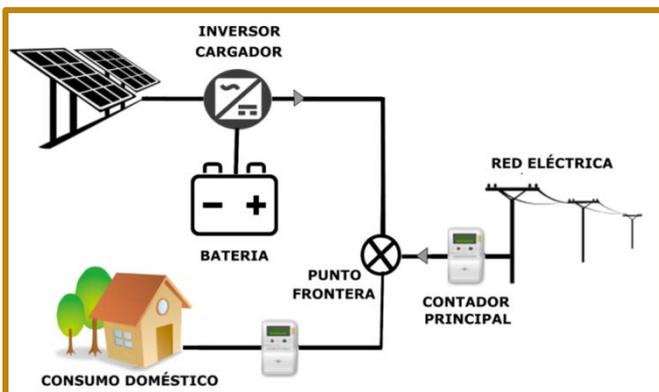
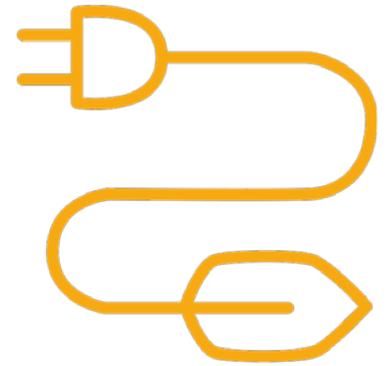




# CANARIAS

Por la transición energética

Estrategia del almacenamiento energético



**Estrategia de almacenamiento energético 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 2021

## Tabla de Contenidos

<b>1. RESUMEN EJECUTIVO .....</b>	<b>1</b>
<b>2. ANTECEDENTES .....</b>	<b>6</b>
<b>3. DIAGNÓSTICO DEL POTENCIAL DEL ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO EN CANARIAS.....</b>	<b>7</b>
<b>3.1. Bases de cálculo .....</b>	<b>7</b>
3.1.1. Almacenamiento a nivel de usuario.....	9
3.1.1.1. Distribución de demanda eléctrica por sectores .....	9
3.1.1.2. Estimación de la producción fotovoltaica .....	12
3.1.1.3. Modelización del comportamiento de los sistemas de almacenamiento ..	14
3.1.1.4. Balance energético.....	16
3.1.1.5. Estimación de costes y ahorro conseguido .....	19
3.1.2. Almacenamiento distribuido (“Utility-Scale Energy Storage”) .....	21
3.1.2.1. Distribución de demanda eléctrica por subestaciones .....	23
3.1.2.2. Estimación de la producción renovable y los excedentes a nivel de usuario	24
3.1.2.3. Modelización del comportamiento del sistema de almacenamiento y	
estimación del balance energético .....	27
3.1.2.4. Estimación de costes y ahorro .....	29
3.1.3. Almacenamiento a gran escala .....	31
3.1.3.1. Demanda eléctrica considerada a gran escala .....	32
3.1.3.2. Estimación de la producción renovable y los excedentes energéticos.....	33
3.1.3.3. Estimación de capacidades de almacenamiento a gran escala mediante	
hidrobombes .....	33
3.1.3.4. Alternativas de almacenamiento a gran escala .....	54
3.1.3.5. Modelización y balance energético.....	59
3.1.4. Proyección de demanda eléctrica en Canarias .....	61
<b>3.2. Resultados del diagnóstico .....</b>	<b>69</b>
3.2.1 Lanzarote.....	71
3.2.1.1 Almacenamiento a nivel de usuario.....	71
3.2.1.2 Almacenamiento distribuido.....	78
3.2.1.3 Almacenamiento a gran escala .....	83
3.2.2 Fuerteventura.....	85
3.2.2.1 Almacenamiento a nivel de usuario.....	85

3.2.2.2	Almacenamiento distribuido.....	92
3.2.2.3	Almacenamiento a gran escala .....	98
3.2.3	Gran Canaria.....	100
3.2.3.1	Almacenamiento a nivel de usuario.....	100
3.2.3.2	Almacenamiento distribuido.....	109
3.2.3.3	Almacenamiento a gran escala .....	118
3.2.4	Tenerife .....	119
3.2.4.1	Almacenamiento a nivel de usuario.....	119
3.2.4.2	Almacenamiento distribuido.....	130
3.2.4.3	Almacenamiento a gran escala .....	141
3.2.5	La Gomera .....	144
3.2.5.1	Almacenamiento a nivel a nivel de usuario .....	144
3.2.5.2	Almacenamiento distribuido.....	150
3.2.5.3	Almacenamiento a gran escala .....	153
3.2.6	La Palma .....	155
3.2.6.1	Almacenamiento a nivel a nivel de usuario .....	155
3.2.6.2	Almacenamiento distribuido.....	163
3.2.6.3	Almacenamiento a gran escala .....	165
3.2.7	El Hierro.....	167
3.2.7.1	Almacenamiento a nivel de usuario.....	167
3.2.7.2	Almacenamiento distribuido.....	173
3.2.7.3	Almacenamiento a gran escala .....	173
<b>3.3.</b>	<b>Resumen de resultados y conclusiones extraídas del análisis.....</b>	<b>176</b>
<b>3.4.</b>	<b>Situación del sector del almacenamiento energético .....</b>	<b>194</b>
3.4.1	Marco normativo actual.....	195
3.4.1.1	Desafíos a los que se enfrenta el marco normativo español .....	196
3.4.1.2	Referencias de marco normativo en Europa.....	201
3.4.2	Estrategia nacional del almacenamiento energético.....	204
3.4.2.1	Plan de acción.....	204
3.4.2.2	Oportunidades del almacenamiento.....	205
3.4.2.3	Potenciales necesidades del almacenamiento en la senda hacia la neutralidad climática 208	
3.4.3	Tecnologías de almacenamiento energético de mayor interés para la situación particular de Canarias .....	210
3.4.3.1.	Estado tecnológico del almacenamiento energético.....	210

3.4.3.2.	Modulación de la curva de demanda.....	214
3.4.3.3.	Integración de energías renovables .....	215
3.4.3.4.	Aplicaciones de control de potencia activa – frecuencia .....	216
3.4.3.5.	Aplicaciones de control de potencia reactiva – tensión .....	217
3.4.3.6.	Emulación de potencia sincronizante, reservas rodantes y black-start....	219
3.4.3.7.	Posibilidades del almacenamiento estacional .....	220
3.4.4	Costes de la tecnología y evolución prevista .....	226
3.4.5	Experiencias de almacenamiento energético en Canarias.....	230
<b>3.5.</b>	<b>Análisis dafo .....</b>	<b>236</b>
<b>4.</b>	<b>OBJETIVOS DE LA ESTRATEGIA DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO.....</b>	<b>244</b>
<b>4.1.</b>	<b>Principios básicos .....</b>	<b>244</b>
<b>4.2.</b>	<b>Objetivos.....</b>	<b>246</b>
<b>5.</b>	<b>PLAN DE ACCIÓN .....</b>	<b>248</b>
<b>6.</b>	<b>CONCLUSIONES .....</b>	<b>249</b>

## 1. RESUMEN EJECUTIVO

Los sistemas eléctricos de las Islas Canarias se caracterizan por la existencia de seis subsistemas totalmente independientes y no interconectados con sistemas eléctricos continentales. Esto supone un freno a la integración masiva de las fuentes energéticas renovables más abundantes, la energía eólica y fotovoltaica, las cuales son variables y no gestionables por naturaleza. Con este panorama, el almacenamiento energético es un aliado para aportar mayor flexibilidad al sistema eléctrico y desacoplar en determinados tramos horarios la generación de la demanda de energía eléctrica. Esta es la principal razón por la que se considera que no sería entendible la transición hacia un sector energético climáticamente neutro sin la participación masiva de sistemas de almacenamiento energético que aporten servicios relacionados con el arbitraje de la energía y la provisión de servicios complementarios de ajuste al sistema eléctrico.

La estrategia del almacenamiento energético de Canarias realiza un diagnóstico de las necesidades y capacidades existentes para utilizar esta tecnología en diferentes aplicaciones. El diagnóstico se completa con un análisis del marco normativo actual, de las tecnologías que mayor interés tienen para el caso concreto de Canarias, la evolución de los costes previstos en el horizonte de planificación y la experiencia acumulada en materia de almacenamiento energético en estos sistemas eléctricos insulares. Además, esta estrategia parte de los análisis desarrollados para la estrategia de autoconsumo fotovoltaico donde se realizó un estudio de las demandas eléctricas de Canarias y la valoración del potencial de instalación de plantas fotovoltaicas de autoconsumo sobre cubiertas en el archipiélago.

En la estrategia de almacenamiento energético se propone el uso de **sistemas de almacenamiento de energía a nivel de usuario** como medio para conseguir mayores coberturas de demanda mediante autoconsumo que las obtenidas cuando sólo se cuenta con generadores fotovoltaicos. Se definen tres posibles supuestos: i) Autoconsumo al 100%; ii) Autoconsumo al 70-80%; iii) Autoconsumo limitando los vertidos a la red superiores al 10% de la generación anual de los sistemas renovables asociados a dicha instalación.

**El análisis fue desarrollado para cada edificio de Canarias**, realizándose simulaciones en función de la demanda eléctrica estimada para cada inmueble, la potencia fotovoltaica máxima instalable según las superficies de cubierta disponible y las combinaciones de sistemas de almacenamiento (potencia y capacidad) elegidos para cada supuesto. **Los balances se ejecutaron en períodos horarios para un año tipo**. Posteriormente, estos resultados fueron agregados por municipios, sectores e islas para presentarse en esta estrategia usando herramientas de información geográfica.

Según los estudios desarrollados en la estrategia de autoconsumo fotovoltaico de Canarias, a nivel de usuario, existiría espacio sobre cubiertas de edificios para instalar hasta 11.233 MW. No obstante, optar por esta solución sin disponer de almacenamiento energético produciría una cantidad excesiva de vertidos a la red y el grado de cobertura de demanda, mediante autoconsumo en la edificación, no sería superior al 50% en ninguna de las islas. Por todo ello, se consideró que la opción más adecuada sería la instalación de 1.271 MW de potencia fotovoltaica en autoconsumo, lo que permitiría alcanzar una cobertura de demanda mediante

la generación fotovoltaica del 36,6% para toda Canarias, evitando que los vertidos a red fueran superiores al 10% de la cantidad total de energía fotovoltaica producida al año. Para **alcanzar una cifra próxima al 100% de la demanda en las edificaciones habría que instalar 7.739MW de potencia fotovoltaica y 5.783 MW / 5.572 MWh en almacenamiento energético**. Esto supondría ocupar el 72% de la superficie de cubierta total disponible y viable para la instalación de paneles fotovoltaicos en Canarias y una inversión de 9.763,2 M€. En ese caso, el ahorro anual conseguido en las facturas eléctricas de los usuarios ascendería a 239.426 k€/año considerando, únicamente, el ahorro en término de energía. Además, las emisiones contaminantes evitadas ascenderían a 1.963 ktCO<sub>2</sub>/año lo que supondría, en términos económicos, beneficio económico de unos 50 M€/año, si esa mejora se cuantificase con unos derechos de emisión de 25 €/tCO<sub>2</sub>.

Además del escenario 100%, se ha desarrollado la estimación para un supuesto más conservador, pero igualmente ambicioso en el que se plantea como objetivo que la cobertura de demanda eléctrica, mediante autoconsumo, se sitúe sobre el 80%. En este caso, se requeriría una potencia fotovoltaica de 2.131 MW, siendo necesario 4.334 MW / 4.086 MWh en almacenamiento energético. La cobertura de demanda media, mediante energías renovables en la edificación, se situaría en el 79,9% para toda Canarias. La inversión requerida se reduce considerablemente hasta los 8.180 M€ con un ahorro anual en facturas eléctricas de los usuarios de 253.234 k€/año. Las emisiones evitadas en este caso son inferiores a las del escenario 100%. Se estiman en 1.620 ktCO<sub>2</sub>/año, lo que supondría un beneficio económico anual de 40,5 M€.

Tras identificar las posibles opciones de almacenamiento a nivel de usuario, se continuó el análisis evaluando las posibilidades de almacenamiento distribuido (“Utility Scale Energy Storage”). Esta solución **hace referencia a aquellos sistemas de almacenamiento energético que se distribuirían en redes de media tensión** y que estarían directamente **vinculados con generadores**, fundamentalmente renovables para evitar vertidos, **almacenistas de energía** (conforme al Real Decreto-Ley 23/2020) **y gestores de red** que aporten servicios tanto de modulación de generación renovable, de demanda como de servicios complementarios de ajuste al sistema eléctrico. En este caso **la desagregación se lleva a cabo hasta el nivel de subestaciones eléctricas sin que ello signifique que dichas instalaciones se deban ubicar necesariamente en esas posiciones**. La decisión de ubicación sería establecida por el promotor (ya sea público o privado) y bajo el cumplimiento de la normativa vigente si bien la estrategia identifica las capacidades disponibles y necesidades para distintos supuestos a nivel de subestaciones.

Dichas instalaciones, junto con el resto de la producción renovable del sistema eléctrico, permitirían incrementar el nivel de autosuficiencia energética. Parte de la demanda eléctrica de estos inmuebles ya estaría cubierta por los sistemas de autoconsumo instalados a nivel de usuario, por **lo que las instalaciones de almacenamiento distribuido sólo atenderían la parte de la demanda de las edificaciones que no es cubierta por los sistemas de autoconsumo** instalados en cada inmueble. Una de las principales conclusiones extraídas de este análisis es que no siempre es posible llegar a los escenarios de autosuficiencia energética. Esto se debe a que, aunque se aumente de manera excesiva las capacidades de almacenamiento, no en todas las subestaciones hay parques eólicos ni plantas fotovoltaicas conectadas con las que poder

realizar la gestión energética. Esto motiva la inclusión de sistemas de almacenamiento a gran escala con los que conseguir una gestión coordinada de todo el sistema eléctrico en su conjunto.

La demanda eléctrica de los inmuebles no cubierta con las instalaciones de autoconsumo a nivel de usuario se situaría entre 1.665 – 2.350 GWh/año según los distintos supuestos planteados en este estudio. Al introducir sistemas de almacenamiento distribuidos se logra que entre el 67 y el 88% de esa energía pueda ser cubierta con energías renovables. Para hacer eso posible, es necesario invertir entre 281 – 622 M€ con un beneficio anual de entre 5.721 – 47.368 k€/año.

**Con la contribución conjunta del almacenamiento energético a nivel de usuario y en distribuido en redes, se logra cubrir una parte muy importante de la demanda de las edificaciones de Canarias (entre el 88 – 96% según supuestos). No obstante, existe otra fracción de la demanda que no ha sido posible localizar geográficamente. Esa parte de la energía se atendería con almacenamiento a gran escala.** Por tanto, el almacenamiento energético a gran escala permitiría cubrir el resto de la demanda hasta alcanzar la total descarbonización del sector eléctrico.

De acuerdo con los resultados obtenidos, la solución de mayor rentabilidad sería la apuesta por el autoconsumo a nivel local sin la integración (o con escasa integración) de sistemas de almacenamiento energético a nivel de usuario existiendo soluciones de almacenamiento energético a gran escala y, en menor medida, distribuido. No obstante, debe considerarse que el almacenamiento a nivel de usuario tiene un impacto directo sobre la economía del usuario reduciendo su factura eléctrica. Además, no todas las islas tienen las mismas condiciones en cuanto a la posibilidad de instalar sistemas de almacenamiento energético a gran escala. Existen islas donde la posibilidad de desarrollo de esta tecnología pasa por alternativas de mayor coste de inversión a las requeridas para hidrobombes como el hidrógeno o baterías electroquímicas. Por otra parte, las baterías tienen una vida útil inferior a los 15 años. A esto hay que añadir que las inversiones en almacenamiento energético a nivel local serían llevadas a cabo por promotores privados y no suponen una gran inversión en comparación con la apuesta por el almacenamiento distribuido o a gran escala. También es importante mencionar que los plazos de ejecución y el nivel de tramitación de proyectos de almacenamiento a gran escala pueden alcanzar los 10 años, a diferencia del almacenamiento a nivel de usuario que puede ser gestionado en un corto plazo de tiempo. En conclusión, aunque el análisis económico concluya que la alternativa más económica sería la apuesta por el almacenamiento a gran escala en detrimento del almacenamiento a nivel de usuario, es importante considerar otros aspectos que, inicialmente, no se plasman en la viabilidad.

En general, en las islas de **Lanzarote y Fuerteventura** se debería apostar, en la medida de lo posible, por soluciones de almacenamiento distribuido (a nivel de usuario y a nivel de red), ya que no existen alternativas aptas de almacenamiento a gran escala mediante centrales de bombeo reversible. En estas islas, se debería apostar por otras tecnologías como el hidrógeno que aún no son competitivas desde el punto de vista económico. Por otro lado, el Plan de Desarrollo de la Red de Transporte de Energía Eléctrica 2015-2020 prevé, a más largo plazo, la interconexión del sistema eléctrico Lanzarote-Fuerteventura con Gran Canaria, por lo que

siempre se podría recurrir a dicha interconexión para cubrir posibles desvíos que no puedan ser atendidos con la generación renovable existente en las islas.

En **Gran Canaria** sí existen posibilidades de almacenamiento a gran escala. Ya se avanza en la instalación de la central de hidrobombeo Chira – Soria. No obstante, la capacidad de este hidrobombeo es de 3.200 MWh y para llegar a la situación más económica habría que contar con una capacidad de almacenamiento próxima a los 5.000 MWh. Los tiempos requeridos para la puesta en marcha de este tipo de instalaciones son elevados y, por tanto, conviene diversificar las formas de almacenamiento en la isla. Para alcanzar esos 5.000 MWh habría que invertir en otra central de semejantes características o ampliar la capacidad de Chira – Soria (por ejemplo con la asociación con la presa de Cueva de las Niñas). Esto puede ser difícil por lo que es importante avanzar en soluciones de almacenamiento energético distribuidas.

En el caso de **Tenerife** no existen tantas presas o embalses con capacidad y condiciones para ser susceptibles de ser usadas para almacenamiento a gran escala, pero se han propuesto hasta dos alternativas de hidrobombeo mediante la construcción de embalses en distintas zonas de la isla. Nuevamente, se considera un factor crítico el tiempo para la puesta en marcha de estas centrales. No obstante, dada la demanda eléctrica de la isla y las condiciones derivadas de la garantía del suministro, se considera fundamental disponer de, al menos, una central de hidrobombeo de características semejantes a las previstas en Chira – Soria. El aporte de estos generadores en términos de inercia y respuesta ante variaciones de tensión y frecuencia no es comparable a la que se tendría en sistemas de almacenamiento electroquímicos, o incluso el hidrógeno. Otra opción consistiría en producir hidrógeno y usarlo con aporte de CO<sub>2</sub> (captura) para producir metano sintético y alimentar a generadores convencionales. Teniendo en cuenta que no se considera realista que se lleven a cabo dos centrales de hidrobombeo antes de 2040, debe también apostarse por almacenamiento a nivel de usuario y el almacenamiento distribuido en la red eléctrica.

Aunque a diferente escala, la isla de **La Palma** presenta una situación semejante a la evaluada para Tenerife. Las posibilidades de almacenamiento a gran escala en la isla pasan por la construcción de un hidrobombeo en el que, al menos, uno de sus embalses debe ser construido para este fin. La opción más interesante sería construir un depósito de 3.000.000 m<sup>3</sup> próximo a la costa norte de la isla y asociarlo al embalse de La Laguna de Barlovento. La capacidad de este sistema podría alcanzar los 1.000 MWh. Pero, nuevamente, no conviene que se fomente únicamente el almacenamiento a gran escala.

**La Gomera** tiene condiciones perfectas para que se apueste por un modelo basado en múltiples micro-redes (en inglés, multi-microgrids). Se dispondría de sistemas de almacenamiento distribuidos por comarcas en función de su demanda y el aporte extra que, necesariamente, debería ser cubierto con una instalación a gran escala que se proveería con la interconexión eléctrica con Tenerife. Este modelo no sólo es la opción más viable sino que tendría un interés especial desde el punto de vista tecnológico, alcanzándose un grado de innovación semejante al actualmente existente en la isla de El Hierro.

Finalmente, en la isla de **El Hierro** ya existe la central hidroeléctrica de Gorona del Viento. En este caso, podría bastar con fomentar el autoconsumo. La siguiente tabla resume las distintas alternativas propuestas para cada isla.

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

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

*Tabla 1 Alternativas de almacenamiento energético propuestas por islas*

## 2. ANTECEDENTES

La estrategia del almacenamiento energético de Canarias parte de los análisis desarrollados en la estrategia para el autoconsumo fotovoltaico, donde se realizó un estudio de las demandas eléctricas de Canarias a nivel de edificios así como una estimación de la potencia fotovoltaica requerida para cubrir, aproximadamente, un 40% de la demanda de Canarias con dicha tecnología. El análisis continúa proponiendo sistemas de almacenamiento a escala local para dos configuraciones, incrementando la cobertura de demanda mediante generación fotovoltaica y almacenamiento hasta el 60-70%, y autoconsumo al 100%. En la siguiente iteración se realiza una agregación de la demanda a nivel de subestaciones eléctricas para proponer sistemas de almacenamiento a nivel de red eléctrica (almacenamientos intermedios). De la misma forma, se plantean distintas configuraciones en función del tamaño de dichas instalaciones. En la tercera y última iteración, se incluyen los almacenamientos a gran escala, identificando el potencial existente en todos los niveles posibles.

Tras el análisis de capacidades, se lleva a cabo un estudio de barreras y oportunidades existentes en el sector, así como un plan de acción cuantificado económicamente.

### 3. DIAGNÓSTICO DEL POTENCIAL DEL ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO EN CANARIAS

#### 3.1. Bases de cálculo

En este apartado se describen las bases de cálculo usadas en este estudio para la cuantificación del potencial de almacenamiento en Canarias. En general, el almacenamiento energético suele ser clasificado en tres grandes grupos:

- i) Almacenamiento a gran escala, con el que se logra almacenar y aportar potencias del orden de gigavatios durante varias horas;
- ii) Almacenamiento distribuido, que conectados principalmente en redes de media tensión estarían directamente vinculados con generadores, fundamentalmente renovables para evitar la aplicación de políticas de corte, almacenistas de energía y gestores de red que aporten servicios tanto de modulación de generación renovable, de demanda como de servicios complementarios de ajuste al sistema eléctrico destinado a la gestión fundamentalmente a la mejora de la estabilidad y el control de la tensión y frecuencia de los sistemas eléctricos;
- iii) Almacenamiento a nivel de usuario, que posibilita almacenar energía a pequeña escala permitiendo el suministro estable mediante fuentes renovables, incluso en ubicaciones asiladas.

Estos sistemas de almacenamiento pueden ser asociados, en función de su tamaño y capacidad de actuación, a los distintos eslabones de la cadena de valor de la energía eléctrica (generación, transporte, distribución y consumo). En este sentido, se comienza con el análisis de las posibilidades de almacenamiento local donde se plantean distintas alternativas en función de la cobertura de demanda de la energía eléctrica obtenida en cada propuesta de configuración. Posteriormente, se añade una segunda derivada en la que las distintas alternativas de almacenamiento local se coordinan con el almacenamiento distribuido en redes. Por último, se emplea la misma filosofía para determinar las necesidades en cada isla de almacenamiento a gran escala.

La estrategia de almacenamiento energético es coherente con las bases de cálculos establecidas en la estrategia de autoconsumo fotovoltaico de Canarias. A modo de resumen, en la estrategia de autoconsumo fotovoltaico se contó con los datos catastrales publicados por la Dirección General de Catastro del Ministerio de Hacienda del Gobierno de España y un Modelo Digital de Terreno de alta resolución (0.5 x 0.5 m<sup>2</sup>) desarrollado por el Instituto Tecnológico de Canarias, S.A en base a los datos LIDAR (Light Detection and Ranging) publicados por el Centro Nacional de Información Geográfica del Ministerio de Transporte, Movilidad y Agenda Urbana del Gobierno de España. Con esta información se determinó el área de cubierta existente que, en principio, tendría aptitudes para la instalación de paneles fotovoltaicos. Posteriormente, se estimó la potencia instalable en cada referencia catastral, así como el balance energético y la cobertura de demanda de cada edificio de Canarias. Para cuantificar el potencial de almacenamiento local se parte de los resultados de este estudio.

A lo largo de esta sección se explican las bases de cálculo asumidas en esta estrategia de almacenamiento energético.

Debe tenerse en cuenta que no se dispone de la desagregación de los centros de transformación para toda Canarias. Esta información sería útil, principalmente, en escenarios de alta penetración renovable, ya que posibilitaría reconocer posibles límites asociados a la estabilidad de las redes de distribución. En cualquier caso, se considera que la estrategia desarrollada presenta un grado de precisión alto a efectos de planificación de escenarios de almacenamiento energético.

Se resume, en la siguiente ilustración, los distintos supuestos simulados en esta estrategia de almacenamiento energético. En total se simulan 10 supuestos en función de la cobertura de demanda de energía eléctrica mediante energías renovables que se obtiene en cada configuración propuesta.

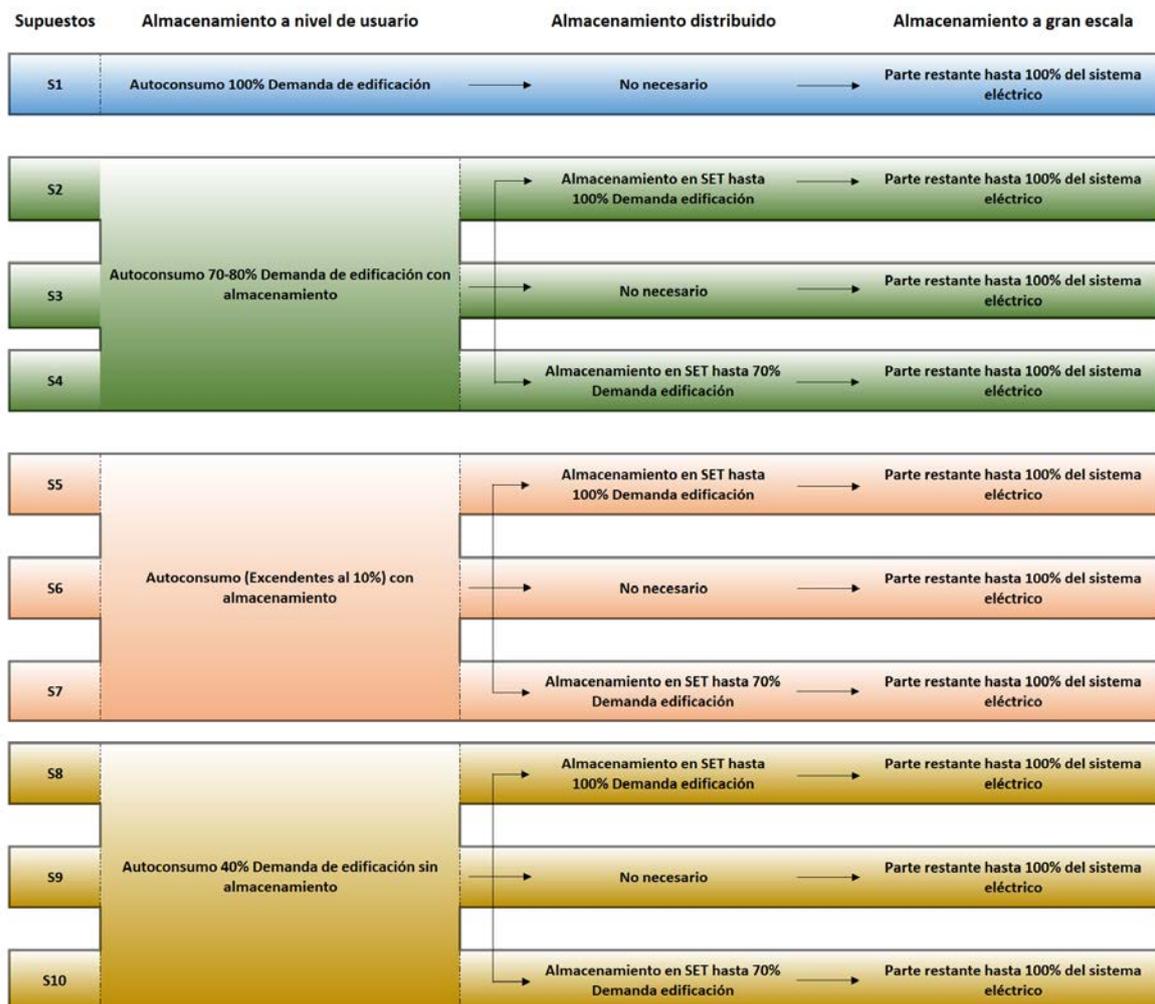


Figura 1 Escenarios de la Estrategia de almacenamiento energético

A pesar de que existen muchas alternativas de tecnologías de almacenamiento (descritas en la sección 3.4.2 de este documento), a efectos de simulación es necesario decidir qué tecnologías van a ser modeladas ya que considerar todas las posibles combinaciones incrementaría de manera desproporcionada los cálculos que deben ser desarrollados. En este contexto, en base

a las tendencias observadas, para el almacenamiento local se ha asumido que la mayor parte de los promotores optarán por baterías electroquímicas (fundamentalmente Litio-Ion).

Por su parte, para el almacenamiento distribuido hay que distinguir las tipologías de sistemas de almacenamiento en función de los servicios que estos proveerían. Este aspecto se describe con mayor detalle en el apartado 3.4.3. No obstante, a efectos de simulación, se considerará que para proveer servicios energéticos se optaría fundamentalmente por baterías electroquímicas.

Finalmente, para almacenamiento a gran escala se optaría por sistemas de hidrobombos en coherencia con las tendencias y previsiones para Canarias según la planificación energética de Canarias y el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030.

### 3.1.1. Almacenamiento a nivel de usuario

Como se introducía al inicio del apartado 3.1, en la estrategia para el almacenamiento energético de Canarias se ha considerado fundamental seguir la línea marcada para la estrategia del autoconsumo fotovoltaico, apostando, en la medida de lo posible, por un sistema que se soporte sobre la generación distribuida como elemento clave para el cambio hacia un modelo energético sostenible, descarbonizado y que tenga un impacto directo sobre el consumidor, reduciendo la pobreza energética y democratizando, más aún si cabe, la producción de energía.

En coherencia con la política energética citada, el almacenamiento a nivel de usuario puede ser una herramienta de extraordinario valor para alcanzar las mayores coberturas de demanda mediante energías renovables posibles, tanto a escala de usuario como para el conjunto de los sistemas eléctricos insulares de las Islas Canarias.

Antes de definir las políticas energéticas de fomento del almacenamiento a nivel de usuario en Canarias, es fundamental realizar la ejecución de simulaciones que permitan cuantificar el potencial de esta tecnología. Para ello, es necesario estimar la demanda eléctrica, la producción esperada en régimen de autoconsumo, la simulación del comportamiento de las baterías y la ejecución del balance energético. Adicionalmente, se realiza una estimación de los costes y beneficios obtenidos por los sistemas propuestos. Las fuentes de información utilizadas y el procedimiento de cálculo empleado se describen en los siguientes subapartados.

#### 3.1.1.1. Distribución de demanda eléctrica por sectores

Siguiendo pautas semejantes a las definidas para la estrategia de autoconsumo fotovoltaico, las simulaciones del **almacenamiento a nivel de usuario se llevan a cabo por edificio** para toda Canarias. Se cuenta, inicialmente, con la información pública proporcionada por la Dirección General de Catastro del Ministerio de Hacienda, datos que permiten conocer las áreas ocupadas por todas las edificaciones de Canarias (BU), así como los usos asignados a dichas edificaciones, número de plantas (sobre y bajo cubierta) y metros cuadrados ocupados (totales y de superficie de cubierta). Para mayor información sobre las características principales de estos datos, se recomienda consultar al apartado 3.1.1 de la Estrategia para el autoconsumo fotovoltaico de Canarias, donde se aporta mayor detalle sobre los distintos

campos que contienen los archivos vectoriales a los que se ha accedido para el desarrollo de ambas estrategias.

Por otra parte, se cuenta con los datos proporcionados por el último Anuario Energético de Canarias (año 2018). Esta fuente es consultada a efectos de conocer el consumo total de cada una de las islas, así como la distribución de la demanda energética por sectores de la actividad de la economía canaria. La distribución del consumo por sectores es utilizada para definir, de manera aproximada, el consumo previsto en cada sector. Se usa como referencia la media del consumo eléctrico anual en término de GWh/año para los años 2017 y 2018.

Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro
2017	3.476,53	3.533,89	879,67	688,20	260,75	74,18	43,83
2018	3.403,71	3.514,03	879,58	670,93	258,45	72,92	41,93
<b>Media</b>	<b>3.440,12</b>	<b>3.523,96</b>	<b>879,63</b>	<b>679,57</b>	<b>259,60</b>	<b>73,55</b>	<b>42,88</b>

Tabla 2 Consumo eléctrico anual (GWh/año)

Tipo de uso	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro
Residencial	32,611%	37,837%	38,867%	30,952%	45,475%	47,546%	37,347%
Comercios	17,406%	16,410%	14,190%	13,933%	10,695%	5,177%	7,167%
Agricultura	1,528%	1,881%	0,294%	0,446%	9,225%	3,077%	6,706%
Industrial	10,677%	9,048%	6,556%	6,000%	5,325%	4,377%	5,360%
Administraciones públicas	23,794%	13,918%	7,618%	12,438%	14,947%	21,737%	21,808%
Hostelería	11,912%	17,366%	30,486%	28,754%	7,613%	9,248%	1,198%
Otros usos	2,072%	3,540%	1,989%	7,477%	6,720%	8,838%	20,414%

Tabla 3 Distribución del consumo por sectores

Sectores	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro
Residencial	1.121,86	1.333,36	341,88	210,34	118,05	34,97	16,01
Comercios	598,79	578,28	124,82	94,68	27,76	3,81	3,07
Agricultura	52,57	66,29	2,59	3,03	23,95	2,26	2,88
Industrial	367,30	318,85	57,67	40,77	13,82	3,22	2,30
Administraciones públicas	818,54	490,46	67,01	84,52	38,80	15,99	9,35
Hostelería	409,79	611,97	268,16	195,40	19,76	6,80	0,51
Otros usos	71,28	124,75	17,50	50,81	17,45	6,50	8,75
<b>Total</b>	<b>3.440,12</b>	<b>3.523,96</b>	<b>879,63</b>	<b>679,57</b>	<b>259,60</b>	<b>73,55</b>	<b>42,88</b>

Tabla 4 Consumo estimado por sectores (GWh/año)

Con los datos catastrales se puede averiguar el área total ocupada por cada sector de actividad e isla. Estos datos se presentan en la siguiente tabla.

Sectores	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro
Residencial	4.760.067	6.222.262	22.848.389	2.795.369	427.768	1.611.152	36.160
Comercial	74.750.478	74.435.511	2.824.337	17.308.865	6.470.760	154.918	905.165
AAPP	1.605.881	550.328	2.719.642	31.650	949.329	751.430	100.265
Oficinas	5.628.458	3.647.986	168.988	1.182.842	95.940	7.733	9.215
Agricultura	1.584.413	2.447.504	573.334	158.362	1.168.388	256.283	35.207
Industrial	5.259.934	3.097.545	767.442	608.392	508.651	65.427	117.980
Otros usos	677.797	228.637	52.740	30.518	174.410	22.114	4.626

Total	94.267.028	90.629.773	29.954.872	22.115.998	9.795.246	2.869.057	1.208.618
-------	------------	------------	------------	------------	-----------	-----------	-----------

Tabla 5 Área total ocupada por sectores

Por último, con los datos conocidos se puede estimar un ratio de consumo por metro cuadrado para cada isla y sector de actividad. Este procedimiento permite definir la demanda eléctrica de cada edificio de Canarias dependiendo de su superficie útil y tipo de actividad, lo que supone una aproximación con el suficiente detalle para llevar a cabo los análisis perseguidos en esta estrategia.

Sector	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro
Residencial	15,01	15,43	18,14	13,74	18,24	21,71	17,69
Comercios y oficinas	125,79	92,94	44,19	33,87	64,90	24,58	84,99
Agricultura	33,18	27,08	4,51	19,14	20,50	8,83	81,68
Industrial	69,83	102,94	75,14	67,02	27,18	49,20	19,48
Administraciones públicas	145,43	134,45	24,64	71,46	40,87	21,28	93,27

Tabla 6 Ratio de consumo por unidad de superficie (kWh/m<sup>2</sup> año)

Por otra parte, teniendo en cuenta que los balances energéticos son desarrollados en este trabajo **por referencia catastral y en términos horarios para un año tipo**, se construyen perfiles de demanda normalizados<sup>1</sup> por sectores, los cuales son escalados en función de la demanda eléctrica anual prevista para cada edificio según el cálculo anterior (método de los ratios). Para generar estos perfiles se ha partido de los datos facilitados por Endesa. En concreto, esta comercializadora, que actualmente abarca el 69,4% de la cuota de mercado (datos del Anuario Energético de Canarias 2018), facilita las siguientes curvas tipo:

- Sector residencial.
  - Vivienda media a nivel del mar.
  - Vivienda media a cota 500 metros.
- Hostelería.
- Administración pública.
- Comercio.
- Industria.
- Actividades de educación.
- Actividades sanitarias.
- Suministro y tratamiento del agua y residuos:
  - Producción de agua mediante plantas desaladoras de ósmosis inversa.
  - Depuración de agua.
  - Tratamiento de residuos.

Estas estimaciones de demanda son idénticas a las utilizadas para la estrategia de autoconsumo fotovoltaico. La estimación de demanda por referencia catastral es adicionalmente almacenada en el archivo vectorial que contiene los datos de Catastro.

<sup>1</sup> Perfil normalizado: La suma de los 8760 valores de energía horaria debe ser igual a 1. Así pues, la multiplicación de la demanda anual en cada edificio por la citada curva debe dar un perfil de demanda específico por edificio según tipo de uso e isla donde se encuentre el consumo.

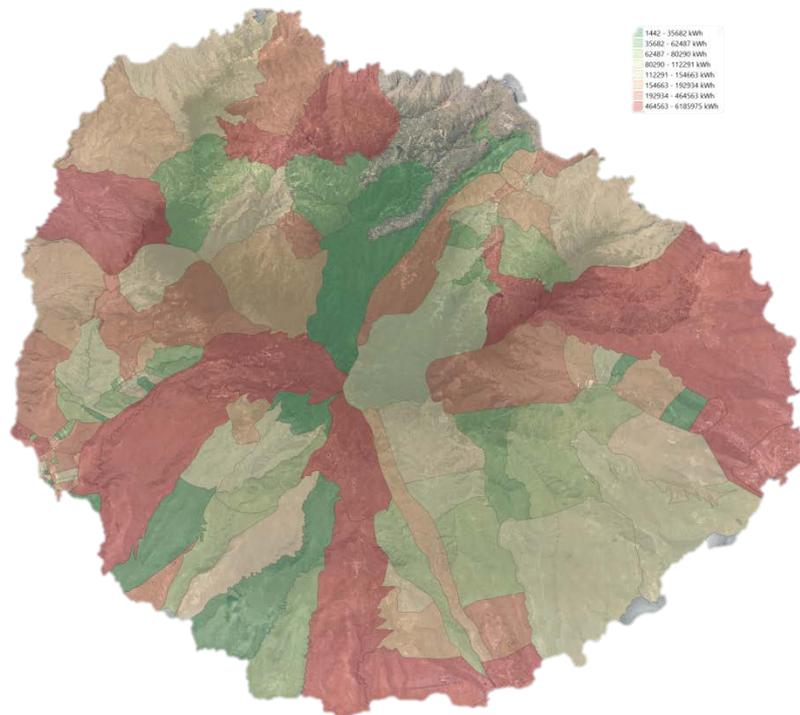


Figura 2 Demanda eléctrica distribuida por comarcas (Ejemplo La Gomera)

### 3.1.1.2. Estimación de la producción fotovoltaica

Las bases de cálculo para la estimación de la producción fotovoltaica a nivel local se han detallado en el apartado 3.1 de la estrategia para el autoconsumo fotovoltaico de Canarias. Es por ello que en este apartado sólo se presenta un pequeño resumen de la metodología aplicada.

En general, además de los datos catastrales se desarrolló un MDT de alta resolución (0.5 x 0.5 m<sup>2</sup>) para toda Canarias usando como referencia los datos LIDAR publicados por el Sistema de Información sobre Ocupación del Suelo de España (SIOSE) y tratados por el ITC para asociarlos a los objetivos perseguidos en esta estrategia.

Por otra parte, se dispuso de series temporales horarias de radiación solar, temperatura y velocidad del viento (mallado de 250 x 250 metros) que, junto con los datos cartográficos extraídos del MDT, posibilitaba la estimación de la energía producida para cada hora del año y en cualquier posición geográfica de Canarias.

La estimación de la producción fue obtenida para cada edificio usando como ID la referencia catastral (datos disponibles en el archivo vectorial generado). El cálculo de la producción fue desarrollado usando la librería pvlib de Python. Adicionalmente, se asumieron los mismos supuestos establecidos en la estrategia de autoconsumo en cuanto a orientación e inclinación de los paneles fotovoltaicos. En este contexto, la posición solar fue estimada mediante la función `get_solarposition()` de la misma librería de cálculo de instalaciones fotovoltaicas. Asimismo, los datos de recurso eólico extrapolados a altura de cada edificio se usaron para el cálculo de la energía producida teniendo en cuenta las posibles pérdidas producidas por temperatura de célula y el efecto atenuador conseguido con la interacción del viento.

Para la estimación de la potencia instalada se consideró un ratio de ocupación de 10 m<sup>2</sup> por kilovatio instalado. No obstante, para lograr los objetivos perseguidos de cobertura de demanda mediante energías renovables, no siempre es necesario ocupar toda la superficie de cubierta disponible en cada edificio. La superficie instalada depende, fundamentalmente, de la demanda eléctrica de dicho inmueble, razón por la cual para cada referencia catastral se simuló hasta 10 escenarios de potencia fotovoltaica instalada. Estos escenarios se generaron tomando como referencia la potencia media anual estimada para cada edificio según los perfiles de demanda estimados a partir de la metodología explicada en el subapartado anterior.

$$Pot_{PV} = \left( \frac{\sum_{i=1}^N \text{demanda}_i \cdot 12 \cdot fc}{N \cdot Pot_{panel}} \right) \cdot Pot_{panel} \quad (1)$$

Donde:

*fc*, es estimado para 10 supuestos tomando como referencia simulaciones realizadas por tipo de edificio. Los factores considerados variaban entre 0,1 y 2, si bien se comprueba en cada iteración que la potencia demandada en cada caso no supera las necesidades de espacio requeridas para llevar a cabo dicha opción.

*Pot<sub>panel</sub>*, hace referencia a la potencia nominal del panel fotovoltaico considerado. En este caso se ha asumido que se instalarían paneles de 250 Wp.

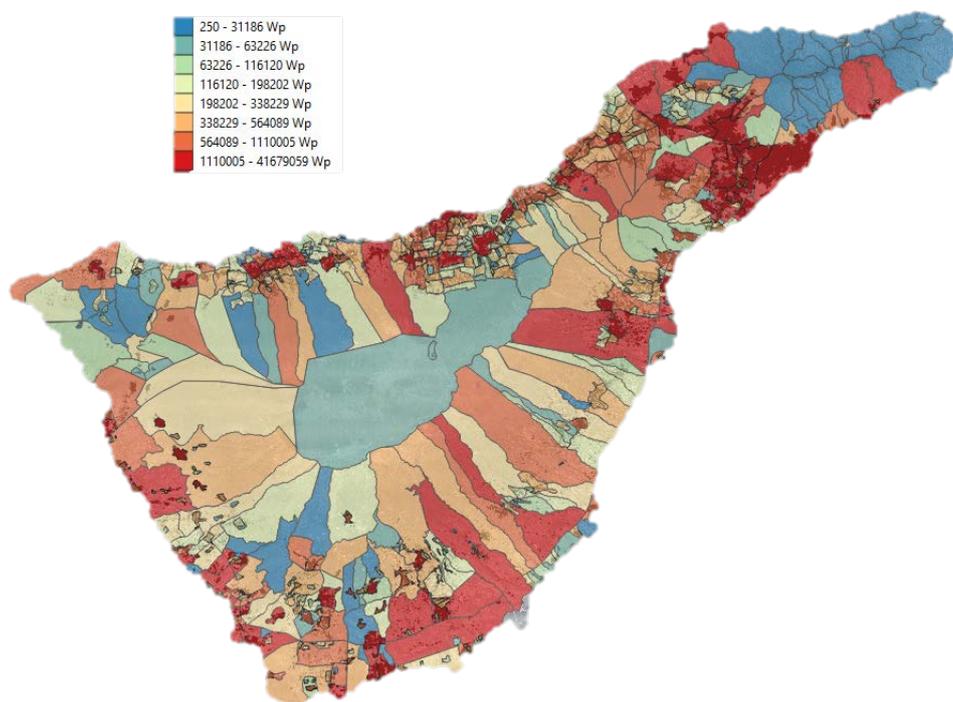


Figura 3 Distribución de potencia fotovoltaica por comarcas (Ejemplo Tenerife)

Los cálculos de producción se generaron para todas las opciones de potencia instalada, decidiéndose la configuración elegida en función del grado de cobertura de demanda mediante energías renovables, los balances energéticos realizados y los escenarios definidos en el apartado 3.1.1.

### 3.1.1.3. Modelización del comportamiento de los sistemas de almacenamiento

Conforme con el estudio de mercado desarrollado, para el caso singular de sistemas de almacenamiento a nivel de usuario, se observa que las tecnologías ofertadas por los principales distribuidores del mercado se centran en baterías de Litio - Ion dada su robustez y grado de conocimiento existente en cuanto a su comportamiento. Esta es la principal razón por la que para la simulación de las baterías se ha decidido formular el modelo cinético planteado por Manwell y McGowan, 1993. Dicho modelo determina la cantidad de energía que puede ser aprovechada, o no ser usada, por la batería para cada hora, y ha sido implementado previamente en conocidas herramientas de simulación energética como HOMER Energy, lo cual garantiza el uso de una metodología ampliamente aceptada y lo suficientemente precisa para el desarrollo del presente estudio estratégico.

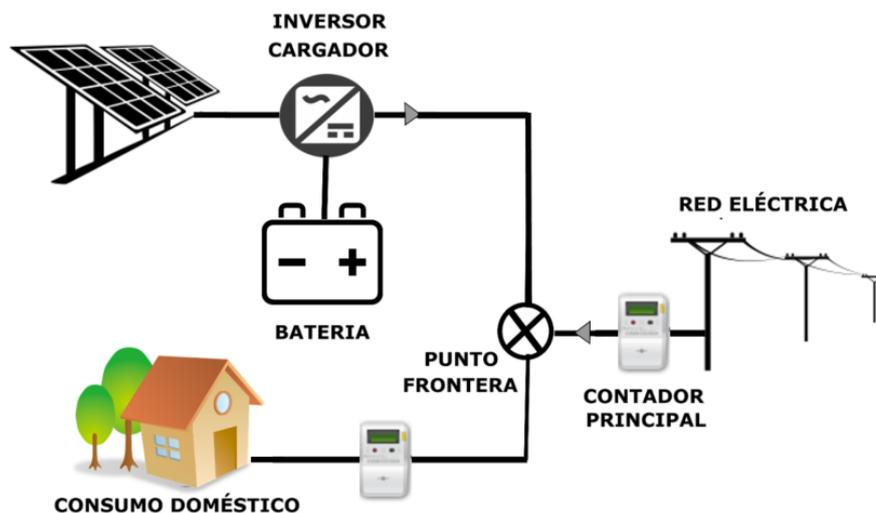


Figura 4 Autoconsumo fotovoltaico con almacenamiento (caso de uso doméstico)

A nivel técnico dicho modelo se asimila al comportamiento que se produciría en un sistema formado por dos tanques comunicados como se muestra en la ilustración. El primer tanque ( $y_1$ ) contiene la energía disponible, o como se define comúnmente, la energía que puede ser puesta a su disposición instantáneamente para su conversión a corriente continua. Por su parte, en el segundo tanque ( $y_2$ ), se encuentra la energía limitada, que no es más que la energía que no puede ser rápidamente convertida, debido a los límites técnicos derivados de las transformaciones químicas inherentes a la tecnología. La energía total disponible en la batería es la suma de la energía existente, al mismo tiempo, en los dos tanques ( $c$  para  $y_1$  y  $1-c$  para  $y_2$ ) y que en ningún caso podría ser mayor a la capacidad total de almacenamiento del dispositivo ( $Q_{MAX} = c + (c-1)$ ).

$$Q_1 = c; \quad Q_2 = 1 - c; \quad Q = Q_1 + Q_2 \quad (2)$$

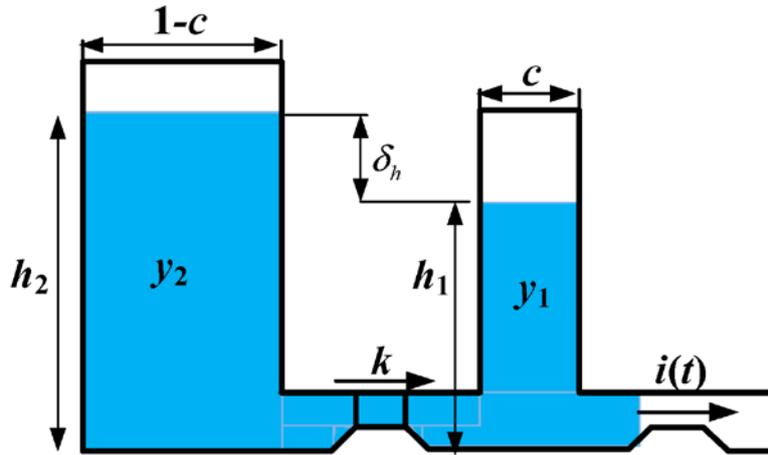


Figura 5 Modelo cinético de baterías. Fuente: Qi Zhang et al. A Fractional-Order Kinetic Battery Model of Lithium-Ion Batteries Considering a Nonlinear Capacity.

Mediante un sistema de ecuaciones diferenciales se define la cantidad de energía que puede ser cargada o descargada de la batería para cada instante de tiempo ( $i(t)$ ), siendo un proceso iterativo que siempre debe reconocer el estado de carga anterior para definir el ciclo de operación del sistema en cuestión.

Las características específicas de la batería se definen mediante dos parámetros concretos,  $k$  como ratio constante de conductancia que define la relación de intercambio entre los dos tanques ( $y_1$  e  $y_2$ ), y  $c$  como ratio de capacidad que marca la relación entre el tamaño del tanque de energía disponible y el tamaño combinado de ambos tanques. Ambos parámetros se definen en función de la curva característica proporcionada por el fabricante.

Mediante la siguiente ecuación se determina la cantidad máxima de energía que puede ser cargada en una batería para un periodo de tiempo establecido ( $\Delta t$ ).

$$P_{Batt,Dmax,kbm} = \frac{-kcQ_{MAX} + kQ_1e^{-k\Delta t} + Qkc(1 - e^{-k\Delta t})}{1 - e^{-k\Delta t} + c(k\Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})} \quad (3)$$

De forma semejante, la siguiente fórmula establece la cantidad de energía que puede ser descargada durante un tiempo definido.

$$P_{Batt,Cmax,kbm} = \frac{kQ_1e^{-k\Delta t} + Qkc(1 - e^{-k\Delta t})}{1 - e^{-k\Delta t} + c(k\Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})} \quad (4)$$

Ya por último, a partir del resultado de las ecuaciones anteriores, se define, mediante las siguientes expresiones, la cantidad de energía (kWh) disponible en cada instante ( $Q_1$ ) y la que no puede ser intercambiada con el sistema eléctrico en el mismo periodo ( $Q_2$ ). Se diferencia entre la energía existente al inicio y al final del instante de tiempo marcado.

$$Q_{1,end} = Q_1e^{-k\Delta t} + \frac{(Qkc - P)(1 - e^{-k\Delta t})}{k} + \frac{Pc(k\Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})}{k} \quad (5)$$

$$Q_{2,end} = Q_2e^{-k\Delta t} + Q(1 - c)(1 - e^{-k\Delta t}) + \frac{P(1 - c)(k\Delta t - 1 + e^{-k\Delta t})}{k} \quad (6)$$

En conexión con lo descrito en el apartado anterior, los 10 escenarios de potencia fotovoltaica definidos para cada inmueble son usados para generar perfiles de producción fotovoltaica horarios para un año tipo. Estos perfiles se cruzan con la demanda eléctrica horaria, determinando las necesidades de carga y descarga de la batería. Estas necesidades de carga y descarga son introducidas en el modelo cinético formulado, determinándose si el sistema de almacenamiento utilizado sería capaz de absorber o descargar energía hasta cumplir con el requerimiento existente en cada instante. Esto no siempre es posible porque la capacidad existente en el primer tanque ( $Q_1$ ) no es suficiente para garantizar el suministro o, por el contrario, el nivel de carga del mismo es alto para posibilitar la absorción deseada.

Por otra parte, además de la batería se ha modelado el comportamiento del inversor de la misma aplicando distintas curvas de eficiencia energética de modo independiente para los ciclos de carga y descarga de acuerdo a las recomendaciones de los catálogos comerciales consultados a tal efecto. De modo general, para cada capacidad máxima de almacenamiento ( $Q_{MAX}$ ) se testean distintos tipos de inversores con potencias nominales reconocidas en función de catálogos comerciales. Lógicamente, dichos inversores limitan la potencia máxima que puede ser inyectada en cada momento en la batería. Por otra parte, se establece como límite técnico que el estado de carga (SoC) no sea nunca inferior al 20%. Este valor se considera coherente para asegurar que la vida útil de la batería se sitúe sobre los 13 años. Por tanto, en un proyecto corriente, sólo sería necesario un cambio de baterías a la mitad de la vida útil de la instalación de autoconsumo en su conjunto (asumida en 25 años).

En las simulaciones se consideran distintas capacidades de baterías e inversores en función de la demanda eléctrica existente. Así pues, para todas las referencias catastrales se simulan las siguientes opciones:

- **Capacidades de batería:** 2, 4, 6, 10, 20, 40, 60, 80, 100 y 150 kWh.
- **Inversores de batería:** 2.5, 3.6, 6.4, 10.2, 20, 40, 60, 80, 100 y 150 kW.

En el establecimiento de estos límites de capacidad y potencia del inversor de la batería también se han considerado los tiempos computacionales requeridos en el modelado. Debe tenerse en cuenta que los cálculos mencionados se ejecutan por referencia catastral evaluándose para cada una de ellas distintas opciones en cuanto a potencia fotovoltaica instalada (10 escenarios), batería seleccionada (10 opciones de baterías) y cargador-inversor de las baterías (10 opciones de inversor). Por ello, si bien el modelo desarrollado tendrá capacidad para ejecutar estimaciones más precisas aumentando el número de escenarios considerados, el establecimiento de márgenes más estrechos supondría un incremento de los tiempos de cálculo requeridos para el desarrollo de esta estrategia.

A efectos prácticos, el sistema propuesto permite la simulación de cada referencia catastral en un tiempo de 3 segundos, siendo necesario un periodo de 5 días para generar las estimaciones de las islas con mayor número de inmuebles (Tenerife y Gran Canaria).

#### 3.1.1.4. Balance energético

Como se discutía en el apartado 3.1.2.3, la producción fotovoltaica es restada a la demanda eléctrica horaria, generándose una curva que en el supuesto de no tener baterías sería

considerada como energía excedentaria, si es mayor que cero, o energía que debe ser proveída por la red eléctrica, si tiene signo negativo. Esta nueva curva es introducida en el modelo cinético de la batería que refleja la capacidad de este sistema para absorber o descargar energía eléctrica. Es por ello que los excedentes energéticos y la demanda de energía eléctrica de la red será menor que en el supuesto de no disponer de almacenamiento energético.

Adicionalmente, en los momentos en los que la generación fotovoltaica no fuera capaz de atender a la demanda por completo, se antepone el uso de la energía almacenada en la batería a la compra de energía de la red eléctrica, considerándose siempre los límites de descarga fijados en la simulación.

La cantidad de energía cargada o descargada dependerá, directamente, de la potencia y capacidad de la batería, originándose casos en los que, incluso, se podría alcanzar la situación en la que no se requiera demanda eléctrica de la red (autoconsumo total).

Index	Load	PV	Bat_Charge	Bat_Discharge	Discharge_losses	Grid	Surplus	EERR	PV_W	Bat_W	Bat_kWh
Opt11	2462	13498.9	1610.59	1405.08	-207.402	49.6051	10673.6	97.9852	8000	6400	5961.99
Opt15	2462	8875.81	1443.15	1400.71	-206.77	79.6248	6244.23	96.7658	5250	6400	5961.99
Opt14	2462	3800.09	1349.49	1352.19	-199.95	190.419	1339.26	92.2657	2250	6400	5961.99
Opt6	2462	13473.9	1463.36	1099	-153.793	295.79	10793.8	87.8128	8000	3600	4127.53
Opt10	2462	8851.83	1173.63	1078.68	-146.692	338.927	6487.12	86.2337	5250	3600	4127.53
Opt13	2462	2523.78	1190.84	1194.67	-177.406	376.86	265.068	84.6929	1500	6400	5961.99
Opt9	2462	3807.7	1037.62	1037.79	-141.437	442.459	1646.88	82.0285	2250	3600	4127.53
Opt8	2462	2540.58	949.605	952.265	-130.369	568.365	519.236	76.9145	1500	3600	4127.53
Opt1	2462	13468.8	714.427	540.647	-82.4466	769.289	11536.8	68.0656	8000	2500	2063.77
Opt5	2462	8843.01	790.872	544.074	-66.8017	791.957	6860.01	67.8067	5250	2500	2063.77
Opt4	2462	3802.52	569.095	526.395	-64.8824	875.378	2108.31	64.4444	2250	2500	2063.77
Opt3	2462	2530.68	503.801	497.322	-61.9627	952.283	960.527	61.3207	1500	2500	2063.77
Opt7	2462	1258.01	352.5	355.513	-50.4117	1251.39	0	49.1719	750	3600	4127.53
Opt2	2462	1267.39	328.961	330.304	-43.1691	1265.58	29.1485	48.5954	750	2500	2063.77
Opt12	2462	1235.78	336.35	340.864	-53.0506	1274.76	0	48.2227	750	6400	5961.99

Figura 6 Ejemplo de cálculo para una referencia catastral concreta

El balance energético se computa en términos horarios para un año tipo y por referencia catastral. Este balance se compone de las siguientes curvas características:

- Demanda eléctrica (kWh).
- Producción fotovoltaica (kWh).
- Energía absorbida por la batería (carga) (kWh).
- Energía descargada por la batería (kWh).
- Energía excedentaria (kWh).
- Energía proveniente de la red eléctrica (kWh).

Asimismo, estas curvas se generan para cada escenario en función de la combinación de potencia fotovoltaica (los diez escenarios mencionados en el apartado 3.1.2.2), la capacidad de la batería y tamaño del cargador (inversor) usado de la batería (escenarios mencionados en el apartado 3.1.2.3).

A partir de las curvas mencionadas se obtiene la suma de la energía anual en cada escenario. En coherencia con los supuestos de almacenamiento a nivel de usuario planteados en el

apartado 3.1.1, se selecciona para cada inmueble aquella situación en la que se cumplen las siguientes restricciones:

- I. La cobertura de demanda eléctrica mediante fotovoltaica con almacenamiento se aproxima al límite simulado en cada supuesto:
  - a. **Supuesto 1:** Cobertura de demanda del 100%.
  - b. **Supuesto 2 – Supuesto 4:** Cobertura de demanda del 70-80%.
- II. De las distintas opciones que cumplen con la restricción I, se selecciona aquella que requiere la menor potencia fotovoltaica instalada y, por tanto, se aboga por una solución que maximiza la eficiencia en el uso del espacio existente sobre cubierta para la instalación de paneles fotovoltaicos.
- III. En el caso de existir distintas opciones en las que se cumplen las restricciones I y II, se selecciona la opción que promueva una menor producción de excedentes energéticos.

La elección de la opción más adecuada para almacenamiento a nivel de usuario en los **Supuestos 1 – 4** estaría cubierta con la estrategia de decisión anterior. No obstante, conforme a lo expuesto en el apartado 3.1. se proponen otros tres supuestos (**Supuestos 5 - 7**) donde la cobertura de demanda mediante EERR es un aspecto secundario y se prioriza que los excedentes energéticos no superen el límite del 10% de la producción fotovoltaica anual (por términos de eficiencia energética y de integración en la red). En este caso, la decisión se articula de la siguiente manera:

- I. Los casos son ordenados en función de los excedentes energéticos producidos (de menor a mayor), seleccionándose aquellos escenarios donde estos excedentes no superan el 10% de la producción anual.
- II. De los casos seleccionados con la restricción I se apuesta por aquella solución que presenta mayor cobertura de demanda mediante fotovoltaica con almacenamiento.
- III. En caso de que se cumplan las restricciones I y II, se opta por la alternativa que requiera una menor potencia fotovoltaica instalada.

Los totales anuales de demanda eléctrica, producción fotovoltaica, carga y descarga de las baterías, excedentes energéticos y consumo de la red son almacenados para cada referencia catastral en el archivo vectorial. En dicho archivo se clasifican, a través de columnas, los totales anuales seleccionados para cada Supuesto. También se guarda la potencia fotovoltaica, así como la potencia y capacidad de la batería seleccionada para dar cumplimiento a las condiciones exigidas en estos supuestos. Por último, también se guarda, en este archivo, el porcentaje de cobertura de demanda eléctrica mediante energía fotovoltaica y baterías. Este porcentaje se calcula de la siguiente forma:

$$Cobertura_{PV+Bateria} = \frac{PV + Bat_{Descarga} - Bat_{Carga} - Vertidos}{Demanda} \quad (7)$$

El cómputo es desarrollado para cada isla y permite asociar cada uno de los indicadores energéticos y de cobertura de demanda a una posición geográfica concreta, a través de las

referencias catastrales. El almacenamiento local estaría ligado directamente al almacenamiento distribuido en redes como se describe en el apartado 3.1.3.

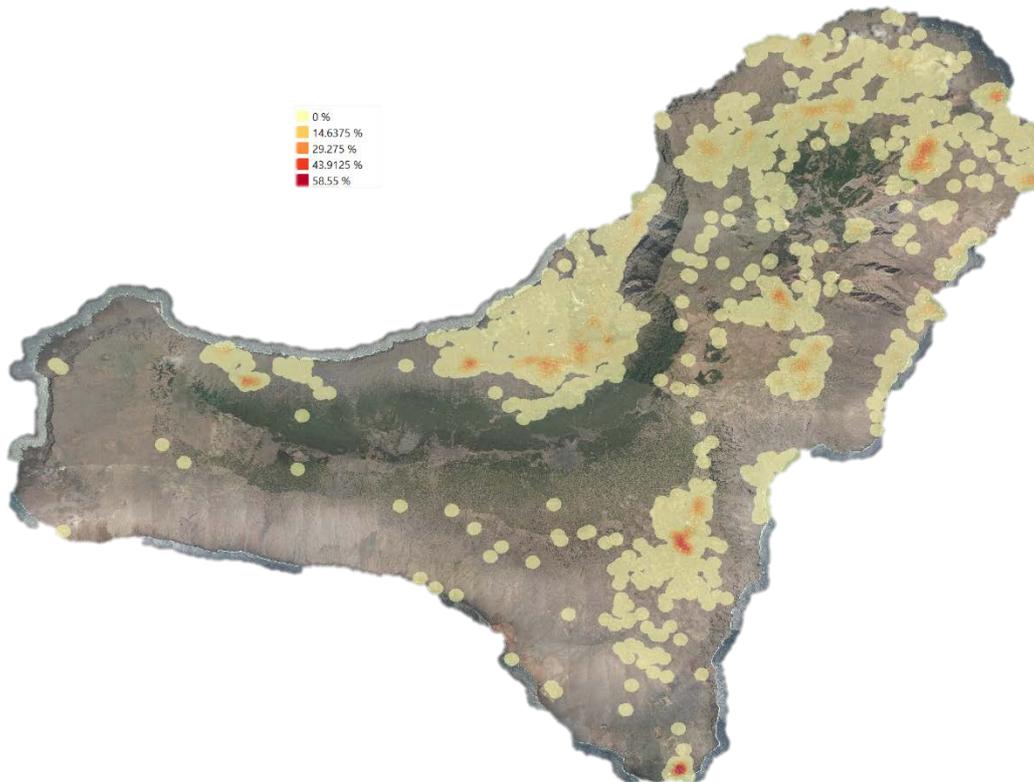


Figura 7 Cobertura de demanda eléctrica (Ejemplo El Hierro)

### 3.1.1.5. Estimación de costes y ahorro conseguido

Para cuantificar los costes de instalación y el ahorro conseguido por los sistemas de almacenamiento energético propuestos a nivel de usuario en cada inmueble, se usa como referencia las estimaciones energéticas y de potencia instalada obtenidas con la formulación que ha ido exponiéndose a lo largo de este apartado. Asimismo, se define una serie de ratios que, en función de la potencia o energía gestionada, determina la inversión requerida y el ahorro anual conseguido por los usuarios que optan por dicha solución técnica.

A efectos de estimar el coste de inversión aproximada del sistema de autoconsumo con almacenamiento, se tienen en cuenta los costes derivados de la compra de los paneles fotovoltaicos, inversores fotovoltaicos, banco de baterías, inversor-cargador de las baterías, dispositivo de medida (contador), costes relacionados con la ingeniería e instalación y gastos relacionados con el mantenimiento anual. Los ratios seleccionados son definidos en función de la potencia instalada en los siguientes subgrupos.

Se presentan en la siguiente tabla los parámetros que han sido definidos en esta estrategia para estimar el coste de la instalación cuando la potencia del sistema en su conjunto es inferior a 10 kW.

Parámetros	Coste
Precio de panel fotovoltaico	900 €/kWp
Precio de inversor fotovoltaico	300 €/kWp
Banco de baterías	1100 €/kWh
Inversor-cargador de baterías	0 €/kW (incluido mismo equipo)
Coste asociado a contador eléctrico de generación	400 €
Coste de instalación	800 €/kWp
Coste asociados a ingeniería	400 €/kWp
Otros gastos	40 €/kW·año

Tabla 7 Ratios de inversión en planta para instalaciones con potencia instalada inferior a 10 kW

Para casos en las que se opta por la instalación de una potencia comprendida entre 10 y 20 kW, los costes de instalación asumidos en este estudio son los que se presentan a continuación.

Parámetros	Coste
Precio de panel fotovoltaico	860 €/kWp
Precio de inversor fotovoltaico	280 €/kWp
Banco de baterías	1100 €/kWh
Inversor-cargador de baterías	0 €/kW (incluido mismo equipo)
Coste asociado a contador eléctrico de generación	400 €
Coste de instalación	650 €/kWp
Coste asociados a ingeniería	400 €/kWp
Otros gastos	38 €/kW·año

Tabla 8 Ratios de inversión en planta para instalaciones con potencia instalada entre 10 y 20 kW

Para instalaciones con potencias entre 20 y 40 kW se han considerado los siguientes costes.

Parámetros	Coste
Precio de panel fotovoltaico	700 €/kWp
Precio de inversor fotovoltaico	200 €/kWp
Banco de baterías	1000 €/kWh
Inversor-cargador de baterías	100 €/kW
Coste asociado a contador eléctrico de generación	400 €
Coste de instalación	400 €/kWp
Coste asociados a ingeniería	200 €/kWp
Otros gastos	37 €/kWp·año

Tabla 9 Ratios de inversión en planta para instalaciones con potencia instalada entre 20 y 40 kW

Para instalaciones con potencias instaladas entre 40 y 100 kW se han considerado los siguientes costes.

Parámetros	Coste
Precio de panel fotovoltaico	600 €/kWp
Precio de inversor fotovoltaico	150 €/kWp
Banco de baterías	950 €/kWh
Inversor-cargador de baterías	90 €/kW
Coste asociado a contador eléctrico de generación	400 €
Coste de instalación	250 €/kWp

<b>Coste asociados a ingeniería</b>	200 €/kWp
<b>Otros gastos</b>	37 €/kW·año

Tabla 10 Ratios de inversión en planta para instalaciones con potencia instalada entre 40 y 100 kW

Por último, para potencias instaladas por encima de 100 kW se usan los siguientes parámetros.

Parámetros	Coste
<b>Precio de panel fotovoltaico</b>	550 €/kWp
<b>Precio de inversor fotovoltaico</b>	125 €/kWp
<b>Banco de baterías</b>	900 €/kWh
<b>Inversor-cargador de baterías</b>	85 €/kW
<b>Coste asociado a contador eléctrico de generación</b>	400 €
<b>Coste de instalación</b>	225 €/kWp
<b>Coste asociados a ingeniería</b>	180 €/kWp
<b>Otros gastos</b>	35 €/kW·año

Tabla 11 Ratios de inversión en planta para instalaciones con potencia instalada superior a 100 kW

En todos los casos se considera una parte de coste fijo en función de la potencia y otra de coste variable en función de la energía producida por dicho sistema. En ambos casos, cuanto mayor es la potencia instalada menor es el ratio considerado por efecto de las economías de escala.

Para estimar estos costes se ha hecho uso de la información disponible en catálogos comerciales de distribuidores que operan en Canarias. También se parte de presupuestos emitidos al ITC en el marco de proyectos en activo como los relativos a las acciones que se están llevando a cabo en el ámbito de “La Gomera 100% Sostenible”.

Por su parte, para estimar el ahorro anual en la factura eléctrica del inmueble, se ha usado como referencia los precios de venta de la energía según los datos publicados en la web del operador del sistema E-SIOS. Recordar que las estimaciones de demanda eléctrica y compra de la energía son obtenidas en términos horarios. Por lo tanto, la estimación del ahorro también se calcula en términos horarios y se devuelve el ahorro anual finalmente conseguido.

### 3.1.2. Almacenamiento distribuido (“Utility-Scale Energy Storage”)

Los sistemas de almacenamiento energético también pueden integrarse en la red eléctrica para llevar a cabo servicios de modulación de demanda o integración de energías renovables. Esta solución **hace referencia a aquellos sistemas de almacenamiento energético que se distribuirían en redes de media tensión** y que estarían directamente **vinculados con generadores**, fundamentalmente renovables para evitar la aplicación de políticas de corte, **almacenistas de energía** (conforme al Real Decreto-Ley 23/2020) **y gestores de red** que aporten servicios tanto de modulación de generación renovable, de demanda como de servicios complementarios de ajuste al sistema eléctrico. En este caso **la desagregación se lleva a cabo hasta el nivel de subestaciones eléctricas sin que ello signifique que dichas instalaciones se deban ubicar necesariamente en esas posiciones**. La decisión de ubicación sería establecida por el promotor y bajo el cumplimiento de la normativa vigente, si bien la estrategia identifica las capacidades disponibles y necesidades para distintos supuestos a nivel de subestaciones.

En escenarios de fomento de la generación distribuida, es conveniente contar con sistemas de almacenamiento de mayor tamaño en determinados puntos de la red eléctrica, permitiendo llevar a cabo los siguientes servicios:

- **Modulación de la demanda:** Esta aplicación tiene especial interés desde el punto de vista de los gestores de redes de distribución y transporte ya que permite no tener que adecuar sus sistemas a las puntas de demanda que se producen durante unas pocas horas al año. También puede aplicarse con el fin de evitar las saturaciones que ocurren en líneas o transformadores concretos en períodos de demanda alta.
- **Reducir la aplicación de políticas de corte:** En muchas ocasiones, las fuentes de energía renovable se encuentran alejadas de los principales centros de consumo, lo que puede provocar la saturación de las redes de transporte y distribución, obligando al operador del sistema a imponer límites o cortes a la generación renovable. Los sistemas de almacenamiento permiten modular la generación neta, almacenando el excedente de energía para su uso posterior, evitando así los cortes impuestos a la energía renovable y su vertido frente a otras fuentes de energía convencional.
- **Modulación de la generación renovable:** Como ya se comentó anteriormente, los sistemas de almacenamiento permiten modular la generación de origen renovable no gestionable, como es el caso de la eólica o la fotovoltaica. En este sentido, el sistema de almacenamiento puede evitar cambios bruscos en el nivel de generación, aportando cierta capacidad de programación y gestionabilidad. Con ello se aumenta la fiabilidad del sistema en su conjunto, al disminuir la necesidad de sustituir los cambios bruscos en la generación renovable con las distintas reservas del sistema, compensadas con los recursos de almacenamiento.

Esta parte del estudio conecta directamente con los análisis desarrollados para la estimación del almacenamiento a nivel de usuario. En este contexto, para cada una de las referencias catastrales de Canarias se cuenta con los datos de demanda eléctrica, producción fotovoltaica, excedentes energéticos y demanda de energía de red. Todos estos datos se atribuyen a la subestación eléctrica más cercana en cada caso.

Adicionalmente, se posiciona cada parque eólico y planta fotovoltaica instalado en Canarias hasta el momento (incluyéndose aquellas instalaciones en las que hay constancia de haber, al menos, iniciado trámite administrativo), determinándose de la misma forma las subestaciones a las que éstas se hubieran asociado.

Teniendo en cuenta todos los flujos de demanda, producción renovable y vertidos generados a nivel local, se dimensionan los sistemas de almacenamiento a nivel de subestación eléctrica en todas las islas del archipiélago. Como se argumentaba anteriormente,  **pese a que se haya establecido como punto frontera las subestaciones eléctricas (sistemas de almacenamiento energético conectados a la red media tensión), no necesariamente dicha infraestructura debe posicionarse cerca de las subestaciones.** A modo de ejemplo, un promotor privado de un parque eólico o planta fotovoltaica podría ubicarlo en el propio emplazamiento donde se encuentra su instalación.

El objetivo es **identificar la capacidad de almacenamiento que podría requerirse a nivel de subestaciones, definiendo en qué regiones tiene más interés para los promotores instalar este tipo de sistemas.**

En los siguientes sub-apartados se describe con mayor detalle el procedimiento seguido en cada fase para la simulación de los sistemas de almacenamiento energético. El procedimiento es ejecutado para cada supuesto mencionado en el apartado 3.1. No obstante, en aquellos casos en los que el autoconsumo total es alcanzado a nivel local, no se considera necesario introducir sistemas del almacenamiento distribuidos en redes eléctricas.

### 3.1.2.1. Distribución de demanda eléctrica por subestaciones

El archivo vectorial generado como resultado del método de cálculo expuesto en el apartado 3.1.2 es usado para determinar la demanda agregada por subestación eléctrica. A modo de síntesis, en este archivo vectorial se presentaba la demanda eléctrica por referencia catastral, teniendo cada una de estas referencias, coordenadas geográficas que definen su posición exacta.

Para distribuir la demanda eléctrica por subestaciones eléctricas, inicialmente, se calcula la distancia de cada inmueble respecto a todas las subestaciones eléctricas de la isla usando el método expuesto a continuación.

$$D = \sqrt{(0.9996d)^2 + (e_B - e_A)^2} \cdot \left( \frac{e_B + e_A}{2} + R_0 \right) \quad (8)$$

Donde  $d$  es la distancia planar entre los puntos  $A$  y  $B$  asumiendo que ambos se encuentran a nivel del mar,  $e_B$  es la elevación del punto  $B$ ,  $e_A$  es la elevación del punto  $A$  y  $R_0$  es el radio de la Tierra (valor constante).

Posteriormente, se selecciona aquella subestación eléctrica que presenta menor distancia medida en metros respecto a cada inmueble, creándose una nueva columna en el archivo vectorial de origen en la que se introduce dicha información. A partir de este archivo modificado se puede determinar la suma de la demanda de todas las filas que se haya considerado conectadas a una misma subestación.

Con la aplicación del procedimiento mencionado, se dispondría de un nuevo archivo vectorial que marcaría la posición de todas las subestaciones de Canarias y la demanda eléctrica asociada a ellas. En este archivo no hay riesgos de que la demanda de un determinado inmueble esté asociada a más de una subestación, por lo que se considera que la metodología es lo suficientemente precisa como para ser considerada en este estudio.

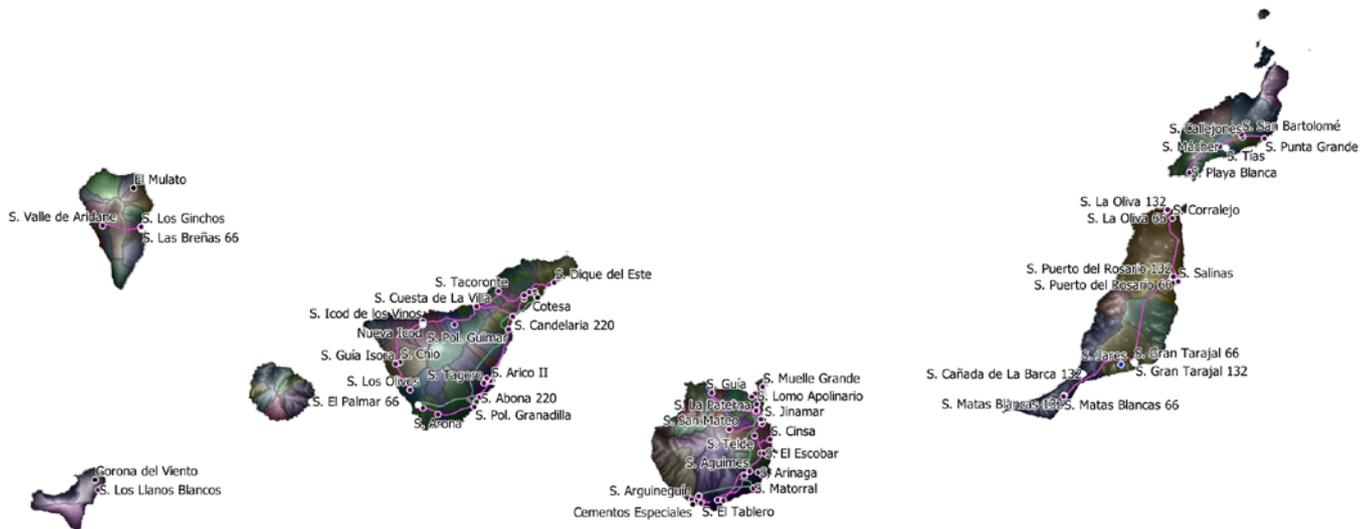


Figura 8 Ubicación de las Subestaciones de Canarias

La estimación de la demanda es importante para reconocer las necesidades de energía eléctrica aguas abajo de cada subestación. No obstante, conviene tener claro que parte de esa demanda es cubierta con los sistemas de autoconsumo instalados en cada edificio. En la práctica, la demanda eléctrica real de cada subestación es lo que a nivel local se consideraba como “energía proveniente de la red”. Esta es otra de las variables incluidas dentro del archivo vectorial mencionado, por lo que el método de cálculo es idéntico al mencionado en este apartado para estimar la demanda por subestación.

### 3.1.2.2. Estimación de la producción renovable y los excedentes a nivel de usuario

También es requisito indispensable conocer la energía renovable que estaría produciéndose en cada nodo de red. En este sentido, se deben tener en cuenta las siguientes instalaciones:

- **Instalaciones de autoconsumo:** En este estudio se consideran las actuaciones planteadas en la estrategia de autoconsumo fotovoltaico. Para ello, se utiliza la metodología descrita en el apartado 3.1.2.1 reconociéndose la energía total que sería producida y la potencia instalada en régimen de autoconsumo conectadas aguas debajo de cada subestación eléctrica de Canarias.
- **Parques eólicos:** Inicialmente era necesario conocer la posición geográfica de todos los parques eólicos existentes o en trámites administrativos para su instalación en Canarias. Dicha información es extraída del visor web de Grafcan, donde ha sido publicada una capa desarrollada por el Servicio de Combustibles y Energías Renovables de la Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias. La citada capa recoge todos los parques eólicos instalados, o en trámites para ello, a fecha 5 de abril de 2019. Esta capa se actualiza con nuevos parques eólicos en trámite durante el último año.

Nuevamente, conociendo la posición exacta de cada subestación eléctrica y parque eólico, se estima, de manera aproximada, la subestación a la que estaría conectada cada generador. En general, este procedimiento es preciso ya que se suele conectar al punto

de conexión más cercano, en la medida de lo posible, para reducir costes. No obstante, existen casos en los que la conexión al punto de enganche más cercano no es una alternativa válida ya que dicha subestación no tenía capacidad o posiciones libres para su conexión en el momento en el que se llevó a cabo la instalación del parque eólico.

Esto sucede fundamentalmente en aquellos lugares en los que hay más de una subestación eléctrica en proximidades. Para esos casos, se ha optado por realizar una búsqueda de los Boletines Oficiales de Canarias en los que se procedía al trámite de consulta pública y donde, entre otros aspectos, se señala la subestación eléctrica a la que se conecta el parque eólico. En estos casos, la capa es modificada manualmente y el proceso automático descrito en el apartado 3.1.2.1 simplemente se usa como primera iteración.



Figura 9 Ubicación de parques eólicos de Canarias

- **Plantas fotovoltaicas:** Como para el caso anterior, en el visor web de Grafcan ha sido publicada una capa desarrollada por el Servicio de Combustibles y Energías Renovables de la Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias y en la que se presentan las plantas fotovoltaicas instaladas en Canarias de potencia superior a 300 kW y las que se encuentran en tramitación a 31 de Octubre de 2019.

Adicionalmente, la Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias facilita una hoja de datos donde se relacionan todas las plantas fotovoltaicas instaladas en Canarias con independencia de su potencia y su régimen de operación. En esta hoja de datos se muestra para la mayoría de esas posiciones la dirección donde se ubica dicha instalación. En este contexto, se implementa un algoritmo que, en base a dicha dirección, trata de reconocer las coordenadas geográficas de la planta fotovoltaica. Este algoritmo permite situar, aproximadamente, un 90% de las plantas fotovoltaicas de Canarias sobre un mapa.

A partir de lo anterior se lleva a cabo el mismo procedimiento que ha sido explicado para los parques eólicos. En este caso es incluso más difícil determinar el nodo de red real al que se conecta la planta fotovoltaica ya que, normalmente, dicha información no suele publicarse, sobre todo en el caso de plantas fotovoltaicas de pequeño tamaño.

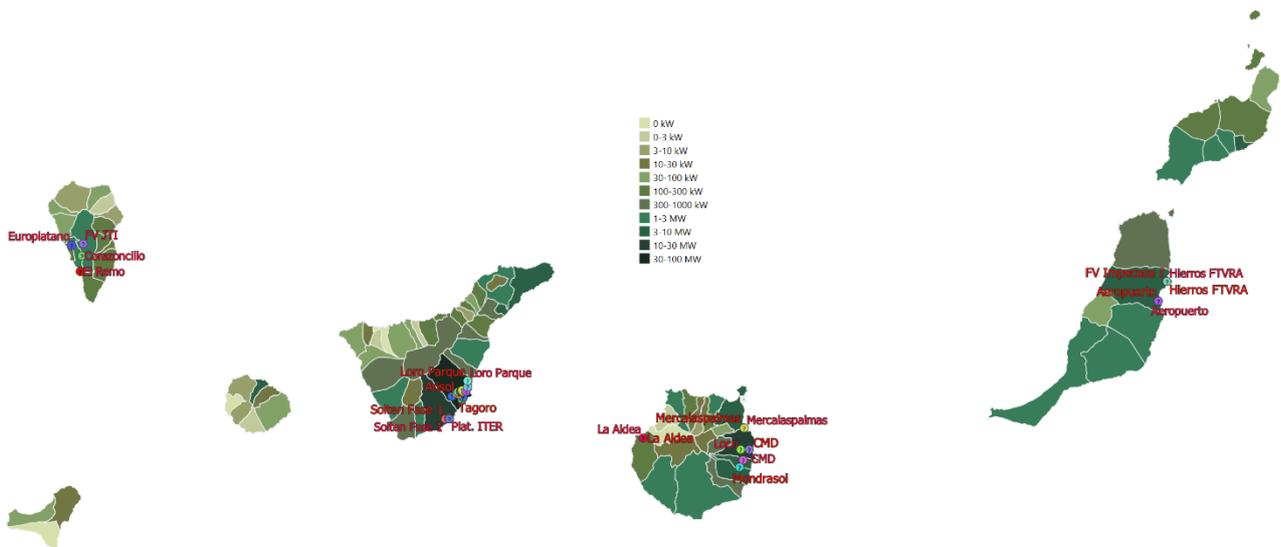


Figura 10 Ubicación de plantas fotovoltaicas de potencia superior a 300 kW en Canarias

La estimación de las necesidades de almacenamiento en red de media tensión también debe ser desarrollada en períodos horarios para que dicho dimensionamiento tenga en cuenta la estacionalidad del recurso eólico y fotovoltaico. Para la generación en autoconsumo esto no es un problema porque se parte de los datos compilados según el procedimiento explicado en el apartado 3.1.1. No obstante, para el resto de parques eólicos y plantas fotovoltaicas debe plantearse una solución alternativa.

La solución más precisa sería simular cada uno de los parques eólicos y plantas fotovoltaicas de Canarias. No obstante, eso requeriría conocer las características exactas de cada instalación, planteándose aspectos como el tipo de aerogenerador usado, altura de buje, posibles limitaciones de potencia o la orientación e inclinación de los paneles instalados en cada generador fotovoltaico. Esta información no está disponible para todos los casos y, aun estando disponible, tendría cierta incertidumbre dado que los modelos simularían condiciones ideales donde no se considerarían límites operativos tales como la degradación, la estabilidad del recurso renovable o las paradas por mantenimiento de las instalaciones.

Por todo ello, se ha planteado una solución a medio camino. Para cada región donde se ubica una subestación eléctrica se estima la producción de un parque eólico o una planta fotovoltaica en el que la potencia instalada sería de 1 MW. Este proceso genera una curva normalizada la cual al ser multiplicada por la potencia conectada a dicha subestación devolvería la energía prevista a generar para un año tipo.

Para la estimación de la potencia fotovoltaica se ha usado el mismo modelo al ya explicado en la sección 3.1.1.2 y que permitió el cálculo de la producción asociada a los sistemas de almacenamiento a nivel de usuario. Nuevamente se cuenta con series temporales horarias para un año tipo de radiación solar y temperatura ambiente en cada posición de Canarias con una resolución de 250 x 250 metros. En este caso se considera que la orientación sería sur y la inclinación sería la alternativa óptima en cada zona teniendo en cuenta que no tiene sentido aplicar límites ficticios si no es posible acceder a las características reales de cada generador.

Para estimar el perfil de generación normalizado de energía eólica, se ha partido de los datos recabados por el Operador del Sistema y publicados en el servicio web E-SIOS. A través de este servicio web se puede acceder a los datos de energía horaria eólica producida en el global de cada sistema eléctrico canario. Se considera que esta es la alternativa más exacta porque tiene en cuenta las pérdidas como las derivadas de los efectos de estela u obstáculos presentes en la geografía regional próxima al parque eólico. En este caso, la simulación con datos puros de velocidad del viento y dirección no tendría en cuenta los efectos que se producen en regiones como el sureste de Gran Canaria o Tenerife. En estas zonas, existe una mayor agrupación de parques eólicos y la interacción entre estos reduce la producción respecto a la situación idílica en la que no existiera ese tipo de interacciones.

La curva generada con el procedimiento descrito en el párrafo anterior es buena referencia para describir el perfil. No obstante, para el cálculo de la producción se considera la potencia eólica conectada a cada subestación eléctrica y las horas equivalentes de producción teórica obtenida mediante los mapas de recurso eólico disponibles.

### 3.1.2.3. Modelización del comportamiento del sistema de almacenamiento y estimación del balance energético

Las curvas de producción eólica ( $E_{WP}$ ) y fotovoltaica ( $E_{PV}$ ) se suman a los excedentes totales o vertidos producidos en cada subestación ( $Vertido_{Autoconsumo}$ ) como consecuencia de las instalaciones en régimen de autoconsumo consideradas para los distintos supuestos de almacenamiento a nivel de usuario descritos en el apartado 3.1.1. De la misma forma, se dispone de la suma total de la energía por subestación eléctrica que debe ser proveída por el sistema eléctrico en aquellas horas en las que las instalaciones de autoconsumo son incapaces de proveer, por sí mismas, suficiente energía para cubrir completamente las necesidades de demanda ( $Red_{AL.Local}$ ).

La diferencia de estas curvas proporciona, como consecuencia, información de la energía horaria que debe ser aportada por un sistema de almacenamiento o cualquier otro generador (ya sea convencional o renovable) a nivel de sistema eléctrico ( $E_{S,E}$ ).

$$E_{S,E} = Red_{AL.Local} - (E_{WF} + E_{PV} + Vertido_{Autoconsumo}) \quad (9)$$

Aquí debe comentarse que existen múltiples tecnologías aptas para proporcionar servicios de arbitraje e integración de energías renovables en red y que **cada promotor podría elegir el sistema que considere más conveniente en función de sus necesidades y el modelo de negocio que quiera explorar**. No obstante, parece que las tendencias del mercado van por el uso de baterías electroquímicas (como primera opción aunque con distintas variantes o compuestos) y el uso del hidrógeno. El hidrógeno presenta la ventaja de su almacenamiento mediante un vector energético en forma de gas apto para atender consumos eléctricos, de movilidad y calor y aunque su almacenamiento presenta mayor complejidad, en determinados casos puede ser una solución idónea.

Nuevamente, se vuelve a optar por la formulación del modelo cinético descrito en la sección 3.1.1.3 como medio para cuantificar el aporte de dicha instalación para asegurar la mayor cobertura de demanda eléctrica haciendo uso, únicamente, de energía renovable.

Asimismo, como ya se proponía para almacenamiento local, en las simulaciones se consideran distintas capacidades de almacenamiento e inversores en función de la demanda eléctrica existente que, en este caso, es definida por el parámetro ( $Red_{Al.Local}$ ). Así pues, para todas las subestaciones eléctricas se testean las siguientes configuraciones:

- **Capacidades de almacenamiento:** 0.5, 1, 2, 5, 10, 20, 40, 50, 60, 80, 100 y 150 MWh.
- **Inversores de la batería:** 0.5, 1, 2, 5, 10, 20, 40, 50, 60, 80, 100 y 150 MW.

El amplio número de alternativas evaluadas se formula con el objetivo de identificar opciones ajustadas para cada caso, pero que se basen en soluciones que ya hayan sido implementadas en otras regiones del mundo. Sirva de ejemplo proyectos emblemáticos como la batería instalada por Tesla en Australia con potencia y capacidad de 100 MW/129 MWh. Este tipo de proyectos demuestran que las soluciones evaluadas en esta estrategia son viables desde un punto de vista técnico. También se proponen sistemas de hidrógeno del mismo tamaño como en recientes convocatorias del programa Green Deal.

En este caso, los requerimientos computacionales son considerablemente inferiores a los requeridos para el análisis realizado para el almacenamiento a nivel de usuario. En este caso los escenarios de producción fotovoltaica y eólica vienen fijados por las potencias instaladas, o en tramitación, y sólo se plantean combinatorias según las baterías seleccionadas (12 opciones de batería) y los inversores definidos (12 opciones de inversor).

La energía cargada o descargada depende directamente de la potencia y capacidad del almacenamiento, produciéndose casos en los que incluso se podría alcanzar la condición de autoconsumo total. Nuevamente, el balance energético se computa en términos horarios para un año tipo y por subestación eléctrica. Este balance se compone de las siguientes curvas características:

- Demanda eléctrica total por subestación (MWh).
- Demanda eléctrica requerida no atendida por instalaciones en régimen de autoconsumo en cada subestación (MWh).
- Producción de las plantas fotovoltaicas conectadas a cada subestación (MWh).
- Producción de los parques eólicos conectados a cada subestación (MWh).
- Energía excedentaria de las instalaciones de autoconsumo aguas abajo de cada subestación (MWh).
- Energía absorbida por la batería (carga) (MWh).
- Energía descargada por la batería (MWh).
- Energía excedentaria aguas arriba de la subestación (MWh).
- Energía que debe ser inyectada a la subestación proveniente de la red eléctrica (MWh).

A partir de las curvas mencionadas, se obtiene la suma de la energía anual en cada escenario. En coherencia con los supuestos de almacenamiento distribuidos planteados en el apartado

3.1.1, se selecciona, para cada subestación, aquella situación en la que se cumplen las siguientes restricciones:

- I. La cobertura de demanda eléctrica mediante fotovoltaica con almacenamiento se aproxima al límite simulado en cada supuesto:
  - a. **Supuesto 1, 5 y 8:** Cobertura de demanda del 100%.
  - b. **Supuesto 4, 7 y 10:** Cobertura de demanda del 70-80%.
- II. De las distintas opciones que cumplen con la restricción I, se selecciona aquella que requiere la menor potencia fotovoltaica instalada y, por tanto, se aboga por una solución que maximiza la eficiencia en el uso del espacio existente sobre cubierta para la instalación de paneles fotovoltaicos.
- III. En el caso de existir distintas opciones en las que se cumplen las restricciones I y II, se selecciona la opción que promueva una menor producción de excedentes energéticos.

En este caso no se proponen alternativas en las que se priorice soluciones en las que los excedentes energéticos no superen el 10%.

Los totales anuales de demanda eléctrica, producción renovable, carga y descarga, excedentes energéticos y consumo de la red eléctrica (aguas arriba de la subestación eléctrica) son almacenados para cada subestación en el archivo vectorial específico de este sistema de almacenamiento. En este archivo vectorial se clasifican a través de columnas los totales anuales seleccionados para cada supuesto. También se almacena en este archivo las potencias fotovoltaica, eólica y de autoconsumo, así como la potencia y capacidad de la batería seleccionada, para dar cumplimiento a las condiciones exigidas en estos supuestos.

Por último, también se guarda en este archivo el porcentaje de cobertura de demanda eléctrica mediante energías renovables. En esta ocasión, este porcentaje se calcula de la siguiente forma:

$$C\% = \frac{PV + WP + Autoconsumo + Bat_{Descarga} - Bat_{Carga} - Vertidos}{Demanda} \quad (10)$$

La agregación de los datos por isla permite la estimación del almacenamiento a gran escala por isla. Este aspecto se analiza detalladamente en el apartado 3.1.3.

#### 3.1.2.4. Estimación de costes y ahorro

Para el almacenamiento distribuido los tamaños de los sistemas son considerablemente mayores que los planteados para aplicaciones de almacenamiento a nivel de usuario. Esta es la principal razón por la que los costes asumidos en el apartado 3.1.1.5 ya no serían de aplicación. La información disponible para realizar una estimación precisa del coste de este tipo de sistemas es bastante limitada, sólo siendo posible el acceso a dicha información bajo pedido a fabricantes con la suficiente capacidad técnica para su construcción.

Como referencia para establecer los costes asociados al almacenamiento energético distribuido a nivel de redes se consideran las estimaciones producidas por el laboratorio NREL

en el cual se analiza el coste de estos sistemas para aplicaciones a gran escala (W. Cole & W. Frazier. Cost Projections for Utility-Scale Battery Storage. NREL). En sus estimaciones, los costes de los sistemas de almacenamiento se presentan en €/kWh a pesar de que no todas las instalaciones deberían ser expresadas en esa unidad. El NREL pone como ejemplo los propios inversores de baterías en los que el coste real se establece en €/kW.

Para poder tener en cuenta este aspecto, emplean en su análisis la ecuación 11. De la misma forma, justifican que la tasa calculada sea coherente con la situación real, habiéndose usado para el cálculo modelos comerciales, los cuales fueron comparados con curvas estimadas.

$$Total\ cost\ \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}}\right) = Energy\ cost\ \left(\frac{\text{€}}{\text{kWh}}\right) + \frac{Power\ cost\ \left(\frac{\text{€}}{\text{kW}}\right)}{Duración\ (horas)} \quad (11)$$

A partir de los resultados obtenidos se generan las curvas expuestas en la figura 11, equivalentes con proyecciones a largo plazo para tres escenarios de evolución de la tecnología.

De acuerdo con lo anterior, **se considerará que el coste de los sistemas de almacenamiento para aplicaciones relacionadas con la modulación de la demanda y energía renovable sería de 335 €/kWh**. Este coste es considerablemente inferior al definido para el almacenamiento a nivel de usuario, aspecto que se justifica por el fenómeno de las economías de escala.

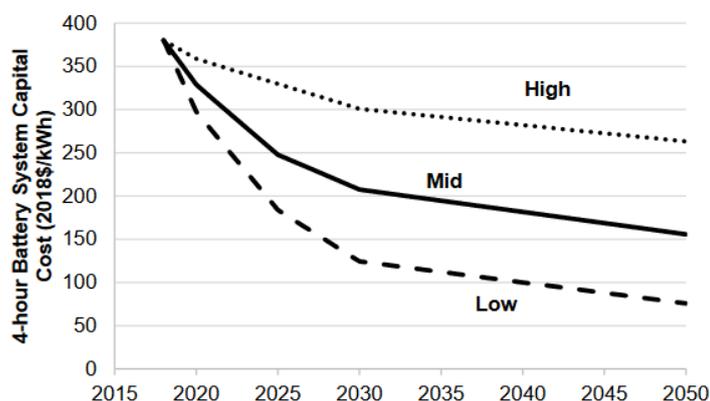


Figura 11 Proyecciones de coste de baterías Litio-Ion para 4h de operación (NREL)

Conviene mencionar en este punto que los costes descritos en el párrafo anterior son coherentes con los establecidos por el IRENA (International Renewable Energy Agency) en su informe "Electricity Storage and Renewables: Cost and Markets to 2030". Se puede observar que los valores a largo plazo se encontrarían por debajo de los 500 €/kWh.

Por último, para estimar el ahorro anual conseguido por este sistema de almacenamiento, se usa como referencia el coste de la generación convencional para cada isla restado al pool de mercado en cada hora. De esta forma se consigue cuantificar el beneficio por la instalación en comparación con el modelo energético actual. Estos datos son extraídos de la web del operador del sistema E-SIOS.

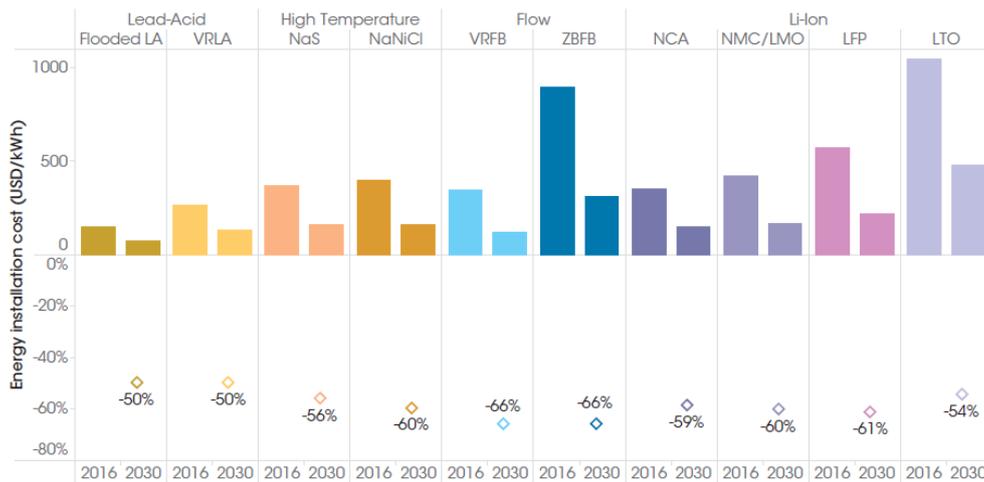


Figura 12 Proyecciones de coste de baterías electroquímicas (IRENA)

### 3.1.3. Almacenamiento a gran escala

Asumiéndose un escenario hipotético en el que se fomente la instalación de sistemas de almacenamiento energético distribuidos tanto a nivel de usuario como en las redes eléctricas, los sistemas de almacenamiento energético a gran escala ayudarían a proveer una gestión integral de alto nivel del sistema eléctrico de las islas, lográndose con ello completar el máximo nivel posible de autosuficiencia en el sector eléctrico.

De los diez supuestos considerados en el apartado 3.1, el Supuesto 1 simulaba aquella situación idílica en la que se fomentaba el autoconsumo con almacenamiento hasta alcanzar coberturas del 100% en todos los edificios de Canarias.

De forma semejante, en los Supuestos 2, 5 y 8 se plantean alternativas en las que, si bien el almacenamiento a nivel de usuario no es capaz de lograr por sí sólo el grado de autosuficiencia mencionado, se dispone de sistemas de almacenamiento distribuidos en la red (próximo a subestaciones eléctricas) con el objetivo de aportar, junto con el resto de la generación renovable que se inyecta en la red, la energía que no fuera capaz de aportar por sí mismos los sistemas de autoconsumo. En principio, estas alternativas serían opciones más eficientes dado que evitan el sobredimensionamiento de los sistemas de autoconsumo a nivel de usuario y aprovechan el concepto de comunidades energéticas para optimizar las capacidades instaladas. Además, incluyen dentro del balance el resto de parques eólicos y plantas fotovoltaicas que hubieran sido instaladas en régimen de conexión a red.

En este modelo energético, el último eslabón de la cadena es el almacenamiento a gran escala. Se proponen cinco supuestos, en concreto los Supuestos 3, 4, 6, 7, 9 y 10, en los que la suma de las contribuciones del almacenamiento de usuario y el almacenamiento en redes (técnicamente conocido como Utility Scale Energy Storage) permiten alcanzar coberturas de demanda mediante energías renovables del 70-80%, siendo la parte restante aportada por los sistemas de almacenamiento a gran escala ubicados en distintos puntos de la geografía insular.

El sistema de almacenamiento energético a gran escala por excelencia en las Islas Canarias es el hidrobombeo, dado que, como se demuestra en el apartado 3.4.2, es la opción más competitiva desde los puntos de vista técnico y económico. Además, esta opción ha alcanzado un grado de madurez suficiente para garantizar que su integración en la red es realmente

capaz de contribuir en la satisfacción, no sólo de las necesidades energéticas, sino también en la conservación de las condiciones de calidad y garantía de suministro. No obstante, no en todos los sistemas eléctricos insulares de Canarias sería posible su instalación, ya que esto exigiría disponer de embalses acondicionados o reacondicionar los existentes para fines energéticos sin que esto suponga un impedimento para otras actividades que se estén desarrollando en esas regiones. En cualquier caso, hay tecnologías alternativas como el hidrógeno, las cuales, a pesar de suponer un coste (en términos de LCOE) superior en el actual estado de desarrollo, presentan una enorme versatilidad que puede ser potenciada en el archipiélago canario.

Conviene recordar que la demanda cuantificada a lo largo de esta estrategia se ha centrado en los consumos derivados de los edificios existentes en las islas. No obstante, no se incluyen otros consumos que no estuvieran ligados a edificios. Esa parte de la demanda es cuantificada según el procedimiento explicado en el apartado 3.1.2.1 **y para todos los supuestos sería cubierto con sistemas de almacenamiento instalados a nivel de sistema eléctrico**. Al no ser posible localizarlas geográficamente, no se consideró viable la asociación de estas cargas a estrategias de almacenamiento a nivel de usuario.

