de ajuste al sistema.
F08	Desarrollo industrial y generación de empleo.	La adaptación del parque de generación gestionable, así como el desarrollo de soluciones de almacenamiento energético, posibilitará el desarrollo industrial del archipiélago y, por ende, la generación de empleo.
F09	Soluciones tecnológicas alternativas basadas en hidrógeno verde.	Las alternativas a la generación gestionable actual, basadas en el uso de hidrógeno, expuestas en este documento, muestran una rápida velocidad de desarrollo, implementándose numerosos proyectos pilotos a nivel internacional, por lo que se espera que en los próximos años aumenten su rentabilidad considerablemente.

F10	Evolución hacia la generación distribuida (descentralizada).	En caso de que haya que instalar nueva potencia, se debería optar por grupos de pequeño tamaño que aporten flexibilidad al sistema, evolucionando hacia la denominada generación distribuida en detrimento de la generación centralizada (modelo actual). En relación a esto, también se plantea el uso de micro-cogeneración para la generación de electricidad, calor y frío en el sector turístico, así como en hospitales y oficinas, acercando también de esta forma la generación al consumo.
F11	Electrónica de potencia en desarrollo.	A pesar de que actualmente estos sistemas siguen presentando limitaciones, se espera que en el futuro cercano sean capaces de mejorar las capacidades de control aportadas por dispositivos tales como baterías emulando el comportamiento de una máquina síncrona, que son las que, actualmente, aportan estabilidad y flexibilidad a los sistemas eléctricos.
F12	Tecnologías de centrales de bombeo reversible comercialmente maduras.	Se trata de una tecnología con una importante potencia instalada a nivel nacional e internacional, por lo que se dispone de una amplia experiencia en su instalación y operación, además tiene unos rendimientos globales que rondan el 80%. En Canarias, ya se cuenta con una central de este tipo en El Hierro desde 2014 lo que ha ido aportando experiencia y conocimiento sobre el funcionamiento y adaptabilidad de esta tecnología en sistemas eléctricos insulares. Por todo ello, este tipo de centrales se perfila como la primera de las alternativas de mayor interés en los casos en los que su puesta en marcha sea viable tanto desde un punto de vista técnico como económico.
F13	Tecnologías geotérmicas comercialmente maduras.	Otra de las opciones tecnológicas para la sustitución de la generación gestionable actual en Canarias, es la geotermia de alta entalpía con un LCOE de 8-11 céntimos €/kWh, lo que la convierte en una tecnología muy rentable pero supeditada a estudios geotérmicos previos. Adicionalmente, esta tecnología presenta un factor de capacidad que supera el 50% en todos los casos, aproximándose, en algunos, al 90%.
F14	Transición hacia la independencia energética.	Las ventajas del modelo energético proyectado en el que se promueve el cambio de la generación gestionable en Canarias por tecnologías que, aun proveyendo los mismos criterios de operación (máquinas síncronas) usen combustibles o formas de energía renovables, no sólo permiten reducir las emisiones contaminantes, sino que, adicionalmente, plantean un escenario de independencia energética de los combustibles fósiles.
F15	Fijación de los precios de la energía eléctrica.	El modelo energético proyectado con el cambio de la generación gestionable en Canarias tendrá un efecto fijador de los precios de la energía eléctrica en el futuro reduciéndose los costes variables de operación de los sistemas eléctricos del archipiélago canario.
F16	Modelización matemática de los sistemas eléctricos de Canarias de alta fiabilidad.	A efectos de alcanzar la mayor precisión posible, se ha desarrollado un modelo matemático AD-HOC (el modelo ISLA - Insular energy System Long-term Assessment tool) para replicar las condiciones existentes en los sistemas eléctricos del archipiélago, desarrollado por el Instituto Tecnológico de Canarias, S.A en base a su experiencia en el desarrollo de estudios específicos de planificación energética para sistemas eléctricos insulares no, o débilmente, interconectados y, especialmente, para Canarias. Dicho modelo ha sido testado usando como referencia los datos reales de operación publicados con el Anuario Energético de Canarias 2019.
F17	Los procesos basados en Power to X se consideran una alternativa adecuada a la realidad de Canarias y su paso hacia la descarbonización.	El hidrógeno es un combustible de gran interés para la generación eléctrica, presentando como inconveniente la necesidad de almacenarlo a alta presión (350 bares). Esta desventaja puede superarse aplicando métodos de Power to Gas y Power to Liquid, en los que se utiliza el hidrógeno junto con la captura de carbono para la generación de combustibles cuya logística es mucho más sencilla.
F18	Posibilidad de instalación de centrales de bombeo de agua salada próximas a la costa.	Otra alternativa que podría ser de interés es la instalación de centrales de bombeo en proximidades de la costa cuando exista una diferencia de cotas de altura significativa, usando como "depósito inferior" el mar y otro depósito a una cota mayor a la que se bombea el agua de mar para, posteriormente, turbinarla cuando el sistema lo requiera. Podría ser suficiente con la instalación de centrales donde la capacidad de almacenamiento se sitúe sobre las 6 horas y en las cuales se opere para la gestión de desvíos.
F19	Otras alternativas de generación eléctrica renovable de carácter gestionable.	Existen otras soluciones a las expuestas en este documento para la generación eléctrica de carácter gestionable y renovable, como podrían ser los sistemas de energía solar termoeléctrica con almacenamiento basado en sales fundidas.

Tabla 129 Fortalezas identificadas en el análisis DAFO desarrollado para la estrategia de generación térmica convencional en Canarias

5.1.2 Debilidades

Se identifican las siguientes debilidades en la generación eléctrica de Canarias:

Debilidades		
DAFO	Elemento	Descripción
D01	Gran dependencia energética del exterior debida al combustible fósil.	Canarias es una región con una enorme dependencia energética del exterior, ya que la mayor parte de la energía primaria y final consumida en las islas es importada en forma de combustibles fósiles. Esto hace que la región sea muy vulnerable a la volatilidad del precio de dichos combustibles y, en un momento dado, a su disponibilidad, ya sea porque se agotan las reservas, o por crisis de distinta índole en los países productores y exportadores de crudo (situaciones de crisis geopolíticas, económicas, bélicas, etc.).
D02	Variabilidad y baja predictibilidad de las fuentes de energías renovables.	La variabilidad y baja predictibilidad de las fuentes de energías renovables (eólica y solar) complica su integración masiva en las débiles redes eléctricas de las islas, por lo que se sigue dependiendo, en gran medida, de las centrales eléctricas convencionales. Estas centrales son las que proporcionan inercia, estabilidad y los servicios complementarios de ajuste al sistema; sin ellas no se podría garantizar la calidad y seguridad del suministro eléctrico, a no ser que se introduzcan sistemas de almacenamiento de energía a distintas escalas, en función de las necesidades de cada sistema eléctrico insular, o interconexiones entre las diferentes islas, lo cual es inviable en alguna de ellas.
D03	Falta de regulación y normativa para algunas de las alternativas a la generación gestionable.	En el caso de algunas de las propuestas expuestas en esta estrategia, como la generación eléctrica basada en el hidrógeno o el Power to X, todavía no está regulada ni posee una normativa propia. La falta de un marco regulatorio firme y estable ha originado un clima de inseguridad e incertidumbre jurídica y económica a los posibles inversores en I+D+i, energías renovables, etc., en los últimos años.
D04	Elevado coste de la generación gestionable en Canarias.	Esto exige fuertes compensaciones económicas vía sobrecoste que soporta el sistema eléctrico español a través de la factura eléctrica.
D05	Débil resiliencia de las infraestructuras energéticas.	El conjunto de las infraestructuras de recepción, producción, almacenamiento y distribución de energía primaria y final en Canarias ofrecen una baja resiliencia, debido en gran medida a las condiciones geográficas de las islas, su compleja orografía, la protección ambiental del territorio y la elevada densidad de población en comparación con la media de España (289 habitantes por km ² en Canarias frente a los 94 habitantes/km ² de España a finales de 2019).
D06	Puede haber problemas en relación con el espacio físico en las actuales instalaciones para compensar el cierre de la capacidad de almacenamiento.	Los parques de almacenamiento de productos petrolíferos, en el conjunto de las siete islas, son relativamente antiguos aunque están bien mantenidos. Sin embargo, no existe espacio físico en las actuales instalaciones para compensar el cierre de la capacidad de almacenamiento de la refinería de Tenerife, especialmente la relativa a los productos ligeros. Además, el espacio disponible en los puertos capitalinos de Santa Cruz de Tenerife y Las Palmas de Gran Canaria sólo puede sustituir la capacidad de la refinería parcialmente. Todo ello debe llevar a la necesidad de replantear el modelo de almacenamiento y el sistema de aprovisionamiento logístico de los productos petrolíferos en Canarias.
D07	Las infraestructuras de producción y transporte de energía eléctrica ofrecen una baja resiliencia.	La combinación de la antigüedad de dos de las centrales de base (una en Jinámar, Gran Canaria y la otra en Las Caletillas, Tenerife) y de diversos grupos diésel y turbinas de gas en las islas periféricas o incluso grupos de apoyo en las islas capitalinas, junto con el posible cierre de COTESA (en Santa Cruz de Tenerife) por alimentarse principalmente de los efluentes de gas de refinería. Por otro lado, hay una ausencia de condiciones para que pueda haber competencia en la actividad de generación de energía eléctrica convencional, centralizada, casi en su totalidad, en la compañía ENDESA. También se debe destacar que los ciclos combinados instalados en las centrales de Barranco de Tirajana y Granadilla (en el sureste de Gran Canaria y Tenerife, respectivamente) no están operando con su combustible de diseño (gas natural), sino con gasoil, más costoso y con un régimen de funcionamiento más alejado de su nivel óptimo técnico-económico de operación.
D08	Existen importantes desequilibrios entre las ubicaciones físicas de los centros de generación y los grandes consumos de energía eléctrica.	En algunos casos, existen importantes desequilibrios entre las ubicaciones físicas de los centros de generación y los grandes consumos de energía eléctrica, lo que obliga a desarrollar infraestructuras de transporte que reduzcan los riesgos causados por dichos desequilibrios.
D09	Retrasos en la resolución de expedientes en la tramitación de fuentes gestionables.	Debido al amplio ámbito competencial de estas tecnologías en muchas ocasiones se generan retrasos en la tramitación de los expedientes para la autorización de instalaciones energéticas.

D10	Retrasos en la puesta en marcha de infraestructuras de gran importancia como la central hidroeléctrica de bombeo Chira-Soria	Incumplimiento en la previsión de puesta en marcha de la central hidroeléctrica de bombeo Chira-Soria cuya construcción no ha comenzado todavía con fecha de diciembre de 2020. Su puesta en funcionamiento se preveía al final del período de la Planificación de la red de transporte 2015-2020. Esto hace que, a pesar del incremento de potencia renovable en Gran Canaria, aún no se aprecie un aumento sustancial de su integración en la red siendo los grupos térmicos los que siguen aportando las reservas y potencia base al sistema eléctrico de la isla, limitando una mayor penetración de las EERR, sobre todo de la eólica, en la red insular.
D11	Margen de seguridad reducido que obliga a disponer de una capacidad operativa de producción de energía eléctrica mediante sistemas de alta gestionabilidad.	En Canarias se tiene un margen de seguridad reducido provocado por el carácter insular y aislado del territorio que obliga a disponer de una capacidad operativa de producción de energía eléctrica mediante sistemas de alta gestionabilidad. Además, en el archipiélago la generación gestionable se caracteriza por ofrecer una baja flexibilidad que se evidencia más cuanto más se opera en situaciones variables producidas por el recurso renovable.
D12	Existencia de una fuerte oposición a la instalación de nuevas centrales eléctricas o grupos electrógenos de apoyo.	En algunos casos existe una fuerte oposición de la ciudadanía, de algunos Ayuntamientos y Cabildos, a la instalación de nuevas centrales eléctricas o grupos electrógenos de apoyo. En este sentido, deben realizarse esfuerzos en materia de comunicación y sensibilización para explicar las necesidades de estas nuevas infraestructuras de generación a la población con el fin de garantizar el suministro eléctrico por encima de los estándares estipulados.
D13	Aumento de las emisiones de CO ₂ -eq en Canarias en un 54,8% desde 1990 hasta 2018.	La tasa media de crecimiento durante ese período ha sido del 1,6% mientras que las emisiones respecto al año 2017 disminuyeron un 1,5%. Este pequeño decremento puede deberse a una mayor integración de EERR renovables en la red en 2018 (10,3%) respecto a 2017 (7,8%). El año que se produjeron más emisiones de CO ₂ -eq fue en 2008 con 17.619 ktCO ₂ -eq. Sin embargo el mayor crecimiento, en relación al año anterior, se produjo en 1996 (23,6%), mientras que en 2009 tuvo lugar la mayor reducción de emisiones (-12,8%). Las emisiones de CO ₂ -eq están estrechamente ligadas al consumo de energía primaria, sobre todo en los sectores del procesado de energía y el transporte, por lo que para reducirlas es fundamental descarbonizar todos los sectores de la actividad económica.
D14	Baja eficiencia del almacenamiento energético basado en hidrógeno.	Según las estimaciones realizadas, la eficiencia global del ciclo del hidrógeno sería de entre el 18% para una potencia instalada en turbina de gas de 22 MW y el 26% para una turbina de gas de potencia superior a los 300 MW. Esta pérdida energética hace que este tipo de soluciones sólo sea aconsejable que se encuentren operativas en instantes en los cuales sea necesario corregir desviaciones o los medios de generación disponibles no sean suficientes para soportar la demanda.
D15	Alta dependencia del desarrollo de la generación renovable.	Es fundamental acelerar la generación eléctrica renovable a través de las diferentes tecnologías propuestas, ya que sin ésta el almacenamiento y la posterior generación eléctrica gestionable dejan de ser posibles.
D16	Fragilidad del parque de generación de categoría A de Canarias.	La finalización de la vida útil regulatoria del actual parque de generación obliga a que en los proyectos de sustitución se planifiquen correctamente las fechas de ejecución. Es posible que en algunos casos lo más viable sea ampliar la vida útil regulatoria de los grupos de generación, o la sustitución por tecnologías fósiles, lo que atrasaría la penetración renovable.
D17	Minimización del impacto medioambiental en la puesta en marcha de centrales de bombeo reversible.	Cuando se trata de llevar a cabo un proyecto de estas características, si se hace uso de depósitos ya existentes, la instalación debe disponer de los sistemas necesarios para garantizar las reservas ecológicas y el mantenimiento de los servicios de suministro de agua para lo cual es indispensable la instalación de plantas desaladoras. De la misma forma, todas las obras estarían supeditadas a la plena garantía de conservación de la calidad paisajística, ambiental, el respeto por la biodiversidad de la zona.
D18	Plazos de implementación largos.	Hay que ser conscientes de que cualquiera de las tres alternativas mencionadas en este documento requiere de unos plazos de tiempo largos (4-8 años) para llevar a cabo las distintas fases de diseño, proyecto, tramitación y construcción como demuestra la experiencia en otros proyectos llevados a cabo en Canarias.
D19	Alta dependencia del desarrollo de la potencia renovable de origen gestionable.	Mientras no se produzcan aumentos de la potencia renovable de origen gestionable (generadores síncronos o electrónica de potencia con capacidad para emular el comportamiento de generadores síncronos) no se podrá prescindir de la generación térmica convencional si no se quiere sufrir ceros eléctricos ante perturbaciones comunes de red.

Tabla 130 Debilidades identificadas en el análisis DAFO desarrollado para la estrategia de generación gestionable Canarias

5.1.3 Amenazas

Las principales amenazas que han sido identificadas en la generación de electricidad en Canarias son las siguientes:

Amenazas		
DAFO	Elemento	Descripción
A01	Exposición a las subidas del precio del petróleo en los mercados.	Canarias es extremadamente dependiente de los productos derivados del petróleo que es la energía primaria predominante en las islas y que deben ser importados en su totalidad. Esto deja a Canarias en una situación de gran vulnerabilidad ante cualquier toma de decisiones de los países productores y exportadores de crudo, en relación al abastecimiento del producto, sus precios u otras condiciones abusivas.
A02	Dificultad en la implantación de las infraestructuras energéticas.	Existe un retraso o, incluso, una no ejecución de inversiones energéticas aprobadas y planificadas en las islas que impacta directamente en la seguridad y calidad del suministro y también en los costes. Estos es debido, en gran parte, a la amplia judicialización de los proyectos y al rechazo a ciertas infraestructuras (instalación de nuevas subestaciones, tendidos eléctricos, proyectos energéticos que no se ajustan completamente a la ordenación del territorio, etc.). Todo ello puede conllevar a una mayor amenaza que resulta en la seguridad del suministro en ausencia del desarrollo de las infraestructuras energéticas planificadas.
A03	Actualmente no existe un mercado energético en Canarias diferenciado del peninsular.	Este hecho produce un desajuste superior al de la media de España entre el coste de generación y el precio que pagan los consumidores por la energía generada, debiéndose retribuir la diferencia para el mantenimiento de las condiciones de suministro.
A04	Escasez de políticas comunes sobre un mercado energético en la UE.	En materia de energía, la UE no tiene competencias exclusivas, sino que son compartidas con los Estados miembros.
A05	Retrasos producidos por la crisis sanitaria COVID-19.	La actual crisis sanitaria debida a la pandemia ocasionada por la COVID-19, puede ralentizar el desarrollo de muchos proyectos y frenar las inversiones públicas y privadas lo que podría resultar en la no consecución de los objetivos de la presente estrategia en los plazos propuestos.

Tabla 131 Amenazas identificadas en el análisis DAFO desarrollado para la estrategia de la generación gestionable de Canarias

5.1.4 Oportunidades

Las nuevas políticas europeas tras el Acuerdo de París y, más recientemente, por la situación económica derivada de los efectos de la crisis sanitaria originada por el COVID-19, plantean importantes y nuevas oportunidades que Canarias debe aprovechar para transformar su modelo energético y lograr la neutralidad climática en 2040.

Oportunidades		
DAFO	Elemento	Descripción
O01	Impulso regulatorio de la estrategia europea sobre energía y clima.	La principal fuente de oportunidades provendrá de las fuertes inversiones necesarias para llevar a cabo la transición energética en Europa y el resto del mundo.
O02	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, PNIEC.	El PNIEC, así como de las estrategias que se están desarrollando para dar cumplimiento a sus objetivos y medidas, generará importantes oportunidades de negocio y, por ende, creación de empleos para poder llevar a cabo todas las medidas adoptadas, con unas previsiones de inversión, en el periodo 2021-2030, de 236.000 M€.
O03	Plan de recuperación, transformación y resiliencia del Gobierno de España.	Este plan traza la hoja de ruta para la modernización de la economía española, la recuperación del crecimiento económico y la creación de empleo para una reconstrucción económica sólida, inclusiva y resiliente tras la crisis sanitaria, que aún sufre el país, por el COVID-19 y, así, responder a los retos de la próxima década.
O04	Plan Reactiva Canarias. Plan para la reactivación social y económica de Canarias.	Este Plan traza las líneas estratégicas para superar la situación actual, que afecta a todos los sectores de la economía y la sociedad, incluido el energético, originada por la crisis sanitaria del COVID-19 en Canarias.
O05	Interconexiones eléctricas entre las islas.	Se espera que en los próximos años se encuentren interconectadas las islas de Tenerife y La Gomera, así como Gran Canaria, Fuerteventura y Lanzarote, lo que mejorará la fiabilidad de los sistemas eléctricos por las posibilidades de apoyo mutuo en caso de insuficiencia de potencia en uno de los sistemas interconectados. Además, gracias al apoyo proporcionado por las

		interconexiones, se puede retrasar la instalación de potencia adicional para cubrir la demanda con el nivel de cobertura de demanda establecida en la legislación española.
O06	Innovaciones tecnológicas para aumentar la flexibilidad y capacidad de respuesta de los grupos térmicos.	Adaptándolos al consumo de combustibles sintéticos, generando así nuevos nichos de negocio.
O07	Existencia de órganos reguladores independientes.	Creación de órganos reguladores profesionales e independientes para, de esta forma, no estar influenciados por los grupos políticos que los nombran a la hora de tomar decisiones neutrales e imparciales.
O08	Puesta en valor del carácter geoestratégico de Canarias como Living-Lab en el escenario mundial.	Las administraciones públicas deben promocionar este valor de las islas, tanto a nivel local y nacional como internacional. La situación de Canarias es especialmente adecuada para la transferencia de conocimiento, tecnologías y experiencias a la costa occidental de África y a América Latina.
O09	Aceleración de los planes de transición energética en todos los niveles.	Tanto la Unión Europea como el propio Estado español están aumentando su apuesta por la descarbonización de la economía, acelerando sus planes para impulsar la transición energética y situándola entre las prioridades de la agenda política, incluso en el contexto post-Covid19, como elemento de estímulo económico.
O10	Electrificación del transporte en Canarias.	La electrificación de un porcentaje del transporte terrestre y marítimo en Canarias, mediante EERR, puede considerarse una oportunidad de mejora de la gestión energética, actuando como almacenamiento energético, siempre y cuando estas tecnologías se implementen de forma correcta.
O11	Implementación de los combustibles renovables en el sector del transporte.	De igual forma, la implementación del hidrógeno y otros combustibles fundamentados en el Power to X en el transporte implica una oportunidad de almacenamiento energético a través del aprovechamiento de los vertidos energéticos en el funcionamiento de los electrolizadores.
O12	Finalización de la vida útil regulatoria del parque de generación de categoría A de Canarias.	El 31,7% del parque de generación actual incumple la condición de vida útil regulatoria y en 2030 lo hará aproximadamente el 64%, mientras que no habría ninguna unidad que pudiera considerarse dentro de su vida útil regulatoria con posterioridad a 2039, por lo que es imprescindible aprovechar esta oportunidad para sustituir dichos grupos por tecnologías basadas en energías renovables.
O13	Descarbonización de la economía canaria en 2040.	Concluir la transición energética en Canarias antes (2040) que en el resto del territorio estatal (2050) es viable, económicamente rentable y permitiría adquirir una experiencia que podría ser aprovechada en el despliegue de nuevas tecnologías en el resto del territorio nacional.
O14	Momento idóneo para la sustitución del parque térmico convencional de Canarias.	Canarias está en el momento adecuado para realizar dicho cambio ya que el parque de generación comienza a estar obsoleto y las necesidades de descarbonización se unen a las políticas de mantenimiento de la generación de las islas.

Tabla 132 Oportunidades identificadas en el análisis DAFO desarrollado para la estrategia de generación gestionable de Canarias

De acuerdo con todo lo expuesto en el análisis DAFO, se puede concluir que Canarias, a pesar de su gran potencial en cuanto a recursos energéticos renovables, se encuentra débilmente posicionada en relación con los tres elementos que conforman la política energética de cualquier país o región:

- Seguridad exterior e interior del aprovisionamiento.
- Competitividad, medida en relación con los costes energéticos comparados con su entorno económico.
- Nivel de protección del medio ambiente y compromisos realistas en materia de cambio climático

Es evidente que para Canarias, por sus características estructurales, no será fácil alcanzar un punto óptimo en relación con estas variables, pero a través de la adopción de una adecuada transición energética, se puede aspirar a una considerable mejora respecto a la situación actual, alcanzando un nivel más que satisfactorio en relación con esos tres elementos.

5.2 Objetivos de la estrategia de generación gestionable de Canarias

5.2.1 Principios básicos

En coherencia con el diagnóstico desarrollado, se define en este apartado los principios básicos para alcanzar el objetivo de neutralización climática en Canarias en el horizonte temporal de 2040. Estos principios son coherentes con los establecidos en el Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 y sustentarían en la aplicación de políticas energéticas en el marco del Plan de Transición Energética de Canarias (PTECan).

Los principios básicos sobre los que se fundamentan las propuestas expuestas en la estrategia de generación gestionable de Canarias son:

Principio 1. Garantizar la seguridad de suministro eléctrico en todos los sectores de la actividad del archipiélago canario.



Principio 2. Apostar por un modelo en el que se contemplen y promueva la investigación, el desarrollo y la instalación de fuentes energéticas renovables de carácter gestionable.



Principio 3. Favorecer la flexibilización de la generación eléctrica a través de la instalación de grupos de generación de Categoría A de menor potencia que los que actualmente se utilizan en Canarias.



Principio 4. Asegurar la reducción de la potencia instalada de generación térmica convencional a medida de que las instalaciones vayan alcanzando el final de su vida útil regulatoria.