### 3.1.3.1. Demanda eléctrica considerada a gran escala

En esta etapa, el procedimiento de cálculo se lleva a cabo a nivel de sistema eléctrico. Así pues, la demanda que debería ser cubierta por los sistemas de almacenamiento a gran escala tendría dos componentes:

- i. **Demanda que no puede ser cubierta a nivel de comunidad energética (referidas a subestaciones eléctricas)**. De los balances energéticos que son realizados en cada subestación eléctrica para cada uno de los supuestos, se seleccionan las curvas que definían la parte de la demanda que no era posible satisfacer con los sistemas propuestos a nivel de usuario o a nivel comunitario. Esta parte de la demanda debe ser satisfecha a nivel de sistema eléctrico usando para ello otros sistemas de generación renovable que pudieran ser instalados en la isla y sistemas de almacenamiento a gran escala como los dimensionados en el marco de esta estrategia.

**Resto de la demanda que no es atribuida a los consumos de las edificaciones de Canarias.** Para obtener el resto de la demanda que, en el marco de esta estrategia, no es atribuida a edificios, se opta por restar la demanda eléctrica total de la parte estimada usando el procedimiento descrito en el apartado 3.1.2.1 de este documento. Se presenta un ejemplo de dicha diferencia si se toma como referencia la demanda actual, si bien el análisis se hace en función de las demandas previstas por año **conforme a las estimaciones que se presentan en el apartado 3.1.4.**

Año	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro
Consumo insular (media 2017-2018)	3.440,12	3.523,96	879,63	679,57	259,60	73,55	42,88
Demanda estimada en edificaciones	1.568,62	2.006,57	304,40	276,37	118,09	30,47	34,55
Diferencia	<b>1.871,50</b>	<b>1.517,39</b>	<b>575,23</b>	<b>403,20</b>	<b>141,51</b>	<b>43,08</b>	<b>8,33</b>

Tabla 12 Demanda no atribuida a los consumos de las edificaciones (GWh)

El procedimiento de cálculo empleado para obtener las curvas de demanda almacenamiento distribuido arrastran los perfiles generados por sectores producidos en la etapa de almacenamiento a nivel de usuario.

Por otra parte, para el resto de la demanda, se adoptan perfiles que son definidos mediante la curva de demanda eléctrica anual (frecuencia horaria) de los sistemas eléctricos insulares, datos que son recabados del servicio web E-SIOS del operador del sistema.

### **3.1.3.2. Estimación de la producción renovable y los excedentes energéticos**

De modo semejante a lo que ocurría en el caso de almacenamiento distribuido, el balance energético desarrollado para cada subestación eléctrica definiría la parte de generación renovable que no es posible acomodar en determinadas horas para los consumos conectados a ese nudo de la red. Esta energía excedentaria vertida a la red eléctrica del sistema insular debe ser usada para satisfacer la demanda de otros nudos de la red de transporte o, en caso de no ser posible su consumo de manera instantánea, almacenarla.

Además de la potencia instalada en energía eólica y fotovoltaica mencionada en el apartado 3.1.3.2, en este caso se consideran otras propuestas de parques eólicos y plantas fotovoltaicas hasta alcanzar los objetivos de autoconsumo definidos en esta estrategia. Estas instalaciones no tendrían aún una posición concreta, razón por la cual sólo se consideran a nivel de sistema eléctrico y no se incluyen en los análisis descritos en la sección 3.1.3. Las propuestas son consistentes con los objetivos perseguidos en la planificación energética.

### **3.1.3.3. Estimación de capacidades de almacenamiento a gran escala mediante hidrobombes**

Como medio para definir la capacidad de almacenamiento a gran escala disponible en cada isla del archipiélago canario, se ha realizado un análisis de la ubicación de posibles presas y embalses de Canarias que pudieran ser susceptibles de ser usadas para proponer la instalación de centrales de bombeo reversible.

En este estudio se parte de información publicada, generalmente, por los Consejos Insulares de Agua a través de sus Planes Hidrológicos Insulares, siendo de mayor interés aquellas alternativas en las que existen al menos dos depósitos próximos con una diferencia de cota lo suficientemente elevada para garantizar la conversión de energía potencial en energía eléctrica.

En los siguientes puntos se expone la información básica de la localización de las presas y se identifican aquellas que presentan más interés desde la perspectiva energética. Finalmente, se determina la energía máxima acumulable según las características del salto de agua y el volumen de los embalses.

#### **Gran Canaria:**

La isla de Gran Canaria es actualmente el lugar del mundo con mayor densidad de presas por unidad de superficie, siendo considerada como una región ideal para llevar a cabo iniciativas

de sistemas de almacenamiento mediante saltos de agua. De acuerdo con las estimaciones realizadas, en la isla de Gran Canaria existe un embalse cada 500 km<sup>2</sup>, lo que se traduce en que aproximadamente el 30% del territorio estaría en cercanía a embalses.

Históricamente estos depósitos de agua han sido usados para dar soporte a la población en actividades relacionadas fundamentalmente con la agricultura, por lo que cualquier actuación que pretenda acometerse con fines energéticos no debería suponer un impedimento para el desarrollo de otros sectores o incluso la sostenibilidad de la región. Así pues, deben ponerse en práctica medidas de conservación de los niveles ecológicos de agua en embalses o acciones que permitan reducir el impacto ambiental y paisajístico provocado por las instalaciones.

Usando los datos publicados por el Consejo Insular de Aguas de Gran Canaria, se identifican 104 presas con volúmenes superiores a los 10.000 m<sup>3</sup> de agua. De este grupo, en 14 de estas presas el volumen almacenable es superior a 1 hm<sup>3</sup>.

Se presenta en la siguiente tabla la relación de presas mencionadas ordenadas de mayor a menor capacidad.

Presas de gran canaria con volumen igual o superior a 10.000 m <sup>3</sup>				
Nombre	Capacidad (m <sup>3</sup> )	Altura (m)	Tamaño	Municipio
Soria <sup>2</sup>	32.300.000	610	Grande	Mogán
La Cueva de las Niñas	5.180.820	890	Grande	Tejeda
Siberio	4.800.000	277	Grande	Tejeda
El Parralillo <sup>3</sup>	4.592.000	347	Grande	Tejeda
Chira	4.080.000	907	Grande	San Bartolomé de Tirajana
Tirajana <sup>4</sup>	3.105.000	400	Grande	Santa Lucía de Tirajana
El Caidero de la Niña <sup>5</sup>	2.030.000	206	Grande	Tejeda
Los Pérez <sup>6</sup>	1.701.986	820	Grande	Agáete
Ayagaures	1.700.000	311	Grande	San Bartolomé de Tirajana
Chamorcán	1.440.000	260	Grande	San Bartolomé de Tirajana
La Gambuesa	1.240.000	350	Grande	San Bartolomé de Tirajana
Lugarejos	1.186.150	860	Grande	Artenara
El Mulato	1.068.387	745	Grande	Mogán
Las Hoyas	1.013.298	930	Grande	Artenara
Los Hornos	697.000	1.565	Grande	Tejeda
La Monta	664.425	75	Grande	San Bartolomé de Tirajana
La Umbría	623.043	571	Grande	Las Palmas de Gran Canaria
Las Garzas	612.000	260	Grande	Santa María de Guía
Lezcano II	600.000	317	Grande	Teror
Barranco Hondo y Cuevas Blancas	504.900	625	Grande	Santa Lucía de Tirajana
Ariñez	500.000	1.005	Grande	Vega de San Mateo
Los Mondragones	475.000	425	Grande	Santa María de Guía
El Pintor	471.012	305	Grande	Las Palmas de Gran Canaria
El Pinto I	470.000	260	Grande	Arucas
Cuevas Blancas	424.000	1.650	Grande	Valsequillo de Gran Canaria
Los Jorges	423.985	224	Grande	San Bartolomé de Tirajana
Los Jiménez-Arucas	417.000	375	Grande	Arucas
El Vaquero	364.041	866	Grande	Artenara
Piletas	342.000	230	Grande	Las Palmas de Gran Canaria
Lomo de Perera	326.880	105	Grande	San Bartolomé de Tirajana

<sup>2</sup> Parte de esta presa también discurre por los términos municipales de San Bartolomé de Tirajana y, en menor medida, por Tejeda.

<sup>3</sup> Esta presa discurre también por el término municipal de Artenara.

<sup>4</sup> Esta presa discurre también por el término municipal de San Bartolomé de Tirajana.

<sup>5</sup> Esta presa discurre también por el término municipal de Artenara.

<sup>6</sup> Esta presa también discurre por los términos municipales de Artenara y Gáldar.

Fataga	320.000	485	Grande	San Bartolomé de Tirajana
La Candelaria	310.000	920	Grande	Artenara
El Calabozo	300.000	421	Grande	Santa María de Guía
El Draguillo	292.000	85	Grande	Gáldar
El Palmito-La Marquesa	250.000	225	Grande	Firgas
Trujillo	199.100	393	Pequeña	Moya
El Callejón	186.775	410	Grande	Firgas
La Siberia	175.000	1.335	Grande	Vega de San Mateo
Lezcano I	172.000	290	Grande	Teror
Los Dolores-Casablanca	168.915	185	Grande	Firgas
Barranco Hondo-Parrales <sup>7</sup>	167.000	290	Grande	Gáldar
Casas Blancas	164.177	240	Grande	Firgas
Ábalos	148.000	455	Pequeña	Santa María de Guía
Barranco Hondo	142.000	190	Grande	Santa María de Guía
Gañanías	138.240	1.100	Grande	Vega de San Mateo
Valerón	134.188	205	Grande	Santa María de Guía
Los Betancores	125.000	109	Grande	San Bartolomé de Tirajana
El Pinto II	124.416	290	Grande	Arucas
El Conde	113.345	335	Grande	Santa María de Guía
La Lechucilla	108.908	1.295	Grande	Vega de San Mateo
Lomo Gordo	108.000	149	Grande	San Bartolomé de Tirajana
Satautejo	107.240	450	Grande	Santa Brígida
Tenoya I	98.000	246	Grande	Las Palmas de Gran Canaria
El Maípez	92.568		Pequeña	Vega de San Mateo
El Sabinal	90.200	115	Grande	Las Palmas de Gran Canaria
Tamadaba	88.000	1.030	Grande	Agate
Agate-Tierras de Manuel	86.175	484	Grande	Agate
Santa Brígida	86.000	560	Grande	Santa Brígida
El Piquillo	72.000	804	Grande	Vega de San Mateo
Salvandia	70.000	360	Grande	Telde
la Vistilla-Los Rosales	67.000	266	Grande	Firgas
Salto del Perro I	60.750	901	Pequeña	Mogán
Tamaraceite	60.000	391	Grande	Las Palmas de Gran Canaria
El Cortijo	56.000	290	Grande	Firgas
La Negra	51.567	416	Pequeña	San Bartolomé de Tirajana
Quintanilla	50.000	71	Pequeña	Firgas
Toronjo	48.710	729	Grande	Vega de San Mateo
Grimón	45.600	59	Pequeña	Gáldar
El Hormiguero	45.000	225	Grande	Santa María de Guía
Cabo Verde	40.620	195	Grande	Moya
Excusabarajas	39.235	750	Grande	San Bartolomé de Tirajana
La Juradilla	37.800	93	Pequeña	Telde
Los Caiderillos	37.060	270	Grande	Moya
Cueva Grande	35.322	1.273	Pequeña	Vega de San Mateo
La Nueva	34.548		Pequeña	Agate
Tenoya II	34.000	260	Grande	Las Palmas de Gran Canaria
Curbelo	32.580	179	Pequeña	San Bartolomé de Tirajana
La Lumbre	29.400	401	Pequeña	San Bartolomé de Tirajana
Los Massiéu	29.260	523	Pequeña	Las Palmas de Gran Canaria
La Jurada	28.800	635	Pequeña	Moya
Charco del Embudo	27.560	427	Pequeña	Mogán
Los Velázquez	25.300	38	Pequeña	La Aldea
El Malfú	24.000	198	Pequeña	Ingenio
Doñana	23.870		Pequeña	Santa María de Guía
Los Verdugos	23.833	304	Pequeña	Santa María de Guía
La Data	23.587	921	Pequeña	San Bartolomé de Tirajana
Doña Amalia	23.433	116	Pequeña	Arucas
Mister Pilcher	17.600	233	Pequeña	San Bartolomé de Tirajana

<sup>7</sup> Esta presa discurre también por el término municipal de Agate.

<b>Cañada de la Presa</b>	15.947	232	Pequeña	Mogán
<b>Bernardino</b>	15.634	1.012	Pequeña	San Bartolomé de Tirajana
<b>Porrilla</b>	14.667	318	Pequeña	Santa María de Guía
<b>El Capellán</b>	14.261	193	Pequeña	Gáldar
<b>La Morena</b>	13.600	317	Pequeña	Las Palmas de Gran Canaria
<b>Cañada de Los Majanos</b>	12.533	349	Pequeña	Ingenio
<b>Los Vicentillos I</b>	12.348	319	Pequeña	San Bartolomé de Tirajana
<b>Cabrera</b>	12.000	366	Grande	San Bartolomé de Tirajana
<b>El Albercón<sup>8</sup></b>	11.800	422	Pequeña	Arucas
<b>El Moreto</b>	11.458	376	Pequeña	Moya
<b>Los Roques</b>	11.433	208	Pequeña	Gáldar
<b>Cueva de Meña</b>	10.733	496	Pequeña	Santa María de Guía
<b>El Boticario</b>	10.500	68	Pequeña	Gáldar
<b>El Cardoso</b>	10.228	262	Grande	Santa María de Guía
<b>Don Bruno</b>	10.000	155	Grande	San Bartolomé de Tirajana
<b>Los Álamos</b>	10.000	267	Pequeña	Las Palmas de Gran Canaria

Tabla 13 Presas de Gran Canaria con volumen igual o superior a 10.000 m<sup>3</sup>

La capacidad total disponible alcanza los 79,2 hm<sup>3</sup>. De la misma forma, se presenta en la siguiente ilustración la ubicación física de cada uno de estos depósitos en la isla de Gran Canaria.

<sup>8</sup> Esta presa discurre también por el término municipal de Firgas.

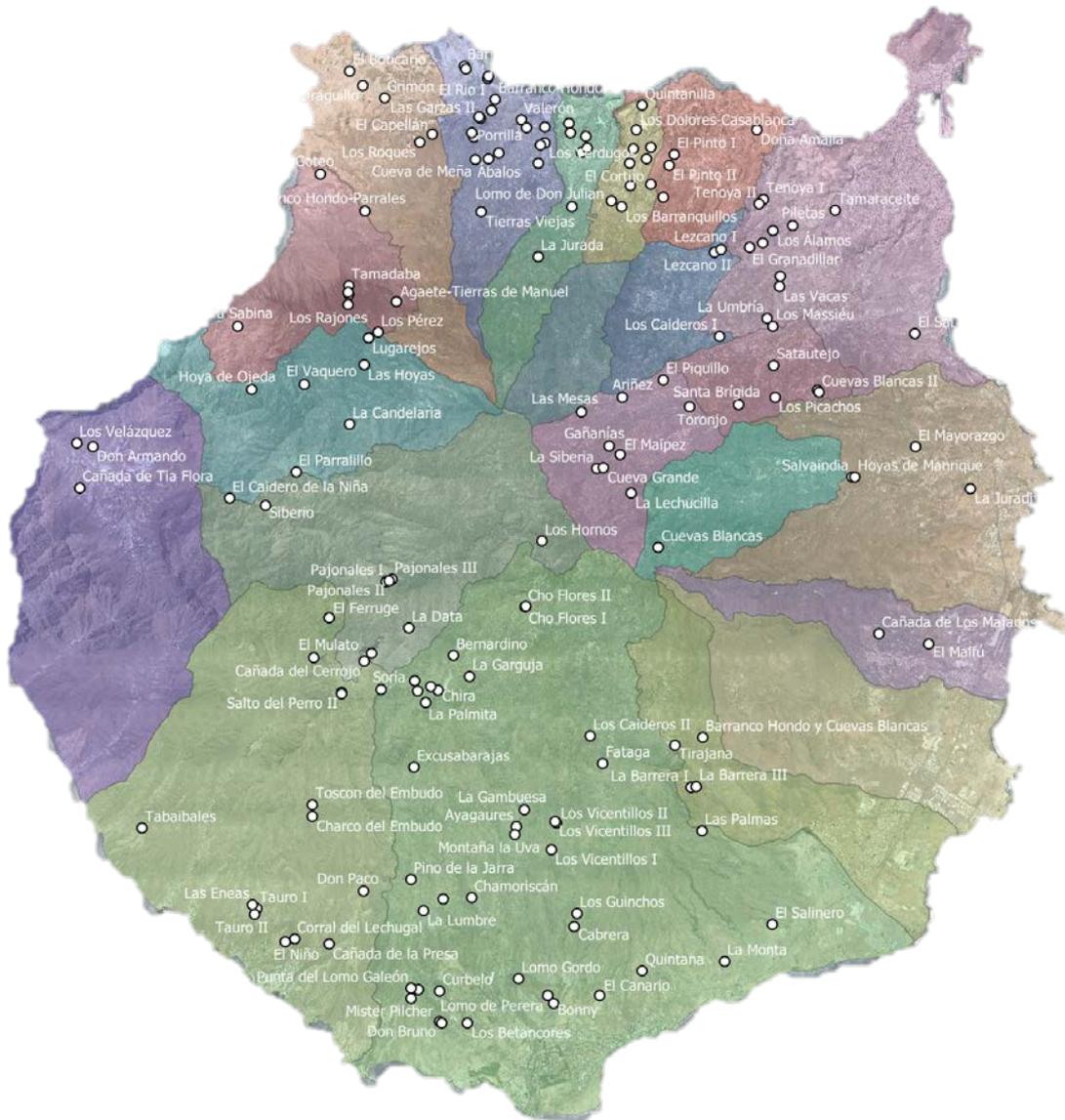


Figura 13 Presas de Gran Canaria

Se expone en la siguiente tabla la distribución de la capacidad total por municipios. Esta estadística se acompaña con datos sobre el número de presas así como la distribución porcentual de capacidad y número de depósitos por término municipal.

Como puede verse en la tabla, a pesar de que Mogán y Tejeda sólo cuentan con el 4,8% de las presas de más de 10.000 m<sup>3</sup> cada uno, son los municipios con los mayores porcentajes en volúmenes. Es importante también tener en cuenta que estos municipios comparten algunos embales con otros municipios, siendo en ellos donde se encuentran las mayores presas de la isla.

Distribución por número y volumen de las presas por municipios en Gran Canaria					
Municipio	Capacidad (m <sup>3</sup> )	Nº de presas	% en número	% en volumen	
<b>Mogán</b>	33.472.644	5	4,8%	42,3%	
<b>Tejeda</b>	17.299.820	5	4,8%	21,8%	
<b>San Bartolomé de Tirajana</b>	10.622.240,6	20	19,2%	13,4%	
<b>Santa Lucía de Tirajana</b>	3.609.900	2	1,9%	4,6%	
<b>Artenara</b>	2.873.489	4	3,8%	3,6%	
<b>Santa María de Guía</b>	2.052.864	13	12,5%	2,6%	

Agaeete	1.910.709	4	3,8%	2,4%
Las Palmas de Gran Canaria	1.771.115	10	9,6%	2,2%
Vega de San Mateo	1.170.748	8	7,7%	1,5%
Arucas	1.046.649	5	4,8%	1,3%
Firgas	942.867	7	6,7%	1,2%
Teror	772.000	2	1,9%	1,0%
Gáldar	540.794	6	5,8%	0,7%
Valsequillo de Gran Canaria	424.000	1	1,0%	0,5%
Moya	317.038	5	4,8%	0,4%
Santa Brígida	193.240	2	1,9%	0,2%
Telde	107.800	2	1,9%	0,1%
Ingenio	36.533	2	1,9%	0,0%
La Aldea de San Nicolás	25.300	1	1,0%	0,0%
Agüimes	0	0	0,0%	0,0%
Valleseco	0	0	0,0%	0,0%
<b>TOTAL</b>	<b>79.189.750,6</b>	<b>104</b>	<b>100,0%</b>	<b>100,0%</b>

Tabla 14 Distribución por número y volumen de las presas por Municipios en Gran Canaria

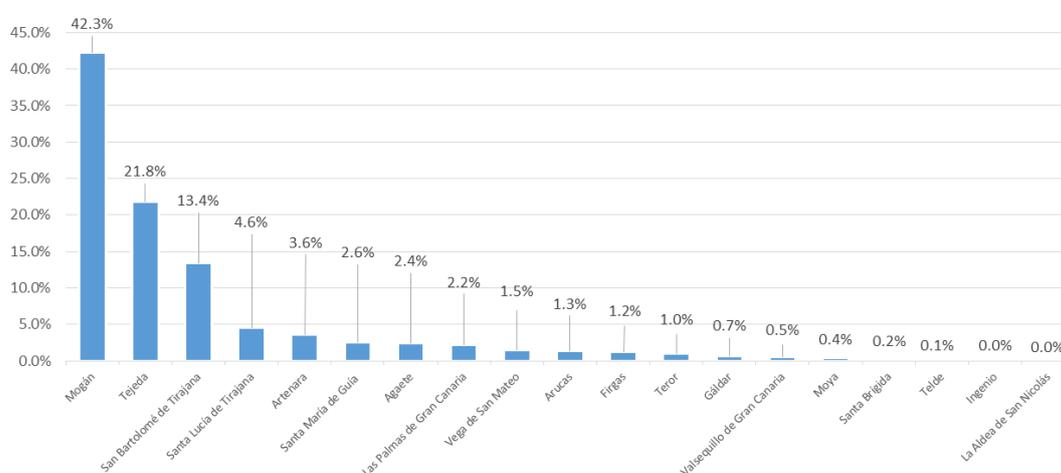


Figura 14 Distribución por número y volumen de las presas por Municipios en Gran Canaria

Una vez conocidos los volúmenes de los depósitos existentes, puede estimarse la capacidad de almacenamiento energético usando la siguiente expresión matemática.

$$E = \frac{g \times \varphi \times h \times V}{3,6 \times 10^{12}} \times A \quad (GWh) \quad (12)$$

Donde:

- $g$  = Gravedad. Valor constante definido en  $9,8 \text{ m/s}^2$
- $\varphi$  = Densidad del agua. Se fija el valor en  $997 \text{ kg/m}^3$
- $h$  = Salto de agua en metros.
- $V$  = Volumen trasegable entre depósitos en metros cúbicos.
- $A$  = Factor reductor de volumen trasegable.

Como volumen trasegable debe usarse como referencia la capacidad del depósito de menor tamaño. No obstante, el factor reductor impide que se produzca el vaciado total del depósito de agua estableciéndose unas condiciones de cumplimiento de reservas ecológicas.

Para estimar cuál debe ser el factor reductor aplicable se usa como referencia los datos generales disponibles de la central hidroeléctrica de Chira – Soria, siendo una referencia muy adecuada para el objetivo de análisis. De acuerdo con las bases del proyecto reformado por

REE y según el documento “Central Hidroeléctrica de Bombeo Chira-Soria. Reformado del Proyecto de Construcción. Modificado II”, las características generales de la central son las expuestas a continuación:

Características generales de la central hidroeléctrica de bombeo Chira – Soria	
Tipología	Bombeo
Caudal en ciclo de turbinado	68,40 m <sup>3</sup> /s
Caudal en ciclo de bombeo	53,40 m <sup>3</sup> /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 <sup>3</sup>
Energía acumulable	3,20 GWh

Tabla 15 Características generales de la central hidroeléctrica de bombeo Chira – Soria

Sabiendo que el salto máximo es de 347,8 metros y que el volumen trasegable considerado equivaldría a la capacidad de la presa de Chira (4,08 hm<sup>3</sup>), para alcanzar la energía máxima acumulable (3,20 GWh) se requeriría mantener una capacidad mínima en el depósito de menor volumen (Chira) del 17%. A efectos de cálculo, en este estudio se considerará que el factor reductor sería del 20%, por lo que sólo se podría usar, para fines energéticos, un 80% de la capacidad del depósito de menor volumen.

En este estudio se han evaluado múltiples combinaciones de depósitos a fin de lograr alternativas donde la energía acumulable supere los 100 MWh. En este sentido, si bien se recurre a los depósitos de mayor tamaño, en algunos casos la diferencia de cota de altura juega un papel fundamental y las capacidades de los depósitos pueden ser reducidas.

Propuestas de centrales hidroeléctricas de bombeo			
Depósito superior	Depósito inferior	Salto de agua (m)	Energía acumulable (MWh)
Chira	Soria	348	3.200,00
Cueva de las Niñas	Soria	280	3.156,05
Cueva de las Niñas	El Mulato	145	337,04
El Parralillo	Siberio	70	699,34
El Parralillo	El Caidero de las Niñas	141	622,73
La Candelaria	El Parralillo	573	386,46
Siberio	El Caidero de las Niñas	71	313,57
Barranco Hondo y Cuevas Blancas	Tirajana	225	247,16
Presa los Lugarejos	Los Pérez	40	103,23
Las Hoyas	Presa los Lugarejos	70	154,32
Las Hoyas	Los Pérez	110	242,50
La Gambuesa	Ayagaures	39	105,21
Ayagaures	Chamoricán	51	159,78

Tabla 16 Propuestas de centrales de hidrobombeo en Gran Canaria

En la isla de Gran Canaria se identifican 13 alternativas de interés contando con Chira – Soria, que se encuentra en fase de tramitación. Se marca en la siguiente ilustración la ubicación física de estas presas (indicadores en color rojo). Se señala, del mismo modo, las zonas que se encuentran en la Red Canaria de Espacios Naturales Protegidos (ENP). Conforme a esta ilustración se comprueba que la mayor parte de las presas de interés se ubican en la vertiente suroccidental de la isla y, generalmente, en lugares protegidos. No obstante, esto no tiene por qué ser una causa de desestimación, tal como indica la experiencia con la central Chira-Soria.

Lo óptimo sería que estas centrales no afecten a ecosistemas protegidos, pero pueden plantearse opciones técnicas para permitir el desarrollo sostenible del proyecto. Se encuentra fuera de ENP la opción situada en Tirajana (Barranco Hondo y Cuevas Blancas) con una capacidad de 247 MWh.

Las alternativas que mayor capacidad de almacenamiento podrían proveer son las combinaciones de Cueva de las Niñas – Soria (3.156 MWh), El Parralillo – Siberio (699 MWh) y el Parralillo – El Caidero de las Niñas (622 MWh).

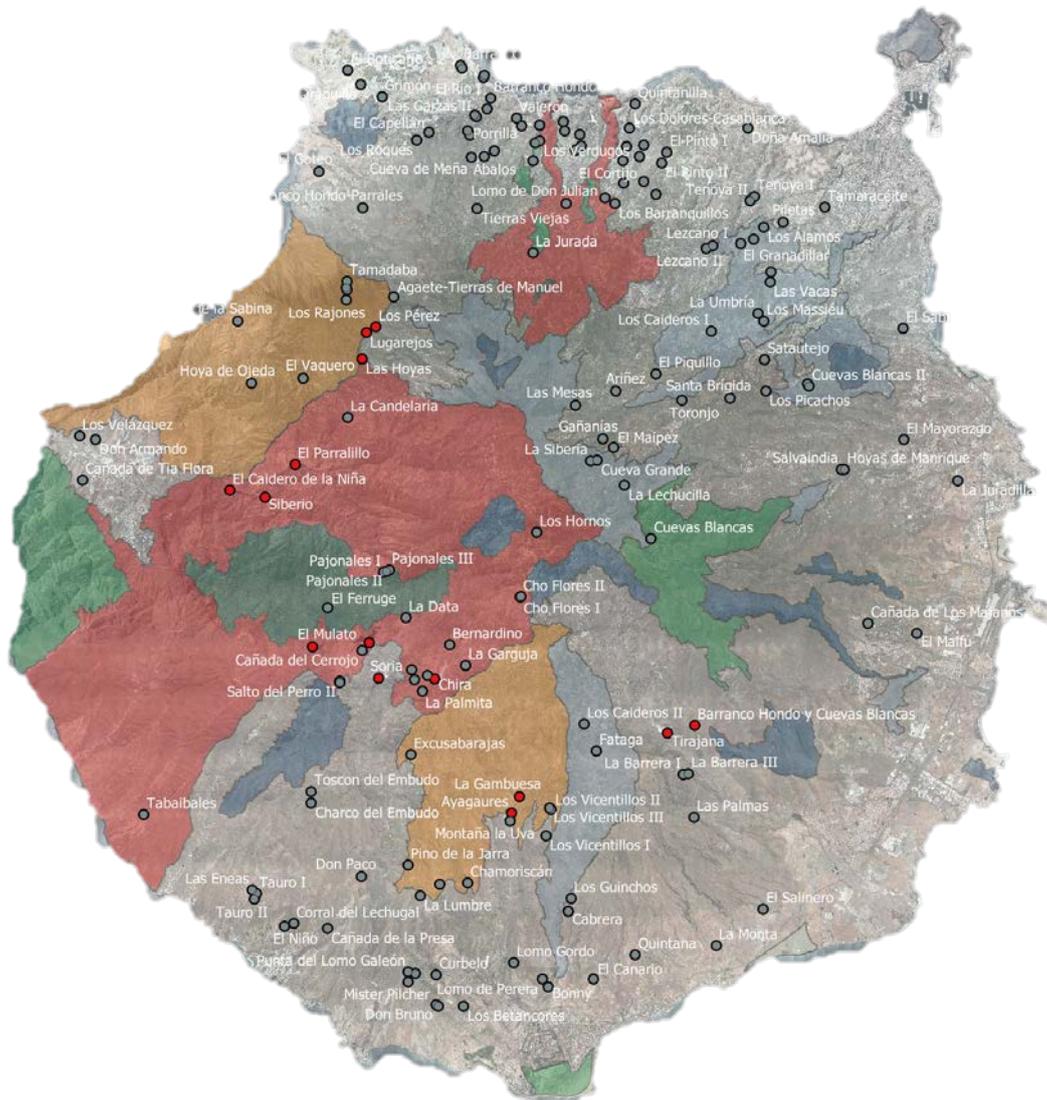


Figura 15 Propuestas de centrales de hidrobombeo en Gran Canaria. Ubicación geográfica y afectaciones a ENP

En cuanto a la potencia que podría ser aportada por estas centrales, necesariamente para el dimensionamiento se debe conocer no sólo el salto de agua (diferencia de cota entre depósitos indicada en la tabla anterior) sino también el caudal de alimentación de los grupos. Estos son, en sí mismos, datos que se definen en el diseño de la central, pero suele ser normal que dicho diseño se desarrolle en función de las necesidades. Así pues, el caudal de alimentación puede ser alterado dentro de unos límites (generalmente marcados por las características de las turbinas/bombas). Es importante tener en cuenta que la potencia del grupo condiciona el tiempo durante el cual la central de hidrobombeo puede proveer energía.

Es por ello que para estimar la potencia de cada una de las opciones identificadas se asume que la turbinación debería tener una potencia suficiente para trabajar en régimen nominal durante un periodo de, al menos, 12 horas. Usando como referencia el proyecto de Chira – Soria, la turbinación podría operar hasta un máximo de 16 horas en el caso de que el depósito superior estuviera completamente lleno. Estas referencias son usadas para determinar de modo preliminar la potencia de cada alternativa.

Propuestas de centrales hidroeléctricas de bombeo			
Depósito superior	Depósito inferior	Potencia (MW)	Energía acumulable (MWh)
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

Tabla 17 Propuestas de centrales de hidrobombeo en Gran Canaria

**Tenerife:**

El planteamiento empleado para la situación de Tenerife es semejante al definido para la isla de Gran Canaria. En este caso también se recurre a datos presentados en el Plan Hidrológico Insular de Tenerife haciendo referencia sólo a aquellos depósitos de agua que existen en la actualidad y en los que su capacidad es superior a los 10.000 m<sup>3</sup>.

Debe mencionarse que en este caso no fue posible encontrar la capacidad de cinco de las presas relacionadas. No obstante, se incluyen en el listado proporcionado en la siguiente tabla.

Presas de Tenerife con volumen igual o superior a 10.000 m <sup>3</sup>			
Nombre	Capacidad (m <sup>3</sup> )	Altura (m)	Municipio
Atalaya (olivos, los) (balsa)	110.000	242	Adeje
Barranco de la granja	140.000	632	Güímar
Charca de Ascanio (balsa)	300.000	274	La Orotava
Charca de cabo blanco	150.000	223	Arona
Charca de Tabares	125.000	335	San Cristóbal de la laguna
Chayofa (balsa)	100.000	357	Arona
Chayofa II (balsa)	60.000	267	Arona
Ciguaña	160.000	35	Granadilla de abona
Cuchillo	120.000	33	Santa cruz de Tenerife
Curbello (presa nueva)	225.000	65	Adeje
Pasada del camello	100.000	211	Guía de Isora
Tahodio	410.000	210	Santa cruz de Tenerife
Tamaide	140.000	600	San miguel
Tijoco	130.000	371	Adeje
Los campitos	2.090.000	310	Santa cruz de Tenerife
Aguamansa	148.100	961	La Orotava
Presa llano azul	-	-	Arona
Presa chica	-	-	San miguel de abona
Presa grande	-	-	San miguel de abona
Presa llano azul	-	-	Arona
Presa de Jiménez	-	-	Granadilla de abona

Embalse de los Benijos	206.373	-	La Orotava
Embalse montaña de Taco	821.739	-	Los silos
Embalse de Abama	100.000	-	Guía de Isora
Embalse del río	450.000	-	Arico
La Tabona	149.241	-	La Guancha
Llanos de mesa	175.961	-	San Juan de la Rambla
Embalse valle molina	614.000	335	Tegueste
Trevezos	275.000	1.308	Vilaflor
Lomo de balos	535.000	392	Guía de Isora
Balsa de Chifira	125.000	1.307	Fasnia
Buen paso	150.788	290	Icod de los vinos
Balsa la florida	161.834	480	Icod de los vinos
Balsa el saltadero	200.000	-	Granadilla de abona
Balsa de Teno alto	14.700	-	Buenavista del norte
El Palmar	16.589	697	Buenavista del norte
Ravelo	62.086	168	Buenavista del norte

Tabla 18 Presas de Tenerife con capacidad superior a 10.000 m<sup>3</sup>

La capacidad total de las presas existentes en la isla asciende a 8,6 hm<sup>3</sup> sin contar con las capacidades de los depósitos de los que no se dispone de datos. Se expone en la siguiente tabla la distribución por municipios.

Distribución por número y volumen de las presas por municipios en Tenerife				
Municipio	Capacidad (m <sup>3</sup> )	Nº de presas	% en número	% en volumen
Granadilla de abona	360.000	2	6.25%	4.20%
Fasnia	125.000	1	3.13%	1.46%
La Orotava	654.473	3	9.38%	7.64%
Güímar	140.000	1	3.13%	1.63%
San miguel	140.000	1	3.13%	1.63%
Arico	450.000	1	3.13%	5.25%
Icod de los vinos	312.622	2	6.25%	3.65%
Arona	310.000	3	9.38%	3.62%
San Cristóbal de la laguna	125.000	1	3.13%	1.46%
Tegueste	614.000	1	3.13%	7.17%
La Guancha	149.241	1	3.13%	1.74%
Los silos	821.739	1	3.13%	9.59%
Guía de Isora	735.000	3	9.38%	8.58%
Vilaflor	275.000	1	3.13%	3.21%
Buenavista del Norte	933.75	3	9.38%	1.09%
San Juan de la Rambla	175.961	1	3.13%	2.05%
Santa Cruz de Tenerife	2.620.000	3	9.38%	30.58%
Adeje	465.000	3	9.38%	5.43%
<b>Total</b>	<b>8.566.411</b>	<b>32</b>	<b>100.00%</b>	<b>100.00%</b>

Tabla 19 Distribución por número y volumen de las presas por Municipios en Tenerife

Santa Cruz de Tenerife es el término municipal con mayor capacidad de almacenamiento de agua de la isla debido a la presa de Los Campitos. No obstante, esta presa tiene problemas importantes de filtración y su utilización estaría condicionada a una posible impermeabilización.

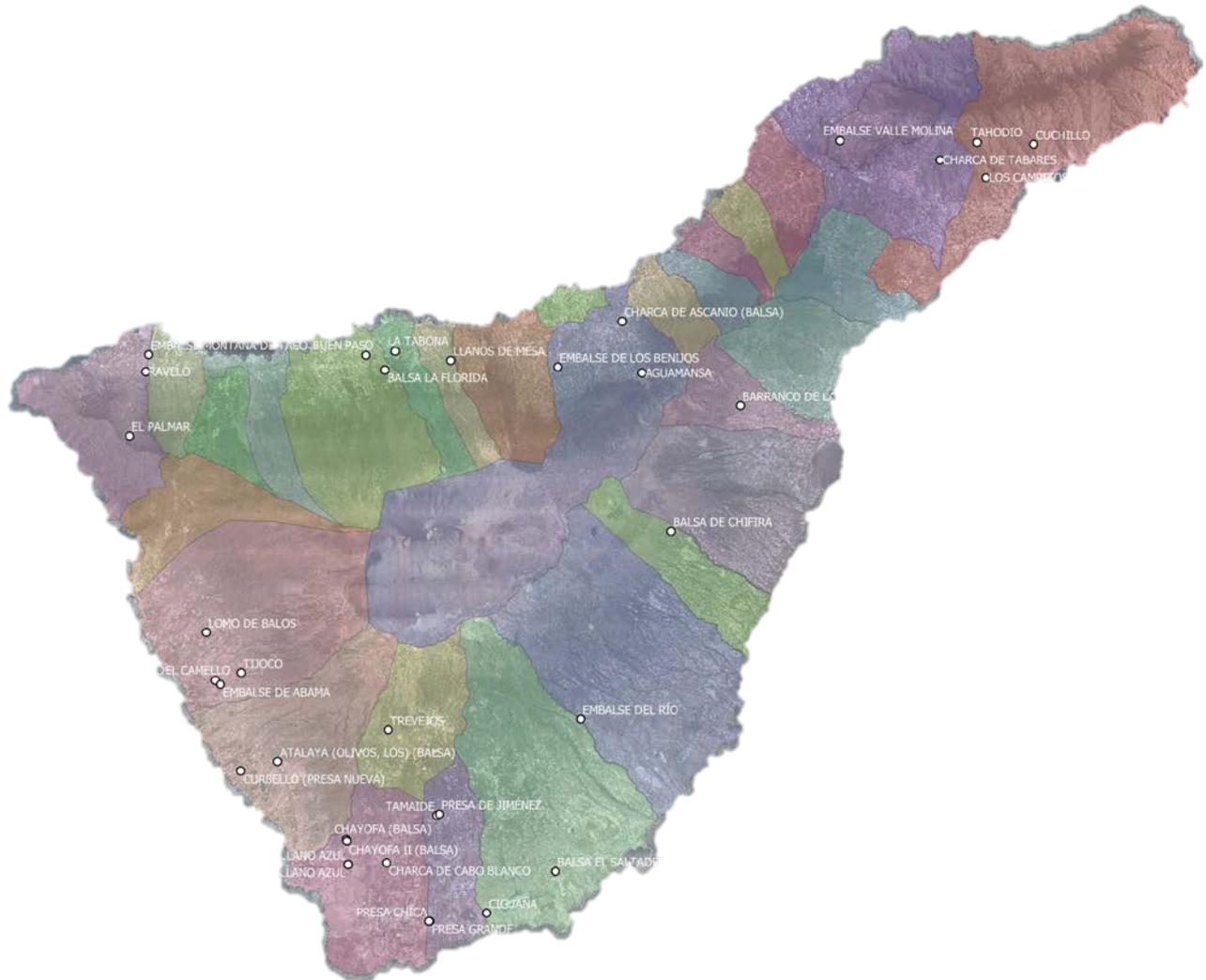


Figura 16 Presas y embalses de Tenerife

Asumiendo los principios de cálculo manifestados para el caso de Gran Canaria, se estima la potencia y la capacidad de almacenamiento de distintas alternativas en combinación de presas en la isla de Tenerife.

Propuestas de centrales hidroeléctricas de bombeo en Tenerife			
Depósito superior	Depósito inferior	Potencia (MW)	Energía acumulable (MWh)
Embalse de Abama	Pasada del Camello	1	13,27
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
Trejejos	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
Embalse Montaña de Taco	Sibora	40	452,32
El Tanque	Sibora	150	2.479,17*

\*Embalses no disponibles en la actualidad. Valor orientativo anunciado por el Cabildo Insular de Tenerife

Tabla 20 Propuestas de centrales de hidrobombeo en Tenerife

En general, para aplicaciones de almacenamiento a gran escala sólo tendría interés la opción de El Tanque – Sibora cuya capacidad rondaría los 2.479 MWh. A modo comparativo, indicar que la capacidad del almacenamiento asociado a la central hidroeléctrica de Gorona del Viento asciende hasta los 225 MWh, mientras que Chira – Soria alcanzaría los 3.200 MWh. Podría plantearse la posibilidad de una tercera asociación con el Embalse de Montaña de Taco incrementando la capacidad total hasta los 2.930 MWh. También debe mencionarse que en la isla, REE está valorando la posibilidad de ejecutar un hidrobombeo en el Valle de Güímar con una capacidad equivalente a la de Chira – Soria. Los depósitos deberían ser construidos sobre dos canteras por lo que la estimación de capacidad no se aplicaría en este caso (proyectado). Se muestra, además, la ubicación geográfica de los hidrobombes mencionados para esta isla.

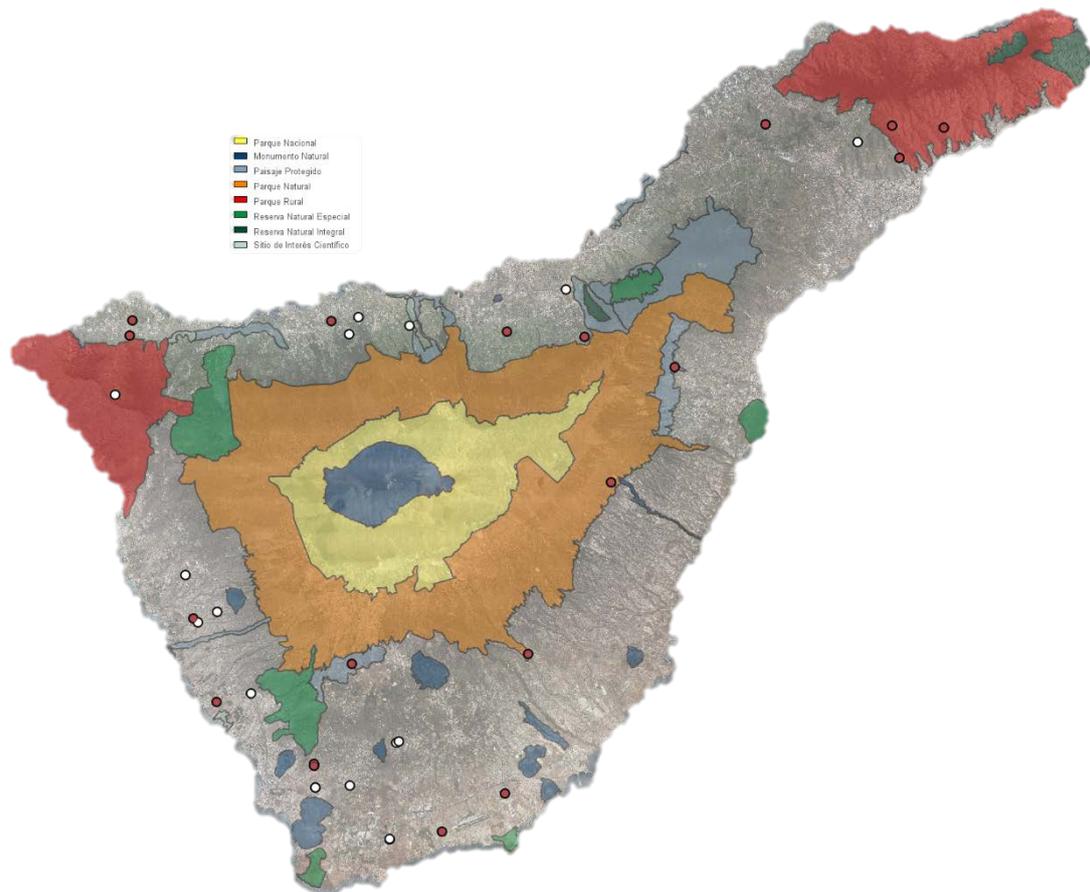


Figura 17 Propuestas de centrales de hidrobombeo en Tenerife. Ubicación geográfica y afectaciones a ENP

### **La Gomera:**

Para esta isla, los datos han sido extraídos del Plan Hidrológico Insular de La Gomera así como del inventario de presas y embalses publicado en la web del Ministerio de Transición Ecológica. Se identifican un total de 41 presas con una capacidad total de 1,18 hm<sup>3</sup>.

Presas de La Gomera con volumen igual o superior a 10.000 m <sup>3</sup>			
Nombre	Capacidad (m <sup>3</sup> )	Altura (m)	Municipio
La Palmita / Agulo	350.000	526	Agulo
Meriga	9.000	876	Agulo
Amalahuigue	950.000	570	Agulo
Raso Volteado	20.000	775	Agulo
Presa de Las Rosas	20.000	456	Agulo
Balsa de Acanabre / Presa de Torián	45.000		Alajeró
Presa de Cardones	134.000	407	Alajeró
Presa de Antoncojo	50.000	447	Alajeró
Presa del Cascajo	40.000	450	Alajeró
Presa de Don Ciro / E. de Chinguey	10.000	753	Alajeró
Presa de Bahía / Embalse de Tañe	10.000	575	Alajeró
Mulagua	700.000	47.5	Hermigua
Presa de Liria	160.000	353	Hermigua
Presa de La Cañada de La Vieja	20.000	351	Hermigua
Presa de Los Tiles	10.000	538	Hermigua
Chejelipes	600.000	210	San Sebastián de La Gomera
Izcagüe	100.000	257	San Sebastián de La Gomera
Presa Benchijigua/Embalse El Gato	40.000	507	San Sebastián de La Gomera
El Cabrito II	5.000	320	San Sebastián de La Gomera
El Cabrito III	20.000	307	San Sebastián de La Gomera
El Cabrito I	8.000	330	San Sebastián de La Gomera
Presa de La Villa	20.000	176	San Sebastián de La Gomera
Presa de La Laja	20.000	455	San Sebastián de La Gomera
Presa Los Cocos	30.000	415	San Sebastián de La Gomera
Presa Taphuga	120.000	114	San Sebastián de La Gomera
Presa de Palacios	130.000	283	San Sebastián de La Gomera
Presa de La Quintana	100.000	873	Valle Gran Rey
Presa Los Casanova/E. Vega Arure	21.000	808	Valle Gran Rey
Balsa de Taguluche	20.000	350	Valle Gran Rey
Presa del Lance	10.000	890	Valle Gran Rey
Encantadora	750.000	304	Vallehermoso
Presa de Garabato	100.000	473	Vallehermoso
Balsa de Alojera	20.000	300	Vallehermoso
Presa de Cabecita / E. El Cercado	45.000	990	Vallehermoso
Presa de China / Embalse de Pavón	40.000	990	Vallehermoso
Presa de Macayo	23.000	445	Vallehermoso
Presa de Los Gallos	15.000	663	Vallehermoso
Presa de Ariala / E. de Marichal	20.000	600	Vallehermoso
Presa de La Cuesta	15.000	603	Vallehermoso
Presa de La Dama	30.000	241	Vallehermoso
Presa de Jácome	15.000		Vallehermoso

Tabla 21 Presas de La Gomera con capacidad superior a 10.000 m<sup>3</sup>

La ubicación de estas presas se presenta en la siguiente ilustración.

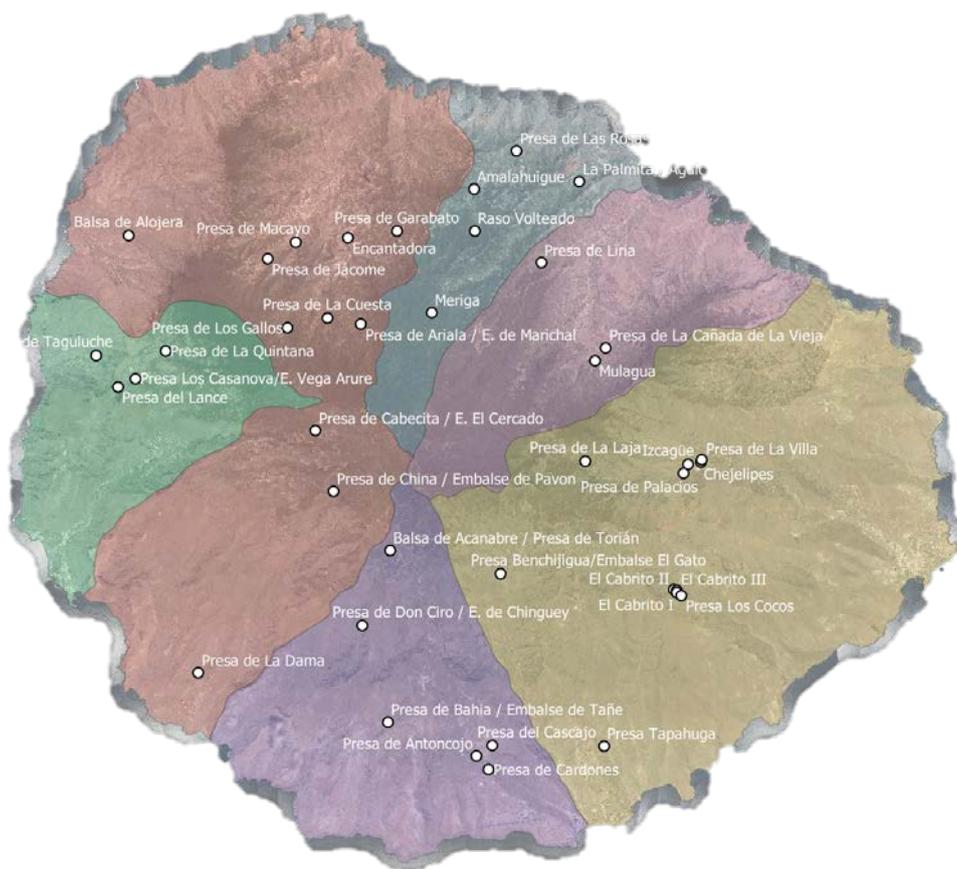


Figura 18 Presas y embalses de La Gomera

En este caso, los municipios con mayor cantidad de embalses son Vallehermoso y San Sebastián de La Gomera. No obstante, es en el municipio de Agulo donde existe mayor capacidad, representando el 28% de la capacidad existente en toda la isla.

Distribución por número y volumen de las presas por municipios en La Gomera				
Municipio	Capacidad (m <sup>3</sup> )	Nº de presas	% en volumen	% en número
<b>Vallehermoso</b>	1.073.000	11	22%	27%
<b>Hermigua</b>	890.000	4	18%	10%
<b>Alajeró</b>	289.000	6	6%	15%
<b>San Sebastián de La Gomera</b>	1.093.000	11	23%	27%
<b>Agulo</b>	1.349.000	5	28%	12%
<b>Valle Gran Rey</b>	151.000	4	3%	10%
<b>Total</b>	<b>4.845.000</b>	<b>41</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Tabla 22 Distribución por número y volumen de las presas por Municipios en La Gomera

En base a estos datos, se estima la capacidad máxima instalable en sistemas de almacenamiento mediante hidrobombes en la isla de La Gomera.

Propuestas de centrales hidroeléctricas de bombeo en La Gomera			
Depósito superior	Depósito inferior	Potencia (MW)	Energía acumulable (MWh)
Raso Volteado	Presa Almalahuigüe	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
Presa de Cabecita/El Cercado	Presa de China/Embalse de Pavón	1	11.75
Encantadora	Presa de la Cuesta	1	12.88

\* Depósito no existente en la actualidad pero está planeada su construcción.

Tabla 23 Propuestas de centrales de hidrobombeo en La Gomera

En La Gomera, a pesar de que hay depósitos de gran capacidad, la potencialidad del almacenamiento viene definida por la capacidad del embalse de menor tamaño. Esto, unido a la escasa diferencia de cotas entre presas, provoca que la energía acumulable en hipotéticas centrales de hidrobombeo sea reducida y, en general, insuficiente como para motivar el desarrollo de una infraestructura de estas características usando los depósitos actuales.

A modo de referencia conviene comentar que la capacidad de almacenamiento disponible en la central hidroeléctrica de El Hierro es de 225,5 MWh y dicha isla tiene una demanda eléctrica semejante a la existente en La Gomera. En el mejor de los casos, usando los depósitos actuales, apenas se alcanzarían 40 MWh con un único sistema. En cualquier caso, conviene no perder de vista que para la propia ejecución de la central de Gorona del Viento el depósito superior fue acondicionado usando un cráter existente e impermeabilizando los depósitos. En consecuencia, esta alternativa también podría ser viable en el caso de La Gomera. En línea con lo descrito, en el Raso del Quebrandón se ha planteado, históricamente, la construcción de un embalse con fines energéticos, el cual asociado al embalse de La Encantadora podría alcanzar una capacidad de 562 MWh.

Teniendo en cuenta que en el marco de esta estrategia se propone la instalación de sistemas de almacenamiento a nivel de usuario y también almacenamientos distribuidos en generación y redes de distribución y transporte (todos conocidos como Utility-Scale Energy Storage), podría plantearse que el resto de las necesidades energéticas hasta alcanzar el 100% de cobertura con energías renovables sea aportado por Tenerife haciendo uso de la interconexión eléctrica está prevista instalar a corto plazo. Esto evitará sobredimensionamientos en infraestructuras de almacenamiento a gran escala. Es importante recalcar que la isla contaría también con almacenamiento distribuido en redes que se situaría, previsiblemente, en cercanías a la subestación principal de la isla a pesar de que se pudieran asociar a generadores o grupos de generadores renovables, en el municipio de San Sebastián de La Gomera. Este aspecto es descrito en detalle en el apartado 3.2.5.

Se muestra a continuación la ubicación geográfica de los hidrobombes mencionados para cada isla.

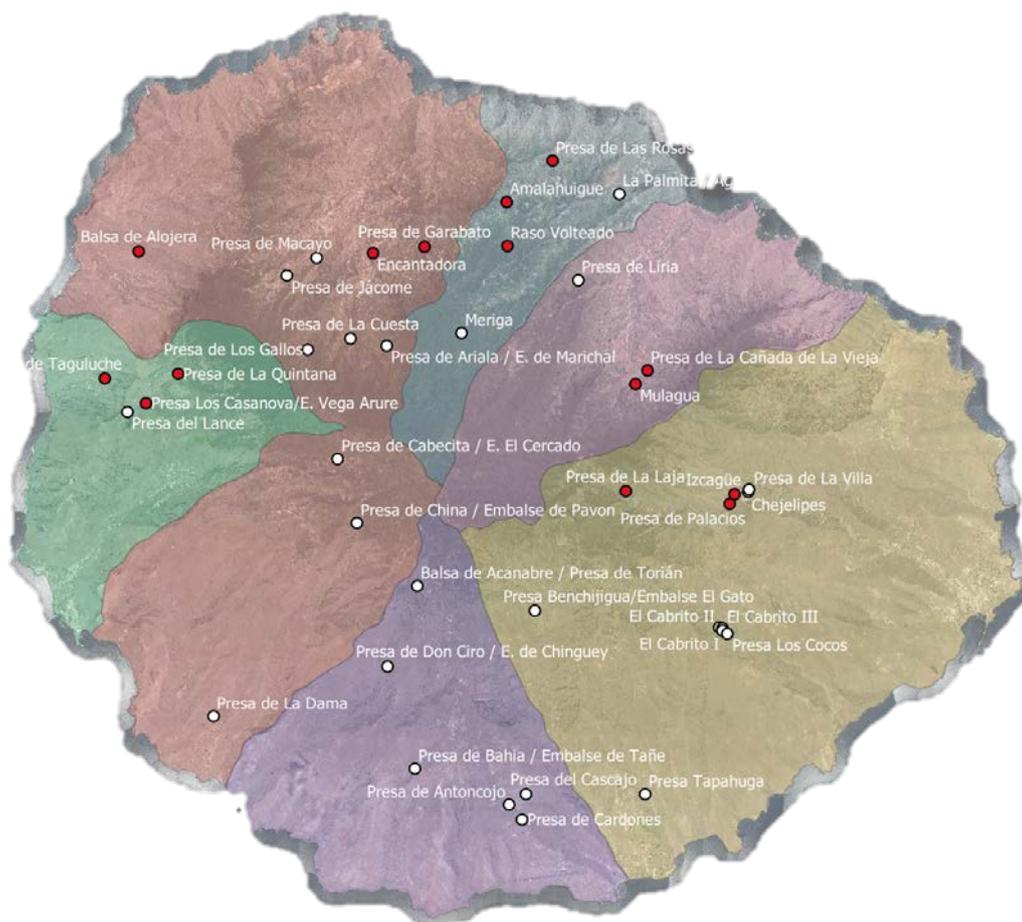


Figura 19 Propuestas de centrales de hidrobombeo en La Gomera. Ubicación geográfica y afectaciones a ENP

### La Palma:

La isla de La Palma también dispone de varias presas y embalses ubicadas fundamentalmente en el noreste y la vertiente oeste de la isla. Como para los casos anteriores, se recurre a los datos publicados en el Plan Hidrológico de La Palma, así como al inventario de presas y embalses del Ministerio de Transición Ecológica del Gobierno de España.

En esta isla existen 13 embalses de los cuales sólo en 2 superan 1 hm<sup>3</sup> de capacidad. La capacidad total de todos los embalses y presas existentes en la isla asciende hasta los 4,8 hm<sup>3</sup>.

Presas de La Palma con volumen igual o superior a 10.000 m <sup>3</sup>			
Nombre	Capacidad (m <sup>3</sup> )	Altura (m)	Municipio
Laguna de Barlovento	3.120.000	740	Barlovento
Bediasta	180.000	325	San Andrés y sauces
Adeyahamen	340.000	364	San Andrés y sauces
Las Lomadas	90.000	468	San Andrés y sauces
Los Galguitos	110.000	453	San Andrés y sauces
Manuel Remón	119.000	641	Puntallana
La Caldereta	110.000	-	Fuencaliente
Cuatro Caminos	108.000	384	Los llanos de Aridane
Dos Pinos	384.000	396	Los llanos de Aridane
Vicario	1.500.000	375	Tijarafe
El campo	109.440	519	Puntagorda
Montaña del Arco	90.000	920	Puntagorda

<b>La Galga</b>	1.320	536	Puntallana
<b>Los Camachos</b>	150.000	315	Barlovento
<b>Tamanca</b>	-	1.195	Fuencaliente
<b>Gánico</b>	1.500.000	850	Tijarafe

Tabla 24 Presas de La Palma con capacidad superior a 10.000 m<sup>3</sup>

Además, debe tenerse en cuenta que en esta isla han sido planificados otros 8 embalses. Estos son El Salto, Los Camachos, Montaña de Teneagua, Balsa de San Isidro, La Villa, La Sora, San Antonio y La Rosa. De acuerdo con el visor del Consejo Insular de Aguas de La Palma, las obras en El Vicario (otro embalse planificado) ya han comenzado. De todas las anteriores, tiene especial interés Los Camachos, la cual ha sido anunciada como una futurible balsa construida para fines energéticos en el caso de ser asociada con La Laguna de Barlovento. También se ha planteado la posible asociación entre El Vicario y Ganico y La Caldereta con Tamancas.

La capacidad de la presa de la Laguna de Barlovento hace que este municipio prácticamente disponga de la mitad de la capacidad de almacenamiento de agua de toda la isla.

Distribución por número y volumen de las presas por municipios en La Palma				
Municipio	Capacidad (m <sup>3</sup> )	Nº de presas	% en volumen	% en número
<b>San Andrés y Sauces</b>	720.000	4	11%	31%
<b>Tijarafe</b>	1.500.000	1	24%	8%
<b>Barlovento</b>	3.120.000	1	50%	8%
<b>Los Llanos de Aridane</b>	492.000	2	8%	15%
<b>Fuencaliente</b>	110.000	1	2%	8%
<b>Puntagorda</b>	199.440	2	3%	15%
<b>Puntallana</b>	120.320	2	2%	15%
<b>Total</b>	6.261.760	13	100%	100%

Tabla 25 Distribución por número y volumen de las presas por Municipios en La Palma

La ubicación de estas presas se presenta en la siguiente ilustración.

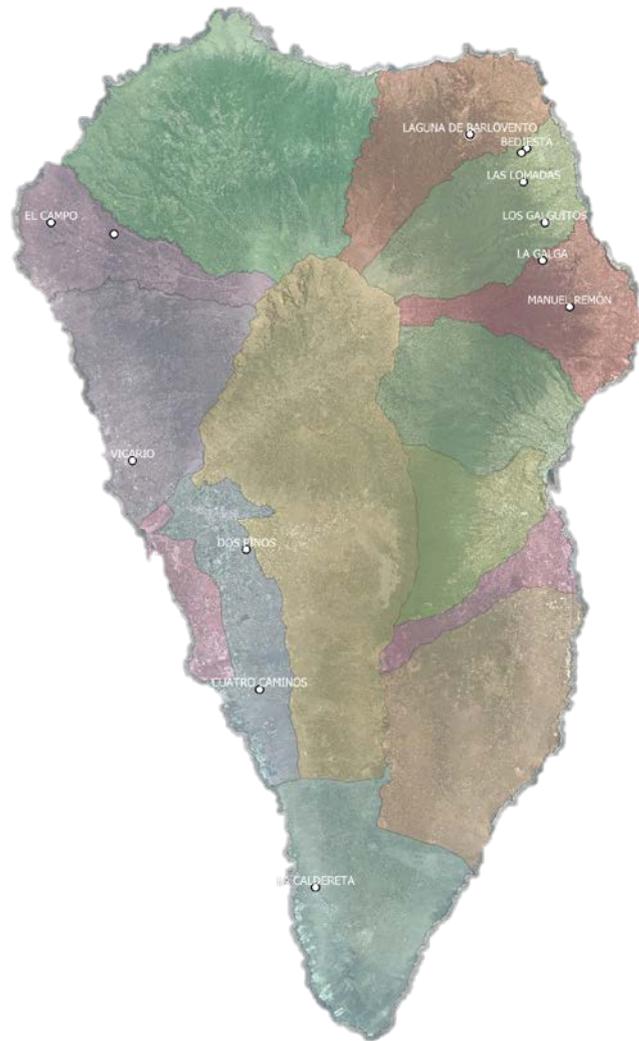


Figura 20 Presas y embalses de La Palma

Como para el resto de casos, se estima en la siguiente tabla la capacidad máxima de almacenamiento instalable en hidrobombos para la isla de La Palma, si sólo se usaran las presas y embalses que actualmente están disponibles.

Propuestas de centrales hidroeléctricas de bombeo en La Palma			
Depósito superior	Depósito inferior	Potencia (MW)	Energía acumulable (MWh)
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 26 Propuestas de centrales de hidrobombeo en La Palma

Para el caso de La Palma existe mayor interés en el posible aprovechamiento de presas existentes para actividades relacionadas con el almacenamiento energético. Las mejores alternativas involucran al depósito de Laguna de Barlovento, existiendo varias alternativas dado que la capacidad disponible es elevada y se encuentra próxima a otros depósitos con potencialidad para ser utilizados para este fin.

No debe descartarse tampoco la alternativa de construir un depósito artificial en la región próxima a Laguna de Barlovento a modo de depósito inferior en un futuro sistema de hidrobombeo. La realidad es que La Palma no tiene posibilidades de ser interconectada eléctricamente con otras islas del archipiélago y debe abogarse por el almacenamiento a gran escala como medio, no sólo para asegurar la cobertura de demanda mediante energías renovables, sino también para garantizar que este fin se consiga cumpliendo en todo momento con las condiciones de calidad y seguridad del suministro.

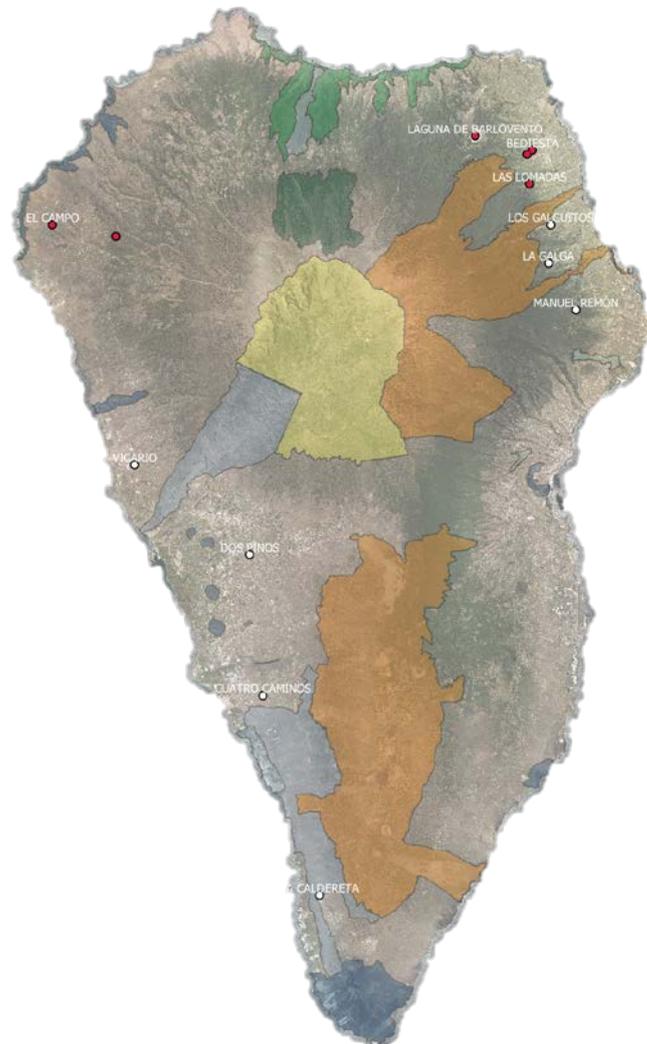


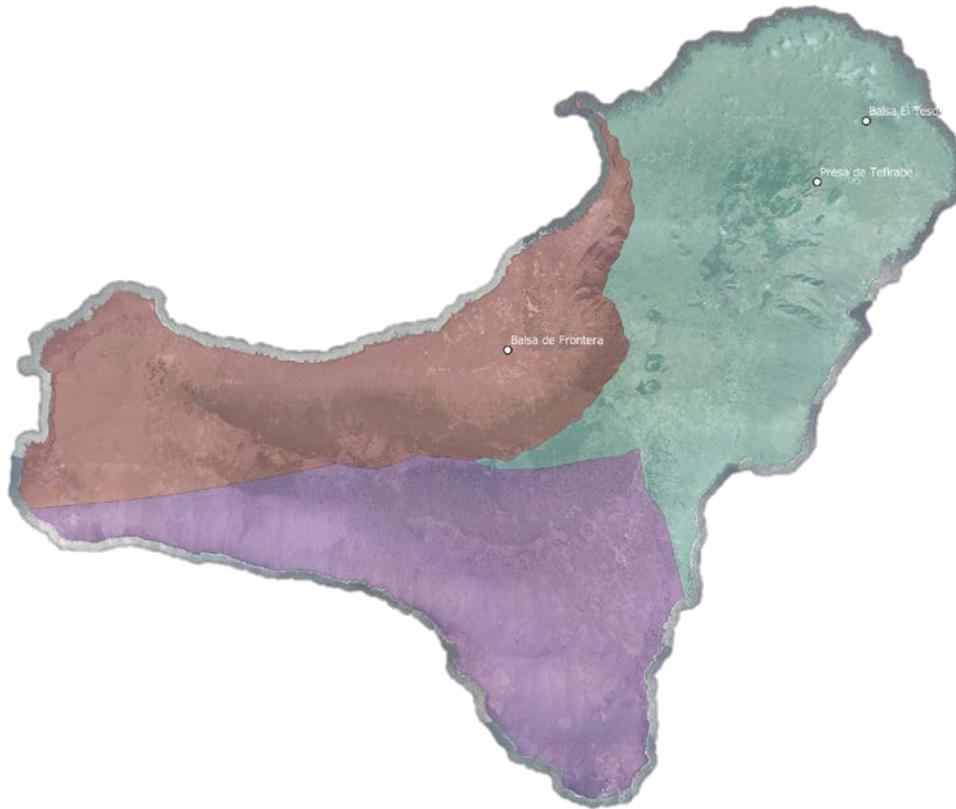
Figura 21 Propuestas de centrales de hidrobombeo en La Palma. Ubicación geográfica y afecciones a ENP

### **El Hierro:**

En la Isla de El Hierro sólo existen tres presas, de las cuales dos se ubican en el término municipal de Valverde y una en Frontera. Las distancias existentes entre estos depósitos hacen inviable que se planteen alternativas semejantes a las analizadas para el resto de las islas. En cualquier caso, se pueden llevar a cabo soluciones semejantes a la planteada para la central hidroeléctrica de Gorona del Viento.

No obstante, esta isla ya cuenta con una central de hidrobombeo que está aportando, según cifras publicadas en el Anuario Energético de Canarias 2019, el 54,3% de la cobertura de demanda. Esto, unido a las medidas impulsadas para el fomento del almacenamiento a nivel

de usuario y el complemento con sistemas de almacenamiento distribuidos en red, será suficiente para alcanzar el objetivo de descarbonización en la isla de El Hierro sin necesidad de promover otros sistemas de almacenamiento a gran escala adicionales.



*Figura 22 Presas y embalses de El Hierro*

Otra alternativa consistiría en incrementar la capacidad de los depósitos de la actual central. No obstante, hay que tener en cuenta que ésta se encuentra en las inmediaciones de un ENP y la intervención que habría que realizar sobre el terreno podría considerarse de impacto. Esta posible alternativa debe ser evaluada detalladamente en caso de requerirse mayor capacidad de almacenamiento a gran escala de la que actualmente existe.

#### **Fuerteventura:**

Las islas orientales del archipiélago canario son, desde el punto de vista hídrico, muy áridas, siendo una de las principales razones por las que prácticamente la totalidad del agua necesaria para el abasto de la población proviene de plantas desaladoras ubicadas en distintos puntos de la geografía insular.

De acuerdo con la información disponible tanto en el Plan Hidrológico Insular de Fuerteventura como en el inventario del Ministerio, en esta isla sólo existirían tres embalses/presas de considerable tamaño para ser usadas con fines energéticos. Estos depósitos se ubican en los municipios de Puerto del Rosario y Betancuria, como se muestra en la siguiente ilustración.

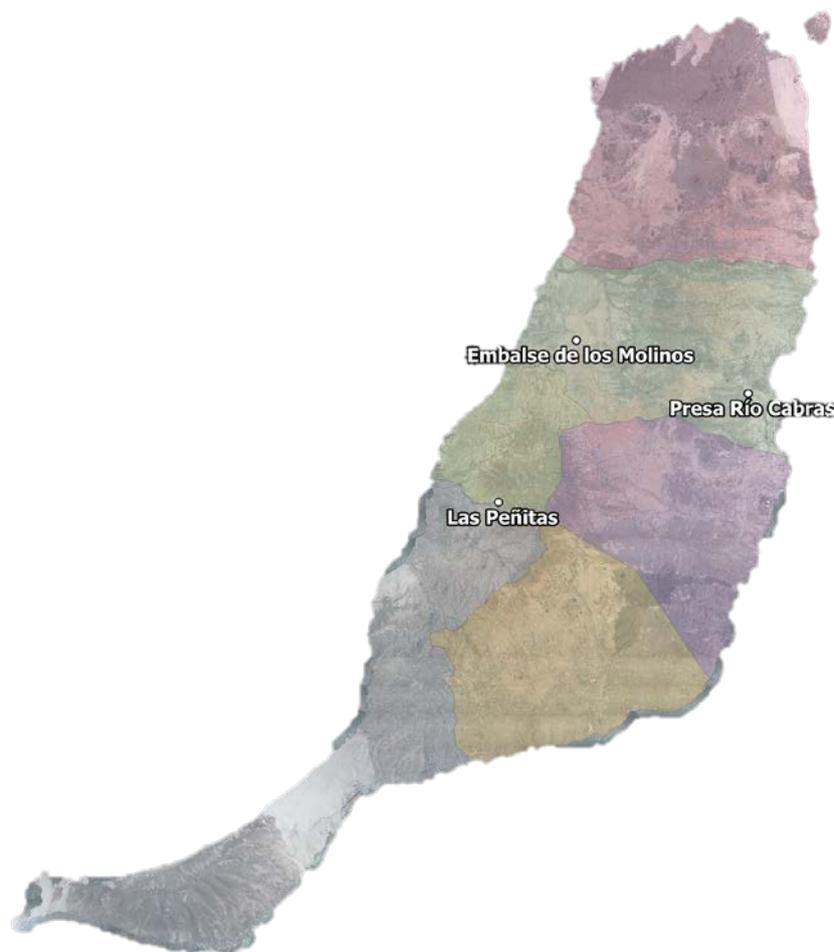


Figura 23 Presas y embalses de Fuerteventura

Presas de Fuerteventura con volumen igual o superior a 10.000 m <sup>3</sup>			
Nombre	Capacidad (m <sup>3</sup> )	Altura (m)	Municipio
<b>Embalse de los Molinos</b>	1.681.051	122	Puerto del Rosario
<b>Las Peñitas</b>	350.000	209	Betancuria
<b>Presa Río Cabras</b>	24.036	89	Puerto del Rosario

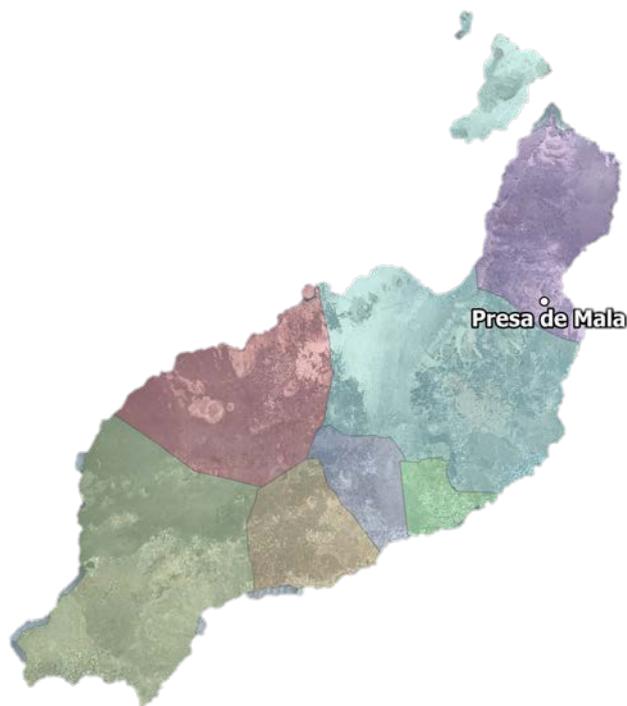
Tabla 27 Presas de Fuerteventura con capacidad superior a 10.000 m<sup>3</sup>

Las únicas alternativas de uso de estas presas para fines energéticos pasan por la construcción de un segundo depósito en sus proximidades. No obstante, en las inmediaciones no se han identificado diferencias de cota (salto de agua) lo suficientemente interesantes como para que el sistema pueda funcionar de forma adecuada (relación caudal/presión). Por consiguiente, se confirma que la opción del almacenamiento energético a gran escala mediante hidrobombeo en la isla de Fuerteventura está muy limitada. La única posibilidad pasa por la selección de un emplazamiento donde haya una diferencia de cotas superior a los 300 metros y sea viable, tanto desde el punto de vista técnico como económico, la construcción de los embalses.

En este caso, sería de mayor interés buscar otras tecnologías de almacenamiento energético a gran escala, o aprovechar el potencial que ofrecería la interconexión eléctrica con la isla de Gran Canaria. Este aspecto será tratado en el siguiente apartado.

### Lanzarote:

En la isla de Lanzarote sólo existe una presa, que se encuentra ubicada en el término municipal de Haría. Esta presa tiene una capacidad de 180.000 m<sup>3</sup> y se sitúa a 160 metros de altitud.



*Figura 24 Presas de Lanzarote*

Si las condiciones en Fuerteventura no eran las deseables para la instalación de una central de hidrobombeo, en el caso de Lanzarote son incluso peores, y necesariamente habría que buscar otras alternativas de almacenamiento a gran escala que pudieran tener mayor capacidad de adaptación a las singularidades de la isla. Estas alternativas se analiza en el siguiente apartado.

En cualquier caso, cabe resaltar que la isla de Lanzarote también estará interconectada a Gran Canaria y Fuerteventura con los refuerzos y nuevas interconexiones previstas a medio plazo. Esto, unido a los propios sistemas de almacenamiento distribuidos a nivel local y en subestaciones eléctricas, podría ser suficiente para cubrir las necesidades energéticas de la isla. Esto es algo a valorar en el marco de la Planificación Energética de Canarias mediante la inclusión del resto de eslabones del sector eléctrico pero se adelanta la configuración del almacenamiento en el marco de esta estrategia.

#### **3.1.3.4. Alternativas de almacenamiento a gran escala**

La imagen expuesta a continuación es muy representativa de las posibles alternativas que pueden valorarse en Canarias. En la misma se muestran las distintas tecnologías de almacenamiento existentes y los rangos de potencia y energía (en términos de tiempo de descarga) que pueden ser aportados en su normal funcionamiento. También se marca sobre este gráfico las fronteras comúnmente aceptadas sobre los tipos de uso de cada una de estas tecnologías, distinguiéndose entre sistemas de almacenamiento para aplicaciones de control de frecuencia y tensión (actuaciones por debajo del minuto), almacenamiento a nivel de usuario, asociado a generación y en redes de distribución y transporte (tiempos comprendidos

entre minutos y horas) y el almacenamiento a gran escala (cuya intervención es por encima de horas).

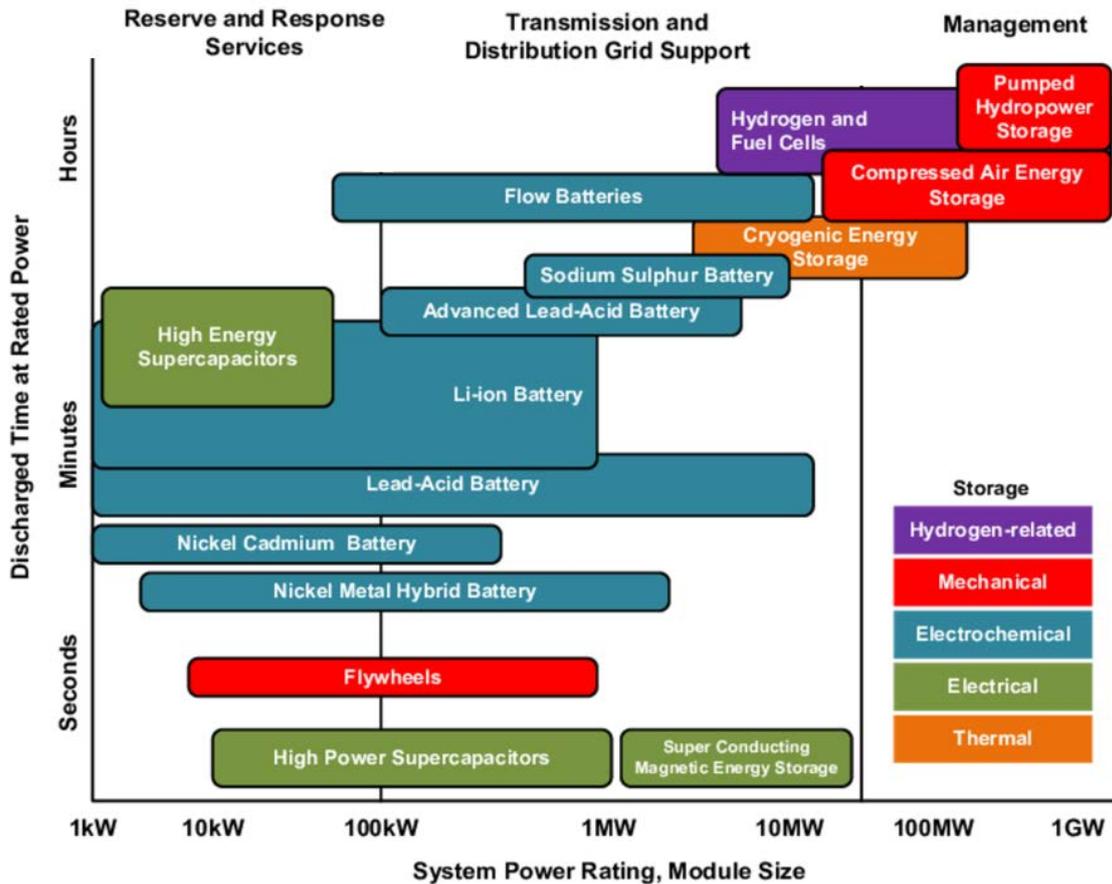


Figura 25 Clasificaciones de tecnologías de almacenamiento. Fuente: E. Barbour (2014) Energy Storage Technologies

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

Utilizando como referencia el gráfico anterior, se concluye que con la excepción de las islas clasificadas en el primer grupo, para el resto de casos se necesitarían potencias superiores a los 30 MW, por lo que los sistemas de almacenamiento más recomendables serían los hidrobombes, el aire comprimido, el hidrógeno y, en última instancia, el metano sintético (no incluido en esta clasificación pero también ampliamente aceptado). Además, es fundamental conocer cuáles son las necesidades de almacenamiento desde el punto de vista energético. Asumiendo el mismo criterio al adoptado en el apartado anterior, con un tiempo de actuación máximo de turbinado (en caso de hidrobombeo) de 12 horas, la capacidad mínima requerida ascendería aproximadamente a 360 MWh, planteando que la respuesta del sistema que sustituya al hidrobombeo debería tener unas condiciones de operación al menos semejantes a las que tendría este sistema.

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

Respecto al metano sintético, su producción debería estar asociada a una fuente de hidrógeno y otra abundante de carbono para poder llevar a cabo el proceso de metanización a través del Power to Gas. Actualmente se podría utilizar el CO<sub>2</sub> producido por las propias centrales eléctricas de Canarias, pero en la medida en que el aporte de la generación térmica convencional se vaya reduciendo en coherencia con el objetivo de descarbonización de la economía canaria, esta alternativa sería menos atractiva. También se propone obtener este CO<sub>2</sub> de la producción de biogás. De una u otra forma, esta modalidad podría ser atractiva ya que se produciría metano sintético que sería usado para generación eléctrica e incluso movilidad (incluye queroseno sintético) usando los medios ya disponibles en la actualidad. A nivel europeo este tipo de soluciones tiene más sentido ya que existen redes de gas natural y el producto generado por este proceso puede ser directamente inyectado en el sistema o incluso ser almacenado durante largos periodos de tiempo. También se podría inyectar hidrógeno directamente en estas redes pero con un límite marcado por debajo del 10% porque el poder calorífico es distinto y esto afecta a la vida útil de los equipos que se alimentan de la red de gas natural.

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

La hoja de ruta del hidrógeno publicada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico en octubre de 2020 augura una potencia instalada en electrolizadores en España

para 2030 de 4 GW, movilizándose para ello una inversión de 8.900 M€ en el periodo 2020-2030.

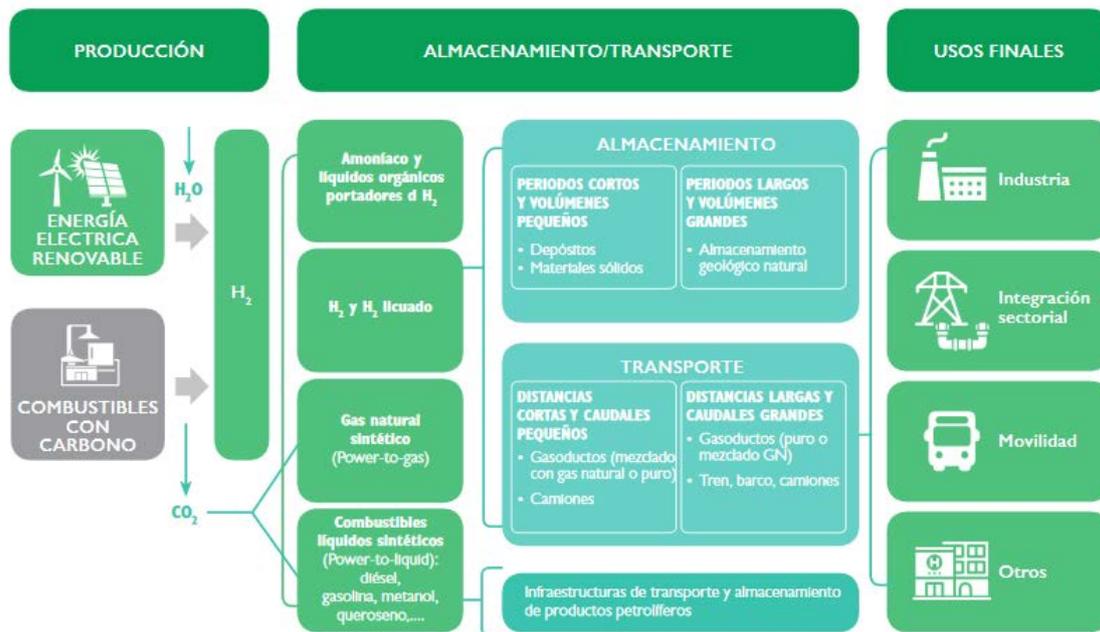


Figura 26 Etapas de la cadena de valor del hidrógeno. Fuente: Hoja de ruta del hidrógeno (MITECO)

El hidrógeno es un combustible muy versátil apto para distintas aplicaciones. Así pues, puede diferenciarse entre:

- **H<sub>2</sub> para almacenamiento energético:** El uso de electrolizadores para ayudar a aplanar curva de demanda y minimizar vertidos, consumiendo electricidad en las horas valle de la curva de demanda eléctrica. Complementado con el uso de pilas de combustible con el que re-electrificar el H<sub>2</sub> en momentos en que se produce una punta en la curva de demanda eléctrica o se reduce el aporte de los sistemas de EERR.
- **H<sub>2</sub> como vector energético:** alternativo a la electricidad. Producción centralizada de H<sub>2</sub> verde a partir de EERR para su posterior distribución a los usuarios finales en el sector del transporte por carretera. Pero también su distribución a aplicaciones estacionarias en los sectores agrícola, industrial, turístico y residencial. Este combustible se consumirá de forma distribuida en pilas de combustible para generación combinada de electricidad y calor (Combined Heat and Power – CHP), con la que conseguir máxima eficiencia global. Se aprovechará la capacidad de los electrolizadores para trabajar a cargas parciales para hacer Gestión de la Demanda, ajustando la producción de H<sub>2</sub> a la capacidad de generación de potencia de los sistemas de generación de EERR. Los electrolizadores contribuirán al aplanado de la curva de demanda aumentando la producción de hidrógeno en horas valles.
- **El H<sub>2</sub> como materia prima:** para usos industriales. Los electrolizadores para la producción de hidrógeno se instalarían junto a la planta de proceso químico.

Actualmente el mayor interés de esta tecnología es la producción de hidrógeno para su uso con fines relacionados a la movilidad. La razón es que el combustible que sustituye tiene un valor más alto, lo que permitirá mejorar la rentabilidad de los proyectos de inversión. Aun así

es muy probable que requieran de apoyo público vía subvenciones de capital. Si asumimos que un coche de hidrógeno tiene un consumo de en torno a 1 kgH<sub>2</sub>/100 km, y lo comparamos con el consumo de combustible fósil de un vehículo convencional de en torno a 6 L/100 km; y si asumimos un precio de 1,2 €/L en la península y 1 €/L en Canarias, el hidrógeno se podría comercializar en el sector del transporte a un precio de 6 €/kg en Canarias.

En el caso de su utilización en generación de potencia eléctrica, asumiendo una producción de 17 kWh/kgH<sub>2</sub> y un precio de 0,1 €/kWh, el valor de comercialización del hidrógeno estaría en torno a 1,7 €/kgH<sub>2</sub>, mucho menor que el precio en el sector del transporte.

En cualquier caso, debe considerarse que no se están monetizando las externalidades al sustituir combustible fósil por H<sub>2</sub> verde en la generación eléctrica. Si éstas se tuvieran en cuenta, la rentabilidad de estas inversiones mejoraría considerablemente. Por tanto, se podría entender la existencia del apoyo público a proyectos de hidrógeno para almacenamiento energético en el sector eléctrico, que permitan un mejor aprovechamiento de las EERR y el avance de la tecnología hasta que esta alcance un coste lo suficientemente competitivo como para ser sostenible por sí misma.

En una fase posterior se podría plantear la alternativa del Power to Gas para sintetizar metano o incluso el Power to Liquid para sintetizar combustibles líquidos a partir de hidrógeno verde y generalizar el uso de combustibles obtenidos a partir de EERR en todo el transporte y la descarbonización del transporte aéreo.

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

A nivel geográfico, estas instalaciones suelen presentarse como soluciones contenerizadas. Requieren infraestructuras de almacenamiento (generalmente a presiones comprendidas entre 35 y 700 bares según la etapa del proceso y el tipo de uso – 350 bares para transporte pesado y 700 bares para vehículos ligeros) pero no se considera que esto repercuta de gran forma a necesidades de espacio.

En general, para aplicaciones relacionadas con almacenamiento energético, con un electrolizador de 6 MW podría producirse una cantidad equivalente a 900 tH<sub>2</sub>/año si este operara a condiciones nominales durante todo el año. Teniendo en cuenta que el poder calorífico inferior del hidrógeno es 3 kWh/Nm<sup>3</sup>H<sub>2</sub> y que en 1 kgH<sub>2</sub> equivale a 11.3 Nm<sup>3</sup>H<sub>2</sub>, con la cantidad de hidrógeno mencionada sería suficiente para producir a través de pilas de combustible 30.510 MWh/año.

Por todas las razones aportadas, en este estudio, de no ser posible la puesta en marcha de centrales de hidrobombeo para aplicaciones relacionadas con el almacenamiento a gran escala (alternativa madura y muy competitiva desde el punto de vista económico), se usará la opción del hidrógeno.

### 3.1.3.5. Modelización y balance energético

Una vez explicadas las bases generales en cuanto al procedimiento para estimar la demanda eléctrica, la estimación de la producción y qué tecnologías y capacidades se considerarían en caso de ser necesarios sistemas de almacenamiento energético a gran escala, a continuación se describe el procedimiento de cálculo que ha sido llevado a cabo para estimar el balance energético y optimizar las necesidades de almacenamiento a gran escala de cada isla.

Las estimaciones de balance parten de los resultados obtenidos en la etapa de almacenamiento a nivel de generación y redes eléctricas (llamado en este estudio como almacenamiento distribuido). Por tanto, de cada subestación eléctrica se extrae las siguientes curvas características:

- **Demanda de cada subestación requerida del sistema eléctrico:** Energía (MWh) que no es cubierta con los medios de generación disponibles aguas abajo de la misma.
- **Vertidos a red desde la subestación:** Energía excedentaria (MWh) que no puede ser consumida en la propia subestación eléctrica.

Las curvas extraídas de cada subestación componen un perfil agregado por isla. Además, en el caso de la demanda, se agrega aquella parte que no pudo ser distribuida geográficamente dado que no se asocia a edificaciones.

En este caso, para la modelización energética se usa un modelo desarrollado por el Instituto Tecnológico de Canarias, S.A el cual ha sido programado en base Python/GAMS y que replica las características de los sistemas energéticos analizados incluyendo todas las unidades de producción instaladas así como su contribución en términos de servicios complementarios aportados al sistema eléctrico. En este caso, **el modelo se ejecuta alterando únicamente los parámetros relativos al almacenamiento energético y al total de la generación renovable**, manteniendo las variables relativas al resto de unidades de producción que participan en el mix energético estáticos. Es, por tanto, una versión simplificada de la solución implementada en la planificación energética de Canarias a modo de primera aproximación centrada en evaluar la capacidad requerida en almacenamiento a gran escala.

El citado modelo se formula como un problema de optimización compuesto por una función objetivo que trata de minimizar los costes de operación del sistema (estrategia comúnmente conocida como “price following”) en base a un conjunto de restricciones técnicas asociadas (aproximadamente 250 restricciones que suponen unas 10.000 líneas de código) que describen el comportamiento energético de cada isla tanto desde el punto de vista técnico como económico.

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. 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 la Orden IET/1711/2013.

De la misma forma se simula el comportamiento de los parques eólicos y plantas fotovoltaicas que hubieran sido instaladas en cada sistema eléctrico y las futuras instalaciones previstas hasta alcanzar la situación deseada.

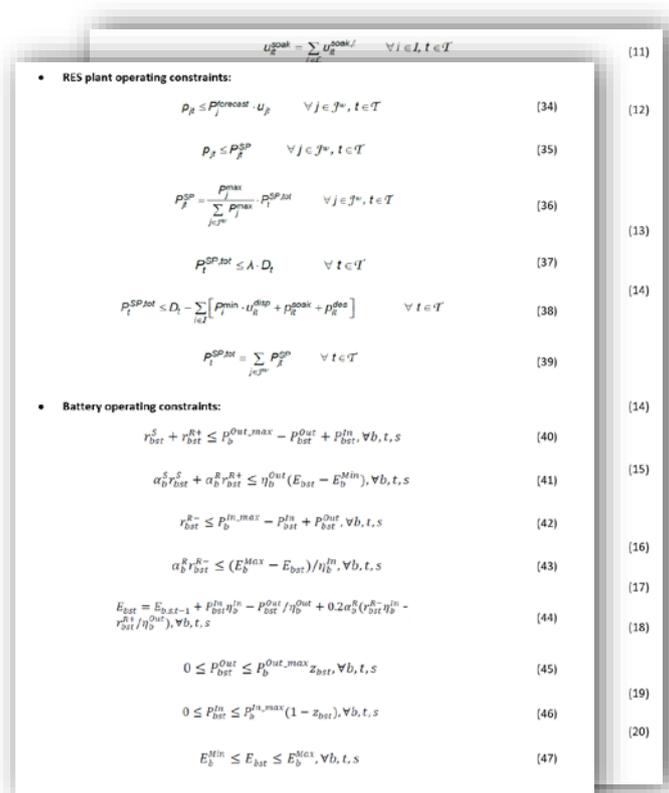


Figura 27 Ejemplo de algunas restricciones del problema general

ISLA establece el conjunto de restricciones relativas a sistemas de almacenamiento a gran escala mediante hidrobombes (referencia: Gorona del Viento), sistemas de almacenamiento basados en hidrógeno (referencia: RES2H2) e incluso baterías electroquímicas (tomando como referencia avances alcanzados en proyectos de investigación tales como TILOS y SINGULAR). En este caso, los sistemas de almacenamiento energético no se asocian a una infraestructura en particular y se consideran que son añadidos en las islas para maximizar la penetración renovable y reducir el coste de explotación del sistema eléctrico. Este modelo es ejecutado de manera iterativa para cada día del año optimizando la operación del sistema simulando el comportamiento real de mercado en condiciones despacho diario.

El modelo se divide en tres bloques fundamentales, funciones de pre-procesado, funciones de ejecución y funciones de post-procesado. Las funciones de pre-procesado tienen como objetivo crear los archivos de entrada al modelo de optimización propiamente dicho usando las curvas importadas de las subestaciones eléctricas. Los datos son cargados desde ficheros estáticos a los que se accede mediante funciones de pre-procesado que compilan las medidas seleccionadas del día específico. Por otra parte, los costes, servicios complementarios y otros datos de partida, se estiman en función de las bases de cálculos explicadas a lo largo de este documento.

Las funciones de ejecución realizan el proceso de optimización de manera automática tan pronto como el archivo de entrada está listo. En términos generales, el modelo tarda en

ejecutarse un tiempo promedio de cinco minutos por día analizado, lo que es computado en aproximadamente un día de ejecución (por simulación).

Finalmente, las funciones de post-procesado recopilan los resultados de los ficheros de salida estándar del modelo de optimización enviando las series temporales a una base de datos a la cual se accede para generar los estadísticos que son mostrados en esta estrategia.

El modelo está configurado de tal forma que **evalúa distintas alternativas en función de la potencia y capacidad de almacenamiento energético requerido** hasta alcanzar el objetivo de cobertura de demanda mediante energías renovables del 100%.

Es importante tener en cuenta que aunque los hidrobombes sí serían capaces de aportar respuestas transitorias semejantes a las que actualmente proveen la generación convencional, las pilas de combustible u otras tecnologías electroquímicas tendrían un comportamiento más limitado en términos de inercia. No obstante, podría recurrirse al Power to X para solucionar este problema y garantizar las condiciones de seguridad y garantía del suministro. Los resultados de los modelos ejecutados se centran fundamentalmente en la vertiente energética para reconocer las necesidades de potencia y capacidad a instalar para conseguir la descarbonización del sector eléctrico.

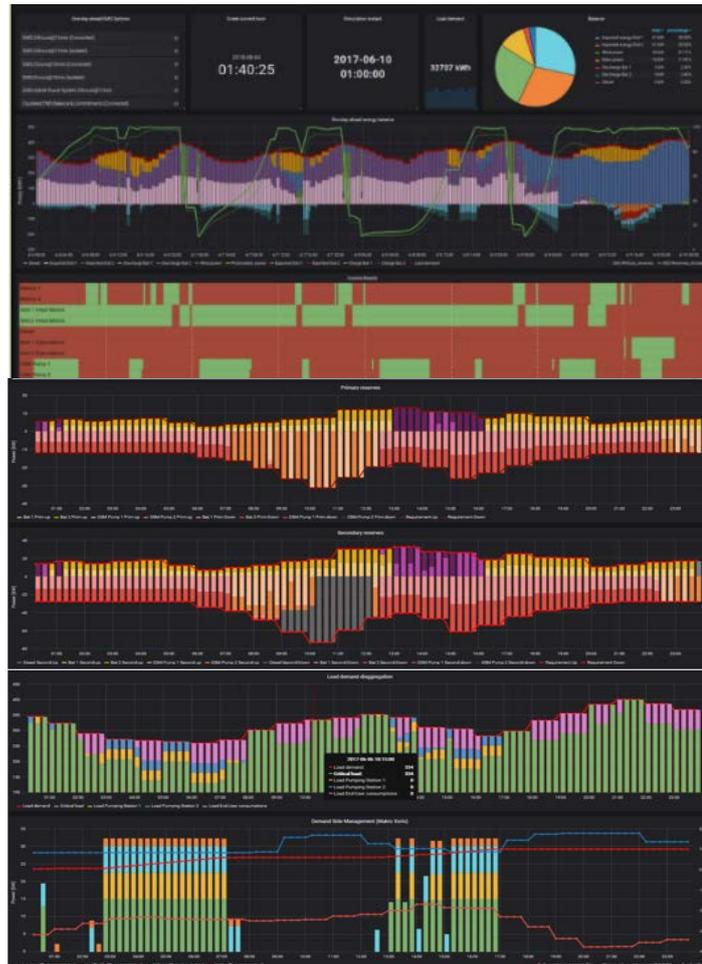


Figura 28 Servicio web que podría ser integrado en OECan

Ya por último, una vez conocidas las necesidades, se recurrirá a los análisis expuestos en los apartados 3.1.4.3 y 3.1.4.4 para definir los medios que deberían ser promovidos a nivel insular.

### 3.1.4. Proyección de demanda eléctrica en Canarias

Una de las bases fundamentales sobre las que se soporta cualquier planificación energética o estrategia son las estimaciones de la demanda energética por sectores. A su vez, dichas proyecciones de demanda tienen como cimientos previsiones de la evolución de determinadas variables socioeconómicas tales como las que supone la población, el Producto Interior Bruto. A efectos de estimar la evolución prevista del sector eléctrico de Canarias, es necesario el desarrollo de una estimación de demanda eléctrica por isla. La estimación aquí presentada no

sólo es coherente con las estrategias de autoconsumo fotovoltaico o vehículo eléctrico, sino que han sido modeladas en coordinación con el Plan de Transición Energética de Canarias (actualmente en elaboración).

### **Evolución prevista de la población:**

A nivel de Canarias existen dos referencias oficiales a través de las cuales puede definirse la población que existiría en las islas durante el horizonte hasta 2040. Estas referencias son:

- ✱ **Informe sobre la Estrategia Nacional frente al Reto Demográfico:** El informe CES 1/2019 fue aprobado en sesión del Pleno del Consejo Económico y Social de Canarias con fecha a 22 de mayo de 2019 y planteaba la evolución prevista de la población de Canarias entre los años 2020 y 2033, trazándose tres escenarios (inferior, central y superior).
- ✱ **Estimación de población desarrollada por el Instituto Nacional de Estadística (INE):** En el año 2018 el INE desarrolló una estimación de la población a nivel nacional que cubría el periodo comprendido entre ese mismo año y 2068. Posteriormente, a finales de septiembre del año 2020, el INE publica una revisión de estas estimaciones con el objetivo de ajustarlas para adaptarse a las consecuencias de la crisis sanitaria y los cambios migratorios producidos en los últimos años. Esta revisión define la situación a nivel nacional para el periodo comprendido entre 2020 y 2070 y a nivel de comunidades autónomas para el periodo 2020-2035.

La estimación publicada en el informe CES 1/2019 propone que para el escenario central la población total de Canarias alcanzaría los 2.493.986 habitantes. Para ese mismo año, las estimaciones iniciales del INE proponían una población de 2.541.104, habiéndose rebajado en la revisión de septiembre de 2020 hasta los 2.392.729 la cifra de habitantes.

En ninguna de las dos referencias disponibles existe una desagregación de la población a nivel de islas. Esto unido a la necesidad de completar la serie hasta el año 2050 motivó la ejecución de un modelo específico para determinar la población existente en cada isla para el periodo comprendido entre los años 2020 y 2050. Dada la alta correlación existente entre la población de Canarias y la cifra de población nacional se utilizó un método de regresión lineal que en base a la última estimación de población a largo plazo del INE para el global de España, estima la población por islas para el horizonte deseado.

Se presenta en la siguiente tabla la estimación de la población por islas para el periodo comprendido entre el año 2020 y 2050. Adicionalmente, se presenta la evolución histórica para el periodo 2000-2019.