5.2.2 Objetivos

Según los resultados del estudio desarrollado en esta estrategia y en coherencia con los principios básicos anteriormente definidos, se proponen los siguientes objetivos estratégicos relativos a la generación eléctrica de carácter gestionable:

Objetivo 1. Asegurar, a través de los medios que se consideren oportunos, la **reducción progresiva en el uso de la generación térmica convencional hasta alcanzar una potencia de 1.440 MW en 2030, siempre y cuando la configuración del parque sea razonable y asegure la conservación de los índices de cobertura de demanda.**



Objetivo 2. Garantizar la instalación de una potencia adicional de **740 MW en 2030 en el conjunto de Canarias** con el fin de satisfacer las condiciones de calidad y garantía de suministro. Estas cifras son independientes al escenario de transición energética y se deben suponer las instalaciones reconocidas en el apartado 4.1 de este documento. El reparto por islas de esta potencia es el siguiente:

Gran Canaria: 300 MW
Tenerife: 200 MW
Lanzarote: 110 MW
Fuerteventura: 90 MW
La Palma: 32 MW
La Gomera: 8 MW



Objetivo 3. Garantizar la instalación de una potencia adicional de **2.050,3 MW en 2040 en el conjunto de Canarias** con el fin de satisfacer las condiciones de calidad y garantía de suministro. Estas cifras son independientes al escenario de transición energética y se deben suponer las instalaciones reconocidas en el apartado 4.1 de este documento. El reparto por islas de esta potencia es el siguiente:

Gran Canaria: 870 MW
Tenerife: 800 MW
Lanzarote: 160 MW
Fuerteventura: 130 MW
La Palma: 64 MW
La Gomera: 15 MW
El Hierro: 11,3 MW



Objetivo 4. Aumentar el esfuerzo en materia de predicción energética de forma paralela a la instalación de potencia de categoría B, ya que aun considerando el uso de almacenamiento energético, una mala gestión se traduciría en la aplicación de políticas de corte.



Objetivo 5. Implementar una estrategia de seguimiento en el cumplimiento de los hitos marcados en este documento de estrategia y hoja de ruta de la para alcanzar la descarbonización lo antes posible.



Objetivo 6. Acelerar la puesta en marcha de proyectos de centrales hidroeléctricas de forma que antes del año 2031 se hayan diseñado, tramitado y construido las centrales que en cada isla se consideren necesarias para lograr una respuesta adecuada para la gestión a tiempo real del sistema eléctrico.



Objetivo 7. Promover la puesta en marcha de sistemas de almacenamiento a gran escala en todas las islas de Canarias hasta lograr una capacidad total de 9.100 MWh en 2040. Esta capacidad se distribuiría en función de la demanda existente en cada uno de los sistemas eléctricos de Canarias.



Objetivo 8. Asegurar que exista al menos un sistema de almacenamiento energético a gran escala por isla en Canarias, a menos que sus necesidades en este ámbito sean cubiertas con una tecnología o solución técnica equivalente.



Objetivo 9. En caso de instalar sistemas de generación basados en hidrógeno, considerar que el grupo fuera usado sólo para atender puntas de demanda o para prestar servicios complementarios de ajuste al sistema. En ese caso las horas de operación se aproximarían a las 3.000 horas al año.



Objetivo 10. Llevar a cabo al menos un proyecto piloto en el que se demuestre la viabilidad de aplicación de las soluciones Power to X en alguna de las islas capitalinas antes del 2030.



Objetivo 11. Confirmar la viabilidad de explotación del recurso geotérmico en las islas de La Palma, Tenerife y Gran Canaria, con el fin de proveer potencia de categoría A en aquellos emplazamientos donde por condiciones del recurso disponible sea viable su instalación.



Objetivo 12. En caso de viabilidad de explotación del recurso geotérmico, implementar como mínimo una central de energía geotérmica de alta entalpía en una de las islas capitalinas antes del 2040.



Objetivo 13. Asegurar, si fuera necesario, la operación de algunos grupos de generación térmica convencional más allá de su vida útil para evitar la instalación de nueva potencia convencional, siempre y cuando se garantice la seguridad de suministro y no haya otra opción de carácter renovable plausible en el corto plazo.



5.3 Plan de acción

Las medidas recogidas en el plan de acción han sido estructuradas en ocho líneas de actuación:

- A.1 Coordinación, acción administrativa y desarrollo normativo.
- A.2 Acciones sociales y de comunicación.
- A.3 Fuentes de financiación.
- A.4 Calidad y seguridad del suministro eléctrico.
- A.5 Medidas complementarias a la renovación del parque de generación gestionable.
- A.6 Desarrollo tecnológico a través de la I+D+i.

Cada una de las medidas propuestas trata de enfrentarse a una problemática determinada. En la fase de diagnóstico se reconocieron una serie de características que posteriormente fueron sintetizadas en el análisis DAFO. En este contexto, las medidas tratan de corregir las debilidades, reducir las incertidumbres provocadas por las amenazas, promover las fortalezas del sector y potenciar las oportunidades.

Se expone en la siguiente tabla el resumen del plan de acción de la Estrategia de las Energías Renovables Marinas de Canarias:

MEDIDAS DE LA ESTRATEGIA DE LA GENERACIÓN GESTIONABLE EN CANARIAS	
A.1 Coordinación, acción administrativa y desarrollo normativo.	
A.1.1	Fijar plazos para la toma de decisión sobre el cierre de los grupos de generación térmica existentes que ya cumplen su vida útil regulatoria (VUR).
A.1.2	Autorizar la continuidad de las centrales térmicas cuando no haya garantías de sustitución por otras alternativas renovables gestionables.
A.1.3	Definir los criterios técnicos para la sustitución de la generación térmica convencional.
A.1.4	Tomar decisiones sobre las apuestas tecnológicas gestionables en sustitución de los generadores térmicos de origen fósil actuales.
A.1.5	Creación de guías procedimentales para almacenamiento energético.
A.1.6	Refuerzo de plantillas dedicadas a la tramitación de proyectos.
A.1.7	Establecimiento de un procedimiento simplificado para I+D.
A.1.8	Apoyo a la innovación en las islas mediante el establecimiento de SandBoxes regulatorios.

MEDIDAS DE LA ESTRATEGIA DE LA GENERACIÓN GESTIONABLE EN CANARIAS	
A.1.9	Establecimiento de marco legal y operacional de los electrolizadores.
A.1.10	Definición de criterios mínimos para acometer infraestructuras de almacenamiento en Canarias.
A.1.11	Requerimiento de estudios de impacto social y económico.
A.1.12	Medidas regulatorias que simplifiquen y faciliten la puesta en marcha de centros de producción de hidrógeno.
A.1.13	Definición de un sistema de Garantías de Origen del hidrógeno.
A.1.14	Desarrollo de un reglamento específico de la geotermia.
A.2 Acciones sociales y comunicación.	
A.2.1	Actualizar los factores de paso y emisión en relación a la nueva potencia y generación renovable instalada y producida en Canarias.
A.2.2	Organización de jornadas con participantes de origen internacional.
A.2.3	Organización de un debate abierto sobre las alternativas a la generación térmica convencional.
A.2.4	Potenciación de las ventajas de la energía geotérmica.
A.2.5	Potenciación de las ventajas de las plantas de bombeo reversible.
A.2.6	Potenciación de las ventajas de las tecnologías del hidrógeno.
A.3 Fuentes de financiación.	
A.3.1	Medidas de financiación de la exploración e investigación geotérmicas.
A.3.2	Participación en programas de financiación convocados por administraciones europeas y nacionales.
A.3.3	Organización y coordinación de proyectos complementarios.
A.3.4	Incentivos y subvenciones para aplicaciones atendidas con almacenamiento.
A.3.5	Creación de un marco retributivo para el almacenamiento a gran escala.
A.3.6	Establecimientos de marcos retributivos para el almacenamiento a gran escala y distribuido.
A.4 Calidad y seguridad de suministro energético.	
A.4.1	Instalación de potencia adicional de categoría A en Gran Canaria, Tenerife, Lanzarote, Fuerteventura, La Palma y El Hierro.
A.4.2	Interconexión eléctrica entre La Gomera y Tenerife y modelo multi-microgrids.
A.4.3	Actualización del plan de contingencia ante corte eléctrico.
A.4.4	Planificación de nuevas necesidades de almacenamiento con nuevos combustibles.
A.5 Medidas complementarias a la renovación del parque de generación gestionable.	
A.5.1	Reacondicionamiento y repotenciación de la central de Gorona del Viento.
A.5.2	Estudio de instalación de depósitos para el bombeo de agua de mar.
A.5.3	Propuesta alternativa de instalación de turbinas de gas alimentadas con hidrógeno.
A.5.4	Fomento de la penetración del gas renovable.
A.5.6	
A.6 Desarrollo tecnológico a través de la I+D+i.	
A.6.1	Mejora de los sistemas de predicción energética eólica y fotovoltaica.
A.6.2	Investigación de aplicaciones del Power-to-Gas y Power-to-Liquid.
A.6.3	Inversión en protocolos para incrementar la vida útil de las instalaciones.
A.6.4	Aplicación de soluciones TIC.
A.6.5	Fomento de la transferencia de conocimientos.
A.6.6	Creación de un programa de apoyo a la I+D+i.
A.6.7	Fortalecimiento de la cooperación internacional.
A.6.8	Creación de una línea de investigación de producción de biocombustibles.
A.6.9	Creación de un programa de apoyo a proyectos I+D+i de redes inteligentes.
A.6.10	Estudio de viabilidad de centrales termosolares.
A.6.11	Propuesta de proyectos I+D+i de electrónica de potencia.

Tabla 133 Medidas de la Estrategia

Acción A.1.1	Fijar plazos para la toma de decisión sobre el cierre de los grupos de generación térmica existentes que ya cumplen su vida útil regulatoria (VUR).
--------------	---

Justificación: La necesidad de garantizar en todo momento la seguridad del suministro eléctrico justifica que determinados grupos de generación de origen fósil continúen en operación, incluso mucho después de haber finalizado su vida útil regulatoria. En el nuevo contexto de descarbonización, se deberán fijar los criterios y plazos para proceder a su sustitución o cierre.

Descripción de la acción: Fijar criterios y plazos administrativos concretos para proceder a la sustitución o cierre de los grupos de generación térmicos de origen fósil existentes y, principalmente, los que hayan agotado su vida útil regulatoria.

Cronograma: Año inicio: 2021 – Año finalización: 2022.

Acción A.1.2	Autorizar la continuidad de las centrales térmicas cuando no haya garantías de sustitución por otras alternativas renovables gestionables.
--------------	--

Justificación: Para mantener la estabilidad del sistema cumpliendo con los procedimientos de operación que establece la normativa y el Operador del sistema, se debe autorizar la continuidad de las centrales térmicas hasta que no se garantice su sustitución por alternativas renovables gestionables.

Descripción de la acción: Siempre con vistas a la completa sustitución del parque de generación gestionable por tecnologías renovables, decidir en qué casos la opción más adecuada es la ampliación de la vida útil de las unidades actuales para garantizar el suministro condicionado al avance de las renovables de carácter gestionables.

Cronograma: Año inicio: 2021 – Año finalización: 2022.

Acción A.1.3	Definir los criterios técnicos para la sustitución de la generación térmica convencional.
--------------	---

Justificación: La descarbonización de la economía canaria, en plenas condiciones de seguridad y garantía de la calidad del suministro, conlleva que la generación térmica convencional sea sustituida por nueva generación renovable que sea completamente gestionable, de modo que pueda asumir el mismo papel que la generación convencional. Por este motivo, es necesaria y muy importante la aplicación de esta medida.

Descripción de la acción: Desarrollar junto con la administración estatal y el operador de la red eléctrica una norma clara sobre los criterios técnicos que deben ser respetados para la sustitución de grupos de generación térmica por nueva generación renovable de carácter gestionable. En caso de tener que instalarse nuevos grupos de generación, optar por grupos de pequeño tamaño y de arranque rápido siempre que sea posible.

Cronograma: Año inicio: 2023 – Año finalización: 2024.

Acción A.1.4
Tomar decisiones sobre las apuestas tecnológicas gestionables en sustitución de los generadores térmicos de origen fósil actuales.

Justificación: Teniendo en cuenta que cada una de las islas tiene sus propias especificidades, se deberá decidir la opción tecnológica renovable y gestionable que más y mejor se adapte a sus condiciones para sustituir la generación térmica convencional en el menor espacio de tiempo posible.

Descripción de la acción: Para cada isla, con la ayuda de la información proporcionada por esta estrategia, se deberá decidirse por qué opción tecnológica se pretende apostar. Esta decisión debe ser tomada lo antes posible dado que esta clase de proyecto requiere entre 4-8 años en ser materializada.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2022.

Acción A.1.5
Creación de guías procedimentales para almacenamiento energético.

Justificación: Actualmente no existe ninguna guía que marque criterios básicos que deban ser respetados para la instalación de sistemas de almacenamiento energético en Canarias a diferencia de lo que ocurre en otras tecnologías de generación eléctrica.

Descripción de la acción: Crear guías procedimentales de los trámites que deben ser llevados a cabo en Canarias para la autorización de instalaciones de almacenamiento energético vinculadas a parques eólicos y plantas fotovoltaicas.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2022.

Acción A.1.6
Refuerzo de plantillas dedicadas a la tramitación de proyectos.

Justificación: Esta medida ayudará a agilizar la tramitación de solicitudes y el resto de procedimientos administrativos que conlleva la autorización de los proyectos de generación gestionable, reduciendo así los tiempos de resolución de los mismos.

Descripción de la acción: Llevar a cabo el refuerzo de las plantillas dedicadas a tramitación de solicitudes o el desarrollo de servicios y encomiendas de gestión que permitan llevar a cabo los proyectos en el menor tiempo posible.

Cronograma: Año inicio: 2022 – **Año finalización:** 2026.

Acción A.1.7
Establecimiento de un procedimiento simplificado para I+D.

Justificación: Los proyectos experimentales de I+D+i deberían tramitarse mediante un procedimiento simplificado y específico de modo que puedan ponerse en marcha en un menor espacio de tiempo ya que van a contribuir al desarrollo de tecnologías capaces de aportar los servicios que, actualmente, suministran los grupos térmicos convencionales.

Descripción de la acción: Establecer un procedimiento simplificado para la tramitación de solicitudes vinculadas a la experimentación y el desarrollo tecnológico en tecnologías capaces de aportar servicios complementarios de ajuste al sistema.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2022.

Acción A.1.8

Apoyo a la innovación en las islas mediante el establecimiento de SandBoxes regulatorios.

Justificación: Avanzar hacia la descarbonización de Canarias requerirá no solo de avances tecnológicos que afectarán al funcionamiento de sus sistemas energéticos insulares, donde la investigación y la innovación jugará un papel fundamental, sino también de reformas del actual marco regulatorio, que favorezca y estimule dicho cambio. Sin embargo, la innovación tecnológica y la innovación regulatoria se desarrollan a diferentes ritmos (por regla general, la regulación va siempre por detrás de la innovación tecnológica). En este sentido, el establecimiento de bancos de pruebas regulatorios o «sandboxes regulatorios», permitirá introducir novedades, excepciones o salvaguardias regulatorias que contribuirán a facilitar la necesaria investigación e innovación en el ámbito del sector energético.

Descripción de la acción: En el marco de lo establecido en el Real Decreto – Ley 23/2020, se debería avanzar en el diseño y establecimiento de sandboxes o bancos de pruebas regulatorios para su aplicación en Canarias, en especial, los orientados a desarrollar proyectos piloto que contribuyan a mejorar la integración de EERR y sustituir la generación térmica de origen fósil, proveyendo servicios semejantes, dado que actualmente, de acuerdo con la normativa vigente para los territorios no peninsulares, la provisión de servicios complementarios por parte de sistemas de almacenamiento no es retribuida al no clasificarse como generación de Categoría A.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2040.

Acción A.1.9

Establecimiento de marco legal y operacional de los electrolizadores.

Justificación: Teniendo en cuenta que la operación de los electrolizadores podría aportar servicios de ajuste y reserva secundaria necesarios para la garantía, calidad y seguridad del suministro eléctrico, se hace necesario establecer un marco legal y operacional de estos equipos que se incluya también en los procedimientos de operación del sistema.

Descripción de la acción: Establecer las bases legales y el marco operacional de participación de los electrolizadores (como demanda gestionable) en los servicios de ajuste necesarios para la garantía de suministro eléctrico en Canarias. Sería algo más que un servicio de interrumpibilidad porque se podría operar el electrolizador a carga parcial, proveyendo servicios semejantes a la reserva secundaria pero en sentido contrario (deslastre).

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2022.

Acción A.1.10
Definición de criterios mínimos para acometer infraestructuras de almacenamiento en Canarias.

Justificación: El almacenamiento energético también va a tener un papel fundamental en la sustitución de, al menos parcialmente, la generación térmica convencional por generación renovable gestionable, por lo que es necesario que se establezcan unos criterios mínimos para acometer estas infraestructuras.

Descripción de la acción: Definir, junto con el Ministerio y el operador del sistema, las bases que deben ser seguidas para que promotores con interés y capacidad de acometer infraestructuras de almacenamiento energético sepan los criterios mínimos que deben ser cumplidos para evaluar la propuesta con independencia del tipo de sistema de almacenamiento utilizado.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2022.

Acción A.1.11
Requerimiento de estudios de impacto social y económico.

Justificación: Esta medida debe ser de obligado cumplimiento para asegurar que la instalación de un sistema de almacenamiento a gran escala no limitará ni perjudicará el desarrollo de las actividades existentes en la zona.

Descripción de la acción: Ante cualquier solicitud de puesta en marcha de un sistema de almacenamiento a gran escala, requerir estudios donde se demuestre que el sistema de almacenamiento no impedirá o bloqueará el desarrollo de otros sectores de la economía local y que, lejos de perjudicar, mejorarían (cuando sea posible) la situación de la región.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2040.

Acción A.1.12
Medidas regulatorias que simplifiquen y faciliten la puesta en marcha de centros de producción de hidrógeno.

Justificación: El hidrógeno verde, al igual que los sistemas de almacenamiento, están llamados a sustituir, al menos parcialmente, la generación térmica convencional, por lo que, para que este cambio se produzca a la mayor brevedad posible, se deben simplificar y agilizar los procedimientos para la puesta en marcha de este tipo de instalaciones.

Descripción de la acción: Desarrollar medidas regulatorias que simplifiquen y faciliten la puesta en marcha de centros de producción de hidrógeno vinculados a generación eléctrica en sustitución de hidrocarburos. Deberán estar vinculados a la producción renovable de la propia isla. Como ejemplo, la normativa actual sólo permite la instalación en zonas industriales.

Cronograma: Año inicio: 2023 – **Año finalización:** 2024.

Acción A.1.13 | Definición de un sistema de Garantías de Origen del hidrógeno.

Justificación: Con esta medida se garantiza que la procedencia del hidrógeno y otros gases sea renovable, y, además, se conozca el impacto ambiental asociado a su producción y uso.

Descripción de la acción: Definición de un sistema de Garantías de Origen del hidrógeno y otros gases renovables que acredite la procedencia y trazabilidad de los mismos y el impacto ambiental asociado a su producción y uso.

Cronograma: Año inicio: 2023 – Año finalización: 2024.

Acción A.1.14 | Desarrollo de un reglamento específico de la geotermia

Justificación: La geotermia de alta entalpía es una tecnología que no cuenta con ninguna representación en las islas, ni siquiera en términos de I+D+i. Esto hace que sea imprescindible el desarrollo de un reglamento específico para la implantación de esta tecnología en Canarias, que abarque todas las fases implicadas para su correcta implantación, contemplando todos los criterios técnicos, económicos, sociales y ambientales, del mismo modo que se hace con otras tecnologías.

Descripción de la acción: Desarrollar un reglamento específico de la geotérmica en Canarias donde se recoja el conjunto de procedimientos necesarios para la tramitación de autorizaciones y normas técnicas, como los límites de potencia máxima por generador o medidas de prevención y mitigación para garantizar que las instalaciones geotérmicas no generen un impacto medioambiental inadmisibles. Este reglamento adaptaría la tecnología a las especificidades de Canarias en todas sus fases de desarrollo.

Cronograma: Año inicio: 2021 – Año finalización: 2021.

Acción A.2.1 | Organización de campañas informativas en medios de comunicación.

Justificación: La puesta en marcha de esta medida es fundamental para dar a conocer a la población la importancia de cambiar el modelo energético en Canarias mediante la introducción de otras tecnologías renovables que sustituyan, al menos parcialmente, la generación térmica convencional. También deben exponerse las ventajas y beneficios que supondría y aclararse las dudas más frecuentes.

Descripción de la acción: Desarrollar campañas de comunicación que lleguen a todos los medios de comunicación y en horarios de máxima audiencia. Concienciación de la necesidad de generación eléctrica renovable de carácter gestionable en Canarias y sus ventajas, aclarando las dudas más frecuentes, sobre todo desde el punto de vista medioambiental.

Cronograma: Año inicio: 2021 – Año finalización: 2023.

Acción A.2.2 | Organización de jornadas con participantes de origen internacional.

Justificación: Esta medida brindaría a Canarias la posibilidad de conocer con detalle las experiencias de éxito, en materia generación renovable gestionable, desarrolladas en otras regiones del mundo con características similares a Canarias, de modo que puedan adoptarse en las islas.

Descripción de la acción: Organizar unas jornadas y/o congreso en el que participen actores de regiones con características similares a Canarias en las que se describan las experiencias en el desarrollo de la descarbonización y la implantación de energías renovables gestionables. Por ejemplo, en el caso de la geotermia es de interés importar las experiencias adquiridas por Azores e Islandia. En el caso del almacenamiento con baterías, las experiencias de Alemania. En el caso del hidrógeno, las experiencias de Noruega.

Cronograma: Año inicio: 2022 – **Año finalización:** 2022.

Acción A.2.3 | Organización de un debate abierto sobre las alternativas a la generación térmica convencional.

Justificación: Con la organización de este debate con expertos y otros colectivos se podrían analizar las diferentes alternativas a la generación térmica convencional, discutiendo y enumerando los pros y contras de las alternativas propuestas, aclarando cualquier duda al respecto.

Descripción de la acción: Organizar un debate abierto, en el que participen expertos en las soluciones expuestas en este documento, así como colectivos de conservación medioambiental y personas que representen a la ciudadanía, en el que se enumeren y discutan las ventajas y desventajas de las distintas alternativas a la generación térmica convencional en Canarias.

Cronograma: Año inicio: 2022 – **Año finalización:** 2022.

Acción A.2.4 | Potenciación de las ventajas de la energía geotérmica.

Justificación: Dadas las características y ventajas que presenta la energía geotermia de alta entalpía frente a otras alternativas, esta tecnología debería potenciarse respecto a las otras opciones propuestas en la estrategia, en las islas que dispongan de este recurso y las condiciones necesarias para su instalación.

Descripción de la acción: Potenciar las ventajas de la energía geotérmica frente a otras fuentes de energías renovables en Canarias, entre las que se encuentran la gestionabilidad, el bajo impacto superficial, el coste de generación eléctrica mínimo o su independencia de las condiciones meteorológicas en relación a las necesidades más urgentes del archipiélago.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2040.

Acción A.2.5

Potenciación de las ventajas de las plantas de bombeo reversible.

Justificación: Dadas las características y ventajas que presentan las centrales de hidrobombeo frente a otras alternativas, esta tecnología debería potenciarse respecto a las otras opciones propuestas en la estrategia, en las islas que dispongan de las condiciones necesarias para su implantación.

Descripción de la acción: Potenciar las ventajas de las plantas de bombeo reversible frente a otras alternativas en Canarias, entre las que se encuentran la gestionabilidad, altos valores de rendimiento, la existencia de infraestructuras aprovechables en algunas islas entre otras en relación a las necesidades más urgentes del archipiélago.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2040.

Acción A.2.6

Potenciación de las ventajas de las tecnologías del hidrógeno.

Justificación: Teniendo en cuenta las características y ventajas que presentan las tecnologías del hidrógeno frente a otras alternativas para proveer servicios de ajuste al sistema, esta opción tecnológica debería potenciarse respecto a otras alternativas propuestas en la estrategia, en las islas que dispongan de las condiciones necesarias para su implantación.

Descripción de la acción: Potenciar las ventajas de las tecnologías del hidrógeno frente a otras alternativas en Canarias para proveer servicios de ajuste al sistema eléctrico, entre las que se encuentran la gestionabilidad, su adaptabilidad a regiones con características que imposibiliten otras tecnologías de almacenamiento y generación eléctrica y su rápida velocidad de desarrollo tecnológico entre otras en relación a las necesidades más urgentes del archipiélago.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2040.

Acción A.3.1

Medidas de financiación de la exploración e investigación geotérmicas.