Años	Población de Canarias por islas							Canarias
	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuert.	La Palma	La Gomera	El Hierro	
<b>2000</b>	741.161	709.365	96.310	60.124	82483	18.300	8.533	<b>1.716.276</b>
<b>2001</b>	755.489	744.076	103.044	66.025	84319	18.990	9.423	<b>1.781.366</b>
<b>2002</b>	771.333	778.071	109.942	69.762	85547	19.098	10.002	<b>1.843.755</b>
<b>2003</b>	789.278	799.889	114.715	74.983	85631	19.580	10.162	<b>1.894.238</b>
<b>2004</b>	790.360	812.839	116.782	79.986	84282	21.220	10.071	<b>1.915.540</b>
<b>2005</b>	802.247	838.877	123.039	86.642	85252	21.746	10.477	<b>1.968.280</b>
<b>2006</b>	807.049	852.945	127.457	89.680	86062	21.952	10.688	<b>1.995.833</b>
<b>2007</b>	815.379	865.070	132.366	94.386	85933	22.259	10.558	<b>2.025.951</b>

2008	829.597	886.033	139.506	100.929	86528	22.622	10.753	<b>2.075.968</b>
2009	838.397	899.833	141.938	103.167	86996	22.769	10.892	<b>2.103.992</b>
2010	845.666	906.854	141.437	103.492	87324	22.776	10.960	<b>2.118.509</b>
2011	850.391	908.555	142.517	104.072	87163	23.076	10.995	<b>2.126.769</b>
2012	852.225	898.680	142.132	106.456	85468	22.350	11.033	<b>2.118.344</b>
2013	852.723	897.582	141.953	109.174	85115	21.153	10.979	<b>2.118.679</b>
2014	851.157	889.936	141.940	106.930	83456	20.721	10.675	<b>2.104.815</b>
2015	847.830	888.184	143.209	107.367	82346	20.783	10.587	<b>2.100.306</b>
2016	845.195	891.111	145.084	107.521	81486	20.940	10.587	<b>2.101.924</b>
2017	843.158	894.636	147.023	110.299	81350	20.976	10.679	<b>2.108.121</b>
2018	846.717	904.713	149.183	113.275	81.863	21.136	10.798	<b>2.127.685</b>
2019	851.231	917.841	152.289	116.886	82.671	21.503	10.968	<b>2.153.389</b>
2020	863.886	931.487	154.553	118.624	83.900	21.823	11.131	<b>2.185.404</b>
2021	874.605	943.044	156.471	120.096	84.941	22.093	11.269	<b>2.212.520</b>
2022	885.010	954.264	158.332	121.524	85.952	22.356	11.403	<b>2.238.842</b>
2023	895.121	965.165	160.141	122.913	86.934	22.612	11.534	<b>2.264.418</b>
2024	904.953	975.767	161.900	124.263	87.888	22.860	11.660	<b>2.289.292</b>
2025	914.521	986.084	163.612	125.577	88.818	23.102	11.783	<b>2.313.497</b>
2026	923.861	996.155	165.283	126.859	89.725	23.338	11.904	<b>2.337.124</b>
2027	932.937	1.005.941	166.907	128.105	90.606	23.567	12.021	<b>2.360.084</b>
2028	941.749	1.015.442	168.483	129.315	91.462	23.790	12.134	<b>2.382.375</b>
2029	950.312	1.024.675	170.015	130.491	92.294	24.006	12.245	<b>2.404.037</b>
2030	959.011	1.034.055	171.571	131.686	93.139	24.226	12.357	<b>2.426.044</b>
2031	967.838	1.043.572	173.150	132.898	93.996	24.449	12.470	<b>2.448.373</b>
2032	976.789	1.053.224	174.752	134.127	94.865	24.675	12.586	<b>2.471.018</b>
2033	985.857	1.063.001	176.374	135.372	95.746	24.904	12.703	<b>2.493.956</b>
2034	980.980	1.057.743	175.502	134.702	95.272	24.781	12.640	<b>2.481.620</b>
2035	985.110	1.062.196	176.241	135.269	95.673	24.885	12.693	<b>2.492.067</b>
2036	988.897	1.066.279	176.918	135.789	96.041	24.981	12.742	<b>2.501.646</b>
2037	992.664	1.070.342	177.592	136.307	96.407	25.076	12.790	<b>2.511.178</b>
2038	996.336	1.074.300	178.249	136.811	96.763	25.168	12.838	<b>2.520.465</b>
2039	999.865	1.078.106	178.880	137.296	97.106	25.258	12.883	<b>2.529.394</b>
2040	1.003.208	1.081.711	179.478	137.755	97.431	25.342	12.926	<b>2.537.851</b>

Tabla 28 Población de Canarias por isla

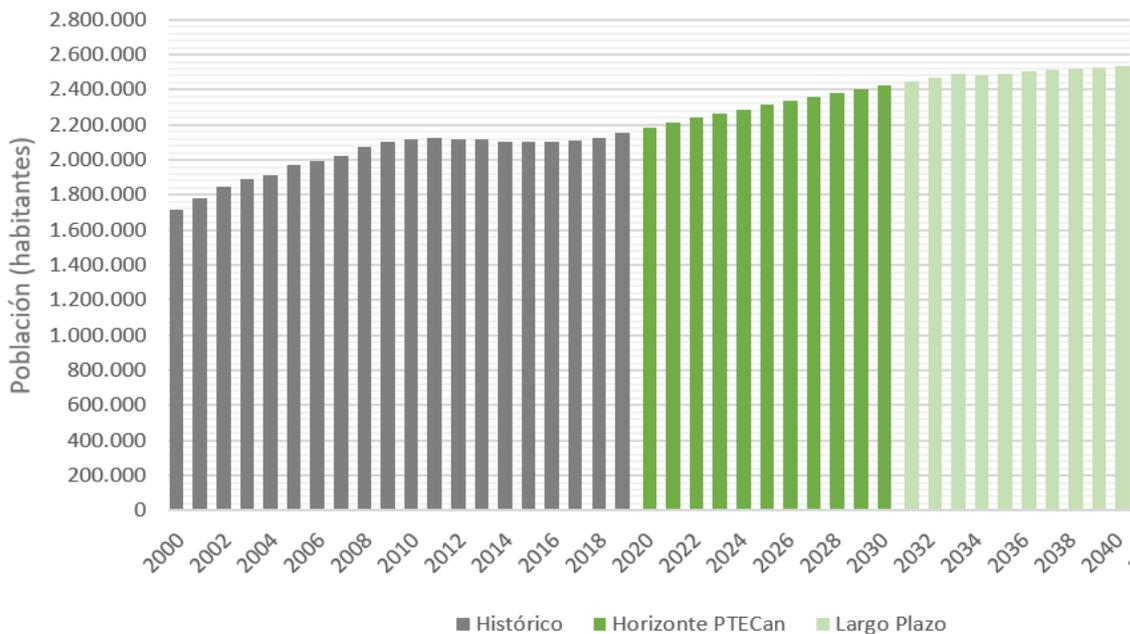


Figura 29 Estimación de población en Canarias para el horizonte 2020 – 2050

La estimación desarrollada proyecta que la población de Canarias se situaría en 2.426.044 habitantes en el año 2030 en coherencia con lo establecido en el informe CES 1/2019 aprobado a mediados del año 2019 en Pleno del Consejo Económico y Social de Canarias. La población continúa en crecimiento sostenido hasta el año 2050 no sobrepasándose nunca la cifra de los 2.600.000 habitantes. Dichas proyecciones son también coherentes con los datos publicados por el INE.

En todas las islas del archipiélago incrementa la población hasta el año 2047, momento a partir del cual comienza a reducirse ligeramente el número de habitantes especialmente en las islas no capitalinas. Esta situación es realista teniendo en cuenta nuestra condición archipelágica. Nuestro sistema productivo y la densidad poblacional existente condiciona a que en Canarias se den situaciones de aumento drásticos de la población incluso teniendo en cuenta los fenómenos migratorios.

### **Evolución prevista del PIB:**

Existen varias fuentes de información que pueden ser consultadas como referencia para establecer la situación del PIB en Canarias. Entre las fuentes más destacadas se encuentra las previsiones del Banco de España, el Fondo Monetario Internacional (FMI) o la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OECD). Existen otros organismos que proveen este tipo de previsiones pero a la hora de decidir si los datos que se ofrecen son una fuente válida, es importante en estos momentos analizar si dichas fuentes de datos han sido ajustadas teniendo en cuenta las consecuencias de la crisis sanitaria.

La crisis sanitaria producida por el virus COVID-19 ha provocado un detrimento de la economía de Canarias (al igual que para el resto del territorio nacional y el mundo) como consecuencia de la limitación de movilidad. Esta limitación de la movilidad fue necesaria para reducir la curva de contagios y supuso el cierre durante meses de la principal actividad económica del archipiélago, el turismo y el sector servicios en general.

Desde el inicio de la pandemia, los expertos han señalado que esta crisis causaría una coyuntura drástica de la economía si bien la recuperación sería igual de rápida (lo que han asemejado a una forma en V). Tras un periodo de confinamiento variable en lo que a restricciones se refiere dependiendo de la evolución cada 15 días de la pandemia, se comenzó a reactivar la economía e incluso el sector turístico mediante la aplicación de ciertas normas como el uso obligatorio de mascarillas o incluso la exigencia de controles PCR a pasajeros para entrar en el archipiélago. A diciembre de 2020 ya se disponen de varias alternativas de vacunas que prometen altas eficacias y se proponen calendarios de vacunación a toda la población comenzando por los colectivos más vulnerables. Según el Gobierno de España, las campañas de vacunación se dilatarán hasta mediados de 2021 pero todo apunta a que comienza la salida de la crisis sanitaria.

De una u otra forma, queda patente que la situación existente en la actualidad tiene una alta incertidumbre. Esta alta incertidumbre puede observarse en las estimaciones oficiales de PIB generadas por los distintos organismos oficiales. Así pues, las estimaciones de la OECD auguraban caídas de hasta el 14% mientras que los valores ofrecidos por el Gobierno de España se situaban sobre el 10% (ambos referidos a 2020).

Previsiones oficiales de PIB a precios constantes [Base 2015]					
Año	OECD (Esc.1)	OECD (Esc.2)	FMI	EpData	Previsión Gov. España
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 29 Previsiones oficiales de PIB a precios constantes [Base 2015]

Generalmente, las proyecciones de PIB se realizan para un horizonte temporal de cuatro años debido a la alta variabilidad de este indicador. Problemas como la crisis económica del 2008 o la crisis sanitaria del 2020 no son fácilmente predecibles y no siempre es posible encontrar señales explicativas que permitan anteponerse a estas situaciones. Quizás, el organismo más fiable que produce estimaciones a largo plazo es la OECD. No obstante, sus estimaciones se refieren a la situación macroeconómica y se quedan a nivel nacional. Además, dichas estimaciones sólo son revisadas cuando las desviaciones producidas son de considerable importancia.

Para los estudios desarrollados en esta estrategia necesariamente debe obtenerse una proyección de PIB a largo plazo. Además, dichas proyecciones deben ser generadas por islas para que realmente sean útiles. Es por ello que se ha construido un modelo de regresión multivariable utilizándose la técnica Random Forest. El modelo desarrollado usa como datos de partida las estimaciones a largo plazo generadas por la OECD para España en el periodo comprendido entre 2020 y 2060, detectándose los patrones de variación existentes entre dicha señal explicativa y la variable respuesta, en este caso el Producto Interior Bruto de cada isla. Antes de la ejecución del modelo se desarrolló un análisis de correlaciones con el objetivo de confirmar que el procedimiento de ajuste empleado era válido o, por el contrario, no podría ser aplicado. Se observó que el coeficiente de correlación era superior al 90% en todas las islas cuando se predecía el PIB a precios corrientes, pero en la mayoría de los casos era inferior cuando se analizaba a precios constantes. Es por ello que en una primera fase las estimaciones fueron generadas para precios corrientes y posteriormente se traducían a precios constantes usando como referencia los valores históricos de precios corrientes y constantes para Canarias entre los años 1990 y 2020. De esta forma se lograban las estimaciones de PIB a precios constantes de una forma más precisa.

Coeficientes de correlación entre variables explicativa (PIB Estatal) y respuesta (PIB Insular)								
Variable	G.Can	Tenerife	Lanz.	Fuert.	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 30 Coeficientes de correlación entre variables explicativa y respuesta

En el modelo desarrollado ya se tiene en cuenta las previsiones más precisas generadas por el mismo organismo para el periodo comprendido entre 2020 y 2025. Se presentan en la siguiente tabla los resultados de esta estimación generada específicamente para los objetivos promovidos en esta estrategia.

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

Tabla 31 Producto Interior Bruto a precios constantes en miles de €

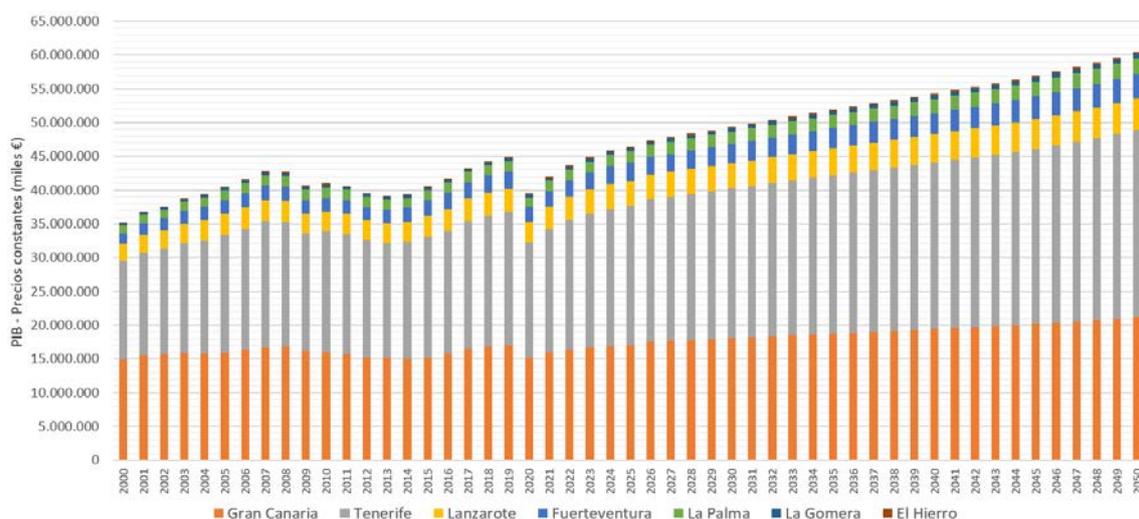


Figura 30 Producto Interior Bruto a precios constantes en miles de €

De la misma forma, si se analizan las tasas de variación interanual, se observa que la caída media en Canarias se situaría en el -12%, produciéndose un rebrote de la economía en el año

2021 (valores de crecimiento del 6%) seguido de variaciones interanuales de menor cuantía hasta establecerse en crecimientos por año del 1%. Las islas de La Palma, La Gomera y El Hierro presentan menos tendencia a la variación interanual que en el resto de islas del archipiélago.

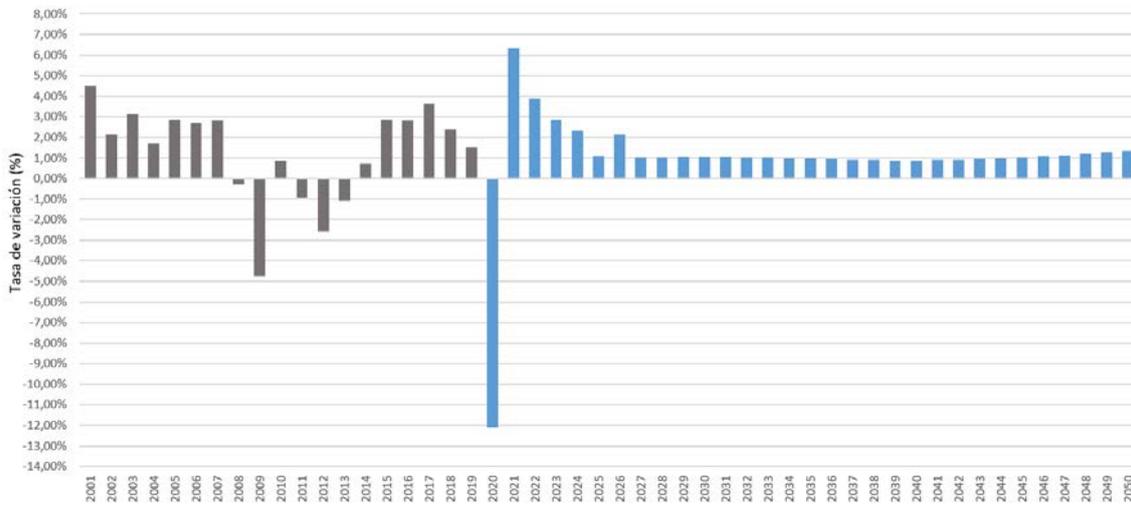


Figura 31 Tasa de variación interanual del PIB (%)

Tanto para el PIB como para la población se han presentado los valores históricos hasta el año 2000. Estos valores históricos son también necesarios para la construcción de los modelos de predicción de demanda.

**Evolución prevista de la demanda eléctrica:**

En este caso, la referencia que se pretende predecir es la demanda eléctrica de Canarias, usándose como serie temporal los datos históricos de demanda eléctrica por islas 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. En los casos en los cuales 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%	<b>90,2%</b>
PIB	88,6%	88,2%	81,9%	81,3%	94,4%	88,6%	92,0%	<b>83,0%</b>

Tabla 32 Parque automovilístico previsto de Canarias en el horizonte 2020 - 2050

En este punto cabe distinguir entre dos situaciones. Por un lado nos encontraríamos con la situación tendencial. Según el análisis realizado, en la situación tendencial la demanda de energía eléctrica sería creciente como consecuencia del aumento previsto del PIB y, en menor medida, de la población según los términos fijados en los escenarios socioeconómicos. No obstante, es importante considerar que la aplicación de políticas de eficiencia energética es de obligado cumplimiento y en el PNIEC 2021-2030 ya se orquesta un conjunto de medidas para conseguir una reducción del consumo en términos de energía primaria del 39,6% respecto al año 2005. Por ello, no sólo es necesario estimar la demanda sino también la proyección

objetivo a efectos de que en las distintas alternativas del modelo energético se identifiquen las acciones que deben ser implementadas para alcanzar el cumplimiento de los objetivos comunitarios y nacionales. La reducción del consumo es proyectada asumiendo que el mayor avance se obtendría en los primeros años de aplicación del plan, siendo cada vez más difícil reducir el consumo eléctrico en el archipiélago canario. La reducción del consumo sería del 38% en el año 2030, del 62% en el año 2040 y del 79% en el año 2050 (siempre referidas a 2005).

A efectos de simulación del parque de generación necesario para la producción de esta energía eléctrica, se usa la estimación que asume la aplicación de políticas de eficiencia energética. Se presentan dichos valores en la siguiente tabla. En la tabla también se muestran los valores históricos de la demanda por islas.

Demanda eléctrica tendencial considerando mejora en eficiencia energética (GWh/año)								
Años	Gran Canaria	Tenerife	Lanzarote	Fuerteventura	La Palma	La Gomera	El Hierro	Canarias
2000	2.720	2.368	595	342	198	47	23	6.292
2001	2.837	2.547	608	419	194	51	26	6.682
2002	2.894	2.698	658	456	196	55	27	6.984
2003	3.135	2.949	717	496	216	62	29	7.604
2004	3.359	3.145	771	534	234	64	33	8.140
2005	3.440	3.358	808	591	238	64	35	8.534
2006	3.566	3.536	841	651	252	67	37	8.950
2007	3.667	3.675	828	707	262	68	40	9.246
2008	3.704	3.699	866	670	267	70	41	9.318
2009	3.629	3.629	835	629	266	69	41	9.098
2010	3.594	3.505	816	617	251	71	41	8.895
2011	3.565	3.485	805	646	254	71	43	8.869
2012	3.511	3.571	788	645	261	72	44	8.891
2013	3.414	3.446	775	636	240	68	44	8.622
2014	3.389	3.407	785	645	241	67	42	8.577
2015	3.377	3.468	817	641	251	69	43	8.666
2016	3.402	3.521	821	669	244	71	45	8.771
2017	3.477	3.534	880	688	261	74	44	8.957
2018	3.404	3.514	880	671	258	73	42	8.842
2019	3.406	3.547	861	683	261	74	43	8.874
2020	3.224	3.211	820	632	234	66	40	8.226
2021	3.349	3.488	864	686	248	69	43	8.747
2022	3.292	3.531	860	696	248	68	43	8.739
2023	3.213	3.526	850	698	245	67	44	8.643
2024	3.126	3.496	837	696	241	66	44	8.505
2025	3.014	3.412	816	684	234	65	43	8.268
2026	2.972	3.403	763	636	237	64	41	8.117
2027	2.882	3.324	743	622	231	63	40	7.904
2028	2.799	3.252	725	609	225	61	40	7.711
2029	2.724	3.187	709	597	220	60	39	7.536
2030	2.656	3.130	694	587	216	58	38	7.379
2031	2.594	3.078	681	578	212	57	38	7.238
2032	2.539	3.033	669	570	208	56	37	7.112
2033	2.490	2.992	658	563	205	55	37	7.000
2034	2.445	2.957	649	556	202	55	36	6.901
2035	2.406	2.926	641	551	200	54	36	6.814
2036	2.371	2.900	634	547	198	53	36	6.739
2037	2.341	2.878	628	543	196	53	36	6.674
2038	2.314	2.860	623	540	194	52	35	6.619
2039	2.291	2.846	618	537	193	52	35	6.573
2040	2.272	2.835	615	535	192	52	35	6.536

Tabla 33 Demanda eléctrica tendencial considerando mejora en eficiencia energética (GWh/año)

### 3.2. Resultados del diagnóstico

En esta sección se presentan los resultados del diagnóstico desarrollado de manera independiente para cada isla del archipiélago canario y para cada opción de almacenamiento identificada (a nivel de usuario, distribuido y a gran escala).

#### **Almacenamiento a nivel de usuario:**

Hace referencia a sistemas de autoconsumo que incorporan baterías electroquímicas con el objetivo de que la mayor parte de la demanda eléctrica del edificio sea satisfecha con la energía renovable autoproducida generalmente con plantas fotovoltaicas sobre cubiertas.

Teniendo en cuenta los Supuestos mencionados en el apartado 3.1.1, a nivel de almacenamiento local pueden producirse cuatro situaciones:

- **Supuesto 1:** Autoconsumo local hasta alcanzar una cobertura próxima al 100%.
- **Supuestos 2-4:** Autoconsumo local hasta alcanzar una cobertura de entre el 70-80%.
- **Supuestos 5-7:** Autoconsumo local evitando que el conjunto formado por la instalación fotovoltaica y el banco de baterías provoque la generación de excedentes por encima del 10% de la capacidad de generación.
- **Supuesto 8-10:** Autoconsumo sin almacenamiento local.

Por todo ello, en las secciones tituladas como “Almacenamiento a nivel de usuario” del análisis realizado para cada isla, se presentarán cuatro sets de tabla donde se muestran los resultados obtenidos para cada una de las situaciones identificadas. Estas tablas presentan la desagregación por municipios y sectores de la potencia instalada (en baterías y fotovoltaica), el coste y ahorro previsto, el balance energético y el ratio de cobertura de demanda mediante autoconsumo con almacenamiento obtenido en cada caso.

#### **Almacenamiento distribuido:**

Como se describió en el apartado 3.1.3, el almacenamiento distribuido en redes está concatenado con los resultados obtenidos en almacenamiento a nivel de usuario. En este contexto, se distinguen las siguientes situaciones:

- **Supuestos 2, 5 y 8:** Proyectan un caso en el que, en coordinación con el almacenamiento a nivel de usuario y los distintos sistemas de generación renovable en régimen de inyección a red conectados a dichos nodos de red, se consigue cubrir el 100% de la demanda de los inmuebles de Canarias.
- **Supuestos 4, 7 y 10:** Plantea una configuración semejante a los supuestos anteriores pero en este caso la cobertura de demanda se situaría entre el 70-80%. Por tanto, supondría una alternativa de menor coste de inversión.
- **Supuestos 1, 3, 6 y 9:** En estos casos no se considera el uso del almacenamiento distribuido en redes ya que se asume que el grado de autosuficiente deseado se cubre completamente con las otras dos alternativas de almacenamiento.

Para el almacenamiento distribuido en redes los resultados se muestran por subestaciones eléctricas.

**Almacenamiento a gran escala:**

Finalmente se promueven situaciones en las que, mediante el uso de almacenamiento a gran escala (generalmente hidrobombes e hidrógeno), se logra alcanzar las cifras de cobertura de demanda mediante energía renovable finalmente deseadas en cada uno de los supuestos identificados para el desarrollo de este estudio.

Es importante recalcar que el almacenamiento a nivel de usuario y distribuido en redes se ha centrado en atender a la demanda cuantificada para los edificios con independencia del sector al que se refiera. No obstante, existe una diferencia entre el total de esa demanda y el consumo eléctrico final de Canarias. Dicha diferencia es normal ya que hay parte de la demanda que no puede ser atribuida al edificio propiamente dicho. Un ejemplo claro pueden ser las infraestructuras portuarias o la demanda derivada de la actividad industrial o comercial que no necesariamente debe estar alineada con el área que sea utilizada para ello. Esa diferencia, a no ser posible localizarla geográficamente, será cubierta con la generación renovable en régimen de inyección a red e infraestructuras de almacenamiento a gran escala. Por tanto, los escenarios planteados son los que se exponen a continuación:

- **Supuestos 1, 2, 5 y 8:** En este caso se introducen sistemas de almacenamiento a gran escala con el objetivo único de cubrir la diferencia mencionada en el párrafo anterior entre la demanda de los inmuebles de Canarias y la demanda anual de energía eléctrica de cada uno de los sistemas eléctricos de Canarias.
- **Supuestos 3, 4, 6, 7, 9 y 10:** En estos casos, además de cubrirse la diferencia mencionada en el punto anterior, se incluye una potenciación de los sistemas de almacenamiento a gran escala hasta lograr la situación de cobertura de demanda mediante energías renovables del 100%.

Por todo ello, los resultados en los apartados de almacenamiento a gran escala se plantean únicamente a nivel de isla.

### 3.2.1 Lanzarote

#### 3.2.1.1 Almacenamiento a nivel de usuario

De acuerdo con los análisis desarrollados en el marco de la estrategia de autoconsumo de Canarias, la isla de Lanzarote dispondría de una superficie de cubierta total de 13.028 km<sup>2</sup> donde, en principio, sería viable desde el punto de vista técnico la instalación de paneles fotovoltaicos. Esto se traduciría en una potencia máxima instalable desde la perspectiva espacial de 906 MW.

También en coherencia con los Supuestos que en dicha estrategia se proyectaban, se simuló un escenario en el cual se seleccionaba aquella solución en la que los vertidos a red eran inferiores al 10% de la energía renovable anualmente producida. Dicha configuración se consideró óptima porque a partir de ese punto todo sobredimensionamiento no repercutía de manera proporcional en el aumento de la cobertura mediante energías renovables de cada inmueble. En el caso de Lanzarote, este límite del 10% en vertidos a red motivaba que la potencia fotovoltaica a instalar debería rondar los 90 MW.

La inclusión de sistemas de almacenamiento deriva en el aumento de la potencia renovable a instalar ya que, además de satisfacer la demanda, es necesaria la carga de baterías para en determinadas horas del día dicha energía almacenada pueda ser utilizada. En las tablas expuestas a continuación se presentan los resultados para los distintos supuestos formulados.

#### **Supuesto 1 (Escenario 100%):**

En el caso de querer alcanzar coberturas de demanda de edificación mediante autoconsumo con almacenamiento próximas al 100% empleando tecnologías de almacenamiento energético a nivel de usuario, se debería instalar una potencia de 711 MW, lo que representaría la ocupación del 78,4% de la superficie disponible en cubiertas de la isla. En este escenario, incluso con la inclusión de sistemas de almacenamiento energético en todos los edificios, se produciría una cantidad muy elevada de excedentes energéticos dado que los sistemas se sobredimensionan para cubrir la mayor parte de las situaciones que se producen durante el año.

Para llevar a cabo este planteamiento, se requeriría una inversión de aproximadamente 1.605 M€, ascendiendo el ahorro anual hasta los 25.643 k€ al año.

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 1 – Escenario 100% EERR]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
<b>Arrecife</b>	1.628.630	160	91	88	381	6.472
<b>Haría</b>	490.017	48	27	26	114	1.567
<b>San Bartolomé</b>	1.585.398	156	102	99	374	5.209
<b>Teguise</b>	1.203.960	119	58	55	272	4.239
<b>Tías</b>	1.072.953	106	46	44	216	3.727
<b>Tinajo</b>	340.358	34	18	17	86	1.065
<b>Yaiza</b>	902.354	89	34	33	163	3.364
<b>Total</b>	<b>7.223.671</b>	<b>711</b>	<b>376</b>	<b>361</b>	<b>1.605</b>	<b>25.643</b>

Tabla 34 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 1 – Escenario 100% EERR]

Balance energético por municipio [Supuesto 1 Escenario 100% EERR]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Arrecife	76,6	256,8	26,8	20,2	22,3	195,9	98,05%
Haría	17,5	76,8	7,2	5,3	4,3	61,7	98,81%
San Bartolomé	57,9	253,4	23,7	17,4	14,9	204,1	99,26%
Teguise	50,4	191,4	17,6	12,9	14,8	151,1	98,64%
Tías	46,3	171,5	14,1	10,1	14,9	136,1	98,67%
Tinajo	11,8	53,1	5,1	3,8	2,8	42,7	98,85%
Yaiza	43,9	143,2	11,3	8,0	15,6	111,6	99,29%
<b>Total</b>	<b>304,4</b>	<b>1.146,1</b>	<b>105,7</b>	<b>77,7</b>	<b>89,6</b>	<b>903,3</b>	<b>98,80%</b>

Tabla 35 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuesto 1 Escenario 100% EERR]



Figura 32 Distribución de almacenamiento a nivel de usuario [Escenario 100%] – Ejemplo: Playa Blanca

Si se analizan los resultados por sectores se observa una alta predominancia del sector residencial respecto al resto de sectores. A nivel de potencia fotovoltaica, dicho sector acapararía el 60% del total instalado. El comercio y la hostelería serían el segundo y tercer de más importancia (13% y 11% respectivamente). Una proporción prácticamente idéntica se origina si el índice es calculado sobre la potencia instalada en almacenamiento. No obstante, es ese supuesto, la hostelería aumenta en importancia respecto al comercio (14% y 9% respectivamente).

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 1 – Escenario 100% EERR]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
Residencial	4.342.359	428	221,4	209,8	1.037,7	13.005,8
Comercios	918.414	90	33,2	32,8	141,0	4.321,7
Agricultura	102.302	10	11,2	10,7	34,6	277,7

<b>Industrial</b>	464.818	46	28,9	28,6	85,2	3.460,7
<b>AAPP</b>	244.373	24	8,1	8,0	37,5	795,3
<b>Hostelería</b>	792.699	78	51,1	49,4	186,9	2.604,3
<b>Oficinas</b>	41.628	4	1,5	1,5	7,3	135,5
<b>Otros usos</b>	317.080	31	20,5	19,8	74,8	1.041,7
<b>Total</b>	<b>7.223.671</b>	<b>711</b>	<b>376</b>	<b>361</b>	<b>1.605</b>	<b>25.643</b>

Tabla 36 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 1 Escenario 100% EERR]

Balance energético por sector [Supuesto 1 – Escenario 100% EERR]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
<b>Residencial</b>	140,3	688,5	63,5	46,3	31,2	562,1	98,64%
<b>Comercios</b>	60,2	145,3	11,9	8,4	23,8	105,4	99,95%
<b>Agricultura</b>	2,6	16,2	1,5	1,2	0,4	13,7	98,37%
<b>Industrial</b>	49,3	73,5	8,8	7,2	20,1	42,8	95,47%
<b>AAPP</b>	9,9	38,7	2,9	2,1	3,2	31,2	95,26%
<b>Hostelería</b>	28,9	126,7	11,8	8,7	7,4	102,0	97,13%
<b>Oficinas</b>	1,6	6,6	0,5	0,4	0,5	5,3	97,69%
<b>Otros usos</b>	11,6	50,7	4,7	3,5	3,0	40,8	98,85%
<b>Total</b>	<b>304,4</b>	<b>1.146,1</b>	<b>105,7</b>	<b>77,7</b>	<b>89,6</b>	<b>903,3</b>	<b>97,67%</b>

Tabla 37 Balance energético por sectores [Supuesto 1 Escenario 100% EERR]

### Supuesto 2-4 (Escenario 80%):

La alternativa propuesta en los Supuestos 2-4 plantea otra solución ambiciosa pero tratando de minimizar el grado de impacto medido en términos de cobertura de demanda mediante energías renovables. Para alcanzar cifras de cobertura de demanda de edificaciones próximas al 80%, la ocupación de cubiertas es mucho menor a la anteriormente establecida para el escenario de 100%, cifrándose en el 23% del área total disponible y factible para la instalación de paneles fotovoltaicos. También se reduce considerablemente la inversión a la que habría que hacer frente (de 1.605 M€ a 614 M€). Sin embargo, el ahorro energético es prácticamente el mismo (de 25.643 k€ a 21.816 k€).

A nivel de municipios, existe una alta correlación entre el número de habitantes y la potencia requerida en fotovoltaica y almacenamiento. En total para la isla, este supuesto propone una solución en la que la potencia fotovoltaica alcanza los 202 MW y se instala 284 MW/275 MWh en capacidad de baterías electroquímicas.

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
<b>Arrecife</b>	489.987	48	67	66	146	5.468
<b>Haría</b>	139.817	14	20	19	43	1.330
<b>San Bartolomé</b>	443.510	44	74	69	147	4.457
<b>Teguise</b>	313.894	31	44	43	97	3.564
<b>Tías</b>	316.935	31	37	36	85	3.219
<b>Tinajo</b>	71.182	7	13	13	28	884
<b>Yaiza</b>	280.464	28	29	29	67	2.895
<b>Total</b>	<b>2.055.788</b>	<b>202</b>	<b>284</b>	<b>275</b>	<b>614</b>	<b>21.816</b>

Tabla 38 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]

Balance energético por municipio [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%

Arrecife	76,6	77,4	17,0	14,9	30,8	29,4	74,81%
Haría	17,5	22,1	4,5	3,9	6,3	10,3	87,64%
San Bartolomé	57,9	71,8	14,1	12,3	21,2	33,3	81,84%
Teguise	50,4	50,0	11,1	9,7	20,5	18,7	75,25%
Tías	46,3	50,8	9,5	8,2	19,2	22,4	82,03%
Tinajo	11,8	11,2	3,1	2,8	4,3	3,4	73,98%
Yaiza	43,9	44,5	7,8	6,8	19,6	19,2	73,59%
<b>Total</b>	<b>304,4</b>	<b>327,7</b>	<b>67,2</b>	<b>58,6</b>	<b>121,9</b>	<b>136,5</b>	<b>78,45%</b>

Tabla 39 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]

La distribución por municipio permanece prácticamente inamovible en estos supuestos en comparación con el anterior. Como se puede comprobar con las tablas expuestas a continuación, esa condición también se repite para la sectorización aunque existen algunas variaciones de menor importancia.

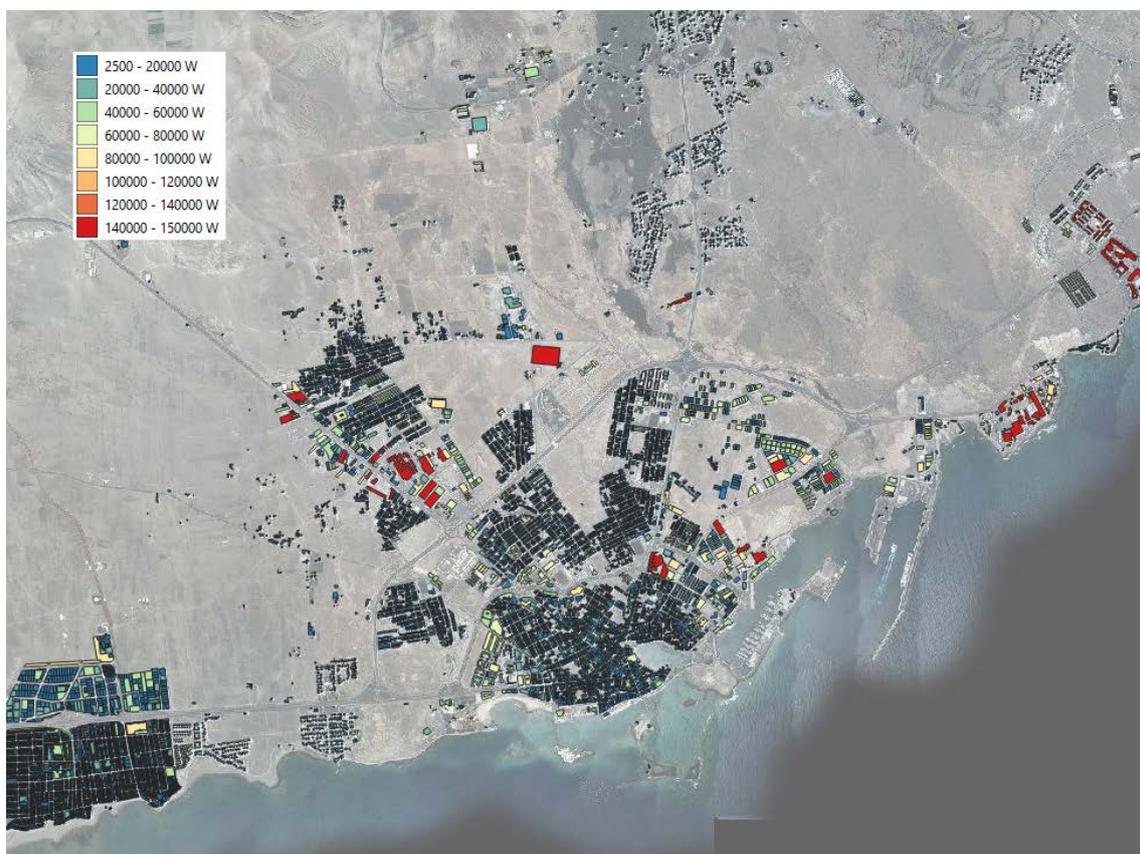


Figura 33 Distribución de almacenamiento a nivel de usuario [Escenario 80%] – Ejemplo: Arrecife

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
Residencial	979.039	96	156,1	151,3	338,2	10.750,3
Comercios	373.430	37	32,7	32,5	76,9	3.778,8
Agricultura	31.833	3	6,6	6,0	14,3	224,9
Industrial	253.101	25	28,2	28,0	59,6	3.089,4
AAPP	90.758	9	7,8	7,8	18,3	727,6
Hostelería	221.755	22	36,8	34,6	73,4	2.228,5
Oficinas	17.170	2	1,4	1,4	3,6	124,6
Otros usos	88.702	9	14,7	13,9	29,4	891,4
<b>Total</b>	<b>2.055.788</b>	<b>202</b>	<b>284</b>	<b>275</b>	<b>614</b>	<b>21.816</b>

Tabla 40 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]

Balance energético por sector [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Residencial	140,3	155,9	37,5	32,9	50,2	61,2	78,33%
Comercios	60,2	59,1	9,0	7,7	28,4	25,9	83,00%
Agricultura	2,6	5,3	0,8	0,6	0,8	3,3	75,39%
Industrial	49,3	40,1	7,4	6,5	23,2	13,2	81,57%
AAPP	9,9	14,4	2,2	1,9	3,8	8,0	83,90%
Hostelería	28,9	35,9	7,1	6,1	10,6	16,6	80,92%
Oficinas	1,6	2,7	0,4	0,3	0,6	1,6	75,56%
Otros usos	11,6	14,4	2,8	2,5	4,2	6,7	80,37%
<b>Total</b>	<b>304,4</b>	<b>327,7</b>	<b>67,2</b>	<b>58,6</b>	<b>121,9</b>	<b>136,5</b>	<b>79,88%</b>

Tabla 41 Balance energético por sectores [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]

**Supuesto 5-7 (Limitación de excedentes 10%):**

Los escenarios simulados en los Supuestos 2-4 no están muy alejados de los obtenidos en los Supuestos 5-7. A nivel de cobertura de demanda de edificación mediante energías renovables, esta nueva versión reduce la contribución hasta el 73% de media para la isla. En este caso, los vertidos producidos se reducen hasta valores próximos al 10-15%, lo que se consideraría como una solución en la que el impacto sobre las redes de distribución sería reducido en comparación con las otras alternativas propuestas.

En este modelo, la potencia fotovoltaica instalada ascendería a 123 MW (un 13,5% del máximo instalable). Esto supone la mitad de lo propuesta en los Supuestos 2-4. No obstante, la potencia y capacidad prevista en almacenamiento se mantiene prácticamente inamovible. Este resultado es lógico ya que de otra forma sería prácticamente imposible alcanzar escenarios donde la contribución de estas tecnologías supere el 60%.

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
Arrecife	310.330	31	53	51	111	4.741
Haría	76.361	8	18	17	34	1.125
San Bartolomé	258.323	25	83	79	141	3.802
Teguise	209.724	21	39	38	80	3.206
Tías	178.634	18	29	28	60	2.742
Tinajo	56.492	6	13	12	26	821
Yaiza	159.921	16	23	22	46	2.512
<b>Total</b>	<b>1.249.785</b>	<b>123</b>	<b>257</b>	<b>246</b>	<b>497</b>	<b>18.949</b>

Tabla 42 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]

Balance energético por municipio [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Arrecife	76,6	48,9	12,4	11,0	36,9	7,7	70,68%
Haría	17,5	12,0	3,4	3,0	8,1	2,1	75,29%
San Bartolomé	57,9	40,4	11,7	10,2	26,7	7,8	83,39%
Teguise	50,4	33,3	9,1	8,0	23,5	5,4	71,09%
Tías	46,3	28,6	6,4	5,7	23,2	4,7	69,94%
Tinajo	11,8	8,8	2,8	2,5	4,8	1,6	72,50%
Yaiza	43,9	25,4	5,3	4,7	22,8	3,7	68,36%
<b>Total</b>	<b>304,4</b>	<b>197,3</b>	<b>51,1</b>	<b>45,1</b>	<b>146,0</b>	<b>33,0</b>	<b>73,03%</b>

Tabla 43 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]

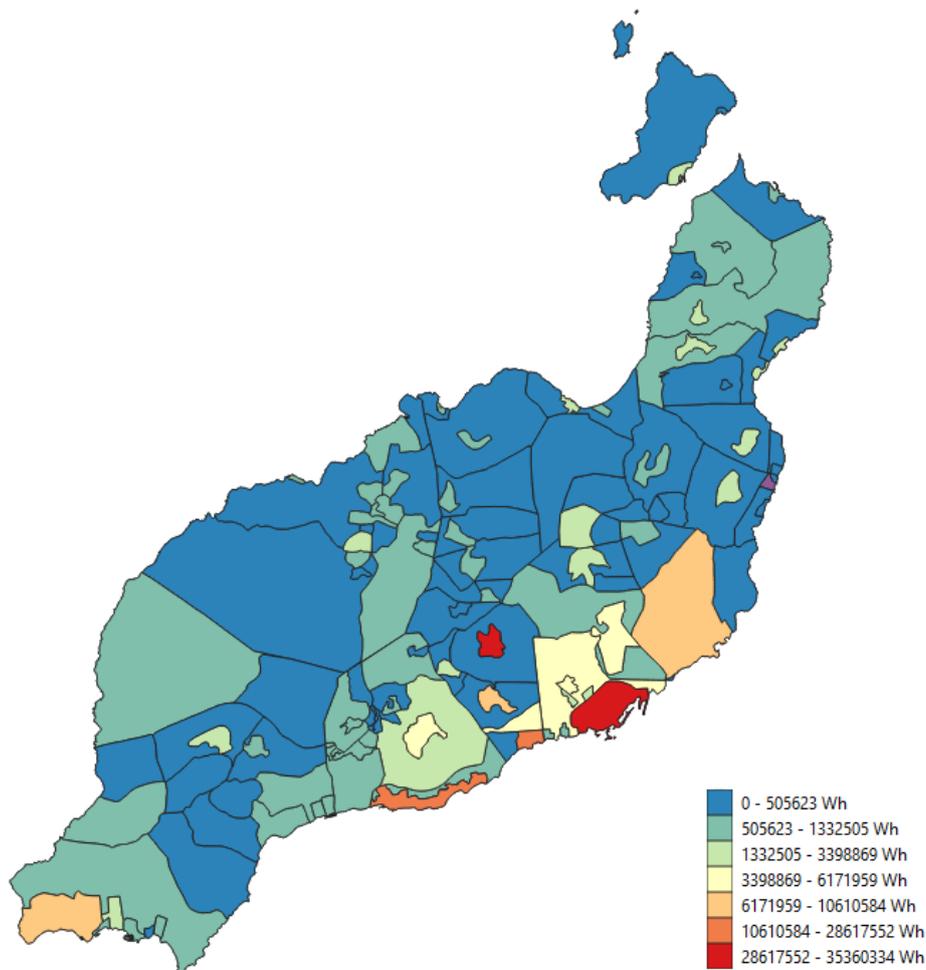


Figura 34 Distribución de almacenamiento a nivel de usuario por comarcas [Escenario limitación]

Como para los dos grupos de supuestos anteriores, se muestra en las siguientes tablas la distribución por sectores.

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
<b>Residencial</b>	655.906	65	149,5	143,0	295,9	9.758,7
<b>Comercios</b>	195.570	19	19,4	19,1	42,3	3.142,0
<b>Agricultura</b>	18.766	2	10,6	9,9	16,5	222,6
<b>Industrial</b>	159.903	16	14,8	14,6	34,6	2.541,1
<b>AAPP</b>	32.829	3	3,8	3,7	7,9	530,4
<b>Hostelería</b>	129.162	13	41,6	39,4	70,4	1.900,8
<b>Oficinas</b>	5.984	1	0,8	0,8	1,7	93,0
<b>Otros usos</b>	51.665	5	16,6	15,8	28,2	760,3
<b>Total</b>	<b>1.249.785</b>	<b>123</b>	<b>257</b>	<b>246</b>	<b>497</b>	<b>18.949</b>

Tabla 44 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]

Balance energético por sector [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
<b>Residencial</b>	140,3	103,8	32,8	28,9	58,6	18,2	96,65%
<b>Comercios</b>	60,2	31,0	4,5	4,1	33,7	4,1	70,57%

Agricultura	2,6	2,8	1,1	0,9	0,8	0,9	91,09%
Industrial	49,3	25,3	3,4	3,1	27,9	3,5	74,04%
AAPP	9,9	5,2	0,9	0,8	5,4	0,7	74,17%
Hostelería	28,9	20,2	5,9	5,1	13,4	3,9	71,69%
Oficinas	1,6	0,9	0,2	0,2	0,9	0,1	58,66%
Otros usos	11,6	8,1	2,3	2,0	5,3	1,6	66,68%
<b>Total</b>	<b>304,4</b>	<b>197,3</b>	<b>51,1</b>	<b>45,1</b>	<b>146,0</b>	<b>33,0</b>	<b>75,44%</b>

Tabla 45 Balance energético por sectores [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]

### Supuesto 8-10 (Sin almacenamiento):

Sólo a efectos comparativos, se muestran en los Supuestos 8-9 los resultados para aquella situación en la que no se instalan sistemas de almacenamiento energético. Esta alternativa será empleada fundamentalmente para integrar soluciones de almacenamiento distribuido y a gran escala sin considerar el almacenamiento a escala de usuario.

Cabe comentar que sólo por la instalación de los 90 MW fotovoltaicos mencionados, sería necesaria una inversión de 235 M€. Si comparamos con los resultados de los Supuestos 5-7, se puede concluir que los costes derivados de sistemas de almacenamiento serían de la misma magnitud (aproximadamente 250 M€).

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuestos 8-10 Sin almacenamiento]					
Municipio	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>	MW	M€	k€
Tías	2.149.075	1.503.996	14	36	2.071
Yaiza	1.588.262	1.112.587	13	33	1.969
Teguise	1.913.202	1.338.166	15	39	2.222
Tinajo	541.608	377.525	3	9	501
San Bartolomé	3.183.615	2.227.688	17	46	2.479
Arrecife	2.664.722	1.863.479	23	59	3.392
Haría	987.609	691.486	5	14	750
<b>Total</b>	<b>13.028.093</b>	<b>9.114.927</b>	<b>90</b>	<b>235</b>	<b>13.384</b>

Tabla 46 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]

Balance energético por municipio [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]						
Municipio	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Tías	17.118,9	23,7	46,4	6,1	28,8	34,3%
Yaiza	10.147,6	22,6	43,9	6,0	27,2	31,2%
Teguise	5.631,5	25,3	50,3	6,4	31,5	30,1%
Tinajo	7.302,8	5,7	11,7	1,3	7,4	29,7%
San Bartolomé	1.156,3	30,0	57,7	7,1	34,8	28,3%
Arrecife	6.398,1	38,3	76,8	9,5	48,1	33,5%
Haría	3.969,4	8,7	17,5	2,1	10,9	31,5%
<b>Total</b>	<b>7.389,2</b>	<b>154,2</b>	<b>304,4</b>	<b>38,6</b>	<b>188,8</b>	<b>31,2%</b>

Tabla 47 Balance energético por municipio [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]					
Sector	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>	MW	M€	k€
Residencial	7.194.290	5.033.790	37,4	101,9	5.649,3
Comercios	1.362.258	952.678	18,8	45,6	2.719,7
Agricultura	572.328	400.053	0,6	2,2	92,6
Industrial	655.720	458.164	15,4	37,3	2.224,0
AAPP	402.317	281.709	3,1	7,5	446,0
Hostelería	1.981.642	1.386.763	10,5	28,2	1.556,4

<b>Oficinas</b>	66.880	47.066	0,5	1,3	73,7
<b>Otros usos</b>	792.657	554.705	4,2	11,3	622,6
<b>Total</b>	<b>13.028.093</b>	<b>9.114.927</b>	<b>90</b>	<b>235</b>	<b>13.384</b>

Tabla 48 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]

Balance energético por sector [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]						
Sector	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
<b>Residencial</b>	1.354,4	63,6	130,5	15,0	81,9	34,4%
<b>Comercios</b>	14.334,6	31,4	60,2	8,5	37,3	37,4%
<b>Agricultura</b>	270,9	1,4	2,6	0,2	1,4	14,3%
<b>Industrial</b>	11.657,0	25,7	49,3	6,9	30,5	35,9%
<b>AAPP</b>	6.703,8	5,1	9,9	1,4	6,2	36,2%
<b>Hostelería</b>	12.502,1	18,7	35,9	4,6	21,8	29,5%
<b>Oficinas</b>	5.401,4	0,8	1,6	0,2	1,0	35,0%
<b>Otros usos</b>	14.736,6	7,5	14,4	1,8	8,7	30,8%
<b>Total</b>	<b>8.370,1</b>	<b>154,2</b>	<b>304,4</b>	<b>38,6</b>	<b>188,8</b>	<b>31,7%</b>

Tabla 49 Balance energético por sectores [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]

### 3.2.1.2 Almacenamiento distribuido

En la isla de Lanzarote existen 9 subestaciones eléctricas. En las siguientes tablas se presentan los resultados obtenidos de necesidades de almacenamiento vinculados a cada subestación eléctrica de acuerdo con cada uno de los 10 supuestos formulados en esta estrategia.

Para el desarrollo de estos cálculos se ha utilizado el procedimiento de vecino más próximo descrito en las bases técnicas. En este contexto, sabiendo la posición exacta de cada subestación y la ubicación de parques eólicos, plantas fotovoltaicas e inmuebles (donde existirían plantas fotovoltaicas en régimen de autoconsumo) se distribuye la potencia renovable instalada por subestación. El mismo procedimiento es utilizado para distribuir la demanda eléctrica así como la cantidad de energía que es producida por las plantas fotovoltaicas en autoconsumo y que no puede ser directamente consumida por los usuarios finales de la energía a la que dicha instalación se conecta. En estos casos ese vertido sí que puede ser consumido por otros clientes conectados aguas debajo de la subestación.

Los supuestos se han clasificado en dos grupos, supuestos en los que el objetivo es llegar a un escenario de 100% de cobertura de demanda mediante energías renovables (Supuestos 2, 5 y 8) y escenarios donde se fija como valor máximo de cobertura de demanda el 80% (Supuestos 4, 7, 10).

#### **Supuesto 2, 5 y 8 (Escenario 100%):**

En el marco de estos Supuestos, a pesar de que el objetivo es alcanzar el 100% de cobertura de demanda mediante EERR en todas las subestaciones de la isla, los resultados demuestran que esto no es siempre posible porque el almacenamiento energético debe estar de manera inherente vinculado a la generación renovable y, en algunos casos, no se dispone de suficiente capacidad instalada en eólica o fotovoltaica para motivar que se produzca ese escenario. Esto es lo que ocurre en situaciones como la Subestación de Playa Blanca, donde la demanda prevista es de 14,7 GWh/año y sólo se alcanza una generación renovable de 11,8 GWh/año para ese mismo año de referencia. Esos 11,8 GWh/año tienen en cuenta no sólo la producción

eólica y fotovoltaica en régimen de vertido a red sino que adicionalmente incluye los vertidos provocados por las instalaciones de autoconsumo.

Otro aspecto resaltable del análisis realizado sobre los resultados obtenidos es que no en todos los casos es posible llegar al escenario de 100% cuando no se fomenta de manera adecuada el autoconsumo a nivel de usuario. En este sentido, en el supuesto 2 se alcanzó una potencia instalada en autoconsumo fotovoltaico de 284 MWp mientras que para los Supuestos 5 y 8 apenas se superaron los 120 MW. Este aspecto está claramente ligado al aspecto mencionado en el párrafo anterior.

Potencia renovable y almacenamiento instalada por subestación [Supuesto 2,5,8 – Escenario 100% EERR]							
Supuesto 2							
Municipio	Pot. Eólica	Pot. PV	Pot. Autoconsumo	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	MW	MW	MW	MW	MWh	M€	k€
S. Tías	7.5	0.0	28.34	20.0	20	6.68	155.86
S. Consorcio del Agua	23.5	10.4	29.51	3.6	4	1.38	5.76
S. Mácher	0.0	0.0	9.52	10.2	10	3.33	290.93
S. San Bartolomé	1.1	0.0	26.14	10.2	10	3.33	209.36
S. Playa Blanca	0.0	0.0	19.14	40.0	40	13.39	845.57
S. Punta Grande	22.6	0.0	65.89	40.0	40	13.39	217.54
S. Matagorda	0.0	0.0	8.79	10.2	10	3.33	279.43
S. Haría-Teguisse	32.1	0.0	29.74	3.6	4	1.38	4.48
S. Callejones	0.0	0.0	67.19	40.0	40	13.39	1512.18
<b>Total</b>	<b>86.78</b>	<b>10.35</b>	<b>284.26</b>	<b>177.9</b>	<b>178</b>	<b>59.61</b>	<b>3521.09</b>
Supuesto 5							
S. Tías	7.5	0.0	13.79	10.2	10	3.33	118.66
S. Consorcio del Agua	23.5	10.4	12.37	3.6	4	1.38	7.78
S. Mácher	0.0	0.0	4.15	2.5	2	0.69	4.82
S. San Bartolomé	1.1	0.0	8.42	2.5	2	0.69	63.84
S. Playa Blanca	0.0	0.0	10.94	2.5	2	0.69	1.22
S. Punta Grande	22.6	0.0	31.10	150.0	150	50.24	405.55
S. Matagorda	0.0	0.0	3.99	2.5	2	0.69	4.43
S. Haría-Teguisse	32.1	0.0	11.85	3.6	4	1.38	7.05
S. Callejones	0.0	0.0	26.45	2.5	2	0.69	16.90
<b>Total</b>	<b>86.78</b>	<b>10.35</b>	<b>123.07</b>	<b>179.9</b>	<b>178</b>	<b>59.79</b>	<b>630.25</b>
Supuesto 8							
S. Tías	7.5	0.0	10.95	10.2	10	3.33	156.26
S. Consorcio del Agua	23.5	10.4	7.86	3.6	4	1.38	16.95
S. Mácher	0.0	0.0	3.05	2.5	2	0.69	3.26
S. San Bartolomé	1.1	0.0	4.75	2.5	2	0.69	38.03
S. Playa Blanca	0.0	0.0	9.89	2.5	2	0.69	11.68
S. Punta Grande	22.6	0.0	24.17	150.0	150	50.24	581.19
S. Matagorda	0.0	0.0	2.91	2.5	2	0.69	3.26
S. Haría-Teguisse	32.1	0.0	7.75	3.6	4	1.38	14.00
S. Callejones	0.0	0.0	19.06	2.5	2	0.69	10.98
<b>Total</b>	<b>86.78</b>	<b>10.35</b>	<b>90.40</b>	<b>179.9</b>	<b>178</b>	<b>59.79</b>	<b>835.60</b>

Tabla 50 Potencia renovable y almacenamiento instalado por subestación [Supuestos 2,5 y 8-Escenario 100% EERR]

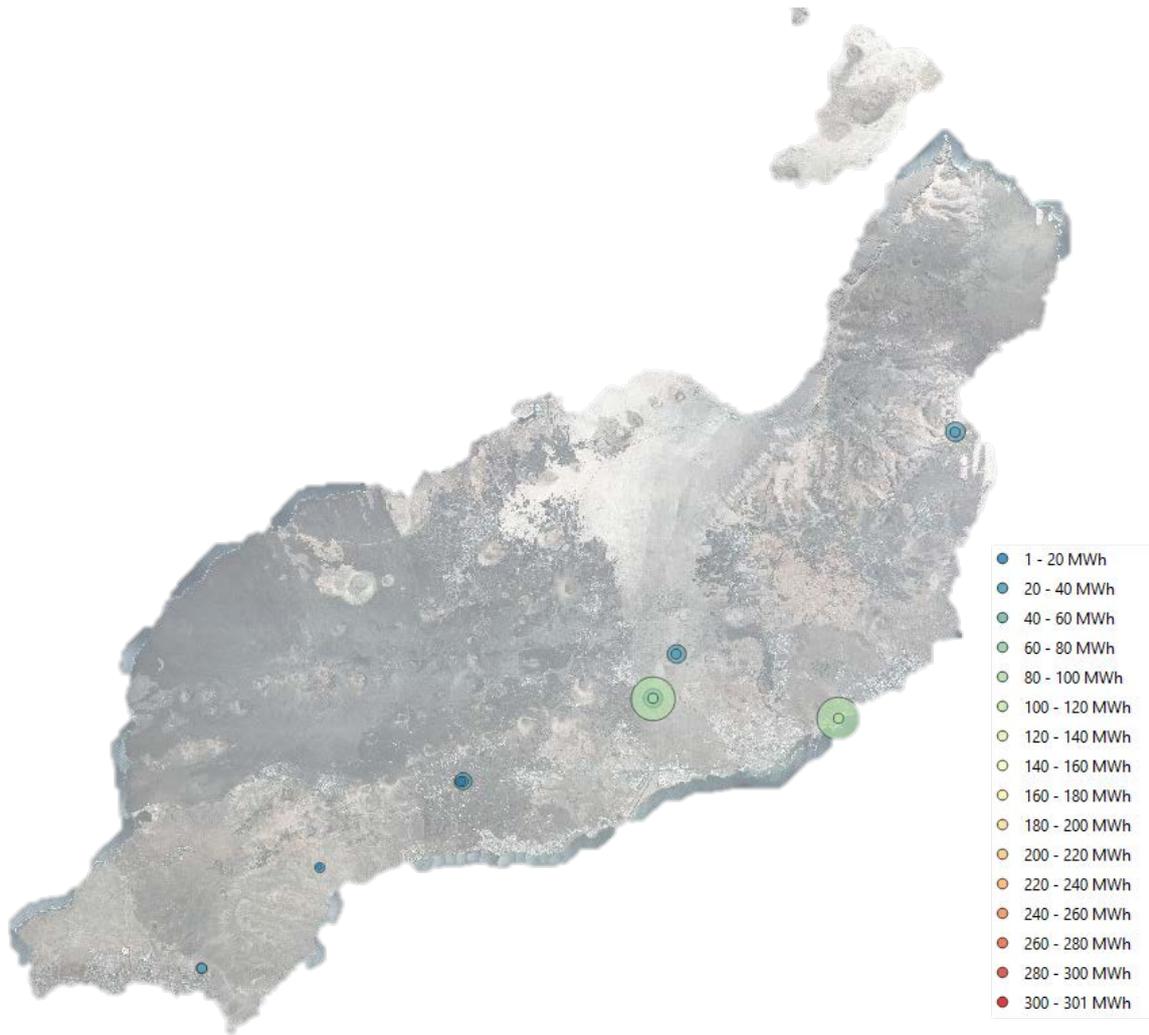


Figura 35 Distribución de almacenamiento distribuido [Escenario 100%]

Balance energético por subestación [Supuestos 2,5,8 – Escenario 100% EERR]							
Supuesto 2							
Municipio	Demanda	EERR	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
S. Tías	15.22	41.84	0.96	0.97	0.12	26.75	99.22%
S. Consorcio del Agua	9.84	106.17	0.04	0.04	0.02	96.34	99.19%
S. Mácher	3.86	5.20	1.81	1.82	0.47	1.82	87.79%
S. San Bartolomé	6.08	10.84	1.30	1.31	0.17	4.94	97.21%
S. Playa Blanca	14.73	11.80	5.25	5.28	3.88	0.98	73.64%
S. Punta Grande	33.46	107.52	1.34	1.36	0.20	74.28	99.41%
S. Matagorda	3.87	4.77	1.74	1.75	0.56	1.47	85.43%
S. Haría-Teguise	9.92	122.75	0.03	0.03	0.01	112.84	99.08%
S. Callejones	24.88	32.72	9.44	9.45	4.91	12.76	80.26%
<b>Total</b>	<b>121.87</b>	<b>443.62</b>	<b>21.92</b>	<b>22.01</b>	<b>10.35</b>	<b>332.18</b>	<b>91.25%</b>
Supuesto 5							
S. Tías	18.22	29.40	0.74	0.74	1.43	12.62	92.15%
S. Consorcio del Agua	11.33	100.94	0.05	0.05	0.03	89.63	99.29%
S. Mácher	4.79	1.07	0.03	0.03	3.72	0.00	22.37%
S. San Bartolomé	7.15	6.62	0.40	0.40	1.74	1.21	75.65%
S. Playa Blanca	17.12	2.35	0.01	0.01	14.77	0.00	13.76%
S. Punta Grande	39.81	83.35	2.50	2.53	1.12	44.69	97.19%

Municipio	4.54	1.01	0.03	0.03	3.53	0.00	22.20%
S. Matagorda	4.54	1.01	0.03	0.03	3.53	0.00	22.20%
S. Haría-Teguise	11.89	113.13	0.04	0.04	0.03	101.27	99.19%
S. Callejones	31.17	6.93	0.11	0.11	24.30	0.06	22.03%
<b>Total</b>	<b>146.02</b>	<b>344.79</b>	<b>3.90</b>	<b>3.94</b>	<b>50.67</b>	<b>249.48</b>	<b>60.43%</b>
<b>Supuesto 8</b>							
S. Tías	22.50	30.38	0.97	0.98	2.54	10.43	88.71%
S. Consorcio del Agua	17.03	100.75	0.11	0.11	0.13	83.84	99.06%
S. Mácher	6.35	1.26	0.02	0.02	5.09	0.00	19.79%
S. San Bartolomé	10.18	5.88	0.24	0.24	4.47	0.17	56.07%
S. Playa Blanca	19.81	4.24	0.07	0.07	15.58	0.01	21.34%
S. Punta Grande	50.31	85.67	3.58	3.63	2.44	37.85	95.15%
S. Matagorda	6.06	1.21	0.02	0.02	4.85	0.00	19.94%
S. Haría-Teguise	16.78	112.91	0.09	0.09	0.12	96.24	99.00%
S. Callejones	39.76	7.75	0.07	0.07	32.04	0.03	19.42%
<b>Total</b>	<b>188.79</b>	<b>350.04</b>	<b>5.17</b>	<b>5.22</b>	<b>67.27</b>	<b>228.58</b>	<b>57.61%</b>

Tabla 51 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuesto 1 Escenario 100% EERR]

Se aprecia claramente que la inversión en los tres supuestos es prácticamente la misma porque se opta por soluciones de almacenamiento equivalentes (178 MW/178 MWh) pero el ahorro conseguido en el Supuesto 2 es mucho mayor. En cualquier caso, debe tenerse presente que esto es una lectura parcial dado que habría que contabilizarse la suma de lo que representa el almacenamiento para todos los supuestos teniendo en cuenta los tres eslabones (almacenamiento a nivel de usuario, distribuido en redes y a gran escala).

**Supuesto 4, 7 y 10 (Escenario 80%):**

Existe una gran reducción de los costes de inversión para escenarios en los que el objetivo final es alcanzar una cobertura de demanda mediante EERR del 80%. En comparación con lo anterior, la peor situación se produce en el Supuesto 4 donde la inversión alcanza los 45,7 M€. No obstante, para el Supuesto 7 en el que se opta por la limitación de excedentes al 10%, la inversión necesaria sería de 6 M€ si bien es cierto de que en este caso sólo se logra una cobertura del 60% por falta de capacidad de generación en dicha subestación.

Debe tenerse en cuenta que estas coberturas de demanda hacen referencia sólo a la región eléctrica demarcada por las subestaciones. Así pues, tal como se demuestra en estas tablas, en determinados casos la generación renovable es mayor que la demanda y parte de la energía excedentaria sirve para atender a otros consumidores de diferentes subestaciones. Este aspecto es estudiado en el ámbito del “Almacenamiento a gran escala” en el cual se pone el foco en el sistema eléctrico.

Potencia renovable y almacenamiento instalada por subestación [Supuesto 4,7 10 – Escenario 80% EERR]							
Supuesto 4							
Municipio	Pot. Eólica	Pot. PV	Pot. Autoconsumo	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	MW	MW	MW	MW	MWh	M€	k€
S. Tías	7.5	0.0	28.34	2.5	2	0.69	32.86
S. Consorcio del Agua	23.5	10.4	29.51	2.5	2	0.69	3.14
S. Mácher	0.0	0.0	9.52	3.6	4	1.38	168.23
S. San Bartolomé	1.1	0.0	26.14	40.0	60	20.10	546.64
S. Playa Blanca	0.0	0.0	19.14	40.0	40	13.39	845.57
S. Punta Grande	22.6	0.0	65.89	2.5	2	0.69	20.61
S. Matagorda	0.0	0.0	8.79	3.6	4	1.38	163.72
S. Haría-Teguise	32.1	0.0	29.74	2.5	2	0.69	2.56

S. Callejones	0.0	0.0	67.19	20.0	20	6.68	816.28
<b>Total</b>	<b>86.78</b>	<b>10.35</b>	<b>284.26</b>	<b>117.2</b>	<b>136</b>	<b>45.71</b>	<b>2599.60</b>
<b>Supuesto 7</b>							
S. Tías	7.5	0.0	13.79	20.0	2	0.69	46.49
S. Consorcio del Agua	23.5	10.4	12.37	3.6	2	0.69	4.91
S. Mácher	0.0	0.0	4.15	10.2	2	0.69	4.82
S. San Bartolomé	1.1	0.0	8.42	10.2	2	0.69	63.84
S. Playa Blanca	0.0	0.0	10.94	40.0	2	0.69	1.22
S. Punta Grande	22.6	0.0	31.10	40.0	2	0.69	32.49
S. Matagorda	0.0	0.0	3.99	10.2	2	0.69	4.43
S. Haría-Teguisse	32.1	0.0	11.85	3.6	2	0.69	4.38
S. Callejones	0.0	0.0	26.45	40.0	2	0.69	16.90
<b>Total</b>	<b>86.78</b>	<b>10.35</b>	<b>123.07</b>	<b>177.9</b>	<b>19</b>	<b>6.22</b>	<b>179.48</b>
<b>Supuesto 10</b>							
S. Tías	7.5	0.0	10.95	20.0	40	13.40	737.33
S. Consorcio del Agua	23.5	10.4	7.86	3.6	2	0.69	9.63
S. Mácher	0.0	0.0	3.05	10.2	2	0.69	3.26
S. San Bartolomé	1.1	0.0	4.75	10.2	2	0.69	38.03
S. Playa Blanca	0.0	0.0	9.89	40.0	2	0.69	11.68
S. Punta Grande	22.6	0.0	24.17	40.0	2	0.69	40.72
S. Matagorda	0.0	0.0	2.91	10.2	2	0.69	3.26
S. Haría-Teguisse	32.1	0.0	7.75	3.6	2	0.69	8.29
S. Callejones	0.0	0.0	19.06	40.0	2	0.69	10.98
<b>Total</b>	<b>86.78</b>	<b>10.35</b>	<b>90.40</b>	<b>177.9</b>	<b>57</b>	<b>18.93</b>	<b>863.17</b>

Tabla 52 Potencia renovable y almacenamiento instalado por subestación [Supuestos 4,7 y 10-Escenario 80% EERR]

<b>Balance energético por subestación [Supuestos 4,7 y 10 – Escenario 80% EERR]</b>							
<b>Supuesto 4</b>							
Municipio	Demanda	EERR	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
S. Tías	15.22	41.70	0.24	0.21	0.74	27.19	95.11%
S. Consorcio del Agua	9.84	106.17	0.02	0.02	0.03	96.36	98.83%
S. Mácher	3.86	5.36	1.08	1.05	1.07	2.55	72.16%
S. San Bartolomé	6.08	5.77	3.18	3.42	1.25	1.18	79.45%
S. Playa Blanca	14.73	11.80	5.25	5.28	3.88	0.98	73.64%
S. Punta Grande	33.46	107.05	0.18	0.13	1.23	74.76	96.17%
S. Matagorda	3.87	4.93	1.04	1.02	1.13	2.18	70.79%
S. Haría-Teguisse	9.92	122.75	0.02	0.02	0.02	112.85	98.72%
S. Callejones	24.88	33.45	5.35	5.10	8.44	16.76	66.07%
<b>Total</b>	<b>121.87</b>	<b>438.98</b>	<b>16.36</b>	<b>16.25</b>	<b>17.81</b>	<b>334.81</b>	<b>83.44%</b>
<b>Supuesto 7</b>							
S. Tías	18.22	29.31	0.32	0.29	1.82	12.89	89.98%
S. Consorcio del Agua	11.33	100.94	0.04	0.03	0.05	89.65	98.95%
S. Mácher	4.79	1.07	0.03	0.03	3.72	0.00	22.37%
S. San Bartolomé	7.15	6.62	0.40	0.40	1.74	1.21	75.65%
S. Playa Blanca	17.12	2.35	0.01	0.01	14.77	0.00	13.76%
S. Punta Grande	39.81	84.88	0.27	0.20	2.77	47.77	92.95%
S. Matagorda	4.54	1.01	0.03	0.03	3.53	0.00	22.20%
S. Haría-Teguisse	11.89	113.13	0.03	0.03	0.05	101.28	98.85%
S. Callejones	31.17	6.93	0.11	0.11	24.30	0.06	22.03%
<b>Total</b>	<b>146.02</b>	<b>346.23</b>	<b>1.23</b>	<b>1.12</b>	<b>52.75</b>	<b>252.85</b>	<b>59.64%</b>
<b>Supuesto 10</b>							
S. Tías	22.50	21.61	4.21	4.61	4.54	4.05	79.83%
S. Consorcio del Agua	17.03	100.75	0.07	0.06	0.17	83.88	98.71%
S. Mácher	6.35	1.26	0.02	0.02	5.09	0.00	19.79%
S. San Bartolomé	10.18	5.88	0.24	0.24	4.47	0.17	56.07%

S. Playa Blanca	19.81	4.24	0.07	0.07	15.58	0.01	21.34%
S. Punta Grande	50.31	87.35	0.36	0.25	4.90	41.83	90.15%
S. Matagorda	6.06	1.21	0.02	0.02	4.85	0.00	19.94%
S. Haría-Teguise	16.78	112.91	0.07	0.05	0.15	96.26	98.64%
S. Callejones	39.76	7.75	0.07	0.07	32.04	0.03	19.42%
<b>Total</b>	<b>188.79</b>	<b>342.96</b>	<b>5.13</b>	<b>5.39</b>	<b>71.80</b>	<b>226.24</b>	<b>55.99%</b>

Tabla 53 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuestos 4,7 y 10-Escenario 80% EERR]

### 3.2.1.3 Almacenamiento a gran escala

En coherencia con los distintos escenarios formulados para almacenamiento a nivel de usuario y almacenamiento distribuido en redes, en las siguientes tablas se presentan las necesidades de almacenamiento requeridas a gran escala en cada supuesto hasta lograr la total descarbonización del sistema eléctrico.

Se exponen en las dos primeras columnas de la siguiente tabla las potencias eólica y fotovoltaica máximas a gestionar por el almacenamiento a gran escala para cada supuesto analizado. Dichas potencias se han estimado considerando sólo aquella parte excedentaria del conjunto de las subestaciones de la isla más la aportación de los de otros generadores que deberían ser instalados para hacer posible que, en combinación con el almacenamiento energético, sea viable alcanzar el objetivo de cobertura de demanda mediante energías renovables igual o próximo al 100%.

Potencia renovable y almacenamiento [Escenario 100% EERR] - Lanzarote								
Sup	Pot. Eólica máx. a gestionar*	Pot. Fotov. Máx. a gestionar*	Incremento necesario Pot. Eólica	Incremento necesario Pot. Fotov.	Pot. almace.	Capacidad almace.	Inversión	Coste de explotación
	MW	MW	MW	MW	MW	MWh	M€	k€
1	200	577	200	11	<b>120</b>	<b>2.400</b>	288,0	7.055,3
2	221	199	177	13	<b>125</b>	<b>1.800</b>	216,0	4.752,1
3	250	230	250	26	<b>175</b>	<b>2.800</b>	336,0	6.203,5
4	222	200	177	13	<b>150</b>	<b>2.000</b>	240,0	4.975,3
5	277	239	211	25	<b>117</b>	<b>1.400</b>	168,0	4.056,2
6	250	169	250	59	<b>188</b>	<b>2.100</b>	252,0	5.987,2
7	278	240	210	25	<b>117</b>	<b>1.400</b>	168,0	4.078,6
8	279	222	208	28	<b>117</b>	<b>2.500</b>	300,0	4.208,9
9	250	260	250	22	<b>117</b>	<b>2.700</b>	324,0	4.449,5
10	279	221	208	28	<b>117</b>	<b>2.650</b>	318,0	4.279,2

\*Potencia estimada como la suma del vertido de SETs más la generación renovable extra (columnas "Incremento necesario") disponible en cada hora

Tabla 54 Potencia renovable y almacenamiento [Escenario 100% EERR] – Lanzarote

Lógicamente, la necesidad de almacenamiento es mayor en aquellos supuestos en los cuales con la combinación de almacenamiento a nivel de usuario y almacenamiento a gran escala no se conseguían coberturas de demanda mediante energías renovables realmente significativas. Por ejemplo, en el Supuesto 1 sólo se consideraba almacenamiento a nivel de usuario, alcanzándose una cobertura de demanda mediante energías renovables del 74% referido al consumo de los edificios de Lanzarote. Para alcanzar el objetivo del 100% habría que disponer de un sistema de almacenamiento equiparable a la central de hidrobombeo prevista a instalar en Gran Canaria (Chira – Soria).

De la misma forma, habría que aumentar la potencia renovable a instalar en la isla para que el almacenamiento pueda operar en condiciones. De acuerdo con el Anuario del sector eléctrico

de Canarias 2019, la potencia actualmente instalada en generación renovable no gestionable asciende a 22,3 MW eólicos y 8,01 MW fotovoltaicos. Por otra parte, según la relación de instalaciones desarrollada por la Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias y publicada en el visor geográfico de Grafcan, si se tiene en cuenta la potencia de las instalaciones en fase de tramitación, se alcanzaría una potencia de 87 MW en eólica y 10,4 MW en fotovoltaica. Conforme a las estimaciones realizadas, además del almacenamiento descrito, se requeriría una potencia adicional de entre 117 y 250 MW eólicos y entre 11 y 59 MW fotovoltaicos para poder alcanzar coberturas de demanda próximas al 100%.

En la tabla anterior sólo se han cuantificado las inversiones relativas al almacenamiento energético ya que esta estrategia sólo valora este eslabón de la cadena de valor de la energía. Los costes han sido definidos en base a la información disponible de inversiones llevadas a cabo o que pretenden llevarse a cabo en proyectos de esta índole. Como se mencionaba en el apartado 3.1.4.4, para la situación particular de la isla de Lanzarote, las opciones de almacenamiento a través de hidrobombeo no son realistas, siendo quizás más adecuado plantear otras opciones como las que supone el uso del hidrógeno. Esto no se considera descabellado. Recientemente ha sido publicada una convocatoria en el programa Green Deal para la instalación de un electrolizador de 100 MW (LC-GD-2-2-2020). Un electrolizador de este tamaño (100 MW) tendría capacidad suficiente para producir 1500 kgH<sub>2</sub>/hora. Asumiendo 20 horas de operación y 300 días de funcionamiento, se podría alcanzar una producción anual de 9.000 tH<sub>2</sub>/año.

Por último, para el caso particular del almacenamiento a gran escala, se cuantifican los costes de explotación del sistema de almacenamiento considerándose que éstos rondarían los 85 €/MWh conforme a las proyecciones mencionadas en el apartado 3.1.4 desarrolladas por el IRENA.

En la siguiente tabla se muestra el resultado del balance energético obtenido en todos los supuestos de cálculo. Como se puede observar, en la mayoría de los casos se conseguía cubrir la demanda con generación renovable. La parte restante puede ser cubierta con otra generación renovable de carácter gestionable como la que supone el biogás de vertedero. La isla ya cuenta con una planta de 2 MW. Esto sería una alternativa para alcanzar en todos los escenarios el 100%. Ese último tantos por ciento hacían incrementar de forma abismal las necesidades de potencia renovable y capacidad de almacenamiento. Es por ello, por lo que el modelo de optimización, aun forzando a que seleccionara el caso más próximo al 100%, consideraba como caso óptimo el señalado en la siguiente tabla.

Balance energético y cobertura de demanda [Escenario 100% EERR] - Lanzarote							
Sup	Demanda	EERR	Carga almac.	Descarga almac.	Generación convencional	Vertidos	Cobertura de demanda EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
1	664,0	1.625,9	82,4	83,0	0,0	962,6	<b>100,0%</b>
2	585,0	1.084,0	55,4	55,9	5,0	504,5	<b>99,1%</b>
3	697,0	1.231,6	72,3	73,0	6,1	541,4	<b>99,1%</b>
4	593,0	1.086,8	58,0	58,5	4,7	499,0	<b>99,2%</b>
5	625,0	1.340,5	47,3	47,7	3,4	719,3	<b>99,5%</b>
6	721,0	1.132,7	69,6	70,4	21,1	433,7	<b>97,1%</b>
7	627,0	1.343,7	47,5	48,0	3,4	720,5	<b>99,5%</b>
8	642,0	1.320,6	49,0	49,5	5,2	684,3	<b>99,2%</b>

9	613,0	1.281,2	51,9	52,3	2,9	671,6	99,5%
10	647,0	1.318,3	49,9	50,3	5,6	677,4	99,1%

Tabla 55 Balance energético y cobertura de demanda [Escenario 100% EERR] – Lanzarote

### 3.2.2 Fuerteventura

#### 3.2.2.1 Almacenamiento a nivel de usuario

Como para el caso de Lanzarote, en este apartado se presentan los resultados de dimensionamiento y balance energético por municipios y sectores según los 10 Supuestos planteados en las bases técnicas de este documento. Nuevamente, se usan como referencia las estimaciones de área disponible para la instalación de plantas fotovoltaicas sobre cubiertas desarrollada en el marco de la estrategia de autoconsumo fotovoltaico de Canarias. Según los resultados de dicho análisis, Fuerteventura tendría un área total de superficie de cubiertas de 15,7 km<sup>2</sup>, de las cuales serían válidas para la instalación de paneles fotovoltaicos 10,9 km<sup>2</sup>. Si se asume un ratio de ocupación de 10 kW por metro cuadrado, la potencia máxima instalable sería de 1.091 MW. En este contexto, se plantean los siguientes supuestos relacionados con el almacenamiento energético.

#### Supuesto 1 (Escenario 100%):

Para alcanzar una cobertura de demanda de edificación mediante energías renovables del 100% por medio de plantas fotovoltaicas y sistemas de almacenamiento energético sería necesario instalar 518 MW en fotovoltaica y 334 MW/323 MWh en baterías electroquímicas (o equivalentes) en el conjunto de inmuebles existentes en la isla. Esto sería posible si se invirtiera unos 1.240 M€ en la isla. Dicha inversión sería fundamentalmente de carácter privado ya que el usuario se beneficiaría por la energía producida, reduciéndose drásticamente la factura eléctrica de dichos consumidores.

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 1 – Escenario 100% EERR]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
Antigua	640.588	63	32,9	31,7	136,3	2.506
Betancuría	51.887	5	3,4	3,2	14,1	172
La Oliva	875.842	86	40,9	39,3	185,9	2.964
Pájara	699.127	69	31,5	30,6	130,1	2.958
Puerto del Rosario	2.424.590	239	188,4	182,5	625,5	7.602
Tuineje	573.189	56	37,0	35,2	147,6	2.298
<b>Total</b>	<b>5.265.224</b>	<b>518</b>	<b>334</b>	<b>323</b>	<b>1.240</b>	<b>18.499</b>

Tabla 56 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 1 – Escenario 100% EERR]

Balance energético por municipio [Supuesto 1 Escenario 100% EERR]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Antigua	30,4	107,4	9,7	7,3	9,3	83,9	99,84%
Betancuría	1,8	8,8	0,8	0,6	0,4	7,2	95,76%
La Oliva	35,1	143,5	12,2	8,9	10,2	115,3	90,95%
Pájara	38,6	122,2	9,7	7,1	13,7	94,6	99,58%
Puerto del Rosario	86,0	396,6	32,9	24,0	24,8	326,4	96,74%
Tuineje	26,8	98,1	9,5	7,4	7,5	76,6	92,55%
<b>Total</b>	<b>218,8</b>	<b>876,7</b>	<b>74,9</b>	<b>55,3</b>	<b>65,8</b>	<b>704,0</b>	<b>95,90%</b>

Tabla 57 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuesto 1 Escenario 100% EERR]

Por municipios, Puerto de Rosario presentaría prácticamente la mitad de la potencia que sería necesaria en la isla de Fuerteventura, seguido de La Oliva y Antigua. Por sectores, el residencial vuelve a ser el de mayor importancia, este aspecto es lógico porque de los 219 GWh requeridos en la isla, 70 GWh tienen como objetivo el sector residencial.

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 1 – Escenario 100% EERR]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
<b>Residencial</b>	2.250.423	222	143,5	137,0	578,0	6.601,9
<b>Comercios</b>	789.887	78	23,9	23,7	113,5	3.096,6
<b>Agricultura</b>	79.874	8	4,5	4,4	18,7	258,9
<b>Industrial</b>	286.889	28	21,6	21,1	63,1	2.087,0
<b>AAPP</b>	145.620	14	8,0	8,0	25,7	1.030,3
<b>Hostelería</b>	1.212.295	119	94,2	91,3	312,7	3.800,9
<b>Oficinas</b>	15.316	2	0,7	0,7	2,7	103,4
<b>Otros usos</b>	484.918	48	37,7	36,5	125,1	1.520,3
<b>Total</b>	<b>5.265.224</b>	<b>518</b>	<b>334</b>	<b>323</b>	<b>1.240</b>	<b>18.499</b>

Tabla 58 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 1 Escenario 100% EERR]

Balance energético por sector [Supuesto 1 – Escenario 100% EERR]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
<b>Residencial</b>	69,7	375,2	32,7	24,1	14,9	311,9	98,55%
<b>Comercios</b>	42,3	134,3	8,8	6,1	16,2	105,5	94,28%
<b>Agricultura</b>	2,8	13,6	1,2	0,9	0,7	11,1	90,70%
<b>Industrial</b>	27,5	48,7	6,4	5,3	9,9	30,0	97,08%
<b>AAPP</b>	14,7	24,6	2,5	2,0	6,0	15,4	97,05%
<b>Hostelería</b>	43,0	198,3	16,5	12,0	12,4	163,2	95,21%
<b>Oficinas</b>	1,5	2,7	0,2	0,2	0,6	1,7	97,57%
<b>Otros usos</b>	17,2	79,3	6,6	4,8	5,0	65,3	93,21%
<b>Total</b>	<b>218,8</b>	<b>876,7</b>	<b>74,9</b>	<b>55,3</b>	<b>65,8</b>	<b>704,0</b>	<b>95,46%</b>

Tabla 59 Balance energético por sectores [Supuesto 1 Escenario 100% EERR]

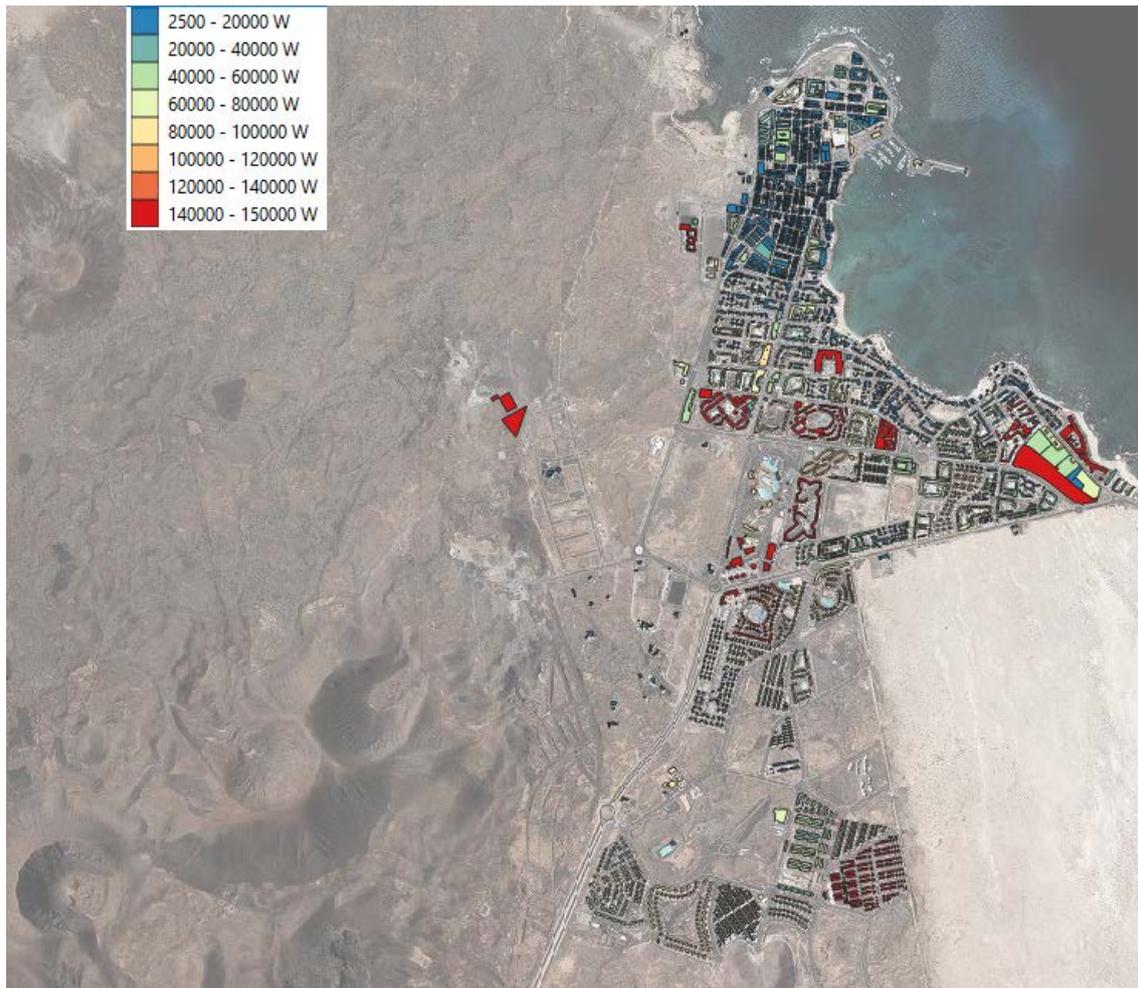


Figura 36 Distribución de almacenamiento a nivel de usuario [Escenario 100%] – Ejemplo: Corralejo

#### **Supuesto 2-4 (Escenario 80%):**

Con la situación modelada en el segundo grupo de supuestos, la potencia fotovoltaica necesaria es cinco veces menor que la requerida para el escenario del 100% y se alcanza una cobertura de demanda de edificación media mediante autoconsumo con almacenamiento del 80%. También se reduce en 103 MW/107 MWh las necesidades de almacenamiento. Esto tiene un fuerte impacto en la reducción del coste de inversión, pasándose de 1.240 M€ a 471 M€ entre ambos escenarios. El ahorro sólo se reduce en 2.667 k€ al año, lo que representa un 14% del ahorro total conseguido en el Supuesto 1.

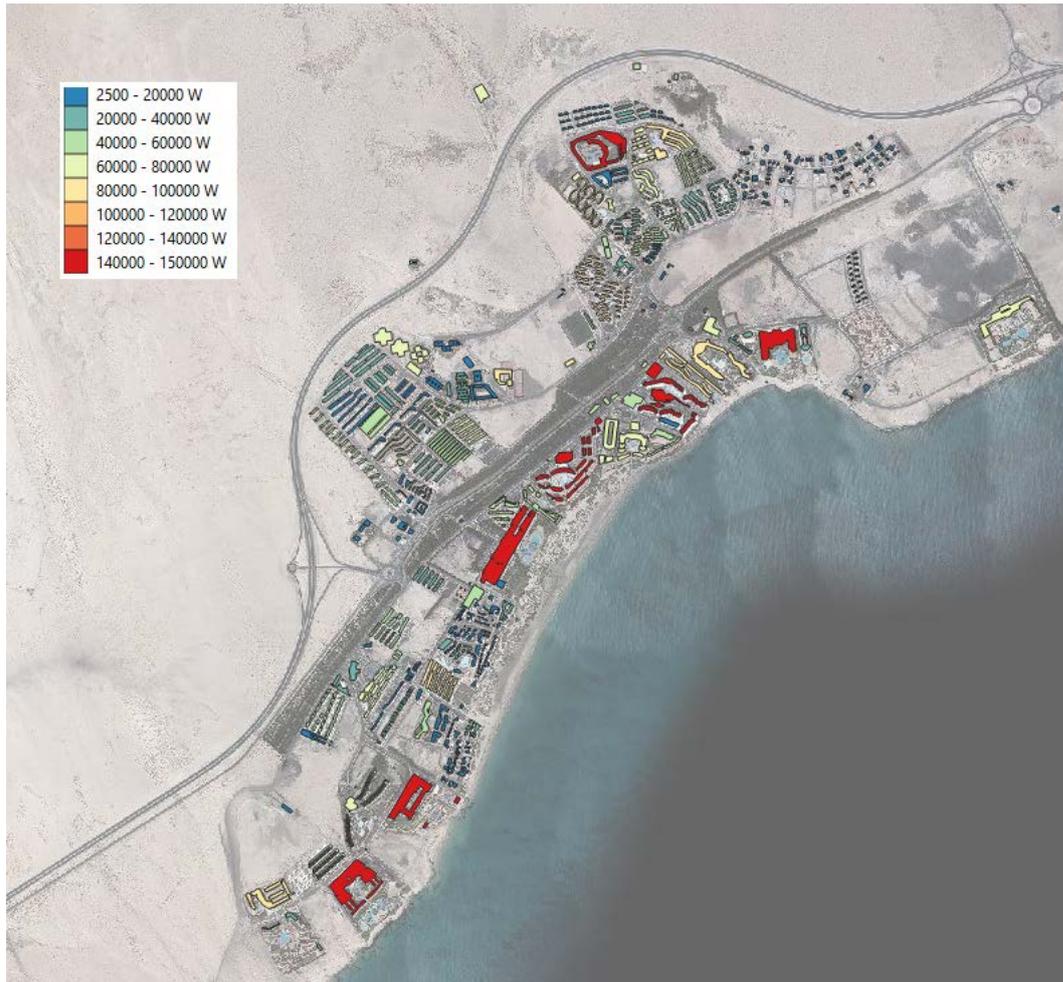


Figura 37 Distribución de almacenamiento a nivel de usuario [Escenario 80%] – Ejemplo: Costa Calma

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
Antigua	228.610	23	24,9	24,2	57,3	2.208,4
Betancuría	12.062	1	2,1	2,0	4,6	140,5
La Oliva	258.742	25	29,9	28,9	68,0	2.513,3
Pájara	251.992	25	25,3	24,7	57,6	2.595,0
Puerto del Rosario	617.290	61	125,0	113,4	231,1	6.470,0
Tuineje	156.908	15	23,8	22,6	52,7	1.905,3
<b>Total</b>	<b>1.525.603</b>	<b>150</b>	<b>231</b>	<b>216</b>	<b>471</b>	<b>15.833</b>

Tabla 60 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]

Balance energético por municipio [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Antigua	30,4	38,3	6,7	5,8	11,8	18,8	82,66%
Betancuría	1,8	2,1	0,5	0,4	0,7	0,8	77,84%
La Oliva	35,1	42,5	7,6	6,6	14,0	20,3	82,88%
Pájara	38,6	44,3	6,6	5,8	16,7	21,6	79,29%
Puerto del Rosario	86,0	103,2	17,7	15,4	34,3	49,1	76,98%
Tuineje	26,8	27,0	5,7	5,0	10,8	10,3	81,04%
<b>Total</b>	<b>218,8</b>	<b>257,3</b>	<b>44,8</b>	<b>39,0</b>	<b>88,2</b>	<b>121,0</b>	<b>80,12%</b>

Tabla 61 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
Residencial	465.684	46	88,7	82,4	176,6	5.338,7
Comercios	370.567	36	23,1	23,0	63,5	2.804,3
Agricultura	19.807	2	3,2	3,0	6,7	219,4
Industrial	161.873	16	19,9	19,6	44,3	1.923,8
AAPP	68.567	7	7,9	7,9	16,7	924,8
Hostelería	308.645	30	62,5	56,7	115,6	3.235,0
Oficinas	7.002	1	0,7	0,7	1,7	92,7
Otros usos	123.458	12	25,0	22,7	46,2	1.294,0
<b>Total</b>	<b>1.525.603</b>	<b>150</b>	<b>231</b>	<b>216</b>	<b>471</b>	<b>15.833</b>

Tabla 62 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]

Balance energético por sector [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Residencial	69,7	78,4	17,2	15,1	25,6	32,2	72,33%
Comercios	42,3	62,9	6,7	5,7	18,7	38,2	73,80%
Agricultura	2,8	3,4	0,7	0,6	1,0	1,5	74,86%
Industrial	27,5	27,5	5,5	4,8	11,3	10,7	83,15%
AAPP	14,7	11,6	2,1	1,9	6,9	3,6	81,79%
Hostelería	43,0	51,6	8,9	7,7	17,2	24,6	80,13%
Oficinas	1,5	1,2	0,2	0,2	0,7	0,4	80,83%
Otros usos	17,2	20,6	3,5	3,1	6,9	9,8	80,13%
<b>Total</b>	<b>218,8</b>	<b>257,3</b>	<b>44,8</b>	<b>39,0</b>	<b>88,2</b>	<b>121,0</b>	<b>78,38%</b>

Tabla 63 Balance energético por sectores [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]

La distribución por municipios y sectores no varía prácticamente nada respecto de lo simulado en el Supuesto 1.

**Supuesto 5-7 (Limitación de excedentes 10%):**

Esta propuesta modela nuevamente el caso en el que se limita la generación de excedentes al 10% de la producción fotovoltaica anual. En este caso, tanto las cifras de potencia instalada como la inversión, ahorro y cobertura de demanda no sufren prácticamente variaciones respecto a lo descrito en el anterior grupo de supuestos. En términos de cobertura de demanda (referidas a edificación) se pasa del 78% al 77%, lo que indica que el escenario considerado en los Supuestos 2-4 casi se corresponde con el escenario de limitación de excedentes.

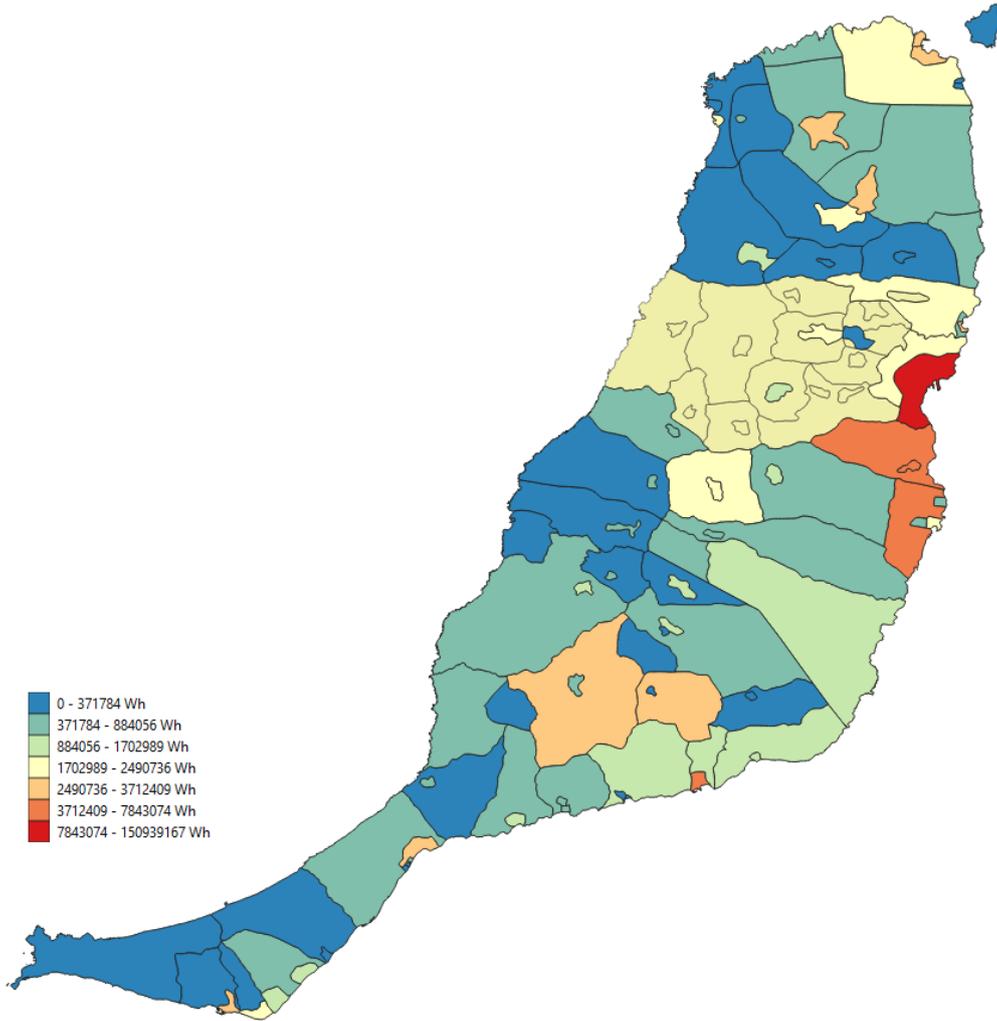


Figura 38 Distribución de almacenamiento a nivel de usuario por comarcas [Escenario limitación]

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
Antigua	113.952	11	19,2	18,5	38,7	1.855,2
Betancuria	8.355	1	2,4	2,3	4,5	131,9
La Oliva	138.047	14	25,3	24,4	50,0	2.202,5
Pájara	135.092	13	21,6	21,1	41,1	2.320,4
Puerto del Rosario	405.464	40	185,4	174,5	284,7	5.795,0
Tuineje	109.552	11	23,3	22,2	46,0	1.782,6
<b>Total</b>	<b>910.463</b>	<b>90</b>	<b>277</b>	<b>263</b>	<b>465</b>	<b>14.088</b>

Tabla 64 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]

Balance energético por municipio [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Antigua	30,4	19,1	4,5	4,0	14,8	3,0	72,48%
Betancuria	1,8	1,4	0,5	0,4	0,7	0,3	77,66%
La Oliva	35,1	22,6	5,8	5,2	16,6	3,5	72,36%
Pájara	38,6	23,7	5,1	4,5	19,0	3,6	73,93%
Puerto del Rosario	86,0	63,6	18,7	15,9	40,0	14,7	89,96%
Tuineje	26,8	18,8	5,3	4,7	11,8	3,2	75,25%
<b>Total</b>	<b>218,8</b>	<b>149,2</b>	<b>39,8</b>	<b>34,7</b>	<b>102,9</b>	<b>28,3</b>	<b>76,94%</b>

Tabla 65 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
Residencial	333.414	33	111,3	105,4	191,3	5.049,8
Comercios	137.611	14	16,4	16,3	31,6	2.371,0
Agricultura	11.892	1	3,0	2,9	5,7	190,4
Industrial	91.908	9	11,6	11,3	25,8	1.550,9
AAPP	46.949	5	4,6	4,5	10,2	787,1
Hostelería	202.732	20	92,7	87,3	142,4	2.897,5
Oficinas	4.864	0	0,5	0,4	1,1	82,0
Otros usos	81.093	8	37,1	34,9	56,9	1.159,0
<b>Total</b>	<b>910.463</b>	<b>90</b>	<b>277</b>	<b>263</b>	<b>465</b>	<b>14.088</b>

Tabla 66 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]

Balance energético por sector [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Residencial	69,7	54,7	18,1	15,8	28,0	10,8	70,60%
Comercios	42,3	23,5	4,0	3,7	22,4	3,2	57,29%
Agricultura	2,8	2,0	0,6	0,5	1,2	0,3	75,53%
Industrial	27,5	15,6	2,8	2,5	14,4	2,3	60,67%
AAPP	14,7	7,9	1,1	1,0	8,1	1,2	68,97%
Hostelería	43,0	31,8	9,4	8,0	20,0	7,4	70,54%
Oficinas	1,5	0,8	0,1	0,1	0,8	0,1	60,99%
Otros usos	17,2	12,7	3,7	3,2	8,0	2,9	70,54%
<b>Total</b>	<b>218,8</b>	<b>149,2</b>	<b>39,8</b>	<b>34,7</b>	<b>102,9</b>	<b>28,3</b>	<b>66,89%</b>

Tabla 67 Balance energético por sectores [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]

**Supuesto 8-10 (Sin almacenamiento):**

Ya por último, se muestra en el siguiente grupo de tablas el resultado de la modelización si no se optara por la instalación de sistemas de almacenamiento energético a nivel de usuario pero si se considerara de importancia continuar con las políticas de fomento del autoconsumo. En este supuesto la potencia fotovoltaica instalada se reduciría hasta los 82 MW si respeta el límite de inyección a red del 10%. De la comparación con el caso anterior (donde se parte de la misma limitación) se concluye que es necesario instalar 8 MW en potencia fotovoltaica en autoconsumo adicional para dar soporte al almacenamiento energético (carga de baterías).