Justificación: Esta actuación es imprescindible para poder llevar a cabo todos los estudios necesarios para confirmar la viabilidad de explotación del recurso geotérmico.

Descripción de la acción: Llevar a cabo todas las medidas de financiación expuestas en el documento de estrategia y hoja de ruta de la geotermia de alta entalpía en las Islas Canarias en relación a las fases de exploración y, sobre todo, de la investigación, con el fin de confirmar la viabilidad de explotación de este recurso y su uso para la generación eléctrica de carácter gestionable en Canarias.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2030.

Acción A.3.2
Participación en programas de financiación convocados por administraciones europeas y nacionales.

Justificación: Mientras más se participe en estos programas más opciones habrá de conseguir la financiación necesaria para llevar a cabo la sustitución progresiva del parque de generación térmica convencional por soluciones renovables.

Descripción de la acción: Participar en las convocatorias de programas de financiación en las que encajen proyectos de las tecnologías expuestas a lo largo de este documento, con el fin de sustituir el parque de generación térmica convencional de origen fósil por soluciones renovables. Algunos ejemplos de programas son: el Programa Operativo de Crecimiento Sostenible, el Programa Estatal de Investigación Científica y Técnica y de Innovación así como otros proyectos enmarcados en convocatorias europeas como las que supone el Green Deal.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2040.

Acción A.3.3
Organización y coordinación de proyectos complementarios.

Justificación: Esta medida fomentará las sinergias entre proyectos, lo que podrá asegurar la financiación de las diferentes etapas de los mismos.

Descripción de la acción: Organizar, en la medida de lo posible, la simbiosis de diferentes proyectos complementarios, de forma que se asegure la financiación de las diferentes etapas de los mismos en su totalidad, implementándose ágilmente las medidas propuestas a través de los diferentes documentos de estrategias, el PTCan y el PNIEC. Por ejemplo, ciertas líneas de subvención de generación eólica o fotovoltaica podrían venir alineadas con la puesta en marcha de sistemas de almacenamiento energético.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2022.

Acción A.3.4
Incentivos y subvenciones para aplicaciones atendidas con almacenamiento.

Justificación: En la actualidad la generación térmica se retribuye en parte por los servicios que son capaces de aportar para mantener la estabilidad del sistema. Este modelo podría ser compatible con el almacenamiento.

Descripción de la acción: Conceder incentivos y subvenciones en función de las aplicaciones atendidas con el almacenamiento energético. Distinguir entre partidas destinadas a arbitraje energético de alternativas para la mejora de la respuesta en el sistema eléctrico.

Cronograma: Año inicio: 2022 – **Año finalización:** 2040.

Acción A.3.5

Establecimientos de marcos retributivos para el almacenamiento a gran escala y distribuido.

Justificación: Al igual que hay diferencia de precios de la energía por el tipo de fuente utilizada y sus características básicas, podría optarse por aplicar términos tarifarios particulares en el subsector del almacenamiento energético, dada la relevancia que tendrá en la descarbonización de las islas.

Descripción de la acción: Avanzar en el establecimiento de marcos retributivos específicos para promover las instalaciones de almacenamiento energético a gran escala y distribuido.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2021.

Acción A.3.6

Planteamiento de líneas de capital riesgo público.

Justificación: Con ellas se favorecerá la transferencia de tecnologías y la innovación.

Descripción de la acción: Plantear líneas de capital riesgo público para favorecer la transferencia de tecnologías en materia energética así como la compra pública de tecnologías relacionadas con la innovación en materia de energías renovables.

Cronograma: Año inicio: 2025 – **Año finalización:** 2040.

Acción A.4.1
Instalación de potencia adicional de categoría A en Gran Canaria, Tenerife, Lanzarote, Fuerteventura, La Palma y El Hierro.

Justificación: Esta acción es necesaria para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico en Gran Canaria, Tenerife, Lanzarote, Fuerteventura, La Palma y El Hierro en óptimas condiciones de seguridad y calidad del suministro.

Descripción de la acción:

Instalar una potencia adicional de categoría A de 300 MW en 2030 y 870 MW en 2040 en **Gran Canaria**. Inversión asociada al desmantelamiento progresivo de la generación térmica convencional e instalación de hidrobombeo con el apoyo de tecnologías del hidrógeno.

Instalar una potencia adicional de categoría A de 200 MW en 2030 y 800 MW en 2040 en **Tenerife**. Inversión asociada al desmantelamiento progresivo de la generación térmica convencional e instalación de hidrobombeo o geotermia como primeras opciones con el apoyo de tecnologías del hidrógeno.

Instalar una potencia adicional de categoría A de 115 MW en 2030 y 160 MW en 2040 en **Lanzarote**. Inversión asociada al desmantelamiento progresivo de la generación térmica convencional e instalación de tecnologías del hidrógeno, así como el refuerzo de la interconexión con Fuerteventura y la interconexión con Gran Canaria.

Instalar una potencia adicional de categoría A de 90 MW en 2030 y 130 MW en 2040 en **Fuerteventura**. Inversión asociada al desmantelamiento progresivo de la generación térmica convencional e instalación de tecnologías del hidrógeno, así como la interconexión con Gran Canaria.

Instalar una potencia adicional de categoría A de 32 MW en 2030 y 64 MW en 2040 en **La Palma**. Inversión asociada al desmantelamiento progresivo de la generación térmica convencional e instalación de hidrobombeo o geotermia como primeras opciones con el apoyo de tecnologías del hidrógeno.

Actualizar el aporte de generación gestionable en el año 2040 cuando se haya superado la VUR de Gorona del Viento, en la isla de **El Hierro**.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2040.

Acción A.4.2
Interconexión eléctrica entre La Gomera y Tenerife y modelo multi-microgrids.

Justificación: Esta acción es necesaria para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico en La Gomera en óptimas condiciones de seguridad y calidad del suministro, evitando, así, la instalación de nueva potencia adicional en la isla.

Descripción de la acción: Instalar una potencia adicional de categoría A de 8 MW en 2030 y 15 MW en 2040 en La Gomera. En este caso la interconexión eléctrico con Tenerife podrá evitar esta inversión. Plantear modelos multi-microgrids de 15 MW en el horizonte a 2040 en La Gomera, que ante fallos las propias baterías asociadas a centros de transformación del sistema eléctrico pudieran responder pasando de fuente de intensidad (las baterías siguen los niveles de tensión y frecuencia del sistema eléctrico y aportan corriente) a fuente de tensión (en este caso las propias baterías fijan las referencias de tensión y frecuencia pudiendo operar en aislado).

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2040.

Acción A.4.3**Actualización del plan de contingencia ante corte eléctrico.**

Justificación: Esta acción es necesaria y debe acometerse a corto plazo debido al incremento que han experimentado algunas de las islas en la potencia renovable instalada hasta el momento y la que se prevé en un futuro próximo.

Descripción de la acción: Actualizar el plan de contingencia ante corte de suministro eléctrico en base a la nueva realidad con la entrada masiva de energías renovables y el desplazamiento de la generación térmica convencional.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2022.

Acción A.4.4**Planificación de nuevas necesidades de almacenamiento con nuevos combustibles.**

Justificación: La capacidad de almacenamiento de las islas debe ser planificada adecuadamente, teniendo en cuenta la entrada de nuevos combustibles, algunos de los cuales, como el hidrógeno, requieren de unas características concretas para su almacenamiento, diferentes a la de los combustibles que se almacenan en la actualidad. Por ello, se requerirá de un documento específico con las necesidades y características de almacenamiento para los nuevos combustibles, indicando su localización, capacidad, etc.

Descripción de la acción: Planificar las nuevas necesidades de almacenamiento con nuevos combustibles como el hidrógeno, los biocombustibles y combustibles sintéticos a través de un documento de estrategia específico para el sector.

Cronograma: Año inicio: 2025 – **Año finalización:** 2026.

Acción A.5.1**Reacondicionamiento y repotenciación de la central de Gorona del Viento.**

Justificación: Esta medida se irá ejecutando a medida que la central lo vaya requiriendo, ya sea por cuestiones técnicas, de mantenimiento, eficiencia, etc.

Descripción de la acción: Considerar si fuera necesario el reacondicionamiento de los medios técnicos de la central de Gorona del Viento en el año 2040, así como el aumento de la capacidad de la misma en 5 MW.

Cronograma: Año inicio: 2040 – **Año finalización:** 2040.

Acción A.5.2**Estudio de instalación de depósitos para el bombeo de agua de mar.**

Justificación: Esta medida supone una alternativa para aquellas islas donde los sistemas de hidrobombeo entre embalses no sean viables, aportando la posibilidad de contar con un sistema de almacenamiento a gran escala.

Descripción de la acción: Estudiar, en lugares próximos a la costa donde existiera una diferencia de alturas importantes respecto al nivel del mar (salto neto de unos 300 metros), la construcción de un depósito superior diseñado específicamente para el bombeo reversible usando como interfaz agua de mar en las islas en las que se considere necesario ante la imposibilidad de otras alternativas.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2025.

Acción A.5.3
Propuesta alternativa de instalación de turbinas de gas alimentadas con hidrógeno.

Justificación: Con esta medida se abre la posibilidad de evaluar el uso de hidrógeno verde como combustible para alimentar turbinas de gas y motores, desplazando, de este modo, el uso de combustibles fósiles.

Descripción de la acción: Evaluar con detalle posibles propuestas de instalación de turbinas o motores de hidrógeno en el archipiélago canario. Naturalmente debe evaluarse la ubicación de estas instalaciones, no sólo contando con los generadores, sino incluso con los sistemas de producción de hidrógeno verde y su almacenamiento.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2040.

Acción A.5.4
Fomento de la penetración del gas renovable.

Justificación: Existen combustibles gaseosos que por su naturaleza entran en la definición de renovables. Es por ello que se propone su inclusión progresiva para ciertas aplicaciones, principalmente a la hora de afrontar las puntas de demanda ya que no son lo suficientemente competitivas en coste.

Descripción de la acción: Fomentar, a través de la aprobación de planes específicos, la penetración del gas renovable, incluyendo el biometano, el hidrógeno verde y otros combustibles en cuya fabricación se hayan usado exclusivamente materias primas y energía, ambas de origen renovable.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2040.

Acción A.5.6
Procedimiento para el desmantelamiento progresivo del parque de generación convencional de Canarias.

Justificación: Esta medida es necesaria para poder descarbonizar el sector energético de una manera segura y limpia, cumpliendo con los plazos establecidos tanto en la presente estrategia como en el PTECan.

Descripción de la acción: Plantear un procedimiento para el desmantelamiento de la generación térmica convencional. Plazos, reciclaje, operativa y medios necesarios son elementos claves para agilizar las actuaciones y evitar retrasos en la sustitución por otros grupos. También es importante definir qué ocurre con la seguridad del suministro en ese tránsito.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2030.

Acción A.6.1 Mejora de los sistemas de predicción energética eólica y fotovoltaica.

Justificación: Teniendo en cuenta que algunas de las tecnologías propuestas están vinculadas, de una u otra manera, a la generación renovable, esta actuación ayudará a obtener información cada vez más precisa y así optimizar, por ejemplo, la producción de hidrógeno verde o la operación de las centrales de hidrobombeo.

Descripción de la acción: Mejorar los sistemas de predicción energética eólica y fotovoltaica a efectos de reducir las necesidades por parte de sistemas de almacenamiento (principalmente a gran escala) y optimizar la forma en la que se operan este tipo de centrales.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2040.

Acción A.6.2 Investigación de aplicaciones del Power-to-Gas y Power-to-Liquid.

Justificación: La investigación de estas aplicaciones y su desarrollo a una escala comercial permitirá producir combustibles sintéticos, a partir de hidrógeno verde y energías renovables, que puedan alimentar los grupos térmicos del parque de generación convencional, sustituyendo los combustibles fósiles por estos mismos.

Descripción de la acción: Investigar las posibles aplicaciones relativas al Power-to-Gas y Power-to-Liquid como alternativa al hidrógeno para aplicaciones relacionadas con la generación eléctrica. Esta medida permitiría conservar una parte del parque de generación fósil pero suministrándose con energías renovables.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2040.

Acción A.6.3 Inversión en protocolos para incrementar la vida útil de las instalaciones.

Justificación: Si con estos protocolos se consigue aumentar la vida útil de las instalaciones, se incrementará también su rentabilidad, por lo que invertir en ellos es una acción muy interesante.

Descripción de la acción: Invertir en el desarrollo de protocolos que, en base a la optimización de la operación de los sistemas de almacenamiento energético, consigan incrementar la vida útil de las instalaciones.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2040.