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuestos 8-10 Sin almacenamiento]					
Municipio	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>	MW	M€	k€
La Oliva	1.120.576	1.200.483	10,5	27,0	1.580,6
Tuineje	89.040	699.002	7,9	20,8	1.221,1
Betancuría	1.715.029	62.578	0,5	1,4	80,8
Pájara	10.456.700	916.689	11,8	29,4	1.814,0
Puerto del Rosario	1.309.283	7.311.684	42,4	113,9	6.339,9
Antigua	995.388	781.983	9,2	23,3	1.391,2
<b>Total</b>	<b>15.686.015</b>	<b>10.972.419</b>	<b>82</b>	<b>216</b>	<b>12.428</b>

Tabla 68 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]

Balance energético por municipio [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]						
Municipio	Pot. PV	Energía PV	Demanda	Vertido	Consumo de	Cobertura PV

	media	media			red	autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
La Oliva	7.458,2	18,3	35,1	4,8	21,6	33,6%
Tuineje	5.158,1	14,3	26,8	3,9	16,4	35,7%
Betancuría	2.362,0	1,0	1,8	0,2	1,1	31,8%
Pájara	11.569,4	22,0	38,6	6,6	23,2	34,1%
Puerto del Rosario	1.316,1	78,6	143,6	20,3	85,3	32,8%
Antigua	9.397,4	16,4	30,4	4,5	18,6	34,6%
<b>Total</b>	<b>6.210,2</b>	<b>150,5</b>	<b>276,4</b>	<b>40,3</b>	<b>166,1</b>	<b>30,4%</b>

Tabla 69 Balance energético por municipio [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]

Por otra parte, teniendo en cuenta los costes actuales, la inversión necesaria en el escenario de almacenamiento duplica la requerida en el escenario sin almacenamiento. No obstante, la inclusión de estos sistemas permiten incrementar el ahorro anual en 2000 k€/año.

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]					
Sector	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>	MW	M€	k€
Residencial	6.236.885	4.361.821	24,6	67,6	3.778,5
Comercios	1.249.718	875.056	13,2	32,1	1.987,4
Agricultura	148.862	104.632	0,8	2,2	127,4
Industrial	410.273	288.723	8,5	20,9	1.281,0
AAPP	205.745	144.161	4,6	11,1	686,1
Hostelería	5.295.223	3.702.511	21,5	57,7	3.211,2
Oficinas	21.219	14.511	0,5	1,2	71,6
Otros usos	2.118.089	1.481.004	8,6	23,1	1.284,5
<b>Total</b>	<b>15.686.015</b>	<b>10.972.419</b>	<b>82</b>	<b>216</b>	<b>12.428</b>

Tabla 70 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]

Balance energético por sector [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]						
Sector	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Residencial	898,6	45,2	85,7	11,3	51,9	33,3%
Comercios	12.268,7	23,8	42,3	7,1	25,6	38,0%
Agricultura	1.375,6	1,5	2,8	0,4	1,7	29,6%
Industrial	5.221,9	15,2	27,5	4,4	16,7	36,7%
AAPP	16.342,7	8,2	14,7	2,4	8,9	38,6%
Hostelería	1.316,1	39,8	72,7	10,3	43,2	12,8%
Oficinas	11.945,0	0,9	1,5	0,3	0,9	38,8%
Otros usos	2.270,6	15,9	29,1	4,1	17,3	22,6%
<b>Total</b>	<b>6.454,9</b>	<b>150,5</b>	<b>276,4</b>	<b>40,3</b>	<b>166,1</b>	<b>31,3%</b>

Tabla 71 Balance energético por sectores [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]

### 3.2.2.2 Almacenamiento distribuido

En el caso de la isla de Fuerteventura existen 13 subestaciones eléctricas. Empleando la metodología descrita en el apartado 3.1.3 se estiman las capacidades necesarias en almacenamiento distribuido en redes asumiendo que dichos sistemas estarían asociados a la producción renovable y la demanda existente en cada subestación de la isla.

Para para Lanzarote, el análisis es desarrollado de manera independiente para cada subestación eléctrica, presentándose en las siguientes tablas los resultados para cada uno de los Supuestos formulados. Las curvas de producción eólica y fotovoltaica asociados a los parques conectados en régimen de vertido a red se generan a partir de los datos disponibles de radiación solar y recurso eólico en cada posición de Canaria a 250 metros de resolución. Por

otra parte, de las instalaciones en autoconsumo, sólo se tienen en cuenta la energía que no es directamente consumida por los autoconsumidores y que, por tanto, se clasificaron como vertidos en el apartado 3.2.2.1 para la situación concreta de Fuerteventura.

**Supuesto 2, 5 y 8 (Escenario 100%):**

Nuevamente se producen situaciones en las que, a pesar de que el objetivo es alcanzar el 100%, dicha meta sería inalcanzable a nivel de subestación porque a algunas de ellas no se ha asociado suficiente generación renovable. Tampoco tendría sentido forzar la entrada de mayor generación renovable en esas posiciones ya que, en general, se trata de ubicaciones donde las condiciones del recurso renovable no son las adecuadas o, simplemente, desde el punto de vista espacial no es posible la instalación de un parque eólico o una planta fotovoltaica. Por todo ello, la solución del almacenamiento energético distribuido en redes debe estar coordinada con el almacenamiento a gran escala.

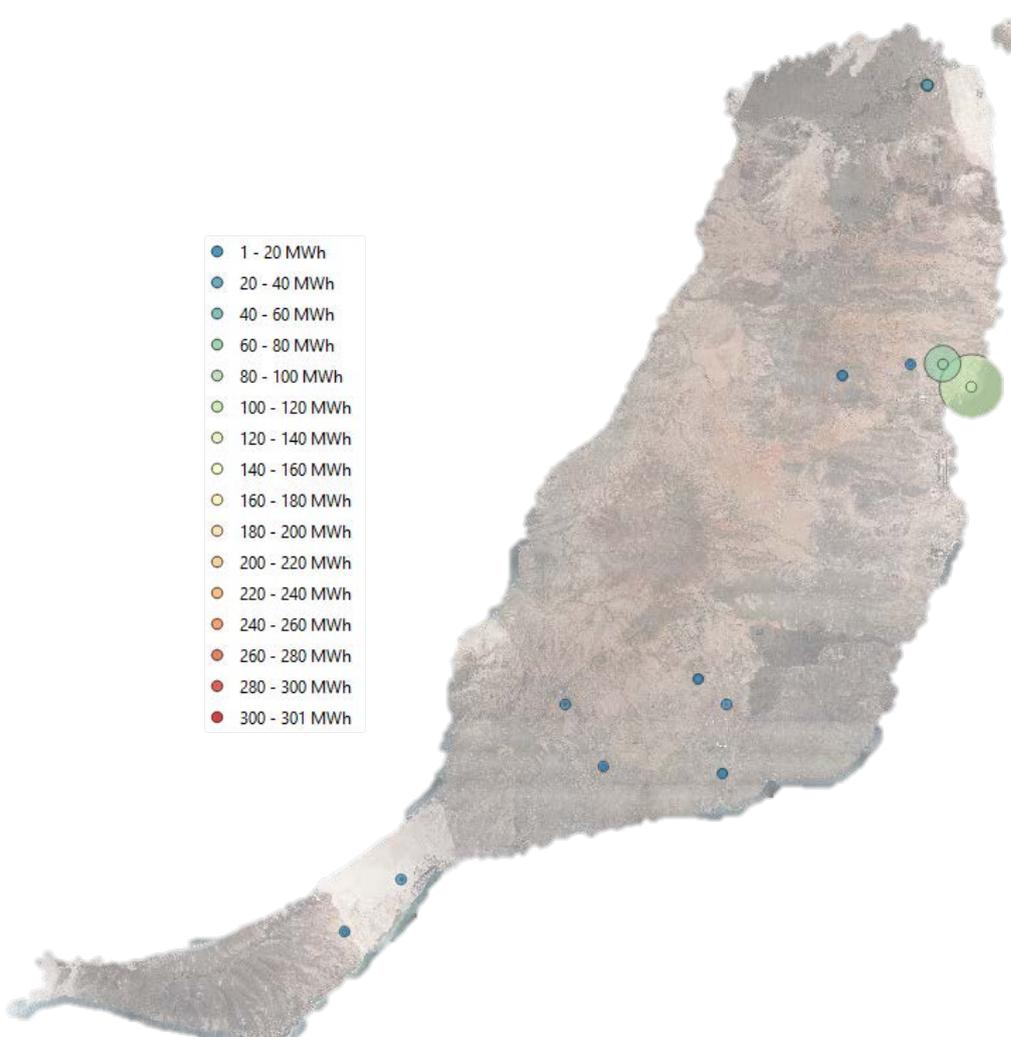


Figura 39 Distribución de almacenamiento distribuido [Escenario 100%]

Potencia renovable y almacenamiento instalada por subestación [Supuesto 2,5,8 – Escenario 100% EERR]							
Supuesto 2							
Municipio	Pot. Eólica	Pot. PV	Pot. Autoconsumo	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	MW	MW	MW	MW	MWh	M€	k€
S. Jares	0.0	0.0	5	6.4	6	2.00	196.34
S. Gran Tarajal	0.8	0.0	7	10.2	10	3.33	209.94
S. Las Salinas	7.2	2.2	52	100.0	100	33.49	1332.52
S. Matas Blancas	0.0	0.0	13	20.0	20	6.68	616.53
S. Corralejo	16.3	0.0	17	10.2	10	3.33	72.01
S. Puerto del Rosario	0.0	0.0	19	20.0	20	6.68	733.39
S. Rosa Catalina García	0.0	0.0	6	10.2	10	3.33	216.64
S. Solantes	47.6	0.0	7	3.6	4	1.38	12.25
S. Moralito - La Tablada	28.4	0.0	3	2.5	2	0.69	4.78
S. Puerto del Rosario Gen.	36.3	0.0	6	2.5	2	0.69	6.93
S. Tuineje	20.0	12.3	2	6.4	6	2.00	3.38
S. La Oliva	1.7	0.0	5	6.4	6	2.00	64.60
Cañada de La Barca	44.2	0.0	8	3.6	4	1.38	11.48
<b>Total</b>	<b>202.54</b>	<b>14.50</b>	<b>150</b>	<b>202.1</b>	<b>200</b>	<b>66.99</b>	<b>3480.78</b>
Supuesto 5							
S. Jares	0.0	0.0	3	2.5	2	0.69	7.74
S. Gran Tarajal	0.8	0.0	5	2.5	2	0.69	36.64
S. Las Salinas	7.2	2.2	30	40.0	40	13.39	664.87
S. Matas Blancas	0.0	0.0	7	2.5	2	0.69	2.74
S. Corralejo	16.3	0.0	8	60.0	60	20.08	160.71
S. Puerto del Rosario	0.0	0.0	13	2.5	2	0.69	47.27
S. Rosa Catalina García	0.0	0.0	4	2.5	2	0.69	21.56
S. Solantes	47.6	0.0	5	3.6	4	1.38	15.30
S. Moralito - La Tablada	28.4	0.0	2	2.5	2	0.69	5.71
S. Puerto del Rosario Gen.	36.3	0.0	3	3.6	4	1.38	13.83
S. Tuineje	20.0	12.3	1	6.4	6	2.00	4.17
S. La Oliva	1.7	0.0	3	2.5	2	0.69	31.16
Cañada de La Barca	44.2	0.0	4	3.6	4	1.38	17.18
<b>Total</b>	<b>202.54</b>	<b>14.50</b>	<b>90</b>	<b>134.7</b>	<b>133</b>	<b>44.45</b>	<b>1028.88</b>
Supuesto 8							
S. Jares	0.0	0.0	2	2.5	2	0.69	5.89
S. Gran Tarajal	0.8	0.0	4	2.5	2	0.69	33.70
S. Las Salinas	7.2	2.2	20	2.5	2	0.69	66.01
S. Matas Blancas	0.0	0.0	6	2.5	2	0.69	25.55
S. Corralejo	16.3	0.0	7	40.0	40	13.39	195.19
S. Puerto del Rosario	0.0	0.0	8	2.5	2	0.69	10.35
S. Rosa Catalina García	0.0	0.0	3	2.5	2	0.69	4.07
S. Solantes	47.6	0.0	4	6.4	6	2.00	26.21
S. Moralito - La Tablada	28.4	0.0	1	2.5	2	0.69	8.29
S. Puerto del Rosario Gen.	36.3	0.0	3	3.6	4	1.38	17.06
S. Tuineje	20.0	12.3	1	3.6	4	1.38	5.93
S. La Oliva	1.7	0.0	2	3.6	4	1.38	48.41
Cañada de La Barca	44.2	0.0	4	3.6	4	1.38	20.15
<b>Total</b>	<b>202.54</b>	<b>14.50</b>	<b>64</b>	<b>78.3</b>	<b>77</b>	<b>25.76</b>	<b>466.79</b>

Tabla 72 Potencia renovable y almacenamiento instalado por subestación [Supuestos 2,5 y 8-Escenario 100% EERR]

Balance energético por subestación [Supuestos 2,5,8 – Escenario 100% EERR]							
Supuesto 2							
Municipio	Demanda	EERR	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
S. Jares	2.83	3.49	1.22	1.23	0.45	1.11	84.23%
S. Gran Tarajal	6.17	5.56	1.30	1.31	1.45	0.86	76.41%
S. Las Salinas	27.64	61.82	8.25	8.33	0.24	34.50	99.12%
S. Matas Blancas	9.16	10.42	3.84	3.85	1.60	2.87	82.50%
S. Corralejo	9.14	54.24	0.45	0.45	0.08	45.18	99.16%
S. Puerto del Rosario	10.78	14.64	4.57	4.58	1.68	5.55	84.45%
S. Rosa Catalina García	3.27	3.30	1.35	1.35	0.63	0.67	80.61%
S. Solantes	5.01	122.67	0.08	0.08	0.01	117.68	99.36%
S. Morality - La Tablada	1.98	71.93	0.03	0.03	0.00	69.95	99.47%
S. Puerto del Rosario Gen.	3.41	93.77	0.05	0.04	0.01	90.37	99.10%
S. Tuineje	1.37	72.41	0.02	0.02	0.00	71.04	99.86%
S. La Oliva	2.73	8.31	0.40	0.40	0.01	5.59	99.58%
Cañada de La Barca	4.76	117.34	0.08	0.07	0.01	112.59	99.40%
<b>Total</b>	<b>88.24</b>	<b>639.89</b>	<b>21.63</b>	<b>21.75</b>	<b>6.19</b>	<b>557.96</b>	<b>92.56%</b>
Supuesto 5							
S. Jares	3.19	0.84	0.05	0.05	2.34	0.00	26.39%
S. Gran Tarajal	6.53	3.49	0.23	0.23	3.18	0.15	51.29%
S. Las Salinas	33.52	30.93	4.12	4.16	8.02	5.46	76.09%
S. Matas Blancas	10.28	1.80	0.02	0.02	8.48	0.00	17.52%
S. Corralejo	10.68	42.05	0.99	1.00	0.08	31.46	99.26%
S. Puerto del Rosario	12.28	4.89	0.31	0.30	7.96	0.55	35.18%
S. Rosa Catalina García	3.67	1.19	0.13	0.13	2.48	0.00	32.47%
S. Solantes	5.53	119.46	0.11	0.10	0.03	113.96	99.19%
S. Morality - La Tablada	2.10	70.95	0.04	0.04	0.01	68.85	99.40%
S. Puerto del Rosario Gen.	4.30	90.80	0.09	0.09	0.02	86.51	99.45%
S. Tuineje	1.62	71.43	0.03	0.03	0.00	69.80	99.92%
S. La Oliva	3.50	4.89	0.19	0.19	0.56	1.95	84.09%
Cañada de La Barca	5.75	110.42	0.11	0.11	0.04	104.71	99.10%
<b>Total</b>	<b>102.94</b>	<b>553.14</b>	<b>6.42</b>	<b>6.43</b>	<b>33.19</b>	<b>483.40</b>	<b>70.72%</b>
Supuesto 8							
S. Jares	4.55	1.06	0.04	0.04	3.48	0.00	23.41%
S. Gran Tarajal	8.51	3.98	0.21	0.21	4.66	0.13	45.26%
S. Las Salinas	41.20	30.75	0.53	0.41	16.40	5.84	60.14%
S. Matas Blancas	12.06	3.37	0.16	0.16	8.75	0.05	27.48%
S. Corralejo	13.76	43.33	1.20	1.22	0.30	29.89	97.81%
S. Puerto del Rosario	15.70	3.39	0.06	0.06	12.32	0.01	21.56%
S. Rosa Catalina García	5.79	1.21	0.02	0.03	4.58	0.00	20.95%
S. Solantes	7.61	119.59	0.17	0.16	0.05	112.02	99.32%
S. Morality - La Tablada	3.11	71.03	0.06	0.05	0.02	67.93	99.18%
S. Puerto del Rosario Gen.	5.28	91.08	0.11	0.11	0.03	85.83	99.28%
S. Tuineje	2.14	71.56	0.04	0.04	0.00	69.42	99.08%
S. La Oliva	4.45	5.13	0.30	0.30	0.86	1.54	80.73%
Cañada de La Barca	6.88	111.48	0.14	0.13	0.05	104.64	99.06%
<b>Total</b>	<b>131.04</b>	<b>556.96</b>	<b>3.05</b>	<b>2.92</b>	<b>51.50</b>	<b>477.30</b>	<b>67.17%</b>

Tabla 73 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuesto 1 Escenario 100% EERR]

Por las razones mencionadas en los apartados anteriores, en esta sección no se hace un juicio de cuál alternativa sería la idónea dado que es necesario ponerlo en relieve con la combinación del resto de sistemas de almacenamiento propuestos a escala local y gran escala.

#### **Supuesto 4, 7 y 10 (Escenario 80%):**

En esta isla es quizás más notable la gran diferencia que existe en términos de inversión respecto a aquella situación en la que se proyecta la cobertura de demanda al 100% en almacenamiento distribuido en redes. En este caso, las inversiones se encuentran entre los 25 y 30 M€ mientras que para los casos anteriormente presentados se duplicaban estas cifras.

El caso en el que se obtiene el mayor nivel de cobertura de demanda mediante EERR se simula en el supuesto 4 donde se alcanza la cifra del 85%.

Potencia renovable y almacenamiento instalada por subestación [Supuesto 4,7 10 – Escenario 80% EERR]							
Supuesto 4							
Municipio	Pot. Eólica	Pot. PV	Pot. Autoconsumo	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	MW	MW	MW	MW	MWh	M€	k€
S. Jares	0.0	0.0	5	3.6	4	1.38	155.97
S. Gran Tarajal	0.8	0.0	7	3.6	4	1.38	133.72
S. Las Salinas	7.2	2.2	52	2.5	2	0.69	72.31
S. Matas Blancas	0.0	0.0	13	10.0	10	3.35	864.57
S. Corralejo	16.3	0.0	17	2.5	2	0.69	24.50
S. Puerto del Rosario	0.0	0.0	19	30.0	30	10.05	1133.41
S. Rosa Catalina García	0.0	0.0	6	3.6	4	1.38	146.07
S. Solantes	47.6	0.0	7	2.5	2	0.69	8.73
S. Moralito - La Tablada	28.4	0.0	3	2.5	2	0.69	4.78
S. Puerto del Rosario Gen.	36.3	0.0	6	2.5	2	0.69	6.93
S. Tuineje	20.0	12.3	2	2.5	2	0.69	3.19
S. La Oliva	1.7	0.0	5	30.0	30	10.05	273.32
Cañada de La Barca	44.2	0.0	8	2.5	2	0.69	8.15
<b>Total</b>	<b>202.54</b>	<b>14.50</b>	<b>150</b>	<b>98.3</b>	<b>97</b>	<b>32.44</b>	<b>2835.66</b>
Supuesto 7							
S. Jares	0.0	0.0	3	6.4	2	0.69	7.74
S. Gran Tarajal	0.8	0.0	5	10.2	2	0.69	36.64
S. Las Salinas	7.2	2.2	30	10.0	10	3.33	317.94
S. Matas Blancas	0.0	0.0	7	20.0	2	0.69	2.74
S. Corralejo	16.3	0.0	8	10.2	2	0.69	30.84
S. Puerto del Rosario	0.0	0.0	13	20.0	2	0.69	47.27
S. Rosa Catalina García	0.0	0.0	4	10.2	2	0.69	21.56
S. Solantes	47.6	0.0	5	3.6	2	0.69	10.81
S. Moralito - La Tablada	28.4	0.0	2	2.5	2	0.69	5.71
S. Puerto del Rosario Gen.	36.3	0.0	3	2.5	2	0.69	10.09
S. Tuineje	20.0	12.3	1	6.4	2	0.69	3.81
S. La Oliva	1.7	0.0	3	6.4	60	20.08	104.97
Cañada de La Barca	44.2	0.0	4	3.6	2	0.69	11.79
<b>Total</b>	<b>202.54</b>	<b>14.50</b>	<b>90</b>	<b>112.1</b>	<b>93</b>	<b>31.01</b>	<b>611.92</b>
Supuesto 10							
S. Jares	0.0	0.0	2	6.4	2	0.69	5.89
S. Gran Tarajal	0.8	0.0	4	10.2	10	3.35	33.70
S. Las Salinas	7.2	2.2	20	10.0	10	3.35	66.01
S. Matas Blancas	0.0	0.0	6	20.0	10	3.35	25.55
S. Corralejo	16.3	0.0	7	10.2	10	3.35	37.08
S. Puerto del Rosario	0.0	0.0	8	20.0	10	3.35	10.35
S. Rosa Catalina García	0.0	0.0	3	10.2	10	3.35	4.07

S. Solantes	47.6	0.0	4	3.6	2	0.69	14.09
S. Moralito - La Tablada	28.4	0.0	1	2.5	2	0.69	8.29
S. Puerto del Rosario Gen.	36.3	0.0	3	2.5	2	0.69	12.01
S. Tuineje	20.0	12.3	1	6.4	2	0.69	5.10
S. La Oliva	1.7	0.0	2	6.4	2	0.69	36.93
Cañada de La Barca	44.2	0.0	4	3.6	2	0.69	13.16
<b>Total</b>	<b>202.54</b>	<b>14.50</b>	<b>64</b>	<b>112.1</b>	<b>74</b>	<b>24.94</b>	<b>272.23</b>

Tabla 74 Potencia renovable y almacenamiento instalado por subestación [Supuestos 4,7 y 10-Escenario 80% EERR]

Balance energético por subestación [Supuestos 4,7 y 10 – Escenario 80% EERR]							
Supuesto 4							
Municipio	Demanda	EERR	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
S. Jares	2.83	3.55	0.97	0.97	0.64	1.36	77.40%
S. Gran Tarajal	6.17	5.72	0.83	0.84	1.77	1.33	71.23%
S. Las Salinas	27.64	63.42	0.66	0.45	6.33	41.91	76.64%
S. Matas Blancas	9.16	6.97	5.16	5.40	2.46	0.50	73.16%
S. Corralejo	9.14	54.18	0.19	0.15	0.32	45.32	96.49%
S. Puerto del Rosario	10.78	8.98	6.68	7.08	2.69	1.29	75.04%
S. Rosa Catalina García	3.27	3.43	0.91	0.91	0.96	1.13	70.49%
S. Solantes	5.01	122.67	0.07	0.05	0.03	117.68	98.51%
S. Moralito - La Tablada	1.98	71.93	0.03	0.03	0.00	69.95	99.47%
S. Puerto del Rosario Gen.	3.41	93.77	0.05	0.04	0.01	90.37	99.10%
S. Tuineje	1.37	72.38	0.02	0.02	0.00	71.01	97.64%
S. La Oliva	2.73	1.95	1.31	1.71	0.55	0.17	79.70%
Cañada de La Barca	4.76	117.34	0.06	0.05	0.03	112.60	98.74%
<b>Total</b>	<b>88.24</b>	<b>626.29</b>	<b>16.96</b>	<b>17.72</b>	<b>15.81</b>	<b>554.63</b>	<b>85.66%</b>
Supuesto 7							
S. Jares	3.19	0.84	0.05	0.05	2.34	0.00	26.39%
S. Gran Tarajal	6.53	3.49	0.23	0.23	3.18	0.15	51.29%
S. Las Salinas	33.52	31.50	2.02	1.99	9.53	7.48	71.56%
S. Matas Blancas	10.28	1.80	0.02	0.02	8.48	0.00	17.52%
S. Corralejo	10.68	42.38	0.24	0.19	0.62	32.27	94.20%
S. Puerto del Rosario	12.28	4.89	0.31	0.30	7.96	0.55	35.18%
S. Rosa Catalina García	3.67	1.19	0.13	0.13	2.48	0.00	32.47%
S. Solantes	5.53	119.46	0.08	0.07	0.05	113.98	98.59%
S. Moralito - La Tablada	2.10	70.95	0.04	0.04	0.01	68.85	99.40%
S. Puerto del Rosario Gen.	4.30	90.80	0.07	0.06	0.04	86.52	98.83%
S. Tuineje	1.62	71.40	0.03	0.02	0.00	69.77	98.07%
S. La Oliva	3.50	4.01	0.61	0.66	0.71	1.27	79.80%
Cañada de La Barca	5.75	110.42	0.08	0.07	0.07	104.73	98.46%
<b>Total</b>	<b>102.94</b>	<b>553.13</b>	<b>3.90</b>	<b>3.82</b>	<b>35.46</b>	<b>485.58</b>	<b>69.37%</b>
Supuesto 10							
S. Jares	4.55	1.06	0.04	0.04	3.48	0.00	23.41%
S. Gran Tarajal	8.51	3.98	0.21	0.21	4.66	0.13	45.26%
S. Las Salinas	41.20	30.75	0.53	0.41	16.40	5.84	60.14%
S. Matas Blancas	12.06	3.37	0.16	0.16	8.75	0.05	27.48%
S. Corralejo	13.76	43.34	0.27	0.23	1.03	30.58	92.48%
S. Puerto del Rosario	15.70	3.39	0.06	0.06	12.32	0.01	21.56%
S. Rosa Catalina García	5.79	1.21	0.02	0.03	4.58	0.00	20.95%
S. Solantes	7.61	119.58	0.10	0.09	0.11	112.07	98.20%
S. Moralito - La Tablada	3.11	71.03	0.06	0.05	0.02	67.93	99.18%
S. Puerto del Rosario Gen.	5.28	91.08	0.09	0.08	0.06	85.85	98.63%

<b>S. Tuineje</b>	2.14	71.55	0.04	0.03	0.00	69.41	98.39%
<b>S. La Oliva</b>	4.45	5.15	0.23	0.23	0.91	1.61	79.58%
<b>Cañada de La Barca</b>	6.88	111.48	0.10	0.08	0.09	104.67	98.35%
<b>Total</b>	<b>131.04</b>	<b>556.98</b>	<b>1.91</b>	<b>1.70</b>	<b>52.41</b>	<b>478.14</b>	<b>66.43%</b>

Tabla 75 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuestos 4,7 y 10-Escenario 80% EERR]

### 3.2.2.3 Almacenamiento a gran escala

Se continúa el análisis con el estudio de las necesidades de almacenamiento a gran escala en coordinación con los eslabones de almacenamiento a nivel de usuario y distribuido en redes. A pesar de que la isla de Fuerteventura estaría conectada con los sistemas eléctricos de Lanzarote y Gran Canaria (en planificación), a efectos de la presente estrategia se ha considerado que las necesidades de almacenamiento serían atendidas a nivel de isla. Esto no necesariamente debería ser así, es más, debería priorizarse en la medida de lo posible la búsqueda de soluciones eficientes en coste. No obstante, disponer de medios de almacenamiento suficientes en la propia isla garantizaría la viabilidad técnica del mix energético de la isla incluso en caso de fallo de las interconexiones. En un escenario de total descarbonización donde la generación térmica convencional sea desplazada por energías renovables, no se debería prescindir del almacenamiento en islas por el mero hecho de que éstas estuvieran interconectadas. Dichas interconexiones pueden reducir la necesidad de almacenamiento, pero no eliminarlas por completo.

Como para el caso de Lanzarote, las dos primeras columnas de la siguiente tabla exponen las potencias eólica y fotovoltaica máximas a gestionar por el almacenamiento a gran escala para cada supuesto analizado, habiendo sido calculadas las mismas como aquella parte excedentaria del conjunto de las subestaciones de la isla más la aportación de los de otros generadores que deberían ser instalados para alcanzar la cobertura del 100%.

En esta isla, la potencia eólica actualmente instalada asciende hasta los 28,66 MW mientras que la fotovoltaica supone 12,76 MW. Asimismo, según la relación de instalaciones desarrollada por la Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias y publicada en el visor geográfico de Grafcan, si culminaran de forma exitosa los trámites de todos los parques eólicos y plantas fotovoltaicas previstas, se lograría alcanzar una potencia de 203 MW eólicos y 15 MW fotovoltaicos. Partiendo de esta base, para conseguir la total descarbonización, además de invertir en almacenamiento energético se requeriría una potencia eólica adicional de entre 53 y 112 MW eólicos (según supuesto) y de entre 17 y 43 MW fotovoltaicos para alcanzar coberturas de demanda mediante energías renovables próximas al 100%. En esta ocasión, esta demanda está referida a la demanda total de la isla y no a la relativa de los edificios como sucedía en los eslabones de almacenamiento a nivel de usuario o distribuido en redes.

Potencia renovable y almacenamiento [Escenario 100% EERR] - Fuerteventura								
Sup	Pot. Eólica máx. a gestionar*	Pot. Fotov. Máx. a gestionar*	Incremento necesario Pot. Eólica	Incremento necesario Pot. Fotov.	Pot. almace.	Capacidad almace.	Inversión	Coste de explotación
	MW	MW	MW	MW	MW	MWh	M€	k€
1	103	458	103	17	<b>117</b>	<b>1.400</b>	168,0	2.785,8
2	171	210	108	20	<b>67</b>	<b>800</b>	96,0	952,4
3	103	139	103	25	<b>100</b>	<b>1.200</b>	144,0	3.524,8
4	171	209	108	20	<b>67</b>	<b>800</b>	96,0	1.080,3

5	176	163	109	23	<b>67</b>	<b>800</b>	96,0	1.297,0
6	103	88	103	43	<b>125</b>	<b>1.800</b>	216,0	3.750,4
7	177	163	110	23	<b>67</b>	<b>800</b>	96,0	1.321,5
8	186	146	112	24	<b>67</b>	<b>1.450</b>	174,0	1.522,3
9	53	164	53	22	<b>100</b>	<b>1.584</b>	190,1	3.900,0
10	186	146	112	24	<b>67</b>	<b>1.450</b>	174,0	1.520,5

\*Potencia estimada como la suma del vertido de SETs más la generación renovable extra (columnas "Incremento necesario") disponible en cada hora

Tabla 76 Potencia renovable y almacenamiento [Escenario 100% EERR] – Fuerteventura

Se puede comprobar que este caso las necesidades de almacenamiento si bien siguen siendo importantes, son menores a las que se requerían en la situación particular de la isla de Lanzarote. Esto se debe a que la diferencia entre la demanda en edificación y el resto de demanda no asociada a edificaciones era considerablemente menor y, por tanto, se requiere menos aporte de un futuro sistema de almacenamiento a gran escala.

En el peor de los casos, la inversión en almacenamiento energético a gran escala ascendería hasta los 168 M€, pero no conviene hacer una lectura parcial de este indicador porque debe añadirse la contribución de los distintos tipos de almacenamiento energético. Por tanto, para saber qué alternativa es más económica, debe tenerse en cuenta los costes relativos al almacenamiento a nivel de usuario y distribuido en redes. Este análisis se hace en el apartado 3.3 de este documento.

Balance energético y cobertura de demanda [Escenario 100% EERR] - Fuerteventura							
Sup	Demanda	EERR	Carga almac.	Descarga almac.	Generación convencional	Vertidos	Cobertura de demanda EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
1	207,00	1.062,53	32,53	32,77	0,00	846,07	<b>100,0%</b>
2	147,00	794,80	11,07	11,21	0,00	644,79	<b>100,0%</b>
3	229,00	501,89	40,90	41,47	0,87	266,70	<b>99,6%</b>
4	157,00	791,77	12,56	12,71	0,00	631,44	<b>100,0%</b>
5	174,00	723,50	15,10	15,26	0,00	545,95	<b>100,0%</b>
6	244,00	414,01	º	44,12	6,56	169,10	<b>97,3%</b>
7	176,00	725,63	15,38	15,55	0,00	546,00	<b>100,0%</b>
8	193,00	717,80	17,73	17,91	0,00	520,94	<b>100,0%</b>
9	181,00	422,01	45,37	45,88	0,00	232,07	<b>100,0%</b>
10	193,00	718,61	17,71	17,89	0,00	521,75	<b>100,0%</b>

Tabla 77 Balance energético y cobertura de demanda [Escenario 100% EERR] – Fuerteventura

En este caso vuelve a ser necesaria la apuesta por otros sistemas de almacenamiento energético a gran escala diferentes al hidrobombeo. Como se ha justificado en varias ocasiones, todo apunta a que la mejor alternativa es el hidrógeno por las capacidades de almacenamiento que esta tecnología ofrece. Los cálculos y estimaciones previamente expuestas para el caso de Lanzarote, serían también de aplicación para la isla de Fuerteventura.

En la siguiente tabla se muestra el resultado del balance energético obtenido en todos los supuestos de cálculo para la isla de Fuerteventura. Nuevamente, en la mayoría de los casos se conseguía cubrir la demanda con generación renovable. La parte restante debería ser cubierta por otra forma de energías renovables de carácter gestionable. Vuelve a ser de interés el uso del biogás, pero además se puede plantear alternativas como el metano sintético

aprovechando las infraestructuras de generación de hidrógeno planteadas para el almacenamiento.

### 3.2.3 Gran Canaria

#### 3.2.3.1 Almacenamiento a nivel de usuario

Disponer de medios de generación en régimen de autoconsumo es clave para la puesta en marcha de políticas de fomento del almacenamiento energético a nivel de usuario. En este contexto, tal como se demostró en la estrategia para el autoconsumo fotovoltaico de Canarias, la isla de Gran Canaria presenta un alto potencial para el uso de esta tecnología. En dicho estudio se evaluó que existirían unos 37 km<sup>2</sup> que serían suficiente para instalar hasta 3.700 MW de potencia fotovoltaica, lo que supone tres veces el valor óptimo para toda Canarias por criterios de limitación de energía excedentaria.

##### **Supuesto 1 (Escenario 100%):**

Según los resultados obtenidos para el Supuesto 1, incluso apostándose por soluciones en las que se alcanzara el objetivo de máxima cobertura de demanda (referida a la demanda de las edificaciones) mediante autoconsumo con baterías, la potencia instalada sería considerablemente inferior al total de la superficie de cubierta disponible para la instalación de paneles fotovoltaicos en la isla de Gran Canaria.

Tomando como referencia la cifra anteriormente anunciada de los 3.700 MW, para alcanzar el objetivo de autoconsumo máximo, sería necesario ocupar el 76% de la superficie de cubiertas disponibles con condiciones aptas para albergar esta tecnología. La inversión en este caso ascendería hasta los 7.212 M€, recuperándose anualmente 121 M€. Nuevamente, incluso con los sistemas de almacenamiento energético previstos (2.073 MW/2.003 MWh), la cantidad de energía excedentaria alcanzaría el 70%. Esto se debe a que, para conseguir la condición de autoconsumo total, las instalaciones deben estar dimensionadas para atender los días de menor recurso disponible.



Figura 40 Distribución de almacenamiento a nivel de usuario [Escenario 100%] – Ejemplo: Polígono de Arinaga

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 1 – Escenario 100% EERR]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
Agate	167.179	16	14,2	13,6	49,4	704
Agüimes	1.519.893	150	105,6	102,8	351,4	8.830
Artenara	42.278	4	5,0	4,9	14,5	209
Arucas	1.049.724	103	79,1	75,4	299,3	4.157
Firgas	295.513	29	23,0	21,8	88,2	1.023
Gáldar	739.805	73	59,3	56,6	215,9	2.992
Santa María de Guía	634.924	63	68,8	66,5	204,5	1.881
Ingenio	1.160.568	114	75,9	72,5	300,6	5.405
La aldea de San Nicolás	340.444	34	28,8	27,5	99,5	1.678
Las Palmas de Gran Canaria	6.112.337	602	416,3	401,4	1.512,5	32.222
Mogán	838.928	83	60,8	59,7	185,5	6.790
Moya	347.895	34	28,0	26,5	106,4	1.222
San Bartolomé Tirajana	8.682.566	855	611,1	598,5	1.968,7	25.673
Vega de San Mateo	594.302	59	51,8	49,9	170,0	1.805
Santa Brígida	593.408	58	40,3	38,1	166,4	1.985
Santa Lucía de Tirajana	1.391.392	137	100,9	96,2	384,7	6.248
Tejeda	105.638	10	11,5	11,0	36,2	446
Telde	2.695.711	265	174,4	167,9	649,8	13.373
Teror	497.149	49	40,9	38,8	152,1	1.748
Valleseco	192.267	19	17,2	16,3	62,2	669
Valsequillo	638.461	63	59,4	57,2	195,1	1.814
<b>Total</b>	<b>28.640.383</b>	<b>2.820</b>	<b>2.073</b>	<b>2.003</b>	<b>7.212</b>	<b>120.875</b>

Tabla 78 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 1 – Escenario 100% EERR]

Balance energético por municipio [Supuesto 1 Escenario 100% EERR]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Agate	8,4	25,6	2,7	2,4	2,5	19,5	97,38%

Agüimes	118,4	248,1	25,6	22,6	44,0	170,8	97,00%
Artenara	2,4	7,5	0,8	0,7	0,7	5,7	96,73%
Aucas	49,4	154,7	16,2	14,4	14,4	117,9	94,64%
Firgas	11,4	40,9	4,4	4,0	2,8	31,9	98,75%
Gáldar	34,6	112,0	11,9	10,7	9,5	85,7	98,11%
Santa María de Guía	18,4	91,4	8,8	7,7	3,6	75,5	97,87%
Ingenio	71,9	186,5	17,2	14,9	26,5	138,8	96,16%
La aldea de San Nicolás	20,6	58,2	6,0	5,3	6,5	43,4	95,12%
Las Palmas de Gran Canaria	458,3	884,6	91,6	81,7	188,1	604,5	98,59%
Mogán	102,2	137,8	14,7	13,3	45,2	79,2	97,64%
Moya	13,5	49,2	5,3	4,8	3,3	38,5	94,76%
San Bartolomé Tirajana	309,6	1.401,7	77,4	64,6	117,8	1.197,1	98,22%
Vega de San Mateo	18,8	93,6	7,9	6,7	4,4	77,9	95,96%
Santa Brígida	22,5	87,0	8,5	7,4	5,8	69,2	97,05%
Santa Lucía de Tirajana	77,2	227,5	22,7	19,8	24,6	172,0	97,21%
Tejeda	4,7	19,2	1,9	1,8	1,0	15,3	96,99%
Telde	181,6	410,2	39,5	34,7	69,4	293,3	95,47%
Teror	19,4	71,1	7,5	6,8	4,7	55,7	95,52%
Valleseco	7,2	28,9	3,0	2,7	1,5	23,0	96,11%
Valsequillo	18,1	97,2	8,4	7,3	3,5	81,4	96,60%
<b>Total</b>	<b>1.568,6</b>	<b>4.432,8</b>	<b>382,0</b>	<b>334,3</b>	<b>579,8</b>	<b>3.396,2</b>	<b>96,76%</b>

Tabla 79 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuesto 1 Escenario 100% EERR]

Las Palmas de Gran Canaria y San Bartolomé de Tirajana serían las comunidades donde mayores requerimientos de almacenamiento serían necesario. En esta isla sí se aprecia una mayor importancia de la hostelería. Aunque el sector residencial sigue siendo el que mayor inversión requeriría (prácticamente el 60% del total), el sector de la hostelería representa casi un 20% de los 7.212 M€ que habría que movilizar. Esta es una de las principales razones por las cuales San Bartolomé de Tirajana tendría una alta participación en comparación con el resto de municipios.

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 1 – Escenario 100% EERR]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
Residencial	14.792.511	1.457	1.041,5	989,6	4.131,5	40.769,6
Comercios	1.239.556	122	96,8	96,3	256,4	13.614,0
Agricultura	561.803	55	37,1	35,3	136,0	2.351,3
Industrial	2.802.905	276	183,0	181,3	534,0	19.885,4
AAPP	1.487.346	146	125,8	125,7	296,7	17.903,1
Hostelería	5.275.126	519	395,6	386,0	1.269,1	15.586,6
Oficinas	371.084	37	34,5	34,4	81,1	4.530,1
Otros usos	2.110.051	208	158,2	154,4	507,7	6.234,6
<b>Total</b>	<b>28.640.383</b>	<b>2.820</b>	<b>2.073</b>	<b>2.003</b>	<b>7.212</b>	<b>120.875</b>

Tabla 80 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 1 Escenario 100% EERR]

Balance energético por sector [Supuesto 1 – Escenario 100% EERR]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Residencial	407,7	2.262,4	189,7	162,5	74,7	1.902,3	96,16%
Comercios	220,3	192,2	23,6	22,6	105,6	76,5	93,01%

Agricultura	27,1	88,3	9,3	7,7	7,4	67,0	97,89%
Industrial	277,1	431,9	50,3	45,2	109,6	259,3	90,66%
AAPP	305,1	223,4	29,3	28,2	154,3	71,4	95,23%
Hostelería	182,4	841,9	51,3	43,1	64,6	716,0	98,97%
Oficinas	75,8	55,8	8,0	7,7	37,6	17,4	96,23%
Otros usos	73,0	336,8	20,5	17,3	25,9	286,4	94,59%
<b>Total</b>	<b>1.568,6</b>	<b>4.432,8</b>	<b>382,0</b>	<b>334,3</b>	<b>579,8</b>	<b>3.396,2</b>	<b>95,34%</b>

Tabla 81 Balance energético por sectores [Supuesto 1 Escenario 100% EERR]

**Supuesto 2-4 (Escenario 80%):**

El sobredimensionamiento mencionado en el Supuesto 1 podría ser evitado apostando por una solución intermedia en la que se potencie el autoconsumo a nivel de usuario pero no hasta el extremo de alcanzar el 100%. En este caso, recaería en el almacenamiento distribuido en redes que la parte restante pudiera ser cubierta usando como referencia, adicionalmente, la contribución de los parques eólicos y plantas fotovoltaicas en régimen de vertido a red.

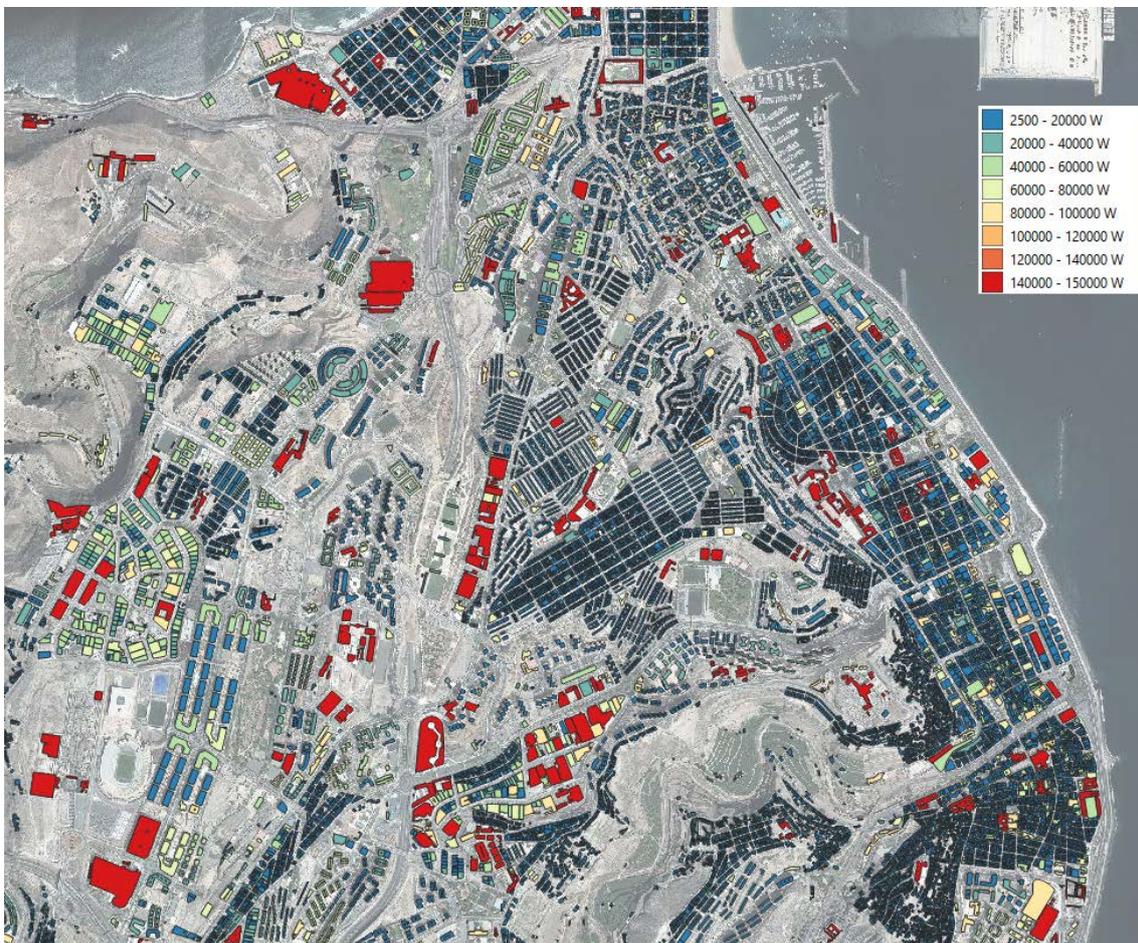


Figura 41 Distribución de almacenamiento a nivel de usuario [Escenario 80%] – Ejemplo: Las Palmas de Gran Canaria

Si se optara por una solución en la que el objetivo a nivel de usuario se fijara en el 80% de cobertura de demanda, la potencia que sería necesaria instalar se reduciría desde los 2.820 MW hasta los 781 MW y en términos de almacenamiento, desde los 2.073 MW/2.003 MWh hasta los 1.551 MW/1.463 MWh.

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
Agate	45.022	4	10,0	9,6	18,9	569,5
Agüimes	588.592	58	84,6	82,9	167,0	7.673,9
Artenara	11.188	1	3,2	2,9	5,7	175,8
Arucas	261.370	26	62,0	59,5	114,9	3.342,2
Firgas	63.276	6	20,0	18,9	34,9	786,0
Gáldar	181.897	18	43,2	41,5	80,2	2.424,0
Santa María de Guía	136.328	13	48,1	43,8	79,6	1.542,3
Ingenio	338.632	33	51,0	49,2	109,5	4.498,3
La aldea de San Nicolás	95.724	9	17,6	16,5	36,3	1.376,8
Las Palmas de Gran Canaria	2.078.477	205	359,6	348,6	686,8	26.712,7
Mogán	391.920	39	52,4	51,4	104,9	5.947,9
Moya	73.789	7	23,5	22,3	41,3	949,3
San Bartolomé Tirajana	1.850.698	182	408,4	365,7	716,2	21.538,7
Vega de San Mateo	153.869	15	36,2	33,4	66,8	1.521,1
Santa Brígida	124.777	12	32,7	31,3	59,9	1.576,0
Santa Lucía de Tirajana	381.415	38	65,8	62,7	138,1	5.182,9
Tejeda	22.067	2	6,7	6,1	12,2	347,1
Telde	859.561	85	138,2	134,2	271,3	11.144,9
Teror	98.580	10	33,8	32,1	57,5	1.342,5
Valleseco	35.213	3	13,0	12,4	22,3	513,1
Valsequillo	137.369	14	41,0	37,6	72,2	1.491,6
<b>Total</b>	<b>7.929.762</b>	<b>781</b>	<b>1.551</b>	<b>1.463</b>	<b>2.897</b>	<b>100.656</b>

Tabla 82 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]

Balance energético por municipio [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Agate	8,4	6,8	1,5	1,5	3,7	2,1	77,84%
Agüimes	118,4	95,4	18,1	17,9	53,8	30,5	81,79%
Artenara	2,4	2,0	0,5	0,5	1,0	0,6	83,55%
Arucas	49,4	38,1	9,7	9,6	21,2	9,8	82,43%
Firgas	11,4	8,7	2,5	2,5	4,8	2,0	80,07%
Gáldar	34,6	27,2	7,1	7,1	14,3	6,9	80,34%
Santa María de Guía	18,4	20,3	4,4	4,3	6,5	8,3	81,17%
Ingenio	71,9	53,8	10,1	9,9	34,1	15,9	82,35%
La aldea de San Nicolás	20,6	16,3	3,4	3,3	9,0	4,7	79,16%
Las Palmas de Gran Canaria	458,3	297,8	58,7	57,7	234,6	73,2	82,15%
Mogán	102,2	64,0	10,9	10,7	52,3	13,8	76,91%
Moya	13,5	10,3	3,0	3,0	5,6	2,3	80,29%
San Bartolomé Tirajana	309,6	295,3	39,4	38,0	152,6	136,9	80,53%
Vega de San Mateo	18,8	24,5	4,4	4,3	6,8	12,3	75,70%
Santa Brígida	22,5	18,0	5,0	4,9	9,2	4,7	83,22%
Santa Lucía de Tirajana	77,2	61,8	13,4	13,2	33,5	18,0	83,39%
Tejeda	4,7	4,1	1,0	1,0	1,8	1,1	82,22%
Telde	181,6	129,1	25,6	25,2	88,2	35,3	83,56%
Teror	19,4	13,9	4,3	4,3	8,2	2,6	80,82%
Valleseco	7,2	5,2	1,7	1,7	2,8	0,9	80,72%
Valsequillo	18,1	21,4	4,4	4,3	6,2	9,4	75,85%

<b>Total</b>	<b>1.568,6</b>	<b>1.214,0</b>	<b>229,0</b>	<b>224,9</b>	<b>750,2</b>	<b>391,4</b>	<b>80,67%</b>
--------------	----------------	----------------	--------------	--------------	--------------	--------------	---------------

Tabla 83 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]

En este supuesto, no existen diferencias apreciables en cuanto a la distribución por municipios y sectores respecto al escenario de máxima cobertura de demanda mediante energías renovables modelado en el Supuesto 1.

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
<b>Residencial</b>	2.633.371	259	711,3	663,3	1.298,8	31.489,0
<b>Comercios</b>	779.306	77	96,7	96,3	200,8	11.906,4
<b>Agricultura</b>	212.991	21	29,3	28,1	66,9	2.021,7
<b>Industrial</b>	1.467.539	145	179,9	178,5	370,2	17.543,0
<b>AAPP</b>	992.335	98	125,8	125,6	239,4	15.513,1
<b>Hostelería</b>	1.139.132	112	266,9	240,3	467,4	13.046,8
<b>Oficinas</b>	249.435	25	34,5	34,4	66,2	3.917,7
<b>Otros usos</b>	455.653	45	106,7	96,1	187,0	5.218,7
<b>Total</b>	<b>7.929.762</b>	<b>781</b>	<b>1.551</b>	<b>1.463</b>	<b>2.897</b>	<b>100.656</b>

Tabla 84 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]

Balance energético por sector [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
<b>Residencial</b>	407,7	396,2	97,6	96,4	152,9	140,3	79,60%
<b>Comercios</b>	220,3	120,5	19,3	19,1	120,0	20,0	82,29%
<b>Agricultura</b>	27,1	33,1	6,0	5,8	10,2	16,0	81,07%
<b>Industrial</b>	277,1	224,6	40,9	40,0	129,3	75,9	80,92%
<b>AAPP</b>	305,1	148,9	22,3	22,0	174,4	18,0	81,39%
<b>Hostelería</b>	182,4	180,8	26,4	25,4	86,0	83,4	81,74%
<b>Oficinas</b>	75,8	37,5	6,0	5,9	42,8	4,4	77,96%
<b>Otros usos</b>	73,0	72,3	10,5	10,2	34,4	33,4	80,70%
<b>Total</b>	<b>1.568,6</b>	<b>1.214,0</b>	<b>229,0</b>	<b>224,9</b>	<b>750,2</b>	<b>391,4</b>	<b>80,71%</b>

Tabla 85 Balance energético por sectores [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]

### Supuesto 5-7 (Limitación de excedentes 10%):

Bajo el criterio de limitación de excedentes anuales vertidos a red, se produce una reducción insignificante de la cobertura de demanda de las edificaciones mediante energías renovables (2%) y eso mejora en la integración en red al reducirse los excedentes energéticos producidos del 32% al 15%. En este caso la clave está en los sistemas de almacenamiento, ya que aunque se reduce la potencia fotovoltaica instalada, se ha producido un ligero aumento tanto de la potencia instalada en baterías como en su capacidad.

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
<b>Agate</b>	36.571	4	9,6	9,0	17,7	538,9
<b>Agüimes</b>	414.728	41	65,1	63,0	127,4	6.751,3
<b>Artenara</b>	10.556	1	4,4	4,2	7,1	172,6
<b>Aucas</b>	217.602	21	51,8	49,1	99,6	3.110,9
<b>Firgas</b>	57.932	6	15,8	15,1	30,2	762,8
<b>Gáldar</b>	153.249	15	39,0	36,9	73,6	2.240,9
<b>Santa María de Guía</b>	120.233	12	69,9	65,7	106,2	1.440,1

Ingenio	276.328	27	46,2	44,4	97,1	4.248,1
La aldea de San Nicolás	83.868	8	19,3	18,3	36,8	1.361,4
Las Palmas de Gran Canaria	1.719.706	169	265,9	254,4	552,5	24.645,2
Mogán	342.493	34	42,9	42,0	88,8	5.591,8
Moya	68.704	7	19,9	18,8	37,3	922,0
San Bartolomé Tirajana	1.445.574	142	694,8	655,9	1.029,7	20.208,7
Vega de San Mateo	93.373	9	48,3	45,5	73,9	1.311,8
Santa Brígida	103.634	10	26,4	25,1	50,6	1.465,3
Santa Lucía de Tirajana	306.115	30	59,8	56,7	121,8	4.845,0
Tejeda	22.173	2	9,4	8,9	15,5	368,5
Telde	672.820	66	103,3	98,3	214,4	10.082,9
Teror	94.142	9	28,1	26,6	51,5	1.292,3
Valleseco	35.451	3	12,1	11,5	21,7	504,8
Valsequillo	102.215	10	56,3	52,9	86,5	1.350,0
<b>Total</b>	<b>6.377.467</b>	<b>628</b>	<b>1.688</b>	<b>1.602</b>	<b>2.940</b>	<b>93.215</b>

Tabla 86 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]

Balance energético por municipio [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Agate	8,4	5,4	1,4	1,4	3,9	0,9	78,53%
Agüimes	118,4	67,2	12,4	12,3	61,5	10,2	73,30%
Artenara	2,4	1,8	0,5	0,5	1,0	0,4	87,61%
Arucas	49,4	31,3	8,5	8,5	23,2	5,1	74,86%
Firgas	11,4	7,7	2,4	2,4	5,0	1,3	75,14%
Gáldar	34,6	22,5	6,2	6,2	15,9	3,8	77,02%
Santa María de Guía	18,4	15,5	5,5	5,5	7,3	4,4	90,76%
Ingenio	71,9	43,5	8,9	8,8	36,2	7,8	73,50%
La aldea de San Nicolás	20,6	14,0	3,5	3,5	9,2	2,6	78,78%
Las Palmas de Gran Canaria	458,3	245,4	45,5	45,0	252,0	38,6	73,29%
Mogán	102,2	55,8	8,5	8,4	55,3	8,7	71,89%
Moya	13,5	9,3	3,0	3,0	5,8	1,6	76,02%
San Bartolomé Tirajana	309,6	203,6	48,0	47,9	163,8	57,7	93,68%
Vega de San Mateo	18,8	13,4	4,2	4,2	8,5	3,1	85,41%
Santa Brígida	22,5	14,8	4,3	4,3	10,1	2,4	71,62%
Santa Lucía de Tirajana	77,2	49,3	11,6	11,6	36,4	8,4	72,91%
Tejeda	4,7	3,9	1,3	1,3	1,6	0,8	85,48%
Telde	181,6	100,8	18,8	18,6	97,1	16,1	71,91%
Teror	19,4	13,0	4,1	4,1	8,6	2,2	74,14%
Valleseco	7,2	5,1	1,7	1,7	2,9	0,9	75,65%
Valsequillo	18,1	14,1	4,8	4,8	7,4	3,5	85,39%
<b>Total</b>	<b>1.568,6</b>	<b>937,5</b>	<b>205,5</b>	<b>204,4</b>	<b>812,8</b>	<b>180,6</b>	<b>78,42%</b>

Tabla 87 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]

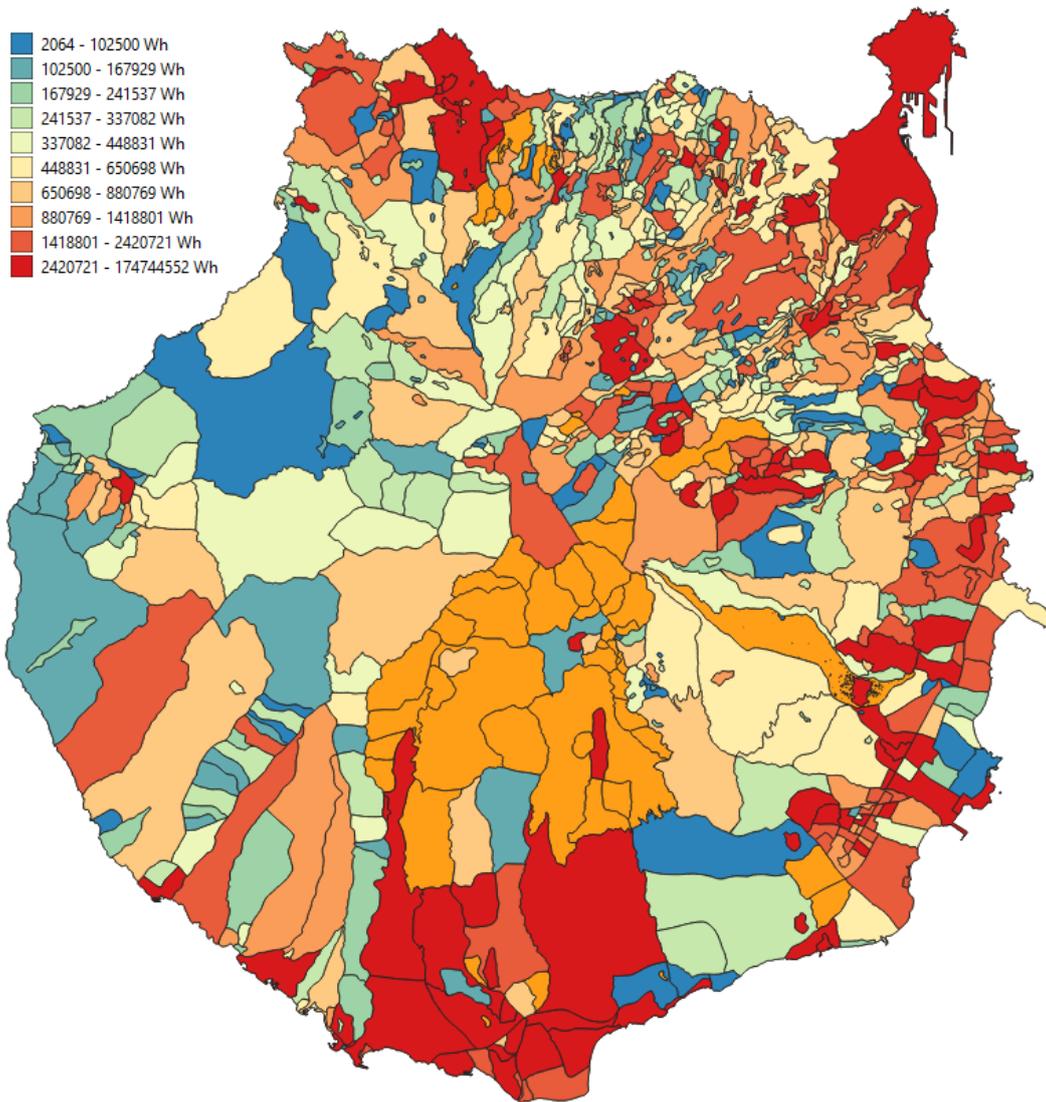


Figura 42 Distribución de almacenamiento a nivel de usuario por comarcas [Escenario limitación]

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
<b>Residencial</b>	2.205.062	217	798,1	749,8	1.379,4	30.766,0
<b>Comercios</b>	703.783	69	56,7	56,2	146,5	10.915,0
<b>Agricultura</b>	110.388	11	23,7	22,6	47,3	1.684,7
<b>Industrial</b>	900.777	89	96,0	94,6	211,0	14.193,4
<b>AAPP</b>	979.987	97	84,3	84,1	196,5	14.912,9
<b>Hostelería</b>	880.697	87	434,7	410,0	648,2	12.155,3
<b>Oficinas</b>	244.495	24	21,0	20,9	51,7	3.726,0
<b>Otros usos</b>	352.279	35	173,9	164,0	259,3	4.862,1
<b>Total</b>	<b>6.377.467</b>	<b>628</b>	<b>1.688</b>	<b>1.602</b>	<b>2.940</b>	<b>93.215</b>

Tabla 88 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]

Balance energético por sector [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
<b>Residencial</b>	407,7	315,1	105,6	105,8	159,0	66,6	75,30%
<b>Comercios</b>	220,3	109,5	11,7	11,3	128,4	17,2	75,61%

<b>Agricultura</b>	27,1	17,0	4,2	4,2	13,0	2,8	75,10%
<b>Industrial</b>	277,1	138,8	19,2	18,9	157,6	18,9	76,34%
<b>AAPP</b>	305,1	147,6	16,8	16,3	179,5	21,5	73,38%
<b>Hostelería</b>	182,4	123,3	31,3	31,2	93,5	34,3	76,16%
<b>Oficinas</b>	75,8	36,9	4,2	4,1	44,4	5,4	74,34%
<b>Otros usos</b>	73,0	49,3	12,5	12,5	37,4	13,7	78,47%
<b>Total</b>	<b>1.568,6</b>	<b>937,5</b>	<b>205,5</b>	<b>204,4</b>	<b>812,8</b>	<b>180,6</b>	<b>75,59%</b>

Tabla 89 Balance energético por sectores [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]

### Supuesto 8-10 (Sin almacenamiento):

En cuanto a almacenamiento a escala local para la isla de Gran Canaria, se muestra en las siguientes tablas los resultados para el caso en el que no se considera almacenamiento y sólo se potencia el autoconsumo fotovoltaico. De la comparación con los resultados obtenidos para el supuesto anterior, se concluye que la potencia fotovoltaica que ha debido incrementarse para dar soporte a los sistemas de almacenamiento a nivel de usuario ronda los 200 MW. Con esta solución (sin almacenamiento energético) sólo se lograría cubrir el 31% de la demanda eléctrica.

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuestos 8-10 Sin almacenamiento]					
Municipio	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>	MW	M€	k€
<b>Teror</b>	744.001	520.618	5,4	15,2	747,0
<b>Vega de San Mateo</b>	1.258.062	880.446	5,1	15,4	737,4
<b>Moya</b>	531.673	372.097	3,7	10,6	522,5
<b>Ingenio</b>	1.780.645	1.246.518	20,4	52,6	3.022,3
<b>Valsequillo</b>	1.205.737	843.629	4,6	15,1	676,8
<b>Telde</b>	4.311.019	3.016.534	56,1	141,6	7.997,4
<b>Santa María de Guía</b>	1.223.256	854.963	4,6	15,6	654,6
<b>Las Palmas de Gran Canaria</b>	10.093.145	7.055.306	139,0	350,3	19.167,7
<b>Mogán</b>	1.386.519	971.498	31,6	77,4	4.660,5
<b>Arucas</b>	1.657.530	1.159.460	14,2	38,2	2.020,4
<b>Tejeda</b>	165.791	116.197	1,3	3,8	205,2
<b>Agüimes</b>	2.314.956	1.617.606	36,5	91,1	5.401,5
<b>La Aldea de San Nicolás</b>	555.043	388.651	6,0	16,0	935,1
<b>Firgas</b>	443.174	310.150	3,2	9,1	442,5
<b>Agate</b>	281.111	196.723	2,4	6,6	353,6
<b>Artenara</b>	68.907	48.319	0,7	1,9	103,5
<b>Valleseco</b>	281.829	197.143	2,0	5,7	283,7
<b>Santa Brígida</b>	936.813	655.567	6,4	17,5	900,3
<b>Santa Lucía de Tirajana</b>	2.326.578	1.625.920	22,9	59,9	3.450,2
<b>Gáldar</b>	1.155.688	808.386	10,0	27,0	1.448,9
<b>San Bartolomé de Tirajana</b>	20.656.208	14.385.423	88,4	252,0	13.129,0
<b>Total</b>	<b>53.377.685</b>	<b>37.271.153</b>	<b>464</b>	<b>1.223</b>	<b>66.860</b>

Tabla 90 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]

Balance energético por municipio [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]						
Municipio	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
<b>Teror</b>	7.244,3	8,6	19,3	1,9	12,7	29,4%
<b>Vega de San Mateo</b>	405,4	10,1	18,9	2,4	11,2	23,2%
<b>Moya</b>	8.385,7	5,9	13,5	1,3	8,9	29,5%
<b>Ingenio</b>	18.881,6	35,1	68,4	9,3	42,6	34,6%
<b>Valsequillo</b>	467,8	9,3	18,1	1,9	10,6	25,2%
<b>Telde</b>	23.500,2	91,4	185,1	23,6	117,2	33,4%
<b>Santa María de Guía</b>	369,2	9,4	18,3	1,6	10,6	21,7%

<b>Las Palmas de Gran Canaria</b>	25.492,7	216,7	457,9	53,6	294,8	71,3%
<b>Mogán</b>	15.373,3	55,5	101,9	15,9	62,3	33,3%
<b>Aruacas</b>	12.390,5	22,9	49,2	5,4	31,8	32,1%
<b>Tejeda</b>	4.938,8	2,7	4,7	0,8	2,8	34,4%
<b>Agüimes</b>	22.478,3	63,8	119,2	18,1	73,5	36,0%
<b>La Aldea de San Nicolás</b>	15.721,4	11,2	20,6	3,1	12,5	33,3%
<b>Firgas</b>	7.222,3	5,0	11,6	1,0	7,6	29,5%
<b>Agate</b>	7.496,7	4,1	8,4	1,0	5,3	31,5%
<b>Artenara</b>	5.050,0	1,4	2,4	0,4	1,4	31,3%
<b>Valleseco</b>	5.550,4	3,4	7,3	0,8	4,7	28,4%
<b>Santa Brígida</b>	7.811,8	10,2	22,4	2,4	14,6	31,5%
<b>Santa Lucía de Tirajana</b>	12.960,7	40,3	77,2	10,9	47,8	35,2%
<b>Gáldar</b>	8.809,4	16,6	34,7	4,0	22,0	30,2%
<b>San Bartolomé de Tirajana</b>	780,7	175,6	309,6	44,2	178,1	7,4%
<b>Total</b>	<b>10.063,4</b>	<b>799,1</b>	<b>1.568,6</b>	<b>203,5</b>	<b>973,0</b>	<b>31,5%</b>

Tabla 91 Balance energético por municipio [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]					
Sector	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>	MW	M€	k€
<b>Residencial</b>	26.557.445	18.552.327	106,7	320,2	23.715,3
<b>Comercios</b>	1.751.666	1.228.553	69,1	166,9	11.287,5
<b>Agricultura</b>	817.826	571.686	8,0	21,0	1.560,6
<b>Industrial</b>	3.968.645	2.777.757	86,5	210,3	15.149,0
<b>AAPP</b>	2.098.165	1.466.808	95,9	230,9	15.007,2
<b>Hostelería</b>	12.616.362	8.792.801	53,3	154,3	11.277,5
<b>Oficinas</b>	521.030	364.100	23,8	57,4	3.736,5
<b>Otros usos</b>	5.046.545	3.517.120	21,3	61,7	4.511,0
<b>Total</b>	<b>53.377.685</b>	<b>37.271.153</b>	<b>464</b>	<b>1.223</b>	<b>86.245</b>

Tabla 92 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]

Balance energético por sector [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]						
Sector	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
<b>Residencial</b>	519,6	189,4	398,4	41,2	250,2	29,2%
<b>Comercios</b>	15.836,1	114,3	220,3	31,7	137,7	36,8%
<b>Agricultura</b>	1.380,3	13,6	27,1	3,5	17,0	31,2%
<b>Industrial</b>	7.788,9	142,2	277,1	39,0	173,9	34,9%
<b>AAPP</b>	33.447,4	153,6	305,1	41,6	193,1	37,1%
<b>Hostelería</b>	704,8	105,4	189,1	25,8	109,4	19,3%
<b>Oficinas</b>	21.898,3	38,2	75,8	10,3	47,9	37,0%
<b>Otros usos</b>	2.282,3	42,2	75,6	10,3	43,8	14,5%
<b>Total</b>	<b>10.482,2</b>	<b>799,1</b>	<b>1.568,6</b>	<b>203,5</b>	<b>973,0</b>	<b>30,0%</b>

Tabla 93 Balance energético por sectores [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]

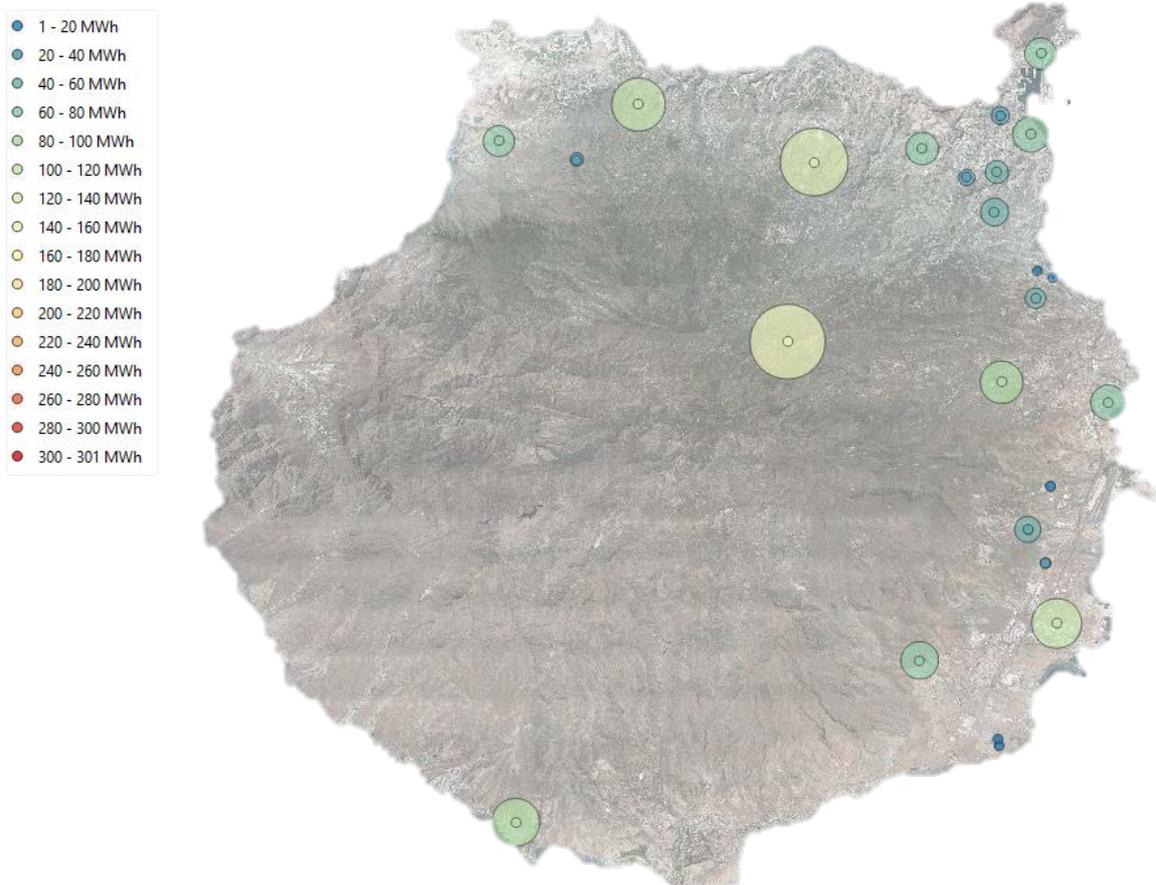
### 3.2.3.2 Almacenamiento distribuido

Para la isla de Gran Canaria, hasta el momento se han presentado los resultados a nivel de usuario. No obstante, en esta sección se realiza el reparto de sistemas de almacenamiento por subestaciones eléctrica. De acuerdo con los datos publicados por REE, en la isla de Gran Canaria existirían 28 subestaciones. En esta isla destaca el número de parques eólicos y plantas fotovoltaicas que se conectarían a determinadas subestaciones tales como aquellas ubicadas en el Sureste o el Noroeste de Gran Canaria. En cualquier caso, dichas posiciones no necesariamente coinciden con las regiones donde existe mayor demanda eléctrica, por lo que nuevamente existe un cierto desacople que impide que la estrategia de almacenamiento

pueda limitarse a almacenamiento local y distribuido en redes. Así pues, el almacenamiento a gran escala continúa siendo de vital importancia.

**Supuesto 2, 5 y 8 (Escenario 100%):**

La alta descompensación entre generación renovable y demanda eléctrica dependiendo de cada subestación hace que en este caso sea complicado lograr una cobertura de demanda del 100% mediante energías renovables sólo teniendo en cuenta los aportes de almacenamiento distribuido en redes y almacenamiento a nivel de usuario. A modo de ejemplo se observa que la demanda cuantificada en subestaciones como la de Arinaga alcanzaría los 52 GWh/año mientras que se produciría en ese punto cerca de 500 GWh/año de energía eólica y fotovoltaica.



*Figura 43 Distribución de almacenamiento distribuido [Escenario 100%]*

En ese caso no habría problema en alcanzar el 100%. No obstante, en la subestación de Telde se invierte dicha relación, existiendo una demanda de 18 GWh/año y una generación renovable de 11,5 GWh/año por lo que sólo se alcanza el 60% de cobertura de demanda con EERR. Se muestra en las siguientes tablas el desglose por cada subestación para los tres supuestos.

Potencia renovable y almacenamiento instalada por subestación [Supuesto 2,5,8 – Escenario 100% EERR]							
Supuesto 2							
Municipio	Pot. Eólica	Pot. PV	Pot. Autoconsumo	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	MW	MW	MW	MW	MWh	M€	k€
S. Aldea Blanca	69.7	34.2	27	10.2	10	3.33	19.30
S. Arguineguín	0.0	0.0	72	2.5	2	0.69	33.55
S. Arinaga	136.2	1.6	57	10.2	10	3.33	37.19
S. Arucas	0.0	0.0	39	2.5	2	0.69	56.45
S. Barranco de Tirajana	48.5	0.0	6	3.6	4	1.38	1.30
S. Barranco Seco	0.0	0.0	22	2.5	2	0.69	48.40
S. Buenavista	0.0	0.0	22	2.5	2	0.69	42.41
S. Carrizal	0.0	0.0	5	3.6	4	1.38	143.94
S. Cinsa	0.0	0.8	41	2.5	2	0.69	47.49
S. El Matorral	126.8	0.0	6	20.0	20	6.68	0.66
S. El Sabinal	0.0	0.0	5	2.5	2	0.69	31.70
S. Escobar	37.6	2.0	16	2.5	2	0.69	6.55
S. Gáldar/Agate	57.6	0.9	21	3.6	4	1.38	10.45
S. Garzas	0.0	0.0	6	3.6	4	1.38	115.27
S. Guanarteme	0.0	0.0	20	2.5	2	0.69	48.58
S. Guía	4.8	0.0	25	60.0	60	20.08	466.54
S. Jinámar	0.7	1.8	9	6.4	6	2.00	159.69
S. La Paterna (Lomo del Cardo)	0.0	0.0	21	2.5	2	0.69	64.38
S. Lanzagorta	21.7	3.5	15	20.0	20	6.68	112.85
S. Las Palmas Oeste	0.0	0.0	28	2.5	2	0.69	61.08
S. Lomo Apolinario	0.0	0.0	23	2.5	2	0.69	27.90
S. Marzagán	0.0	0.0	21	2.5	2	0.69	68.91
S. Muelle Grande	0.0	0.0	34	2.5	2	0.69	6.58
S. Plaza Feria	0.0	0.0	30	2.5	2	0.69	28.52
S. San Agustín	0.0	0.0	139	60.0	60	20.10	8103.28
S. San Mateo	0.0	0.0	38	40.0	40	13.39	1561.85
S. Telde	0.0	0.5	25	20.0	20	6.68	647.78
S. Villegas	29.8	0.0	7	2.5	2	0.69	2.07
<b>Total</b>	<b>533.34</b>	<b>45.22</b>	<b>781</b>	<b>298.78</b>	<b>293.05</b>	<b>98.17</b>	<b>11954.66</b>
Supuesto 5							
S. Aldea Blanca	69.7	34.2	22	10.2	10	3.33	23.28
S. Arguineguín	0.0	0.0	59	2.5	2	0.69	5.91
S. Arinaga	136.2	1.6	40	10.2	10	3.33	46.39
S. Arucas	0.0	0.0	34	2.5	2	0.69	18.29
S. Barranco de Tirajana	48.5	0.0	5	3.6	4	1.38	1.42
S. Barranco Seco	0.0	0.0	19	2.5	2	0.69	4.82
S. Buenavista	0.0	0.0	17	2.5	2	0.69	1.19
S. Carrizal	0.0	0.0	4	2.5	2	0.69	5.03
S. Cinsa	0.0	0.8	32	2.5	2	0.69	5.09
S. El Matorral	126.8	0.0	4	20.0	20	6.68	0.76
S. El Sabinal	0.0	0.0	4	2.5	2	0.69	0.81
S. Escobar	37.6	2.0	13	2.5	2	0.69	7.57
S. Gáldar/Agate	57.6	0.9	18	3.6	4	1.38	13.46
S. Garzas	0.0	0.0	6	2.5	2	0.69	29.17
S. Guanarteme	0.0	0.0	16	2.5	2	0.69	1.25
S. Guía	4.8	0.0	22	20.0	20	6.68	286.99
S. Jinámar	0.7	1.8	8	2.5	2	0.69	59.22
S. La Paterna (Lomo del Cardo)	0.0	0.0	15	2.5	2	0.69	1.16
S. Lanzagorta	21.7	3.5	13	40.0	40	13.39	161.55
S. Las Palmas Oeste	0.0	0.0	22	2.5	2	0.69	4.47
S. Lomo Apolinario	0.0	0.0	19	2.5	2	0.69	1.60
S. Marzagán	0.0	0.0	15	2.5	2	0.69	1.90
S. Muelle Grande	0.0	0.0	30	2.5	2	0.69	1.06

Municipio	0.0	0.0	26	2.5	2	0.69	2.14
S. Plaza Feria	0.0	0.0	110	2.5	2	0.69	27.16
S. San Agustín	0.0	0.0	29	2.5	2	0.69	50.81
S. San Mateo	0.0	0.5	20	6.4	6	2.00	58.40
S. Telde	29.8	0.0	6	2.5	2	0.69	2.65
S. Villegas	29.8	0.0	6	2.5	2	0.69	2.65
<b>Total</b>	<b>533.34</b>	<b>45.22</b>	<b>628</b>	<b>164.08</b>	<b>155.24</b>	<b>52.01</b>	<b>823.59</b>
<b>Supuesto 8</b>							
S. Aldea Blanca	69.7	34.2	16	10.2	10	3.33	40.73
S. Arguineguín	0.0	0.0	53	2.5	2	0.69	14.78
S. Arinaga	136.2	1.6	36	40.0	40	13.39	142.27
S. Arucas	0.0	0.0	21	2.5	2	0.69	2.90
S. Barranco de Tirajana	48.5	0.0	3	3.6	4	1.38	1.84
S. Barranco Seco	0.0	0.0	14	2.5	2	0.69	2.89
S. Buenavista	0.0	0.0	15	2.5	2	0.69	4.98
S. Carrizal	0.0	0.0	3	2.5	2	0.69	1.48
S. Cinsa	0.0	0.8	28	2.5	2	0.69	15.69
S. El Matorral	126.8	0.0	3	20.0	20	6.68	1.13
S. El Sabinal	0.0	0.0	3	2.5	2	0.69	1.25
S. Escobar	37.6	2.0	9	6.4	6	2.00	26.82
S. Gáldar/Agate	57.6	0.9	13	6.4	6	2.00	25.82
S. Garzas	0.0	0.0	3	2.5	2	0.69	2.21
S. Guanarteme	0.0	0.0	13	2.5	2	0.69	3.61
S. Guía	4.8	0.0	11	10.2	10	3.33	204.27
S. Jinámar	0.7	1.8	8	6.4	6	2.00	163.40
S. La Paterna (Lomo del Cardo)	0.0	0.0	13	2.5	2	0.69	4.88
S. Lanzagorta	21.7	3.5	12	40.0	40	13.39	192.00
S. Las Palmas Oeste	0.0	0.0	17	2.5	2	0.69	4.04
S. Lomo Apolinario	0.0	0.0	16	2.5	2	0.69	5.68
S. Marzagán	0.0	0.0	12	2.5	2	0.69	4.75
S. Muelle Grande	0.0	0.0	27	2.5	2	0.69	6.53
S. Plaza Feria	0.0	0.0	20	2.5	2	0.69	4.26
S. San Agustín	0.0	0.0	62	2.5	2	0.69	13.47
S. San Mateo	0.0	0.0	16	2.5	2	0.69	7.11
S. Telde	0.0	0.5	12	2.5	2	0.69	7.73
S. Villegas	29.8	0.0	4	2.5	2	0.69	5.62
<b>Total</b>	<b>533.34</b>	<b>45.22</b>	<b>464</b>	<b>190.78</b>	<b>181.00</b>	<b>60.63</b>	<b>912.13</b>

Tabla 94 Potencia renovable y almacenamiento instalado por subestación [Supuestos 2,5 y 8-Escenario 100% EERR]

Balance energético por subestación [Supuestos 2,5,8 – Escenario 100% EERR]							
Supuesto 2							
Municipio	Demand	EERR	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
S. Aldea Blanca	23.87	312.65	0.13	0.12	0.06	288.82	99.33%
S. Arguineguín	92.09	34.39	0.34	0.21	61.83	3.99	32.70%
S. Arinaga	52.72	497.87	0.29	0.23	0.29	445.39	99.29%
S. Arucas	31.32	12.45	0.44	0.35	20.40	1.44	34.86%
S. Barranco de Tirajana	5.97	169.80	0.01	0.01	0.00	163.84	99.02%
S. Barranco Seco	21.92	7.46	0.33	0.30	14.87	0.38	32.19%
S. Buenavista	24.68	7.85	0.29	0.27	17.15	0.30	30.50%
S. Carrizal	3.46	2.47	0.90	0.90	1.23	0.25	64.35%
S. Cinsa	46.19	18.17	0.41	0.30	30.39	2.25	34.16%
S. El Matorral	4.96	437.85	0.00	0.00	0.00	432.89	99.99%
S. El Sabinal	5.25	1.86	0.20	0.20	3.40	0.01	35.16%
S. Escobar	12.90	140.18	0.05	0.04	0.06	127.33	99.13%
S. Gáldar/Agate	18.54	208.36	0.07	0.07	0.07	189.89	99.24%

S. Garzas	4.51	2.47	0.72	0.72	2.12	0.08	52.98%
S. Guanarteme	22.58	7.68	0.33	0.30	15.32	0.40	32.13%
S. Guía	15.68	26.86	2.87	2.92	0.44	11.67	97.18%
S. Jinámar	15.46	8.33	1.00	1.00	7.62	0.50	50.70%
S. La Paterna (Lomo del Cardo)	21.58	9.30	0.47	0.40	13.61	1.25	36.95%
S. Lanzagorta	20.80	86.89	0.70	0.71	0.19	66.29	99.08%
S. Las Palmas Oeste	26.42	11.26	0.47	0.38	16.81	1.57	36.36%
S. Lomo Apolinario	27.89	7.43	0.18	0.17	20.56	0.09	26.28%
S. Marzagán	18.56	9.32	0.51	0.43	11.21	1.89	39.61%
S. Muelle Grande	47.95	8.72	0.04	0.04	39.24	0.01	18.17%
S. Plaza Feria	33.65	8.95	0.19	0.18	24.85	0.13	26.15%
S. San Agustín	105.02	95.21	50.42	50.65	16.66	7.07	84.14%
S. San Mateo	22.07	22.19	9.73	9.76	4.01	4.16	81.81%
S. Telde	17.85	11.55	4.03	4.05	7.08	0.79	60.35%
S. Villegas	6.27	105.71	0.01	0.01	0.01	99.45	99.45%
<b>Total</b>	<b>750.15</b>	<b>2273.20</b>	<b>75.14</b>	<b>74.72</b>	<b>329.49</b>	<b>1852.12</b>	<b>60.76%</b>
<b>Supuesto 5</b>							
S. Aldea Blanca	25.86	305.95	0.16	0.15	0.08	280.15	99.35%
S. Arguineguín	96.75	17.20	0.05	0.04	79.60	0.04	17.73%
S. Arinaga	60.85	478.88	0.33	0.29	0.58	418.58	99.00%
S. Arucas	33.33	7.84	0.12	0.11	25.54	0.04	23.39%
S. Barranco de Tirajana	6.15	168.21	0.01	0.01	0.00	162.07	99.12%
S. Barranco Seco	23.28	4.35	0.03	0.03	18.93	0.00	18.68%
S. Buenavista	26.78	3.72	0.00	0.01	23.06	0.00	13.90%
S. Carrizal	3.86	0.97	0.03	0.03	2.88	0.00	25.22%
S. Cinsa	50.85	8.66	0.03	0.03	42.19	0.00	17.03%
S. El Matorral	5.34	435.49	0.00	0.00	0.00	430.16	100.00%
S. El Sabinal	5.73	0.95	0.00	0.01	4.77	0.00	16.61%
S. Escobar	13.59	135.86	0.06	0.05	0.08	122.33	99.16%
S. Gáldar/Agate	19.87	203.63	0.10	0.08	0.09	183.84	99.26%
S. Garzas	4.72	1.66	0.18	0.18	3.06	0.01	35.15%
S. Guanarteme	24.48	3.52	0.01	0.01	20.96	0.00	14.38%
S. Guía	17.20	22.80	1.78	1.79	1.96	7.57	88.61%
S. Jinámar	15.79	7.81	0.40	0.37	8.65	0.64	45.21%
S. La Paterna (Lomo del Cardo)	24.53	3.45	0.00	0.01	21.08	0.00	14.09%
S. Lanzagorta	21.81	84.75	1.01	1.01	0.09	63.04	99.60%
S. Las Palmas Oeste	29.32	5.19	0.03	0.03	24.12	0.00	17.72%
S. Lomo Apolinario	29.21	4.26	0.01	0.01	24.94	0.00	14.60%
S. Marzagán	21.43	3.44	0.01	0.01	17.98	0.00	16.06%
S. Muelle Grande	50.69	6.16	0.00	0.01	44.53	0.00	12.16%
S. Plaza Feria	35.80	5.38	0.01	0.01	30.43	0.00	15.02%
S. San Agustín	114.01	43.46	0.28	0.17	76.19	5.53	33.02%
S. San Mateo	24.99	8.60	0.35	0.32	16.92	0.50	32.30%
S. Telde	19.85	5.98	0.36	0.37	13.88	0.01	30.09%
S. Villegas	6.77	103.65	0.02	0.02	0.02	96.88	99.52%
<b>Total</b>	<b>812.84</b>	<b>2081.83</b>	<b>5.37</b>	<b>5.15</b>	<b>502.61</b>	<b>1771.39</b>	<b>46.28%</b>
<b>Supuesto 8</b>							
S. Aldea Blanca	34.08	307.22	0.30	0.25	0.21	273.30	99.23%
S. Arguineguín	104.60	26.10	0.14	0.09	79.11	0.57	24.33%
S. Arinaga	71.82	486.63	0.90	0.89	0.46	415.27	99.35%
S. Arucas	48.23	7.33	0.02	0.02	40.90	0.00	15.20%
S. Barranco de Tirajana	6.86	167.85	0.01	0.01	0.01	160.99	99.23%
S. Barranco Seco	30.00	4.90	0.02	0.02	25.09	0.00	16.35%
S. Buenavista	30.88	5.54	0.03	0.03	25.34	0.00	17.94%
S. Carrizal	5.62	1.06	0.01	0.01	4.56	0.00	18.82%
S. Cinsa	58.28	13.17	0.12	0.10	45.23	0.10	22.39%

S. El Matorral	6.69	435.86	0.01	0.01	0.00	429.18	100.00%
S. El Sabinal	7.23	1.27	0.01	0.01	5.96	0.00	17.55%
S. Escobar	19.71	136.35	0.18	0.17	0.17	116.79	99.12%
S. Gáldar/Agate	26.71	204.48	0.18	0.16	0.23	177.98	99.12%
S. Garzas	7.04	1.39	0.01	0.01	5.65	0.00	19.72%
S. Guanarteme	28.30	4.86	0.02	0.02	23.44	0.00	17.19%
S. Guía	24.92	20.15	1.27	1.28	7.19	2.43	71.15%
S. Jinámar	16.37	8.79	1.02	1.02	8.16	0.58	50.13%
S. La Paterna (Lomo del Cardo)	27.68	5.02	0.03	0.03	22.66	0.00	18.13%
S. Lanzagorta	23.85	86.20	1.20	1.20	0.14	62.49	99.43%
S. Las Palmas Oeste	35.72	6.04	0.02	0.03	29.67	0.00	16.92%
S. Lomo Apolinario	34.19	6.17	0.03	0.04	28.02	0.00	18.05%
S. Marzagán	25.61	4.69	0.03	0.03	20.91	0.00	18.33%
S. Muelle Grande	56.68	10.14	0.04	0.04	46.55	0.01	17.88%
S. Plaza Feria	43.36	7.21	0.02	0.03	36.14	0.00	16.65%
S. San Agustín	126.25	29.33	0.13	0.08	97.39	0.43	22.82%
S. San Mateo	35.73	6.74	0.04	0.04	28.99	0.00	18.86%
S. Telde	27.57	5.53	0.05	0.05	22.05	0.00	20.03%
S. Villegas	9.04	103.95	0.04	0.04	0.03	94.94	99.46%
<b>Total</b>	<b>972.99</b>	<b>2103.95</b>	<b>5.85</b>	<b>5.70</b>	<b>604.28</b>	<b>1735.09</b>	<b>44.76%</b>

Tabla 95 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuesto 1 Escenario 100% EERR]

#### Supuesto 4, 7 y 10 (Escenario 80%):

Las alternativas simuladas en estos escenarios tienden a reducir la capacidad de las baterías en comparación con otros escenarios donde se parte de las mismas condiciones base. Así pues, si comparamos el Supuesto 2 con el 4 (los cuales parten de la misma evolución de almacenamiento a nivel de usuario) se puede ver que para el Supuesto 2 el almacenamiento distribuido sería de 298 MW/293 MWh y para el Supuesto 4 de 145 MW/137 MWh. Esa diferencia hace que el total de inversión se reduzca en el Supuesto 4 en 52 M€.

Potencia renovable y almacenamiento instalada por subestación [Supuesto 4,7 10 – Escenario 80% EERR]							
Supuesto 4							
Municipio	Pot. Eólica	Pot. PV	Pot. Autoconsumo	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	MW	MW	MW	MW	MWh	M€	k€
S. Aldea Blanca	69.7	34.2	27	2.5	2	0.69	6.58
S. Arguineguín	0.0	0.0	72	2.5	2	0.69	33.55
S. Arinaga	136.2	1.6	57	2.5	2	0.69	4.72
S. Arucas	0.0	0.0	39	2.5	2	0.69	56.45
S. Barranco de Tirajana	48.5	0.0	6	2.5	2	0.69	0.92
S. Barranco Seco	0.0	0.0	22	2.5	2	0.69	48.40
S. Buenavista	0.0	0.0	22	2.5	2	0.69	42.41
S. Carrizal	0.0	0.0	5	3.6	4	1.38	14.39
S. Cinsa	0.0	0.8	41	2.5	2	0.69	47.49
S. El Matorral	126.8	0.0	6	2.5	2	0.69	0.50
S. El Sabinal	0.0	0.0	5	2.5	2	0.69	31.70
S. Escobar	37.6	2.0	16	2.5	2	0.69	6.55
S. Gáldar/Agate	57.6	0.9	21	2.5	2	0.69	6.41
S. Garzas	0.0	0.0	6	3.6	4	1.38	11.53
S. Guanarteme	0.0	0.0	20	2.5	2	0.69	48.58
S. Guía	4.8	0.0	25	2.5	2	0.69	62.80
S. Jinámar	0.7	1.8	9	6.4	6	2.00	15.97
S. La Paterna (Lomo del Cardo)	0.0	0.0	21	10.2	10	3.33	23.45
S. Lanzagorta	21.7	3.5	15	2.5	2	0.69	19.64
S. Las Palmas Oeste	0.0	0.0	28	10.2	10	3.33	24.78

S. Lomo Apolinario	0.0	0.0	23	2.5	2	0.69	27.90
S. Marzagán	0.0	0.0	21	3.6	4	1.38	14.14
S. Muelle Grande	0.0	0.0	34	2.5	2	0.69	6.58
S. Plaza Feria	0.0	0.0	30	2.5	2	0.69	28.52
S. San Agustín	0.0	0.0	139	10.0	10	3.35	5.99
S. San Mateo	0.0	0.0	38	30.0	30	10.05	20.79
S. Telde	0.0	0.5	25	20.0	20	6.68	6.48
S. Villegas	29.8	0.0	7	2.5	2	0.69	2.07
<b>Total</b>	<b>533.34</b>	<b>45.22</b>	<b>781</b>	<b>145.18</b>	<b>137.38</b>	<b>46.02</b>	<b>619.28</b>
<b>Supuesto 7</b>							
S. Aldea Blanca	69.7	34.2	22	3.6	2	0.69	8.03
S. Arguineguín	0.0	0.0	59	2.5	2	0.69	5.91
S. Arinaga	136.2	1.6	40	3.6	2	0.69	7.83
S. Arucas	0.0	0.0	34	2.5	2	0.69	18.29
S. Barranco de Tirajana	48.5	0.0	5	3.6	2	0.69	1.06
S. Barranco Seco	0.0	0.0	19	2.5	2	0.69	4.82
S. Buenavista	0.0	0.0	17	2.5	2	0.69	1.19
S. Carrizal	0.0	0.0	4	3.6	2	0.69	5.03
S. Cinsa	0.0	0.8	32	2.5	2	0.69	5.09
S. El Matorral	126.8	0.0	4	3.6	2	0.69	0.41
S. El Sabinal	0.0	0.0	4	2.5	2	0.69	0.81
S. Escobar	37.6	2.0	13	2.5	2	0.69	7.57
S. Gáldar/Agate	57.6	0.9	18	3.6	2	0.69	8.51
S. Garzas	0.0	0.0	6	3.6	2	0.69	29.17
S. Guanarteme	0.0	0.0	16	2.5	2	0.69	1.25
S. Guía	4.8	0.0	22	6.0	6	2.01	7.19
S. Jinámar	0.7	1.8	8	6.4	2	0.69	5.92
S. La Paterna (Lomo del Cardo)	0.0	0.0	15	2.5	2	0.69	1.16
S. Lanzagorta	21.7	3.5	13	5.0	2	0.69	22.03
S. Las Palmas Oeste	0.0	0.0	22	2.5	2	0.69	4.47
S. Lomo Apolinario	0.0	0.0	19	2.5	2	0.69	1.60
S. Marzagán	0.0	0.0	15	2.5	2	0.69	1.90
S. Muelle Grande	0.0	0.0	30	2.5	2	0.69	1.06
S. Plaza Feria	0.0	0.0	26	2.5	2	0.69	2.14
S. San Agustín	0.0	0.0	110	5.0	2	0.69	2.72
S. San Mateo	0.0	0.0	29	5.0	2	0.69	5.08
S. Telde	0.0	0.5	20	5.0	6	2.00	5.84
S. Villegas	29.8	0.0	6	2.5	2	0.69	2.65
<b>Total</b>	<b>533.34</b>	<b>45.22</b>	<b>628</b>	<b>95.10</b>	<b>65.62</b>	<b>21.98</b>	<b>168.74</b>
<b>Supuesto 10</b>							
S. Aldea Blanca	69.7	34.2	16	10.2	2	0.69	8.76
S. Arguineguín	0.0	0.0	53	2.5	2	0.69	14.78
S. Arinaga	136.2	1.6	36	10.2	2	0.69	7.50
S. Arucas	0.0	0.0	21	2.5	2	0.69	2.90
S. Barranco de Tirajana	48.5	0.0	3	3.6	2	0.69	1.31
S. Barranco Seco	0.0	0.0	14	2.5	2	0.69	2.89
S. Buenavista	0.0	0.0	15	2.5	2	0.69	4.98
S. Carrizal	0.0	0.0	3	3.6	2	0.69	1.48
S. Cinsa	0.0	0.8	28	2.5	2	0.69	15.69
S. El Matorral	126.8	0.0	3	20.0	2	0.69	0.58
S. El Sabinal	0.0	0.0	3	2.5	2	0.69	1.25
S. Escobar	37.6	2.0	9	2.5	2	0.69	11.39
S. Gáldar/Agate	57.6	0.9	13	3.6	2	0.69	9.95
S. Garzas	0.0	0.0	3	3.6	2	0.69	2.21
S. Guanarteme	0.0	0.0	13	2.5	2	0.69	3.61
S. Guía	4.8	0.0	11	6.0	10	3.33	20.43
S. Jinámar	0.7	1.8	8	6.4	6	2.00	16.34
S. La Paterna (Lomo del Cardo)	0.0	0.0	13	2.5	2	0.69	4.88

S. Lanzagorta	21.7	3.5	12	3.0	2	0.69	25.83
S. Las Palmas Oeste	0.0	0.0	17	2.5	2	0.69	4.04
S. Lomo Apolinario	0.0	0.0	16	2.5	2	0.69	5.68
S. Marzagán	0.0	0.0	12	2.5	2	0.69	4.75
S. Muelle Grande	0.0	0.0	27	2.5	2	0.69	6.53
S. Plaza Feria	0.0	0.0	20	2.5	2	0.69	4.26
S. San Agustín	0.0	0.0	62	3.6	2	0.69	13.47
S. San Mateo	0.0	0.0	16	4.0	2	0.69	7.11
S. Telde	0.0	0.5	12	3.6	2	0.69	7.73
S. Villegas	29.8	0.0	4	2.5	2	0.69	5.62
<b>Total</b>	<b>533.34</b>	<b>45.22</b>	<b>464</b>	<b>118.98</b>	<b>69.56</b>	<b>23.30</b>	<b>215.95</b>

Tabla 96 Potencia renovable y almacenamiento instalado por subestación [Supuestos 4,7 y 10-Escenario 80% EERR]

De las 28 subestaciones existentes en la isla, se alcanzaría la condición de cobertura de demanda mediante EERR superior al 70% en 11 subestaciones. Esas 11 subestaciones representan el 40% de la demanda eléctrica insular.

Balance energético por subestación [Supuestos 4,7 y 10 – Escenario 80% EERR]							
Supuesto 4							
Municipio	Demanda	EERR	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
S. Aldea Blanca	23.87	312.64	0.06	0.04	0.13	288.88	98.10%
S. Arguineguín	92.09	34.39	0.34	0.21	61.83	3.99	32.70%
S. Arinaga	52.72	497.88	0.05	0.03	0.48	445.62	98.42%
S. Arucas	31.32	12.45	0.44	0.35	20.40	1.44	34.86%
S. Barranco de Tirajana	5.97	169.80	0.01	0.01	0.01	163.84	98.47%
S. Barranco Seco	21.92	7.46	0.33	0.30	14.87	0.38	32.19%
S. Buenavista	24.68	7.85	0.29	0.27	17.15	0.30	30.50%
S. Carrizal	3.46	2.47	0.90	0.90	1.23	0.25	64.35%
S. Cinsa	46.19	18.17	0.41	0.30	30.39	2.25	34.16%
S. El Matorral	4.96	437.80	0.00	0.00	0.00	432.84	92.56%
S. El Sabinal	5.25	1.86	0.20	0.20	3.40	0.01	35.16%
S. Escobar	12.90	140.18	0.05	0.04	0.06	127.33	99.13%
S. Gáldar/Agaeete	18.54	208.36	0.06	0.04	0.10	189.90	98.94%
S. Garzas	4.51	2.47	0.72	0.72	2.12	0.08	52.98%
S. Guanarteme	22.58	7.68	0.33	0.30	15.32	0.40	32.13%
S. Guía	15.68	27.76	0.49	0.39	2.29	14.28	85.41%
S. Jinámar	15.46	8.33	1.00	1.00	7.62	0.50	50.70%
S. La Paterna (Lomo del Cardo)	21.58	9.24	1.46	1.47	12.65	0.31	41.41%
S. Lanzagorta	20.80	86.71	0.16	0.12	0.68	66.55	96.69%
S. Las Palmas Oeste	26.42	11.21	1.54	1.55	15.73	0.53	40.44%
S. Lomo Apolinario	27.89	7.43	0.18	0.17	20.56	0.09	26.28%
S. Marzagán	18.56	9.30	0.92	0.88	10.78	1.48	41.91%
S. Muelle Grande	47.95	8.72	0.04	0.04	39.24	0.01	18.17%
S. Plaza Feria	33.65	8.95	0.19	0.18	24.85	0.13	26.15%
S. San Agustín	105.02	99.03	37.32	37.44	26.98	21.11	74.31%
S. San Mateo	22.07	16.86	12.59	12.99	4.81	0.00	78.20%
S. Telde	17.85	11.55	4.03	4.05	7.08	0.79	60.35%
S. Villegas	6.27	105.71	0.01	0.01	0.01	99.45	99.45%
<b>Total</b>	<b>750.15</b>	<b>2272.23</b>	<b>64.14</b>	<b>64.01</b>	<b>340.76</b>	<b>1862.71</b>	<b>59.79%</b>
Supuesto 7							
S. Aldea Blanca	25.86	305.94	0.07	0.05	0.17	280.22	98.12%
S. Arguineguín	96.75	17.20	0.05	0.04	79.60	0.04	17.73%
S. Arinaga	60.85	478.89	0.08	0.05	0.80	418.82	98.16%
S. Arucas	33.33	7.84	0.12	0.11	25.54	0.04	23.39%

S. Barranco de Tirajana	6.15	168.21	0.01	0.01	0.01	162.06	98.58%
S. Barranco Seco	23.28	4.35	0.03	0.03	18.93	0.00	18.68%
S. Buenavista	26.78	3.72	0.00	0.01	23.06	0.00	13.90%
S. Carrizal	3.86	0.97	0.03	0.03	2.88	0.00	25.22%
S. Cinsa	50.85	8.66	0.03	0.03	42.19	0.00	17.03%
S. El Matorral	5.34	435.44	0.00	0.00	0.00	430.10	93.21%
S. El Sabinal	5.73	0.95	0.00	0.01	4.77	0.00	16.61%
S. Escobar	13.59	135.86	0.06	0.05	0.08	122.33	99.16%
S. Gáldar/Agaete	19.87	203.64	0.07	0.05	0.12	183.87	98.94%
S. Garzas	4.72	1.66	0.18	0.18	3.06	0.01	35.15%
S. Guanarteme	24.48	3.52	0.01	0.01	20.96	0.00	14.38%
S. Guía	17.20	13.74	4.10	4.50	4.79	1.74	72.13%
S. Jinámar	15.79	7.81	0.40	0.37	8.65	0.64	45.21%
S. La Paterna (Lomo del Cardo)	24.53	3.45	0.00	0.01	21.08	0.00	14.09%
S. Lanzagorta	21.81	84.36	0.18	0.14	0.78	63.30	96.34%
S. Las Palmas Oeste	29.32	5.19	0.03	0.03	24.12	0.00	17.72%
S. Lomo Apolinario	29.21	4.26	0.01	0.01	24.94	0.00	14.60%
S. Marzagán	21.43	3.44	0.01	0.01	17.98	0.00	16.06%
S. Muelle Grande	50.69	6.16	0.00	0.01	44.53	0.00	12.16%
S. Plaza Feria	35.80	5.38	0.01	0.01	30.43	0.00	15.02%
S. San Agustín	114.01	43.46	0.28	0.17	76.19	5.53	33.02%
S. San Mateo	24.99	8.60	0.35	0.32	16.92	0.50	32.30%
S. Telde	19.85	5.98	0.36	0.37	13.88	0.01	30.09%
S. Villegas	6.77	103.65	0.02	0.02	0.02	96.88	99.52%
<b>Total</b>	<b>812.84</b>	<b>2072.34</b>	<b>6.49</b>	<b>6.61</b>	<b>506.48</b>	<b>1766.10</b>	<b>45.23%</b>
<b>Supuesto 10</b>							
S. Aldea Blanca	34.08	307.22	0.09	0.05	0.39	273.49	98.23%
S. Arguineguín	104.60	26.10	0.14	0.09	79.11	0.57	24.33%
S. Arinaga	71.82	486.53	0.08	0.05	1.21	415.90	97.89%
S. Arucas	48.23	7.33	0.02	0.02	40.90	0.00	15.20%
S. Barranco de Tirajana	6.86	167.85	0.01	0.01	0.01	160.99	98.74%
S. Barranco Seco	30.00	4.90	0.02	0.02	25.09	0.00	16.35%
S. Buenavista	30.88	5.54	0.03	0.03	25.34	0.00	17.94%
S. Carrizal	5.62	1.06	0.01	0.01	4.56	0.00	18.82%
S. Cinsa	58.28	13.17	0.12	0.10	45.23	0.10	22.39%
S. El Matorral	6.69	435.81	0.00	0.00	0.00	429.13	94.62%
S. El Sabinal	7.23	1.27	0.01	0.01	5.96	0.00	17.55%
S. Escobar	19.71	136.34	0.10	0.07	0.26	116.86	98.55%
S. Gáldar/Agaete	26.71	204.48	0.09	0.06	0.32	178.06	98.62%
S. Garzas	7.04	1.39	0.01	0.01	5.65	0.00	19.72%
S. Guanarteme	28.30	4.86	0.02	0.02	23.44	0.00	17.19%
S. Guía	24.92	20.15	1.27	1.28	7.19	2.43	71.15%
S. Jinámar	16.37	8.79	1.02	1.02	8.16	0.58	50.13%
S. La Paterna (Lomo del Cardo)	27.68	5.02	0.03	0.03	22.66	0.00	18.13%
S. Lanzagorta	23.85	85.83	0.21	0.16	0.97	62.90	95.86%
S. Las Palmas Oeste	35.72	6.04	0.02	0.03	29.67	0.00	16.92%
S. Lomo Apolinario	34.19	6.17	0.03	0.04	28.02	0.00	18.05%
S. Marzagán	25.61	4.69	0.03	0.03	20.91	0.00	18.33%
S. Muelle Grande	56.68	10.14	0.04	0.04	46.55	0.01	17.88%
S. Plaza Feria	43.36	7.21	0.02	0.03	36.14	0.00	16.65%
S. San Agustín	126.25	29.33	0.13	0.08	97.39	0.43	22.82%
S. San Mateo	35.73	6.74	0.04	0.04	28.99	0.00	18.86%
S. Telde	27.57	5.53	0.05	0.05	22.05	0.00	20.03%
S. Villegas	9.04	103.95	0.04	0.04	0.03	94.94	99.46%
<b>Total</b>	<b>972.99</b>	<b>2103.42</b>	<b>3.66</b>	<b>3.42</b>	<b>606.23</b>	<b>1736.42</b>	<b>44.30%</b>

Tabla 97 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuestos 4,7 y 10-Escenario 80% EERR]

### 3.2.3.3 Almacenamiento a gran escala

La isla de Gran Canaria ya plantea la instalación de un sistema de almacenamiento a gran escala, en concreto, la central de Chira – Soria con una potencia de aproximadamente 200 MW y una capacidad máxima de 3.200 MWh. Aun así, tal como se demuestra con los estudios llevados a cabo en el apartado 3.1.4.3, esta es la isla donde mayor potencialidad existe para la instalación de sistemas de hidrobombes para aportar servicios relacionados con el almacenamiento energético. Se detectaron un total de 13 alternativas (contando con Chira – Soria) siendo las opciones de mayor potencial Curva de las Niñas – Soria (3.156 MWh), El Parralillo – Siberio (699 MWh) y el Parralillo – El Caidero de las Niñas (622 MWh).

Previo a definir las necesidades, como en el resto de islas es necesario el desarrollo de modelos energéticos que permitan estimar los requerimientos considerando incluso el aporte de los almacenamientos a nivel de usuario y distribuido en redes. Siguiendo la metodología definida se ha estimado que dependiendo del supuesto, las capacidades requeridas a gran escala se encontrarían entre los 3.800 MWh y los 5.200 MWh. Se relaciona en la siguiente tabla.

Potencia renovable y almacenamiento [Escenario 100% EERR] – Gran Canaria								
Sup	Pot. Eólica máx. a gestionar*	Pot. Fotov. Máx. a gestionar*	Incremento necesario Pot. Eólica	Incremento necesario Pot. Fotov.	Pot. almace.	Capacidad almace.	Inversión	Coste de explotación
	MW	MW	MW	MW	MW	MWh	M€	k€
1	3.250	2.124	3.250	35	<b>238</b>	<b>3.800</b>	456,0	5.186,3
2	1.702	832	847	40	<b>275</b>	<b>4.400</b>	528,0	10.442,5
3	1.750	510	1.750	65	<b>275</b>	<b>4.400</b>	528,0	13.324,0
4	1.704	835	845	40	<b>275</b>	<b>4.400</b>	528,0	10.552,4
5	1.718	758	822	41	<b>275</b>	<b>4.400</b>	528,0	12.034,3
6	1.750	397	1.750	95	<b>313</b>	<b>5.000</b>	600,0	13.628,4
7	1.718	756	823	41	<b>275</b>	<b>4.400</b>	528,0	12.060,4
8	1.748	682	781	43	<b>275</b>	<b>5.210</b>	625,2	12.648,3
9	1.500	747	1.500	41	<b>250</b>	<b>5.020</b>	602,4	10.641,6
10	1.748	682	781	43	<b>275</b>	<b>5.130</b>	615,6	12.660,8

\*Potencia estimada como la suma del vertido de SETs más la generación renovable extra (columnas "Incremento necesario") disponible en cada hora

Tabla 98 Potencia renovable y almacenamiento [Escenario 100% EERR] – Gran Canaria

En esta isla, la potencia eólica instalada a 2019 ascendía hasta los 159,3 MW mientras que la fotovoltaica suponía 40,62 MW. Asimismo, según la relación de instalaciones desarrollada por la Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias y publicada en el visor geográfico de Grafcan, si se ejecutaran todos los proyectos en trámites, se lograría alcanzar una potencia de 533 MW eólicos y 45 MW fotovoltaicos. Partiendo de esta base, para conseguir la total descarbonización del sector eléctrico, además de invertir en almacenamiento energético se requeriría una potencia eólica adicional de entre 1.390 y 2.250 MW eólicos y entre 89 - 181 MW fotovoltaicos para alcanzar coberturas de demanda mediante energías renovables próximas al 100%.

Dado que el hidrobombeo de Chira – Soria aseguraría una capacidad de gestión equivalente a 3.200 MWh, sería necesario entre 600 MWh y 1.800 MWh adicionales para completar la descarbonización del sector eléctrico de la isla. Parece lógico pensar que la posible asociación de las presas de Curva de las Niñas y Soria podría ser clave para afrontar cualquier posible

escenario que pueda presentarse en el futuro, máxime cuando se espera un incremento de la demanda debido al vehículo eléctrico (aspecto tratado en la Estrategia del vehículo eléctrico de Canarias).

En la siguiente tabla se muestra el resultado del balance energético obtenido en todos los supuestos de cálculo para la isla de Gran Canaria. En la mayoría de los casos se conseguía cubrir la demanda con generación renovable. La parte restante debería ser cubierta por otra forma de energías renovables de carácter gestionable. En esta isla podría incluso pensarse en la opción de la geotermia. No obstante, la entrada de este sistema restaría protagonismo al almacenamiento energético ya que debería operar en base para evitar problemas operativos (aspecto tratado en la Estrategia de la geotermia de Canarias). En este caso, podría no considerarse la instalación de otro sistema de almacenamiento adicional a Chira – Soria y optar por geotermia. Este escenario debe ser evaluado por la PTECan.

Balance energético y cobertura de demanda [Escenario 100% EERR] – Gran Canaria							
Sup	Demanda	EERR	Carga almac.	Descarga almac.	Generación convencional	Vertidos	Cobertura de demanda EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
1	2.450,97	15.047,79	60,91	61,02	5,27	12.370,93	99,8%
2	2.199,97	7.372,68	122,71	122,85	8,03	5.076,23	99,6%
3	2.620,97	6.947,35	156,55	156,75	44,93	4.293,60	98,3%
4	2.211,97	7.384,82	124,03	124,15	8,33	5.072,69	99,6%
5	2.373,97	7.299,22	141,42	141,58	15,30	4.827,93	99,4%
6	2.683,97	6.732,18	160,07	160,33	60,03	4.056,56	97,8%
7	2.376,97	7.294,32	141,71	141,89	15,58	4.819,98	99,3%
8	2.474,97	7.260,76	148,62	148,80	22,35	4.702,74	99,1%
9	2.074,97	6.530,49	125,04	125,20	10,78	4.357,85	99,5%
10	2.476,97	7.262,97	148,76	148,95	22,49	4.701,24	99,1%

Tabla 99 Balance energético y cobertura de demanda [Escenario 100% EERR] – Gran Canaria

### 3.2.4 Tenerife

#### 3.2.4.1 Almacenamiento a nivel de usuario

Entre las principales conclusiones extraídas para la isla de Tenerife en el marco de la estrategia para el autoconsumo fotovoltaico de Canarias, destacaba la estimación de que en esta isla existiría un área de aproximadamente 50 km<sup>2</sup> de superficies de cubierta que cumplirían las condiciones para la instalación de plantas fotovoltaicas. Esta es una de las principales razones por las que se considera que Tenerife también tiene un alto potencial para la apuesta por sistemas de almacenamiento energético a nivel de usuario.

Con la superficie máxima definida, posteriormente se determinó que la potencia máxima instalable en la isla por criterios de uso del suelo alcanzaría los 4.995 MW. Además, en aquel supuesto en el que se optara por instalar dichos 4.995 MW, podría alcanzarse una cobertura de demanda mediante EERR del 48% si bien, al no contar con sistemas de almacenamiento, los excedentes energéticos se dispararían siendo necesario aplicar políticas de corte hasta reducir el 80% de la energía generada por estos sistemas. En ese marco, se optó por una solución más realista y eficiente en la que los posibles curtailments se establecían en un 10% de la energía total generada por las plantas fotovoltaicas en términos anuales.

**Supuesto 1 (Escenario 100%):**

Haciendo uso de sistemas de almacenamiento energético a escala local, se plantea en este supuesto la situación en la que la mayor parte de la energía eléctrica requerida por los inmuebles de los distintos sectores es atendida por la combinación de estos sistemas (fotovoltaica y baterías).

Según los análisis realizados, se podría alcanzar prácticamente el 100% de la cobertura de demanda de edificaciones mediante energías renovables con la instalación de 3.208 MW en fotovoltaica y 2.634 MW/2.539 MWh en baterías. Es destacable la comparación con el escenario anunciado en el párrafo anterior en el que al no disponer de baterías, incluso con un 55% más de potencia fotovoltaica, sólo se alcanzaba el 50% en cobertura de demanda.

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 1 – Escenario 100% EERR]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
Adeje	1.420.450	140	76,8	74,7	284,1	8.695
Arafo	438.349	43	29,0	27,9	104,8	2.584
Arico	601.215	59	42,5	40,8	152,5	2.911
Arona	1.624.411	160	100,1	96,6	375,9	7.926
Buenavista del Norte	257.450	25	20,0	19,0	74,7	1.077
Candelaria	637.308	63	44,3	42,4	167,0	2.790
El Rosario	684.125	67	45,1	43,4	169,2	3.476
El Sauzal	338.665	33	23,2	21,9	96,1	1.189
El Tanque	294.671	29	24,3	23,2	87,0	852
Fasnia	131.066	13	13,6	12,9	43,6	555
Garachico	226.822	22	17,1	16,2	65,2	905
Granadilla de Abona	1.270.397	125	78,9	75,8	306,7	6.342
Guía de Izora	1.426.911	141	129,1	124,8	405,2	4.483
Güímar	839.177	83	63,3	60,7	226,1	4.053
Icod de los Vinos	1.003.163	99	72,0	68,5	279,9	3.839
La Guancha	234.670	23	16,4	15,6	67,5	824
La Laguna	7.184.620	707	668,4	645,8	2.097,3	22.193
La Matanza de Acentejo	279.286	28	20,2	19,1	80,2	1.006
La Orotava	1.298.009	128	98,0	93,2	367,3	5.168
La Victoria de Acentejo	285.930	28	21,0	19,9	83,5	1.017
Los realejos	1.002.579	99	72,8	69,1	281,7	3.570
Los silos	191.257	19	15,3	14,5	57,8	714
Puerto de la cruz	724.806	71	47,4	45,9	170,8	3.694
San Juan de La Rambla	198.812	20	14,8	14,1	56,9	747
San Miguel de Abona	1.555.248	153	105,1	101,7	380,7	4.966
Santa Cruz de Tenerife	6.088.760	600	617,5	600,7	1.801,4	19.165
Santa Úrsula	447.140	44	29,7	28,2	119,7	1.640
Santiago del Teide	338.010	33	19,6	18,8	80,1	1.477
Tacoronte	888.597	88	61,7	58,6	248,3	3.472
Tegueste	400.331	39	26,3	24,9	111,7	1.382
Vilafior	265.084	26	20,5	19,8	70,5	833
<b>Total</b>	<b>32.577.316</b>	<b>3.208</b>	<b>2.634</b>	<b>2.539</b>	<b>8.913</b>	<b>123.544</b>

Tabla 100 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 1 – Escenario 100% EERR]

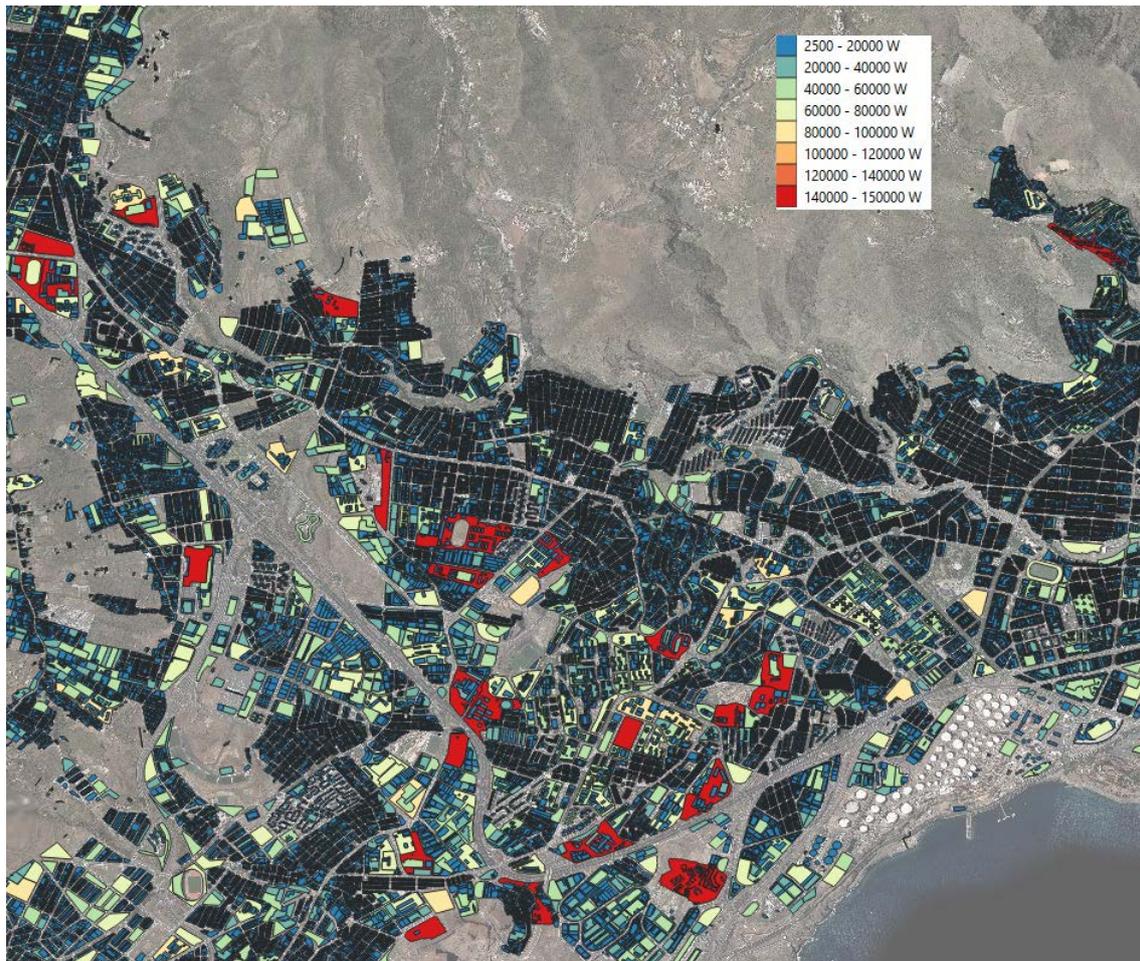


Figura 44 Distribución de almacenamiento a nivel de usuario [Escenario 100%] – Ejemplo: La Laguna

Balance energético por municipio [Supuesto 1 Escenario 100% EERR]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Adeje	127,0	220,4	20,1	17,0	54,9	145,1	98,27%
Arafo	36,8	67,5	6,8	5,9	15,1	44,9	98,04%
Arico	33,2	88,6	8,2	7,3	15,2	69,7	97,44%
Arona	105,8	244,5	24,8	21,2	39,4	174,5	97,42%
Buenavista del Norte	12,8	37,3	4,2	3,7	3,8	27,8	98,96%
Candelaria	34,4	99,6	10,0	8,6	11,2	75,0	99,83%
El Rosario	46,3	107,8	10,8	9,4	17,3	77,3	99,09%
El Sauzal	13,2	48,2	5,2	4,5	3,3	37,6	97,94%
El Tanque	8,7	40,7	3,9	3,4	1,7	33,1	99,10%
Fasnia	6,1	20,1	2,4	2,2	1,4	15,3	99,20%
Garachico	11,2	28,9	3,5	3,1	3,6	21,0	97,61%
Granadilla de Abona	84,2	198,4	19,7	16,8	31,5	142,8	99,13%
Guía de Izora	43,5	212,2	19,3	16,2	11,7	177,3	98,94%
Güímar	52,4	127,2	13,0	11,6	19,0	92,3	98,41%
Icod de los Vinos	43,8	126,2	15,0	13,3	14,5	95,3	97,01%
La Guancha	9,3	30,7	3,5	3,1	2,4	23,4	97,66%
La Laguna	232,5	1.110,3	98,1	82,5	53,9	916,2	97,92%
La Matanza de Acentejo	11,3	38,8	4,3	3,8	3,0	30,0	96,61%

Municipio	64,8	165,7	18,9	17,2	21,9	121,0	99,86%
La Orotava	64,8	165,7	18,9	17,2	21,9	121,0	99,86%
La Victoria de Acentejo	11,1	38,2	4,3	3,8	3,0	29,6	98,66%
Los realejos	42,8	124,4	14,3	12,8	12,9	93,0	98,85%
Los silos	7,7	25,4	3,0	2,7	2,1	19,6	97,25%
Puerto de la cruz	51,3	95,1	11,1	9,8	20,4	62,9	98,68%
San Juan de La Rambla	8,7	25,7	3,1	2,8	2,4	19,1	97,12%
San Miguel de Abona	55,1	232,9	20,5	16,5	15,2	189,0	97,81%
Santa Cruz de Tenerife	194,3	949,8	84,8	70,6	48,0	789,4	97,50%
Santa Úrsula	19,8	58,9	6,4	5,6	6,1	44,4	98,18%
Santiago del Teide	18,4	53,8	4,9	4,1	6,6	41,2	98,86%
Tacoronte	41,3	126,9	13,5	11,9	12,6	96,5	97,63%
Tegueste	15,2	58,9	6,0	5,2	3,7	46,5	98,16%
Vilaflor	9,2	40,1	3,5	2,9	2,3	32,7	97,92%
<b>Total</b>	<b>1.452</b>	<b>4.843</b>	<b>467</b>	<b>399</b>	<b>460</b>	<b>3.783</b>	<b>98,23%</b>

Tabla 101 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuesto 1 Escenario 100% EERR]

A nivel de municipios, La Laguna y Santa Cruz de Tenerife son las comunidades donde mayor necesidad existiría en cuanto a potencia fotovoltaica instalada. Se presenta además a continuación la distribución por sectores, donde vuelve a sobresalir las necesidades del sector residencial y el hostelero.

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 1 – Escenario 100% EERR]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
Residencial	15.917.156	1.567	1.163,1	1.108,5	4.458,2	45.615,3
Comercios	1.324.947	130	81,7	81,1	243,4	11.231,1
Agricultura	998.464	98	67,9	64,2	259,3	3.667,3
Industrial	1.650.715	163	141,4	139,4	367,0	15.854,4
AAPP	747.970	74	71,4	71,2	161,9	8.546,6
Hostelería	8.407.647	828	782,4	758,0	2.421,0	26.245,7
Oficinas	167.360	16	13,2	13,2	34,1	1.885,2
Otros usos	3.363.059	331	313,0	303,2	968,4	10.498,3
<b>Total</b>	<b>32.577.316</b>	<b>3.208</b>	<b>2.634</b>	<b>2.539</b>	<b>8.913</b>	<b>123.544</b>

Tabla 102 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 1 Escenario 100% EERR]

Balance energético por sector [Supuesto 1 – Escenario 100% EERR]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Residencial	444,1	2.308,9	215,2	181,1	86,0	1.916,7	99,02%
Comercios	173,9	198,3	21,5	19,5	79,4	101,7	97,42%
Agricultura	40,1	146,1	15,8	13,3	9,2	112,7	99,86%
Industrial	240,7	246,4	34,2	32,5	107,1	111,1	97,47%
AAPP	141,6	107,7	16,2	15,6	69,6	35,1	95,39%
Hostelería	271,7	1.293,0	115,1	96,0	66,5	1.068,8	96,17%
Oficinas	31,6	25,6	3,0	2,9	15,7	9,6	98,99%
Otros usos	108,7	517,2	46,0	38,4	26,6	427,5	98,47%
<b>Total</b>	<b>1.452</b>	<b>4.843</b>	<b>467</b>	<b>399</b>	<b>460</b>	<b>3.783</b>	<b>97,85%</b>

Tabla 103 Balance energético por sectores [Supuesto 1 Escenario 100% EERR]

**Supuesto 2-4 (Escenario 80%):**

La alternativa propuesta en los Supuestos 2-4 también se considera ambiciosa. No obstante, los requerimientos en potencia instalada en fotovoltaica y batería son mucho mejores y, por ende, también se reduce la inversión necesaria. Si para llevar a cabo el Supuesto 1 serían necesarios 8.913 M€, en este supuesto se requeriría menos de la mitad (3.671 M€). Aun así la contribución en el sistema sería de considerable importancia como se demuestra por los resultados expuestos en las siguientes tablas.

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
Adeje	553.354	54	68,7	67,4	143,6	7.413,6
Arafo	153.226	15	24,9	24,2	48,5	2.176,3
Arico	183.138	18	30,8	29,6	62,4	2.394,8
Arona	562.093	55	87,1	84,6	172,1	6.718,0
Buenavista del Norte	66.518	7	16,4	15,6	30,7	868,8
Candelaria	184.451	18	33,3	32,3	65,7	2.321,1
El Rosario	212.400	21	36,9	36,0	71,4	2.934,8
El Sauzal	75.756	7	20,1	19,2	36,8	947,8
El Tanque	80.517	8	18,7	17,4	36,0	693,7
Fasnia	31.935	3	9,6	9,2	17,5	447,2
Garachico	56.495	6	15,5	14,7	27,5	678,7
Granadilla de Abona	423.758	42	64,8	63,1	134,0	5.407,8
Guía de Izora	374.050	37	92,2	84,7	164,3	3.752,8
Güímar	240.085	24	50,4	48,5	93,8	3.343,0
Icod de los Vinos	239.217	24	65,6	62,2	116,1	2.891,0
La Guancha	49.465	5	15,3	14,5	26,6	619,4
La Laguna	1.810.504	178	458,6	419,0	820,2	18.545,1
La Matanza de Acentejo	64.012	6	18,0	17,2	32,2	790,0
La Orotava	335.357	33	86,5	82,0	154,6	3.869,0
La Victoria de Acentejo	64.984	6	19,2	18,1	34,2	784,4
Los realejos	257.615	25	63,4	59,7	116,6	2.649,4
Los silos	42.661	4	13,4	12,7	23,3	547,0
Puerto de la cruz	254.589	25	44,7	43,3	84,4	2.920,6
San Juan de La Rambla	47.404	5	13,6	12,9	23,6	564,3
San Miguel de Abona	440.811	43	82,3	77,0	157,8	4.238,5
Santa Cruz de Tenerife	1.553.562	153	420,2	380,1	724,7	16.278,9
Santa Úrsula	108.164	11	27,4	26,0	48,9	1.259,2
Santiago del Teide	101.840	10	14,8	14,4	31,4	1.254,4
Tacoronte	220.090	22	53,6	51,4	99,9	2.795,6
Tegueste	88.981	9	21,5	20,6	40,8	1.121,7
Vilaflor	85.784	8	15,5	14,4	30,9	712,2
<b>Total</b>	<b>8.962.814</b>	<b>883</b>	<b>2.003</b>	<b>1.872</b>	<b>3.671</b>	<b>101.939</b>

Tabla 104 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]

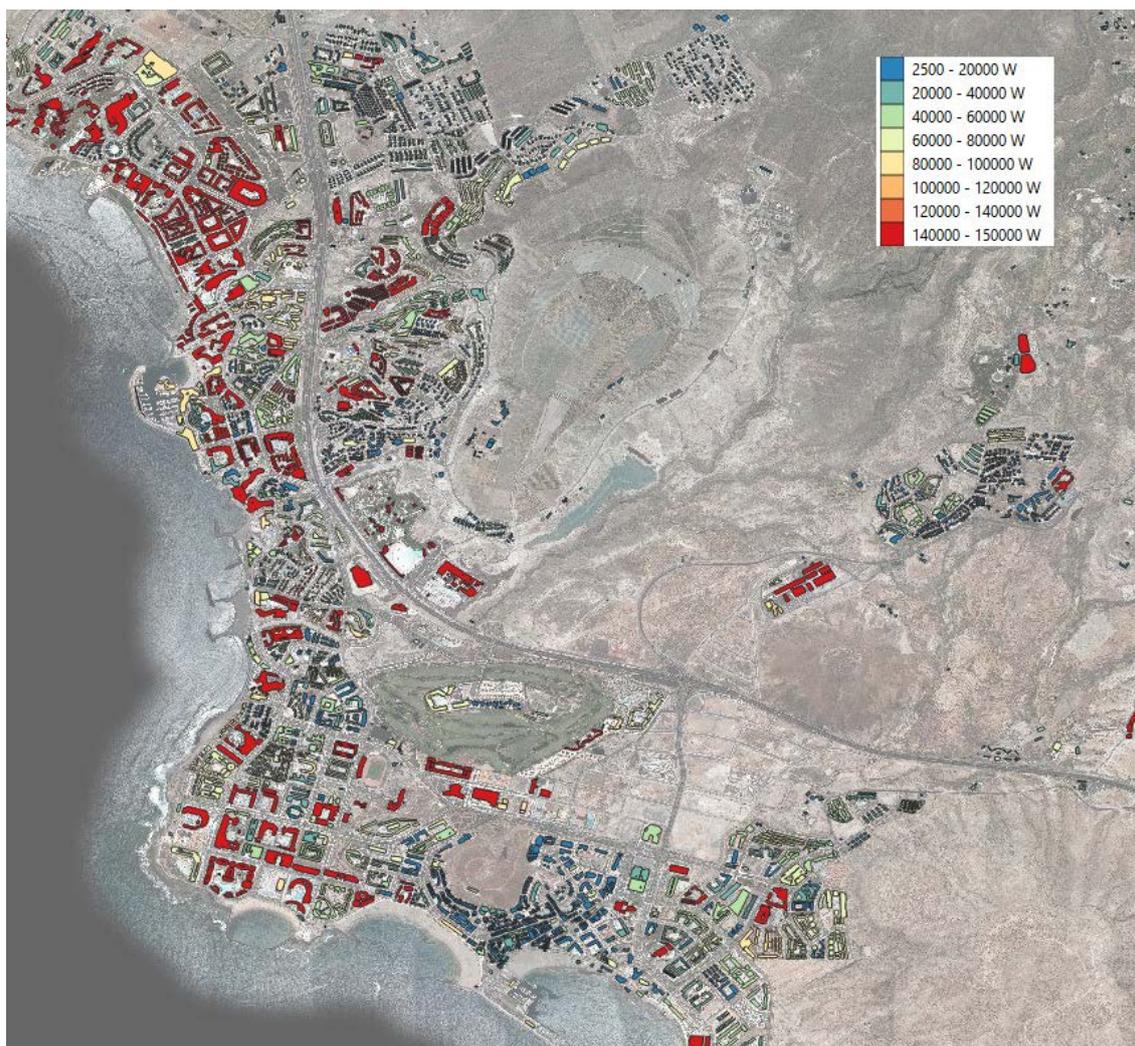


Figura 45 Distribución de almacenamiento a nivel de usuario [Escenario 80%] – Ejemplo: Costa Adeje

Balance energético por municipio [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
<b>Adeje</b>	127,0	85,0	14,0	13,6	65,7	23,3	82,19%
<b>Arafo</b>	36,8	23,7	4,5	4,5	18,5	5,3	81,71%
<b>Arico</b>	33,2	22,5	4,9	4,8	19,5	8,8	77,40%
<b>Arona</b>	105,8	84,1	16,5	16,2	49,6	27,5	78,10%
<b>Buenavista del Norte</b>	12,8	9,5	2,5	2,5	5,6	2,2	80,90%
<b>Candelaria</b>	34,4	28,5	6,2	6,1	15,1	9,1	81,77%
<b>El Rosario</b>	46,3	33,1	7,1	7,0	21,9	8,6	82,40%
<b>El Sauzal</b>	13,2	10,5	3,1	3,1	5,3	2,6	80,64%
<b>El Tanque</b>	8,7	11,1	2,2	2,1	3,1	5,4	79,09%
<b>Fasnia</b>	6,1	4,9	1,4	1,4	2,3	1,2	80,59%
<b>Garachico</b>	11,2	7,1	1,9	1,9	5,5	1,4	89,18%
<b>Granadilla de Abona</b>	84,2	65,5	13,0	12,7	39,4	20,4	83,29%
<b>Guía de Izora</b>	43,5	53,7	10,4	10,0	17,8	27,6	83,06%
<b>Güímar</b>	52,4	36,0	8,2	8,1	25,0	8,5	79,65%
<b>Icod de los Vinos</b>	43,8	27,3	8,3	8,2	22,5	5,9	78,03%
<b>La Guancha</b>	9,3	6,3	2,0	2,0	4,1	1,1	77,52%

Municipio	Consumo	Producción	Excedente	Deficit	Excedente	Deficit	Cobertura
La Laguna	232,5	285,7	51,7	50,0	84,7	136,1	79,72%
La Matanza de Acentejo	11,3	8,6	2,5	2,5	4,8	2,1	79,46%
La Orotava	64,8	42,0	10,4	10,2	32,8	9,9	77,99%
La Victoria de Acentejo	11,1	8,2	2,5	2,5	5,0	2,0	80,93%
Los realejos	42,8	31,3	7,7	7,6	20,7	9,0	80,80%
Los silos	7,7	5,3	1,7	1,7	3,5	1,1	80,50%
Puerto de la cruz	51,3	33,1	6,8	6,7	26,9	8,5	80,85%
San Juan de La Rambla	8,7	6,0	1,7	1,7	4,0	1,2	80,52%
San Miguel de Abona	55,1	65,8	12,2	11,7	21,4	31,6	77,21%
Santa Cruz de Tenerife	194,3	245,7	43,4	42,0	72,4	122,4	75,54%
Santa Úrsula	19,8	14,0	3,6	3,6	9,3	3,4	80,40%
Santiago del Teide	18,4	15,6	3,1	3,1	8,5	5,7	82,54%
Tacoronte	41,3	30,5	8,3	8,3	18,3	7,5	83,43%
Tegueste	15,2	12,7	3,7	3,6	5,9	3,4	75,30%
Vilaflores	9,2	13,0	2,1	2,0	3,3	7,0	76,73%
<b>Total</b>	<b>1.452,4</b>	<b>1.326,1</b>	<b>267,5</b>	<b>261,4</b>	<b>642,2</b>	<b>509,8</b>	<b>80,24%</b>

Tabla 105 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]

Se presenta a continuación la desagregación por sectores. De los 3.671 M€ necesarios, el 43,5% deberían ser invertidos en el sector residencial y el 26% en el sector de la hostelería. Como también se comentó para las otras islas, la mayor parte de esta inversión debe ser costeada por los propios promotores ya que se benefician de la reducción de la factura eléctrica. En cualquier caso, las posibles ayudas públicas podrían incentivar la inversión al mejorar las condiciones económicas por la instalación.

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
Residencial	3.401.944	335	879,1	819,9	1.599,8	36.244,7
Comercios	673.899	66	81,6	81,0	167,2	9.470,7
Agricultura	334.171	33	56,7	54,0	120,7	3.048,7
Industrial	940.897	93	139,8	138,1	274,8	13.464,5
AAPP	465.534	46	71,4	71,2	127,9	7.140,6
Hostelería	2.172.614	214	543,8	496,3	966,9	22.110,6
Oficinas	104.708	10	13,2	13,2	26,4	1.615,2
Otros usos	869.046	86	217,5	198,5	386,8	8.844,3
<b>Total</b>	<b>8.962.814</b>	<b>883</b>	<b>2.003</b>	<b>1.872</b>	<b>3.671</b>	<b>101.939</b>

Tabla 106 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]

Balance energético por sector [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Residencial	444,1	482,3	116,0	113,7	164,9	200,9	81,38%
Comercios	173,9	100,1	16,4	16,1	94,2	20,1	84,36%
Agricultura	40,1	48,5	9,9	9,6	14,5	22,6	81,47%
Industrial	240,7	139,7	26,2	26,0	127,3	26,1	76,12%
AAPP	141,6	67,0	11,4	11,3	81,5	6,7	75,38%
Hostelería	271,7	337,5	61,0	58,9	101,3	165,1	79,10%
Oficinas	31,6	16,0	2,2	2,2	18,0	2,3	76,43%

Otros usos	108,7	135,0	24,4	23,6	40,5	66,0	79,64%
<b>Total</b>	<b>1.452</b>	<b>1.326,1</b>	<b>267,5</b>	<b>261,4</b>	<b>642,2</b>	<b>509,8</b>	<b>79,24%</b>

Tabla 107 Balance energético por sectores [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]

**Supuesto 5-7 (Limitación de excedentes 10%):**

En este caso, el límite de excedentes impuesto en este escenario hace reducir en cinco puntos el ratio de cobertura de demanda mediante energías renovables en comparación con el caso anterior. Se presentan los resultados por isla y sector.

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
Adeje	437.021	43	51,0	49,6	110,5	6.803,4
Arafo	132.756	13	20,2	19,5	40,9	2.042,5
Arico	154.983	15	31,4	29,7	60,9	2.308,1
Arona	391.410	39	60,7	58,5	125,2	5.904,3
Buenavista del Norte	58.787	6	13,9	13,2	27,4	819,8
Candelaria	136.473	13	28,4	27,1	54,8	2.106,1
El Rosario	171.417	17	31,0	30,0	59,9	2.687,2
El Sauzal	63.390	6	15,7	15,1	30,6	875,4
El Tanque	50.892	5	20,4	19,3	34,4	620,7
Fasnia	29.564	3	10,0	9,4	17,9	427,6
Garachico	55.322	5	12,2	11,7	24,5	684,8
Granadilla de Abona	313.460	31	50,1	48,4	104,1	4.859,3
Guía de Izora	248.907	25	123,9	116,8	190,9	3.320,6
Güímar	209.028	21	42,9	40,9	82,8	3.122,5
Icod de los Vinos	228.231	22	51,2	49,2	101,6	2.841,7
La Guancha	48.295	5	11,7	11,2	23,1	612,5
La Laguna	1.228.505	121	656,5	618,3	998,9	16.529,5
La Matanza de Acentejo	54.555	5	13,5	12,8	26,4	733,6
La Orotava	310.510	31	69,4	66,2	136,0	3.830,8
La Victoria de Acentejo	58.432	6	15,0	14,3	29,3	756,7
Los realejos	230.689	23	53,9	51,7	104,5	2.696,5
Los silos	42.791	4	11,2	10,6	21,7	547,6
Puerto de la cruz	211.460	21	32,1	31,1	66,6	2.751,4
San Juan de La Rambla	45.004	4	10,5	10,1	20,7	558,7
San Miguel de Abona	254.025	25	92,2	87,1	150,3	3.533,3
Santa Cruz de Tenerife	1.076.170	106	657,2	618,7	966,2	14.361,3
Santa Úrsula	92.967	9	20,8	19,9	40,7	1.198,3
Santiago del Teide	71.674	7	12,7	12,3	25,5	1.131,1
Tacoronte	184.039	18	40,8	39,0	81,6	2.558,1
Tegueste	71.212	7	16,8	16,1	33,4	1.015,1
Vilafior	41.354	4	18,3	17,3	28,8	573,0
<b>Total</b>	<b>6.703.323</b>	<b>660</b>	<b>2.296</b>	<b>2.175</b>	<b>3.820</b>	<b>92.812</b>

Tabla 108 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]

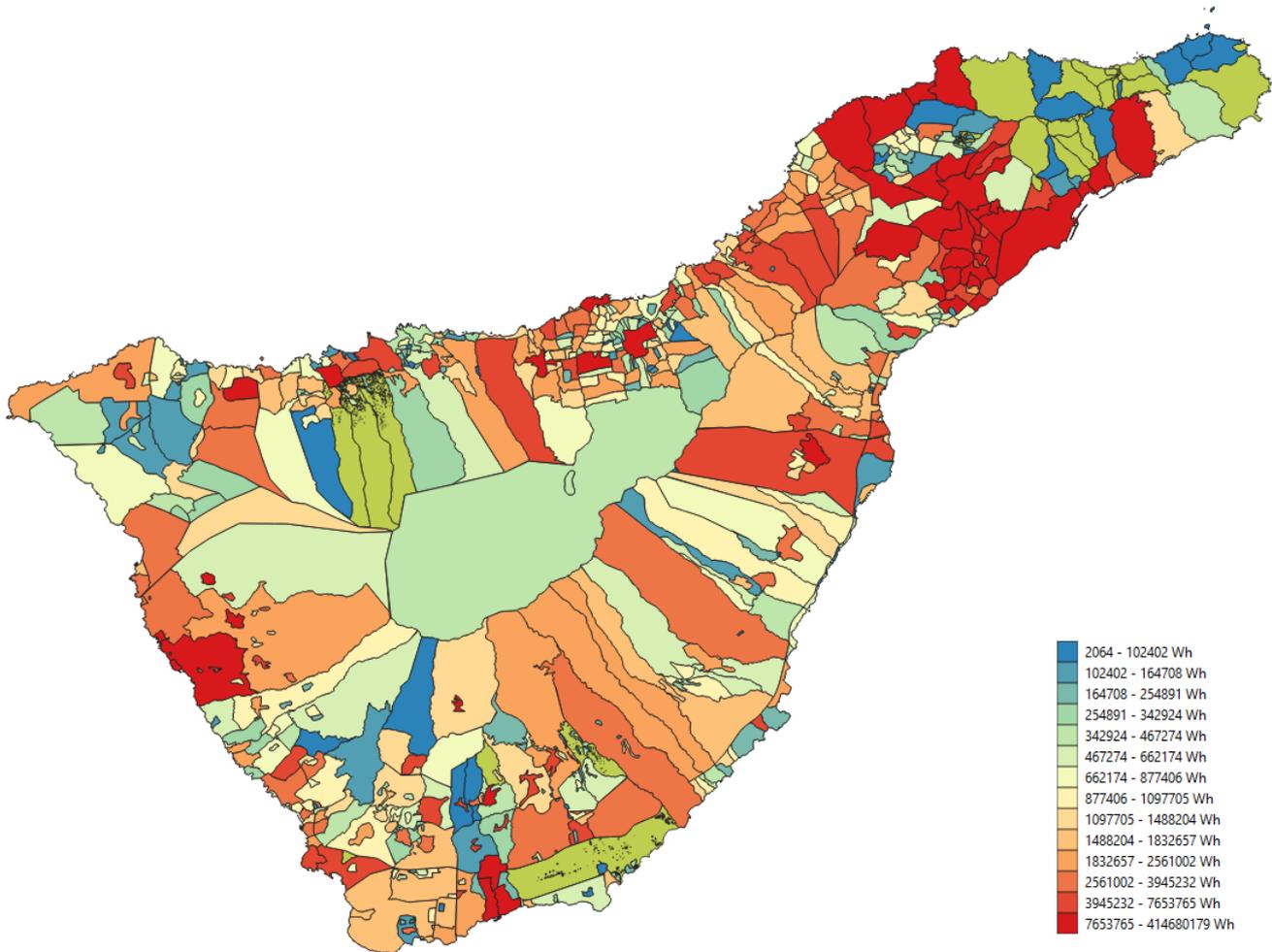


Figura 46 Distribución de almacenamiento a nivel de usuario por comarcas [Escenario limitación]

Balance energético por municipio [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Adeje	127,0	67,0	10,0	9,8	70,8	10,6	66,93%
Arafo	36,8	20,5	3,6	3,6	19,6	3,3	69,98%
Arico	33,2	17,6	4,8	4,7	20,2	4,7	80,00%
Arona	105,8	58,3	11,2	11,1	56,4	8,8	69,17%
Buenavista del Norte	12,8	8,2	2,3	2,3	6,0	1,4	75,29%
Candelaria	34,4	20,8	5,0	5,0	16,9	3,3	72,60%
El Rosario	46,3	26,5	5,6	5,6	24,0	4,2	70,37%
El Sauzal	13,2	8,7	2,7	2,7	5,9	1,4	72,27%
El Tanque	8,7	6,5	2,2	2,2	3,7	1,5	82,37%
Fasnia	6,1	4,3	1,4	1,4	2,5	0,8	78,78%
Garachico	11,2	6,9	2,0	2,0	5,4	1,1	73,97%
Granadilla de Abona	84,2	48,1	9,5	9,5	44,0	7,8	68,85%
Guía de Izora	43,5	30,4	10,6	10,6	21,5	8,4	88,47%
Güímar	52,4	30,9	6,9	6,9	26,8	5,3	74,11%
Icod de los Vinos	43,8	25,7	8,0	8,0	22,9	4,7	73,16%
La Guancha	9,3	6,1	1,9	1,9	4,2	1,0	73,45%
La Laguna	232,5	173,5	54,6	54,8	101,7	42,8	88,38%

La Matanza de Acentejo	11,3	7,3	2,2	2,2	5,3	1,2	72,76%
La Orotava	64,8	38,2	10,4	10,4	33,1	6,5	74,32%
La Victoria de Acentejo	11,1	7,2	2,4	2,4	5,2	1,3	74,26%
Los realejos	42,8	27,5	8,2	8,2	20,3	5,0	74,17%
Los silos	7,7	5,2	1,8	1,8	3,5	1,0	77,70%
Puerto de la cruz	51,3	27,3	5,6	5,5	28,3	4,3	71,26%
San Juan de La Rambla	8,7	5,6	1,7	1,7	4,0	0,9	74,15%
San Miguel de Abona	55,1	35,2	9,4	9,4	27,3	7,3	84,13%
Santa Cruz de Tenerife	194,3	146,3	47,2	47,3	88,5	40,7	90,84%
Santa Úrsula	19,8	11,9	3,3	3,3	9,8	1,9	73,80%
Santiago del Teide	18,4	10,7	2,4	2,4	9,5	1,8	71,99%
Tacoronte	41,3	25,3	6,8	6,8	20,3	4,3	71,44%
Tegueste	15,2	10,1	3,0	3,0	6,8	1,7	71,09%
Vilafior	9,2	5,9	1,7	1,7	4,5	1,2	83,40%
<b>Total</b>	<b>1.452,4</b>	<b>923,7</b>	<b>248,4</b>	<b>248,1</b>	<b>719,1</b>	<b>190,1</b>	<b>75,59%</b>

Tabla 109 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
Residencial	2.529.338	249	962,5	910,4	1.627,9	33.761,5
Comercios	572.159	56	50,8	50,3	120,5	8.604,6
Agricultura	188.429	19	46,4	44,1	90,9	2.619,8
Industrial	815.480	80	84,9	83,4	200,3	12.170,5
AAPP	465.513	46	44,9	44,7	101,1	6.854,2
Hostelería	1.449.926	143	784,3	738,8	1.184,8	19.469,2
Oficinas	102.507	10	7,9	7,9	20,6	1.544,2
Otros usos	579.971	57	313,7	295,5	473,9	7.787,7
<b>Total</b>	<b>6.703.323</b>	<b>660</b>	<b>2.296</b>	<b>2.175</b>	<b>3.820</b>	<b>92.812</b>

Tabla 110 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]

Balance energético por sector [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Residencial	444,1	329,4	115,9	116,2	185,9	71,4	75,90%
Comercios	173,9	85,4	10,3	10,0	101,5	12,7	74,80%
Agricultura	40,1	26,6	7,7	7,7	18,1	4,6	70,55%
Industrial	240,7	121,2	16,6	16,3	138,2	18,5	72,18%
AAPP	141,6	67,0	8,5	8,3	83,9	9,1	73,07%
Hostelería	271,7	198,9	62,8	63,0	123,5	50,9	76,21%
Oficinas	31,6	15,7	1,6	1,5	18,6	2,6	81,84%
Otros usos	108,7	79,6	25,1	25,2	49,4	20,4	80,48%
<b>Total</b>	<b>1.452</b>	<b>923,7</b>	<b>248,4</b>	<b>248,1</b>	<b>719,1</b>	<b>190,1</b>	<b>75,63%</b>

Tabla 111 Balance energético por sectores [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]

### Supuesto 8-10 (Sin almacenamiento):

Como para los casos anteriores, se muestran los resultados para aquella situación en la que no se instalan sistemas de almacenamiento energético. En este supuesto se instalarían 530 MW y se obtendría una cobertura del 43%. Por consiguiente, instalando 130 MW adicionales y 2.300

MW/2.175 MWh se lograría incrementar en un 33% la cobertura de demanda conseguida con estos sistemas.

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuestos 8-10 Sin almacenamiento]					
Municipio	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>	MW	M€	k€
Adeje	5.318.073	3.726.235	54,8	131,8	3.390,9
Arafo	635.157	444.600	6,2	15,1	351,0
Arico	753.410	526.977	5,9	14,4	243,4
Arona	6.070.830	4.251.700	49,0	118,2	2.347,5
Buenavista del Norte	729.746	511.490	7,8	19,0	560,3
Candelaria	1.796.796	1.256.533	13,6	32,9	575,9
El Rosario	1.371.783	960.148	11,2	27,2	557,4
El Sauzal	618.766	431.969	4,6	11,1	182,7
El Tanque	397.662	278.167	2,5	6,1	69,2
Fasnia	214.201	150.164	1,8	4,3	72,5
Garachico	390.986	273.893	3,1	7,5	136,8
Granadilla de Abona	3.402.555	2.380.880	27,4	66,1	1.198,5
Guía de Izora	2.890.872	2.009.129	18,0	44,2	510,2
Güímar	1.641.088	1.149.794	13,3	32,4	620,9
Icod de los Vinos	1.903.011	1.332.848	14,5	35,3	611,8
La Guancha	423.766	296.063	3,2	7,8	124,6
La Laguna	12.341.268	8.634.744	76,2	189,3	2.172,4
La Matanza de Acentejo	603.295	422.158	4,2	10,2	150,9
La Orotava	2.867.087	2.005.384	22,7	55,1	992,4
La Victoria de Acentejo	609.411	426.859	4,2	10,4	153,7
Los realejos	2.486.145	1.739.982	18,5	45,1	716,5
Los silos	328.183	229.070	2,6	6,3	106,7
Puerto del Rosario	2.863.289	2.008.311	26,6	64,1	1.433,9
San Juan de La Rambla	357.100	250.083	2,7	6,5	105,3
San Miguel de Abona	4.507.685	3.158.185	28,3	68,8	796,4
Santa Cruz de Tenerife	11.372.488	7.949.808	70,2	174,2	2.002,7
Santa Úrsula	1.128.219	788.068	8,4	20,3	336,6
Santiago del Teide	1.042.466	729.283	8,0	19,2	347,3
Tacoronte	1.673.030	1.168.328	12,9	31,4	591,7
Tegueste	742.329	519.545	5,3	12,8	190,2
Vilafior	415.991	291.893	2,6	6,4	72,8
<b>Total</b>	<b>71.896.685</b>	<b>50.302.290</b>	<b>530</b>	<b>1.293</b>	<b>21.723</b>

Tabla 112 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]

Balance energético por municipio [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]						
Municipio	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Adeje	35,6	91,5	316,7	22,9	248,1	42,4%
Arafo	3,1	10,3	32,9	2,6	25,2	44,3%
Arico	2,5	9,9	22,1	2,5	14,7	45,9%
Arona	27,4	79,9	218,0	20,0	158,1	44,3%
Buenavista del Norte	4,1	12,1	55,1	3,0	46,0	42,4%
Candelaria	35,7	22,7	52,8	5,7	35,8	47,7%
El Rosario	3,5	18,9	51,8	4,7	37,6	47,0%
El Sauzal	2,1	7,0	17,2	1,7	11,9	44,2%
El Tanque	3,9	3,6	6,1	0,9	3,4	40,5%
Fasnia	3,2	2,9	6,7	0,7	4,5	44,6%
Garachico	4,0	4,2	13,3	1,0	10,2	38,5%
Granadilla de Abona	6,7	46,1	109,9	11,5	75,3	46,2%
Guía de Izora	4,1	29,7	44,6	7,4	22,3	40,1%
Güímar	2,5	21,8	57,6	5,5	41,2	44,8%

Municipio	5,2	19,9	58,8	5,0	43,9	38,4%
<b>Icod de los Vinos</b>	5,2	19,9	58,8	5,0	43,9	38,4%
<b>La Guancha</b>	2,0	4,5	11,8	1,1	8,5	40,5%
<b>La Laguna</b>	50,9	127,2	190,3	31,8	94,9	40,7%
<b>La Matanza de Acentejo</b>	2,2	6,2	13,9	1,6	9,2	42,4%
<b>La Orotava</b>	2,6	31,0	96,2	7,7	73,0	39,2%
<b>La Victoria de Acentejo</b>	2,1	6,1	14,3	1,5	9,7	40,8%
<b>Los realejos</b>	2,7	24,5	69,3	6,1	50,9	38,9%
<b>Los silos</b>	3,7	3,7	10,1	0,9	7,3	40,7%
<b>Puerto del Rosario</b>	8,9	37,6	139,0	9,4	110,8	38,6%
<b>San Juan de La Rambla</b>	3,0	3,7	10,0	0,9	7,3	39,3%
<b>San Miguel de Abona</b>	5,4	46,2	69,5	11,6	34,9	39,6%
<b>Santa Cruz de Tenerife</b>	55,9	118,8	175,2	29,7	86,1	38,7%
<b>Santa Úrsula</b>	4,2	11,8	31,8	3,0	22,9	41,0%
<b>Santiago del Teide</b>	5,3	13,7	31,5	3,4	21,3	48,8%
<b>Tacoronte</b>	7,3	19,8	56,2	4,9	41,4	43,1%
<b>Tegueste</b>	5,1	8,3	17,3	2,1	11,1	45,2%
<b>Vilafior</b>	4,1	4,2	6,4	1,0	3,3	42,1%
<b>Total</b>	<b>10,0</b>	<b>847,7</b>	<b>2.006,6</b>	<b>211,9</b>	<b>1.370,8</b>	<b>42,3%</b>

Tabla 113 Balance energético por municipio [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]					
Sector	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>	MW	M€	k€
<b>Residencial</b>	26.557.445	18.552.327	106,7	320,2	23.715,3
<b>Comercios</b>	1.751.666	1.228.553	69,1	166,9	11.287,5
<b>Agricultura</b>	817.826	571.686	8,0	21,0	1.560,6
<b>Industrial</b>	3.968.645	2.777.757	86,5	210,3	15.149,0
<b>AAPP</b>	2.098.165	1.466.808	95,9	230,9	15.007,2
<b>Hostelería</b>	12.616.362	8.792.801	53,3	154,3	11.277,5
<b>Oficinas</b>	521.030	364.100	23,8	57,4	3.736,5
<b>Otros usos</b>	5.046.545	3.517.120	21,3	61,7	4.511,0
<b>Total</b>	<b>53.377.685</b>	<b>37.271.153</b>	<b>464</b>	<b>1.223</b>	<b>86.245</b>

Tabla 114 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]

Balance energético por sector [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]						
Sector	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
<b>Residencial</b>	519,6	189,4	398,4	41,2	250,2	29,2%
<b>Comercios</b>	15.836,1	114,3	220,3	31,7	137,7	36,8%
<b>Agricultura</b>	1.380,3	13,6	27,1	3,5	17,0	31,2%
<b>Industrial</b>	7.788,9	142,2	277,1	39,0	173,9	34,9%
<b>AAPP</b>	33.447,4	153,6	305,1	41,6	193,1	37,1%
<b>Hostelería</b>	704,8	105,4	189,1	25,8	109,4	19,3%
<b>Oficinas</b>	21.898,3	38,2	75,8	10,3	47,9	37,0%
<b>Otros usos</b>	2.282,3	42,2	75,6	10,3	43,8	14,5%
<b>Total</b>	<b>10.482,2</b>	<b>799,1</b>	<b>1.568,6</b>	<b>203,5</b>	<b>973,0</b>	<b>30,0%</b>

Tabla 115 Balance energético por sectores [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]

### 3.2.4.2 Almacenamiento distribuido

De acuerdo con los datos publicados por REE, la isla de Tenerife es la que mayor número de subestaciones eléctricas tiene en la actualidad. En esta isla existen 38 subestaciones situándose en distintos puntos de la geografía insular en forma de anillo. En este caso vuelve a ser relevante la distribución de generación eólica y fotovoltaica. De acuerdo con los datos disponibles y la metodología de cálculo utilizada, el 80% de la potencia renovable se sitúa en 8 subestaciones de las 38 existentes. Esa marcada concentración hacen que para aspirarse a

escenarios de alta contribución de energías renovables deba apostarse por modelos donde no sólo se fomente la generación distribuida sino que adicionalmente existan sistemas de almacenamiento que sean capaces de gestionar los vertidos de ciertos nudos de red a favor de otros en los que existiría escasa potencia renovable. Sólo con esa coordinación a todos los niveles del almacenamiento sería posible llevar a cabo la total descarbonización del sector eléctrico de la isla.

**Supuesto 2, 5 y 8 (Escenario 100%):**

Las simulaciones desarrolladas para el supuesto de cobertura mediante EERR del 100% demuestran que en el mejor de los casos sólo podría alcanzarse un nivel de autosuficiencia del 78% con la apuesta de almacenamiento de usuario y almacenamiento a gran escala. Para alcanzar un objetivo más ambicioso habría que vincular generación renovable a subestaciones que en el momento actual no tendrían la suficiente.

El autoconsumo energético consigue un mayor fomento de esa generación distribuida, esa es la razón por la que existe una clara diferencia entre los escenarios obtenidos en el Supuesto 2 y el resto de supuestos simulados en este bloque. Según el escenario modelado, para el Supuesto 2 se requeriría en total 1076 MW/1071 MWh distribuido en las 38 subestaciones para alcanzar una cobertura de demanda del 80%. Debe tenerse en cuenta que este 80% se refiere a aquella parte que no podía ser proveída por los sistemas de autoconsumo con almacenamiento energético bajo la situación modelada en el Supuesto 2 (642 GWh/año).

Potencia renovable y almacenamiento instalada por subestación [Supuesto 2,5,8 – Escenario 100% EERR]							
Supuesto 2							
Municipio	Pot. Eólica	Pot. PV	Pot. Autoconsumo	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	MW	MW	MW	MW	MWh	M€	k€
S. Caletillas	0.0	0.0	6	4	4	1.38	158.50
S. Geneto	0.0	0.0	42	80	80	26.78	2051.23
S. Abona	60.2	0.0	6	6	6	2.00	2.24
S. PP. EE. 2	36.5	0.0	6	4	4	1.38	1.23
S. Pol. Granadilla	0.0	0.0	1	3	2	0.69	0.33
S. Teno	4.4	0.0	24	20	20	6.68	418.82
S. Guía Isora	0.0	0.0	15	40	40	13.39	822.40
S. Icod	0.0	0.0	33	3	2	0.69	24.54
S. Granadilla	29.9	0.0	1	4	4	1.38	0.10
S. P. E. Porís de Abona 2	76.8	21.0	3	20	20	6.68	0.40
S. Arico II	16.5	5.5	2	6	6	2.00	0.13
S. San Isidro	0.0	0.0	35	40	40	13.39	1127.62
S. Realejos	0.0	0.0	58	3	2	0.69	41.54
S. Chío	0.0	0.0	12	20	20	6.68	566.03
S. Nueva La Matanza-Parque	0.0	0.0	12	3	2	0.69	53.48
S. Tacoronte	0.0	0.0	55	60	60	20.08	1959.54
S. Guajara	0.0	0.0	80	150	150	50.24	3998.54
S. Cruz Chica	0.0	0.0	19	20	20	6.68	768.82
S. La Laguna Oeste	0.0	0.0	59	80	80	26.78	2635.15
S. Manuel Cruz	0.0	0.0	23	40	40	13.39	1106.77
S. San Telmo	0.0	0.0	25	60	60	20.08	1238.67
S. Dique del Este	0.0	0.0	13	20	20	6.68	587.48
Arona	0.0	0.0	46	60	60	20.08	2226.72
Arona II	0.0	18.3	18	40	40	13.39	1326.02
Chafoya	0.0	0.0	27	40	40	13.39	874.52

Los Vallitos	0.0	0.0	39	3	2	0.69	41.67
Los Olivos	0.0	0.0	25	3	2	0.69	59.97
Adeje	0.0	0.0	20	40	40	13.39	1019.24
El Rosario (Nueva Geneto)	0.0	0.0	32	60	60	20.08	1684.00
S. Cuesta de La Villa	0.0	0.0	39	3	2	0.69	49.48
S. El Porís	96.4	21.8	4	20	20	6.68	0.25
S. Arico ECYR	0.0	0.0	0	2	2	0.67	0.12
S. Buenos Aires	0.0	0.0	24	60	60	20.08	1241.12
Cotesa	0.0	0.0	9	20	20	6.68	429.21
S. Tagoro	99.4	32.5	7	20	20	6.68	2.56
S. ITER	57.2	24.0	6	10	10	3.33	0.94
S. Pol. Güímar	0.0	0.0	47	3	2	0.69	41.56
S. Candelaria	0.0	0.0	6	10	10	3.33	246.90
<b>Total</b>	<b>477</b>	<b>123</b>	<b>883</b>	<b>1076</b>	<b>1071</b>	<b>359</b>	<b>26.808</b>
<b>Supuesto 5</b>							
S. Caletillas	0.0	0.0	5	3	2	0.69	2.54
S. Geneto	0.0	0.0	26	3	2	0.69	44.99
S. Abona	60.2	0.0	5	4	4	1.38	2.41
S. PP. EE. 2	36.5	0.0	6	3	2	0.69	0.93
S. Pol. Granadilla	0.0	0.0	1	3	2	0.69	0.34
S. Teno	4.4	0.0	21	10	10	3.33	211.64
S. Guía Isora	0.0	0.0	10	3	2	0.69	30.84
S. Icod	0.0	0.0	32	3	2	0.69	8.34
S. Granadilla	29.9	0.0	1	4	4	1.38	0.12
S. P. E. Porís de Abona 2	76.8	21.0	3	20	20	6.68	0.45
S. Arico II	16.5	5.5	1	4	4	1.38	0.15
S. San Isidro	0.0	0.0	26	3	2	0.69	10.90
S. Realejos	0.0	0.0	53	3	2	0.69	8.03
S. Chío	0.0	0.0	8	3	2	0.69	16.23
S. Nueva La Matanza-Parque	0.0	0.0	11	3	2	0.69	7.02
S. Tacoronte	0.0	0.0	42	3	2	0.69	31.11
S. Guajara	0.0	0.0	57	3	2	0.69	47.99
S. Cruz Chica	0.0	0.0	12	3	2	0.69	6.02
S. La Laguna Oeste	0.0	0.0	37	3	2	0.69	55.60
S. Manuel Cruz	0.0	0.0	25	40	40	13.39	815.45
S. San Telmo	0.0	0.0	23	20	20	6.68	567.24
S. Dique del Este	0.0	0.0	7	3	2	0.69	19.76
Arona	0.0	0.0	27	3	2	0.69	12.54
Arona II	0.0	18.3	12	60	60	20.08	1618.17
Chafoya	0.0	0.0	18	3	2	0.69	2.16
Los Vallitos	0.0	0.0	31	3	2	0.69	1.71
Los Olivos	0.0	0.0	19	3	2	0.69	2.34
Adeje	0.0	0.0	13	3	2	0.69	36.99
El Rosario (Nueva Geneto)	0.0	0.0	21	3	2	0.69	8.36
S. Cuesta de La Villa	0.0	0.0	33	3	2	0.69	4.91
S. El Porís	96.4	21.8	3	20	20	6.68	0.31
S. Arico ECYR	0.0	0.0	0	2	2	0.67	0.38
S. Buenos Aires	0.0	0.0	17	3	2	0.69	59.85
Cotesa	0.0	0.0	4	3	2	0.69	2.07
S. Tagoro	99.4	32.5	7	20	20	6.68	2.59
S. ITER	57.2	24.0	4	10	10	3.33	1.26
S. Pol. Güímar	0.0	0.0	39	3	2	0.69	4.93
S. Candelaria	0.0	0.0	4	3	2	0.69	1.25
<b>Total</b>	<b>477.26</b>	<b>123.10</b>	<b>660</b>	<b>278.28</b>	<b>267.61</b>	<b>89.65</b>	<b>3647.95</b>
<b>Supuesto 8</b>							
S. Caletillas	0.0	0.0	3	3	2	0.69	1.61
S. Geneto	0.0	0.0	22	3	2	0.69	47.00
S. Abona	60.2	0.0	2	4	4	1.38	5.23

S. PP. EE. 2	36.5	0.0	3	3	2	0.69	2.55
S. Pol. Granadilla	0.0	0.0	1	3	2	0.69	0.26
S. Teno	4.4	0.0	11	3	2	0.69	63.15
S. Guía Isora	0.0	0.0	7	3	2	0.69	7.86
S. Icod	0.0	0.0	15	3	2	0.69	1.01
S. Granadilla	29.9	0.0	1	4	4	1.38	0.22
S. P. E. Porís de Abona 2	76.8	21.0	1	20	20	6.68	0.80
S. Arico II	16.5	5.5	1	4	4	1.38	0.32
S. San Isidro	0.0	0.0	17	3	2	0.69	3.37
S. Realejos	0.0	0.0	26	3	2	0.69	1.07
S. Chío	0.0	0.0	5	3	2	0.69	5.73
S. Nueva La Matanza-Parque	0.0	0.0	6	3	2	0.69	1.00
S. Tacoronte	0.0	0.0	26	3	2	0.69	6.69
S. Guajara	0.0	0.0	43	6	6	2.00	99.08
S. Cruz Chica	0.0	0.0	9	3	2	0.69	6.12
S. La Laguna Oeste	0.0	0.0	29	3	2	0.69	45.47
S. Manuel Cruz	0.0	0.0	13	4	4	1.38	44.04
S. San Telmo	0.0	0.0	13	3	2	0.69	33.44
S. Dique del Este	0.0	0.0	6	3	2	0.69	23.26
Arona	0.0	0.0	23	3	2	0.69	26.44
Arona II	0.0	18.3	8	80	80	26.78	2209.20
Chafoya	0.0	0.0	12	3	2	0.69	1.35
Los Vallitos	0.0	0.0	17	3	2	0.69	0.93
Los Olivos	0.0	0.0	11	3	2	0.69	0.86
Adeje	0.0	0.0	9	3	2	0.69	23.60
El Rosario (Nueva Geneto)	0.0	0.0	15	3	2	0.69	5.99
S. Cuesta de La Villa	0.0	0.0	18	3	2	0.69	1.15
S. El Porís	96.4	21.8	1	20	20	6.68	0.10
S. Arico ECYR	0.0	0.0	0	2	2	0.67	0.64
S. Buenos Aires	0.0	0.0	13	3	2	0.69	38.29
Cotesa	0.0	0.0	5	3	2	0.69	22.88
S. Tagoro	99.4	32.5	3	10	10	3.33	3.04
S. ITER	57.2	24.0	3	10	10	3.33	2.16
S. Pol. Güímar	0.0	0.0	21	3	2	0.69	1.11
S. Candelaria	0.0	0.0	3	3	2	0.69	0.92
<b>Total</b>	<b>477.26</b>	<b>123.10</b>	<b>424</b>	<b>230.78</b>	<b>219.92</b>	<b>73.67</b>	<b>2737.94</b>

Tabla 116 Potencia renovable y almacenamiento instalado por subestación [Supuestos 2,5 y 8-Escenario 100% EERR]

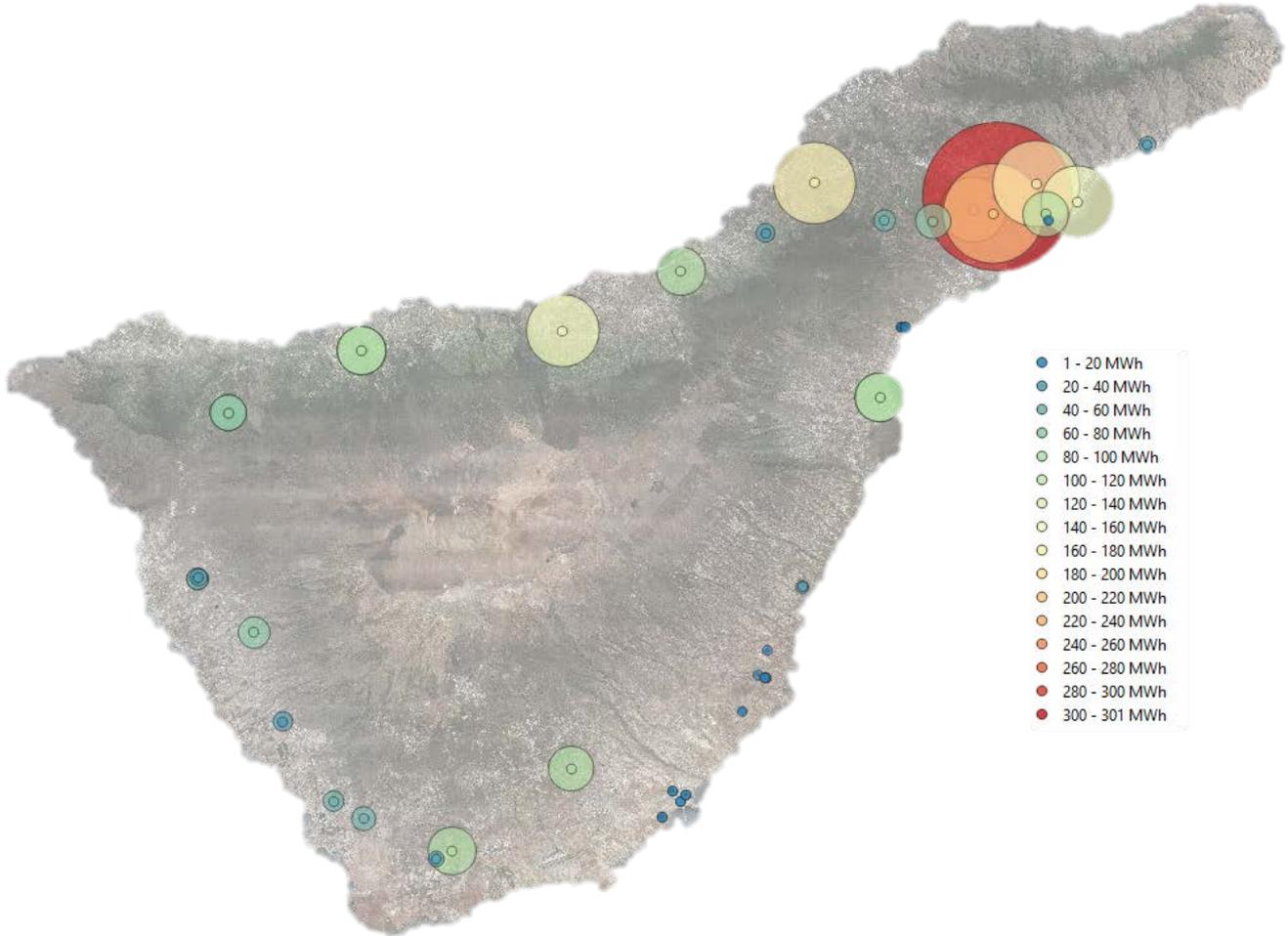


Figura 47 Distribución de almacenamiento distribuido [Escenario 100%]

Balance energético por subestación [Supuestos 2,5,8 – Escenario 100% EERR]							
Supuesto 2							
Municipio	Demand a	Energía renovabl e	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertur a EERR
	GWh/añ o	GWh/añ o	GWh/añ o	GWh/añ o	GWh/añ o	GWh/añ o	%
S. Caletillas	4.43	3.20	0.99	0.99	1.68	0.45	62.23%
S. Geneto	20.41	30.76	12.78	12.82	0.13	10.52	99.38%
S. Abona	8.31	208.56	0.02	0.01	0.01	200.25	99.70%
S. PP. EE. 2	4.70	127.45	0.01	0.01	0.00	122.76	99.54%
S. Pol. Granadilla	2.31	0.31	0.00	0.00	2.01	0.00	13.27%
S. Tenos	17.85	24.62	2.60	2.62	1.63	8.42	90.88%
S. Guía Isora	9.54	9.18	5.11	5.14	0.99	0.67	89.58%
S. Icod	30.70	8.01	0.16	0.15	22.77	0.07	25.83%
S. Granadilla	0.95	103.00	0.00	0.00	0.00	102.05	99.16%
S. P. E. Porís de Abona 2	3.40	304.91	0.00	0.00	0.00	301.52	99.93%
S. Arico II	0.90	68.30	0.00	0.00	0.00	67.40	100.00%
S. San Isidro	26.23	17.03	7.02	7.05	9.33	0.16	64.42%
S. Realejos	56.46	18.13	0.35	0.26	39.27	0.84	30.40%
S. Chío	6.35	6.66	3.52	3.54	0.51	0.84	91.93%
S. Nueva La Matanza-Parque	9.32	3.74	0.34	0.33	5.78	0.20	37.99%
S. Tacoronte	34.28	25.92	12.20	12.25	9.15	0.84	73.30%
S. Guajara	40.29	53.55	24.90	24.99	0.71	14.07	98.25%

S. Cruz Chica	11.43	10.36	4.79	4.81	2.28	1.23	80.03%
S. La Laguna Oeste	26.73	46.85	16.43	16.47	0.16	20.32	99.40%
S. Manuel Cruz	11.92	13.42	6.89	6.92	0.69	2.22	94.22%
S. San Telmo	12.49	15.46	7.70	7.74	0.32	3.33	97.46%
S. Dique del Este	5.89	9.60	3.66	3.67	0.03	3.75	99.49%
Arona	24.81	28.17	13.87	13.92	1.74	5.14	92.98%
Arona II	14.01	43.47	8.31	8.29	0.05	29.49	99.63%
Chafoya	21.26	13.36	5.44	5.47	7.87	0.01	62.97%
Los Vallitos	50.45	16.63	0.34	0.26	34.77	0.87	31.04%
Los Olivos	26.14	10.66	0.44	0.37	16.67	1.12	36.23%
Adeje	10.31	13.32	6.34	6.37	0.22	3.26	97.86%
El Rosario (Nueva Geneto)	23.67	19.65	10.48	10.53	4.46	0.48	81.18%
S. Cuesta de La Villa	35.14	12.37	0.38	0.31	23.60	0.75	32.83%
S. El Porís	3.17	374.39	0.00	0.00	0.00	371.22	99.72%
S. Arico ECYR	0.21	0.20	0.00	0.40	0.01	0.00	97.09%
S. Buenos Aires	12.24	16.91	7.72	7.76	0.11	4.82	99.07%
Cotesa	4.25	7.20	2.68	2.68	0.01	2.96	99.79%
S. Tagoro	10.45	405.87	0.02	0.02	0.00	395.42	99.80%
S. ITER	4.99	245.74	0.01	0.01	0.00	240.75	99.03%
S. Pol. Güímar	51.61	16.63	0.35	0.26	35.84	0.76	30.52%
S. Candelaria	4.53	3.23	1.54	1.54	1.31	0.01	71.18%
<b>Total</b>	<b>642.16</b>	<b>2336.87</b>	<b>167.38</b>	<b>167.95</b>	<b>224.10</b>	<b>1918.97</b>	<b>78.35%</b>
<b>Supuesto 5</b>							
S. Caletillas	5.06	1.09	0.01	0.02	3.97	0.00	21.66%
S. Geneto	25.11	8.28	0.30	0.28	17.16	0.31	31.68%
S. Abona	8.96	207.59	0.02	0.02	0.01	198.64	99.01%
S. PP. EE. 2	4.86	126.62	0.01	0.01	0.00	121.76	99.03%
S. Pol. Granadilla	2.33	0.32	0.00	0.00	2.01	0.00	13.79%
S. Tenos	18.94	19.74	1.32	1.32	3.68	4.49	80.56%
S. Guía Isora	10.72	3.43	0.19	0.19	7.32	0.04	31.68%
S. Icod	31.24	6.37	0.05	0.05	24.88	0.01	20.36%
S. Granadilla	1.03	102.75	0.00	0.00	0.00	101.72	99.29%
S. P. E. Porís de Abona 2	3.71	304.21	0.00	0.00	0.00	300.51	99.94%
S. Arico II	1.05	67.37	0.00	0.00	0.00	66.32	99.07%
S. San Isidro	29.87	6.56	0.07	0.07	23.32	0.02	21.92%
S. Realejos	56.92	11.07	0.06	0.05	45.88	0.03	19.40%
S. Chío	7.64	2.22	0.10	0.10	5.42	0.00	29.07%
S. Nueva La Matanza-Parque	10.02	2.36	0.04	0.04	7.66	0.00	23.55%
S. Tacoronte	39.35	11.08	0.22	0.19	28.52	0.22	27.53%
S. Guajara	47.78	19.19	0.41	0.30	30.97	2.27	35.13%
S. Cruz Chica	13.95	3.02	0.04	0.04	10.93	0.00	21.67%
S. La Laguna Oeste	33.09	13.10	0.42	0.35	21.41	1.33	35.31%
S. Manuel Cruz	12.63	9.72	5.06	5.10	2.91	0.04	76.93%
S. San Telmo	14.41	9.06	3.53	3.55	5.44	0.11	62.22%
S. Dique del Este	7.64	2.32	0.12	0.12	5.32	0.01	30.32%
Arona	31.19	7.04	0.08	0.08	24.17	0.02	22.49%
Arona II	16.45	36.35	10.09	10.11	0.00	19.92	99.98%
Chafoya	24.85	3.91	0.01	0.01	20.94	0.00	15.73%
Los Vallitos	53.95	7.13	0.01	0.01	46.82	0.00	13.23%
Los Olivos	28.77	4.46	0.01	0.01	24.30	0.00	15.53%
Adeje	12.49	4.16	0.23	0.23	8.42	0.09	32.61%
El Rosario (Nueva Geneto)	27.20	5.65	0.05	0.05	21.56	0.01	20.74%
S. Cuesta de La Villa	36.59	6.47	0.03	0.03	30.12	0.00	17.68%
S. El Porís	3.47	372.87	0.00	0.00	0.00	369.40	99.77%
S. Arico ECYR	0.12	0.12	0.00	0.24	0.00	0.00	100.00%
S. Buenos Aires	14.79	6.04	0.40	0.37	9.27	0.50	37.31%
Cotesa	5.80	1.18	0.01	0.01	4.63	0.00	20.30%

S. Tagoro	10.49	405.41	0.02	0.02	0.00	394.92	99.80%
S. ITER	5.73	243.16	0.01	0.01	0.00	237.43	99.23%
S. Pol. Güímar	55.69	9.40	0.03	0.03	46.29	0.01	16.88%
S. Candelaria	5.17	0.96	0.01	0.01	4.22	0.00	18.54%
<b>Total</b>	<b>719.06</b>	<b>2051.79</b>	<b>22.97</b>	<b>23.03</b>	<b>487.55</b>	<b>1820.11</b>	<b>47.60%</b>
<b>Supuesto 8</b>							
S. Caletillas	6.94	1.29	0.01	0.01	5.64	0.00	18.66%
S. Geneto	27.03	9.13	0.33	0.29	18.34	0.40	32.16%
S. Abona	12.76	207.16	0.04	0.03	0.03	194.42	99.26%
S. PP. EE. 2	7.76	126.36	0.02	0.02	0.02	118.61	99.34%
S. Pol. Granadilla	3.39	0.20	0.00	0.00	3.19	0.00	6.00%
S. Teno	28.36	18.95	0.43	0.39	11.16	1.71	60.64%
S. Guía Isora	12.40	2.88	0.05	0.05	9.52	0.00	23.25%
S. Icod	45.93	5.14	0.00	0.01	40.79	0.00	11.19%
S. Granadilla	1.42	102.68	0.00	0.00	0.00	101.26	99.54%
S. P. E. Porís de Abona 2	5.22	304.11	0.00	0.01	0.00	298.89	99.97%
S. Arico II	1.52	67.38	0.00	0.00	0.00	65.86	99.39%
S. San Isidro	40.98	6.55	0.02	0.02	34.43	0.00	15.99%
S. Realejos	84.29	8.63	0.00	0.01	75.66	0.00	10.24%
S. Chío	9.41	2.15	0.03	0.04	7.26	0.00	22.88%
S. Nueva La Matanza-Parque	15.07	2.22	0.00	0.01	12.84	0.00	14.75%
S. Tacoronte	54.75	9.77	0.04	0.04	44.99	0.01	17.84%
S. Guajara	55.73	17.18	0.64	0.62	38.91	0.34	30.18%
S. Cruz Chica	17.29	3.62	0.04	0.04	13.66	0.00	20.96%
S. La Laguna Oeste	35.00	11.75	0.34	0.28	23.89	0.58	31.76%
S. Manuel Cruz	17.93	5.43	0.27	0.28	12.51	0.02	30.21%
S. San Telmo	17.48	5.39	0.21	0.21	12.19	0.09	30.28%
S. Dique del Este	7.76	2.44	0.14	0.15	5.33	0.01	31.31%
Arona	33.77	8.97	0.18	0.17	24.91	0.10	26.23%
Arona II	22.09	36.19	13.77	13.81	0.09	14.23	99.59%
Chafoya	33.00	4.41	0.01	0.01	28.59	0.00	13.39%
Los Vallitos	73.48	6.93	0.00	0.01	66.55	0.00	9.44%
Los Olivos	39.34	4.20	0.00	0.01	35.13	0.00	10.69%
Adeje	12.65	3.68	0.15	0.15	8.99	0.02	28.93%
El Rosario (Nueva Geneto)	33.87	6.29	0.03	0.04	27.59	0.00	18.56%
S. Cuesta de La Villa	52.93	6.11	0.00	0.01	46.81	0.00	11.56%
S. El Porís	2.01	372.57	0.00	0.00	0.00	370.56	99.59%
S. Arico ECYR	0.27	0.27	0.00	0.40	0.07	0.00	74.56%
S. Buenos Aires	15.60	5.09	0.24	0.24	10.63	0.12	31.86%
Cotesa	5.46	1.82	0.14	0.14	3.64	0.00	33.28%
S. Tagoro	13.20	404.21	0.02	0.02	0.01	391.02	99.13%
S. ITER	7.31	243.33	0.01	0.01	0.00	236.02	99.41%
S. Pol. Güímar	80.36	8.31	0.00	0.01	72.05	0.00	10.35%
S. Candelaria	6.79	1.11	0.00	0.01	5.67	0.00	16.41%
<b>Total</b>	<b>940.55</b>	<b>2033.93</b>	<b>17.21</b>	<b>17.51</b>	<b>701.07</b>	<b>1794.28</b>	<b>41.81%</b>

Tabla 117 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuesto 1 Escenario 100% EERR]

#### **Supuesto 4, 7 y 10 (Escenario 80%):**

Como se argumentaba en las bases técnicas y también en la explicación de los resultados obtenidos para los Supuestos 2,5 y 8, la demanda que sería cubierta con la ayuda del almacenamiento distribuido se equivale con aquella parte que no es atendida con los sistemas de autoconsumo instalados en almacenamiento de usuario. Por ello, el “escenario 80%” no se refiere al autoconsumo global de la isla, sino a aquella parte que debía ser proveída por otros sistemas de generación renovable asociados a dicha subestación.

Con la instalación de 870 MW/860 MWh en sistemas de almacenamiento distribuido bajo condiciones de desarrollo del almacenamiento local regidas por el Supuesto 4 (cobertura del 80% por autoconsumos en edificios), se consigue que el 66% de la demanda eléctrica que no era posible cubrirla con almacenamiento de usuario ahora sí pueda ser atendida por parques eólicos y plantas fotovoltaicas en régimen de vertido a red o los excedentes de las plantas fotovoltaicas en autoconsumo existentes aguas debajo de la subestación eléctrica.

Por otra parte, bajo las condiciones de los Supuestos 7 y 10 sólo se conseguiría alcanzar el 45% de cobertura de la demanda no atendida por autoconsumos asociados a edificios. En estos casos se requeriría instalar aproximadamente 314 MW/140 MWh. La diferencia en inversión es de 242 M€ entre el supuesto 4 y los supuestos 7 y 10.

Potencia renovable y almacenamiento instalada por subestación [Supuesto 4,7 10 – Escenario 80% EERR]							
Supuesto 4							
Municipio	Pot. Eólica	Pot. PV	Pot. Autoconsumo	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	MW	MW	MW	MW	MWh	M€	k€
S. Caletillas	0.0	0.0	6	4	4	1.38	158.50
S. Geneto	0.0	0.0	42	20	20	6.68	845.09
S. Abona	60.2	0.0	6	3	2	0.69	1.35
S. PP. EE. 2	36.5	0.0	6	3	2	0.69	0.84
S. Pol. Granadilla	0.0	0.0	1	3	2	0.69	0.33
S. Teno	4.4	0.0	24	150	150	50.25	1045.29
S. Guía Isora	0.0	0.0	15	80	80	26.80	847.39
S. Icod	0.0	0.0	33	3	2	0.69	24.54
S. Granadilla	29.9	0.0	1	3	2	0.69	0.10
S. P. E. Porís de Abona 2	76.8	21.0	3	3	2	0.69	0.33
S. Arico II	16.5	5.5	2	3	2	0.69	0.11
S. San Isidro	0.0	0.0	35	40	40	13.39	1127.62
S. Realejos	0.0	0.0	58	3	2	0.69	41.54
S. Chío	0.0	0.0	12	4	4	1.38	171.70
S. Nueva La Matanza-Parque	0.0	0.0	12	3	2	0.69	53.48
S. Tacoronte	0.0	0.0	55	60	60	20.08	1959.54
S. Guajara	0.0	0.0	80	40	40	13.39	1677.52
S. Cruz Chica	0.0	0.0	19	150	150	50.24	916.00
S. La Laguna Oeste	0.0	0.0	59	20	20	6.68	828.65
S. Manuel Cruz	0.0	0.0	23	80	80	26.80	1234.81
S. San Telmo	0.0	0.0	25	10	10	3.33	418.01
S. Dique del Este	0.0	0.0	13	6	6	2.00	252.53
Arona	0.0	0.0	46	20	20	6.68	831.89
Arona II	0.0	18.3	18	10	10	3.33	422.01
Chafoya	0.0	0.0	27	40	40	13.39	874.52
Los Vallitos	0.0	0.0	39	3	2	0.69	41.67
Los Olivos	0.0	0.0	25	20	20	6.68	263.19
Adeje	0.0	0.0	20	10	10	3.33	417.90
El Rosario (Nueva Geneto)	0.0	0.0	32	40	40	13.39	1491.04
S. Cuesta de La Villa	0.0	0.0	39	3	2	0.69	49.48
S. El Porís	96.4	21.8	4	3	2	0.69	0.21
S. Arico ECYR	0.0	0.0	0	2	2	0.67	38.39
S. Buenos Aires	0.0	0.0	24	10	10	3.33	416.73
Cotesa	0.0	0.0	9	4	4	1.38	172.77
S. Tagoro	99.4	32.5	7	3	2	0.69	0.80
S. ITER	57.2	24.0	6	3	2	0.69	0.61
S. Pol. Güímar	0.0	0.0	47	3	2	0.69	41.56
S. Candelaria	0.0	0.0	6	10	10	3.33	246.90

Total	477.26	123.10	883	867.90	860.58	288.29	16914.95
<b>Supuesto 7</b>							
S. Caletillas	0.0	0.0	5	4	2	0.69	2.54
S. Geneto	0.0	0.0	26	10	2	0.69	44.99
S. Abona	60.2	0.0	5	6	2	0.69	1.68
S. PP. EE. 2	36.5	0.0	6	4	2	0.69	0.93
S. Pol. Granadilla	0.0	0.0	1	3	2	0.69	0.34
S. Teno	4.4	0.0	21	10	2	0.69	68.61
S. Guía Isora	0.0	0.0	10	10	2	0.69	30.84
S. Icod	0.0	0.0	32	3	2	0.69	8.34
S. Granadilla	29.9	0.0	1	4	2	0.69	0.12
S. P. E. Porís de Abona 2	76.8	21.0	3	10	2	0.69	0.39
S. Arico II	16.5	5.5	1	6	2	0.69	0.15
S. San Isidro	0.0	0.0	26	10	2	0.69	10.90
S. Realejos	0.0	0.0	53	3	2	0.69	8.03
S. Chío	0.0	0.0	8	5	2	0.69	16.23
S. Nueva La Matanza-Parque	0.0	0.0	11	3	2	0.69	7.02
S. Tacoronte	0.0	0.0	42	60	2	0.69	31.11
S. Guajara	0.0	0.0	57	10	2	0.69	47.99
S. Cruz Chica	0.0	0.0	12	10	2	0.69	6.02
S. La Laguna Oeste	0.0	0.0	37	10	2	0.69	55.60
S. Manuel Cruz	0.0	0.0	25	20	20	6.68	725.34
S. San Telmo	0.0	0.0	23	20	20	6.68	567.24
S. Dique del Este	0.0	0.0	7	5	2	0.69	19.76
Arona	0.0	0.0	27	6	2	0.69	12.54
Arona II	0.0	18.3	12	10	20	6.68	833.88
Chafoya	0.0	0.0	18	4	2	0.69	2.16
Los Vallitos	0.0	0.0	31	3	2	0.69	1.71
Los Olivos	0.0	0.0	19	3	2	0.69	2.34
Adeje	0.0	0.0	13	6	2	0.69	36.99
El Rosario (Nueva Geneto)	0.0	0.0	21	6	2	0.69	8.36
S. Cuesta de La Villa	0.0	0.0	33	3	2	0.69	4.91
S. El Porís	96.4	21.8	3	5	2	0.69	0.26
S. Arico ECYR	0.0	0.0	0	2	2	0.69	11.03
S. Buenos Aires	0.0	0.0	17	10	10	3.33	149.48
Cotesa	0.0	0.0	4	5	2	0.69	2.07
S. Tagoro	99.4	32.5	7	6	2	0.69	0.82
S. ITER	57.2	24.0	4	10	2	0.69	0.70
S. Pol. Güímar	0.0	0.0	39	3	2	0.69	4.93
S. Candelaria	0.0	0.0	4	10	2	0.69	1.25
<b>Total</b>	<b>477.26</b>	<b>123.10</b>	<b>660</b>	<b>314.08</b>	<b>139.95</b>	<b>46.88</b>	<b>2727.62</b>
<b>Supuesto 10</b>							
S. Caletillas	0.0	0.0	3	4	2	0.69	1.61
S. Geneto	0.0	0.0	22	5	2	0.69	47.00
S. Abona	60.2	0.0	2	6	2	0.69	3.21
S. PP. EE. 2	36.5	0.0	3	4	2	0.69	2.55
S. Pol. Granadilla	0.0	0.0	1	3	2	0.69	0.26
S. Teno	4.4	0.0	11	5	2	0.69	63.15
S. Guía Isora	0.0	0.0	7	5	2	0.69	7.86
S. Icod	0.0	0.0	15	3	2	0.69	1.01
S. Granadilla	29.9	0.0	1	4	2	0.69	0.22
S. P. E. Porís de Abona 2	76.8	21.0	1	5	2	0.69	0.55
S. Arico II	16.5	5.5	1	6	2	0.69	0.31
S. San Isidro	0.0	0.0	17	4	2	0.69	3.37
S. Realejos	0.0	0.0	26	3	2	0.69	1.07
S. Chío	0.0	0.0	5	5	2	0.69	5.73
S. Nueva La Matanza-Parque	0.0	0.0	6	3	2	0.69	1.00
S. Tacoronte	0.0	0.0	26	4	2	0.69	6.69

S. Guajara	0.0	0.0	43	6	6	2.00	99.08
S. Cruz Chica	0.0	0.0	9	5	2	0.69	6.12
S. La Laguna Oeste	0.0	0.0	29	5	2	0.69	45.47
S. Manuel Cruz	0.0	0.0	13	5	4	1.38	44.04
S. San Telmo	0.0	0.0	13	5	2	0.69	33.44
S. Dique del Este	0.0	0.0	6	2	2	0.69	23.26
Arona	0.0	0.0	23	6	2	0.69	26.44
Arona II	0.0	18.3	8	20	20	6.68	831.81
Chafoya	0.0	0.0	12	2	2	0.69	1.35
Los Vallitos	0.0	0.0	17	3	2	0.69	0.93
Los Olivos	0.0	0.0	11	3	2	0.69	0.86
Adeje	0.0	0.0	9	2	2	0.69	23.60
El Rosario (Nueva Geneto)	0.0	0.0	15	2	2	0.69	5.99
S. Cuesta de La Villa	0.0	0.0	18	3	2	0.69	1.15
S. El Porís	96.4	21.8	1	2	2	0.69	0.08
S. Arico ECYR	0.0	0.0	0	2	2	0.67	63.99
S. Buenos Aires	0.0	0.0	13	4	2	0.69	38.29
Cotesa	0.0	0.0	5	4	2	0.69	22.88
S. Tagoro	99.4	32.5	3	4	2	0.69	1.25
S. ITER	57.2	24.0	3	4	2	0.69	0.81
S. Pol. Güímar	0.0	0.0	21	3	2	0.69	1.11
S. Candelaria	0.0	0.0	3	4	2	0.69	0.92
<b>Total</b>	<b>477.26</b>	<b>123.10</b>	<b>424</b>	<b>160.60</b>	<b>102.21</b>	<b>34.24</b>	<b>1418.45</b>

Tabla 118 Potencia renovable y almacenamiento instalado por subestación [Supuestos 4,7 y 10-Escenario 80% EERR]

Balance energético por subestación [Supuestos 4,7 y 10 – Escenario 80% EERR]							
Supuesto 4							
Municipio	Demand a	Energía renovabl e	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
S. Caletillas	4.43	3.20	0.99	0.99	1.68	0.45	62.23%
S. Geneto	20.41	32.30	5.65	5.28	6.17	17.69	69.74%
S. Abona	8.31	208.55	0.01	0.01	0.01	200.25	98.49%
S. PP. EE. 2	4.70	127.45	0.01	0.01	0.00	122.76	98.96%
S. Pol. Granadilla	2.31	0.31	0.00	0.00	2.01	0.00	13.27%
S. Tenos	17.85	15.45	6.13	6.53	3.84	1.84	78.48%
S. Guía Isora	9.54	6.65	5.06	5.30	2.64	0.00	72.28%
S. Icod	30.70	8.01	0.16	0.15	22.77	0.07	25.83%
S. Granadilla	0.95	103.00	0.00	0.00	0.00	102.05	96.79%
S. P. E. Porís de Abona 2	3.40	304.84	0.00	0.00	0.00	301.44	91.81%
S. Arico II	0.90	68.27	0.00	0.00	0.00	67.36	97.56%
S. San Isidro	26.23	17.03	7.02	7.05	9.33	0.16	64.42%
S. Realejos	56.46	18.13	0.35	0.26	39.27	0.84	30.40%
S. Chío	6.35	7.16	1.13	1.07	2.50	3.25	60.61%
S. Nueva La Matanza-Parque	9.32	3.74	0.34	0.33	5.78	0.20	37.99%
S. Tacoronte	34.28	25.92	12.20	12.25	9.15	0.84	73.30%
S. Guajara	40.29	56.59	10.74	10.48	12.38	28.43	69.28%
S. Cruz Chica	11.43	8.99	5.61	5.73	2.32	0.00	79.70%
S. La Laguna Oeste	26.73	48.62	5.79	5.18	9.37	30.66	64.94%
S. Manuel Cruz	11.92	8.62	7.32	7.72	2.90	0.00	75.66%
S. San Telmo	12.49	16.71	2.78	2.61	4.40	8.45	64.76%
S. Dique del Este	5.89	9.97	1.71	1.58	1.73	5.68	70.65%
Arona	24.81	29.70	5.32	5.20	8.86	13.63	64.28%
Arona II	14.01	44.26	3.84	2.64	4.66	33.70	66.66%
Chafoya	21.26	13.36	5.44	5.47	7.87	0.01	62.97%

Los Vallitos	50.45	16.63	0.34	0.26	34.77	0.87	31.04%
Los Olivos	26.14	10.53	1.63	1.64	15.60	0.00	40.34%
Adeje	10.31	14.14	2.68	2.61	3.24	7.00	68.55%
El Rosario (Nueva Geneto)	23.67	20.12	9.29	9.32	5.36	1.84	77.34%
S. Cuesta de La Villa	35.14	12.37	0.38	0.31	23.60	0.75	32.83%
S. El Porís	3.17	374.33	0.00	0.00	0.00	371.16	88.87%
S. Arico ECYR	0.21	-0.12	0.00	0.24	0.09	0.00	58.58%
S. Buenos Aires	12.24	18.13	2.83	2.60	4.22	9.88	65.55%
Cotesa	4.25	7.55	1.18	1.08	1.27	4.47	70.15%
S. Tagoro	10.45	405.81	0.01	0.01	0.01	395.37	96.09%
S. ITER	4.99	245.72	0.01	0.00	0.00	240.72	95.41%
S. Pol. Güímar	51.61	16.63	0.35	0.26	35.84	0.76	30.52%
S. Candelaria	4.53	3.23	1.54	1.54	1.31	0.01	71.18%
<b>Total</b>	<b>642.16</b>	<b>2331.90</b>	<b>107.82</b>	<b>105.72</b>	<b>284.96</b>	<b>1972.60</b>	<b>66.25%</b>
<b>Supuesto 7</b>							
S. Caletillas	5.06	1.09	0.01	0.02	3.97	0.00	21.66%
S. Geneto	25.11	8.28	0.30	0.28	17.16	0.31	31.68%
S. Abona	8.96	207.59	0.01	0.01	0.01	198.64	98.60%
S. PP. EE. 2	4.86	126.62	0.01	0.01	0.00	121.76	99.03%
S. Pol. Granadilla	2.33	0.32	0.00	0.00	2.01	0.00	13.79%
S. Tenó	18.94	19.76	0.46	0.43	4.46	5.25	76.47%
S. Guía Isora	10.72	3.43	0.19	0.19	7.32	0.04	31.68%
S. Icod	31.24	6.37	0.05	0.05	24.88	0.01	20.36%
S. Granadilla	1.03	102.74	0.00	0.00	0.00	101.72	97.12%
S. P. E. Porís de Abona 2	3.71	304.14	0.00	0.00	0.00	300.43	92.56%
S. Arico II	1.05	67.36	0.00	0.00	0.00	66.31	98.11%
S. San Isidro	29.87	6.56	0.07	0.07	23.32	0.02	21.92%
S. Realejos	56.92	11.07	0.06	0.05	45.88	0.03	19.40%
S. Chío	7.64	2.22	0.10	0.10	5.42	0.00	29.07%
S. Nueva La Matanza-Parque	10.02	2.36	0.04	0.04	7.66	0.00	23.55%
S. Tacoronte	39.35	11.08	0.22	0.19	28.52	0.22	27.53%
S. Guajara	47.78	19.19	0.41	0.30	30.97	2.27	35.13%
S. Cruz Chica	13.95	3.02	0.04	0.04	10.93	0.00	21.67%
S. La Laguna Oeste	33.09	13.10	0.42	0.35	21.41	1.33	35.31%
S. Manuel Cruz	12.63	10.09	4.52	4.53	3.29	0.76	73.97%
S. San Telmo	14.41	9.06	3.53	3.55	5.44	0.11	62.22%
S. Dique del Este	7.64	2.32	0.12	0.12	5.32	0.01	30.32%
Arona	31.19	7.04	0.08	0.08	24.17	0.02	22.49%
Arona II	16.45	37.14	5.73	5.21	3.94	24.11	76.03%
Chafoya	24.85	3.91	0.01	0.01	20.94	0.00	15.73%
Los Vallitos	53.95	7.13	0.01	0.01	46.82	0.00	13.23%
Los Olivos	28.77	4.46	0.01	0.01	24.30	0.00	15.53%
Adeje	12.49	4.16	0.23	0.23	8.42	0.09	32.61%
El Rosario (Nueva Geneto)	27.20	5.65	0.05	0.05	21.56	0.01	20.74%
S. Cuesta de La Villa	36.59	6.47	0.03	0.03	30.12	0.00	17.68%
S. El Porís	3.47	372.80	0.00	0.00	0.00	369.34	89.94%
S. Arico ECYR	0.12	0.09	0.07	0.07	0.02	0.00	79.48%
S. Buenos Aires	14.79	5.99	0.93	0.93	8.80	0.01	40.49%
Cotesa	5.80	1.18	0.01	0.01	4.63	0.00	20.30%
S. Tagoro	10.49	405.35	0.01	0.01	0.01	394.87	96.11%
S. ITER	5.73	243.13	0.01	0.00	0.00	237.40	96.13%
S. Pol. Güímar	55.69	9.40	0.03	0.03	46.29	0.01	16.88%
S. Candelaria	5.17	0.96	0.01	0.01	4.22	0.00	18.54%
<b>Total</b>	<b>719.06</b>	<b>2052.64</b>	<b>17.78</b>	<b>17.05</b>	<b>492.21</b>	<b>1825.06</b>	<b>45.61%</b>
<b>Supuesto 10</b>							
S. Caletillas	6.94	1.29	0.01	0.01	5.64	0.00	18.66%
S. Geneto	27.03	9.13	0.33	0.29	18.34	0.40	32.16%

S. Abona	12.76	207.16	0.02	0.02	0.04	194.44	98.92%
S. PP. EE. 2	7.76	126.36	0.02	0.02	0.02	118.61	99.34%
S. Pol. Granadilla	3.39	0.20	0.00	0.00	3.19	0.00	6.00%
S. Teno	28.36	18.95	0.43	0.39	11.16	1.71	60.64%
S. Guía Isora	12.40	2.88	0.05	0.05	9.52	0.00	23.25%
S. Icod	45.93	5.14	0.00	0.01	40.79	0.00	11.19%
S. Granadilla	1.42	102.68	0.00	0.00	0.00	101.26	98.01%
S. P. E. Porís de Abona 2	5.22	304.03	0.01	0.00	0.00	298.81	94.65%
S. Arico II	1.52	67.37	0.00	0.00	0.00	65.85	98.74%
S. San Isidro	40.98	6.55	0.02	0.02	34.43	0.00	15.99%
S. Realejos	84.29	8.63	0.00	0.01	75.66	0.00	10.24%
S. Chío	9.41	2.15	0.03	0.04	7.26	0.00	22.88%
S. Nueva La Matanza-Parque	15.07	2.22	0.00	0.01	12.84	0.00	14.75%
S. Tacoronte	54.75	9.77	0.04	0.04	44.99	0.01	17.84%
S. Guajara	55.73	17.18	0.64	0.62	38.91	0.34	30.18%
S. Cruz Chica	17.29	3.62	0.04	0.04	13.66	0.00	20.96%
S. La Laguna Oeste	35.00	11.75	0.34	0.28	23.89	0.58	31.76%
S. Manuel Cruz	17.93	5.43	0.27	0.28	12.51	0.02	30.21%
S. San Telmo	17.48	5.39	0.21	0.21	12.19	0.09	30.28%
S. Dique del Este	7.76	2.44	0.14	0.15	5.33	0.01	31.31%
Arona	33.77	8.97	0.18	0.17	24.91	0.10	26.23%
Arona II	22.09	37.77	5.71	5.20	7.04	22.20	68.14%
Chafoya	33.00	4.41	0.01	0.01	28.59	0.00	13.39%
Los Vallitos	73.48	6.93	0.00	0.01	66.55	0.00	9.44%
Los Olivos	39.34	4.20	0.00	0.01	35.13	0.00	10.69%
Adeje	12.65	3.68	0.15	0.15	8.99	0.02	28.93%
El Rosario (Nueva Geneto)	33.87	6.29	0.03	0.04	27.59	0.00	18.56%
S. Cuesta de La Villa	52.93	6.11	0.00	0.01	46.81	0.00	11.56%
S. El Porís	2.01	372.50	0.00	0.00	0.00	370.49	82.44%
S. Arico ECYR	0.27	-0.20	0.00	0.40	0.07	0.00	74.56%
S. Buenos Aires	15.60	5.09	0.24	0.24	10.63	0.12	31.86%
Cotesa	5.46	1.82	0.14	0.14	3.64	0.00	33.28%
S. Tagoro	13.20	404.20	0.01	0.01	0.01	391.02	96.97%
S. ITER	7.31	243.31	0.01	0.01	0.01	236.00	96.99%
S. Pol. Güímar	80.36	8.31	0.00	0.01	72.05	0.00	10.35%
S. Candelaria	6.79	1.11	0.00	0.01	5.67	0.00	16.41%
<b>Total</b>	<b>940.55</b>	<b>2034.85</b>	<b>9.11</b>	<b>8.87</b>	<b>708.05</b>	<b>1802.09</b>	<b>40.20%</b>

Tabla 119 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuestos 4,7 y 10-Escenario 80% EERR]

### 3.2.4.3 Almacenamiento a gran escala

En la isla de Tenerife las posibilidades de almacenamiento energético a gran escala mediante hidrobombes serían inicialmente más limitadas que las existentes en el caso de Gran Canaria. En el análisis realizado en el apartado 3.1.4.3 se detectaron hasta 20 posibilidades de hidrobombeo usando presas y embalses existentes y, en algunos casos, acondicionando formaciones tales como canteras para la construcción de embalses. De todas las alternativas barajadas, sólo en 6 casos se conseguirían capacidades de almacenamiento superiores a 220 MWh (tamaño aproximado de Gorona del viento).