Acción A.6.4 Aplicación de soluciones TIC.

Justificación: Las soluciones TIC permiten optimizar la gestión energética de los sistemas y además, avanzar en el concepto de redes de distribución inteligente.

Descripción de la acción: Emplear soluciones TIC para avanzar hacia un concepto de redes de distribución inteligentes que consideren el almacenamiento como núcleo del sistema.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2040.

Acción A.6.5
Fomento de la transferencia de conocimientos.

Justificación: Con esta medida se enriquecen todos los actores involucrados en la estrategia y se avanza conjuntamente en la generación de soluciones cada vez más eficientes y optimizadas para Canarias.

Descripción de la acción: Fomentar la transferencia de conocimiento de los organismos de investigación a la empresa así como la coordinación entre ambos entes para generar soluciones aplicadas a la realidad de Canarias.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2040.

Acción A.6.6
Creación de un programa de apoyo a la I+D+i.

Justificación: Estos programas ayudan a encontrar soluciones, cada vez más avanzadas y optimizadas, de almacenamiento energético vinculado a plantas renovables y centrales híbridas, enfocadas en los sistemas eléctricos canarios

Descripción de la acción: Crear un programa de apoyo a la I+D+i en materia de almacenamiento energético aplicado a parques eólicos, plantas fotovoltaicas y centrales híbridas renovables que operen en Canarias.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2040.

Acción A.6.7
Fortalecimiento de la cooperación internacional.

Justificación: La cooperación internacional es positiva y beneficiosa por cuanto fomenta la capitalización entre las diferentes regiones, favoreciendo la creación de líneas de negocio conjuntas.

Descripción de la acción: Fortalecer la cooperación internacional y, especialmente, con otros países de la Unión Europea y con países africanos como transferencia de conocimiento y creación de líneas de negocio conjuntas.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2040.

Acción A.6.8
Creación de una línea de investigación de producción de biocombustibles.

Justificación: Esta medida permitiría que Canarias avanzara, aún más, en esta materia en la que ya cuenta con bastante experiencia en las universidades canarias.

Descripción de la acción: Crear una línea de investigación en el ámbito de la producción a nivel autonómico de biocombustibles avanzados.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2040.

Acción A.6.9

Creación de un programa de apoyo a proyectos I+D+i de redes inteligentes.

Justificación: Con la creación de este programa se puede avanzar en la puesta en marcha a escalas cada vez mayores, de redes inteligentes apoyadas siempre en soluciones renovables que aporten tanto la generación necesaria como los servicios de reserva y ajustes complementarios al sistema.

Descripción de la acción: Crear un programa de apoyo a proyectos de I+D+i en materia de redes de distribución inteligentes y también de transporte inteligente.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2040.

Acción A.6.10

Estudio de viabilidad de centrales termosolares.

Justificación: Con vistas a diversificar las fuentes renovables gestionables y tener el mayor número de opciones posibles, se debería estudiar la viabilidad técnica y económica de la instalación de este tipo de centrales en Canarias, o al menos, en las islas que reúnan las condiciones más óptimas para ello.

Descripción de la acción: Estudiar las posibilidades de implantación de centrales termosolares con sistemas de almacenamiento integrados basados en depósitos de sales fundidas como energía renovable gestionable para la generación eléctrica en Canarias.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2040.

Acción A.6.11

Propuesta de proyectos I+D+i de electrónica de potencia.

Justificación: Esta medida permitirá mejorar un aspecto muy importante en la gestión energética, como es la capacidad de control a partir de la electrónica de potencia.

Descripción de la acción: Proponer proyectos de carácter I+D+i relacionados con la electrónica de potencia que permitan mejorar considerablemente las capacidades de control aportadas por dispositivos tales como las baterías.

Cronograma: Año inicio: 2021 – **Año finalización:** 2040.

5.4 Coste de implantación del plan de acción

A modo de resumen, se presenta en la siguiente tabla y gráfico el reparto temporal de la inversión prevista según el plan de acción para el horizonte hasta 2040.

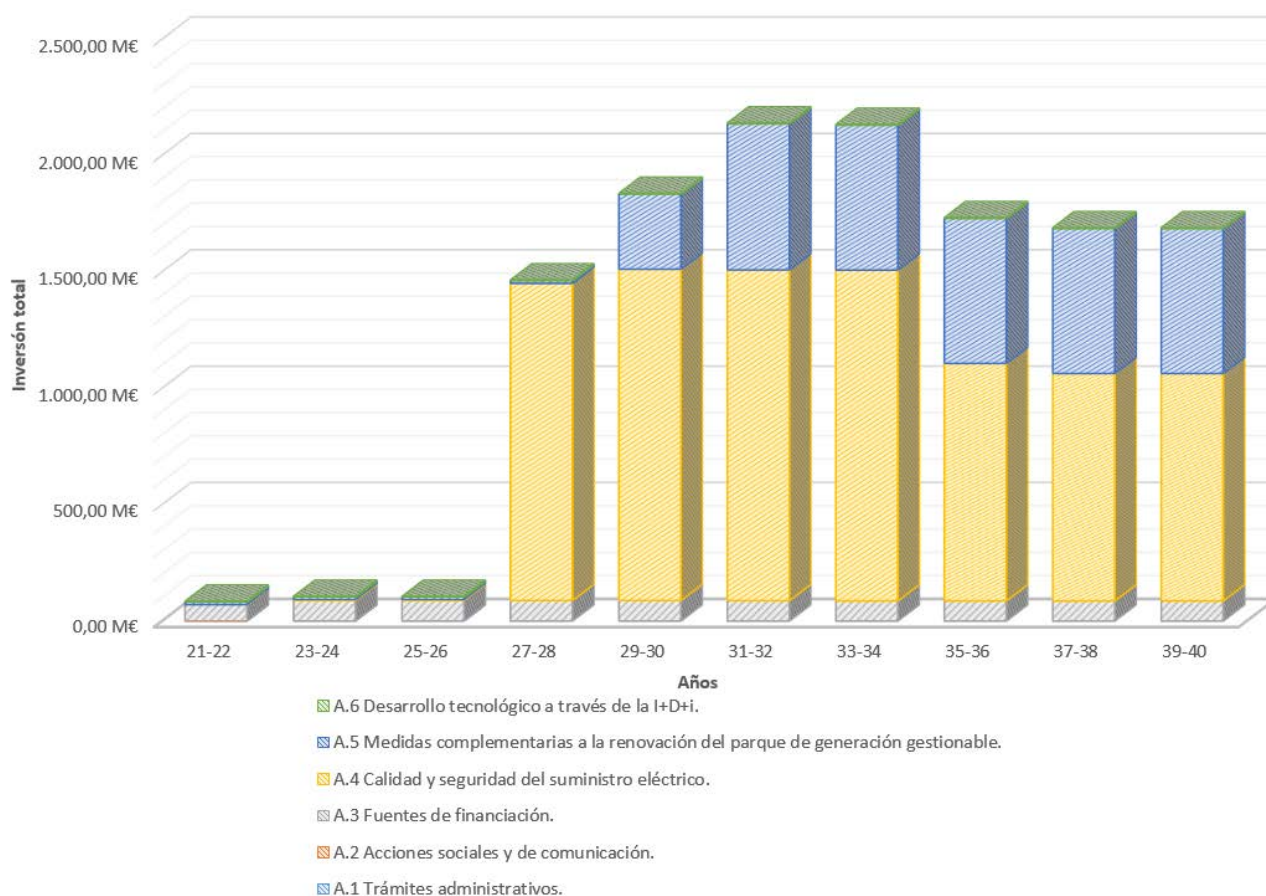


Ilustración 79 Reparto temporal de la inversión total prevista en el plan de acción

Reparto temporal de la inversión total prevista en el plan de acción										
Descripción	21-22	23-24	25-26	27-28	29-30	31-32	33-34	35-36	37-38	39-40
A.1 Coordinación, acción administrativa y desarrollo normativo.	0,17 M€	0,17 M€	0,11 M€	0,01 M€	0,01 M€	0,01 M€	0,01 M€	0,01 M€	0,01 M€	0,01 M€
A.2 Acciones sociales y de comunicación.	0,27 M€	0,08 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€
A.3 Fuentes de financiación.	70,10 M€	88,33 M€	88,39 M€	88,39 M€	88,39 M€	87,54 M€	86,69 M€	86,69 M€	86,69 M€	86,69 M€
A.4 Calidad y seguridad del suministro eléctrico.	0,05 M€	2,64 M€	2,69 M€	1.362,38 M€	1.423,52 M€	1.420,88 M€	1.420,88 M€	1.020,27 M€	976,81 M€	976,81 M€
A.5 Medidas complementarias a la renovación del parque de generación gestionable.	10,96 M€	10,96 M€	10,95 M€	10,94 M€	322,19 M€	627,97 M€	622,51 M€	622,51 M€	622,51 M€	622,51 M€
A.6 Desarrollo tecnológico a través de la I+D+i.	3,58 M€	3,58 M€	3,58 M€	3,58 M€	3,58 M€	3,58 M€	3,58 M€	3,58 M€	3,58 M€	3,58 M€
Total	85,12 M€	105,76 M€	105,72 M€	1.465,30 M€	1.837,69 M€	2.139,98 M€	2.133,66 M€	1.733,05 M€	1.689,59 M€	1.689,59 M€

Tabla 134 Reparto temporal de la inversión total prevista en el plan de acción

También se muestra a continuación el reparto por islas y línea de acción de la inversión total prevista en el plan de acción.

Reparto por islas de la inversión total prevista en el plan de acción								
Descripción	Tenerife	Gran Canaria	Fuerteventura	Lanzarote	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
A.1 Coordinación, acción administrativa y desarrollo normativo.	0,10 M€	0,11 M€	0,03 M€	0,04 M€	0,01 M€	0,01 M€	0,00 M€	0,48 M€
A.2 Acciones sociales y de comunicación.	0,11 M€	0,09 M€	0,02 M€	0,02 M€	0,00 M€	0,01 M€	0,00 M€	0,35 M€
A.3 Fuentes de financiación.	331,59 M€	317,17 M€	65,78 M€	87,03 M€	25,73 M€	22,64 M€	6,58 M€	857,09 M€
A.4 Calidad y seguridad del suministro eléctrico.	4.262,85 M€	2.451,05 M€	793,87 M€	808,60 M€	244,57 M€	0,56 M€	35,37 M€	8.596,92 M€
A.5 Medidas complementarias a la renovación del parque de generación gestionable.	1.867,50 M€	54,70 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€	0,00 M€	31,33 M€	1.953,63 M€
A.6 Desarrollo tecnológico a través de la I+D+i.	0,43 M€	0,42 M€	0,09 M€	0,12 M€	0,04 M€	0,03 M€	0,01 M€	35,75 M€
Total	6.462,57 M€	2.823,54 M€	859,78 M€	895,80 M€	270,36 M€	23,24 M€	73,29 M€	11.444,21 M€

Tabla 135 Reparto por islas de la inversión total prevista en el plan de acción

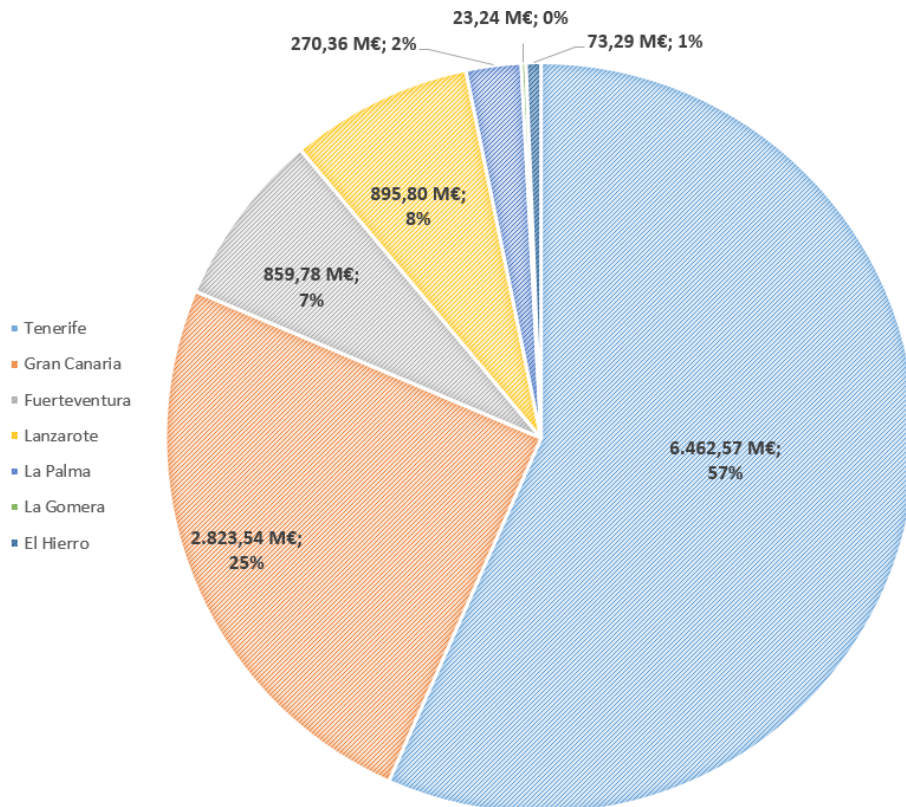


Ilustración 80 Reparto por islas de la inversión total prevista en el plan de acción (Parte 1 de 2)