Las alternativas más prometedoras son El Tanque – Sibora con una capacidad de 2.460 MWh y la opción 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, cabe recordar que los depósitos mencionados 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 540 MWh, el Embalse Montaña de Taco – Sibora con 452 MWh, Aguamansa - Charca de Ascanio con 220 MWh y Trevejos – Del Ancón con 200 MWh. En cualquier caso, la viabilidad técnica estaría condicionada a que se desarrollen múltiples estudios como los que supone la estimación de la permeabilidad de los depósitos, las afecciones desde el punto de vista medioambiental, la viabilidad técnica de la construcción de la central (cotas de alturas, infraestructuras necesarias, etc.) y la viabilidad económica en comparación con otras alternativas de almacenamiento a gran escala (análisis específico de este proyecto teniendo en cuenta la construcción de los embalses).

Por todo ello, si bien inicialmente parece que existe menor interés en el uso de esta tecnología, la complejidad orográfica de Tenerife invita a que se proponga la construcción de hidrobombes incluso considerando la construcción de los depósitos.

Potencia renovable y almacenamiento [Escenario 100% EERR] – Tenerife								
Sup	Pot. Eólica máx. a gestionar*	Pot. Fotov. Máx. a gestionar*	Incremento necesario Pot. Eólica	Incremento necesario Pot. Fotov.	Pot. almace.	Capacidad almace.	Inversión	Coste de explotación
	MW	MW	MW	MW	MW	MWh	M€	k€
1	2.250	2.190	2.250	89	300	4.800	576,0	5.428,3
2	2.422	952	1.540	105	300	4.800	576,0	3.817,8
3	2.250	555	2.250	133	300	4.800	576,0	7.086,4
4	2.427	970	1.527	104	313	5.000	600,0	4.138,5
5	2.444	864	1.485	108	188	3.000	360,0	4.830,9
6	2.250	395	2.250	181	300	4.800	576,0	7.768,3
7	2.444	865	1.484	108	188	3.000	360,0	4.853,8
8	2.486	775	1.391	112	175	5.100	612,0	5.564,0
9	2.250	985	2.250	104	313	5.250	630,0	4.159,0
10	2.487	777	1.389	112	175	5.150	618,0	5.582,8

\*Potencia estimada como la suma del vertido de SETs más la generación renovable extra (columnas "Incremento necesario") disponible en cada hora

Tabla 120 Potencia renovable y almacenamiento [Escenario 100% EERR] – Tenerife

Los cálculos realizados para este caso demuestran que para los distintos supuestos habría que disponer de una capacidad de almacenamiento que variaría entre los 3.000 MWh y los 5.250 MWh dependiendo del caso seleccionado. La alternativa de El Tanque – Sibora aportaría cerca de 2.500 MWh e incluso podría llegar a los 3.000 MWh se asociara con el embalse de Montaña de Taco. Se desconoce la capacidad del hidrobombeo de Valle de Güímar pero se asumirá que lograría un valor equivalente a 3.200 MWh. Ambas instalaciones serían suficientes para alcanzar cualquiera de los supuestos planteados.

No debe perderse de vista los aspectos relativos a la evacuación de la potencia. La alternativa de El Tanque – Sibora se encuentra alejado de la red de transporte insular y, por tanto, en su construcción también tendría que incluirse la parte relativa a la conexión eléctrica, más compleja que para el caso de Valle de Güímar.

A priori parece aceptable que pueda potenciarse la instalación de centrales de bombeo reversibles. No obstante, dado que ambas opciones aún no están lo suficientemente maduras y se desconoce si los proyectos podrían ser viables desde los puntos de vista, técnico, económico, social y medioambiental, sería prioritario optar por soluciones en las cuales se maximice el uso del almacenamiento distribuido a nivel de usuario y distribuido en redes

eléctricas, reduciendo con ellos las necesidades globales de almacenamiento a gran escala. Lo que reste hasta complementar las necesidades de almacenamiento de gran escala que no estarían disponibles con las alternativas de hidrobombeo detectadas, podría cubrirse con otras tecnologías de almacenamiento. Nuevamente es de interés el almacenamiento a través del hidrógeno como vector energético augurándose una reducción de coste de la tecnología en años venideros como se proyecta en la Estrategia Nacional del Hidrógeno.

En Tenerife la potencia eólica instalada a 2019 era de 195,6 MW mientras que la fotovoltaica alcanzaba los 116,07 MW. Asimismo, según la relación de instalaciones desarrollada por la Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias y publicada en el visor geográfico de Grafcan, si se ejecutaran los proyectos en tramitación, se alcanzaría los 477 MW eólicos y 123 MW fotovoltaicos. Teniendo en cuenta la demanda que no puede ser cubierta por sistemas de autoconsumo y el resto de consumos no asociados a edificaciones, para alcanzar una situación de total descarbonización del sector eléctrico, además del almacenamiento, habría que contar con entre unos 1.390 y 2.250 MW adicionales de generación eólica y entre 90 y 200 MW fotovoltaicos.

En este punto cabe comentar que la apreciable diferencia entre los objetivos de potencia adicional para eólica y fotovoltaica es ficticia porque el autoconsumo sería potenciado con instalaciones fotovoltaicas, planteándose supuestos en los que se alcanza potencias totales instaladas de autoconsumo fotovoltaico comprendidas entre los 400 – 3000 MW como se deduce de las tablas presentadas en el apartado 3.2.4.2. Este planteamiento es coherente con una visión de neutralidad tecnológica dado que la fotovoltaica presenta unas características idóneas para el autoconsumo mientras que la generación eólica admite un menor uso del espacio para alcanzar las necesidades en términos de potencia y energía. Así pues, se consigue maximizar la eficiencia del sistema produciéndose energía incluso en horas no solares lo que evita el sobredimensionamientos de los almacenamientos.

En la siguiente tabla se muestra el resultado del balance energético obtenido en todos los supuestos de cálculo para la isla de Tenerife.

Balance energético y cobertura de demanda [Escenario 100% EERR] – Tenerife							
Sup	Demanda	EERR	Carga almac.	Descarga almac.	Generación convencional	Vertidos	Cobertura de demanda EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
1	1.976,98	12.009,93	63,66	63,86	0,76	9.850,17	100,0%
2	1.740,98	10.147,93	44,82	44,92	0,23	8.367,80	100,0%
3	2.158,97	8.795,19	83,22	83,37	4,37	6.600,70	99,8%
4	1.801,98	10.199,17	48,55	48,69	0,24	8.358,69	100,0%
5	2.003,97	10.088,72	56,70	56,83	5,78	7.979,13	99,7%
6	2.235,97	8.487,45	91,27	91,39	8,00	6.221,14	99,6%
7	2.008,97	10.094,32	56,96	57,10	5,86	7.978,11	99,7%
8	2.217,97	10.064,06	65,34	65,46	13,08	7.747,42	99,4%
9	1.728,98	9.621,27	48,79	48,93	0,19	7.853,96	100,0%
10	2.224,97	10.071,71	65,57	65,68	13,39	7.748,08	99,4%

Tabla 121 Balance energético y cobertura de demanda [Escenario 100% EERR] – Tenerife

Nuevamente, contando con las capacidades mencionadas en la tabla anterior, se conseguirá cubrir la demanda con generación renovable. La parte restante debería ser cubierta por otra forma de energías renovables de carácter gestionable como para el resto de islas.

### 3.2.5 La Gomera

#### 3.2.5.1 Almacenamiento a nivel a nivel de usuario

El análisis continúa con la isla de La Gomera. Como para el resto de islas, en este apartado se presentan los resultados de dimensionamiento y balance energético por municipios y sectores según los 10 Supuestos planteados en las bases técnicas de este documento.

Nuevamente, se usan como referencia las estimaciones de área disponible para la instalación de plantas fotovoltaicas sobre cubiertas desarrollada en el marco de la estrategia de autoconsumo fotovoltaico de Canarias. Según los resultados de dicho análisis, La Gomera tendría un área total de superficie de cubiertas de 1,5 km<sup>2</sup>, de las cuales serían válidas para la instalación de paneles fotovoltaicos 1 km<sup>2</sup>. Si asumimos un ratio de ocupación de 10 kW por metro cuadrado, la potencia máxima instalable sería de 100 MW. En este contexto, se plantean los siguientes supuestos relacionados con el almacenamiento energético.

##### **Supuesto 1 (Escenario 100%):**

Para alcanzar una cobertura de demanda de las edificaciones mediante energías renovables del 100% por medio de plantas fotovoltaicas y sistemas de almacenamiento energético sería necesario instalar 84 MW en fotovoltaica y 74 MW/70 MWh en baterías en el conjunto de inmuebles existentes en la isla. Para llegar a ese objetivo habría que invertir 260 M€. El beneficio generado por esa inversión se ha cuantificado en 3.027 k€.

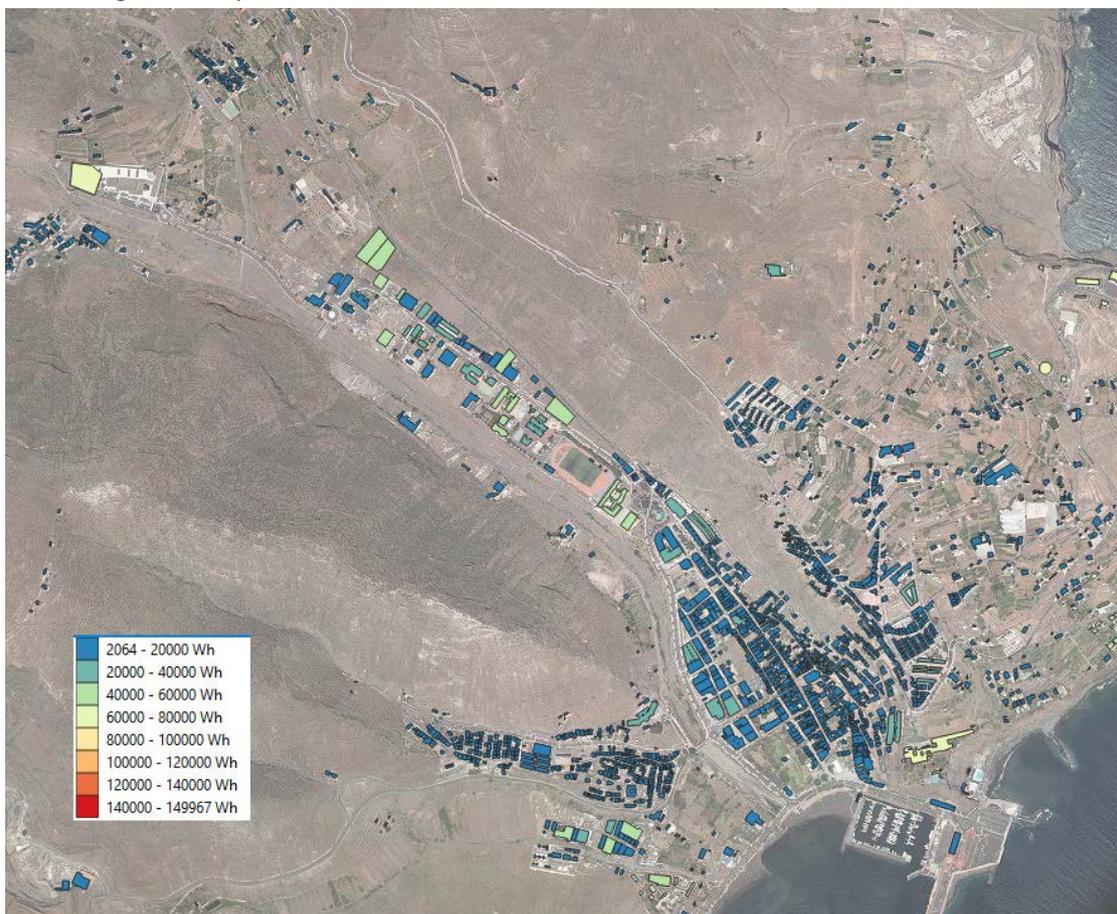


Figura 48 Distribución de almacenamiento a nivel de usuario [Escenario 100%] – Ejemplo: San Sebastián de La Gomera

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 1 – Escenario 100% EERR]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
Alajeró	86.452	9	7,0	6,6	24,9	318
Hermigua	97.247	10	9,3	8,8	32,3	332
San Sebastián de La Gomera	292.898	29	22,0	20,9	80,2	1.088
Valle Gran Rey	148.999	15	14,3	13,5	48,1	528
Vallehermoso	229.986	23	21,4	20,2	74,1	762
<b>Total</b>	<b>855.583</b>	<b>84</b>	<b>74</b>	<b>70</b>	<b>259</b>	<b>3.027</b>

Tabla 122 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 1 – Escenario 100% EERR]

Balance energético por municipio [Supuesto 1 Escenario 100% EERR]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Alajeró	3,4	14,4	1,6	1,2	0,7	11,3	95,44%
Hermigua	3,2	14,6	1,9	1,5	0,4	11,4	95,89%
San Sebastián de La Gomera	11,5	48,3	5,5	4,1	2,4	37,7	96,74%
Valle Gran Rey	5,1	24,8	3,0	2,3	0,6	19,6	96,63%
Vallehermoso	7,4	36,1	4,3	3,3	0,9	28,7	96,50%
<b>Total</b>	<b>30,5</b>	<b>138,1</b>	<b>16,3</b>	<b>12,4</b>	<b>5,0</b>	<b>108,8</b>	<b>96,24%</b>

Tabla 123 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuesto 1 Escenario 100% EERR]

San Sebastián de La Gomera y Vallehermoso serían los municipios donde mayores requerimientos de fotovoltaica y almacenamiento serían necesario estando los resultados claramente influenciados por el sector residencial. El 71% de la potencia instalada tendría como objetivo dicho sector. Destaca en este caso el sector de la agricultura. Se clasifica dentro de este grupo los sistemas de bombeo de agua los cuales son de vital importancia para el funcionamiento del sector.

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 1 – Escenario 100% EERR]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
Residencial	605.688	60	55,4	52,3	192,6	2.169,8
Comercios	40.823	4	1,8	1,7	8,0	142,4
Agricultura	92.563	9	7,7	7,4	28,4	198,2
Industrial	42.339	4	4,2	4,0	11,8	256,1
AAPP	40.437	4	1,7	1,7	7,8	140,2
Hostelería	30.982	3	2,9	2,7	10,0	111,1
Oficinas	1.995	0	0,1	0,1	0,6	7,0
Otros usos	755	0	0,1	0,1	0,2	2,7
<b>Total</b>	<b>855.583</b>	<b>84</b>	<b>74</b>	<b>70</b>	<b>259</b>	<b>3.027</b>

Tabla 124 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 1 Escenario 100% EERR]

Balance energético por sector [Supuesto 1 – Escenario 100% EERR]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Residencial	21,0	97,6	12,2	9,4	2,8	76,6	91,07%
Comercios	1,7	6,7	0,6	0,4	0,5	5,3	96,00%
Agricultura	1,9	14,8	1,1	0,8	0,3	12,9	98,11%
Industrial	3,0	6,9	1,1	0,9	0,8	4,5	97,33%
AAPP	1,7	6,6	0,6	0,4	0,5	5,2	91,92%

<b>Hostelería</b>	1,1	5,0	0,6	0,5	0,1	3,9	91,07%
<b>Oficinas</b>	0,1	0,3	0,0	0,0	0,0	0,3	91,24%
<b>Otros usos</b>	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	91,07%
<b>Total</b>	<b>30,5</b>	<b>138,1</b>	<b>16,3</b>	<b>12,4</b>	<b>5,0</b>	<b>108,8</b>	<b>93,48%</b>

Tabla 125 Balance energético por sectores [Supuesto 1 Escenario 100% EERR]

### Supuesto 2-4 (Escenario 80%):

Con la situación modelada en el segundo grupo de supuestos, la potencia fotovoltaica necesaria es cuatro veces menor que la requerida para el escenario del 100% y se alcanza una cobertura de demanda (de las edificaciones) media mediante autoconsumo con almacenamiento del 80%. También se reduce en 27 MW/26 MWh las necesidades de almacenamiento. Esto tiene un fuerte impacto en la reducción del coste de inversión, pasando de 259 M€ a 92 M€ entre ambos escenarios. El ahorro sólo se reduce en 656 k€/año, lo que representa un 21% del ahorro total conseguido en el Supuesto 1.



Figura 49 Distribución de almacenamiento a nivel de usuario [Escenario 80%] – Ejemplo: Laguna de Santiago

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
<b>Alajeró</b>	18.802	2	4,3	4,1	8,5	249,1
<b>Hermigua</b>	19.190	2	6,5	6,2	11,8	253,2
<b>San Sebastián de La Gomera</b>	79.572	8	14,2	13,5	29,7	891,6
<b>Valle Gran Rey</b>	30.861	3	8,1	7,5	15,7	399,1
<b>Vallehermoso</b>	47.310	5	14,1	13,2	26,1	577,9
<b>Total</b>	<b>195.735</b>	<b>19</b>	<b>47</b>	<b>44</b>	<b>92</b>	<b>2.371</b>

Tabla 126 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]

Balance energético por municipio [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Alajeró	3,4	3,2	0,8	0,7	1,3	1,0	80,34%
Hermigua	3,2	3,0	1,0	0,9	1,0	0,7	80,15%
San Sebastián de La Gomera	11,5	13,3	3,1	2,7	4,0	5,4	79,05%
Valle Gran Rey	5,1	5,3	1,4	1,2	1,7	1,8	80,29%
Vallehermoso	7,4	7,6	2,2	1,9	2,5	2,5	80,68%
<b>Total</b>	<b>30,5</b>	<b>32,4</b>	<b>8,5</b>	<b>7,4</b>	<b>10,5</b>	<b>11,4</b>	<b>80,10%</b>

Tabla 127 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]

La distribución por municipios y sectores no varía prácticamente nada respecto de lo simulado en el Supuesto 1.

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
Residencial	126.565	12	34,2	32,1	65,9	1.643,1
Comercios	16.520	2	1,5	1,5	3,8	126,8
Agricultura	12.795	1	4,9	4,4	8,0	156,6
Industrial	19.858	2	3,3	3,2	7,0	226,4
AAPP	12.861	1	1,5	1,5	3,4	126,6
Hostelería	6.334	1	1,7	1,6	3,4	83,5
Oficinas	647	0	0,1	0,1	0,2	5,7
Otros usos	154	0	0,0	0,0	0,1	2,0
<b>Total</b>	<b>195.735</b>	<b>19</b>	<b>47</b>	<b>44</b>	<b>92</b>	<b>2.371</b>

Tabla 128 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]

Balance energético por sector [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Residencial	21,0	20,8	6,1	5,3	7,2	6,3	75,93%
Comercios	1,7	2,7	0,4	0,3	0,6	1,6	84,57%
Agricultura	1,9	2,3	0,5	0,4	0,6	0,9	78,44%
Industrial	3,0	3,3	0,8	0,7	1,1	1,3	80,36%
AAPP	1,7	2,1	0,4	0,4	0,6	1,0	82,87%
Hostelería	1,1	1,0	0,3	0,3	0,4	0,3	75,93%
Oficinas	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	76,34%
Otros usos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	75,93%
<b>Total</b>	<b>30,5</b>	<b>32,4</b>	<b>8,5</b>	<b>7,4</b>	<b>10,5</b>	<b>11,4</b>	<b>78,79%</b>

Tabla 129 Balance energético por sectores [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]

### Supuesto 5-7 (Limitación de excedentes 10%):

Como para el resto de las islas, se modela la situación en la que se aplica una limitación a la hora de seleccionar la alternativa óptima para cada edificio. De nuevo, tanto las cifras de potencia instalada como la inversión, ahorro y cobertura de demanda no sufren prácticamente variaciones respecto a lo descrito en el anterior grupo de supuestos. En términos de cobertura de demanda se pasa del 79% al 78%, lo que indica que el escenario considerado en los Supuestos 2-4 casi se corresponde con el escenario de limitación de excedentes.

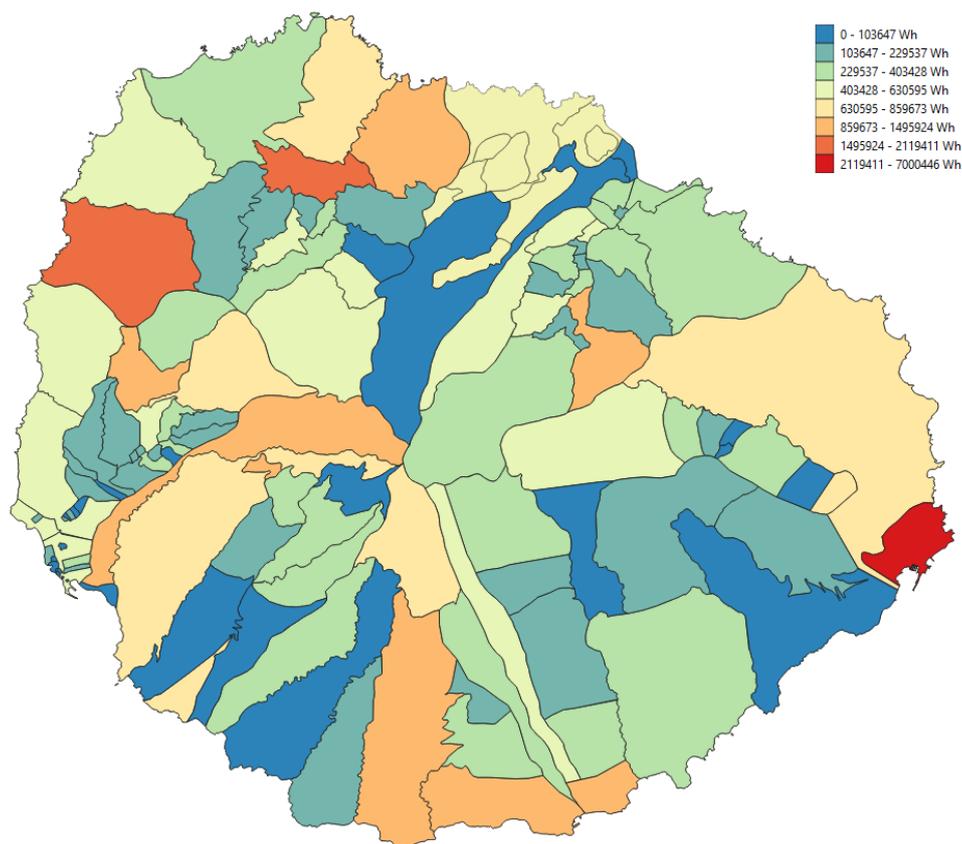


Figura 50 Distribución de almacenamiento a nivel de usuario por comarcas [Escenario limitación]

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
Alajeró	16.101	2	5,2	5,0	9,3	245,4
Hermigua	19.234	2	7,0	6,7	12,7	255,1
San Sebastián de La Gomera	52.534	5	14,2	13,4	26,9	808,2
Valle Gran Rey	27.416	3	10,3	9,7	18,2	406,9
Vallehermoso	42.067	4	16,1	15,2	28,2	585,7
<b>Total</b>	<b>157.352</b>	<b>15</b>	<b>53</b>	<b>50</b>	<b>95</b>	<b>2.301</b>

Tabla 130 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]

Balance energético por municipio [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Alajeró	3,4	2,7	0,9	0,8	1,3	0,5	79,98%
Hermigua	3,2	2,9	1,1	1,0	1,0	0,6	79,29%
San Sebastián de La Gomera	11,5	8,7	2,8	2,4	4,7	1,5	76,33%
Valle Gran Rey	5,1	4,5	1,8	1,5	1,6	0,9	78,76%
Vallehermoso	7,4	6,5	2,6	2,3	2,4	1,3	75,02%
<b>Total</b>	<b>30,5</b>	<b>25,3</b>	<b>9,2</b>	<b>8,0</b>	<b>11,1</b>	<b>4,7</b>	<b>77,88%</b>

Tabla 131 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
Residencial	114.547	11	39,0	36,8	71,0	1.667,3
Comercios	6.375	1	1,1	1,1	2,2	103,2
Agricultura	12.643	1	7,4	6,9	11,3	161,0
Industrial	11.452	1	2,4	2,2	4,8	180,9
AAPP	5.953	1	0,9	0,9	1,9	95,9
Hostelería	5.888	1	2,0	1,9	3,7	85,7
Oficinas	350	0	0,1	0,1	0,2	5,3
Otros usos	144	0	0,0	0,0	0,1	2,1
<b>Total</b>	<b>157.352</b>	<b>15</b>	<b>53</b>	<b>50</b>	<b>95</b>	<b>2.301</b>

Tabla 132 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]

Balance energético por sector [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Residencial	21,0	18,4	7,1	6,2	7,0	3,4	74,25%
Comercios	1,7	1,0	0,2	0,2	0,8	0,2	66,80%
Agricultura	1,9	2,0	0,8	0,7	0,6	0,5	89,60%
Industrial	3,0	1,9	0,5	0,4	1,4	0,3	69,30%
AAPP	1,7	1,0	0,2	0,2	0,9	0,1	72,40%
Hostelería	1,1	0,9	0,4	0,3	0,3	0,2	74,25%
Oficinas	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	74,02%
Otros usos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	74,25%
<b>Total</b>	<b>30,5</b>	<b>25,3</b>	<b>9,2</b>	<b>8,0</b>	<b>11,1</b>	<b>4,7</b>	<b>74,36%</b>

Tabla 133 Balance energético por sectores [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]

### Supuesto 8-10 (Sin almacenamiento):

Se muestra en el siguiente grupo de tablas el resultado de la modelización si no se optara por la instalación de sistemas de almacenamiento energético a nivel de usuario pero si se considerara de importancia continuar con las políticas de fomento del autoconsumo.

En este supuesto la potencia fotovoltaica instalada se reduciría hasta los 8 MW si se respeta el límite de inyección a red del 10%. De la comparación con el caso anterior (donde se parte de la misma limitación) se concluye que es necesario instalar 7 MW en potencia fotovoltaica en autoconsumo adicional para dar soporte al almacenamiento energético (carga de baterías). Por otra parte, teniendo en cuenta los costes actuales, la inversión necesaria en el escenario de almacenamiento triplica la requerida en el escenario sin almacenamiento. No obstante, la inclusión de estos sistemas permiten incrementar el ahorro anual en 1.045 k€/año.

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuestos 8-10 Sin almacenamiento]					
Municipio	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>	MW	M€	k€
Alajeró	167.267	116.180	0,9	2,7	142,8
Hermigua	150.923	105.469	0,8	2,5	120,3
San Sebastián de La Gomera	238.768	167.180	1,3	4,1	207,5
Valle Gran Rey	505.756	354.219	3,2	9,0	499,4
Vallehermoso	387.234	270.142	1,9	5,9	284,7
<b>Total</b>	<b>1.449.948</b>	<b>1.013.190</b>	<b>8</b>	<b>24</b>	<b>1.255</b>

Tabla 134 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]

Balance energético por municipio [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]						
Municipio	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Alajeró	1,6	1,7	3,4	0,4	2,1	25,4%
Hermigua	1,2	1,5	3,2	0,3	2,0	26,7%
San Sebastián de La Gomera	1,1	2,5	5,1	0,5	3,1	27,2%
Valle Gran Rey	2,2	5,8	11,5	1,4	7,1	29,8%
Vallehermoso	1,1	3,5	7,4	0,7	4,6	26,9%
<b>Total</b>	<b>1,4</b>	<b>15,1</b>	<b>30,5</b>	<b>3,4</b>	<b>18,8</b>	<b>27,2%</b>

Tabla 135 Balance energético por municipio [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]					
Sector	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>	MW	M€	k€
Residencial	975.003	681.147	5,5	16,9	862,2
Comercios	69.640	49.272	0,5	1,3	77,2
Agricultura	219.453	152.801	0,4	1,6	67,4
Industrial	60.228	42.205	0,9	2,3	130,4
AAPP	78.430	54.908	0,5	1,3	74,9
Hostelería	31.229	21.742	0,2	0,5	28,2
Oficinas	3.475	2.418	0,0	0,1	3,1
Otros usos	12.491	8.697	0,1	0,2	11,3
<b>Total</b>	<b>1.449.948</b>	<b>1.013.190</b>	<b>8</b>	<b>24</b>	<b>1.255</b>

Tabla 136 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]

Balance energético por sector [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]						
Sector	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Residencial	0,6	10,4	21,2	2,3	13,0	29,2%
Comercios	3,0	0,8	1,7	0,2	1,1	34,0%
Agricultura	0,3	1,3	1,9	0,5	1,1	14,2%
Industrial	1,4	1,2	3,0	0,1	1,9	31,1%
AAPP	2,8	0,8	1,7	0,2	1,0	33,2%
Hostelería	1,0	0,3	0,7	0,1	0,4	19,1%
Oficinas	0,9	0,0	0,1	0,0	0,0	29,6%
Otros usos	1,0	0,1	0,3	0,0	0,2	19,1%
<b>Total</b>	<b>1,4</b>	<b>15,0</b>	<b>30,5</b>	<b>3,4</b>	<b>18,8</b>	<b>26,2%</b>

Tabla 137 Balance energético por sectores [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]

### 3.2.5.2 Almacenamiento distribuido

El almacenamiento a nivel de subestaciones en la Isla de La Gomera puede ser considerado como una forma de almacenamiento a gran escala dado que sólo existe una subestación eléctrica en la isla, la subestación de El Palmar en San Sebastián de La Gomera (nudo de generación). En este caso, al sólo existir una subestación, no se produce la situación mencionada en el resto de islas comentadas hasta el momento por la cual algunos nudos de red no disponían de la suficiente potencia renovable como para lograr la condición de autoconsumo total a nivel de subestaciones eléctricas.

Conviene insistir en la idea de que la demanda atendida por los sistemas de almacenamiento energético distribuidos se instalaría para complementar el aporte del almacenamiento a nivel de usuario. En este contexto, la demanda atendida por dichas instalaciones se refiere a la energía que no podía ser aportada por los sistemas de autoconsumo en la configuración

mencionada en el apartado 3.2.5.1 y que, por necesidad, debía ser proveída como “Consumo de red”.

En este caso, el método de vecino más próximo tiende a agregar toda la demanda, generación renovable y vertidos de autoconsumo a un único punto por lo que dicha metodología no es realmente necesaria aplicarla. Se presentan a continuación los resultados obtenidos a nivel de grupos de supuestos.

**Supuesto 2, 5 y 8 (Escenario 100%):**

El Supuesto 2 simula la situación en la que la demanda cubierta por los sistemas de autoconsumo de usuario alcanzar el 80% de cobertura de demanda. El 20% restante de esa demanda debería ser atendida necesariamente por otras instalaciones renovables instaladas en la isla y un sistema de almacenamiento energético vinculado a la subestación de El Palmar. Según los resultados obtenidos ese 20% de la demanda restante de los edificios de la isla puede ser completamente cubierto con una batería de 10 MW/20 MWh y el aporte de la generación renovable prevista en la isla. Para la instalación de ese sistema de almacenamiento se requeriría una inversión de aproximadamente 6,7 M€.

Para el Supuesto 5 y el 8, al existir menor cobertura de demanda mediante energías renovables a nivel de usuario (la potencia fotovoltaica en autoconsumo se reduce entre 4 y 8 MW), el tamaño de la batería debe ser aumentado. Con el Supuesto 5 sí podría ser viable alcanzar la cobertura de demanda mediante energías renovables del 100% en la isla. Pero para el Supuesto 7 sólo se podría llegar al 90% (considerando la suma del aporte de autoconsumo y distribuido en redes).

Potencia renovable y almacenamiento instalada por subestación [Supuesto 2,5,8 – Escenario 100% EERR]							
Supuesto 2							
Municipio	Pot. Eólica MW	Pot. PV MW	Pot. Autoconsumo MW	Pot. Batería MW	Cap. Batería MWh	Inversión M€	Ahorro k€
S. El Palmar	13.9	0.07	19	10.0	20	6.68	112.41
<b>Total</b>	<b>13.9</b>	<b>0.07</b>	<b>19</b>	<b>10.0</b>	<b>20</b>	<b>6.68</b>	<b>112.41</b>
Supuesto 5							
S. El Palmar	13.9	0.07	15	10.0	40	13.39	133.00
<b>Total</b>	<b>13.9</b>	<b>0.07</b>	<b>15</b>	<b>10.0</b>	<b>40</b>	<b>13.39</b>	<b>133.00</b>
Supuesto 8							
S. El Palmar	13.9	0.07	8	10.0	40	13.39	231.29
<b>Total</b>	<b>13.9</b>	<b>0.07</b>	<b>8</b>	<b>10.0</b>	<b>40</b>	<b>13.39</b>	<b>231.29</b>

Tabla 138 Potencia renovable y almacenamiento instalado por subestación [Supuestos 2,5 y 8-Escenario 100% EERR]

Balance energético por subestación [Supuestos 2,5,8 – Escenario 100% EERR]							
Supuesto 2							
Municipio	Demanda GWh/año	EERR GWh/año	Carga de baterías GWh/año	Descarga de baterías GWh/año	Consumo de red GWh/año	Vertidos GWh/año	Cobertura EERR %
S. El Palmar	10.53	42.93	0.70	0.70	0.02	32.42	99.82%
<b>Total</b>	<b>10.53</b>	<b>42.93</b>	<b>0.70</b>	<b>0.70</b>	<b>0.02</b>	<b>32.42</b>	<b>99.82%</b>
Supuesto 5							
S. El Palmar	11.11	36.33	0.83	0.83	0.10	25.31	99.12%
<b>Total</b>	<b>11.11</b>	<b>36.33</b>	<b>0.83</b>	<b>0.83</b>	<b>0.10</b>	<b>25.31</b>	<b>99.12%</b>
Supuesto 8							
S. El Palmar	18.76	34.94	1.44	1.45	1.35	17.52	92.83%

<b>Total</b>	<b>18.76</b>	<b>34.94</b>	<b>1.44</b>	<b>1.45</b>	<b>1.35</b>	<b>17.52</b>	<b>92.83%</b>
--------------	--------------	--------------	-------------	-------------	-------------	--------------	---------------

Tabla 139 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuesto 1 Escenario 100% EERR]

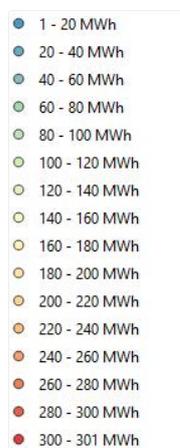


Figura 51 Distribución de almacenamiento distribuido [Escenario 100%]

#### **Supuesto 4, 7 y 10 (Escenario 80%):**

Si se compara los resultados obtenidos en estos Supuestos con los planteados para los Supuestos 2, 5 y 8, se llega a la conclusión que para pasar de una cobertura del 95% al 100% prácticamente hay que pasar de una inversión menos de 1 M€ a 6,7 M€. Es notable la alta cantidad de energía renovable que sería producida en estos escenarios en comparación con la demanda eléctrica.

Potencia renovable y almacenamiento instalada por subestación [Supuesto 4,7 10 – Escenario 80% EERR]							
Supuesto 4							
Municipio	Pot. Eólica MW	Pot. PV MW	Pot. Autoconsumo MW	Pot. Batería MW	Cap. Batería MWh	Inversión M€	Ahorro k€
S. El Palmar	13.9	0.07	19	2.5	2	0.69	27.39
<b>Total</b>	<b>13.91</b>	<b>0.07</b>	<b>19</b>	<b>2.5</b>	<b>2</b>	<b>0.69</b>	<b>27.39</b>
Supuesto 7							
S. El Palmar	13.9	0.07	15	5.0	5	0.69	29.11
<b>Total</b>	<b>13.91</b>	<b>0.07</b>	<b>15</b>	<b>5.0</b>	<b>5</b>	<b>0.69</b>	<b>29.11</b>
Supuesto 10							
S. El Palmar	13.9	0.07	8	4.0	4	0.69	43.02
<b>Total</b>	<b>13.91</b>	<b>0.07</b>	<b>8</b>	<b>4.0</b>	<b>4</b>	<b>0.69</b>	<b>43.02</b>

Tabla 140 Potencia renovable y almacenamiento instalado por subestación [Supuestos 4,7 y 10-Escenario 80% EERR]

Balance energético por subestación [Supuestos 4,7 y 10 – Escenario 80% EERR]							
Supuesto 4							
Municipio	Demanda	EERR	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
S. El Palmar	10.53	42.79	0.22	0.17	0.44	32.65	95.46%
<b>Total</b>	<b>10.53</b>	<b>42.79</b>	<b>0.22</b>	<b>0.17</b>	<b>0.44</b>	<b>32.65</b>	<b>95.46%</b>
Supuesto 7							
S. El Palmar	11.11	36.43	0.21	0.18	0.56	25.85	94.76%
<b>Total</b>	<b>11.11</b>	<b>36.43</b>	<b>0.21</b>	<b>0.18</b>	<b>0.56</b>	<b>25.85</b>	<b>94.76%</b>
Supuesto 10							
S. El Palmar	18.76	35.14	0.32	0.27	2.21	18.55	88.17%
<b>Total</b>	<b>18.76</b>	<b>35.14</b>	<b>0.32</b>	<b>0.27</b>	<b>2.21</b>	<b>18.55</b>	<b>88.17%</b>

Tabla 141 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuestos 4,7 y 10-Escenario 80% EERR]

### 3.2.5.3 Almacenamiento a gran escala

Como se argumentaba en el anterior apartado, para la alternativa de almacenamiento distribuido en redes de La Gomera sólo se planteaba la instalación de estos sistemas asociados a la única subestación eléctrica existente en la isla, lo que podría ser entendido como un sistema de almacenamiento a gran escala, no sólo por el criterio de concentración del almacenamiento en un único punto sino también por la magnitud de éste en comparación con la demanda de la isla.

El análisis realizado en el apartado 3.1.4.3 concluía que para La Gomera la única opción con suficiente capacidad para ser de interés conforme a los requerimientos de la isla sería El Quebradón – La Encantadora, si bien el embalse del Quebradón habría que construirlo. Este aspecto ha sido históricamente valorado, planteándose que la capacidad de gestión energética total rondaría los 652 MWh.

Potencia renovable y almacenamiento [Escenario 100% EERR] – La Gomera								
Sup	Pot. Eólica máx. a gestionar*	Pot. Fotov. Máx. a gestionar*	Incremento necesario Pot. Eólica	Incremento necesario Pot. Fotov.	Pot. almace.	Capacidad almace.	Inversión	Coste de explotación
	MW	MW	MW	MW	MW	MWh	M€	k€
1	3	56	3	0,5	10	480	57,6	2.077,6
2	11	12	5	0,6	10	430	51,6	1.500,9
3	20	8	20	0,7	10	421	50,5	1.159,3
4	11	14	5	0,7	12	505	60,6	1.516,7
5	10	12	5	0,8	6	290	34,8	1.400,2
6	25	7	25	1,3	10	470	56,4	1.060,3
7	6	16	5	0,7	10	480	57,6	1.933,0
8	15	8	8	1,1	5	510	61,2	1.097,9
9	10	14	10	0,7	12	530	63,6	1.723,6
10	15	8	8	1,1	6	505	60,6	1.116,3

\*Potencia estimada como la suma del vertido de SETs más la generación renovable extra (columnas "Incremento necesario") disponible en cada hora

Tabla 142 Potencia renovable y almacenamiento [Escenario 100% EERR] – La Gomera

En la tabla expuesta a continuación se muestran los requerimientos de potencia y capacidad de almacenamiento demandados para cada supuesto de cálculo. Recordar que el almacenamiento a gran escala se encargaría de cubrir aquella parte de la demanda de las

edificaciones que no es capaz de abastecer los sistemas de autoconsumo con almacenamiento. Se incluye además la demanda no asociada a las edificaciones.

En general se puede concluir que la alternativa de Quebradón – La Encantadora sería suficiente para satisfacer las necesidades de las diez alternativas propuestas en términos de almacenamiento a gran escala.

Debe recordarse que esta isla estaría conectada con Tenerife, no suponiendo la demanda de esta isla un problema desde la perspectiva de potencia en comparación con la magnitud del sistema eléctrico insular de Tenerife. Por consiguiente, sería viable que no se apueste por el almacenamiento a gran escala y que sólo se potencie el almacenamiento a nivel de usuario y distribuido en redes acudiéndose a la interconexión eléctrica con Tenerife para cubrir la parte restante que no sea capaz de gestionarse internamente en la isla de La Gomera. Esto evitará sobredimensionamientos en infraestructuras de almacenamiento a gran escala.

Para La Gomera la potencia eólica instalada a 2019 era de 0,36 MW mientras que la fotovoltaica alcanzaba los 0,01 MW. Asimismo, según la relación de instalaciones desarrollada por la Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias y publicada en el visor geográfico de Grafcan, si se ejecutaran los proyectos en tramitación, se alcanzaría los 14 MW eólicos y 0,07 MW fotovoltaicos. Teniendo en cuenta la demanda que no puede ser cubierta por sistemas de autoconsumo y el resto de consumos no asociados a edificaciones, para alcanzar una situación de total descarbonización del sector eléctrico, además del almacenamiento, habría que contar con entre unos 3 y 25 MW adicionales de generación eólica y 1 MW fotovoltaico. El razonamiento aportado en la isla de Tenerife en relación con la diferencia de potencias entre eólica y fotovoltaica, también sería aplicable para este caso.

En la siguiente tabla se muestra el resultado del balance energético obtenido en todos los supuestos de cálculo para la isla de La Gomera.

Balance energético y cobertura de demanda [Escenario 100% EERR] – La Gomera							
Sup	Demanda	EERR	Carga almac.	Descarga almac.	Generación convencional	Vertidos	Cobertura de demanda EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
1	48,00	117,01	24,37	24,44	0,00	63,45	<b>100,0%</b>
2	43,00	48,10	13,34	17,66	1,28	3,27	<b>97,0%</b>
3	53,00	62,11	10,60	13,64	2,61	9,75	<b>95,1%</b>
4	43,00	53,30	13,89	17,84	0,31	7,39	<b>99,3%</b>
5	43,00	46,25	13,05	16,47	2,05	2,39	<b>95,2%</b>
6	54,00	71,68	9,88	12,47	1,55	17,30	<b>97,1%</b>
7	43,00	46,83	18,42	22,74	1,22	0,43	<b>97,2%</b>
8	44,00	49,91	9,86	12,92	2,07	6,10	<b>95,3%</b>
9	46,00	51,43	15,78	20,28	1,32	2,96	<b>97,1%</b>
10	45,00	50,92	10,08	13,13	2,18	6,17	<b>95,2%</b>

Tabla 143 Balance energético y cobertura de demanda [Escenario 100% EERR] – La Gomera

En este caso, el déficit no cubierto con el almacenamiento a gran escala sería cubierto con generación renovable proveniente de Tenerife a través de la interconexión eléctrica. Ésta sería la alternativa más competitiva desde el punto de vista energético y económico.

### 3.2.6 La Palma

#### 3.2.6.1 Almacenamiento a nivel a nivel de usuario

La isla de La Palma también presenta un alto potencial para el uso de estrategias de fotovoltaica y almacenamiento. En dicho estudio se evaluó que existirían unos 3,7 km<sup>2</sup> que serían suficiente para instalar hasta 366 MW de potencia fotovoltaica.

Además, en aquel supuesto en el que se optara por instalar dichos 366 MW, podría alcanzarse una cobertura de demanda mediante EERR del 48% si bien, al no contar con sistemas de almacenamiento, los excedentes energéticos se dispararían siendo necesario aplicar políticas de corte hasta reducir el 90% de la energía generada por estos sistemas, lo cual se consideraba totalmente ineficiente. La solución finalmente propuesta planteaba la instalación 33 MW con lo que se alcanzaba un autoconsumo del 28%. Se plantean a continuación las alternativas de almacenamiento.

#### **Supuesto 1 (Escenario 100%):**

Haciendo uso de sistemas de almacenamiento energético a escala local, se plantea en este supuesto la situación en la que la mayor parte de la energía eléctrica requerida por los inmuebles de los distintos sectores es atendida por la combinación de estos sistemas (fotovoltaica y baterías). Según los análisis realizados, se podría alcanzar prácticamente el 100% de la cobertura de demanda mediante energías renovables con la instalación de 339 MW en fotovoltaica y 244 MW/230 MWh en baterías.

De acuerdo con los resultados mencionados, esta es quizás la isla en la que para alcanzar el nivel de autoconsumo del 100% sería necesario ocupar prácticamente toda la superficie de cubierta disponible y apta para fines energéticos, por lo que las opciones de almacenamiento en red son, si cabe, de mayor importancia que para el resto de las islas.

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 1 – Escenario 100% EERR]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
Barlovento	100.888	10	8,8	8,3	31,3	331
Breña Alta	353.793	35	20,6	19,4	89,1	1.101
Breña Baja	251.509	25	14,1	13,4	60,1	853
El Paso	434.655	43	27,1	25,5	120,7	1.388
Fuencaliente	137.651	14	8,8	8,3	36,3	489
Garafía	128.776	13	12,9	12,2	42,7	443
Los Llanos de Aridane	696.971	69	46,5	44,0	193,5	2.303
Puntagorda	95.838	9	9,2	8,7	31,8	328
Puntallana	134.242	13	10,9	10,3	41,2	411
San Andrés y Sauces	167.690	17	14,5	13,6	52,4	531
Santa Cruz de La Palma	370.655	36	24,5	23,2	96,8	1.240
Tazacorte	122.177	12	10,3	9,8	36,7	425
Tijarafe	155.087	15	14,0	13,2	50,2	503
Villa de Mazo	294.437	29	21,5	20,2	86,0	933
<b>Total</b>	<b>3.444.369</b>	<b>339</b>	<b>244</b>	<b>230</b>	<b>969</b>	<b>11.280</b>

Tabla 144 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 1 – Escenario 100% EERR]

Balance energético por municipio [Supuesto 1 Escenario 100% EERR]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Barlovento	3,3	13,5	1,8	1,4	0,5	10,3	96,10%
Breña Alta	12,2	44,6	5,3	4,0	2,9	34,0	95,53%
Breña Baja	9,9	33,5	3,9	2,9	2,7	25,3	95,16%
El Paso	14,3	68,1	7,6	5,5	2,6	54,3	95,44%
Fuencaliente	5,9	20,3	2,1	1,5	1,8	15,7	94,21%
Garafía	4,2	21,0	2,5	2,0	0,5	16,7	96,99%
Los Llanos de Aridane	24,0	110,6	12,3	8,9	4,6	87,9	92,91%
Puntagorda	3,1	15,7	1,9	1,4	0,4	12,5	96,37%
Puntallana	3,9	18,1	2,3	1,8	0,5	14,1	95,36%
San Andrés y Sauces	5,1	21,3	3,0	2,3	0,7	16,2	96,15%
Santa Cruz de La Palma	13,6	50,6	6,1	4,6	3,1	38,7	92,95%
Tazacorte	4,3	19,6	2,3	1,7	0,8	15,5	95,59%
Tijarafe	4,8	24,3	2,9	2,2	0,5	19,4	96,69%
Villa de Mazo	9,4	40,9	5,0	3,8	1,6	31,8	94,16%
<b>Total</b>	<b>118,1</b>	<b>502,1</b>	<b>58,9</b>	<b>44,2</b>	<b>23,1</b>	<b>392,5</b>	<b>95,26%</b>

Tabla 145 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuesto 1 Escenario 100% EERR]

Los Llanos de Aridane, Santa Cruz de La Palma y Breña alta son los municipios donde mayores requerimientos de almacenamiento serían necesarios. Por sectores vuelve a sobresalir la importancia de sector residencial y la agricultura (semejante al caso producido en la isla de La Gomera). Se muestra la descomposición en potencia, inversión, balance energético y cobertura de demanda por sectores en las siguientes tablas.

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 1 – Escenario 100% EERR]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
Residencial	2.317.715	228	167,9	157,6	691,6	6.871,9
Comercios	124.371	12	7,0	6,9	24,3	793,9
Agricultura	454.335	45	40,0	37,7	143,0	1.475,0
Industrial	244.233	24	14,4	13,9	53,3	868,7
AAPP	237.886	23	10,0	9,9	39,6	1.029,3
Hostelería	27.311	3	2,0	1,9	8,2	80,9
Oficinas	27.594	3	1,5	1,5	5,6	127,7
Otros usos	10.924	1	0,8	0,7	3,3	32,3
<b>Total</b>	<b>3.444.369</b>	<b>339</b>	<b>244</b>	<b>230</b>	<b>969</b>	<b>11.280</b>

Tabla 146 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 1 Escenario 100% EERR]

Balance energético por sector [Supuesto 1 – Escenario 100% EERR]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Residencial	66,0	338,7	39,9	29,9	8,1	270,9	97,17%
Comercios	11,3	18,2	2,1	1,7	4,7	11,1	97,09%
Agricultura	14,4	65,9	8,3	6,4	1,9	51,5	95,11%
Industrial	10,0	36,0	4,0	2,9	2,7	27,5	99,23%
AAPP	13,7	33,8	3,4	2,5	5,0	24,2	92,54%
Hostelería	0,8	4,0	0,5	0,4	0,1	3,2	93,17%
Oficinas	1,6	4,1	0,5	0,4	0,5	2,9	95,49%
Otros usos	0,3	1,6	0,2	0,1	0,0	1,3	93,17%

<b>Total</b>	<b>118,1</b>	<b>502,1</b>	<b>58,9</b>	<b>44,2</b>	<b>23,1</b>	<b>392,5</b>	<b>95,37%</b>
--------------	--------------	--------------	-------------	-------------	-------------	--------------	---------------

Tabla 147 Balance energético por sectores [Supuesto 1 Escenario 100% EERR]



Figura 52 Distribución de almacenamiento a nivel de usuario [Escenario 100%] – Ejemplo: Santa Cruz de La Palma

**Supuesto 2-4 (Escenario 80%):**

Si se optara por una solución en la que el objetivo a nivel de usuario se fijara en el 80% de cobertura, la potencia que sería necesaria instalar se reduciría desde los 339 MW hasta los 244 MW y en términos de almacenamiento de los 244 MW/230 MWh hasta los 190 MW/180 MWh.

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
Barlovento	23.285	2	7,5	7,0	13,1	247,4
Breña Alta	104.472	10	18,0	17,0	37,7	860,6
Breña Baja	71.613	7	13,1	12,5	25,9	670,8
El Paso	95.879	9	20,6	19,9	42,1	1.125,5
Fuencaliente	31.450	3	7,1	6,7	13,7	385,7
Garafía	24.606	2	8,0	7,5	14,4	337,0
Los Llanos de Aridane	170.025	17	32,5	31,2	68,1	1.868,6
Puntagorda	18.561	2	5,6	5,3	10,6	249,4
Puntallana	26.776	3	9,3	8,7	16,2	306,2
San Andrés y Sauces	41.049	4	12,1	11,3	21,7	391,2
Santa Cruz de La Palma	106.244	10	22,2	21,1	42,5	990,7
Tazacorte	26.393	3	6,5	6,2	12,5	336,4
Tijarafe	28.074	3	9,2	8,8	16,7	384,3
Villa de Mazo	63.108	6	18,3	17,2	33,4	709,0
<b>Total</b>	<b>831.536</b>	<b>82</b>	<b>190</b>	<b>180</b>	<b>368</b>	<b>8.863</b>

Tabla 148 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]

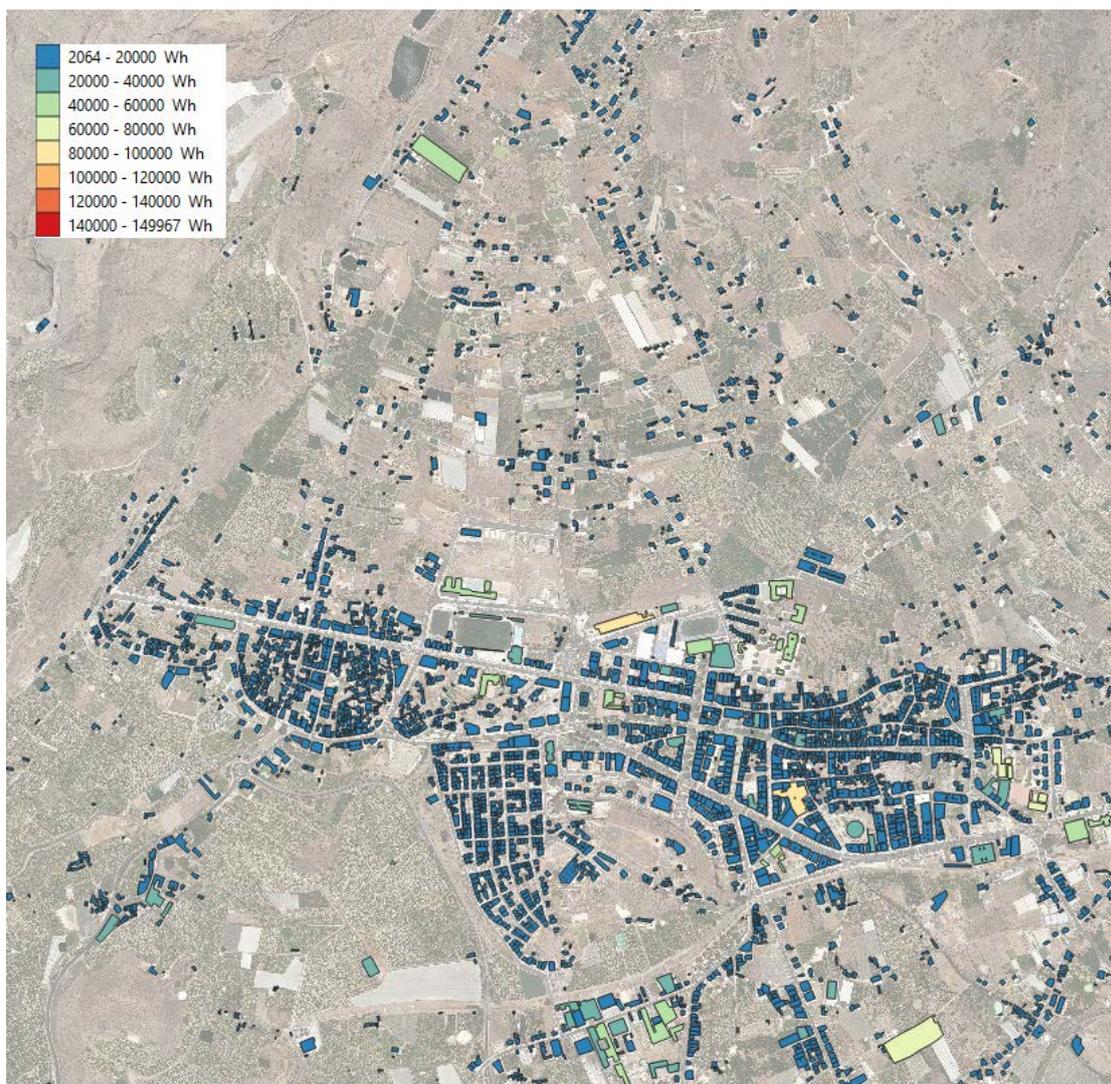


Figura 53 Distribución de almacenamiento a nivel de usuario [Escenario 80%] – Ejemplo: Los Llanos

Balance energético por municipio [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Barlovento	3,3	3,2	1,0	0,8	1,2	1,0	80,03%
Breña Alta	12,2	13,3	3,2	2,7	5,0	5,6	80,26%
Breña Baja	9,9	9,6	2,3	2,0	4,2	3,6	82,28%
El Paso	14,3	15,1	4,4	3,8	4,8	5,1	75,17%
Fuencaliente	5,9	4,7	1,2	1,0	2,6	1,3	81,24%
Garafía	4,2	4,2	1,3	1,1	1,4	1,2	75,60%
Los Llanos de Aridane	24,0	27,3	6,9	6,0	8,2	10,7	82,21%
Puntagorda	3,1	3,1	0,9	0,8	1,0	0,9	78,28%
Puntallana	3,9	3,7	1,3	1,1	1,4	0,9	78,99%
San Andrés y Sauces	5,1	5,3	1,6	1,4	1,9	1,8	76,77%
Santa Cruz de La Palma	13,6	14,6	3,7	3,2	5,2	5,7	71,34%
Tazacorte	4,3	4,4	1,2	1,0	1,5	1,4	75,84%
Tijarafe	4,8	4,5	1,5	1,3	1,5	1,1	79,29%
Villa de Mazo	9,4	8,9	2,8	2,4	3,5	2,5	80,44%
<b>Total</b>	<b>118,1</b>	<b>121,8</b>	<b>33,2</b>	<b>28,7</b>	<b>43,5</b>	<b>42,7</b>	<b>78,41%</b>

Tabla 149 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
Residencial	444.313	44	127,9	120,8	239,3	5.214,8
Comercios	62.324	6	6,9	6,8	16,2	676,9
Agricultura	101.037	10	29,7	27,8	54,8	1.131,2
Industrial	86.117	8	12,1	11,6	25,9	743,0
AAPP	116.922	12	9,8	9,7	24,7	897,8
Hostelería	5.162	1	1,5	1,4	2,8	61,3
Oficinas	13.595	1	1,5	1,4	3,5	113,1
Otros usos	2.065	0	0,6	0,6	1,1	24,5
<b>Total</b>	<b>831.536</b>	<b>82</b>	<b>190</b>	<b>180</b>	<b>368</b>	<b>8.863</b>

Tabla 150 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]

Balance energético por sector [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Residencial	66,0	65,4	21,3	18,5	22,1	18,7	70,92%
Comercios	11,3	9,1	1,7	1,4	5,6	3,2	78,93%
Agricultura	14,4	15,0	4,4	3,8	4,8	4,8	76,11%
Industrial	10,0	12,7	2,6	2,2	3,8	6,0	75,85%
AAPP	13,7	16,7	2,6	2,2	6,1	8,7	80,72%
Hostelería	0,8	0,8	0,3	0,2	0,3	0,2	80,92%
Oficinas	1,6	2,0	0,4	0,3	0,6	1,0	73,14%
Otros usos	0,3	0,3	0,1	0,1	0,1	0,1	70,92%
<b>Total</b>	<b>118,1</b>	<b>121,8</b>	<b>33,2</b>	<b>28,7</b>	<b>43,5</b>	<b>42,7</b>	<b>75,94%</b>

Tabla 151 Balance energético por sectores [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]

### Supuesto 5-7 (Limitación de excedentes 10%):

Bajo el criterio de limitación de excedentes anuales vertidos a red, se produce una reducción de la cobertura de demanda mediante energías renovables del 4% y eso mejora en la integración en red al reducirse los excedentes energéticos producidos del 35% al 13%.

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
Barlovento	19.584	2	6,5	6,1	11,8	238,7
Breña Alta	61.958	6	14,5	14,0	28,6	744,4
Breña Baja	45.208	4	9,6	9,2	18,8	584,2
El Paso	69.326	7	19,0	18,1	36,5	1.024,7
Fuencaliente	26.652	3	6,2	5,9	12,2	363,8
Garafía	23.428	2	9,6	9,1	16,4	342,4
Los Llanos de Aridane	114.323	11	31,1	29,6	59,7	1.704,5
Puntagorda	17.093	2	6,7	6,4	11,8	252,5
Puntallana	24.111	2	8,0	7,6	14,6	296,3
San Andrés y Sauces	33.971	3	10,9	10,4	20,0	390,9
Santa Cruz de La Palma	65.594	6	16,8	16,0	32,0	850,3
Tazacorte	21.559	2	7,1	6,7	12,8	317,9
Tiijarafe	26.741	3	10,0	9,5	17,7	382,8
Villa de Mazo	52.529	5	15,7	15,0	29,6	676,7
<b>Total</b>	<b>602.075</b>	<b>59</b>	<b>172</b>	<b>163</b>	<b>323</b>	<b>8.170</b>

Tabla 152 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]

Balance energético por municipio [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Barlovento	3,3	2,6	1,0	0,9	1,3	0,5	76,56%
Breña Alta	12,2	7,8	2,5	2,2	5,9	1,2	68,01%
Breña Baja	9,9	6,0	1,7	1,5	5,0	0,9	68,43%
El Paso	14,3	10,8	3,8	3,4	5,7	1,8	71,14%
Fuencaliente	5,9	3,9	1,1	1,0	2,8	0,7	74,28%
Garafía	4,2	3,8	1,5	1,3	1,4	0,7	81,20%
Los Llanos de Aridane	24,0	18,1	6,2	5,5	9,6	3,1	73,65%
Puntagorda	3,1	2,8	1,1	1,0	1,0	0,5	80,07%
Puntallana	3,9	3,2	1,3	1,1	1,5	0,6	74,18%
San Andrés y Sauces	5,1	4,3	1,7	1,5	1,9	0,8	75,84%
Santa Cruz de La Palma	13,6	8,9	2,8	2,5	6,4	1,4	71,93%
Tazacorte	4,3	3,4	1,2	1,1	1,7	0,6	79,04%
Tijarafe	4,8	4,2	1,7	1,5	1,5	0,7	78,38%
Villa de Mazo	9,4	7,3	2,7	2,4	3,7	1,2	72,89%
<b>Total</b>	<b>118,1</b>	<b>87,2</b>	<b>30,4</b>	<b>26,7</b>	<b>49,3</b>	<b>14,7</b>	<b>74,69%</b>

Tabla 153 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
Residencial	380.467	37	120,3	114,3	225,0	5.105,0
Comercios	37.627	4	3,7	3,6	9,1	548,2
Agricultura	84.817	8	30,5	28,8	54,4	1.106,8
Industrial	40.706	4	9,1	8,6	17,2	575,4
AAPP	46.632	5	5,4	5,3	11,4	668,4
Hostelería	4.483	0	1,4	1,3	2,7	60,1
Oficinas	5.550	1	0,8	0,8	1,7	81,9
Otros usos	1.793	0	0,6	0,5	1,1	24,1
<b>Total</b>	<b>602.075</b>	<b>59</b>	<b>172</b>	<b>163</b>	<b>323</b>	<b>8.170</b>

Tabla 154 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]

Balance energético por sector [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Residencial	66,0	55,2	21,8	19,1	23,0	9,6	72,83%
Comercios	11,3	5,5	0,7	0,7	6,7	0,8	67,91%
Agricultura	14,4	12,2	4,8	4,2	5,1	2,3	77,52%
Industrial	10,0	6,0	1,5	1,3	5,2	0,9	71,35%
AAPP	13,7	6,6	1,1	1,0	8,1	0,9	69,84%
Hostelería	0,8	0,7	0,3	0,2	0,3	0,1	72,83%
Oficinas	1,6	0,8	0,2	0,1	0,9	0,1	73,76%
Otros usos	0,3	0,3	0,1	0,1	0,1	0,0	72,83%
<b>Total</b>	<b>118,1</b>	<b>87,2</b>	<b>30,4</b>	<b>26,7</b>	<b>49,3</b>	<b>14,7</b>	<b>72,36%</b>

Tabla 155 Balance energético por sectores [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]

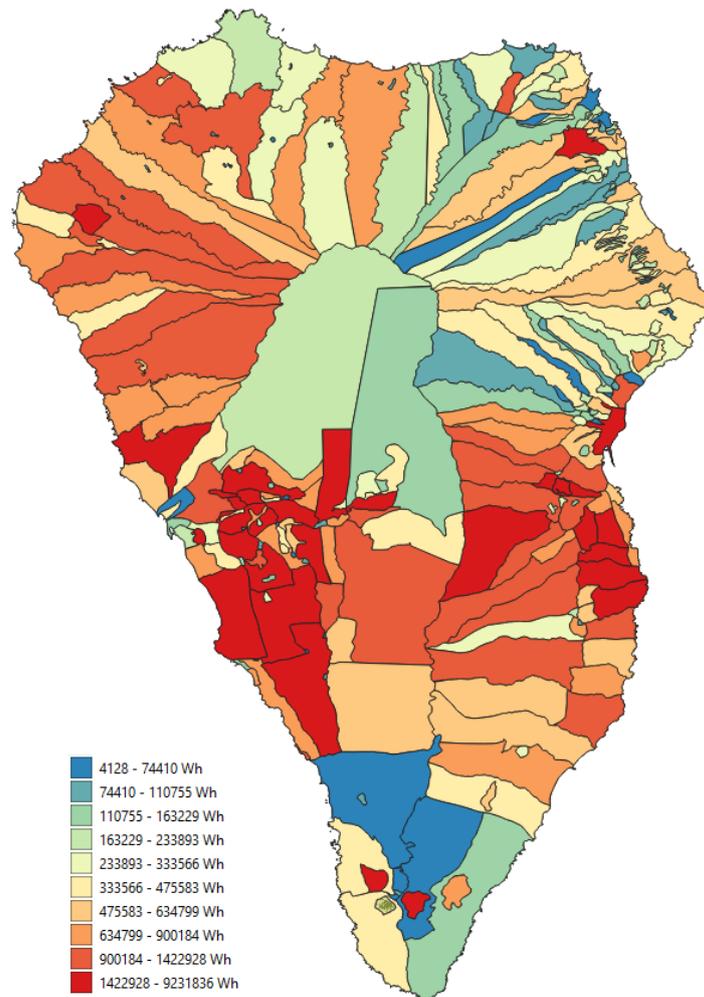


Figura 54 Distribución de almacenamiento a nivel de usuario por comarcas [Escenario limitación]

**Supuesto 8-10 (Sin almacenamiento):**

Por último en cuanto a almacenamiento a escala local para la isla de La Palma, se muestra en las siguientes tablas los resultados para el caso en el que no se considera almacenamiento y sólo se potencia el autoconsumo fotovoltaico. De la comparación con los resultados obtenidos para el supuesto anterior, se concluye que la potencia fotovoltaica que ha debido incrementarse para dar soporte a los sistemas de almacenamiento a nivel de usuario ronda los 20 MW. Con esta solución (sin almacenamiento energético) sólo se lograría cubrir el 27% de la demanda eléctrica.

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuestos 8-10 Sin almacenamiento]					
Municipio	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>	MW	M€	k€
Los Llanos de Aridane	1.111.821	778.103	6,7	18,7	1.001,1
Tijarafe	229.746	160.896	1,2	3,8	184,8
Breña Baja	384.858	268.693	2,9	7,6	379,1
El Paso	699.267	489.363	4,1	11,5	606,0
Barlovento	148.461	104.131	0,9	2,6	117,3
Puntallana	196.480	137.405	1,0	3,2	140,6
San Andrés y Sauces	244.056	171.077	1,3	4,1	175,6
Tazacorte	187.770	131.681	1,1	3,3	169,6
Breña Alta	539.837	377.675	3,5	9,6	445,0

Municipio	Potencia (kW)	Energía (kWh/año)	Demanda (kW)	Vertido (kWh/año)	Consumo (kWh/año)	Cobertura (%)
Puntagorda	146.286	102.363	0,8	2,5	126,0	
Fuencaliente	206.203	143.675	1,7	4,6	237,7	
Garafía	197.725	138.350	1,1	3,4	167,8	
Villa de Mazo	447.862	313.368	2,5	7,4	350,3	
Santa Cruz de La Palma	555.870	389.056	3,8	10,5	514,4	
<b>Total</b>	<b>5.296.240</b>	<b>3.705.838</b>	<b>33</b>	<b>93</b>	<b>4.615</b>	

Tabla 156 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]

Balance energético por municipio [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]						
Municipio	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Los Llanos de Aridane	3,2	11,5	23,9	2,7	15,1	30,1%
Tijarafe	1,9	2,2	4,7	0,5	3,0	29,0%
Breña Baja	7,1	4,1	9,9	0,9	6,6	25,8%
El Paso	2,9	6,9	14,6	1,7	9,4	31,6%
Barlovento	2,7	1,3	3,3	0,2	2,2	25,5%
Puntallana	1,6	1,6	3,9	0,3	2,6	25,0%
San Andrés y Sauces	2,1	2,0	5,1	0,3	3,5	24,3%
Tazacorte	3,2	2,1	4,1	0,5	2,5	26,9%
Breña Alta	4,4	4,9	12,3	1,0	8,5	26,1%
Puntagorda	1,9	1,5	3,1	0,3	1,9	29,4%
Fuencaliente	6,9	2,7	5,9	0,6	3,8	29,5%
Garafía	2,2	2,1	4,2	0,5	2,6	26,4%
Villa de Mazo	4,2	3,9	9,4	0,8	6,2	27,4%
Santa Cruz de La Palma	4,1	5,7	13,4	1,2	9,0	27,9%
<b>Total</b>	<b>3,5</b>	<b>52,7</b>	<b>118,1</b>	<b>11,5</b>	<b>76,9</b>	<b>27,5%</b>

Tabla 157 Balance energético por municipio [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]					
Sector	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>	MW	M€	k€
Residencial	3.617.380	2.530.167	17,5	52,5	2.525,7
Comercios	174.761	121.699	3,5	8,6	477,7
Agricultura	701.382	490.701	3,7	11,5	532,0
Industrial	368.606	258.956	2,9	7,7	407,5
AAPP	335.375	235.165	4,3	10,4	563,1
Hostelería	42.695	29.848	0,2	0,6	30,9
Oficinas	38.963	27.361	0,5	1,2	66,1
Otros usos	17.078	11.939	0,1	0,2	12,4
<b>Total</b>	<b>5.296.240</b>	<b>3.705.838</b>	<b>33</b>	<b>93</b>	<b>4.615</b>

Tabla 158 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]

Balance energético por sector [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]						
Sector	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Residencial	0,6	28,4	66,0	5,8	43,3	28,2%
Comercios	9,1	5,4	11,3	1,4	7,3	34,4%
Agricultura	0,5	6,4	14,4	1,2	9,2	24,0%
Industrial	1,5	4,8	10,0	1,2	6,4	25,1%
AAPP	7,8	6,4	13,7	1,6	9,0	33,3%
Hostelería	1,5	0,4	0,8	0,1	0,5	15,0%
Oficinas	3,3	0,8	1,6	0,2	1,0	33,6%
Otros usos	1,5	0,2	0,3	0,0	0,2	15,0%
<b>Total</b>	<b>3,2</b>	<b>52,7</b>	<b>118,1</b>	<b>11,5</b>	<b>76,9</b>	<b>26,1%</b>

Tabla 159 Balance energético por sectores [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]

### 3.2.6.2 Almacenamiento distribuido

En la isla de La Palma existirían 3 subestaciones eléctricas por lo que el grado reparto de la generación renovable es mayor que en el caso de la isla de La Gomera. En este caso, existirá potencia eólica vinculada a las subestaciones de Las Breñas y el Valle de Aridane, pero no a la subestación de los Guinchos. Sí existe mayor reparto en el caso de la potencia fotovoltaica.

**Supuesto 2, 5 y 8 (Escenario 100%):**

De acuerdo con lo anterior, para las subestaciones de Las Breñas y el Valle de Aridane se conseguiría cubrir la totalidad de la demanda eléctrica que no podía ser cubierta por los sistemas de autoconsumo en los Supuestos 2 y 5. En el caso del supuesto 8, para el Valle de Aridane sólo se podría lograr el 81% de la cobertura de demanda con EERR.

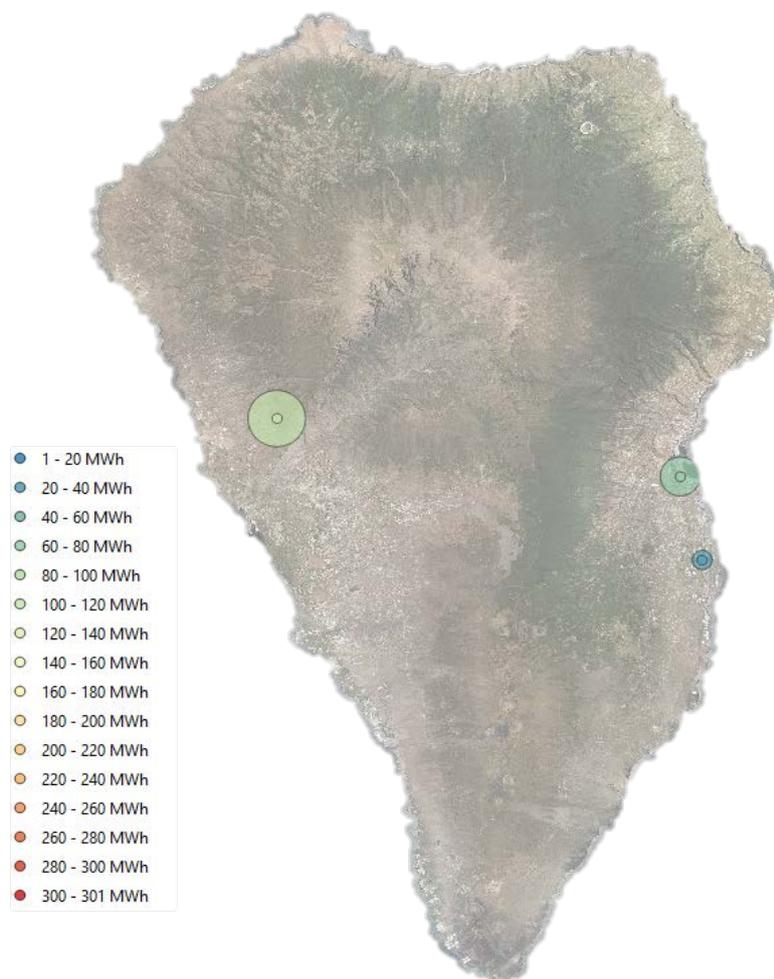


Figura 55 Distribución de almacenamiento distribuido [Escenario 100%]

La diferencia de inversión entre el escenario modelado con el Supuesto 2 es notoria en comparación con los Supuestos 5 y 7.

De la misma forma, la falta de generación renovable vinculada a la Subestación de Los Guinchos hace que no sea posible superar coberturas del 85% en los consumos asociados a esa subestación.

Potencia renovable y almacenamiento instalada por subestación [Supuesto 2,5,8 – Escenario 100% EERR]							
Supuesto 2							
Municipio	Pot. Eólica	Pot. PV	Pot. Autoconsumo	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	MW	MW	MW	MW	MWh	M€	k€
S. Los Guinchos	0.0	2.5	32	40.0	40	13.39	1157.14
S. Las Breñas	11.2	0.6	14	6.4	6	2.00	28.67
S. Valle de Aridane	10.1	2.3	36	40.0	40	13.39	260.82
<b>Total</b>	<b>21.23</b>	<b>5.39</b>	<b>82</b>	<b>86.4</b>	<b>86</b>	<b>28.78</b>	<b>1446.62</b>
Supuesto 5							
S. Los Guinchos	0.0	2.5	22	2.5	2	0.69	54.27
S. Las Breñas	11.2	0.6	11	10.2	10	3.33	44.31
S. Valle de Aridane	10.1	2.3	27	40.0	40	13.39	289.16
<b>Total</b>	<b>21.23</b>	<b>5.39</b>	<b>59</b>	<b>52.7</b>	<b>52</b>	<b>17.41</b>	<b>387.75</b>
Supuesto 8							
S. Los Guinchos	0.0	2.5	12	2.5	2	0.69	28.88
S. Las Breñas	11.2	0.6	6	40.0	40	13.39	135.33
S. Valle de Aridane	10.1	2.3	15	2.5	2	0.69	69.07
<b>Total</b>	<b>21.23</b>	<b>5.39</b>	<b>33</b>	<b>45.0</b>	<b>44</b>	<b>14.77</b>	<b>233.27</b>

Tabla 160 Potencia renovable y almacenamiento instalado por subestación [Supuestos 2,5 y 8-Escenario 100% EERR]

Balance energético por subestación [Supuestos 2,5,8 – Escenario 100% EERR]							
Supuesto 2							
Municipio	Demanda	Energía renovable	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
S. Los Guinchos	16.35	19.36	7.20	7.23	2.32	5.36	85.79%
S. Las Breñas	8.66	41.89	0.18	0.18	0.07	33.29	99.22%
S. Valle de Aridane	18.48	55.15	1.62	1.63	0.01	36.68	99.97%
<b>Total</b>	<b>43.49</b>	<b>116.39</b>	<b>9.00</b>	<b>9.04</b>	<b>2.40</b>	<b>75.34</b>	<b>95.00%</b>
Supuesto 5							
S. Los Guinchos	19.04	9.11	0.41	0.34	11.63	1.63	38.90%
S. Las Breñas	9.49	38.63	0.28	0.28	0.09	29.23	99.10%
S. Valle de Aridane	20.80	42.68	1.78	1.81	0.50	22.42	97.58%
<b>Total</b>	<b>49.33</b>	<b>90.42</b>	<b>2.46</b>	<b>2.42</b>	<b>12.22</b>	<b>53.28</b>	<b>78.53%</b>
Supuesto 8							
S. Los Guinchos	28.30	7.88	0.20	0.18	20.61	0.17	27.17%
S. Las Breñas	14.21	37.82	0.84	0.85	0.30	23.92	97.90%
S. Valle de Aridane	34.39	41.56	0.53	0.43	6.35	13.42	81.51%
<b>Total</b>	<b>76.91</b>	<b>87.26</b>	<b>1.57</b>	<b>1.46</b>	<b>27.26</b>	<b>37.50</b>	<b>68.86%</b>

Tabla 161 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuesto 1 Escenario 100% EERR]

#### Supuesto 4, 7 y 10 (Escenario 80%):

La situación descrita para los Supuestos 2, 5 y 8 no es muy diferente a la planteada en estos supuestos. Tanto en la Subestación de Las Breñas como en la del Valle de Aridane no sólo se podría lograr una cobertura del 80% sino que en ambos casos se superan para los tres Supuestos. Por el contrario para los Guinchos, no sería posible alcanzar ese objetivo.

Potencia renovable y almacenamiento instalada por subestación [Supuesto 4,7 10 – Escenario 80% EERR]							
Supuesto 4							
Municipio	Pot. Eólica	Pot. PV	Pot. Autoconsumo	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	MW	MW	MW	MW	MWh	M€	k€
S. Los Guinchos	0.0	2.5	32	20.0	20	6.68	773.22
S. Las Breñas	11.2	0.6	14	2.5	2	0.69	13.94

S. Valle de Aridane	10.1	2.3	36	2.5	2	0.69	33.71
<b>Total</b>	<b>21.23</b>	<b>5.39</b>	<b>82</b>	<b>25.0</b>	<b>24</b>	<b>8.07</b>	<b>820.87</b>
<b>Supuesto 7</b>							
S. Los Guinchos	0.0	2.5	22	40.0	4	1.38	105.83
S. Las Breñas	11.2	0.6	11	6.4	2	0.69	16.92
S. Valle de Aridane	10.1	2.3	27	40.0	2	0.69	41.66
<b>Total</b>	<b>21.23</b>	<b>5.39</b>	<b>59</b>	<b>86.4</b>	<b>8</b>	<b>2.77</b>	<b>164.41</b>
<b>Supuesto 10</b>							
S. Los Guinchos	0.0	2.5	12	40.0	2	0.69	28.88
S. Las Breñas	11.2	0.6	6	6.4	2	0.69	27.27
S. Valle de Aridane	10.1	2.3	15	40.0	2	0.69	69.07
<b>Total</b>	<b>21.23</b>	<b>5.39</b>	<b>33</b>	<b>86.4</b>	<b>6</b>	<b>2.07</b>	<b>125.21</b>

Tabla 162 Potencia renovable y almacenamiento instalado por subestación [Supuestos 4,7 y 10-Escenario 80% EERR]

Balance energético por subestación [Supuestos 4,7 y 10 – Escenario 80% EERR]							
Supuesto 4							
Municipio	Demanda	EERR	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
S. Los Guinchos	16.35	19.87	4.84	4.83	4.25	7.76	74.03%
S. Las Breñas	8.66	41.84	0.09	0.09	0.15	33.31	98.26%
S. Valle de Aridane	18.48	55.11	0.27	0.21	1.14	37.71	93.76%
<b>Total</b>	<b>43.49</b>	<b>116.82</b>	<b>5.20</b>	<b>5.13</b>	<b>5.53</b>	<b>78.78</b>	<b>88.68%</b>
Supuesto 7							
S. Los Guinchos	19.04	9.09	0.69	0.66	11.33	1.35	40.51%
S. Las Breñas	9.49	38.51	0.11	0.11	0.22	29.23	97.63%
S. Valle de Aridane	20.80	42.79	0.30	0.26	1.72	23.67	91.70%
<b>Total</b>	<b>49.33</b>	<b>90.39</b>	<b>1.10</b>	<b>1.03</b>	<b>13.27</b>	<b>54.26</b>	<b>76.61%</b>
Supuesto 10							
S. Los Guinchos	28.30	7.88	0.20	0.18	20.61	0.17	27.17%
S. Las Breñas	14.21	37.88	0.18	0.17	0.79	24.46	94.41%
S. Valle de Aridane	34.39	41.56	0.53	0.43	6.35	13.42	81.51%
<b>Total</b>	<b>76.91</b>	<b>87.32</b>	<b>0.91</b>	<b>0.78</b>	<b>27.75</b>	<b>38.04</b>	<b>67.70%</b>

Tabla 163 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuestos 4,7 y 10-Escenario 80% EERR]

### 3.2.6.3 Almacenamiento a gran escala

La isla de La Palma debe apostar decididamente por el almacenamiento energético a gran escala para lograr la total descarbonización del sistema eléctrico. Este aspecto, de importancia para todas las islas, es quizás más relevante en el caso de La Palma ya que no tiene ninguna opción de interconexión eléctrica.

Con las presas y embalses actualmente disponibles, existirían hasta 5 alternativas de almacenamiento a gran escala con capacidad superior a los 100 MWh. La de mayor interés sería la opción de Ganico – Vicario con 516 MWh, seguido de Laguna de Barlovento – Adeyahaman con 278 MWh, Tamanca – La Caldereta con 219 MWh y Laguna de Barlovento – Bediesta con 160 MWh. Las mejores alternativas involucran al depósito de Laguna de Barlovento existiendo varias alternativas dado que la capacidad disponible es elevada y se encuentra en cercanías con otros embalses con potencialidad para ser utilizados para este fin. Además, no debe descartarse la alternativa de construir un depósito artificial en la región próxima a Laguna de Barlovento a modo de depósito inferior en un futurible sistema de hidrobombeo.

En la tabla expuesta a continuación se muestran los requerimientos de potencia y capacidad de almacenamiento demandados para cada supuesto.

Potencia renovable y almacenamiento [Escenario 100% EERR] – La Palma								
Sup	Pot. Eólica máx. a gestionar*	Pot. Fotov. Máx. a gestionar*	Incremento necesario Pot. Eólica	Incremento necesario Pot. Fotov.	Pot. almace.	Capacidad almace.	Inversión	Coste de explotación
	MW	MW	MW	MW	MW	MWh	M€	k€
1	6	207	6	3	40	800	96,0	6.505,8
2	45	46	34	5	30	700	84,0	2.012,8
3	50	47	50	6	30	700	84,0	2.574,1
4	45	48	34	5	40	900	108,0	2.160,4
5	44	36	35	5	50	950	114,0	2.394,2
6	75	48	75	15	50	1.300	156,0	2.140,3
7	44	36	35	5	50	1.100	132,0	2.415,8
8	54	37	42	8	30	840	100,8	2.172,6
9	40	55	40	4	50	800	96,0	2.621,5
10	54	38	42	8	30	870	104,4	2.191,0

\*Potencia estimada como la suma del vertido de SETs más la generación renovable extra (columnas "Incremento necesario") disponible en cada hora

Tabla 164 Potencia renovable y almacenamiento [Escenario 100% EERR] – La Palma

En el caso extremo expuesto en la tabla anterior, habría que contar con una capacidad de almacenamiento a gran escala equivalente a 1.300 MWh. Si bien la opción de Gánico – Vicario lograría cubrir 516 MWh, para la parte restante debería optarse por otras opciones de almacenamiento energético.

Quizás la alternativa a priorizar sea aquella en la que se fomente el almacenamiento a nivel de usuario y distribuido en redes pero sin abandonar la opción de ejecutar un gran hidrobombeo con una capacidad de aproximadamente 1.000 MWh. Para ello sería necesario ampliar la capacidad de los depósitos de Gánico y Vicario hasta los 3.000.000 m<sup>3</sup> o simplemente construir otro embalse cerca de Laguna de Barlovento (en la zona de costa) con capacidad superior a 3.000.000 m<sup>3</sup> con el que poder llevar a cabo la instalación de un sistema de bombeo reversible de estas características.

En La Palma la potencia eólica instalada a 2019 era de 6,97 MW mientras que la fotovoltaica alcanzaba los 4,41 MW. Asimismo, según la relación de instalaciones desarrollada por la Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias y publicada en el visor geográfico de Grafcan, si se ejecutaran los proyectos en tramitación, se alcanzaría los 21 MW eólicos y 5 MW fotovoltaicos. Teniendo en cuenta la demanda que no puede ser cubierta por sistemas de autoconsumo y el resto de consumos no asociados a edificaciones, para alcanzar una situación de total descarbonización del sector eléctrico, además del almacenamiento, habría que contar con entre unos 6 y 75 MW adicionales de generación eólica y entre 3 y 15 MW fotovoltaicos.

En la siguiente tabla se muestra el resultado del balance energético obtenido en todos los supuestos de cálculo para la isla de La Palma.

Balance energético y cobertura de demanda [Escenario 100% EERR] – La Palma							
Sup	Demanda	EERR	Carga almac.	Descarga almac.	Generación convencional	Vertidos	Cobertura de demanda EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
1	164,00	409,69	76,12	76,54	0,00	230,21	100,0%
2	143,00	229,49	22,57	23,68	1,35	82,94	99,1%

3	185,00	248,51	28,76	30,28	8,03	66,04	95,7%
4	147,00	233,11	24,22	25,42	1,28	81,81	99,1%
5	153,00	207,41	24,34	28,17	4,47	54,08	97,1%
6	190,00	327,59	24,01	25,18	1,60	134,18	99,2%
7	154,00	208,41	24,57	28,42	4,54	54,11	97,0%
8	168,00	243,36	23,89	25,56	4,95	75,36	97,1%
9	153,00	231,79	28,92	30,84	1,49	73,73	99,0%
10	169,00	243,90	24,09	25,78	5,07	74,99	97,0%

Tabla 165 Balance energético y cobertura de demanda [Escenario 100% EERR] – La Palma

### 3.2.7 El Hierro

#### 3.2.7.1 Almacenamiento a nivel de usuario

Mediante la estrategia de autoconsumo de Canarias se determinó que la superficie apta para la instalación de plantas fotovoltaicas sobre cubiertas ascendería a 0.8 km<sup>2</sup>. Con la superficie apta para la instalación de plantas fotovoltaicas se podría llegar al extremo de instalar 83,5 MW de plantas fotovoltaicas en régimen de autoconsumo. No obstante, como se demuestra en dicha estrategia, los excedentes triplicarían la demanda eléctrica de la isla.

La solución considerada como óptima plantea la instalación de 11 MW fotovoltaicos, ascendiendo la cobertura de demanda media mediante energías renovables al 46,3% (un 1,5% inferior al supuesto de máxima utilización del espacio disponible). En este caso, los vertidos se reducirían drásticamente hasta alcanzar una cifra de aproximadamente el 10% de la producción anual, lo que se considera algo asumible teniendo en cuenta que dicha generación estaría disgregada en múltiples plantas fotovoltaicas en toda la isla.

#### **Supuesto 1 (Escenario 100%):**

Según los análisis realizados para este supuesto, se podría alcanzar el 100% de la cobertura de demanda mediante energías renovables con la instalación de 57 MW en fotovoltaica y 49 MW/46 MWh en baterías. De modo semejante a lo que ocurría para La Palma, en la isla de El Hierro habría que usar una parte importante de la superficie disponible sobre cubiertas para generar toda la energía necesaria para alcanzar ese objetivo. En este caso particular, al ya existir un sistema de almacenamiento a gran escala, el mencionado supuesto de 100% cubierto a escala local no tendría sentido alguno.

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 1 – Escenario 100% EERR]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
El Pinar	83.352	8	7,9	7,4	27,3	305
Frontera	189.716	19	16,1	15,2	58,5	693
Valverde	309.525	30	25,1	23,8	91,0	1.220
<b>Total</b>	<b>582.593</b>	<b>57</b>	<b>49</b>	<b>46</b>	<b>177</b>	<b>2.217</b>

Tabla 166 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 1 – Escenario 100% EERR]

Balance energético por municipio [Supuesto 1 Escenario 100% EERR]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
El Pinar	5,5	14,1	1,4	1,3	0,5	11,0	96,23%

<b>Frontera</b>	10,7	27,5	3,2	2,8	1,5	20,5	94,41%
<b>Valverde</b>	18,4	47,5	5,1	4,4	3,5	35,3	94,89%
<b>Total</b>	<b>34,5</b>	<b>89,1</b>	<b>9,7</b>	<b>8,5</b>	<b>5,5</b>	<b>66,9</b>	<b>95,18%</b>

Tabla 167 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuesto 1 Escenario 100% EERR]

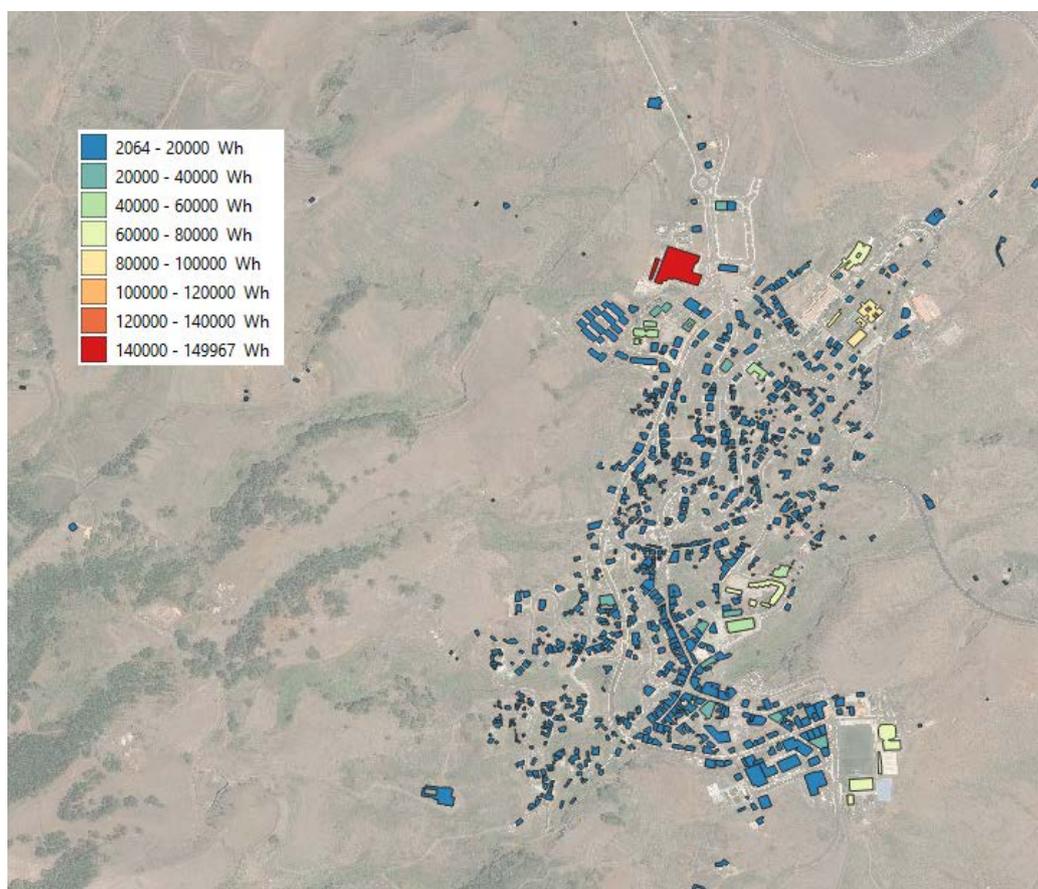


Figura 56 Distribución de almacenamiento a nivel de usuario [Escenario 100%] – Ejemplo: Villa de Valverde

De los tres municipios que forman la isla de El Hierro, el que tendría mayor potencial sería Valverde seguido de Frontera y El Pinar. La potencia total instalable en fotovoltaica y baterías en Frontera representa prácticamente la mitad de la instalable en la isla.

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 1 – Escenario 100% EERR]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
<b>Residencial</b>	437.406	43	34,4	32,3	135,5	1.283,2
<b>Comercios</b>	16.230	2	1,6	1,6	4,4	144,3
<b>Agricultura</b>	13.151	1	1,8	1,7	4,4	121,9
<b>Industrial</b>	61.763	6	6,8	6,5	20,6	205,3
<b>AAPP</b>	45.271	4	3,6	3,6	9,4	411,4
<b>Hostelería</b>	3.785	0	0,3	0,3	1,2	11,0
<b>Oficinas</b>	3.648	0	0,4	0,4	1,0	35,5
<b>Otros usos</b>	1.339	0	0,1	0,1	0,4	3,9
<b>Total</b>	<b>582.593</b>	<b>57</b>	<b>49</b>	<b>46</b>	<b>177</b>	<b>2.217</b>

Tabla 168 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 1 Escenario 100% EERR]

Balance energético por sector [Supuesto 1 – Escenario 100% EERR]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Residencial	15,9	60,7	6,4	5,8	1,1	53,3	95,38%
Comercios	3,1	3,5	0,5	0,4	0,7	1,1	93,58%
Agricultura	2,9	3,3	0,5	0,4	0,5	0,9	95,79%
Industrial	2,3	9,6	1,1	0,9	0,3	7,3	96,79%
AAPP	9,4	10,3	1,0	0,9	2,6	3,4	93,13%
Hostelería	0,1	0,6	0,1	0,1	0,0	0,5	95,38%
Oficinas	0,9	0,9	0,1	0,1	0,2	0,2	93,41%
Otros usos	0,1	0,2	0,0	0,0	0,0	0,2	95,38%
<b>Total</b>	<b>34,5</b>	<b>89,1</b>	<b>9,7</b>	<b>8,5</b>	<b>5,5</b>	<b>66,9</b>	<b>94,86%</b>

Tabla 169 Balance energético por sectores [Supuesto 1 Escenario 100% EERR]

**Supuesto 2-4 (Escenario 80%):**

Para el supuesto en el que el objetivo a nivel de usuario se fijara en el 80% de cobertura de demanda, la potencia que sería necesaria instalar se reduciría desde los 57 MW hasta los 14 MW y en términos de almacenamiento desde los 49 MW/46 MWh hasta los 37 MW/35 MWh.

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
El Pinar	17.695	2	4,5	4,2	8,9	235,7
Frontera	44.281	4	13,2	12,6	23,7	550,9
Valverde	76.422	8	19,3	18,4	35,5	971,1
<b>Total</b>	<b>138.398</b>	<b>14</b>	<b>37</b>	<b>35</b>	<b>68</b>	<b>1.758</b>

Tabla 170 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]

Balance energético por municipio [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
El Pinar	5,5	5,4	0,8	0,7	1,1	0,9	82,40%
Frontera	10,7	9,9	2,1	1,8	2,6	1,6	81,99%
Valverde	18,4	16,4	3,3	2,9	5,6	3,3	79,02%
<b>Total</b>	<b>34,5</b>	<b>31,7</b>	<b>6,2</b>	<b>5,4</b>	<b>9,4</b>	<b>5,8</b>	<b>81,13%</b>

Tabla 171 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]

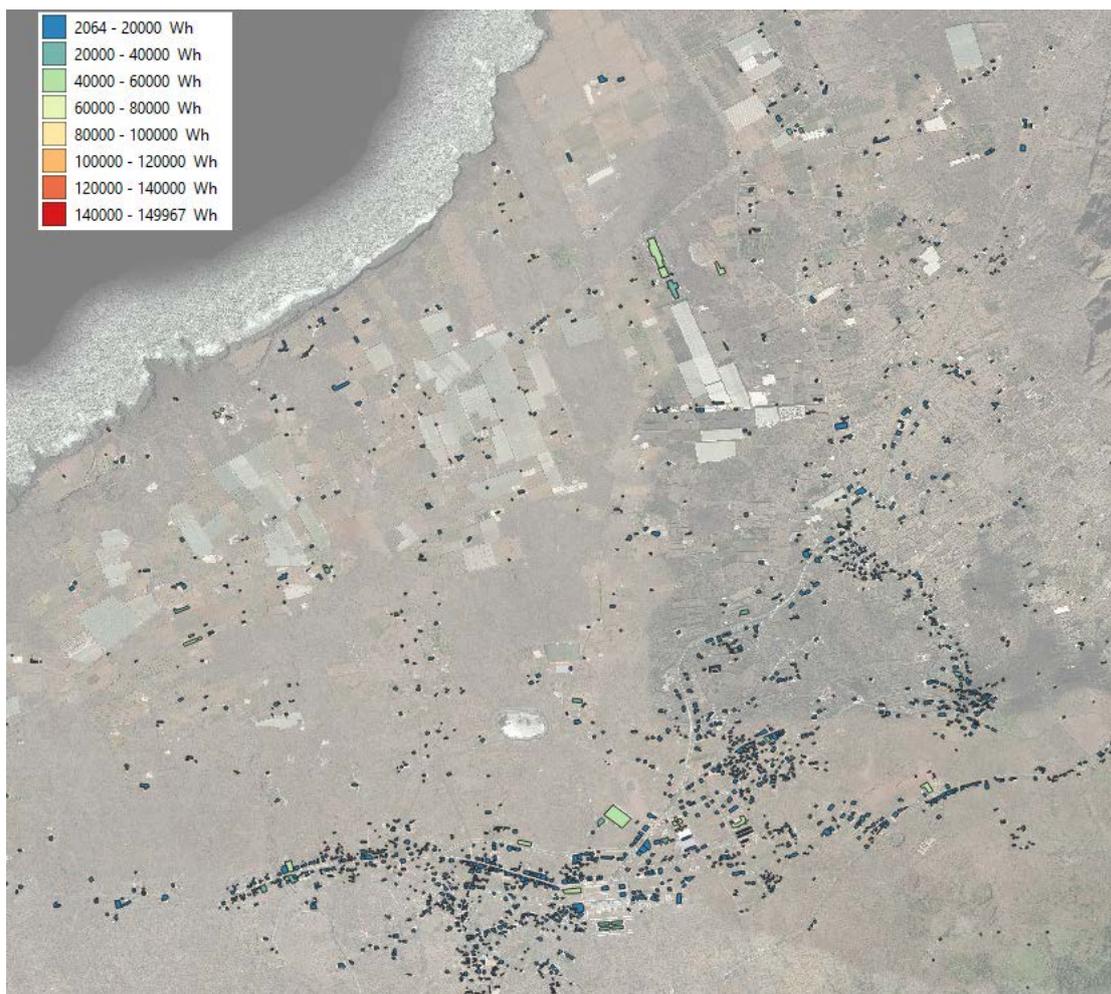


Figura 57 Distribución de almacenamiento a nivel de usuario [Escenario 80%] – Ejemplo: El Golfo

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
Residencial	74.123	7	24,8	23,4	44,4	957,5
Comercios	11.777	1	1,6	1,6	3,6	132,2
Agricultura	9.822	1	1,6	1,6	3,6	111,6
Industrial	14.372	1	4,6	4,3	8,1	164,0
AAPP	25.167	2	3,6	3,6	6,9	351,1
Hostelería	582	0	0,2	0,2	0,4	8,1
Oficinas	2.348	0	0,4	0,4	0,8	30,4
Otros usos	206	0	0,1	0,1	0,1	2,9
<b>Total</b>	<b>138.398</b>	<b>14</b>	<b>37</b>	<b>35</b>	<b>68</b>	<b>1.758</b>

Tabla 172 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]

Balance energético por sector [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Residencial	15,9	15,4	3,9	3,4	3,9	2,8	81,29%
Comercios	3,1	2,9	0,4	0,4	0,8	0,6	78,35%
Agricultura	2,9	2,8	0,4	0,3	0,6	0,5	73,61%
Industrial	2,3	2,6	0,6	0,5	0,7	0,9	76,56%
AAPP	9,4	7,2	0,8	0,7	3,1	0,9	75,79%
Hostelería	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	80,57%

Oficinas	0,9	0,7	0,1	0,1	0,2	0,1	81,29%
Otros usos	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	81,29%
<b>Total</b>	<b>34,5</b>	<b>31,7</b>	<b>6,2</b>	<b>5,4</b>	<b>9,4</b>	<b>5,8</b>	<b>78,59%</b>

Tabla 173 Balance energético por sectores [Supuestos 2-4 Escenario 80% EERR]

**Supuesto 5-7 (Limitación de excedentes 10%):**

Bajo el criterio de limitación de excedentes anuales vertidos a red, se produce una reducción de la cobertura de demanda mediante energías renovables del 6% y eso mejora en la integración en red al reducirse los excedentes energéticos producidos del 18% al 11%.

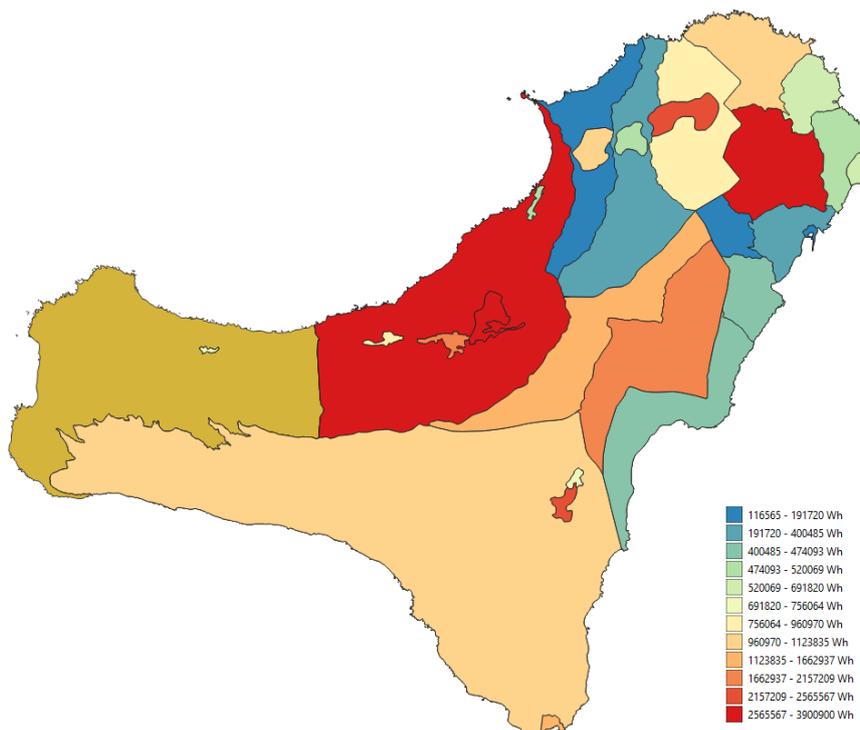


Figura 58 Distribución de almacenamiento a nivel de usuario por comarcas [Escenario limitación]

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
El Pinar	15.400	2	5,5	5,2	9,8	235,1
Frontera	37.985	4	11,2	10,6	21,1	502,7
Valverde	63.812	6	17,7	16,8	32,6	914,1
<b>Total</b>	<b>117.196</b>	<b>12</b>	<b>34</b>	<b>33</b>	<b>63</b>	<b>1.652</b>

Tabla 174 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]						
Municipio	Área total	Pot. PV total	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€
Residencial	70.811	7	24,2	22,9	44,4	967,3
Comercios	6.266	1	0,7	0,7	1,8	96,9
Agricultura	6.035	1	1,1	1,0	2,4	88,4
Industrial	12.224	1	5,6	5,3	9,2	157,1
AAPP	19.437	2	2,2	2,2	4,7	306,7
Hostelería	613	0	0,2	0,2	0,4	8,4
Oficinas	1.594	0	0,2	0,2	0,5	24,1

Otros usos	217	0	0,1	0,1	0,1	3,0
<b>Total</b>	<b>117.196</b>	<b>12</b>	<b>34</b>	<b>33</b>	<b>63</b>	<b>1.652</b>

Tabla 175 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]

Balance energético por sector [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Residencial	15,9	14,6	4,3	3,8	3,8	1,9	75,16%
Comercios	3,1	2,1	0,1	0,1	1,1	0,1	73,85%
Agricultura	2,9	2,2	0,2	0,2	0,8	0,1	63,68%
Industrial	2,3	2,1	0,7	0,6	0,7	0,4	84,65%
AAPP	9,4	6,3	0,5	0,4	3,5	0,4	65,81%
Hostelería	0,1	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	75,16%
Oficinas	0,9	0,6	0,0	0,0	0,3	0,0	66,47%
Otros usos	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	75,16%
<b>Total</b>	<b>34,5</b>	<b>28,0</b>	<b>5,9</b>	<b>5,2</b>	<b>10,3</b>	<b>3,0</b>	<b>72,49%</b>

Tabla 176 Balance energético por sectores [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]

Balance energético por municipio [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
El Pinar	5,5	5,0	1,0	0,8	1,1	0,5	79,34%
Frontera	10,7	8,8	1,9	1,6	3,1	1,0	75,56%
Valverde	18,4	14,2	3,1	2,7	6,1	1,6	75,93%
<b>Total</b>	<b>34,5</b>	<b>28,0</b>	<b>5,9</b>	<b>5,2</b>	<b>10,3</b>	<b>3,0</b>	<b>76,95%</b>

Tabla 177 Consumo estimado por sectores por municipio [Supuestos 5-7 Limitación excedentes al 10%]

### Supuesto 8-10 (Sin almacenamiento):

Se muestran los resultados en este caso de la solución que fue considerada como óptima en la estrategia de autoconsumo fotovoltaico de Canarias en la cual no se tenía en cuenta el aporte del almacenamiento energético. Cualquiera de los tres grupos de supuestos anteriores mejoraría en más de un 30% la cobertura de demanda de la isla.

Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuestos 8-10 Sin almacenamiento]					
Municipio	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>	MW	M€	k€
Frontera	393.078	274.461	3,5	8,7	130,9
Valverde	604.290	421.687	5,6	13,7	223,3
El Pinar	211.250	146.900	1,9	4,6	68,5
<b>Total</b>	<b>1.208.618</b>	<b>843.048</b>	<b>11</b>	<b>27</b>	<b>423</b>

Tabla 178 Área disponible y potencia instalada por municipio [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]

Hay que tener presente que la isla ya cuenta con el sistema de hidrobombeo de Gorona del Viento y una parte considerable de la demanda de la isla está siendo cubierta con la operación de dicha central hidroeléctrica.

Balance energético por municipio [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]						
Municipio	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Frontera	1,5	5,4	10,7	1,3	6,7	46,2%
Valverde	1,6	8,9	18,4	2,2	11,7	45,8%
El Pinar	1,6	3,3	5,5	0,8	3,0	46,9%
<b>Total</b>	<b>1,6</b>	<b>17,5</b>	<b>34,5</b>	<b>4,4</b>	<b>21,4</b>	<b>46,3%</b>

Tabla 179 Balance energético por municipio [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]

Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]					
Sector	Área total	Área PV	Pot. PV total	Inversión	Ahorro
	m <sup>2</sup>	m <sup>2</sup>	MW	M€	k€
Residencial	905.165	632.048	7,2	17,7	202,9
Comercios	36.160	25.140	0,6	1,3	36,2
Agricultura	35.207	24.787	0,5	1,3	34,1
Industrial	117.980	82.280	1,0	2,5	29,1
AAPP	100.265	69.069	1,5	3,7	109,3
Hostelería	231	158	0,0	0,0	0,3
Oficinas	9.215	6.555	0,1	0,4	10,1
Otros usos	4.395	3.010	0,0	0,1	0,7
<b>Total</b>	<b>1.208.618</b>	<b>843.048</b>	<b>11,0</b>	<b>27</b>	<b>423</b>

Tabla 180 Área disponible y potencia instalada por sector [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]

Balance energético por sector [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]						
Sector	Pot. PV media	Energía PV media	Demanda	Vertido	Consumo de red	Cobertura PV autoconsumo
	kW	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Residencial	1,4	11,4	16,0	2,9	7,4	52,6%
Comercios	6,5	0,9	3,1	0,2	2,4	19,8%
Agricultura	2,9	0,9	2,9	0,2	2,2	21,5%
Industrial	0,9	1,6	2,3	0,4	1,1	50,4%
AAPP	14,2	2,5	9,4	0,6	7,5	19,8%
Hostelería	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	16,2%
Oficinas	6,0	0,2	0,9	0,1	0,7	21,5%
Otros usos	0,1	0,0	0,1	0,0	0,0	37,7%
<b>Total</b>	<b>32,1</b>	<b>17,5</b>	<b>34,5</b>	<b>4,4</b>	<b>21,4</b>	<b>29,9%</b>

Tabla 181 Balance energético por sectores [Supuesto 8-10 Sin almacenamiento]

### 3.2.7.2 Almacenamiento distribuido

En el caso de El Hierro, sólo existe una subestación eléctrica vinculada a la central de Los Llanos Blancos. Asociar sistemas de almacenamiento a dicha subestación debería ser entendida como una alternativa vinculada a un modelos de almacenamiento a gran escala como ya se planteaba para la isla de La Gomera. Teniendo en cuenta que la isla ya cuenta con la central hidroeléctrica de Gorona del Viento, referencia a nivel mundial, se considera que la opción más eficiente es asociar políticas de almacenamiento a nivel de usuario con esta gran infraestructura. En este contexto, el almacenamiento distribuido no es especialmente necesario y por ello no se evalúa como alternativa.

### 3.2.7.3 Almacenamiento a gran escala

La isla de El Hierro ya cuenta con la central hidroeléctrica de Gorona del Viento con una potencia de aproximadamente 11 MW y 225 MWh de capacidad máxima de almacenamiento. Además, el estudio desarrollado en el apartado 3.1.4.3 demuestra que toda futura ampliación de la capacidad de almacenamiento en la isla mediante esta tecnología pasa por incrementar el tamaño de los embalses usados en este hidrobombeo o simplemente construir otros nuevos. No obstante, antes de valorar esa posibilidad se realizan las simulaciones para cada uno de los casos con el objetivo de identificar requerimientos. Se muestran los resultados en la siguiente tabla.

Potencia renovable y almacenamiento [Escenario 100% EERR] – El Hierro								
Sup	Pot. Eólica máx. a gestionar*	Pot. Fotov. Máx. a gestionar*	Incremento necesario Pot. Eólica	Incremento necesario Pot. Fotov.	Pot. almace.	Capacidad almace.	Inversión	Coste de explotación
	MW	MW	MW	MW	MW	MWh	M€	k€
1	6	40	0	0	11	60	7,2	105,9
2	11	3	0	0	11	150	18,0	126,9
3	10	5	0	0	11	60	7,2	118,8
4	11	3	0	0	11	150	18,0	126,9
5	10	2	3	1	11	300	36,0	167,0
6	10	3	3	1	11	300	36,0	171,8
7	10	3	3	1	11	300	36,0	170,8
8	9	7	0	0	11	350	42,0	55,8
9	3	13	0	0	11	315	37,8	194,9
10	9	7	0	0	11	310	37,2	55,8

\*Potencia estimada como la suma del vertido de SETs más la generación renovable extra (columnas "Incremento necesario") disponible en cada hora

Tabla 182 Potencia renovable y almacenamiento [Escenario 100% EERR] – El Hierro

En el caso extremo expuesto en la tabla anterior, habría que contar con una capacidad de almacenamiento a gran escala equivalente a 300 MWh. Teniendo en cuenta que ya se cuenta con 225 MW, el aumento máximo requerido según los supuestos de cálculo sería de 75 MWh. Ese incremento es fácilmente alcanzable aumentando la capacidad del depósito inferior (158.000 m<sup>3</sup>) de la central hidroeléctrica o mediante el uso de otro sistema de almacenamiento diferente como baterías electroquímicas.

Por tanto, en esta isla debería potenciarse 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. En caso contrario, habría que reforzar la capacidad de almacenamiento actual con las opciones mencionadas.

En El Hierro la potencia eólica instalada a 2019 era de 11,3 MW mientras que la fotovoltaica alcanzaba los 0,03 MW. Asimismo, según la relación de instalaciones desarrollada por la Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias y publicada en el visor geográfico de Grafcan, si se ejecutaran los proyectos en tramitación, se alcanzaría los 11,3 MW eólicos y 12 MW fotovoltaicos. Bajo los supuestos modelados, los incrementos de potencia eólica y fotovoltaica sólo se requerirían en caso de ser necesarios aumentos de la capacidad de almacenamiento hasta alcanzar los 300 MWh. En esos casos habría que aumentar la potencia eólica en 3 MW y la fotovoltaica en 1 MW.

En la siguiente tabla se muestra el resultado del balance energético obtenido en todos los supuestos de cálculo para la isla de El Hierro.

Balance energético y cobertura de demanda [Escenario 100% EERR] – El Hierro							
Sup	Demanda	EERR	Carga almace.	Descarga almace.	Generación convencional	Vertidos	Cobertura de demanda EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
1	13,00	84,76	1,24	1,25	0,00	71,42	100,0%
2	17,00	39,67	1,46	1,49	0,08	22,43	99,5%
3	17,00	39,52	1,37	1,40	0,14	22,44	99,2%
4	17,00	39,67	1,46	1,49	0,08	22,43	99,5%
5	18,00	37,15	1,90	1,96	0,17	18,82	99,1%

6	18,00	37,16	1,95	2,02	0,08	18,72	99,5%
7	18,00	37,16	1,94	2,01	0,10	18,74	99,5%
8	12,00	40,92	0,65	0,66	0,02	28,77	99,9%
9	12,00	31,00	2,27	2,29	0,01	18,55	99,9%
10	12,00	40,92	0,65	0,66	0,02	28,77	99,9%

Tabla 183 Balance energético y cobertura de demanda [Escenario 100% EERR] – El Hierro

### 3.3. Resumen de resultados y conclusiones extraídas del análisis

En esta sección del documento se presentan las principales conclusiones extraídas del análisis desarrollado a lo largo del estudio de diagnóstico del potencial de almacenamiento energético de Canarias.

Según el estudio realizado, actualmente el grado de implantación de sistemas de almacenamiento asociados a usuarios, distribuido en redes y a gran escala es ínfimo en comparación con el potencial de despliegue de esta tecnología. Esto se debe fundamentalmente a los altos costes que suponen la adquisición de estos sistemas y la falta de regulación específica para autorizar las instalaciones. En cualquier caso, estudios desarrollados por el IRENA y NREL auguran una reducción de los costes de las principales tecnologías de almacenamiento de hasta el 60% en 10 años y tanto la normativa Europea como la española (tras la aprobación del Real Decreto – Ley 23/2020) se están adaptando para introducir el almacenamiento como parte vital en la apuesta por las energías renovables y el cambio hacia un modelo energético sostenible y descarbonizado.

#### **Almacenamiento a nivel de usuario:**

Según los estudios desarrollados en la estrategia de autoconsumo de Canarias, a nivel de usuario existiría espacio sobre cubiertas de edificios para instalar hasta 11.233 MW. No obstante, optar por esta solución sin disponer de almacenamiento energético produciría una cantidad descomunal de vertidos a red y el grado de cobertura de demanda (**de las edificaciones**) mediante autoconsumo no sería superior al 50% en ninguna de las islas. Por todo ello, se consideró en dicha estrategia que la opción más adecuada sería la instalación de 1.271 MW de generación fotovoltaica en autoconsumo, lo que permitiría alcanzar una cobertura de demanda mediante energías renovables media del 36,6% para toda Canarias y evitando que los vertidos a red fueran superiores al 10% de la cantidad total de energía fotovoltaica producida al año.

De acuerdo con lo anterior, lograr mayores coberturas de demanda mediante energía renovable a nivel de usuario pasaría por el uso de sistemas de almacenamiento energético (normalmente baterías electroquímicas).

Según los análisis realizados, para alcanzar una cifra próxima al 100% (96,6% para ser exactos) habría que instalar 7.739 MW de potencia fotovoltaica y 5.783 MW / 5.572 MWh en almacenamiento energético lo que supondría ocupar el 72% de la superficie de cubierta total disponible y viable para la instalación de paneles fotovoltaicos y una inversión de 9.763,2 M€.

En ese caso, el ahorro anual conseguido en factura eléctrica de los usuarios ascendería a 239.426 k€/año para toda Canarias sólo teniéndose en cuenta el ahorro en término de energía. Bajo este escenario, las emisiones contaminantes evitadas ascenderían a 1.963 ktCO<sub>2</sub>/año lo que supondría en términos económicos unos 50 M€/año si se cuantifica esa mejora en términos económicos considerando unos derechos de emisión de 25 €/tCO<sub>2</sub>.

Se presentan en las siguientes tablas los resultados del escenario 100% en autoconsumo con almacenamiento por isla si bien a lo largo de la sección 3.2 ha sido expuesto los resultados por isla, municipio y sector para toda Canarias.

Potencia fotovoltaica + almacenamiento en autoconsumo instalable por isla [Supuestos 100%]						
Municipio	Área total sobre cubierta	PV máxima instalable	Potencia baterías	Capacidad baterías	Inversión requerida	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€/año
Lanzarote	7,223,671	711	376	361	1,605	25,643
Fuerteventura	5,265,224	518	334	323	1,240	18,499
Gran Canaria	28,640,383	2,820	2,073	2,003	7,212	120,875
Tenerife	32,577,316	3,208	2,634	2,539	8,913	123,544
La Gomera	855,583	84	74	70	259	3,027
La Palma	3,444,369	339	244	230	969	11,280
El Hierro	582,593	57	49	46	177	2,217
<b>Total</b>	<b>78,589,140</b>	<b>7,739</b>	<b>5,783</b>	<b>5,572</b>	<b>20,376</b>	<b>305,084.7</b>

Tabla 184 Potencia fotovoltaica + almacenamiento en autoconsumo instalable por isla [Supuestos 100%]

Balance energético insular de instalaciones en autoconsumo con almacenamiento [Supuestos 100%]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga baterías	Descarga de baterías	Red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Lanzarote	304.4	1146.1	105.7	77.7	89.6	903.3	98.8
Fuerteventura	218.8	876.7	74.9	55.3	65.8	704.0	95.9
Gran Canaria	1568.6	4432.8	382.0	334.3	579.8	3396.2	96.8
Tenerife	1452.4	4843.3	467.1	399.3	460.2	3783.3	98.2
La Gomera	30.5	138.1	16.3	12.4	5.0	108.8	96.2
La Palma	118.1	502.1	58.9	44.2	23.1	392.5	95.3
El Hierro	34.5	89.1	9.7	8.5	5.5	66.9	95.2
<b>Total</b>	<b>3727.3</b>	<b>12028.1</b>	<b>1114.6</b>	<b>931.7</b>	<b>1229.0</b>	<b>9355.0</b>	<b>96.6</b>

Tabla 185 Balance energético insular de instalaciones en autoconsumo con almacenamiento [Supuestos 100%]

Además del escenario 100% se ha desarrollado la estimación para un supuesto más conservador pero igualmente ambicioso en el que se plantea como objetivo que la cobertura de demanda energética de las edificaciones mediante autoconsumo se sitúe sobre el 80%. En este caso, la potencia fotovoltaica requerida se situaría en los 2.131 MW, siendo igualmente necesario 4.334 MW / 4.086 MWh en almacenamiento energético. La cobertura de demanda de las edificaciones media mediante energías renovables se situaría en el 79,9% para toda Canarias.

En esta situación, la inversión requerida se reduce considerablemente hasta los 8.180 M€ con un ahorro anual en facturas eléctricas de los usuarios de 253.234 k€/año. Las emisiones evitadas en este caso son inferiores a las del escenario 100%. Se sitúan en este caso en 1.620 ktCO<sub>2</sub>/año, estimándose el beneficio económico en 40,5 M€. Se presenta en las dos siguientes tablas un resumen por islas.

Potencia fotovoltaica + almacenamiento en autoconsumo instalable por isla [Supuestos 80%]						
Municipio	Área total sobre cubierta	PV máxima instalable	Potencia baterías	Capacidad baterías	Inversión requerida	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€/año
Lanzarote	2,055,788	202	284	275	614	21,816
Fuerteventura	1,525,603	150	231	216	471	15,833
Gran Canaria	7,929,762	781	1,551	1,463	2,897	100,656
Tenerife	8,962,814	883	2,003	1,872	3,671	101,939
La Gomera	195,735	19	47	44	92	2,371
La Palma	831,536	82	190	180	368	8,863
El Hierro	138,398	14	37	35	68	1,758

<b>Total</b>	<b>21,639,635</b>	<b>2,131</b>	<b>4,344</b>	<b>4,086</b>	<b>8,180</b>	<b>253,234.9</b>
--------------	-------------------	--------------	--------------	--------------	--------------	------------------

Tabla 186 Potencia fotovoltaica + almacenamiento en autoconsumo instalable por isla [Supuestos 80%]

Balance energético insular de instalaciones en autoconsumo con almacenamiento [Supuestos 80%]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga baterías	Descarga de baterías	Red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Lanzarote	304.4	327.7	67.2	58.6	121.9	136.5	78.4
Fuerteventura	218.8	257.3	44.8	39.0	88.2	121.0	80.1
Gran Canaria	1568.6	1214.0	229.0	224.9	750.2	391.4	80.7
Tenerife	1452.4	1326.1	267.5	261.4	642.2	509.8	80.2
La Gomera	30.5	32.4	8.5	7.4	10.5	11.4	80.1
La Palma	118.1	121.8	33.2	28.7	43.5	42.7	78.4
El Hierro	34.5	31.7	6.2	5.4	9.4	5.8	81.1
<b>Total</b>	<b>3727.3</b>	<b>3310.9</b>	<b>656.5</b>	<b>625.5</b>	<b>1665.8</b>	<b>1218.5</b>	<b>79.9</b>

Tabla 187 Balance energético insular de instalaciones en autoconsumo con almacenamiento [Supuestos 80%]

En este estudio también se modeló una situación por la cual la prioridad sería reducir el nivel de energía renovable vertida a red estableciéndose un límite del 10% de la generación fotovoltaica producida en términos anuales. Este límite se considera aceptable porque supondría que las instalaciones de autoconsumo se diseñan explícitamente para el autoconsumo y no para fomentar el vertido a red.

Este supuesto genera resultados semejantes a los obtenidos con el criterio de cobertura de demanda al 80%. Se obtiene que el grado de autoconsumo sería del 76,2% y sería necesario instalar 1.587 MW fotovoltaicos y 4.777 MW / 4.533 MWh en almacenamiento energético para alcanzar ese nivel de autosuficiencia. La inversión requerida en este caso es mayor, situándose en 8.204 M€ con un ahorro de 231.186 k€/año. Estos resultados son lógicos dado que la limitación mencionada hace que deba incrementar la capacidad de almacenamiento y reducir la potencia fotovoltaica instalada para que los vertidos sean menores.

Las emisiones evitadas en este Supuesto serían de 1.474 ktCO<sub>2</sub>/año con un beneficio económico asociado de 36,8 M€. Se muestran en las siguientes tablas los resúmenes de resultados por isla como para los casos anteriores.

Potencia fotovoltaica + almacenamiento en autoconsumo instalable por isla [Supuestos limitación excedentes]						
Municipio	Área total sobre cubierta	PV máxima instalable	Potencia baterías	Capacidad baterías	Inversión requerida	Ahorro
	m <sup>2</sup>	MW	MW	MWh	M€	k€/año
Lanzarote	1,249,785	123	257	246	497	18,949
Fuerteventura	910,463	90	277	263	465	14,088
Gran Canaria	6,377,467	628	1,688	1,602	2,940	93,215
Tenerife	6,703,323	660	2,296	2,175	3,820	92,812
La Gomera	157,352	15	53	50	95	2,301
La Palma	602,075	59	172	163	323	8,170
El Hierro	117,196	12	34	33	63	1,652
<b>Total</b>	<b>16,117,662</b>	<b>1,587</b>	<b>4,777</b>	<b>4,533</b>	<b>8,204</b>	<b>231,186.8</b>

Tabla 188 Potencia fotovoltaica + almacenamiento en autoconsumo instalable por isla [Supuesto limitación]

Balance energético insular de instalaciones en autoconsumo con almacenamiento [Supuestos limitación excedentes]							
Municipio	Demanda	Energía fotovoltaica	Carga baterías	Descarga de	Red	Vertidos	Cobertura EERR

				baterías			%
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año		
Lanzarote	304.4	197.3	51.1	45.1	146.0	33.0	73.0
Fuerteventura	218.8	149.2	39.8	34.7	102.9	28.3	76.9
Gran Canaria	1568.6	937.5	205.5	204.4	812.8	180.6	78.4
Tenerife	1452.4	923.7	248.4	248.1	719.1	190.1	75.6
La Gomera	30.5	25.3	9.2	8.0	11.1	4.7	77.9
La Palma	118.1	87.2	30.4	26.7	49.3	14.7	74.7
El Hierro	34.5	28.0	5.9	5.2	10.3	3.0	76.9
<b>Total</b>	<b>3727.3</b>	<b>2348.2</b>	<b>590.4</b>	<b>572.4</b>	<b>1851.6</b>	<b>454.5</b>	<b>76.2</b>

Tabla 189 Balance energético insular de instalaciones en autoconsumo con almacenamiento [Supuesto limitación]

Para las tres situaciones, si se hiciera un análisis económico considerando como beneficios los ahorros en factura eléctrica y el ahorro por emisiones evitadas, **se comprueba que el TIR sería del -3% para el escenario de 100%, del 2% para el escenario del 80% y del 1% para el escenario de limitación de vertidos.** En este estudio se considera una vida útil de las instalaciones de autoconsumo con almacenamiento de 25 años forzando el cambio de los sistemas de almacenamiento en el año 13. En dicho reacondicionamiento de las instalaciones, se considera que el coste de las baterías sería un 10% inferior del existente al inicio del proyecto.

Debe tenerse en cuenta que los precios de venta de la energía en Canarias no están acoplados con los costes reales de generación. Usando como referencia los datos publicados en el servicio web E-SIOS del operador del sistema, para el año 2019, el precio medio de la demanda se situó en 25 €/MWh, mientras que el coste medio de la generación varió entre 137,98 €/MWh (Gran Canaria) y 245,59 €/MWh (La Gomera). Adicionalmente, se prevé un aumento de los precios de combustible que tendría un impacto directo en el aumento de los costes de generación tal como se refleja en las variaciones históricas producidas durante los últimos 20 años. Por todo ello, el impacto a nivel de sistema eléctrico sería considerablemente más halagüeñas que las proyectadas con el estudio económico inicial proyectado en el apartado anterior.

Todo parece indicar que la opción ideal para almacenamiento a nivel de usuario sería la modelada con el Supuesto del 80% de cobertura de demanda en edificación mediante energías renovables. No obstante, esto es sólo una lectura parcial. Para la correcta interpretación de los resultados es necesario tener en cuenta el aporte del resto de sistemas de almacenamiento que pudieran ser instalados en las islas. El supuesto ideal sería aquel donde se logra la máxima cobertura de demanda del sistema eléctrico en su conjunto al menor coste considerando almacenamiento a nivel de usuario, distribuido en redes y a gran escala.

**Almacenamiento distribuido (Utility-Scale Energy Storage):**

Continuando con el análisis se valora el aporte conseguido con los sistemas de almacenamiento distribuidos en la red eléctrica y que estarían asociados a generación o incluso como figura independiente a través del Storer o almacenista de energía. Siguiendo el esquema trazado en la introducción del apartado 3, los distintos escenarios de grado de introducción de sistemas de almacenamiento a distintas escalas se ordenan en 10 Supuestos diferenciados. A nivel de escala de usuario, los Supuestos 2 y 4 hacen referencia a escenarios del 100%, los Supuestos 5 y 7 se refieren a escenarios del 80% y los Supuestos 8 y 10 proyectan

alternativas de limitación de vertidos al 10% de la producción anual. Cada una de las 3 alternativas de almacenamiento a nivel de usuario se divide en dos supuestos por su interacción con el almacenamiento en red. De esta forma, los Supuestos 2, 5 y 8 plantean casos en los que se aspira a alcanzar el 100% de la demanda en edificación a nivel de subestaciones mientras que los Supuestos 4, 7 y 10 proponen coberturas del 80% en el mismo nudo de red.

Es importante resaltar que **los sistemas de almacenamiento en subestaciones se diseñan para cubrir únicamente aquella parte de la demanda de la edificación que no es posible satisfacer con los sistemas de autoconsumo**. Esta parte de la energía se nombró como “Consumo de red” en las tablas autoconsumo a nivel de usuario. De la misma forma, se consideran los vertidos de las distintas instalaciones de autoconsumo, por lo que parte de esa energía requerida por otros edificios puede ser satisfecha por excedentes producidos aguas debajo de la subestación. A esta escala también se consideró en este estudio el aporte de otros parques eólicos y plantas fotovoltaicas. Por último, si incluso considerándose todos estos aportes energéticos no fuera suficiente cubrir la demanda eléctrica total de la subestación, se demandaría energía de otras partes de la isla, aspecto que se gestionaría a nivel de sistema eléctrico con el almacenamiento a gran escala.

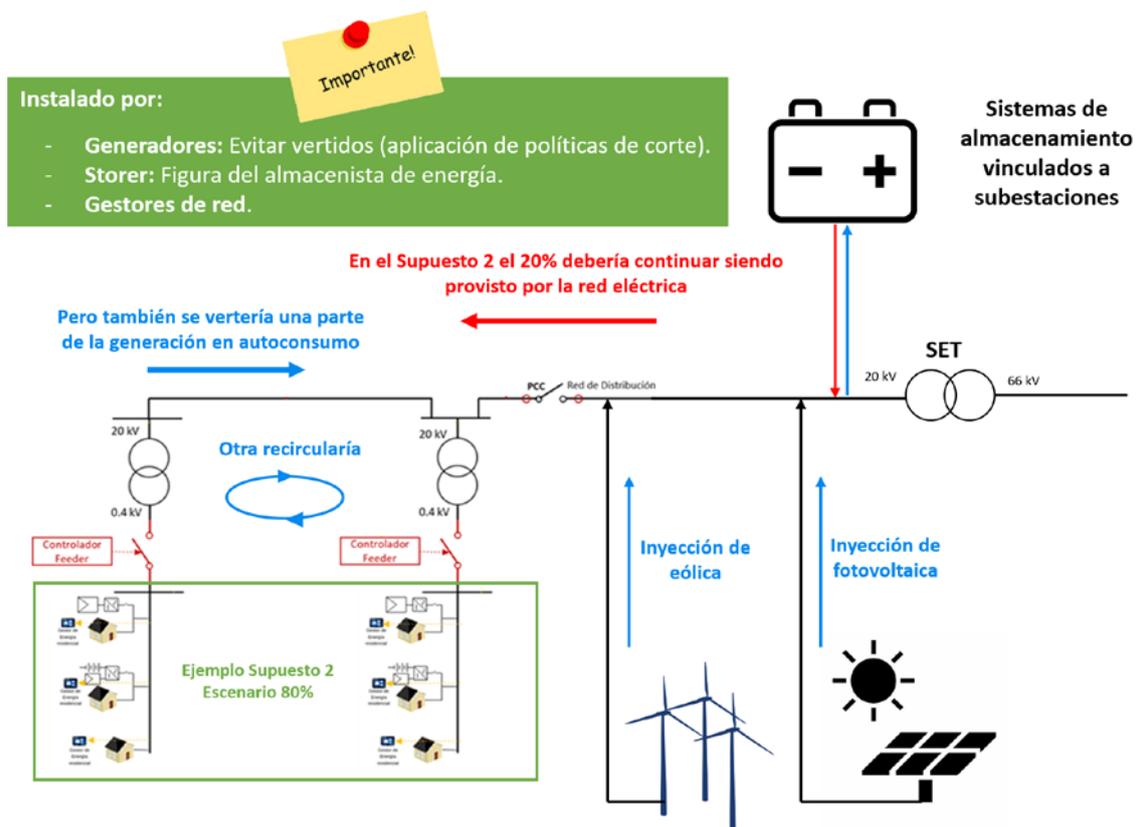


Figura 59 Almacenamiento a nivel de redes eléctricas

Una de las principales conclusiones extraídas de este análisis es que no siempre es posible llegar a los escenarios mencionados de autosuficiencia energética porque aunque se aumente de manera excesiva las capacidades de almacenamiento, no en todas las subestaciones hay parques eólicos ni plantas fotovoltaicas conectadas con las que poder realizar la gestión

energética. Esto motiva la inclusión de sistemas de almacenamiento a gran escala con los que conseguir una gestión coordinada de todo el sistema eléctrico en su conjunto.

Para los supuestos 2, 5 y 7 se producía una demanda eléctrica de red de entre 1.665 – 2.350 GWh/año no siendo posible cubrir esta cantidad de energía con los sistemas de autoconsumo. Al introducir sistemas de almacenamiento distribuidos se logra que entre el 67% y el 88% de esa energía pueda ser aportada por fuentes renovables. Para hacer eso posible, es necesario invertir entre 281 – 622 M€ con un beneficio anual de entre 5.721 – 47.368 k€/año. Se presenta una síntesis de los resultados por islas para los tres supuestos donde se intentaba cubrir el 100% de la demanda de la edificación.

Potencia renovable y almacenamiento instalada por subestación [Supuesto 2,5,8 – Escenario 100% EERR]							
Supuesto 2							
Municipio	Pot. Eólica	Pot. PV	Pot. Autoconsumo	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	MW	MW	MW	MW	MWh	M€	k€
Lanzarote	86.8	10.4	284.3	177.9	177.9	59.6	3521.1
Fuerteventura	202.5	14.5	150.2	202.1	200.0	67.0	3480.8
Gran Canaria	533.3	45.2	780.9	298.8	293.1	98.2	11954.7
Tenerife	477.3	123.1	882.6	1076.1	1071.6	359.0	26807.9
La Gomera	13.9	0.1	19.3	10.0	19.9	6.7	112.4
La Palma	21.2	5.4	81.9	86.4	85.9	28.8	1446.6
El Hierro	11.5	0.1	13.6	10.2	9.9	3.3	45.0
<b>Total</b>	<b>1346.55</b>	<b>198.74</b>	<b>2212.75</b>	<b>1861.5</b>	<b>1858</b>	<b>622.56</b>	<b>47368.45</b>
Supuesto 5							
Municipio	Pot. Eólica	Pot. PV	Pot. Autoconsumo	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	MW	MW	MW	MW	MWh	M€	k€
Lanzarote	86.8	10.4	123.1	179.9	178.5	59.8	630.3
Fuerteventura	202.5	14.5	89.7	134.7	132.7	44.5	1028.9
Gran Canaria	533.3	45.2	628.0	164.1	155.2	52.0	823.6
Tenerife	477.3	123.1	660.1	278.3	267.6	89.7	3648.0
La Gomera	13.9	0.1	15.5	10.0	40.0	13.4	133.0
La Palma	21.2	5.4	59.3	52.7	52.0	17.4	387.7
El Hierro	11.5	0.1	11.5	10.2	19.9	6.7	65.9
<b>Total</b>	<b>1346.55</b>	<b>198.74</b>	<b>1587.16</b>	<b>829.9</b>	<b>846</b>	<b>283.39</b>	<b>6717.29</b>
Supuesto 8							
Municipio	Pot. Eólica	Pot. PV	Pot. Autoconsumo	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	MW	MW	MW	MW	MWh	M€	k€
Lanzarote	86.8	10.4	90.4	179.9	178.5	59.8	835.6
Fuerteventura	202.5	14.5	64.1	78.3	76.9	25.8	466.8
Gran Canaria	533.3	45.2	464.4	190.8	181.0	60.6	912.1
Tenerife	477.3	123.1	423.6	230.8	219.9	73.7	2737.9
La Gomera	13.9	0.1	8.2	10.0	40.0	13.4	231.3
La Palma	21.2	5.4	32.7	45.0	44.1	14.8	233.3
El Hierro	11.5	0.1	11.0	10.2	30.0	33.5	304.8
<b>Total</b>	<b>1346.55</b>	<b>198.74</b>	<b>1094.40</b>	<b>745.0</b>	<b>770</b>	<b>281.52</b>	<b>5721.80</b>

Tabla 190 Potencia renovable y almacenamiento instalado por subestación [Supuestos 2,5 y 8]

Balance energético por subestación [Supuestos 2,5,8 – Escenario 100% EERR]							
Supuesto 2							
Municipio	Demanda	Energía renovable	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%

Municipio	Demanda	Energía renovable	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Lanzarote	121.9	443.6	21.9	22.0	10.3	332.2	91.2
Fuerteventura	88.2	639.9	21.6	21.8	6.2	558.0	92.6
Gran Canaria	750.2	2273.2	75.1	74.7	329.5	1852.1	60.8
Tenerife	642.2	2336.9	167.4	167.9	224.1	1919.0	78.4
La Gomera	10.5	42.9	0.7	0.7	0.0	32.4	99.8
La Palma	43.5	116.4	9.0	9.0	2.4	75.3	95.0
El Hierro	9.4	41.8	0.3	0.3	0.1	32.5	99.3
<b>Total</b>	<b>1665.82</b>	<b>5894.68</b>	<b>296.05</b>	<b>296.45</b>	<b>572.61</b>	<b>4801.47</b>	<b>88.14%</b>
Supuesto 5							
Municipio	Demanda	Energía renovable	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Lanzarote	146.0	344.8	3.9	3.9	50.7	249.5	60.4
Fuerteventura	102.9	553.1	6.4	6.4	33.2	483.4	70.7
Gran Canaria	812.8	2081.8	5.4	5.1	502.6	1771.4	46.3
Tenerife	719.1	2051.8	23.0	23.0	487.5	1820.1	47.6
La Gomera	11.1	36.3	0.8	0.8	0.1	25.3	99.1
La Palma	49.3	90.4	2.5	2.4	12.2	53.3	78.5
El Hierro	10.3	39.2	0.4	0.4	0.1	29.1	99.1
<b>Total</b>	<b>1851.56</b>	<b>5197.53</b>	<b>42.35</b>	<b>42.22</b>	<b>1086.43</b>	<b>4432.03</b>	<b>71.68%</b>
Supuesto 8							
Municipio	Demanda	Energía renovable	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Lanzarote	188.8	350.0	5.2	5.2	67.3	228.6	57.6
Fuerteventura	131.0	557.0	3.0	2.9	51.5	477.3	67.2
Gran Canaria	973.0	2103.9	5.9	5.7	604.3	1735.1	44.8
Tenerife	940.6	2033.9	17.2	17.5	701.1	1794.3	41.8
La Gomera	18.8	34.9	1.4	1.4	1.3	17.5	92.8
La Palma	76.9	87.3	1.6	1.5	27.3	37.5	68.9
El Hierro	21.4	39.2	1.8	1.9	1.1	18.9	95.0
<b>Total</b>	<b>2350.42</b>	<b>5206.25</b>	<b>36.11</b>	<b>36.16</b>	<b>1453.79</b>	<b>4309.20</b>	<b>66.87%</b>

Tabla 191 Balance energético por subestación [Supuestos 2,5 y 8]

Para los supuestos 4, 7 y 10 se producía una demanda eléctrica de red de entre 1.665 – 2.350 GWh/año (como en los casos anteriores) no siendo posible cubrir esta cantidad de energía con los sistemas de autoconsumo instalados a nivel de usuario. Al introducir sistemas de almacenamiento distribuidos se logra que entre el 64 y el 82% de esa energía pueda ser cubierta con energías renovables. Para hacer eso posible, es necesario invertir entre 104 – 421 M€ con un beneficio anual de entre 2.974 – 23.833 k€/año. Se presenta una síntesis de los resultados por islas para los tres supuestos donde se intentaba cubrir el 80%.

Potencia renovable y almacenamiento instalada por subestación [Supuesto 4,7 10 – Escenario 80% EERR]							
Supuesto 4							
Municipio	Pot. Eólica	Pot. PV	Pot. Autoconsumo	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	MW	MW	MW	MW	MWh	M€	k€
Lanzarote	86.8	10.4	284.3	117.2	136.4	45.7	2599.6
Fuerteventura	202.5	14.5	150.2	98.3	96.8	32.4	2835.7
Gran Canaria	533.3	45.2	780.9	145.2	137.4	46.0	619.3
Tenerife	477.3	123.1	882.6	867.9	860.6	288.3	16914.9
La Gomera	13.9	0.1	19.3	2.5	2.1	0.7	27.4
La Palma	21.2	5.4	81.9	25.0	24.1	8.1	820.9
El Hierro	11.5	0.1	13.6	2.5	2.1	0.7	15.6
<b>Total</b>	<b>1346.55</b>	<b>198.74</b>	<b>2212.75</b>	<b>1258.6</b>	<b>1259</b>	<b>421.91</b>	<b>23833.33</b>

Supuesto 7							
Municipio	Pot. Eólica	Pot. PV	Pot. Autoconsumo	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	MW	MW	MW	MW	MWh	M€	k€
Lanzarote	86.8	10.4	123.1	177.9	18.6	6.2	179.5
Fuerteventura	202.5	14.5	89.7	112.1	92.6	31.0	611.9
Gran Canaria	533.3	45.2	628.0	95.1	65.6	22.0	168.7
Tenerife	477.3	123.1	660.1	314.1	140.0	46.9	2727.6
La Gomera	13.9	0.1	89.7	5.0	5.0	0.7	29.1
La Palma	21.2	5.4	59.3	86.4	8.3	2.8	164.4
El Hierro	11.5	0.1	89.7	10.2	2.1	0.7	18.4
<b>Total</b>	<b>1346.55</b>	<b>198.74</b>	<b>1739.44</b>	<b>800.9</b>	<b>332</b>	<b>110.25</b>	<b>3899.69</b>

Supuesto 10							
Municipio	Pot. Eólica	Pot. PV	Pot. Autoconsumo	Pot. Batería	Cap. Batería	Inversión	Ahorro
	MW	MW	MW	MW	MWh	M€	k€
Lanzarote	86.8	10.4	90.4	177.9	56.5	18.9	863.2
Fuerteventura	202.5	14.5	64.1	112.1	74.4	24.9	272.2
Gran Canaria	533.3	45.2	464.4	119.0	69.6	23.3	216.0
Tenerife	477.3	123.1	423.6	160.6	102.2	34.2	1418.4
La Gomera	13.9	0.1	8.2	4.0	4.0	0.7	43.0
La Palma	21.2	5.4	32.7	86.4	6.2	2.1	125.2
El Hierro	11.5	0.1	11.0	10.2	2.1	0.7	36.6
<b>Total</b>	<b>86.78</b>	<b>198.74</b>	<b>1094.40</b>	<b>670.3</b>	<b>315</b>	<b>104.87</b>	<b>2974.67</b>

Tabla 192 Potencia renovable y almacenamiento instalado por subestación [Supuestos 4,7 y 10]

Balance energético por subestación [Supuestos 4,7 y 10 – Escenario 80% EERR]							
Supuesto 4							
Municipio	Demanda	Energía renovable	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Lanzarote	121.9	439.0	16.4	16.2	17.8	334.8	83.4
Fuerteventura	88.2	626.3	17.0	17.7	15.8	554.6	85.7
Gran Canaria	750.2	2272.2	64.1	64.0	340.8	1862.7	59.8
Tenerife	642.2	2331.9	107.8	105.7	285.0	1972.6	66.2
La Gomera	10.5	42.8	0.2	0.2	0.4	32.6	95.5
La Palma	43.5	116.8	5.2	5.1	5.5	78.8	88.7
El Hierro	9.4	41.7	0.1	0.1	0.2	32.5	97.6
<b>Total</b>	<b>1665.82</b>	<b>5870.66</b>	<b>210.80</b>	<b>209.10</b>	<b>665.53</b>	<b>4868.68</b>	<b>82.41%</b>

Supuesto 7							
Municipio	Demanda	Energía renovable	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Lanzarote	146.0	346.2	1.2	1.1	52.7	252.9	59.6
Fuerteventura	102.9	553.1	3.9	3.8	35.5	485.6	69.4
Gran Canaria	812.8	2072.3	6.5	6.6	506.5	1766.1	45.2
Tenerife	719.1	2052.6	17.8	17.0	492.2	1825.1	45.6
La Gomera	11.1	36.4	0.2	0.2	0.6	25.8	94.8
La Palma	49.3	90.4	1.1	1.0	13.3	54.3	76.6
El Hierro	10.3	39.0	0.1	0.1	0.3	29.1	96.8
<b>Total</b>	<b>1851.56</b>	<b>5190.20</b>	<b>30.84</b>	<b>29.92</b>	<b>1101.06</b>	<b>4438.78</b>	<b>69.72%</b>

Supuesto 10							
Municipio	Demanda	Energía renovable	Carga de baterías	Descarga de baterías	Consumo de red	Vertidos	Cobertura EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
Lanzarote	188.8	343.0	5.1	5.4	71.8	226.2	56.0

<b>Fuerteventura</b>	131.0	557.0	1.9	1.7	52.4	478.1	66.4
<b>Gran Canaria</b>	973.0	2103.4	3.7	3.4	606.2	1736.4	44.3
<b>Tenerife</b>	940.6	2034.8	9.1	8.9	708.0	1802.1	40.2
<b>La Gomera</b>	18.8	35.1	0.3	0.3	2.2	18.5	88.2
<b>La Palma</b>	76.9	87.3	0.9	0.8	27.8	38.0	67.7
<b>El Hierro</b>	21.4	40.3	0.3	0.2	2.2	21.1	89.8
<b>Total</b>	<b>2350.42</b>	<b>5201.01</b>	<b>21.30</b>	<b>20.66</b>	<b>1470.63</b>	<b>4320.58</b>	<b>64.66%</b>

Tabla 193 Balance energético por subestación [Supuestos 4, 7 y 10]

### Almacenamiento a gran escala:

Conviene reiterar que la demanda cubierta con los sistemas de autoconsumo apoyados con almacenamiento a nivel de usuario y almacenamiento distribuidos en redes se ha destinado a cubrir la demanda propiamente dicha de las edificaciones. Esto se debe a que a nivel de la estrategia sí era viable el dimensionamiento de las instalaciones si éstas están asociadas a una ubicación específica, usándose datos catastrales como medio para determinar la ubicación de las instalaciones y posteriormente permitir la agregación por nodos de red de transporte. En este sentido, con la aportación conjunta de los sistemas de almacenamiento a nivel de usuario y distribuidos en redes, **se alcanzan los siguientes niveles de cobertura de demanda en edificación para los distintos supuestos en el total de Canarias.**

Porcentajes de cobertura de demanda en edificación por supuestos								
Supuesto	Lanzarote	Fuerteventura	Gran Canaria	Tenerife	La Gomera	La Palma	El Hierro	Canarias
	%	%	%	%	%	%	%	%
<b>Supuesto 1</b>	98,8%	95,9%	96,8%	98,2%	96,2%	95,3%	95,2%	<b>96,6%</b>
<b>Supuesto 2</b>	97,6%	98,0%	85,8%	89,3%	100,0%	98,5%	99,8%	<b>95,6%</b>
<b>Supuesto 3</b>	98,8%	95,9%	96,8%	98,2%	96,2%	95,3%	95,2%	<b>96,6%</b>
<b>Supuesto 4</b>	95,8%	94,9%	85,3%	86,4%	98,9%	96,6%	99,5%	<b>93,9%</b>
<b>Supuesto 5</b>	88,8%	89,7%	78,9%	77,5%	99,8%	92,7%	99,8%	<b>89,6%</b>
<b>Supuesto 6</b>	98,8%	95,9%	96,8%	98,2%	96,2%	95,3%	95,2%	<b>96,6%</b>
<b>Supuesto 7</b>	88,3%	89,0%	78,7%	77,3%	98,6%	92,1%	99,3%	<b>89,0%</b>
<b>Supuesto 8</b>	86,4%	85,3%	76,2%	70,7%	97,3%	86,0%	98,1%	<b>85,7%</b>
<b>Supuesto 9</b>	98,8%	95,9%	96,8%	98,2%	96,2%	95,3%	95,2%	<b>96,6%</b>
<b>Supuesto 10</b>	85,4%	85,0%	76,1%	70,4%	95,5%	85,8%	96,1%	<b>84,9%</b>

Tabla 194 Balance energético conjunto de sistemas de almacenamiento a nivel de usuario y en redes eléctricas

Como ha sido argumentado a lo largo del diagnóstico, existe otra porción de la demanda que no ha sido posible localizar geográficamente. Esa parte de la energía se atendería como almacenamiento a gran escala. Sirva como ejemplo las infraestructuras portuarias o las industrias que poseen maquinarias fuera de lo común y donde el método de estimación de la demanda en función de ratios de superficie no lograra cuantificarlo de manera correcta.

El almacenamiento energético a gran escala tendría por tanto un doble cometido. Por un lado aportaría la cantidad de energía restante hasta alcanzar el 100% de la demanda energética en las edificaciones (coberturas de entre el 3,4% y el 15,1% conforme a la tabla anterior). Por el otro, se atendería a aquellas demandas eléctricas no localizadas geográficamente en el marco de esta estrategia.

Para todas las islas del archipiélago canario se desarrolló un análisis de las capacidades disponibles en almacenamiento a gran escala mediante centrales de bombeo reversible como principal alternativa dada la madurez de esta tecnología y los relativamente bajos costes de

inversión en comparación con otras alternativas tecnológicas. De este estudio se concluye que el potencial es muy variable según islas:

- **Gran Canaria:** Existen varias opciones de almacenamiento a gran escala en la isla. Se detectaron un total de 13 alternativas (contando con Chira – Soria) siendo las opciones de mayor potencial Chira – Soria (3.200 MWh), Curva de las Niñas – Soria (3.156 MWh), El Parralillo – Siberio (699 MWh) y el Parralillo – El Caidero de las Niñas (622 MWh).
- **Tenerife:** Las alternativas más prometedoras son El Tanque – Sibora con una capacidad de 2.460 MWh y la opción 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 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 540 MWh, el Embalse Montaña de Taco – Sibora con 452 MWh, Aguamansa - Charca de Ascanio con 220 MWh y Trevejos – Del Ancón con 200 MWh. En cualquier caso, la viabilidad técnica estaría condicionada a que se desarrollen estudios específicos.
- **La Palma:** Con las presas y embalses actualmente disponibles, existirían hasta 5 alternativas de almacenamiento a gran escala con capacidad superior a los 100 MWh. La de mayor interés sería la opción de Gánico – Vicario con 516 MWh, seguido de Laguna de Barlovento – Adeyahaman con 278 MWh y Tamanca – La Caldereta con 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 m<sup>3</sup> 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 m<sup>3</sup>.
- **La Gomera:** La alternativa de mayor interés sería Quebradón – La Encantadora, siendo suficiente para satisfacer las necesidades de las diez alternativas propuestas en términos de almacenamiento a gran escala. No obstante, la isla se interconectaría con Tenerife y la demanda de esta isla no supone un problema en comparación con la magnitud del sistema eléctrico insular de Tenerife. Por consiguiente, sería viable que no se apueste por el almacenamiento a gran escala y que sólo se potencie el almacenamiento a nivel de usuario y en redes acudiéndose a la interconexión eléctrica con Tenerife para cubrir la parte restante que no sea capaz de gestionarse internamente en la isla de La Gomera.
- **Lanzarote y Fuerteventura:** No se considera viable la instalación de centrales de hidrobombeo ya no tanto por la no existencia de embalses o presas acondicionadas sino más bien porque no existen diferencias de cotas interesantes 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.
- **El Hierro:** En esta isla debería potenciarse 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. En caso contrario, habría que reforzar la capacidad de almacenamiento actual con el aumento de la capacidad del depósito inferior de la central hidroeléctrica de El Hierro o únicamente promover el uso de otro sistema de almacenamiento diferente como baterías electroquímicas.

Se presenta en la siguiente tabla el total para Canarias de la potencia renovable y de almacenamiento energético a gran escala requerida para alcanzar la cobertura de demanda del sistema eléctrico del 100% para cada uno de los supuestos.

Potencia renovable y almacenamiento [Escenario 100% EERR] – Canarias								
Sup	Pot. Eólica máx. a gestionar*	Pot. Fotov. Máx. a gestionar*	Incremento necesario Pot. Eólica	Incremento necesario Pot. Fotov.	Pot. almace.	Capacidad almace.	Inversión	Coste de explotación
	MW	MW	MW	MW	MW	MWh	M€	k€
1	5.818	5.652	5.812	156	<b>835</b>	<b>13.740</b>	1.648,8	29.145,0
2	4.584	2.254	2.711	183	<b>818</b>	<b>13.080</b>	1.569,6	23.605,4
3	4.433	1.494	4.423	256	<b>901</b>	<b>14.381</b>	1.725,7	33.990,9
4	4.589	2.280	2.696	182	<b>867</b>	<b>13.755</b>	1.650,6	24.550,5
5	4.680	2.073	2.670	203	<b>713</b>	<b>11.140</b>	1.336,8	26.179,7
6	4.463	1.107	4.456	395	<b>996</b>	<b>15.770</b>	1.892,4	34.506,8
7	4.677	2.080	2.669	203	<b>717</b>	<b>11.480</b>	1.377,6	26.834,0
8	4.778	1.877	2.543	216	<b>679</b>	<b>15.960</b>	1.915,2	27.269,9
9	4.106	2.238	4.103	195	<b>852</b>	<b>16.199</b>	1.943,9	27.690,0
10	4.779	1.879	2.541	216	<b>680</b>	<b>16.065</b>	1.927,8	27.406,3

\*Potencia estimada como la suma del vertido de SETs más la generación renovable extra (columnas "Incremento necesario") disponible en cada hora

Tabla 195 Potencia renovable y almacenamiento [Escenario 100% EERR] – Canarias

También se presenta a continuación el balance energético para cada supuesto.

Balance energético y cobertura de demanda [Escenario 100% EERR] – Canarias							
Sup	Demanda	EERR	Carga almace.	Descarga almace.	Generación convencional	Vertidos	Cobertura de demanda EERR
	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	GWh/año	%
1	5.524	30.358	341	343	6	24.395	<b>100,00%</b>
2	4.876	19.717	271	278	16	14.702	<b>100,00%</b>
3	5.961	17.826	394	400	67	11.801	<b>99,99%</b>
4	4.971	19.789	283	289	15	14.673	<b>100,00%</b>
5	5.391	19.743	300	308	31	14.148	<b>99,99%</b>
6	6.147	17.203	387	406	99	11.051	<b>99,98%</b>
7	5.404	19.750	307	316	31	14.138	<b>99,99%</b>
8	5.752	19.697	315	321	48	13.766	<b>99,99%</b>
9	4.809	18.169	318	326	17	13.211	<b>100,00%</b>
10	5.768	19.707	317	322	49	13.758	<b>99,99%</b>

Tabla 196 Balance energético y cobertura de demanda [Escenario 100% EERR] – Canarias

Los datos desglosados por islas se presentan en los análisis realizados para cada isla del archipiélago en apartados anteriores.

### Conclusiones del diagnóstico:

En esta estrategia se han considerado distintos supuestos en relación a qué tipo de almacenamiento (a nivel de usuario, distribuidos o a gran escala) se prioriza frente a los otros. A modo de repaso, el cuadro mostrado a continuación refleja la política seguida en cada caso.

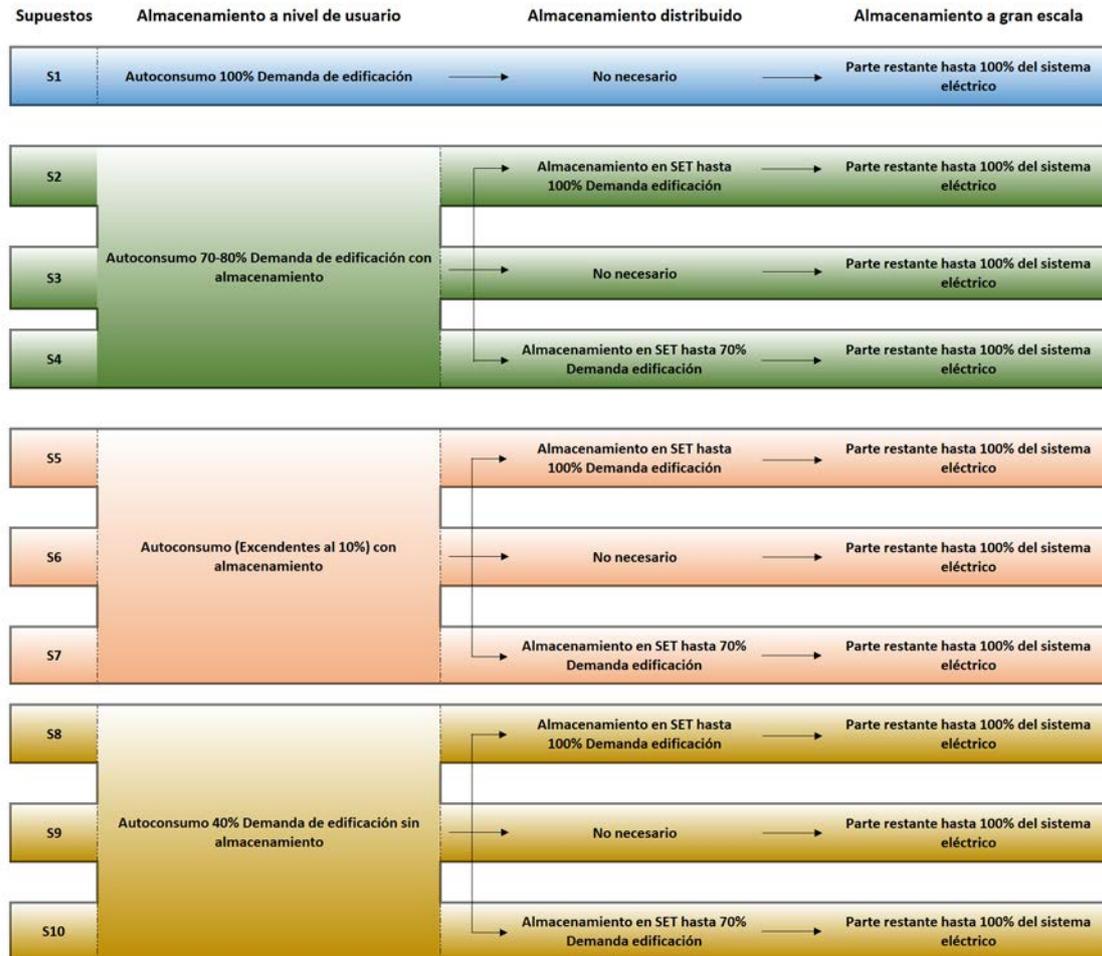


Figura 60 Escenarios de la Estrategia de almacenamiento energético

Los resultados obtenidos a lo largo del apartado 3.2 para cada isla y supuesto han sido compilados en la tabla expuesta a continuación. Se presenta en esta tabla la potencia eólica, fotovoltaica y fotovoltaica en autoconsumo requerida en cada caso. También se muestran las capacidades totales de almacenamiento necesarias a nivel de usuario, distribuidos y a gran escala para cada supuesto. Además, conforme a esos requerimientos se estima la inversión total, el ahorro por parte del usuario debido a la apuesta por el autoconsumo, los costes incurridos en la gestión del almacenamiento en redes y a gran escala y la cobertura de demanda mediante energías renovables finalmente obtenida.

Para acabar se presenta el TIR de cada supuesto asumiendo una vida útil de 25% y que el caso de baterías químicas se requiere el cambio de baterías en el año 12. En este estudio económico inicial se considera como ingreso el ahorro por parte del usuario en la factura eléctrica, la reducción del coste de explotación gracias a la gestión del almacenamiento energético (sólo la parte relativa al almacenamiento) y el beneficio medioambiental originado por la reducción de emisiones contaminantes (debido a almacenamiento) y contabilizando unos derechos de emisión de 25 €/tCO<sub>2</sub>.

Resumen de resultados del diagnóstico por isla y supuesto											
Lanzarote											
Sup.	Pot. Eólica	Pot. PV	Pot. Autoc.	Cap. Nivel Usuario	Cap. Nivel Redes	Cap. Gran Escala	CAPEX	Ahorro usuario autoc.	OPEX S.E	Cobertura EERR en S.E	TIR
	MW	MW	MW	MWh	MWh	MWh	M€	k€/año	k€/año	%	%
S1	286,8	21,5	711,0	360,6	0,0	2.400	1.893,0	25.642,8	7.055	100,0%	-3,3%
S2	264,1	23,3	284,3	275,4	177,9	1.800	889,2	21.815,5	8.273	99,1%	1,5%
S3	336,8	36,8	202,0	275,4	0,0	2.800	949,6	21.815,5	6.204	99,1%	0,5%
S4	264,0	23,3	284,3	275,4	136,4	2.000	899,3	21.815,5	7.575	99,2%	1,2%
S5	297,3	35,3	123,1	246,3	178,5	1.400	725,2	18.949,0	4.686	99,5%	1,4%
S6	336,8	69,5	123,0	246,3	0,0	2.100	749,5	18.949,0	5.987	97,1%	1,5%
S7	296,9	35,1	123,3	246,3	18,6	1.400	671,7	18.949,0	4.258	99,5%	1,9%
S8	295,0	38,3	90,4	0,0	178,5	2.500	359,8	13.953,9	5.045	99,2%	6,0%
S9	336,8	32,7	90,0	0,0	0,0	2.700	324,0	13.953,9	4.449	99,5%	6,8%
S10	295,3	38,4	90,4	0,0	56,5	2.650	336,9	13.953,9	5.142	99,1%	6,7%
Fuerteventura											
Sup.	Pot. Eólica	Pot. PV	Pot. Autoc.	Cap. Nivel Usuario	Cap. Nivel Redes	Cap. Gran Escala	CAPEX	Ahorro usuario autoc.	OPEX S.E	Cobertura EERR en S.E	TIR
	MW	MW	MW	MWh	MWh	MWh	M€	k€	k€	%	%
S1	305,0	31,1	518,0	322,6	0,0	1.400	1.407,5	18.499,2	2.786	100,0%	-3,9%
S2	310,5	34,5	150,0	215,9	200,0	800	634,2	15.832,6	4.433	100,0%	1,3%
S3	305,0	39,4	150,0	215,9	0,0	1.200	615,2	15.832,6	3.525	99,6%	1,2%
S4	310,3	34,6	150,0	215,9	96,8	800	599,7	15.832,6	3.916	100,0%	1,6%
S5	311,9	37,0	90,0	263,0	132,7	800	605,5	14.087,7	2.326	100,0%	0,3%
S6	305,0	57,0	90,0	263,0	0,0	1.800	681,0	14.087,7	3.750	97,3%	0,0%
S7	312,1	37,0	90,0	263,0	92,6	800	592,0	14.087,7	1.933	100,0%	0,3%
S8	314,5	38,6	64,0	0,0	76,9	1.450	199,8	12.956,7	1.989	100,0%	10,0%
S9	255,0	37,0	64,0	0,0	0,0	1.584	190,1	12.956,7	3.900	100,0%	11,9%
S10	314,6	38,6	64,0	0,0	74,4	1.450	198,9	12.956,7	1.793	100,0%	9,9%
Gran Canaria											
Sup.	Pot. Eólica	Pot. PV	Pot. Autoc.	Cap. Nivel Usuario	Cap. Nivel Redes	Cap. Gran Escala	CAPEX	Ahorro usuario autoc.	OPEX S.E	Cobertura EERR en S.E	TIR
	MW	MW	MW	MWh	MWh	MWh	M€	k€	k€	%	%
S1	3.783	80,2	2.820,0	2.003,0	0,0	3.800	7.668,5	120.874,8	5.186	99,8%	-3,6%
S2	1.380	85,0	781,0	1.462,6	293,1	4.400	3.522,9	100.656,4	22.397	99,6%	1,4%
S3	2.283	109	781,0	1.462,6	0,0	4.400	3.424,7	100.656,4	13.324	98,3%	1,2%
S4	1.378	85,0	781,0	1.462,6	137,4	4.400	3.470,7	100.656,4	11.172	99,6%	1,0%
S5	1.355	86,3	628,0	1.602,2	155,2	4.400	3.519,8	93.215,4	12.858	99,4%	0,6%
S6	2.283	140	628,0	1.602,2	0,0	5.000	3.539,8	93.215,4	13.628	97,8%	0,6%
S7	1.356	86,3	628,0	1.602,2	65,6	4.400	3.489,8	93.215,4	12.229	99,3%	0,6%
S8	1.314	87,9	464,0	0,0	181,0	5.210	685,8	69.706,4	13.560	99,1%	16,1%
S9	2.033	86,4	464,0	0,0	0,0	5.020	602,4	69.706,4	10.642	99,5%	18,0%
S10	1.314	87,9	464,0	0,0	69,6	5.130	638,9	69.706,4	12.877	99,1%	17,2%
Tenerife											
Sup.	Pot. Eólica	Pot. PV	Pot. Autoc.	Cap. Nivel Usuario	Cap. Nivel Redes	Cap. Gran Escala	CAPEX	Ahorro usuario autoc.	OPEX S.E	Cobertura EERR en S.E	TIR
	MW	MW	MW	MWh	MWh	MWh	M€	k€	k€	%	%
S1	2.727	212,5	3.208,0	2.538,8	0,0	4.800	9.489,2	123.544,1	5.428	100,0%	-4,5%
S2	2.016	227,6	883,0	1.872,1	1.071,6	4.800	4.605,5	101.939,3	30.626	100,0%	0,3%
S3	2.727	256,2	883,0	1.872,1	0,0	4.800	4.246,5	101.939,3	7.086	99,8%	-0,1%

S4	2.004	227,0	883,0	1.872,1	860,6	5.000	4.558,8	101.939,3	21.053	100,0%	0,0%
S5	1.962	230,9	660,0	2.175,2	267,6	3.000	4.269,7	92.811,6	8.479	99,7%	-0,6%
S6	2.727	304,2	660,0	2.175,2	0,0	4.800	4.396,1	92.811,6	7.768	99,6%	-0,8%
S7	1.961	230,9	660,0	2.175,2	140,0	3.000	4.227,0	92.811,6	7.581	99,7%	-0,5%
S8	1.868	235,3	424,0	0,0	219,9	5.100	685,7	22.647,8	8.302	99,4%	8,9%
S9	2.727	226,6	424,0	0,0	0,0	5.250	630,0	22.647,8	4.159	100,0%	9,2%
S10	1.866	235,2	424,0	0,0	102,2	5.150	652,2	22.647,8	7.001	99,4%	9,2%
<b>La Gomera</b>											
Sup.	Pot. Eólica	Pot. PV	Pot. Autoc.	Cap. Nivel Usuario	Cap. Nivel Redes	Cap. Gran Escala	CAPEX	Ahorro usuario autoc.	OPEX S.E	Cobertura EERR en S.E	TIR
	MW	MW	MW	MWh	MWh	MWh	M€	k€	k€	%	%
S1	16,9	0,6	84,0	70,0	0,0	480	317,1	3.027,4	2.078	100,0%	-1,3%
S2	18,9	0,7	19,0	44,4	19,9	430	150,1	2.370,8	1.613	97,0%	2,5%
S3	33,9	0,7	19,0	44,4	0,0	421	142,3	2.370,8	1.159	95,1%	1,5%
S4	18,9	0,8	19,0	44,4	2,1	505	153,1	2.370,8	1.544	99,3%	2,1%
S5	18,9	0,9	15,0	50,0	40,0	290	143,4	2.301,4	1.533	95,2%	2,5%
S6	38,9	1,4	15,0	50,0	0,0	470	151,7	2.301,4	1.060	97,1%	0,6%
S7	18,9	0,8	15,0	50,0	5,0	480	153,5	2.301,4	1.962	97,2%	3,2%
S8	21,5	1,2	8,0	0,0	40,0	510	74,6	1.308,0	1.329	95,3%	6,1%
S9	23,9	0,8	8,0	0,0	0,0	530	63,6	1.308,0	1.724	97,1%	9,8%
S10	21,4	1,1	8,0	0,0	4,0	505	61,3	1.308,0	1.159	95,2%	7,2%
<b>La Palma</b>											
Sup.	Pot. Eólica	Pot. PV	Pot. Autoc.	Cap. Nivel Usuario	Cap. Nivel Redes	Cap. Gran Escala	CAPEX	Ahorro usuario autoc.	OPEX S.E	Cobertura EERR en S.E	TIR
	MW	MW	MW	MWh	MWh	MWh	M€	k€	k€	%	%
S1	27,2	8,9	339,0	230,0	0,0	800	1.064,9	11.279,7	6.506	100,0%	-2,7%
S2	55,3	10,0	82,0	180,1	85,9	700	481,2	8.862,6	3.459	99,1%	0,2%
S3	71,2	11,8	82,0	180,1	0,0	700	452,4	8.862,6	2.574	95,7%	-0,1%
S4	55,1	10,0	82,0	180,1	24,1	900	484,5	8.862,6	2.981	99,1%	-0,2%
S5	55,9	10,5	59,0	163,3	52,0	950	454,0	8.169,8	2.782	97,1%	-0,3%
S6	96,2	20,3	59,0	163,3	0,0	1.300	478,6	8.169,8	2.140	99,2%	-1,1%
S7	55,8	10,5	59,0	163,3	8,3	1.100	457,4	8.169,8	2.580	97,0%	-0,5%
S8	63,6	13,6	33,0	0,0	44,1	840	115,6	4.811,9	2.406	97,1%	9,2%
S9	61,2	9,8	33,0	0,0	0,0	800	96,0	4.811,9	2.621	99,0%	11,9%
S10	63,6	13,5	33,0	0,0	6,2	870	106,5	4.811,9	2.316	97,0%	10,0%
<b>El Hierro</b>											
Sup.	Pot. Eólica	Pot. PV	Pot. Autoc.	Cap. Nivel Usuario	Cap. Nivel Redes	Cap. Gran Escala	CAPEX	Ahorro usuario autoc.	OPEX S.E	Cobertura EERR en S.E	TIR
	MW	MW	MW	MWh	MWh	MWh	M€	k€	k€	%	%
S1	11,3	12,0	57,0	46,5	0,0	60	184,1	2.216,6	106	100,0%	-4,1%
S2	11,3	12,0	14,0	35,2	9,9	150	89,4	1.757,7	172	99,5%	0,2%
S3	11,3	12,0	14,0	35,2	0,0	60	75,3	1.757,7	119	99,2%	1,0%
S4	11,3	12,0	14,0	35,2	2,1	150	86,8	1.757,7	142	99,5%	0,2%
S5	14,3	13,0	12,0	32,6	19,9	300	106,1	1.651,9	233	99,1%	-0,7%
S6	14,3	13,0	12,0	32,6	0,0	300	99,5	1.651,9	172	99,5%	-0,8%
S7	14,3	13,0	12,0	32,6	2,1	300	100,2	1.651,9	189	99,5%	-0,7%
S8	11,3	12,0	11,0	0,0	30,0	350	75,5	440,6	361	99,9%	-0,2%
S9	11,3	12,0	11,0	0,0	0,0	315	37,8	440,6	195	99,9%	2,9%
S10	11,3	12,0	11,0	0,0	2,1	310	37,9	440,6	92	99,9%	1,1%

Tabla 197 Resumen de resultados por isla y supuesto

Como criterio general parece que la solución de mayor rentabilidad sería la apuesta por el autoconsumo a nivel local sin la integración (o con escasa integración) de sistemas de almacenamiento energético a nivel de usuario existiendo soluciones de almacenamiento energético a gran escala y, en menor medida, en redes eléctricas. Esto parece lógico dado que la desagregación del almacenamiento por punto de consumo tiende a generar una situación de cierto sobredimensionamiento. No obstante, no debe perderse de vista los aspectos señalados a continuación:

1. El almacenamiento distribuido a nivel de usuario tiene impacto directo sobre la economía del usuario. A diferencia del almacenamiento energético a gran escala, las instalaciones de autoconsumo distribuidas permiten reducir el coste de la factura eléctrica del usuario.
2. Como se ha demostrado, no todas las islas tienen las mismas condiciones en cuanto a la posibilidad de apostar por sistemas de almacenamiento energético a gran escala. Existen islas donde la posibilidad de desarrollo de esta tecnología pasa por alternativas de mayor coste de inversión a las requeridas para hidrobombes como el hidrógeno o baterías electroquímicas. Además, en estas tecnologías la vida útil de estos equipos son inferiores a los 15 años, lo que obliga a ejecutar acciones de reacondicionamiento a la mitad de su vida útil.
3. El sobredimensionamiento permite hacer frente a futuros incrementos de la demanda durante la vida útil de la instalación.
4. Las inversiones en almacenamiento energético a nivel local serían llevadas a cabo por promotores privados con interés y no suponen una gran inversión en comparación con la apuesta por el almacenamiento distribuido o a gran escala.
5. Los plazos de ejecución y el nivel de tramitación de proyectos de almacenamiento a gran escala pueden alcanzar los 10 años a diferencia del almacenamiento a nivel de usuario que puede ser gestionado en un plazo corto de tiempo (6 meses).
6. El almacenamiento distribuido fomenta la generación de empleo local y nuevos modelos de negocio basados en las energías renovables.
7. El almacenamiento distribuido plantea un modelo energético en el que el usuario final de la energía participa también en el proceso de generación y, por ende, fomenta la apuesta por políticas de eficiencia energética. En general, este tipo de consumidores tratan de reducir el consumo de la red eléctrica lo máximo posible y acaban apostando por la integración de políticas de gestión de demanda.

En conclusión, aunque el análisis económico concluya que la alternativa más económica sería la apuesta por el almacenamiento a gran escala en detrimento del almacenamiento a nivel de usuario, es importante considerar otros aspectos que inicialmente no se plasman en el estudio económico inicial anteriormente expuesto.

En general, en las islas de **Lanzarote y Fuerteventura** se debería apostar por el almacenamiento distribuido todo lo que sea posible ya que no existen alternativas aptas de

almacenamiento a gran escala mediante centrales de bombeo reversible. En estas islas, se debería apostar por otras tecnologías como el hidrógeno que aún no son competitivas desde el punto de vista económico. Además, además en el supuesto de una interconexión con Gran Canaria, dicha interconexión podría cubrir posibles que no puedan ser atendidos con la generación renovable existente en la isla. Esto no quiere decir que se abandone toda posibilidad de almacenamiento energético a gran escala, es más, sería necesario contar con un sistema de estas características para proveer servicios complementarios de ajuste al sistema. **Lo recomendable sería apostar por una configuración semejante a la modelada en el Supuesto 5.**

En **Gran Canaria** sí existen posibilidades de almacenamiento a gran escala. Ya se avanza en la instalación de la central de hidrobombeo Chira – Soria. No obstante, la capacidad de este hidrobombeo es de 3.200 MWh y para llegar a la situación más económica habría que contar con una capacidad de almacenamiento próxima a los 5.000 MWh. Los tiempos requeridos para la puesta en marcha de este tipo de instalaciones son elevados y, por tanto, conviene diversificar las formas de almacenamiento en la isla. Para alcanzar esos 5.000 MWh habría que invertir en otra central de semejantes características o ampliar la capacidad de Chira – Soria (por ejemplo con la asociación con Curva de las Niñas). **De ser posible llevar a cabo ese proyecto con anterioridad a 2040** la alternativa óptima sería la propuesta en el **Supuesto 9**. **En caso contrario habría que optar por el Supuesto 2.**

El caso de **Tenerife** no es muy diferente al modelado para Gran Canaria. En esta isla no existen tantas presas o embalses con capacidad y condiciones para ser susceptibles de ser usados para almacenamiento a gran escala, pero se proponen hasta dos alternativas de hidrobombeo mediante la construcción de embalses en distintas zonas de la isla. Nuevamente se considera un factor crítico el tiempo. En cualquier caso, dada la demanda eléctrica de la isla y las condiciones derivadas de la garantía del suministro, se considera fundamental disponer de al menos una central de hidrobombeo de características semejantes a las previstas en Chira – Soria. El aporte de estos generadores en términos de inercia y respuesta ante variaciones de tensión y frecuencia no es comparable a la que se tendría en sistemas de almacenamiento electroquímicos o incluso el hidrógeno. Si se podría usar el hidrógeno y aporte de CO<sub>2</sub> (captura) para producir metano sintético y alimentar a generadores convencionales. En las propuestas evaluadas de hidrobombeo en la isla no se superan capacidades de 3.000 MWh por instalación. Teniendo en cuenta que no se considera realista que se lleven a cabo dos instalaciones antes de 2040, **la mejor alternativa a la que se puede aspirar es la considerada en el Supuesto 7.**

**La Gomera** tiene condiciones perfectas para que se apueste por un modelo basado en multi-microgrids. Se dispondrían de sistemas de almacenamiento distribuidos por comarcas en función de su demanda y el aporte extra que necesariamente debería ser cubierto con una instalación a gran escala se proveería con la interconexión eléctrica con Tenerife. Este modelo no sólo es la opción más viable sino que tendría un interés especial desde el punto de vista tecnológico, alcanzándose un grado de innovación semejante al actualmente existente en la isla de El Hierro. En esta isla, se considera que **la mejor alternativa es la definida en el Supuesto 5 si bien el aporte del almacenamiento a gran escala sería proveído por la isla de Tenerife.**

Aunque a diferente escala, la isla de **La Palma** presenta una situación semejante a la evaluada para Tenerife. Las posibilidades de almacenamiento a gran escala en la isla pasan por la construcción de un hidrobombeo en el que al menos uno de sus embalses debe ser construido para este fin. La opción más interesante sería construir un depósito de 3.000.000 m<sup>3</sup> próximo a la costa norte de la isla y asociado al embalse de La Laguna de Barlovento. La capacidad de este sistema podría alcanzar los 1.000 MWh y eso sería suficiente para apostar por alternativas como el Supuesto 9 (la opción más económica). Pero nuevamente, no conviene que se fomente únicamente el almacenamiento a gran escala. **La alternativa más equilibrada es la planteada en el Supuesto 3.**

Finalmente en la isla de **El Hierro** ya existe la central hidroeléctrica de Gorona del viento. En este caso podría bastar con fomentar el autoconsumo. En cualquier caso, de acuerdo con los aspectos mencionados a lo largo de este apartado, **la opción recomendable sería la simulada en el supuesto 4.**

La siguiente tabla resumen las distintas alternativas propuestas para cada isla.

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

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

Tabla 198 Alternativas de almacenamiento energético propuestas por islas

Las capacidades de almacenamiento distribuidas por islas a lo largo de este documento, hacen referencia a la situación de total descarbonización.

Se presenta a continuación una distribución tendencial de esta capacidad total, teniendo en cuenta las previsiones de demanda recogidas en coherencia con la proyección de la demanda eléctrica estimada en el apartado 3.1.4.

Distribución anual de capacidad de almacenamiento por tipología			
Año	Cap. Nivel Usuario	Cap. Distribuido en redes	Cap. Gran Escala
	MWh	MWh	MWh
2020	10	20	150
2021	57	28	150
2022	121	39	150
2023	204	53	150
2024	306	71	150
2025	425	92	150
2026	562	116	150
2027	719	143	150
2028	894	173	3.350
2029	1.087	207	3.350
2030	1.297	244	6.350
2031	1.527	284	7.050

2032	1.774	327	7.050
2033	2.040	373	8.250
2034	2.324	422	8.250
2035	2.626	475	8.250
2036	2.947	531	9.050
2037	3.286	590	9.050
2038	3.643	652	9.050
2039	4.018	717	9.050
2040	4.412	786	10.740

*Tabla 199 Distribución anual de capacidad de almacenamiento por tipología*

### 3.4. Situación del sector del almacenamiento energético

La integración de una gran cantidad de potencia renovable en la red puede dar lugar a importantes vertidos de energía renovable o desconexión de plantas para evitar desequilibrios en el sistema eléctrico. Por ello, con el fin de minimizar estos efectos y, a su vez, maximizar el aprovechamiento de la capacidad de red es necesario llevar a cabo acciones que fomenten el uso del almacenamiento energético.

Por otro lado, en cuanto a la seguridad del suministro eléctrico, la creciente participación de las energías renovables puede provocar un aumento de las fluctuaciones de frecuencia en la red eléctrica. Como es sabido, la producción de energía solar y eólica no se puede predecir con absoluta precisión ya que no siempre siguen los pronósticos estimados. Esto puede producir desequilibrios entre la producción y la demanda, al igual que un consumo inesperadamente mayor o menor, o un fallo en las centrales eléctricas. Cualquiera de ellos puede provocar fluctuaciones en la frecuencia.

El operador del sistema tiene la responsabilidad de mantener constantemente el equilibrio entre la generación y el consumo de electricidad, garantizando así la estabilidad del suministro eléctrico. Éste es el propósito de la reserva operativa, que es la capacidad de generación disponible para el operador del sistema dentro de un corto intervalo de tiempo para satisfacer la demanda en caso de que un generador se pare o exista una interrupción del suministro. En Canarias hasta el momento estas reservas han sido provistas por centrales térmicas convencionales que aumentan o disminuyen su producción de energía dependiendo de si la red necesita más o menos energía para mantener el equilibrio con el consumo. Para poder acometer esta tarea, las centrales generan, de manera constante una carga mínima que sirve como reserva, por lo que comúnmente requieren más combustible del estrictamente necesario para cubrir la demanda.

Los sistemas de almacenamiento energético, como ya se ha comprobado en diferentes países, pueden tener un papel fundamental en las actividades de regulación de la red, además de en el almacenamiento de excedentes energéticos renovables.

A lo largo de este apartado se analiza la normativa actual tanto a nivel comunitario y nacional en lo que respecta al almacenamiento energético. De la misma forma, se presentan referencias de marcos normativos existentes en otros países de la Unión Europea que actualmente son considerados referencias en esta tecnología.

En la siguiente sección se analizan las principales tecnologías que presentan potencialidad para la situación particular de las Islas Canarias. En este contexto, se analizan tecnologías en función de los servicios que pueden ser proveídos por ellos. Finalmente, se analiza el procedimiento administrativo, los costes previstos de la tecnología y las experiencias de éxito de uso de almacenamiento energético en sistemas eléctricos insulares.

### 3.4.1 Marco normativo actual

Hasta los años 1990's y 2000's muchos países disponían de sistemas eléctricos regulados como monopolios, verticalmente integrados en sus actividades de generación, transmisión, distribución, comercialización y operación del sistema, bajo un régimen de remuneración basado en retribuir el coste del servicio. Sin embargo, durante ese período, se materializó una transformación regulatoria con el fin de liberalizar los sistemas eléctricos tratando de reducir la intervención estatal en actividades que podían realizarse en régimen de competencia, promoviendo, de esa manera, la eficiencia.

La separación de las distintas actividades involucradas en la generación, transporte, distribución y suministro final de energía a los consumidores se consideró un paso imprescindible para poder alcanzar un mercado eléctrico competitivo. En el caso de la Unión Europea, la separación de actividades fue un requisito de obligado cumplimiento recogido en la Directiva Europea 2003/54/EG, que establece que la propiedad y la operación de las redes eléctricas debía regularse, adecuadamente, separando dichas actividades de las de generación y suministro a los consumidores, sujetas estas últimas a competencia en el mercado eléctrico.

La mayoría de los mercados de electricidad liberalizados, están constituidos, generalmente, por un mercado de futuros, un mercado diario o spot (day-ahead e intra-day markets), un mercado de ajustes, mecanismos de provisión de servicios auxiliares, y un mercado al por menor. Los mecanismos de ajuste y los servicios auxiliares son los encargados de mantener la frecuencia de la red y la estabilidad del sistema, asegurando el equilibrio entre la generación y la demanda en tiempo real.

La integración de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica en el mercado de electricidad depende de la funcionalidad exigida y de su localización en la red, así como de que las estructuras del propio mercado permitan el acceso a determinadas fuentes de ingresos y que incluso puedan determinar la propiedad de los recursos. No obstante, con la creciente integración de las energías renovables en los sistemas eléctricos y la tendencia, ya imparable, hacia un sector energético descarbonizado, hay una necesidad, cada vez mayor, de recursos de almacenamiento. Esto está haciendo que cada vez sean más los países que están reformando sus estructuras regulatorias y organizativas de los mercados eléctricos para integrar adecuadamente estos recursos.

En los países donde sus sistemas eléctricos no están sujetos a separación de actividades, es relativamente fácil desarrollar los recursos de almacenamiento para dar soporte al sistema, facilitando asimismo su uso óptimo en el suministro de energía eléctrica.

Por el contrario, en países donde existe separación de actividades, los beneficios derivados de los recursos de almacenamiento son más difíciles de cuantificar debido al elevado número de objetivos y agentes involucrados.

Por otro lado, se tiene poca experiencia en la explotación de sistemas de almacenamiento en las redes eléctricas, más allá de las centrales de hidrobombeo, lo que junto al elevado coste de las tecnologías suficientemente probadas ha conducido a la falta de iniciativas de modificación tanto de la regulación aplicable como de los mecanismos de mercado, en aras a facilitar el desarrollo de otros sistemas de almacenamiento como las baterías.

En este sentido, aunque las baterías a menudo se mencionan sólo junto a las energías renovables como si su única función posible fuera la de apoyar la integración de éstas, el almacenamiento de la batería puede ayudar también a equilibrar la red y mejorar la calidad de la energía independientemente de la fuente de generación, como se ha puesto de manifiesto en los apartados anteriores. Esto supone una creciente e importante oportunidad global para que las baterías participen en los mercados mayoristas de la electricidad.

En la actualidad, casi todas las naciones están renovando su estructura de mercado mayorista para permitir que las baterías brinden capacidad y servicios auxiliares, como la regulación de frecuencia y el control de voltaje. Estas aplicaciones aún son incipientes y están encontrando un éxito variado a medida que las políticas energéticas trabajan para eliminar las barreras a la participación del almacenamiento en esas funciones y recalibrar los mercados.

### 3.4.1.1 Desafíos a los que se enfrenta el marco normativo español

Aunque los distintos actores involucrados en el mercado eléctrico están acercando posturas para impulsar la implementación del almacenamiento a nivel global, aún existen muchos desafíos para lograr ese fin último. Las barreras más importantes que existen aún para impulsar esta implementación se pueden remontar a la velocidad con la cual las tecnologías de almacenamiento de baterías y sus aplicaciones están evolucionando, y a la multiplicidad y flexibilidad del almacenamiento con baterías.

Las principales barreras al desarrollo de los sistemas de almacenamiento se pueden clasificar en las asociadas a la estructura regulatoria del mercado eléctrico y las asociadas al mercado eléctrico.

#### ▪ Barreras asociadas a la estructura regulatoria:

- El hecho de que los sistemas de almacenamiento puedan actuar como generadores, consumidores o como un activo de transporte y distribución, dificulta su encaje en la regulación actual.
- La existencia de esquemas regulatorios que desincentivan el riesgo o la innovación junto a la falta de experiencia en nuevas tecnologías de almacenamiento y a la carencia de estándares técnicos y procedimientos, dificulta el análisis económico, el diseño y la propia explotación de los sistemas de almacenamiento, lo que disuade a posibles inversores.

#### ▪ Barreras asociadas al mercado eléctrico:

- Las reglas del mercado y los esquemas de retribución de las distintas actividades dificulta la participación de los recursos de almacenamiento en los mercados spot, al no cumplir con los requisitos establecidos por el esquema regulatorio, ya sean técnicos o económicos, para participar en los mismos.
- Las compañías ya establecidas cuentan con unas ventajas competitivas inherentes al diseño del mercado, como puede ser el caso de las compañías de transporte y distribución en la provisión de servicios complementarios. La posibilidad de

incorporar recursos de almacenamiento por parte de estas compañías, y del propio operador del sistema, constituye una ventaja competitiva en prestación de servicios complementarios con respecto a propietarios independientes de recursos de almacenamiento, lo cuales tendrían que acudir a los diversos mercados para proveer dichos servicios remunerados.

- La baja remuneración de los servicios de reserva y otros servicios complementarios que, además, no tiene en cuenta la flexibilidad y la velocidad de respuesta que proporcionan los sistemas de almacenamiento en comparación con la generación convencional. A esto se añade unas penalizaciones elevadas asociadas si se incumple el programa comprometido como resultado de los distintos mercados y mecanismos de ajuste, lo que complica la operación en el caso de agentes que participan simultáneamente en los distintos mercados y servicios complementarios, como es el caso del almacenamiento.

Algunos de los desafíos clave que deben abordarse son:

- **Percepción de altos precios.** Como cualquier tecnología, el almacenamiento con baterías no siempre es económico, y los costes pueden ser demasiado altos en función de la aplicación a la que se destina. La percepción inexacta y, a veces errónea, de los altos costes puede impedir que las baterías se consideren dentro del conjunto de soluciones para una aplicación. Los costes de las baterías han bajado considerablemente en los últimos años, sin embargo, los encargados de tomar decisiones pueden tener nociones anticuadas sobre el precio de los sistemas, pensando que las baterías aún cuestan lo mismo que hace un par de años.

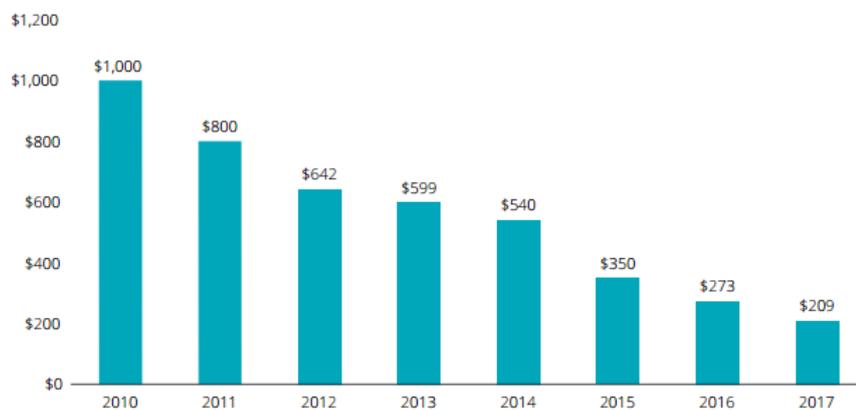


Figura 61 Evolución de los costes de las baterías de Li-ion (Deloitte)

Se espera que la caída de precios continúe, tanto en relación con el coste de la tecnología de batería en sí como con los componentes del equilibrio del sistema. Aunque estas tecnologías de soporte generalmente no atraen tanta atención, son tan importantes como las baterías en sí mismas y podrían representar la próxima gran ola de reducción de coste. Los inversores, por ejemplo, son "los cerebros" de un proyecto de almacenamiento e influyen significativamente en el rendimiento del proyecto. Sin embargo, según un informe reciente de GTM Research, el mercado de inversores sigue siendo "incipiente y

fragmentado, lleno de nuevos productos con diferentes aplicaciones y funcionalidades". Por lo tanto, se espera que los precios de los inversores de almacenamiento disminuyan en los próximos años a medida que el mercado madure y el panorama se consolide.

- **Percepción sobre el rendimiento y la seguridad.** Los operadores de la red deben confiar en que los sistemas de almacenamiento de energía funcionarán según lo previsto dentro de la red. Las herramientas avanzadas de modelado y simulación pueden facilitar la aceptación, especialmente si son compatibles con el software del operador.
- **Falta de estandarización.** Los participantes en los mercados, sobre todo en la etapa inicial, a menudo tienen que lidiar con diversos requisitos técnicos, así como con procedimientos y normativa. La estandarización en los procedimientos y la normativa aplicable podría ser particularmente importante para la proliferación del almacenamiento con baterías debido a los problemas de "equilibrio de carga" asociados con las mismas. Las baterías no se pueden descargar demasiado o dañará las unidades; los operadores de red necesitan saber cuánta energía queda en una batería en un momento dado; así los tiempos de recarga / carga que son diferentes dependiendo del tipo de batería empleada.
- **Rentabilidad.** La tecnología de almacenamiento de energía real contribuye alrededor del 30% - 40% al coste total del sistema; el resto se atribuye a tecnologías auxiliares, ingeniería, integración y otros servicios.
- **Directrices regulatorias y de mercado.** Es fundamental eliminar las reglas que distorsionan el mercado y/o impiden la inversión. Los sistemas de almacenamiento de energía proporcionan diferentes funciones a sus propietarios y a la red en general, lo que a menudo genera incertidumbre en cuanto a las regulaciones aplicables para un proyecto determinado.

La incertidumbre regulatoria supone un riesgo de inversión y disuade la adopción de este tipo de sistemas. Por otro lado, es necesario actualizar las políticas que regulan la integración de los sistemas de almacenamiento en la red. En este sentido, el Edison Electric Institute, una asociación que representa a compañías eléctricas propiedad de inversionistas de EEUU, resume la situación de esta manera: "Muchas políticas y regulaciones públicas deben actualizarse para alentar el despliegue del almacenamiento de energía. Las políticas actuales se crearon antes de que se desarrollaran nuevas formas de almacenamiento de energía, y no reconocen la flexibilidad de los sistemas de almacenamiento ni les permite un campo de juego nivelado".

Las reformas en la normativa deben permitir que el almacenamiento se clasifique como infraestructura de generación, carga o transmisión y distribución, a fin de optimizar el uso de este "recurso único y flexible". Las políticas antiguas no son nuevas para los reguladores y los operadores de sistemas. Como se mencionó anteriormente, muchos están trabajando para actualizar las reglas del mercado de servicios auxiliares para admitir la implementación de almacenamiento.

La capacidad de los sistemas de almacenamiento de baterías para mejorar la flexibilidad y confiabilidad de la red ha sido bien documentada, por lo que tal vez los reguladores tienden

a enfocarse primero en los mercados mayoristas. Sin embargo, las reglas de venta también deberán actualizarse, especialmente a medida que crezca el interés residencial, comercial e industrial en los sistemas de almacenamiento de energía. Hasta la fecha, la discusión en esta área ha sido principalmente sobre la implementación de tasas escalonadas o estructuradas habilitadas por medidores inteligentes y basadas en el tiempo de uso.

Sin tarifas escalonadas, el almacenamiento de la batería pierde uno de sus atributos más atractivos: la capacidad de facilitar el arbitraje de tarifas almacenando electricidad cuando es barata y vendiéndola cuando es cara. Las tasas de tiempo de uso aún no se han generalizado a nivel mundial, pero esta situación podría cambiar rápidamente a medida que se completen los despliegues de medidores inteligentes en varios países. Los encargados de formular políticas en el Reino Unido, por ejemplo, ya han puesto a disposición algunas tarifas básicas de tiempo de uso, diseñadas en función de siete o diez horas de poca actividad, predominantemente durante la noche. Es probable que estas tarifas se afinen más y se adopten más ampliamente en el futuro cuando se complete un despliegue nacional de medidores inteligentes en 2020.

- **Cooperación de múltiples partes interesadas.** Las inversiones en almacenamiento de energía requieren una amplia cooperación entre empresas de servicios eléctricos, propietarios de instalaciones y tecnología, inversores, desarrolladores de proyectos y aseguradores. Cada parte interesada ofrece una perspectiva diferente con inquietudes distintas.

En general, las principales barreras tienen que ver con políticas obsoletas con respecto a los requisitos de agregación para la participación en el mercado mayorista de los sistemas de almacenamiento, a los límites de las exportaciones netas de energía a la red y a la necesidad de un control de un despacho priorizado para proporcionar claridad sobre qué uso tiene prioridad para despachar una batería cuando se utiliza para más de un propósito.

En vista de todo esto, queda constatada la necesidad de promover cambios regulatorios que faciliten la viabilidad de los sistemas de almacenamiento en las redes eléctricas, para lo que se puede tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- **Alineación de las políticas de integración de la generación de origen renovable con las de fomento de los sistemas de almacenamiento,** considerando éstos como un recurso necesario para paliar los problemas asociados a una elevada penetración de la generación renovable en el sistema eléctrico.
- **Esquemas de apoyo de políticas para combinar el almacenamiento de electricidad con energía renovable.** El banco de desarrollo gubernamental KfW, en representación del Ministerio Federal de Asuntos Económicos y Energía de Alemania, lanzó un esquema de préstamos y subsidios para baterías de almacenamiento de energía junto con sistemas fotovoltaicos vinculado a la red eléctrica. Los sistemas fotovoltaicos compatibles están limitados a inyectar un máximo del 50% de su capacidad generada a la red eléctrica. El esquema funciona a través de dos canales, KfW proporciona préstamos a bajo interés y el Ministerio ofrece bonos de reembolso.

- **Creación de una categoría propia para los sistemas de almacenamiento como agentes del sistema eléctrico**, evitando los inconvenientes asociados a su consideración simultánea como generación y consumo. En este sentido, se debe establecer un esquema retributivo propio que tenga en cuenta todos los beneficios que el sistema de almacenamiento proporciona al sistema eléctrico, así como la forma de cuantificar la provisión de los servicios asociados.
- **Establecer estándares normativos relativos a la conexión a red**, así como procedimientos de operación, de mantenimiento y de evaluación de su desempeño para los sistemas de almacenamiento, reduciendo el riesgo y la incertidumbre que deben afrontar los posibles inversores en sistemas de almacenamiento.
- **Modificar los límites establecidos para la prestación de servicios complementarios**, teniendo en cuenta la posibilidad de proporcionar servicios de regulación en tiempos reducidos, inferiores a los establecidos en la actualidad. En esta línea, conviene también establecer mecanismos para favorecer la agregación de sistemas de almacenamiento para la provisión de servicios complementarios de una forma coordinada.
- **Permitir la participación de los sistemas de almacenamiento en los mercados de capacidad**, teniendo en cuenta su limitada capacidad, elevados costes de inversión e incertidumbre en cuanto a la capacidad de generación a largo plazo.
- **Eliminar, si la hay, la remuneración por inyectar a la red energía eléctrica fotovoltaica generada en los hogares**. en Alemania, los proveedores con autoconsumo, que utilizan instalaciones por debajo de 100 kW, pueden inyectar el exceso de energía a la red pero sin remuneración preferencial. Esto incentiva el uso del almacenamiento de la energía de producción propia que no se consume.
- **Eliminar el doble recuento de la electricidad utilizada por el almacenamiento**. Los gravámenes por el uso de la red deben aplicarse solo una vez, si es que lo hacen. En la actualidad, normalmente, se aplica un gravamen cuando se toma electricidad de la red y nuevamente cuando se inyecta energía desde el almacenamiento a la red de distribución. Esto se ha abordado recientemente en la regulación alemana y británica.
- **Limite a los subsidios mínimos de EERR en tiempos de precios negativos**. La legislación alemana establece que los subsidios a las energías renovables pueden continuar hasta 6 horas de precios negativos. Esto puede tener implicaciones negativas en el desarrollo del almacenamiento ya que si se mantienen estos subsidios durante los períodos de precios negativos no se incentiva la instalación o el desarrollo de la capacidad de almacenamiento, sino que depende de un exceso de oferta de energía renovable.
- **Buen acceso a servicios auxiliares**. UK National Grid está ejecutando un servicio llamado Enhanced Frequency Response, que tiene el objetivo de lograr una salida de potencia activa del 100% en un máximo de un segundo después de registrar una desviación de frecuencia. Actualmente la respuesta más rápida es de, aproximadamente, 10 segundos. Como parte de este servicio, participan 8 empresas, todas las cuales proporcionan soluciones de almacenamiento a la red. El coste total de las ofertas es poco menos de £ 66m.

### 3.4.1.2 Referencias de marco normativo en Europa

Las políticas energéticas a nivel nacional pueden tener una fuerte influencia para hacer que el almacenamiento de electricidad sea más o menos atractivo. Si bien la mayoría de los países no cuentan con políticas específicas que promuevan el almacenamiento de energía mediante baterías, algunos de sus esquemas generales de apoyo a las energías renovables tienen una relación indirecta en la adopción de este tipo de tecnologías de almacenamiento.

Los países o regiones con una capacidad de interconexión más débil tienen una mayor necesidad de implementar soluciones de almacenamiento de energía para hacer frente a las variaciones en la oferta y la demanda. Otro factor que favorece el aumento de la demanda de almacenamiento de energía es la posibilidad real existente de que aumente la congestión de la red durante los períodos de carga máxima. Por ejemplo, los Países Bajos son conscientes de que las redes nacionales difícilmente podrán hacer frente a la demanda futura sin tomar medidas de mitigación.

La implementación del almacenamiento se está acelerando notablemente, en los últimos años, en países como Alemania y el Reino Unido. Si bien en otros países el despliegue de estos sistemas se mantiene estancado, muchos de los proyectos piloto puestos en marcha indican que este es un aspecto que, al menos, los operadores de red y los productores de electricidad se están tomando en serio.

Las condiciones generales que deben favorecer el despliegue y la utilización del almacenamiento mediante baterías, ya sea a través de esquemas de soporte de energías renovables, reglas de diseño de mercado o de otro tipo, son imprescindibles para la competitividad industrial en la UE. De hecho, la demanda del almacenamiento con baterías implica una mayor demanda de electrónica de potencia, software, ensamblaje y una serie de servicios en los que la UE es competitiva. La demanda de almacenamiento también crea demanda de celdas de batería: este sector empresarial aún no se ha desarrollado en la UE, ya que actualmente no existe producción en masa.

Por el contrario, cualquier barrera regulatoria y esquemas de apoyo de las baterías a las fuentes de energía renovable mal planteados pueden afectar negativamente al despliegue de la batería.

#### **Alemania:**

Sirva como ejemplo el mercado de reserva de control primario (PCR) de Alemania. Los participantes en este mercado generan ingresos al ganar una subasta semanal y reciben una remuneración por proporcionar capacidad para equilibrar la red. Si bien el mercado de PCR ha estado abierto a los proveedores de almacenamiento durante los últimos años, el despliegue de la batería no se volvió significativo hasta 2016, cuando la disminución de los costes del sistema permitió un retorno viable de la inversión. A diferencia de los generadores convencionales, las baterías pueden responder a los desequilibrios del sistema casi instantáneamente, activándose completamente en menos de los 30 segundos requeridos.

Sin embargo, debido a que no existe una remuneración por la respuesta rápida en Alemania como en los EEUU, los proveedores de baterías compiten directamente contra los operadores

establecidos, como las plantas de gas. Por un lado, esta competencia indiferenciada ha sido efectiva para reducir el coste de la capacidad, pero por otro lado, ha llevado a una rápida saturación del mercado, márgenes reducidos y una situación económica incierta para los proveedores de almacenamiento de baterías. Con poco espacio para crecer en el mercado de PCR, los proveedores de soluciones de baterías en Alemania están poniendo cada vez más su mirada en el mercado secundario de reservas y el aplazamiento de la distribución como posibles nuevas fuentes de valor.

### **Estados Unidos:**

Al igual que en Alemania, algunos operadores de redes en los Estados Unidos también han permitido que las baterías compitan en sus sistemas. La apertura de los mercados mayoristas de electricidad de EEUU a proveedores de recursos de respuesta rápida como baterías y volantes se puede atribuir, en gran medida, a las órdenes 755 y 784 de la Comisión Federal de Regulación de Energía (FERC), emitidas en 2011 y 2013, respectivamente. Estas órdenes especifican que la velocidad y la precisión deben ser recompensadas en los mercados de servicios auxiliares. En este sentido, el 15 de febrero de 2018, FERC emitió una norma final ("Electric Storage Participation in Markets Operated by Regional Transmission Organizations and Independent System Operators<sup>9</sup>") sobre la adopción de medidas adicionales para eliminar las barreras a la participación de los recursos de almacenamiento eléctrico en los mercados de capacidad, energía y servicios auxiliares sujetos a su jurisdicción.

California es el primer estado en aprobar reglas que permiten que los sistemas de almacenamiento de batería generen múltiples flujos de ingresos, abarcando el uso en transmisión y distribución, así como en generación.

A medida que las autoridades reguladoras lidian con la multiplicidad y flexibilidad del almacenamiento de la batería, algunos han optado por establecer objetivos de almacenamiento de energía obligatorios o voluntarios para las empresas de servicios públicos dentro de sus jurisdicciones para comprar ciertas cantidades de almacenamiento de energía y garantizar la calidad y seguridad del suministro. California fue uno de los primeros estados de los EEUU en tomar esta ruta. Así, en 2013, impuso que sus tres principales empresas de servicios públicos propiedad de inversores procuraran 1.325 megavatios (MW) de almacenamiento eléctrico para 2020. Como en 2016 ya se estaba en camino de lograr esta meta, el Estado ordenó a las empresas de servicios públicos que obtuvieran otros 500 MW de almacenamiento conectado detrás del contador (BTM) y / o en la infraestructura de distribución.

Este esfuerzo ayudó a generar confianza, entre los reguladores, operadores de sistemas y empresas de servicios públicos, en que las baterías y los proveedores de soluciones eran capaces de apuntalar la infraestructura de la red de manera rápida y rentable. Sobre la base del éxito de estos despliegues y varios otros desde entonces, el Operador del Sistema Independiente de California (en inglés, California Independent System Operator, CAISO) propuso recientemente un programa para pagar los recursos de almacenamiento de energía para el "desplazamiento de carga", absorbiendo el exceso de energía de la red para disponer

---

<sup>9</sup> [Order No. 841, 162 FERC 61,127, at P 1 \(2018\)](#).

de él más tarde. La Comisión de Servicios Públicos de California también está considerando la posibilidad de reemplazar tres centrales eléctricas críticas alimentadas por gas natural con almacenamiento de energía. Aunque California es uno de los pocos mercados en los que el almacenamiento de energía es competitivo con las plantas pico de gas actualmente, esta situación puede cambiar rápidamente a medida que los proveedores de soluciones de baterías sigan teniendo más oportunidades de demostrar su rentabilidad, flexibilidad y capacidad de respuesta. De hecho, un análisis reciente de GTM / Wood Mackenzie sugiere que si se cumplen las expectativas sobre la capacidad del almacenamiento de baterías para 2025 no será necesario construir plantas de gas pico.