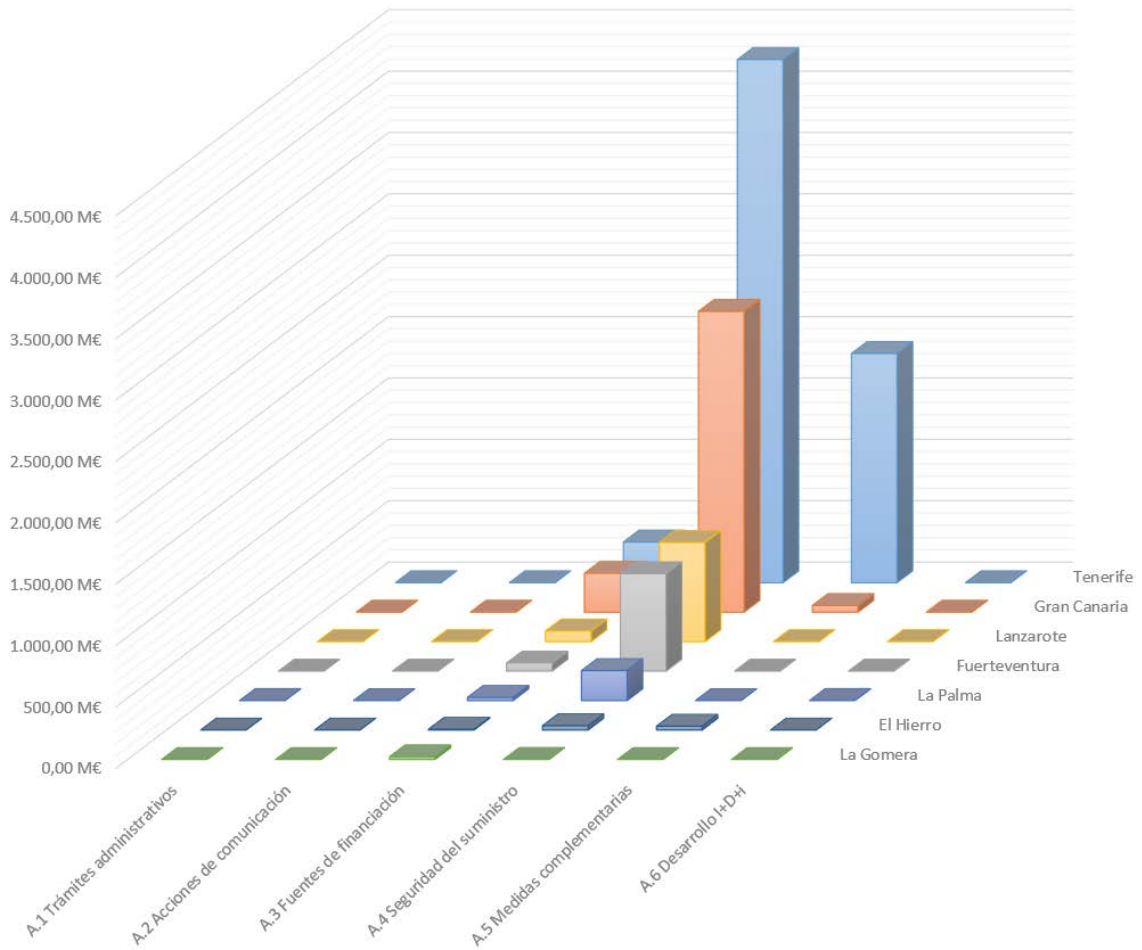


Ilustración 81 Reparto por islas de la inversión total prevista en el plan de acción (Parte 2 de 2)

6 CONCLUSIONES

En esta estrategia se hace un diagnóstico de las centrales que actualmente aportan generación gestionable a las islas, de sus unidades, potencias, producción y otros aspectos técnicos y económicos relativos a la generación de energía eléctrica en el archipiélago canario. Además, en este estudio se analizan distintas alternativas tecnológicas, proponiendo para cada sistema eléctrico opciones que permitan una transición a otro tipo de generadores que, aportando las mismas capacidades en cuanto a su gestionabilidad y servicios complementarios de ajuste al sistema, se basen fuentes de energías renovables.

En la actualidad, la configuración del parque de producción de energía eléctrica de Canarias está claramente dominado por la generación gestionable. Los estudios desarrollados en esta estrategia demuestran que prácticamente la totalidad de la generación de carácter gestionable (clasificada como de categoría A según el Real Decreto 738/2015) se basa en el uso de generadores que usan combustibles fósiles y, en concreto, fuel oil, gasoil y diésel oil. Además, existen grupos asociados a estas centrales que, o bien ya han superado su regulatoria o superan los niveles máximos de emisiones permitidas de acuerdo a lo establecido en la Directiva 2010/75/CE y sucesivos. Esos generadores que superan los umbrales de emisión y vida útil regulatoria no pueden ser considerados a efectos de cobertura de demanda según el propio Real Decreto 738/2015. La situación se agrava con la aparición de nuevas necesidades de suministro eléctrico, entre ellas el vehículo eléctrico, suponiendo un aumento de la demanda progresivo a medida que esta forma de movilidad vaya teniendo cada vez más éxito.

Se muestra en la siguiente tabla un resumen del estado de las unidades de generación térmica de Canarias conforme a su vida útil regulatoria. Se presenta el número de unidades disponibles en la actualidad, las unidades que ya han finalizado su vida útil, así como las que se prevé que alcancen la misma situación antes del año 2030. Esta información no se presenta para el año 2040 dado que para ese año en todos los sistemas eléctricos de Canarias no existirá generación térmica convencional donde se cumplan con los criterios mencionados.

Configuración del parque de generación de Categoría A según su vida útil regulatoria								
Islas	Nº Unidades RAIPEE	Potencia neta RAIPEE (MW)	Nº Unidades disponibles	Potencia disponible (MW)	Nº Unidades dentro del VUR a 2020	Potencia neta dentro del VUR a 2020 (MW)	Nº Unidades dentro del VUR a 2030	Potencia neta dentro del VUR a 2030 (MW)
Tenerife	24	995,11	19	918,88	12	706,28	5	338
Gran Canaria	20	906,25	17	880,72	8	581,58	5	375,5
Lanzarote	13	204,82	13	204,82	5	119,54	3	52,8
Fuerteventura	12	159,27	12	159,27	4	81	2	34,4
La Palma	12	96,74	12	96,7	6	68,1	3	44,6
La Gomera	9	18,42	9	18,42	5	11,94	2	3,82
El Hierro	11	24,36	11	24,36	6	18,34	4	16,98
Canarias	101*	2.404,97*	93	2.303,71	46	1.586,78	24	866,1

* Incluye Cotesa y generadores clasificados como no disponibles

Tabla 136 Configuración del parque de generación de Categoría A según su vida útil regulatoria

Los datos expuestos demuestran la fragilidad del parque de generación de categoría A de Canarias, donde de las 93 unidades de generación disponibles en el archipiélago (2.303,71 MW), 47 superan la Vida Útil Regulatoria, sumando una potencia total de 716,93 MW, lo que representa el 31,1% del parque de generación disponible en 2020. **Si no se remedia, la situación será incluso más frágil en 2030, cuando de los 93 generadores disponibles ahora,**

sólo 24 no tendrían su VUR vencida, con una potencia total de 866,1 MW. Esto supone que aproximadamente 62% del parque de generación actual habrá superado su vida útil regulatoria en 2030. En el año 2040 todo el parque de generación de Categoría A disponible en 2020 tendría su VUR vencida, si bien esto último es lógico dado que en los últimos cinco años prácticamente no se ha instalado ningún grupo y la VUR es de 25 años.

Además, en algunas islas como La Palma, Fuerteventura y Lanzarote el final de la vida útil regulatoria de todo el parque de generación se adelanta hasta el año 2031. Con independencia de que se aspire a buscar soluciones que no estén basadas en el uso de combustibles fósiles, **es crítico contar con generadores de categoría A** que tengan la condición de gestionables y **provean la suficiente inercia al sistema para evitar que se produzcan ceros eléctricos**.

Proyectos de esta escala requieren un diseño y una fase de tramitación que pueden dilatar la puesta en marcha durante años como se demuestra con el análisis de proyectos históricos llevados a cabo en Canarias. Desde que se comunica la actuación hasta que es implementada, pueden pasar entre 5 – 8 años pasando por un complejo procedimiento que incluye el diseño del sistema, proyecto, trámites burocráticos, diferentes concursos para la adquisición de equipos y componentes y la ejecución propiamente dicha. Por todo ello, es importante definir las necesidades y buscar alternativas que puedan ser implementadas en Canarias para no sufrir problemas a medio plazo.

En este estudio, se proyecta la evolución de la demanda eléctrica de Canarias (consumo anual y puntas de demanda), incluso considerando los aumentos derivados del vehículo eléctrico, hasta el año 2040. Se usa para ello métodos de regresión multivariable basados en la técnica Random Forest y datos socioeconómicos oficiales. A partir de estas proyecciones de demanda, se realiza un análisis probabilístico de cobertura de demanda en cada isla. Se usó para ello el procedimiento definido en el Anexo VII del Real Decreto 738/2015 aplicándose el método de Montecarlo para conocer las necesidades de potencia de Categoría A en función de los años en los que se irían perdiendo unidades de esta categoría en el sistema eléctrico.

El análisis realizado de manera pormenorizada para cada isla revela que **existen alternativas factibles para que la potencia de categoría A sea atendida con generación renovable de carácter gestionable**. En cualquier caso, **en todas las islas del archipiélago canario se requerirá un importante esfuerzo** ya que en definitiva se está planteando un cambio estructural del sistema eléctrico existente en estos momentos. No obstante, **Canarias está en el momento adecuado para realizar dicho cambio ya que el parque de generación comienza a estar obsoleto y las necesidades de descarbonización se unen a las políticas de mantenimiento de la generación de las islas**.

De acuerdo con lo analizado, las opciones de mayor interés en Canarias van de la mano de tres soluciones técnicas específicas, **el uso de centrales de bombeo reversible, sistemas de almacenamiento energético basados en tecnologías del hidrógeno (turbinas/motores de gas) y centrales de geotermia de alta entalpía**. Por otra parte, la electrónica de potencia está permitiendo mejorar considerablemente las capacidades de control aportadas por dispositivos tales como las baterías. Estos sistemas tratan de emular el comportamiento de una máquina síncrona aunque aún siguen teniendo limitaciones que con toda probabilidad serán solventadas en la próxima década gracias al gran número de investigaciones que se están

llevando a cabo y al enorme avance de la electrónica de potencia en los últimos 20 años. En el ámbito de esta estrategia, se propone una reconversión escalonada de la generación clasificada de categoría A hasta alcanzar el objetivo de que para el 2040 todos los generadores que se encuentren en operación en el archipiélago se basen en el uso de tecnologías no contaminantes.

Propuesta de actuación hasta la total descarbonización de los sistemas eléctricos de Canarias						
Año	Necesidad – Situación Ideal		Propuesta de actuación			
	Térmica fósil actual	Nuevos Cat. A	Térmica fósil actual	Hidrobombeo	Geotermia	Hidrógeno
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
2022	1.554,6	296	1.839	11,32	0	0
2023	1.522,2	316	1.825	11,32	0	0
2024	1.522,2	311	1.823	11,32	0	0
2025	1.488,9	330	1.797	11,32	0	0
2026	1.460,2	340	1.773	11,32	0	0
2027	1.386,6	385	1.748	11,32	0	0
2028	1.216,4	535	1.491	211,32	0	45
2029	1.032,7	680	1.466	211,32	0	45
2030	964	740	1.440	211,32	30	45
2031	705,6	1.111	1.395	411,32	30	95
2032	305,9	1.450	1.350	411,32	30	95
2033	305,9	1.486	1.194	411,32	30	220
2034	305,9	1.528	1.074	841,32	30	220
2035	305,9	1.563	547	841,32	30	770
2036	155,8	1.730	482	841,32	30	770
2037	79,6	1.823	414	841,32	30	770
2038	79,6	1.875	288	841,32	30	905
2039	0,7	1.977	157	841,32	30	905
2040	0	2.050	0	936,32	30	1.105

Tabla 137 Propuesta de actuación hasta la total descarbonización de los sistemas eléctricos de Canarias

La opción de mayor interés es el uso de sistemas de almacenamiento energético basados en centrales de bombeo reversible. Este tipo de sistemas de almacenamiento energético presentan la ventaja de operar con turbinas hidráulicas. Sus generadores síncronos son capaces de dar respuesta casi instantánea proveyéndose servicios de ajuste primario y secundario así como capacidad para aportar estabilidad de la tensión por medio del control de la potencia reactiva y de la tensión. Además, este tipo de generadores tienen una elevada respuesta inercial, siendo capaces de aportar hasta 5-7 veces su potencia nominal de manera transitoria en el momento en el que se produce un cortocircuito en la red eléctrica. La excelente respuesta y flexibilidad de estos sistemas es de sobra conocida siendo el sistema de almacenamiento más usado a nivel mundial e incluso existiendo una referencia en Canarias, la central hidroeléctrica de Gorona del Viento en El Hierro, la cual alcanza coberturas de demanda próximas al 60% en un sistema totalmente aislado y donde la punta de demanda del sistema eléctrico es incluso inferior con la capacidad de generación eólica de la isla.

La potencialidad en el uso de centrales de bombeo reversible es dispar por islas como se analiza en la estrategia de almacenamiento. Si bien en algunas islas como Gran Canaria, Tenerife o La Palma existen varias alternativas de bombeos reversibles de alta potencia, en otras como en Lanzarote o Fuerteventura, las condiciones geográficas y la disponibilidad de masas de agua aptas para esta tecnología no es suficiente como para plantear este tipo de sistemas.

Otra alternativa que podría ser de interés es la instalación de centrales de bombeo en proximidades de la costa cuando existen altas cotas de altura usando como “depósito inferior” el mar y bombeando/turbinando agua de mar. Ya existen experiencias en Japón habiendo operado durante más de 20 años y en regiones como en Cantabria se está valorando la puesta en marcha de esta alternativa. En este caso, habría que construir el depósito superior pero no se afectaría a comunidades de regantes y existen menor probabilidades de afectar zonas protegidas. Al ser necesaria la construcción del depósito superior, esta solución posiblemente no llegue a las capacidades de almacenamiento que se manejan con el uso de sistemas de embalses ya construidos. No obstante, a efectos de otorgarle estabilidad al sistema eléctrico, podría ser suficiente con la instalación de centrales donde la capacidad de almacenamiento se sitúe sobre las 6 horas y en las cuales se opere para la gestión de desvíos.

De las tres opciones tecnológicas mencionadas al inicio del párrafo anterior, **la más rentable sería la geotermia de alta entalpía, aunque es la segunda opción más interesante después de los sistemas de hidrobombeo**. A pesar de las altas barreras de entrada motivada en la necesidad de desarrollos de estudios de exploración e investigación antes de alcanzar la fase de explotación, presenta la ventaja de ser una tecnología muy conocida en la que el LCOE se encuentra sobre los 8-11 céntimos €/kWh, siendo la opción más barata de cuantas opciones renovables se disponen en el momento. Adicionalmente, esta tecnología presenta un factor de capacidad que supera el 50% en todos los casos y se puede aproximar al 90%. La geotermia de alta entalpía es especialmente interesante en las islas de Tenerife y La Palma partiendo de la base de los numerosos estudios que se han desarrollado hasta el momento en estas islas. Por las razones argumentadas, se convierte en una necesidad la finalización de los estudios de exploración y, sobre todo, **la ejecución de sondeos de investigación en los puntos detectados como de mayor interés**, no sólo por condiciones de recurso geotérmico disponible sino también por posibilidad para que en sus inmediaciones sea posible instalar una central geotérmica. Hasta que no se lleve a cabo los mencionados estudios en fase de investigación, no se sabrá si en estas islas existe recurso aprovechable.

En los casos en los que las dos opciones anteriores no sean viables o suficientes, podría plantearse una tercera solución de categoría A, **el uso del hidrógeno como almacenamiento en donde la re-electrificación se lleve a cabo con motores o turbinas de gas accionadas con este combustible**. Ya existen turbinas y motores de gas las cuales pueden operar con hidrógeno en blending (mezcla) con gas natural y también sólo con hidrógeno. En cualquier caso, no hay que perder de vista la eficiencia global de esta solución. En el proceso de producción de hidrógeno, almacenaje y re-electrificación se producen una serie de pérdidas energéticas que hacen que la cantidad de energía invertida para producir hidrógeno sea considerablemente inferior a la que se recuperaría con las turbinas de gas. Según las estimaciones realizadas, el rendimiento global del ciclo rondaría en Canarias el 20%. Esta pérdida energética hace que **este tipo de soluciones sólo sea aconsejable que se encuentren operativas en instantes en los cuales sea necesario corregir desviaciones o los medios de generación disponibles no sean suficientes para soportar la demanda**. Este tipo de soluciones serían requeridas principalmente en los sistemas eléctricos de Tenerife, Lanzarote, Fuerteventura y Gran Canaria.

Por otra parte, las características particulares de este combustible con su baja densidad hacen que para su almacenamiento sea necesario trabajar con presiones elevadas reduciendo con ello el espacio ocupado. Incluso comprimiendo el hidrógeno a 350 bares las necesidades de espacio de almacenamiento son superiores a las que se tendrían para otros combustibles disponibles en la actualidad. Se muestra en la siguiente tabla una estimación del uso del espacio necesario para la instalación de los sistemas propuestos en las Islas Canarias en los horizontes a 2030 y 2040.

Necesidades asociadas a las potencias de turbinas de gas propuestas en Canarias					
Isla	Potencia electrolización	Capacidad almacenamiento	Potencia total turbinas de gas	Espacio producción H ₂	Espacio almacenamiento H ₂
	MW	m ³	MW	m ²	m ²
Año 2030					
Gran Canaria	7	123	5	270	90
Tenerife	15	247	10	270	135
Lanzarote	15	247	10	270	135
Fuerteventura	29	494	20	540	225
La Palma	-	-	-	-	-
La Gomera	-	-	-	-	-
El Hierro	-	-	-	-	-
Canarias	66	1.111	45	1.350	585
Año 2040					
Gran Canaria	375	6.294	255	4.320	2.700
Tenerife	824	13.822	560	8.910	5.895
Lanzarote	235	3.949	160	2.700	1.710
Fuerteventura	191	3.209	130	2.160	1.395
La Palma	-	-	-	-	-
La Gomera	-	-	-	-	-
El Hierro	-	-	-	-	-
Canarias	1.626	27.274	1.105	18.090	11.700

Tabla 138 Necesidades asociadas a las potencias de turbinas de gas propuestas en Canarias

A pesar de lo descrito, el hidrógeno está llamada a ser un elemento clave en la estrategia de descarbonización de Canarias. No obstante, **su uso deberá ser siempre el apoyo para atender aquellos consumos que no podrían ser atendidos de manera limpia con otros medios renovables**. Además, se espera que a medida que se vaya ganando madurez en el despliegue de proyectos referencia, el coste de este tipo de sistemas se vaya reduciendo, reforzando aún más la entrada de esta tecnología en Canarias. Respecto al hidrógeno es también importante tener en cuenta que aunque permita reducir las emisiones contaminantes en CO₂, CH₄ o N₂O, la mayor velocidad de la llama producida con este combustible aumenta la temperatura localmente en las cámaras de combustión generando emisiones en NO_x elevadas. Estas emisiones de NO_x han sido cuantificadas como de hasta seis veces las que se producirían con el metano. Por todo ello, los principales fabricantes de este tipo de generadores trabajan en diseños de quemadores que permiten reducir la temperatura de la llama para minimizar lo suficiente el calor de combustión y que se irradie dicho calor al entorno sin alcanzar la temperatura crítica del NO_x (1.350 °C). En otras palabras, la clave es reducir la velocidad a la que se mezcla el combustible y el aire y para ello se usan soluciones de difusión de la llama. En coherencia con lo establecido en la Directiva 2010/75/CE, los valores límites de emisiones de NO_x para instalaciones de combustión de gas se establecen en 50 mg/Nm³ para turbinas de gas y en 100 mg/Nm³ para motores de gas.

Otra conclusión básica de los estudios desarrollados en esta estrategia es **la importancia de la flexibilidad**. El parque de generación gestionable de Canarias precisamente se caracteriza por tener una baja flexibilidad fruto del modelo energético que se viene explotando de manera histórica en las islas. Se cuenta con grupos de generación de gran tamaño tales como ciclos combinados o turbinas de vapor que a pesar de presentar una gran eficiencia en comparación con grupos más pequeños, para escenarios de alta penetración renovable suponen un límite a la integración. Los procedimientos de operación en los sistemas eléctricos no peninsulares fijan que de forma horaria se deben encontrar encendidos “los grupos convencionales” necesarios para sustituir al menos la totalidad de la potencia del mayor grupo conectado en ese periodo (50% en regulación primaria y 50% en regulación secundaria). Por tanto, **cuanto menor sea el tamaño máximo de grupo, menores requerimientos existirían según este criterio**. De la misma forma, este tipo de motores o turbinas presentan unos tiempos de precalentamiento y arranque mínimos (entre 3 y 8 minutos) así como respuesta “Fast Ramping” que otorgan al sistema de eléctrico de una gran capacidad para resolver desviaciones de producción derivadas del cambio imprevisto del recurso renovable no gestionable. Por todo ello, la generación de categoría A debe operar como respaldo de aquellas formas de generación renovable mayoritarias y de coste reducido como las que supone la energía eólica o la fotovoltaica en todas las islas del archipiélago.

Para la modelización de los sistemas eléctricos de Canarias se implementan modelos matemáticos específicos capaces de determinar la configuración idónea de cada uno de los sistemas eléctricos del archipiélago. Para ello, se ejecuta el modelo matemático ISLA. El citado modelo se formula como un problema de optimización compuesto por una función objetivo que trata de minimizar los costes de operación de cada sistema eléctrico insular (estrategia comúnmente conocida como “*price following*”) en base a un conjunto de restricciones técnicas asociadas que describen el comportamiento energético de cada isla tanto desde el punto de vista técnico como económico. El módulo se ejecuta con resolución de 15 minutos identificando las necesidades no sólo en términos energéticos sino incluso en provisión de servicios complementarios al sistema. Tras implementar el conjunto de medidas explicadas, las coberturas de demanda eléctrica mediante energías renovables serían las que se presentan en la siguiente tabla por islas para los años de referencia. Se presenta de la misma manera la estimación de emisiones contaminantes por combustión estacionaria.

Indicadores de cumplimiento de objetivos de descarbonización				
Isla	Año 2030		Año 2040	
	Cobertura de demanda eléctrica mediante EERR	Emisiones del sector eléctrico	Cobertura de demanda eléctrica mediante EERR	Emisiones del sector eléctrico
Gran Canaria	63,43%	1.224 tCO ₂ eq	100%	0 tCO ₂ eq
Tenerife	60,68%	1.492 tCO ₂ eq	100%	0 tCO ₂ eq
Lanzarote	61,72%	381 tCO ₂ eq	100%	0 tCO ₂ eq
Fuerteventura	60,97%	457 tCO ₂ eq	100%	0 tCO ₂ eq
La Palma	60,19%	125 tCO ₂ eq	100%	0 tCO ₂ eq
La Gomera	73,04%	24 tCO ₂ eq	100%	0 tCO ₂ eq
El Hierro	78,19%	17 tCO ₂ eq	100%	0 tCO ₂ eq
Canarias	62,02%	3.720 tCO₂eq	100%	0 tCO₂eq

Tabla 139 Indicadores de cumplimiento de objetivos de descarbonización