Además de en California, se establecieron objetivos de almacenamiento en Massachusetts, Oregón y, más recientemente, en Nueva York. Nevada puede seguir su ejemplo, mientras que Maryland tomó un rumbo ligeramente diferente, lanzando un programa de crédito fiscal para el almacenamiento de energía en febrero de 2018. Muchos otros estados están considerando o implementando incentivos de almacenamiento de energía, y algunas comisiones estatales requieren que las empresas de servicios públicos incluyan el almacenamiento en sus planes integrados de recursos.

Desde que los proveedores de baterías pueden participar en los mercados de regulación de frecuencia, los operadores de la red han sido desafiados por algunos desequilibrios iniciales en la combinación entre los recursos de rampa rápida y lenta y los asuntos relacionados con los parámetros de envío, las señales y otros requisitos técnicos.

Sin embargo, los resultados sugieren que los beneficios de integrar las baterías en los mercados mayoristas de electricidad pueden superar estos problemas iniciales, ya que los responsables políticos de todo el mundo están tomando medidas para recompensar las contribuciones que las baterías de acción rápida pueden hacer para equilibrar las operaciones de la red. Por ejemplo, la comisión nacional de energía de Chile ha redactado un nuevo marco regulatorio para servicios auxiliares que reconoce las contribuciones que los sistemas de almacenamiento de baterías pueden proporcionar.

Italia también ha abierto su mercado de servicios auxiliares para pilotar proyectos de energía renovable y almacenamiento como parte de los esfuerzos en su reforma regulatoria.

### **Reino Unido:**

En la actualidad, no existe regulación específica respecto a los sistemas de almacenamiento más allá de las restricciones al uso de recursos de almacenamiento por parte de las compañías que poseen activos de transporte y distribución.

Los principales stakeholders en la política energética de Reino Unido, son el propio Gobierno del país, el regulador independiente Ofgem, el operador nacional National Grid y las compañías energéticas “Big Six” (EDF, E.ON, SSE, British Gas, Scottish Power y N-Power).

El almacenamiento de baterías se beneficia de los esquemas de soporte para energía renovable que aumentan la rentabilidad de dichas instalaciones. Los mecanismos activos en el Reino Unido consisten en un sistema de feed-in-tariff con tarifas fijas para plantas con capacidad inferior a 5 MW, un sistema de cuotas para plantas con capacidad superior a 5 MW

lo que les obliga a suministrar una proporción de energías renovables de su suministro total, un esquema de Contratos por Diferencia que paga a un generador de energía baja en carbono la diferencia entre un precio ajustado de bajo coste de carbono y los precios promedios de energía del mercado del Reino Unido. Los impuestos sobre el uso de combustibles fósiles para usuarios comerciales e industriales (Carbon Price Floor) también incentivan el uso de energías renovables.

El gobierno del Reino Unido no proporciona subsidios directos para el despliegue de sistemas de almacenamiento (ya se trate de grandes instalaciones o almacenamiento distribuido). Sin embargo, el Gobierno está trabajando para eliminar una serie de barreras normativas y políticas para el almacenamiento de energía, con el objetivo de crear un sistema de energía sostenible y una industria de almacenamiento que no dependa de subsidios. El gobierno de Reino Unido también ha dispuesto importantes fondos para apoyar la I+D+i centrada en el almacenamiento de energía y, particularmente, en las tecnologías de baterías.

En 2014, el Departamento de Energía y Cambio Climático estimó que se requeriría una inversión de hasta 100 mil millones de libras para adaptar el sistema eléctrico del país a las presiones de generación y demanda esperadas. Esto permite cierto margen para la posible introducción de instalaciones de almacenamiento de baterías en la red nacional, ya que pueden aportar flexibilidad y estabilidad a la misma.

### **3.4.2 Estrategia nacional del almacenamiento energético**

A finales de Octubre de 2020 se publica a efectos de consulta pública la versión inicial de la Estrategia Nacional del Almacenamiento Energético. Este documento relaciona el conjunto de medidas singulares que serán promovidas por el Estado para garantizar el cumplimiento de los objetivos establecidos en el PNIEC y el borrador de la estrategia de Descarbonización a Largo Plazo (ELP) a 2050. Ambas planificaciones marcan una apuesta en firme por el almacenamiento energético, pasándose de los 8,3 GW disponibles en la actualidad a un valor de aproximadamente 20 GW en 2030 y 30 GW en 2050. Esta cuantificación incluye el almacenamiento a nivel de usuario y el almacenamiento estacional según el estado actual de la tecnología.

#### **3.4.2.1 Plan de acción**

De acuerdo con la estrategia nacional del almacenamiento energético, la transformación energética consiste en pasar de un sistema energético centralizado basado en centrales convencionales y gestionables a otro descentralizado, variable y flexible que permita integrar adecuadamente la provisión de energía mediante tecnologías renovables.

En esta estrategia se identifican los principales desafíos para el despliegue del almacenamiento y una visión que supone un nuevo paradigma del sistema energético cuyo objetivo es la neutralidad climática y el aprovechamiento de las oportunidades que conlleva este cambio de modelo. El almacenamiento energético será un elemento clave para aportar flexibilidad al sistema energético de modo que se pueda alcanzar dicha neutralidad.

La Estrategia tiene en cuenta un conjunto de medidas clasificadas en 10 líneas de acción:

- **A1.** Marco regulatorio.
  - o Régimen jurídico del almacenamiento.
  - o Reducción de barreras administrativas.
  - o Evitar la duplicidad de los peajes y cargos.
  - o Planificación de la red de transporte.
  - o Hibridación y Régimen Económico de Energías Renovables.
  - o Sandboxes regulatorios.
- **A2.** Participación de los mercados.
- **A3.** Modelo de negocio.
- **A4.** Integración sectorial.
- **A5.** La ciudadanía en el centro.
  - o Formación.
  - o Difusión, sensibilización y participación.
  - o Transición justa.
- **A6.** Las palancas del desarrollo tecnológico.
  - o Mejora del enfoque, capacidades y conocimiento.
  - o Iniciativas europeas para el desarrollo de tecnologías de almacenamiento.
  - o Acciones específicas para acelerar la madurez de la tecnología.
- **A7.** Sostenibilidad.
  - o Trazabilidad: Enfoque de sostenibilidad a lo largo de todo el ciclo de vida.
  - o Economía circular.
  - o Materiales críticos.
- **A8.** Necesidades en los sistemas insulares y aislados.
- **A9.** Gobernanza.
- **A10.** Análisis prospectivo.

La **Estrategia para el almacenamiento energético de Canarias propone un enfoque específico basado en la diagnosis de la potencialidad y necesidad de las tecnologías de almacenamiento para cumplir con los objetivos de planificación** y garantizar la descarbonización de los sistemas eléctricos de Canarias. En los apartados 4 y 5 de este documento **se lleva a cabo un plan de acción específico para el archipiélago en el cual se ha considerado el conjunto de medidas estipuladas en la Estrategia Nacional del Almacenamiento Energético.**

### 3.4.2.2 Oportunidades del almacenamiento

La Estrategia Nacional del Almacenamiento Energético plantea que el almacenamiento de energía, en todas sus formas, juega un papel fundamental, y su despliegue tiene como consecuencia la aparición de múltiples oportunidades. En concreto:

- **Palanca de generación de empleo:** IRENA estima que las energías renovables y la flexibilidad energética tienen una intensidad de más de 25 empleos por cada millón de dólares de inversión. En este sentido, el despliegue de sistemas de almacenamiento cuenta con un enorme potencial como instrumento generador de empleo de calidad, impulsando la innovación y la competitividad a los largo de toda la cadena de valor, reforzando el liderazgo industrial de España en este sector. Esto supone una importante oportunidad para la adecuación de ese proceso a una Transición Justa.

España cuenta con un gran liderazgo en diversas tecnologías de almacenamiento, entre las que se encuentra el almacenamiento térmico (planta termosolares), la electrónica de potencia, las centrales de bombeo convencionales o las más innovadoras Centrales Depuradoras Reversibles en antiguas minas, entre otras tecnologías.

- **Nuevos modelos de negocio:** Como ya se ha puesto de manifiesto, la aparición de nuevas figuras como son los agregadores independientes, las comunidades de energías renovables o la hibridación impulsarán nuevos modelos de negocios, figuras para las que el almacenamiento adoptará una gran relevancia.

El autoconsumo compartido y el almacenamiento detrás del contador pueden hacer necesaria la gestión por parte de Empresas de Servicios Energéticos ESEs).

La figura del agregador independiente ofrecerá nuevos servicios a los consumidores y desarrollará nuevos modelos de negocios, basados en la oferta de servicios al sistema eléctrico.

- **Beneficio de diferentes mecanismos de financiación:** Ya hay, y otros están en fase de desarrollo, mecanismos de financiación, europeos y nacionales, destinados a impulsar la transición energética y la descarbonización de la economía, entre los que se encuentran los proyectos de almacenamiento energético. Los mecanismos de financiación, existentes o en fase de desarrollo, para impulsar la transición energética y la descarbonización de la economía incluyen ayudas directas en forma de subvención o préstamos en condiciones ventajosas, ayudas indirectas, compra pública innovadora, participación en capital o garantías financieras, entre otros.
- **Recuperación de la crisis COVID-2019:** Impulsar y acelerar la agenda de descarbonización y la transición energética puede ser un vector de recuperación económica de esta crisis, aportando nuevas oportunidades para las economías locales. Estas oportunidades, además, pueden contribuir a la lucha contra la pobreza energética.
- **Cadena de valor industrial:** El impulso de la transición energética se puede aprovechar para fortalecer la industria nacional entorno a las tecnologías del almacenamiento e impulsar el liderazgo de las empresas nacionales a nivel internacional. Para ello es fundamental disponer de fabricantes y proveedores nacionales que generen alto valor añadido a lo largo de toda la cadena industrial.
- **Economía circular:** En el ámbito de la economía circular surgirán oportunidades de especial relevancia entorno a la segunda vida de las baterías, la recuperación de materiales y entorno de nuevos modelos de negocio dedicados a cerrar el ciclo de vida de los sistemas orientados a la valorización de los residuos procedentes de las tecnologías de almacenamiento. Esto también permitirá reducir la dependencia existente de los denominados materiales críticos, al tiempo que se genera una oportunidad de negocio derivada de su reutilización y se reduce el impacto ambiental producido por la extracción de recursos.
- **Papel clave en la integración de sectores:** En conjunción con los sistemas de almacenamiento, uno de los grandes habilitadores de la plena integración de sectores es

el hidrogeno verde que permite, mediante el uso de electrolizadores, dar apoyo a la operación del sistema eléctrico, y en la descarbonización de la industria.

- **Innovación tecnológica e I+D:** Sin un fuerte impulso a la I+D+i tecnológica la transición energética no sería eficiente. La necesidad de emprender proyectos piloto y bancos de pruebas presenta interesantes oportunidades tanto en lo que se refiere a la obtención de financiación como a la creación de sandboxes regulatorios.
- **Beneficios para el sistema eléctrico:** Las soluciones de almacenamiento, además de aportar importantes beneficios a la gestión del sistema eléctrico y apoyar a las infraestructuras de generación, transporte y distribución, suponen un soporte fundamental para el despliegue de microrredes y presenta un gran potencial como mecanismo de impulso al autoconsumo solar.
- **Territorios insulares y zonas aisladas:** Este tipo de territorios y zonas suponen un reto en la operación de sus sistemas. Por ese motivo, el almacenamiento ofrece importantes oportunidades como tecnología posibilitadora de la descarbonización del sistema ya que permite una mayor integración de renovables en la red y una mayor flexibilidad en la operación de las redes de distribución.

En la siguiente ilustración pueden verse las diferentes oportunidades que el almacenamiento energético ofrece al reto de la transición energética renovable.



Figura 62 Oportunidades del almacenamiento de energía. El reto de la transición energética renovable. (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico)

### 3.4.2.3 Potenciales necesidades del almacenamiento en la senda hacia la neutralidad climática

Como se comentó al comienzo de este apartado, se estima pasar de los 8,3 GW de potencia de almacenamiento actual a un valor aproximado de 20 GW en 2030 y de 30 GW en 2050:

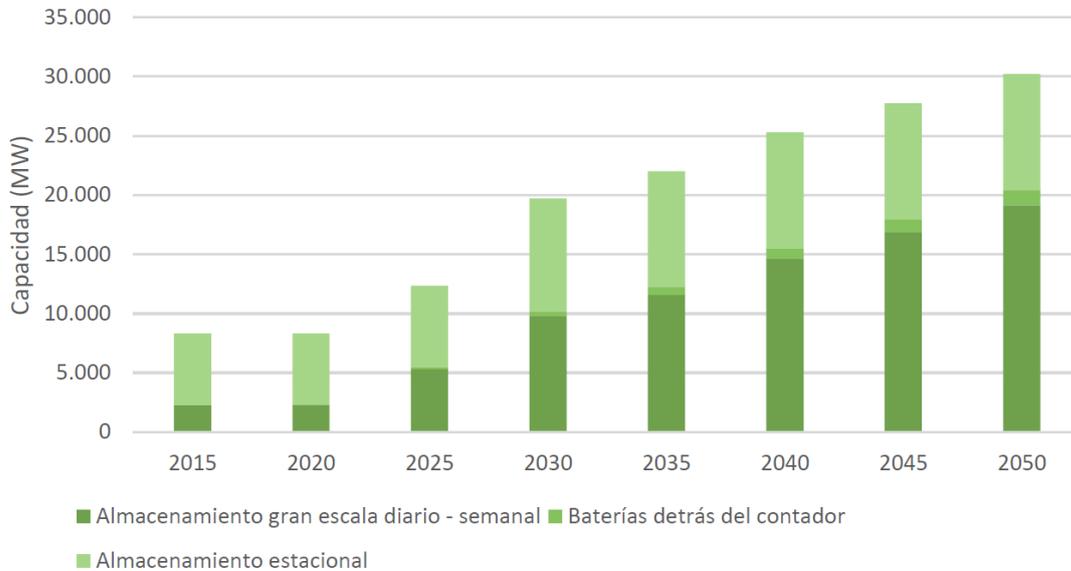


Figura 63 Previsión de necesidades de almacenamiento. (Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico)

Estos sistemas de almacenamiento estarían basados en las siguientes tecnologías:

- Sistema de bombeo hidráulico.
- Baterías y otros sistemas de almacenamiento a gran escala.
- Baterías detrás del contador (para el año 2030 se incluye un valor mínimo de 400 MW).
- Almacenamiento de energía térmica, tales como los empleados en las centrales solares termoeléctricas.

En el caso de otros sistemas de almacenamiento habría que realizar algunas observaciones:

- Vehículo eléctrico. La provisión de almacenamiento mediante la tecnología V2G no estará plenamente disponible durante todos los períodos temporales debido a las limitaciones inherentes al uso del vehículo, por lo que a la capacidad de sus baterías habría que aplicarles un factor de disponibilidad dependiente del uso del vehículo.
- Sistemas de almacenamiento estacional. Estos sistemas estacionales, aun por desarrollar, no se han incluido en la gráfica anterior y serán objeto de estudio como uno de los trabajos desarrollados por la Estrategia.
- Sector de la edificación. Existe un importante potencial de almacenamiento de energía térmica en este sector presente en diversas tecnologías: acumuladores, bombas de calor, etc.

Este amplio abanico de posibilidades favorece la combinación de almacenamiento intradiario, estacional y la participación de la demanda, lo cual es fundamental para garantizar la seguridad de suministro y aportar una mayor flexibilidad al sistema energético contribuyendo, así, a su descarbonización.

### 3.4.3 Tecnologías de almacenamiento energético de mayor interés para la situación particular de Canarias

#### 3.4.3.1. Estado tecnológico del almacenamiento energético

Hasta mitad de 2017, el sistema de almacenamiento con mayor capacidad instalada a nivel mundial eran los hidrobombeo, con una amplia diferencia sobre los demás. Hasta esa fecha contaba con el 96% de la capacidad total instalada (aproximadamente 176 GW). Las otras tecnologías de almacenamiento con más presencia en el mercado eran el almacenamiento térmico, con una capacidad instalada de 3,3 GW (1,9% del total), las baterías electroquímicas con 1,9 GW (1,1% del total) y el almacenamiento mecánico con 1,6 GW (0,9% del total).

Las centrales de hidrobombeo son una tecnología comercialmente madura que no sólo cuenta con la mayor capacidad de potencia instalada sino también la mayor capacidad de almacenamiento de energía. Entre China (32.1 GW), Japón (28.5 GW) y Estados Unidos (24.2 GW), se reparten casi la mitad (48%) del almacenamiento de energía global. Además, estos países albergan las mayores capacidades de almacenamiento con hidrobombes, aunque también se están convirtiendo en lugares importantes para las nuevas y emergentes tecnologías de almacenamiento de electricidad. España, a mitad de 2017, era el cuarto país del mundo con mayor capacidad instalada (8 GW), como se en la siguiente ilustración.

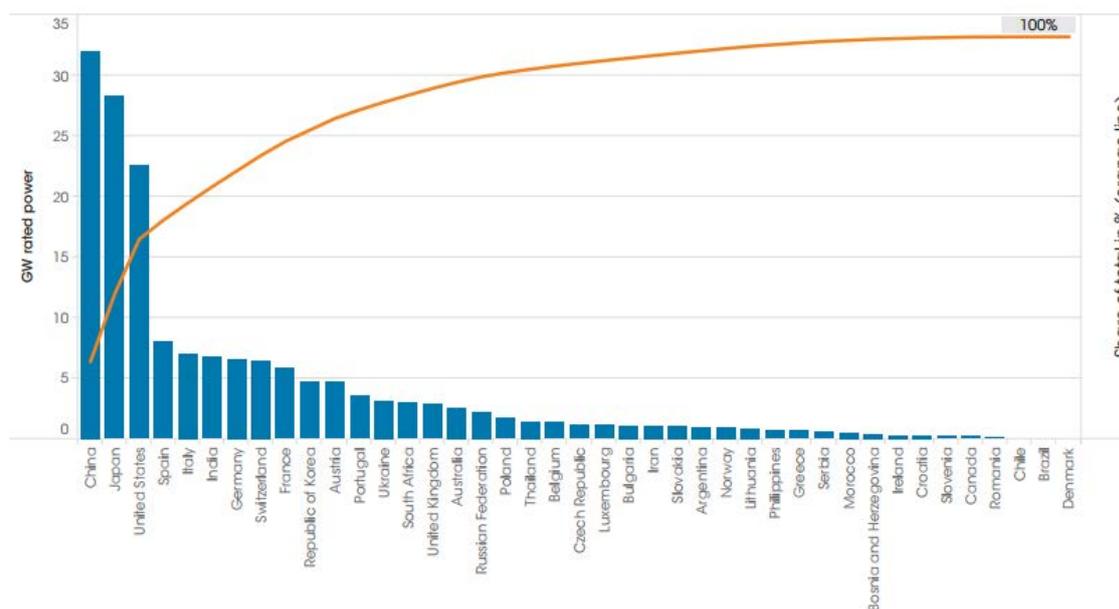


Figura 64 Capacidad de potencia instalada en almacenamiento por hidrobombeo por países (IRENA)

El almacenamiento de electricidad térmico, las baterías electroquímicas y las tecnologías de almacenamiento electromecánico sin bombeo aportan un total de 6,8 GW de almacenamiento de energía a nivel mundial. Las aplicaciones de almacenamiento térmico, en la actualidad, están dominadas por las plantas de concentración solar. Actualmente, la tecnología de sal fundida es la solución comercial predominante y representa las tres cuartas partes del almacenamiento térmico implementado a nivel mundial utilizado para aplicaciones de electricidad.

El almacenamiento mecánico, hasta la fecha, está representado por pequeños proyectos de volantes de inercia (0,9 GW instalados) y CAES (0,6 GW instalados). En ambas tecnologías, dos o tres grandes proyectos dominan la implementación total.

El almacenamiento mediante baterías electroquímicas es una de las tecnologías que ha mostrado un mayor crecimiento aunque su capacidad operativa instalada sea solo de 1,9 GW. Aunque existen varias tecnologías emergentes de baterías, las que cuentan con una mayor presencia son las de Li-Ion el 59% de la capacidad operativa instalada a mediados de 2017. También hay pequeñas contribuciones, pero importantes, de baterías de NaS de alta temperatura, condensadores y baterías de flujo.

En la siguiente ilustración se muestra la capacidad total de almacenamiento energético por tecnologías a mitad de 2017, según IRENA

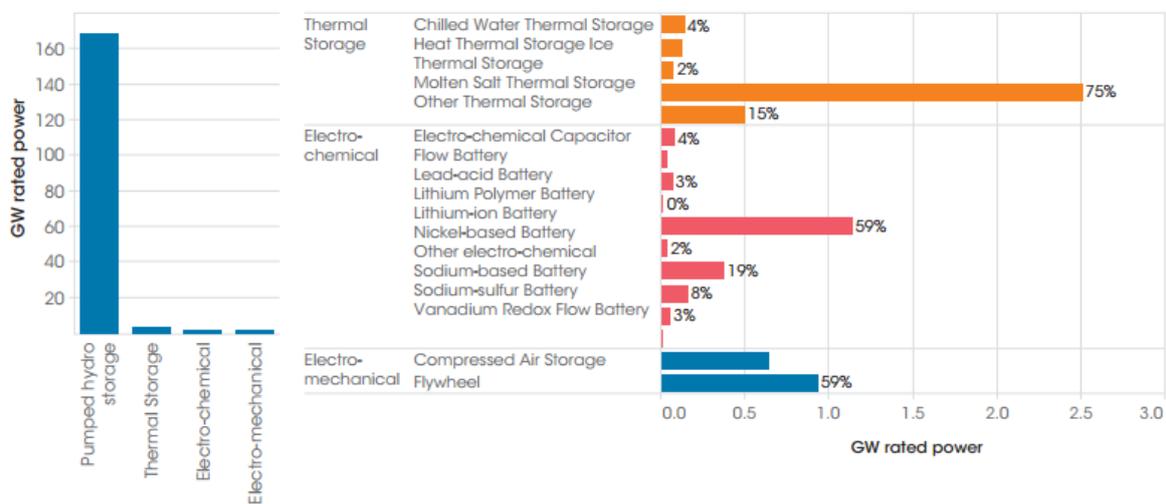


Figura 65 Capacidad de potencia de los sistemas de almacenamiento por tecnologías, mitad 2017 (IRENA)

En la siguiente ilustración puede verse la capacidad de potencia de almacenamiento energético instalada por países y tecnología, a mitad de 2017. España, es también el cuarto país en términos de potencia total instalada, aunque sólo dispone de almacenamiento por hidrobombeo y almacenamiento térmico, a estas escalas.

	Electro-mechanical	Electro-chemical	Thermal Storage	Pumped hydro storage	Grand Total
China		0.1	0.1	32.0	32.1
Japan		0.3		28.3	28.5
United States	0.2	0.7	0.8	22.6	24.2
Spain	0.0	0.0	1.1	8.0	9.1
Germany	0.9	0.1	0.0	6.5	7.6
Italy		0.1	0.0	7.1	7.1
India		0.0	0.2	6.8	7.0
Switzerland	0.0	0.0		6.4	6.4
France	0.0	0.0	0.0	5.8	5.8
Republic of Korea		0.4		4.7	5.1
Grand Total	1.1	1.6	2.3	128.1	133.1

Figura 66 Capacidad de potencia instalada de almacenamiento energético por países y tecnologías (IRENA)

Como ya se ha comentado los sistemas eléctricos requieren de una gama de servicios auxiliares para garantizar un funcionamiento fluido y confiable. La oferta y la demanda deben equilibrarse en tiempo real para garantizar la calidad del suministro, evitar daños a los aparatos eléctricos y mantener el suministro a todos los usuarios. Además, todos los sistemas

eléctricos requieren de un cierto grado de servicios de flexibilidad que permita a los operadores de red reaccionar ante cambios inesperados en la demanda o la pérdida de grandes cantidades de suministro. La flexibilidad brinda a los operadores las herramientas para restaurar rápidamente el equilibrio del sistema.

En los sistemas eléctricos de las Islas Canarias, la energía eólica y solar aún tiene un impacto limitado en la operación de la red. Sin embargo, a medida que aumente la participación de estas energías, los sistemas eléctricos necesitarán no solo más servicios de flexibilidad, sino una combinación diferente que favorezca las capacidades de respuesta rápida del almacenamiento de electricidad. Este cambio clave en la operación del sistema debe ser parte del proceso de la planificación energética. A nivel de España, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 prevé que para 2030 se produzca un aumento de capacidad de almacenamiento energético de 6 GW (bombeo y baterías), cuya composición y funcionamiento precisos se desarrollarán en función de la evolución y disponibilidad tecnológicas.

La Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA), analizando los efectos de la transición energética hasta 2050, estima que más del 80% de la electricidad mundial podría derivarse de fuentes renovables para esa fecha. La energía solar fotovoltaica y la eólica representarían en ese momento el 52% de la generación total de electricidad. Por su parte, el almacenamiento eléctrico estará en el centro de la transición energética, proporcionando servicios en toda la cadena de valor del sistema eléctrico y en los sectores de uso final de la energía. La capacidad de almacenamiento de electricidad puede reducir las restricciones en la red de transmisión y puede aplazar la necesidad de grandes inversiones en infraestructura. Esto también se aplica a la distribución, independientemente de si las restricciones reflejan el crecimiento de las energías renovables o un cambio en los patrones de demanda. Las aplicaciones detrás del contador permiten a los consumidores administrar sus facturas, reduciendo los cargos por demanda pico y aumentando el "autoconsumo" fotovoltaico.

Con el alto porcentaje de energía eólica y solar fotovoltaica que se espera más allá de 2030 (70-80% en algunos casos), la necesidad de almacenamiento de energía a largo plazo se vuelve crucial para suavizar las fluctuaciones de suministro durante días, semanas o meses. Por ese motivo, la investigación, el desarrollo y la innovación para avanzar en la mejora tecnológica y reducción de costes de los sistemas de almacenamiento resulta vital para garantizar que las soluciones futuras estén disponibles y listas para utilizarse cuando sea necesario.

Por lo tanto, un tema crítico para el almacenamiento de electricidad que ayudará en su economía **es la capacidad de obtener múltiples flujos de valor al proporcionar una gama de servicios con un solo sistema de almacenamiento**. En la siguiente ilustración puede verse la distribución, o cuota de participación en la capacidad de almacenamiento, de los distintos servicios o usos prestados por diferentes tecnologías de almacenamiento de energía a mitad de 2017:

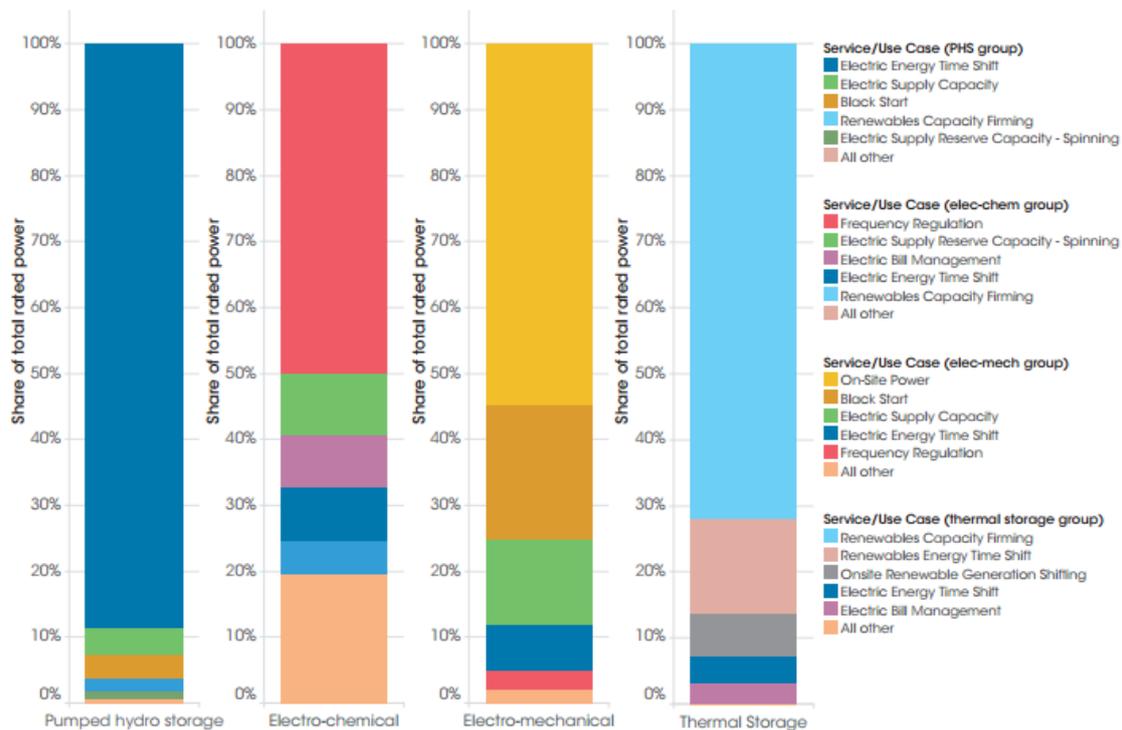


Figura 67 Distribución por usos de los servicios prestados por distintas tecnologías de almacenamiento (IRENA)

Ante un futuro en el que las energías renovables, principalmente la eólica y la fotovoltaica, van a tener el papel protagonista, resultará imprescindible dotar al sistema eléctrico, en su conjunto, de mayor flexibilidad para garantizar en todo momento la seguridad y calidad del suministro eléctrico. Esta mayor flexibilidad pueden aportarla los sistemas de almacenamiento eléctrico con baterías.

**El mercado de almacenamiento de electricidad con baterías en aplicaciones estacionarias presenta un potencial significativo de crecimiento en aplicaciones para el consumidor final, especialmente mediante el aumento del autoconsumo fotovoltaico sobre cubierta.** También puede haber una demanda emergente impulsada por incentivos de compañías de distribución o generación para administrar la alimentación de la red.

En la actualidad, donde existe una estructura reguladora adecuada (por ejemplo, Alemania) o en áreas con precios altos de la electricidad, excelentes recursos solares y una remuneración de alimentación de red relativamente baja (por ejemplo, Australia), se está llevando a cabo un almacenamiento significativo con batería asociado a nuevas instalaciones fotovoltaicas.

Según IRENA, en su informe *“Electricity Storage and Renewables: Costs and Markets to 2030”*, el mercado más grande para los sistemas de almacenamiento con baterías en el período hasta 2030 puede ser el formado por la instalación de nuevos sistemas solares fotovoltaicos a pequeña escala asociada al BESS (Battery Energy Storage System). La economía de estos sistemas BESS puede mejorar drásticamente en los próximos años, especialmente en lugares donde hay tarifas altas de electricidad residenciales y comerciales; estructuras de costes competitivos para la energía solar fotovoltaica; y bajos niveles de remuneración, a menudo decrecientes, por la alimentación de la red. En Australia, por ejemplo, las altas y crecientes tarifas de electricidad, combinadas con costes competitivos de energía solar fotovoltaica y

excelentes recursos solares hacen un mercado de almacenamiento de baterías potencialmente grande.

El coste de los sistemas BESS está disminuyendo, mientras que su rendimiento está mejorando. Esto abrirá el camino para que estos sistemas se utilicen desde hoy (por ejemplo, en aplicaciones fuera de la red, en conjunto con energías renovables, en islas y en la provisión de algunos servicios auxiliares), en un futuro próximo (por ejemplo, en vehículos eléctricos y en un mayor autoconsumo de energía solar fotovoltaica) y en un futuro más lejano (por ejemplo, en proporcionar una mayor contribución a los servicios de flexibilidad a la red y al almacenamiento de electricidad a largo plazo).

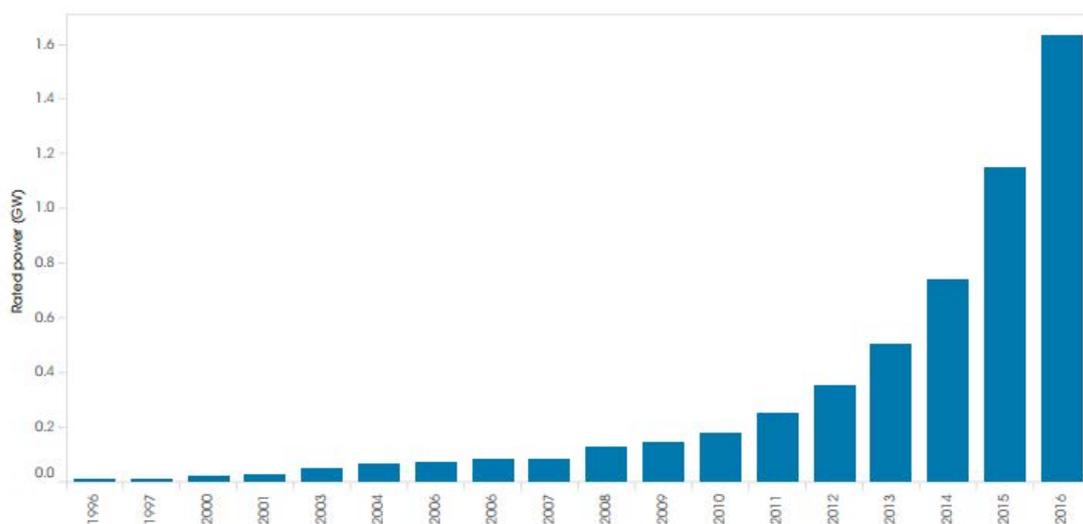


Figura 68 Capacidad instalada de baterías 1996-2016 (IRENA)

Durante los últimos 20 años, el despliegue de las instalaciones de batería ha experimentado un crecimiento exponencial, a medida que los costes disminuían y las mejoras de su eficiencia estimulaban su inversión. Estados Unidos con 680 MW, la República de Corea con 432 MW, Japón con 255 MW y Alemania con 132 MW son los mayores mercados de esta tecnología y abarcan el 78% de la capacidad total desplegada a mitad de 2017.

### 3.4.3.2. Modulación de la curva de demanda

Esta solución se engloba en el grupo de las aplicaciones energéticas, siendo de especial interés disponer de sistemas de almacenamiento que sean capaces de operar durante largos periodos de forma efectiva. No obstante, los sistemas de almacenamiento energético que proveen servicios de modulación de la curva de demanda también pueden prestar servicios de potencia.

En las unidades de generación, la herramienta que realiza ese despacho es el Unit Commitment, decidiéndose los periodos temporales en los que se debe llevar a cabo el arranque o la parada de grupos de generación, así como la energía que debe ser inyectada durante cada periodo de programación.

Este tipo de procedimientos de Unit Commitment también son de aplicación para los sistemas de almacenamiento. En este caso las estrategias de control son desarrolladas con modelos de optimización (Energy Management System – EMS) y predicciones energéticas de demanda y recursos renovables no gestionables, de tal forma que los procedimientos de carga y descarga

se producen en horas en las que su contribución sea necesaria. Dependiendo del modelo de sistema de almacenamiento y la eficiencia de los equipos asociados (tales como inversores-cargadores), la capacidad de respuesta puede ser menor o mayor en comparación con otros grupos de generación. Determinados métodos matemáticos como el modelo cinético de baterías usado en este trabajo permiten simular la limitación en respuesta mencionada.

Como se adelantaba en el párrafo anterior, para obtener el máximo beneficio por la operación del almacenamiento se suelen utilizar herramientas de optimización englobadas en sistemas EMS que deberán adaptarse a cada aplicación concreta para la que se utilice el sistema de almacenamiento. En general, es necesario definir un vector de variables que contenga una representación de las decisiones que deben tomarse en cada uno de los periodos de programación en los que se divide el día objetivo. Este vector debería contener, al menos, información sobre las siguientes variables para cada período de programación:

- Referencia de potencia activa a seguir (demanda eléctrica).
- Valor máximo y mínimo de la potencia reactiva a aportar.
- Potencia activa máxima y mínima a aportar para la regulación de frecuencia.
- Nivel del estado de carga (SOC) máximo y mínimo permitido.
- Ratios de carga y descarga máximos permitidos en los que se considere la minimización de la degradación del sistema.

Se considera que el almacenamiento energético para proveer modulación de la curva de demanda es una de las aplicaciones esenciales de deben ser utilizadas en las Islas Canarias. Esta es la principal aplicación considerada para almacenamiento en los distintos niveles (de usuario, en redes eléctricas y a gran escala). Esta aplicación es además de especial interés desde el punto de vista de los gestores de redes de distribución y transporte ya que permite no tener que adecuar sus sistemas a las puntas de demanda que se producen durante unas pocas horas al año. También puede aplicarse con el fin de evitar la saturación de líneas o transformadores concretos en periodos de demanda alta.

### **3.4.3.3. Integración de energías renovables**

La integración de energías renovables es otra de las aplicaciones comúnmente clasificadas como servicios energéticos. Para el caso de las Islas Canarias, el almacenamiento permitiría incrementar la cobertura de demanda mediante energías renovables al reducir la aplicación de políticas de corte, la modulación de la generación renovable y la integración de energías renovables en regiones remotas débilmente interconectadas. Para los tres supuestos se aporta a continuación una mayor definición:

#### **Reducción de los cortes impuestos a la generación renovable:**

En condiciones normales de operación hay que mantener el equilibrio entre la generación y la demanda para no originar problemas de inestabilidad. Las energías renovables tradicionalmente más usadas en las Islas Canarias (eólica y fotovoltaica) se caracterizan por no ser gestionables, produciéndose caídas o aumentos de la producción energética de manera abrupta en determinados momentos. Ante estos fenómenos, los generadores con condiciones operativas manejables deben reaccionar proveyendo reservas a subir o a bajar para conservar

la condición de estabilidad. Para disponer de estas reservas es, por tanto, necesario disponer de grupos convencionales en funcionamiento que sean capaces de actuar en caso de necesidad. Estos grupos tienen unos mínimos técnicos que deben ser respetados y para su inclusión en el balance energético obligan a la parada (no siempre programada) de generación renovable no gestionable. Esto supone un límite necesario pero de enorme impacto en escenarios de alta penetración renovable como los previstos en Canarias.

Por otra parte, en algunas ocasiones, las fuentes de energía renovable se encuentran alejadas de los principales centros de consumo, lo que puede provocar la saturación de las redes de transporte y distribución, obligando al operador del sistema a imponer límites o cortes a la generación renovable.

Para ambos casos, los sistemas de almacenamiento energético permiten modular la generación neta, almacenando el excedente de energía para su posterior uso, evitando así los cortes impuestos a la energía renovable y su vertido frente a otras fuentes de energía convencional.

#### **Modulación de la generación renovable:**

Como ya se comentó anteriormente, los sistemas de almacenamiento permiten modular la generación de origen renovable no gestionable, como es el caso de la eólica o la fotovoltaica. En este sentido, el sistema de almacenamiento puede evitar cambios bruscos en el nivel de generación, aportando cierta capacidad de programación y gestionabilidad. Con ello se aumenta la fiabilidad del sistema en su conjunto, al disminuir la necesidad de sustituir los cambios bruscos en la generación renovable con las distintas reservas del sistema, compensadas con los recursos de almacenamiento.

#### **Integración de las energías renovables en zonas remotas:**

Finalmente, la disponibilidad de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica permite aprovechar las fuentes de energía renovable en zonas donde resulta muy costoso construir e instalar la infraestructura de transporte y distribución necesaria para hacer llegar la electricidad. Este tipo de soluciones son de especial relevancia en ubicaciones de Canarias como edificios o núcleos poblacionales integrados en regiones ENP.

#### **3.4.3.4. Aplicaciones de control de potencia activa – frecuencia**

La diferencia entre lo que generan las máquinas primarias y lo consumido es aportada, principalmente, por la variación de la energía cinética de las máquinas síncronas que trabajan como generadores eléctricos. Esto da lugar a que la frecuencia varíe constantemente ya que está directamente relacionada con la velocidad de los generadores.

Los generadores convencionales disponen de un controlador que permanentemente mide la velocidad de giro de frecuencia y, en función de ésta, varía la potencia entregada por la máquina. Se presenta en la siguiente figura los fenómenos dinámicos más importantes que suceden en un sistema eléctrico, clasificados según las constantes de tiempo involucradas.

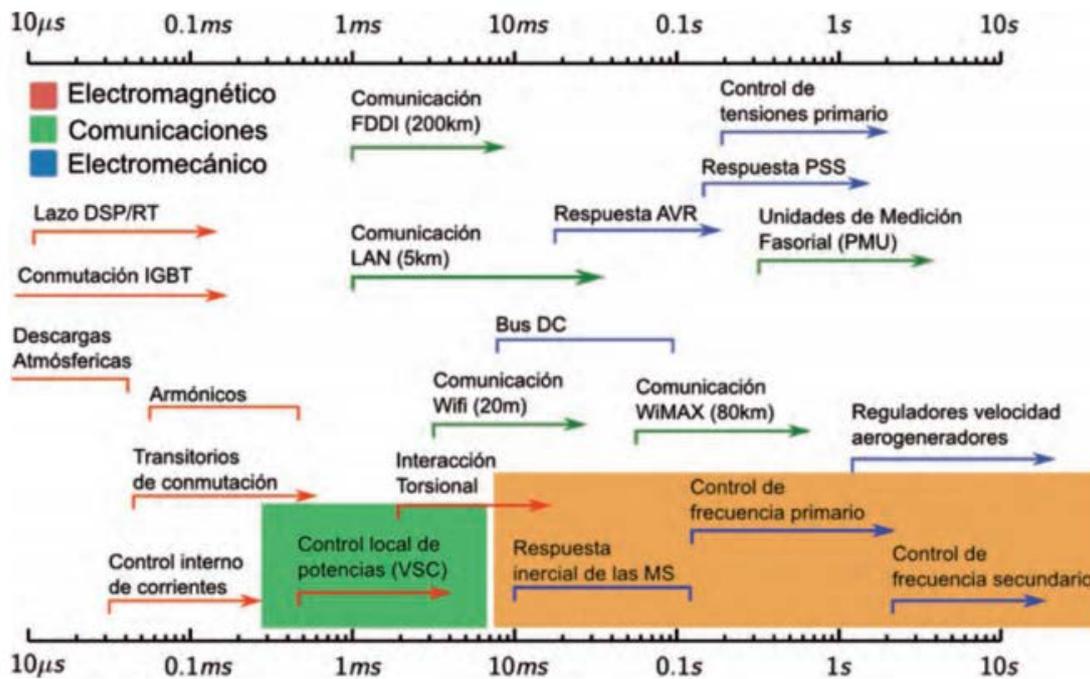


Figura 69 Constantes de tiempo involucradas en los principales fenómenos dinámicos que intervienen en los sistemas de potencia<sup>10</sup>

En la anterior ilustración se detalla en el recuadro naranja las constantes de tiempo asociadas a los generadores convencionales tanto en lo que respecta al aporte de energía cinética como a su contribución a la regulación primaria. Por su parte, se señala en el recuadro verde el rango de tiempo requerido para que un convertidor electrónico cambie la potencia que, por ejemplo, inyecta a la red. Su rapidez de respuesta hace posible que estos dispositivos puedan proporcionar un aporte a la regulación de frecuencia tal y como lo hacen los generadores síncronos convencionales y sus máquinas primarias.

Debe tenerse en cuenta que no todos los sistemas de almacenamiento tienen la misma capacidad de respuesta en términos de potencia y en muchos casos no serían comparables a los generadores convencionales.

Este tipo de control se está aplicando actualmente en países como Alemania, Australia, Chile, Estados Unidos o Sudáfrica. Al sustituirse parte de la generación convencional por generación renovable, ésta debe contribuir necesariamente a la regulación de frecuencia.

### 3.4.3.5. Aplicaciones de control de potencia reactiva – tensión

Los sistemas de almacenamiento también pueden tener un papel relevante en el control de tensiones de los sistemas eléctricos canarios, especialmente en las redes de distribución con mucha presencia de generación distribuida. En este sentido, lo más ventajoso sería que el almacenamiento estuviera distribuido a lo largo de la red, asociado a las instalaciones de generación distribuida o cerca de zonas de grandes consumos. De este modo, los dispositivos

<sup>10</sup> El almacenamiento de energía en la distribución eléctrica del futuro. Observatorio “Energía e Innovación”. Real Academia de Ingeniería de España.

de almacenamiento estarían cercanos a los puntos que requieren un mayor aporte de potencia reactiva.

La problemática asociada a la presencia de generación distribuida es que se producen incrementos de tensión en los feeders de conexión en las horas en las que la inyección de potencia excede al consumo, lo cual supone un problema. A esto hay que añadirle la falta de medios existentes respecto al control de tensiones en redes de distribución de media y baja tensión. Normalmente, para llevar a cabo el control en estas redes se suele realizar un cambio manual de las tomas de transformadores en cabecera. Este cambio se suele realizar en determinadas estaciones donde se aprecia un cambio considerable de las pautas de consumo. Otra solución aplicada en Canarias es la conexión/desconexión de bancos de baterías de condensadores ubicados en proximidades a subestaciones eléctricas.

Los sistemas de almacenamiento pueden ayudar a atenuar esta situación, al utilizar las capacidades de control que tienen los convertidores de conexión para inyectar o absorber la potencia reactiva necesaria en cada momento.

Actualmente, la mayoría de los convertidores que se emplean para la conexión a red son inversores autoconmutados que usan dispositivos de conmutación que controlan los estados de conducción y no conducción del interruptor, como son los transistores IGBT y MOSFET. Este tipo de inversores pueden controlar libremente la forma de onda de tensión y corriente en la parte de alterna, lo que permite controlar el factor de potencia de la instalación. Se pueden dividir en convertidores en fuentes de corriente (CSC) o en fuente de tensión (VSC). Los primeros disponen de una fuente de corriente aproximadamente constante en la entrada de continua mientras que en los segundos la fuente de entrada constante es la tensión. La mayoría de los dispositivos en la práctica son convertidores VSC.

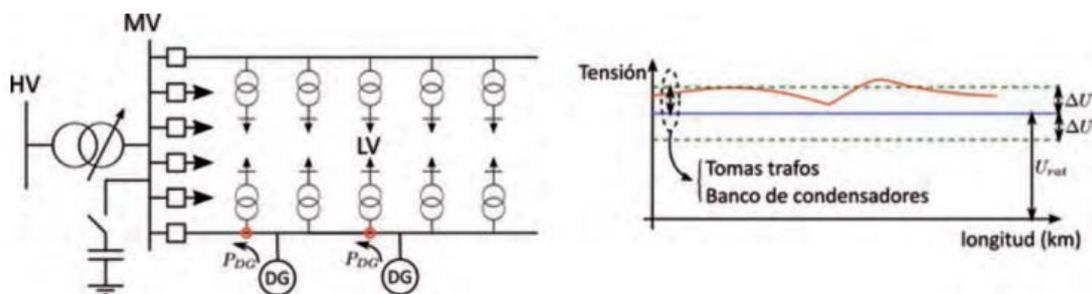


Figura 70 Control de tensiones en redes de distribución de media tensión

Por lo general, para llevar a cabo tareas relacionadas con el control de tensiones es necesario el desarrollo de un dimensionamiento específico en la fase de concepción, dado que esto exige un cierto sobredimensionamiento de los convertidores de conexión para poder variar la potencia reactiva.

La siguiente ilustración muestra un ejemplo de funcionamiento semanal de una instalación de almacenamiento en un sistema donde participa en el control de tensión. Como se puede ver, dependiendo del día de la semana se realiza la carga y descarga del sistema en función de las necesidades de potencia reactiva, evitando que en determinadas horas se produzcan puntas de consumo muy elevadas y ayudando a que no se produzcan subtensiones durante esos momentos en el sistema al que se conectan.

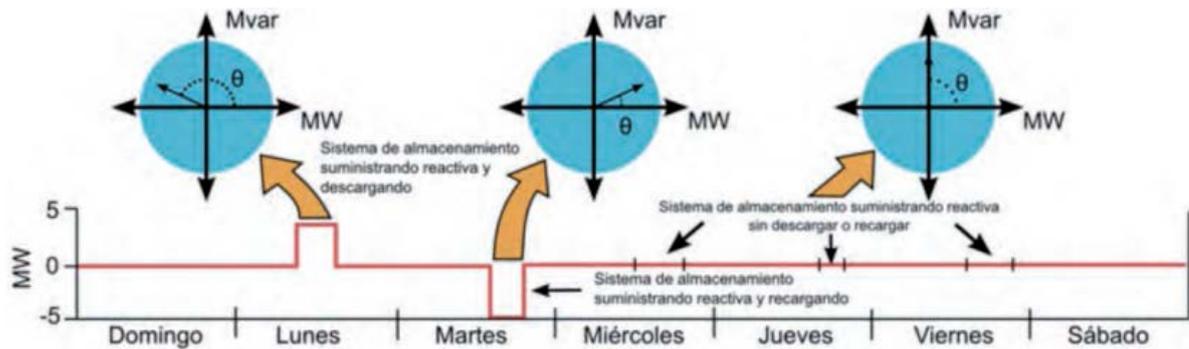


Figura 71 Modos de funcionamiento en el control de tensiones a lo largo de una semana

### 3.4.3.6. Emulación de potencia sincronizante, reservas rodantes y black-start

Cuanto mayor sea la inercia de las máquinas generadoras menor será la variación de la frecuencia, de lo que se deduce que la inercia es un factor fundamental en el mantenimiento de la estabilidad del sistema.

A medida que se reemplaza la generación basada en grandes máquinas síncronas, con una inercia considerable, por generación basadas en máquinas asíncronas (eólica) o convertidores electrónicos (fotovoltaica), resulta lógico que la inercia total del sistema disminuya y, por tanto, las perturbaciones en generación-consumo afecten a la frecuencia de forma más acusada y prolongada.

En la Figura 69 se observa que la velocidad de respuesta de los convertidores es superior a la velocidad de variación de potencia asociada a la inercia de los generadores convencionales. Por tanto, con un adecuado control se puede lograr que los convertidores con sus baterías emulen la respuesta inercial de los generadores síncronos.

De la misma forma, los sistemas de almacenamiento energético ayudarían en las Islas Canarias a reducir progresivamente las **reservas rodantes** proveídas por la generación convencional. Se entiende como reserva rodante el margen de potencia a subir que los generadores deben incluir en su programa de generación. El motivo principal por el que existe dicha reserva es para hacer frente a pérdidas de generación o cambios inesperados de la carga.

Uno de los problemas que plantea esta reserva es que obliga a los generadores a trabajar en puntos de funcionamiento no óptimos o distintos al nominal. El disponer de almacenamiento permite que los generadores puedan funcionar a su potencia nominal y sólo cuando sean necesarios por fines energéticos, aportando el almacenamiento los posibles incrementos de potencia necesarios en un determinado periodo de tiempo. De este modo, los sistemas de almacenamiento pueden hacerse cargo de la reserva rodante.

Por último, si se combina un convertidor electrónico en configuración como fuente de tensión con una batería se puede producir un sistema trifásico de tensiones. Si por medio de la batería, del lado de continua del convertidor, se pueden alimentar los elementos auxiliares del sistema (medidores de tensión, corriente y potencia, los sistemas de control y el sistema de

refrigeración) **se podrá iniciar el funcionamiento de convertidor aun cuando no existan otras máquinas generadoras** que suministren un sistema trifásico de tensiones.

Las tensiones sintetizadas en el lado de alterna del convertidor podrán alimentar cargas e incluso los sistemas auxiliares de otros generadores convencionales. De este modo, se podría arrancar un sistema aislado o incluso un sistema de potencia convencional, mediante un sistema de almacenamiento tras producirse un apagón (black-out) con pérdida de sincronismo y caída de todo el parque generador.

### 3.4.3.7. Posibilidades del almacenamiento estacional

El almacenamiento estacional se refiere a la provisión de energía durante meses, un requisito que solo puede ser satisfecho por tecnologías donde la capacidad de almacenamiento de energía es totalmente independiente de la potencia. Este tipo de almacenamiento se adapta, generalmente, a dos factores, los ciclos anuales de demanda eléctrica y la generación de energías renovables variables, de modo que se almacena bajo unas condiciones estacionales determinadas y la energía almacenada se descarga bajo las condiciones contrarias, en función de los dos factores comentados anteriormente. Por lo tanto, este tipo de almacenamiento está estrechamente relacionado con las variaciones estacionales de temperatura, velocidad del viento e irradiación solar ya que éstas determinan, principalmente, la necesidad de demanda de calor y refrigeración, y la generación de energía eólica y solar.

Los cambios en el sistema eléctrico ocurren en escalas de tiempo muy diferentes, lo que requiere diferentes soluciones. La capacidad del sistema para responder a fluctuaciones muy breves y rápidas se denomina generalmente "estabilidad", mientras que la capacidad de adaptarse a las tendencias a largo plazo que puede tomar años se denomina generalmente "adecuación". Por su parte la "flexibilidad" es la capacidad del sistema para responder a cambios en la demanda o suministro de energía manteniendo el balance del sistema y puede proporcionarse a través de carga y/o generación flexible y/o almacenamiento energético. El deslastre de cargas generalmente funciona como reserva de emergencia para mantener la adecuación y solo se recurrirá a él como último recurso.

En la siguiente ilustración muestra el marco en el que estos tres tipos de problemas de variabilidad se resumen junto con las causas y soluciones típicas.

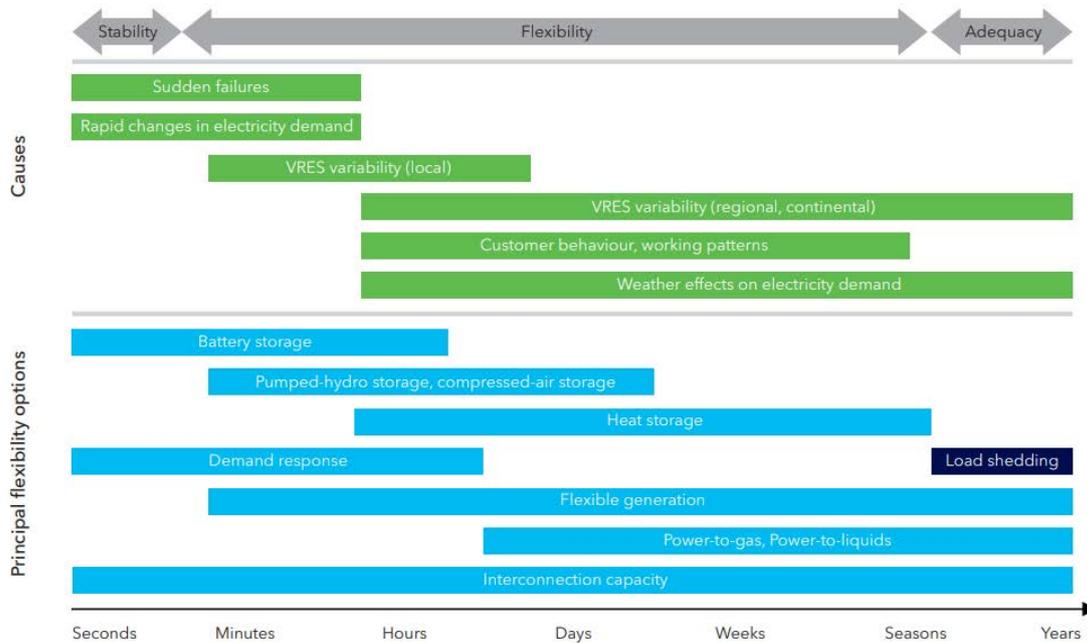


Figura 72 Escalas de tiempo para las necesidades del sistema eléctrico incluyendo las causas y principales opciones de flexibilidad. *The Promise of Seasonal Storage, DNV-GL*

El hidrógeno se postula como un candidato ideal para el almacenamiento estacional. La electricidad renovable se puede utilizar para producir el hidrógeno que, a su vez, puede proporcionar energía a diferentes sectores que, de otro modo, serían difíciles de descarbonizar, mediante la electrificación. Por otro lado, también puede almacenarse y emplearse cuando se requiera. Estos sectores incluyen:

- **Industria.** El hidrógeno es ampliamente usado en varios sectores de la industria, como son las refinerías, producción de amoníaco otros productos químicos, etc. Sin embargo, en la mayoría de los casos este hidrógeno se produce a partir del gas natural. En este sentido, el hidrógeno verde (producido mediante energías renovables) podría reemplazar las materias primas basadas en combustibles fósiles, aplicaciones que, además, producen altas emisiones de gases de efecto invernadero.
- **Edificios y energía.** El hidrógeno de fuentes renovables se puede inyectar en las redes de gas natural existentes hasta una cierta proporción, reduciendo así el consumo y las emisiones de gas natural en los sectores de uso final (por ejemplo, demanda de calor en edificios, turbinas de gas en el sector eléctrico). El hidrógeno se puede combinar con el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) de los procesos industriales de alta emisión para alimentar hasta un 100% de gas de síntesis a la red de gas.
- **Transporte.** Los vehículos eléctricos de pila de combustible (en inglés, fuel cell electric vehicles, FCEVs) ofrecen una opción de movilidad con cero emisiones de carbono cuando el hidrógeno se produce a partir de energías renovables, ofreciendo un rendimiento de conducción comparable al de los vehículos convencionales. Los FCEVs son complementarios a los vehículos eléctricos puros y pueden superar algunas de las limitaciones actuales de las baterías como son el peso, la autonomía y el tiempo de repostaje.

- Electricidad.** Los electrificadores empleados para producir hidrógeno, pueden ayudar a integrar las energías renovables en los sistemas eléctricos. Esto es, el consumo eléctrico de los electrolizadores se puede ajustar a la generación de energía eólica y solar por lo que el hidrógeno producido es una fuente de almacenamiento de esta electricidad renovable. Por lo tanto, se puede decir que la producción de hidrógeno es una carga flexible que, además, puede proporcionar servicios de regulación de la red mientras operan mientras proporciona hidrógeno a los distintos sectores.

La capacidad de almacenamiento y uso del hidrógeno puede servir como un medio para absorber largos períodos de energías renovables no gestionables y permitir el almacenamiento estacional. En la siguiente ilustración se puede observar la integración de las energías renovables y sus usos finales, por medio del hidrógeno:

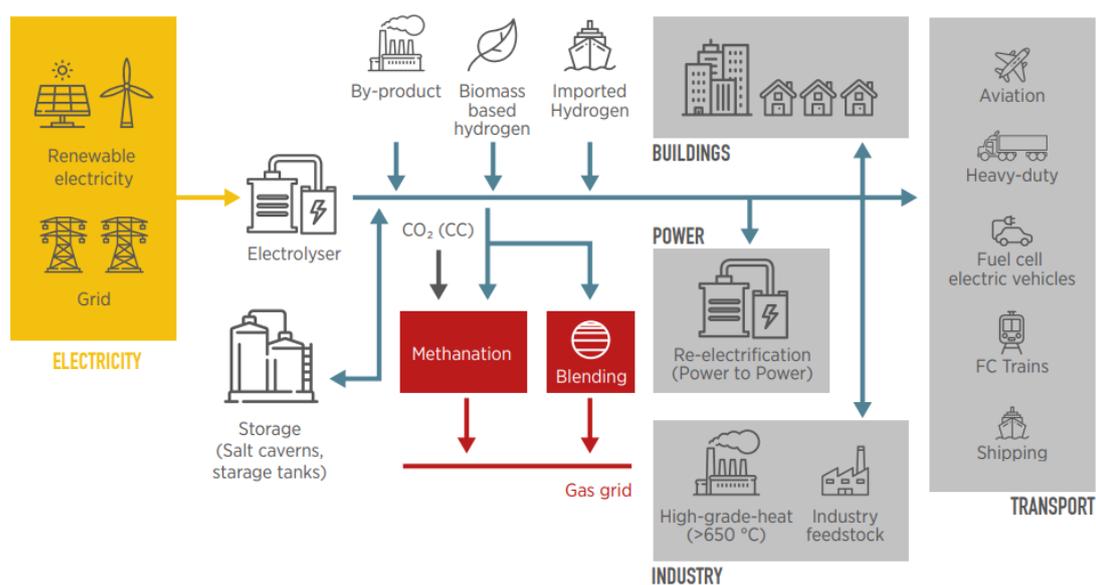


Figura 73 Integración de la energía renovable variable en usos finales mediante el hidrógeno. IRENA

Como muestra la ilustración anterior, el hidrógeno puede contribuir al “acoplamiento sectorial” entre el sistema eléctrico y la industria, los edificios y el transporte aumentando la flexibilidad y facilitando la integración de las energías renovables no gestionables en el sistema eléctrico.

En 2016, más del 95% de la producción de hidrógeno se basaba en los combustibles fósiles siendo el proceso conocido como reformado de metano con vapor de agua (en inglés, steam-methane reforming, SMR) la forma más común de producirlo. En menor medida también se emplean métodos como la gasificación del petróleo o el carbón, aunque en menor medida que el SMR. Finalmente, sólo el 4% del suministro mundial de hidrógeno se produce mediante electrólisis.

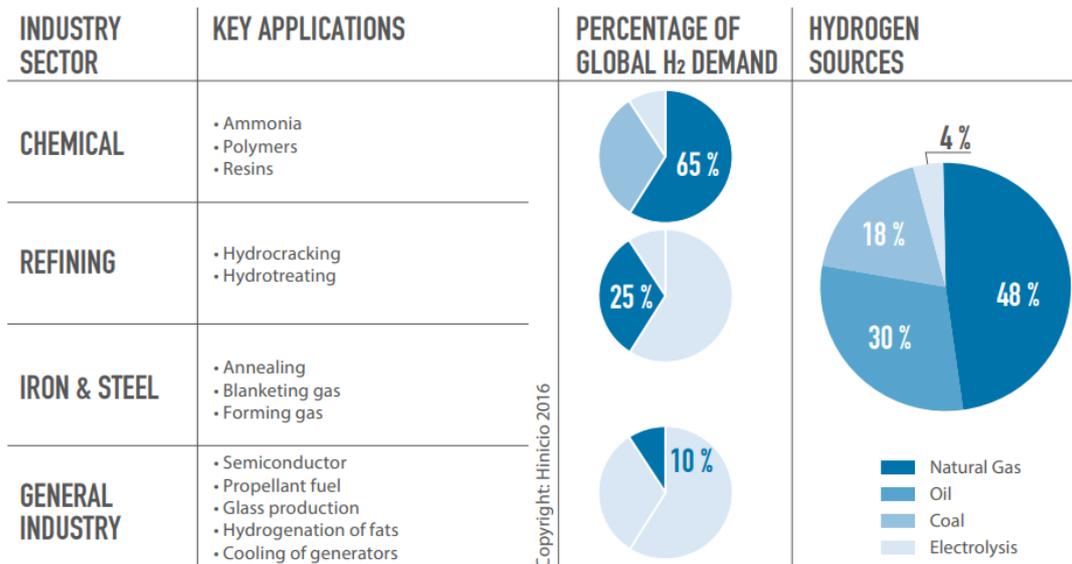


Figura 74 Demanda Global de hidrógeno y fuentes de producción. IRENA

En la siguiente ilustración se muestran los diferentes modos de producir hidrógeno renovable así como los niveles de madurez actuales.

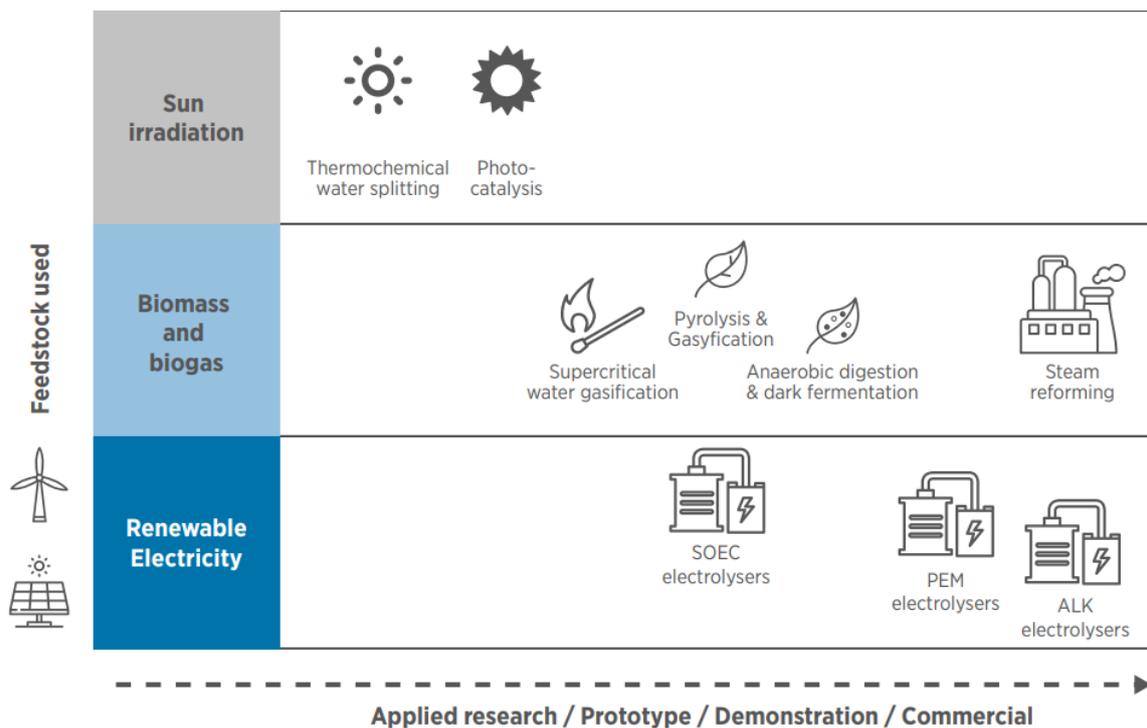


Figura 75 Procesos para producir hidrógeno y nivel de madurez actual. IRENA

Las opciones tecnológicas más empleadas y maduras para producir hidrógeno a partir de fuentes de energía renovables son la electrólisis del agua y el reformado de biometano con vapor de agua / biogás con o sin captura y utilización / almacenamiento de carbono (CCU / CCS), como se muestra en ilustración anterior. Las vías menos maduras son el fraccionamiento termoquímico de agua, la fotocatalisis, gasificación de biomasa con agua supercrítica, la gasificación y pirólisis de biomasa, los electrolizadores SOEC (en inglés, solid oxide electrolyser cell) y digestión anaeróbica y la fermentación oscura.

Como se comentó al principio de este apartado, el uso del hidrógeno puede tener aplicación en diferentes sectores y también genera otros “subproductos” mediante diferentes procesos como gases sintéticos (power to gas) o combustibles líquidos sintéticos (power to liquid).

El Power to Gas (P2G) es la utilización de electricidad excedentaria renovable para producir un gas que se podrá utilizar directamente o almacenar.

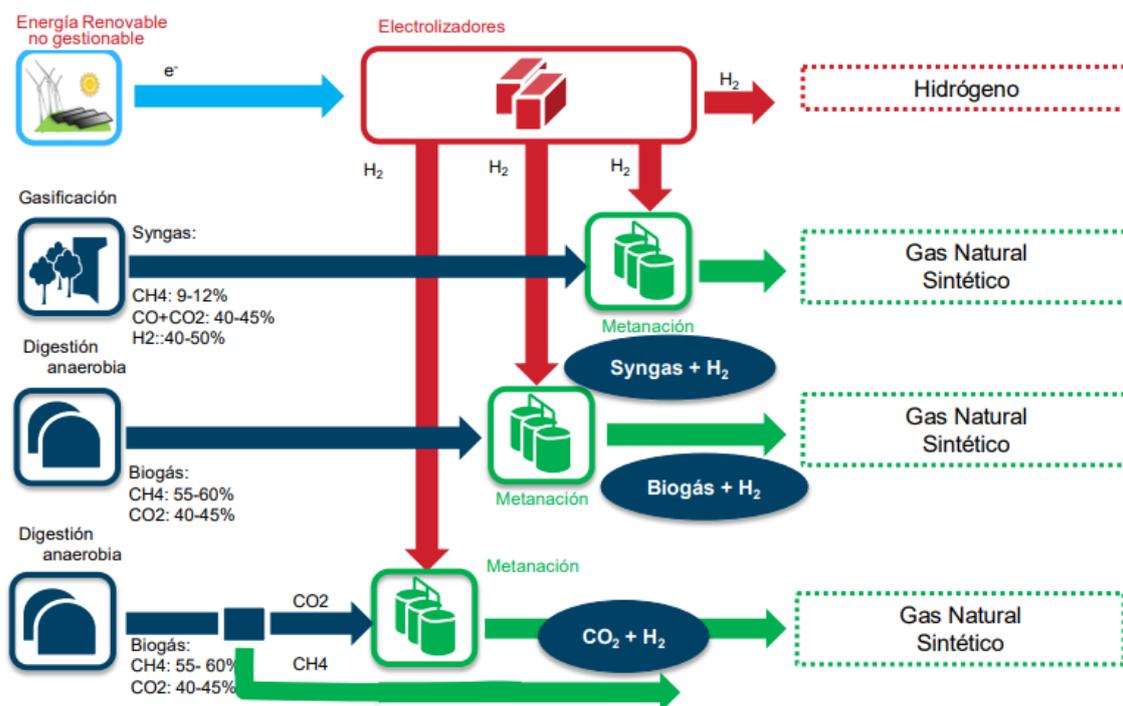
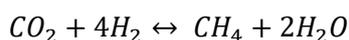


Figura 76 Producción de gas sintético. Fundación Naturgy

La metanización es el proceso de transformación en metano según la reacción global:



La metanización o digestión anaerobia consiste en utilizar los desechos orgánicos como los lodos de las estaciones depuradoras, por ejemplo, para producir por fermentación en ausencia de oxígeno, una mezcla de gases en la que los más importantes serán el metano (50%-85%) y el dióxido de carbono (15%-50%).

En la siguiente ilustración puede verse un acoplamiento de estos dos procesos. En Canarias, como no existe una red gasista, el gas producido se emplearía para almacenarlo y emplearlo en los sectores que lo demande.

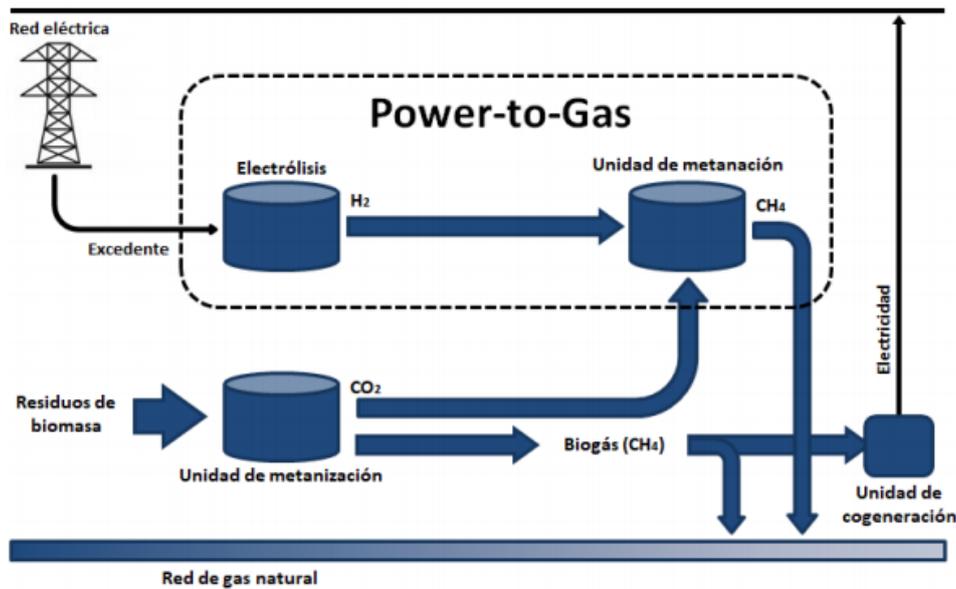


Figura 77 Unidad de metanación acoplada a una unidad de metanación. Sistemas power to gas: contribución a la implementación de fuentes de energías renovables. Autor: Antonio Ruíz García

Power to Liquid (PtL) se basa en la conversión de energía renovable excedentaria en combustibles líquidos y productos químicos como metanol, éter de oximetileno (OME), amoníaco y productos Fischer-Tropsch (FT). Estos combustibles ofrecen la alta densidad de energía que se requiere para aviones, barcos y otras aplicaciones con una alta demanda de energía y autonomía para cubrir largas distancias. Una condición previa esencial para el PtL es la disponibilidad de hidrógeno o gas de síntesis “verde”.

En la siguiente ilustración se muestra el proceso para producir estos combustibles y productos químicos:

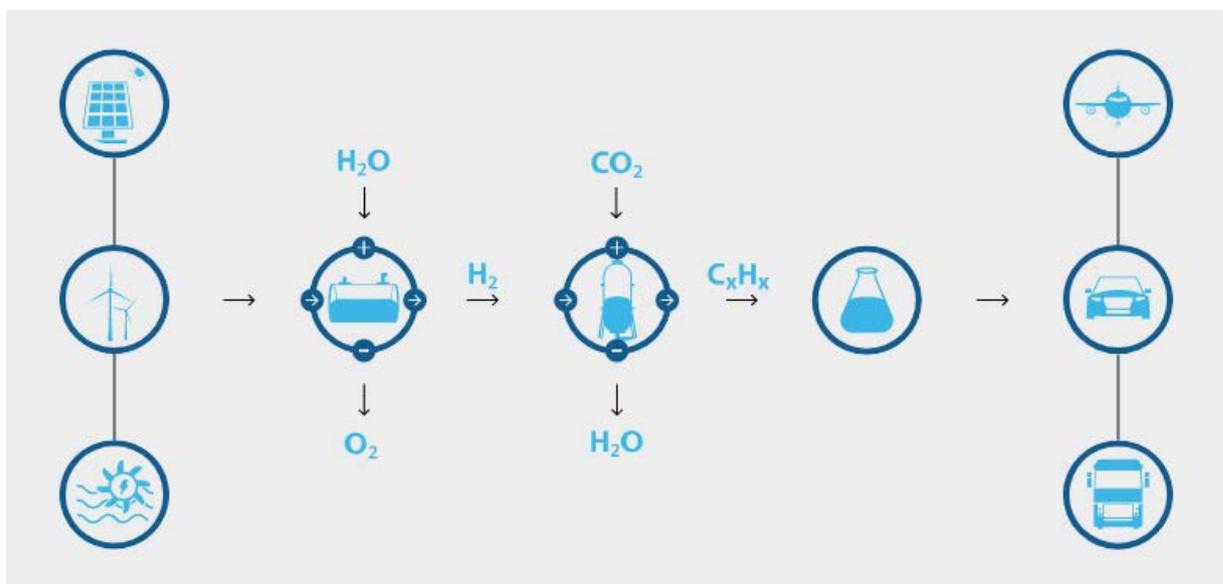


Figura 78 Tecnología Power to Liquid. en:former

Se observan 5 etapas diferenciadas. En el primero se tienen las energías renovables que producirán la energía eléctrica necesaria para producir el hidrógeno mediante un electrolizador. En un tercer paso se añade  $CO_2$  y combinado con el  $H_2$  se forman cadenas de

hidrocarburos. Primero, el dióxido de carbono y el hidrógeno se reducen a monóxido de carbono con agua (H<sub>2</sub>O) como subproducto. Luego, el monóxido de carbono se combina con más hidrógeno para formar un gas de síntesis. A continuación, se pueden producir varios hidrocarburos líquidos a partir del gas de síntesis utilizando el proceso Fischer-Tropsch. Estos hidrocarburos pueden, por ejemplo, procesarse en una refinería para producir gasolina sintética, diésel o queroseno que se pueden utilizar para impulsar directamente automóviles, camiones, portacontenedores o aviones.

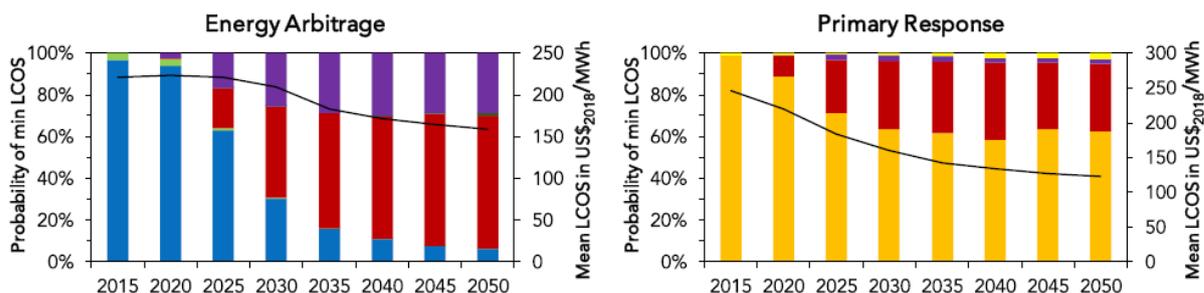
### 3.4.4 Costes de la tecnología y evolución prevista

El coste nivelado de almacenamiento (en inglés, levelized cost of storage, LCOS) cuantifica el coste total de por vida de inversión por unidad de electricidad descargada para una tecnología y aplicación específica. Por lo tanto, tiene en cuenta todos los parámetros técnicos y económicos que afectan el coste de por vida de la descarga de electricidad almacenada. Es comparable al LCOE, usado para las tecnologías de generación eléctrica, representando una herramienta muy adecuada para comparar los costes de las tecnologías de almacenamiento.

Los parámetros clave que afectan el LCOS de cada tecnología, y que son establecidos por cada aplicación, son la capacidad de potencia nominal, la duración de la descarga, los ciclos anuales y el precio de la electricidad. Si bien los dos primeros afectan a la inversión, la operación y el mantenimiento y el costo al final de la vida útil, los ciclos anuales afectan a la vida útil del proyecto y la electricidad descargada total. En combinación con la eficiencia de cada tecnología, el precio de la electricidad afecta al coste de carga. Los precios de la electricidad utilizada durante la carga variarán entre aplicaciones, regiones y escalas de tiempo.

La reducción de costes prevista para las tecnologías de la batería limita la competitividad del hidrobombeo y el aire comprimido. Las tecnologías de la batería muestran la probabilidad más alta de tener costes más bajos en la mayoría de las aplicaciones después de 2025. Para 2030, el ion-litio parece ser el más rentable en la mayoría de las aplicaciones, con menos de 4 horas de descarga y menos de 300 ciclos anuales. Para el almacenamiento estacional con más de 700 horas de descargas, es probable que el almacenamiento de hidrógeno sea más rentable.

En los siguientes gráficos se puede ver la probabilidad de que una tecnología exhiba los LCOS más bajos en una aplicación específica y el LCOS medio de la tecnología con la probabilidad más alta de tener el LCOS más bajo:



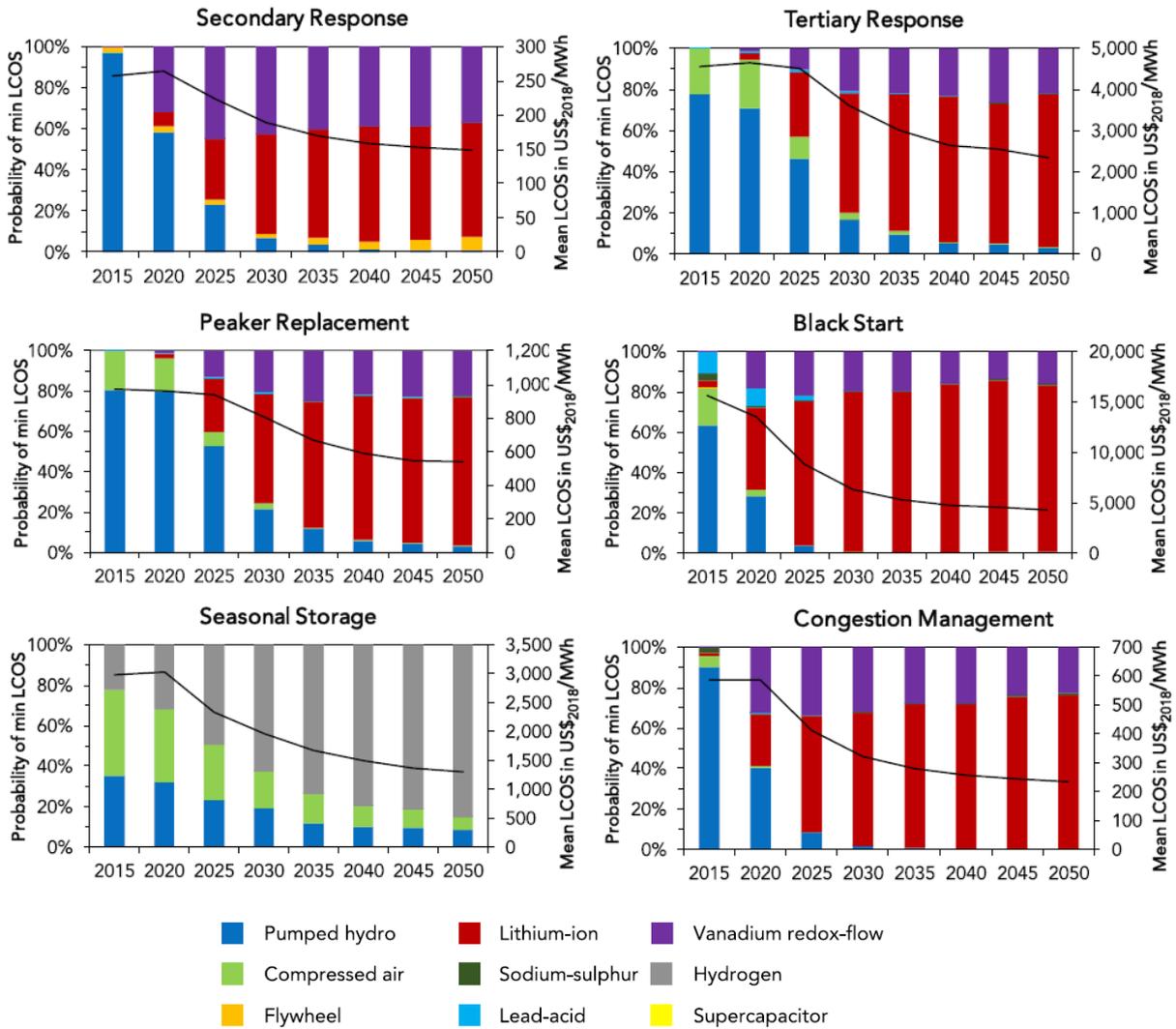
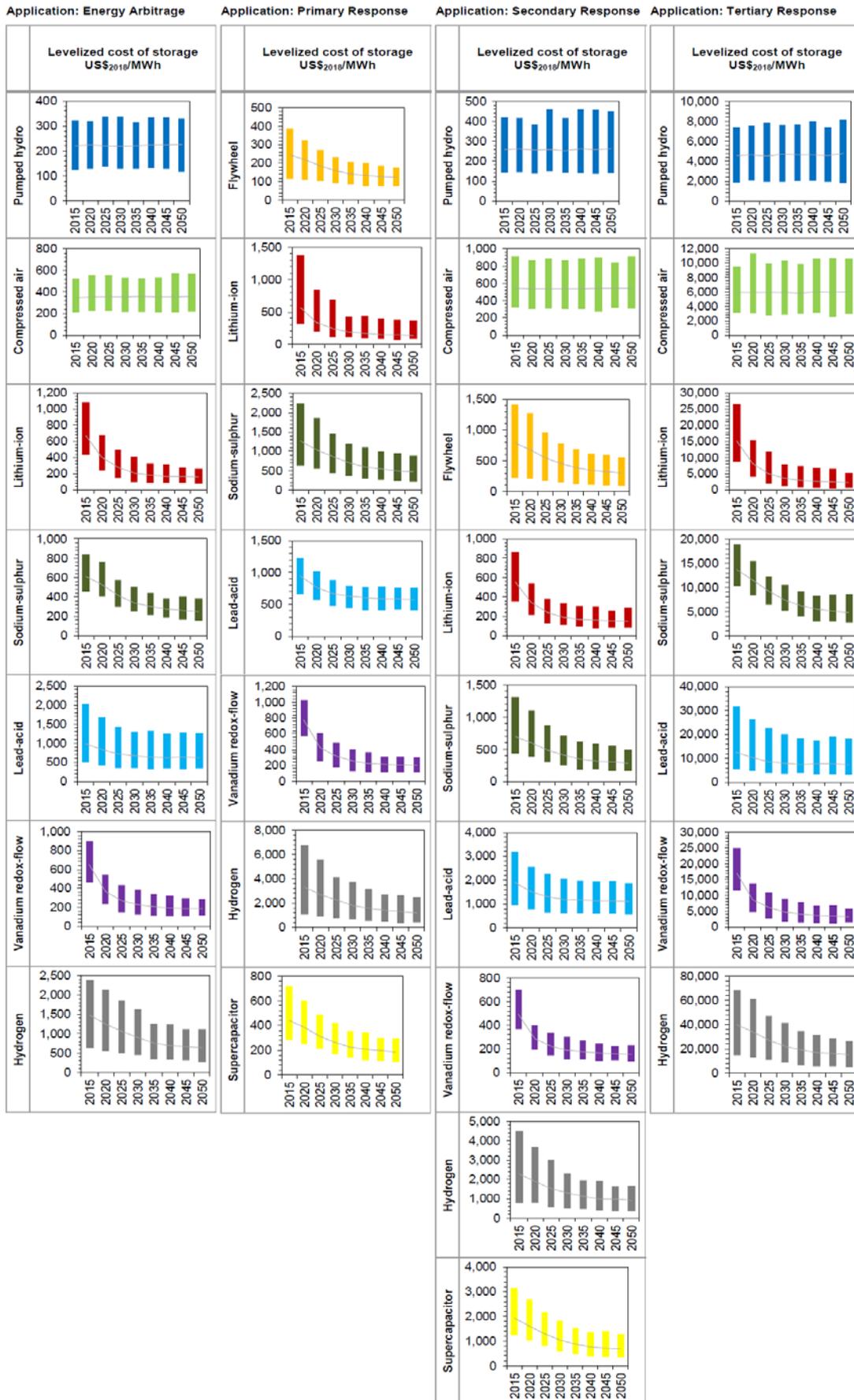
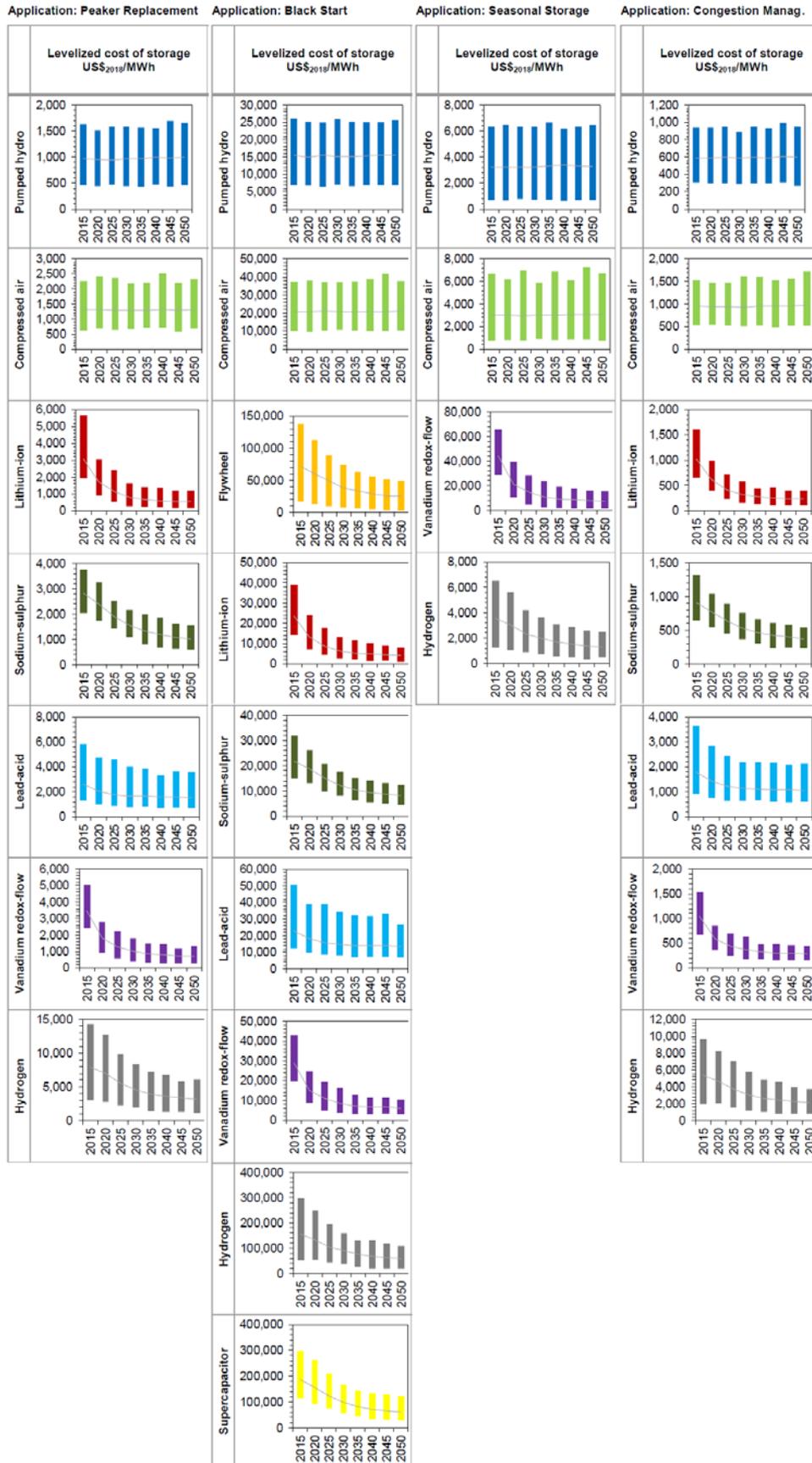


Figura 79 Probabilidades de LCOS más bajas para nueve tecnologías de almacenamiento en ocho aplicaciones diferentes desde 2015 a 2050. *Projecting the Future Levelized Cost of Electricity Storage Technologies*. Autores: Oliver Schmith, Sylvain Melchior, Adam Hawkes, Ian Staffell

En todas las aplicaciones se espera que el LCOS medio baje a partir de 2020 o 2025. En casi todos los casos, excepto en las aplicaciones de respuesta primaria y almacenamiento estacional, el Ion-litio presenta una mayor probabilidad de tener los LCOS más bajos a partir de 2025 o 2030. En los siguientes gráficos puede verse la proyección del LCOS por tecnología de almacenamiento y aplicación:





Como puede verse, la aplicación que dispone y dispondrá de menos tecnologías para su operación es el almacenamiento estacional. Para este tipo de aplicaciones se cuenta, por un lado, con el hidrobombeo y el aire comprimido, cuyo LCOS no se espera que experimente grandes cambios ya que se trata de tecnologías con un nivel de madurez y experiencia muy alta con pocas probabilidades de mejoras significativas que supongan una reducción de costes, y, por otro, con las baterías de flujo Redox de Vanadio y con el Hidrógeno. En este caso, estas tecnologías sí pueden mejorar sus eficiencias, costes de operación y mantenimiento, densidad energética (en el caso de las baterías), etc. por lo que se espera que su LCOS disminuya considerablemente con los años aunque ya en los últimos años el LCOS se mantendrá casi estable.

El resto de aplicaciones pueden ser atendidas por un mayor número de tecnologías, pero solo en el caso de la respuesta secundaria y arranque en negro pueden utilizarse todas. Para decidir cuál se escoge finalmente habrá que atender a criterios técnicos y económicos.

El LCOS de todas las tecnologías, salvo el CAES y el hidrobombeo, se espera que disminuya a medida que la I+D+i y las economías de escala de las mismas vaya dando sus frutos. Este coste se irá estabilizando en los últimos años de proyección.

### 3.4.5 Experiencias de almacenamiento energético en Canarias

Las islas Canarias se caracterizan por disponer de seis sistemas eléctricos independiente, estando únicamente interconectadas las islas de Lanzarote y Fuerteventura mediante un cable submarino. Esto supone una restricción para la integración de grandes instalaciones como, por ejemplo, grandes parques eólicos offshore, que aportarían una nueva e importante inyección de generación de energía limpia a las islas. Los sistemas de almacenamiento energético pueden ser una solución para tener una mayor capacidad de gestión de la integración renovable. En general, se pueden usar los picos de demanda como referencia de los sistemas eléctricos. Teniendo en cuenta esta premisa, los sistemas eléctricos canarios se pueden clasificar en tres categorías:

- a) **Sistemas eléctricos con picos de demanda inferiores a 50 MW.** En este grupo se incluyen las islas de Lanzarote (145,9 MW) y Fuerteventura (119 MW). Como ya se comentó anteriormente, estas son las únicas islas interconectadas eléctricamente en la actualidad y en la vigente planificación de desarrollo de la red de transporte 2015-2020 está prevista su interconexión con Gran Canaria, en un horizonte posterior a 2020. La distancia entre Gran Canaria y Fuerteventura es de, aproximadamente, 120 km y la profundidad no excede de 1.200 metros.
- b) **Sistemas eléctricos con picos de demanda entre 50 y 150 MW.** En este grupo se incluyen las islas de Lanzarote (145,9 MW) y Fuerteventura (119 MW). Como ya se comentó anteriormente éstas son las únicas islas interconectadas eléctricamente en la actualidad y está previsto que se interconecten, a su vez, a Gran Canaria en un futuro cercano (este tipo de infraestructura es viable desde un punto de vista técnico y económico actualmente). La distancia entre Gran Canaria y Fuerteventura es de, aproximadamente, 120 km y la profundidad no excede de 1.200 metros.

- c) **Sistemas eléctricos con picos de demanda superiores a 150 MW.** En este grupo se incluyen las islas capitalinas Tenerife (616 MW) y Gran Canaria (615 MW) donde se concentra más del 83% de los habitantes del conjunto de Canarias. Desde el punto de vista económico el PIB de ambas islas representa el 82% del total del archipiélago. Comparando el pico de demanda de estas islas con la población y el PIB se puede concluir que existe una gran correlación entre estos indicadores socioeconómicos con la demanda y el pico de demanda de las islas.

En comparación con el resto de las Islas Canarias, Gran Canaria y Tenerife, cuentan con un sistema eléctrico más robusto, tanto en tamaño como en infraestructuras. Esta es la razón por la que la mayoría de las infraestructuras de almacenamiento energético promovidas en estas estas dos islas se instalan para gestionar la generación renovable en condiciones parecidas a la generación térmica para garantizar el suministro de electricidad.

En Canarias, aparte del proyecto STORE llevado a cabo por ENDESA, descrito en el apartado 6.1, hay dos sistemas más de almacenamiento energético, uno en Lanzarote y, el otro en El Hierro. A continuación se describe brevemente ambos sistemas:

- **Volante de inercia en Lanzarote.** Este volante de inercia fue instalado por el Operador de Sistema (Red Eléctrica de España). Se trata de una instalación de 1,65 MW y 18 MWs asociado a una de las subestaciones eléctricas más importantes de la isla (Mácher – 66 kV) cuyo objetivo es investigar la capacidad del sistema para proporcionar servicios de regulación de reserva primaria y secundaria, algo parecido al prototipo desplegado por ENDESA en La Gomera.
- **Central hidroeléctrica de bombeo Gorona del Viento en El Hierro.** Este es, actualmente, el proyecto más grande y de mayor envergadura desarrollado en las Islas Canarias y puesto en marcha en 2014. Gracias a este proyecto de almacenamiento, El Hierro cuenta con la cuota más alta de penetración de energías renovables de Canarias. El sistema eléctrico de esta isla está completamente aislado y no tiene posibilidad de interconectarse con el resto de islas. Por ello, el hidrobombeo reversible es una solución de almacenamiento que se está usando para el equilibrio de la red y la integración de las energías renovables producidas en la isla.

El suministro de energía eólica que no se consume directamente en la isla se usa para bombear el agua del depósito inferior (que se encuentra a nivel del mar) al superior, que se encuentra a una altitud de 700 metros. La energía potencial almacenada en el agua del depósito superior se usa para producir electricidad mediante el salto hidráulico en los momentos en los que la energía eólica no es suficiente.

La central térmica basada en motores diésel permanece todavía operativa, pero sólo como un grupo electrógeno de respaldo, entrando en funcionamiento en circunstancias excepcionales, es decir, cuando no hay suficiente viento o agua almacenada para producir energía.

La isla es capaz de suministrar electricidad con sus propios recursos gracias a esta instalación, reduciendo las emisiones de gases de efecto invernadero y la dependencia total que tenía de los combustibles fósiles importados.

Las infraestructuras hidráulicas, originalmente diseñadas para el almacenamiento de energía, también garantizan el acceso al agua. Las cifras actuales muestran una alta penetración de energías renovables en la isla que ha alcanzado el 56,5%. Otros hitos alcanzados son: 2.300 horas al 100%; más de 20.000 toneladas anuales de emisiones de CO<sub>2</sub> evitadas; y reducción de 7.000 toneladas de diésel importado por año. Durante este verano El Hierro ha batido otro récord mundial en el uso de energías renovables en zonas aisladas no interconectadas, al superar los 24 días consecutivos de suministro eléctrico sin consumo de combustibles fósiles.



Figura 81 Gorona del viento [El Hierro]

Esta central hidroeléctrica de bombeo es un perfecto y claro ejemplo de la asociación público-privada y de un enfoque de gobernanza multinivel para promover las fuentes de energías renovables en las regiones insulares europeas.

La compañía Gorona del Viento, responsable de la instalación y operación de la planta, se creó inicialmente con la participación del Cabildo de El Hierro (60%), de la empresa ENDESA-ENEL (30%) y del Gobierno de Canarias, a través del Instituto Tecnológico de Canarias (10%). El proyecto recibió apoyo público del Gobierno de España mediante la subvención de capital y la implantación de un esquema de retribución adecuado que permitía un retorno razonable de la inversión. La Comisión Europea también apoyó la primera fase del proyecto otorgando financiación al Instituto Tecnológico de Canarias (ITC) en el V Programa Marco para el proyecto "Implementación del Proyecto 100% renovable para la isla de El Hierro" (DG TREN; Contrato N°: NNE5-2001-00950).

- **Proyecto RES2H2.** El hidrógeno también ha sido testado en Canarias a través de diferentes proyectos. Uno de los prototipos se desarrolló en el marco del proyecto RES2H2 (Cluster Pilot Project para la integración de fuentes de energías renovables en sectores energéticos europeos usando hidrógeno). Este proyecto tenía como objetivo la integración de la energía eólica con tecnologías de almacenamiento de hidrógeno, pilas de combustible y desalación por ósmosis inversa, dentro del V Programa Marco de investigación de la Unión Europea. Fue desarrollado en dos sitios de prueba principales: uno en Grecia y otro en España, concretamente en las instalaciones del ITC en Pozo Izquierdo. En este caso, el proyecto consistía en un sistema aislado que proporcionaba agua y electricidad mediante

aerogeneradores para abastecer una comunidad remota de 50 casas. En este contexto, la demanda se estimó en 30 kWe y el suministro de agua en 200 m<sup>3</sup>. Cuando la potencia de los aerogeneradores no cubre la demanda de las cargas eléctricas conectadas al sistema ni los requerimientos de agua, el hidrógeno almacenado se usa en seis pilas de combustibles PEM de 5 kW para producir electricidad.



Figura 82 Proyecto RES2H2

El prototipo se diseñó para satisfacer las necesidades de electricidad y agua de un “supuesto” pueblo aislado. Durante la fase de prueba inicial, el sistema se conectó a la red. Los datos de rendimiento del sistema recopilados durante esta fase, permitieron identificar el modelo de aerogenerador más adecuado para satisfacer las demandas del proyecto en su operación en modo aislado. El sistema conectado a la red se instaló en 2007 en las instalaciones de ITC en Pozo Izquierdo, Gran Canaria. Esta ubicación está bajo la influencia de los vientos alisios y es un excelente laboratorio para probar el sistema. Cuando el suministro eléctrico excede la demanda teórica, un electrolizador alcalino utiliza el exceso de electricidad para producir 1 kg de hidrógeno por hora a 25 bar (5500 Nm<sup>3</sup> de almacenamiento) y la planta desaladora de ósmosis inversa también utiliza este exceso de electricidad para producir un máximo de 110 m<sup>3</sup> por día de agua desalada. Cuando la energía del aerogenerador no cubre la demanda de las cargas eléctricas conectadas al sistema, el hidrógeno almacenado se emplea en seis pilas de combustible PEM de 5 kW para producir electricidad, como ya se comentó anteriormente.

En este apartado, se han descrito las principales iniciativas desarrolladas hasta el momento en Canarias en relación al almacenamiento energético. Con excepción de la central hidroeléctrica de bombeo de Gorona del Viento, el resto de infraestructuras se han instalado en el marco de proyectos de investigación. No obstante, la situación de emergencia climática derivada del aumento de las emisiones contaminantes y el esperado incremento de los precios de los combustibles, está provocando que tanto el Gobierno España como el de Canarias adopten medidas encaminadas a promover el almacenamiento de energía como medio para incrementar las condiciones de gestión de las infraestructuras renovables. En este sentido, recientemente el Gobierno de España ha aprobado el Real Decreto – Ley 23/2020 para adecuar la normativa del sector eléctrico a la inclusión del almacenamiento de energía como uno de los principales componentes del sistema eléctrico.

Otros proyectos que se están ejecutando o se encuentran en trámites para su próxima ejecución son los señalados en la siguiente tabla:

TIPOS DE ALMACENAMIENTO EMPLEADOS EN FUNCIÓN DE LOS TIEMPOS DE DESCARGA				
Isla	Potencia	Energía	Tecnología	Nombre (promotor)
Gran Canaria	200 MW	3200 MWh	Hidrobombeo reversible	Chira-Soria (REE)
Lanzarote	1,6 MW	0,005 MWh	Volante de inercia	OSMOSE (REE)
Fuerteventura	10 MW	0,015 MWh	Volante de inercia	OSMOSE (REE)
Fuerteventura	25 MVar	-	STATCOM	OSMOSE (REE)
Fuerteventura	3 MW	0,75 MWh	Batería	OSMOSE (REE)
Gran Canaria	90 kVA	272 kWh	Batería de ion litio	Pozo Izquierdo (ITC)
La Gomera	75 kW	65 kWh	Batería de ion litio	Gobierno de Canarias (ITC)
La Gomera	65 kW	780 kWh	Batería de ion litio	Gobierno de Canarias (ITC)
La Gomera	23 kW	204 kWh	Batería de ion litio	Gobierno de Canarias (ITC)
La Gomera	120 kW	408 kWh	Batería de ion litio	Gobierno de Canarias (ITC)
La Gomera	6 kW	81,6 kWh	Batería de ion litio	Gobierno de Canarias (ITC)

Tabla 200 Otros sistemas de almacenamiento energético en Canarias

Incluso teniendo en cuenta todos los servicios que puede proporcionar el almacenamiento energético a los sistemas eléctricos no interconectados, Canarias es la segunda región de España con menos potencia instalada en este tipo de sistemas por número de habitantes. Las regiones de España con mayores ratios de almacenamiento energético son aquellas que tienen grandes sistemas de hidrobombeo reversible o plantas solares térmicas.

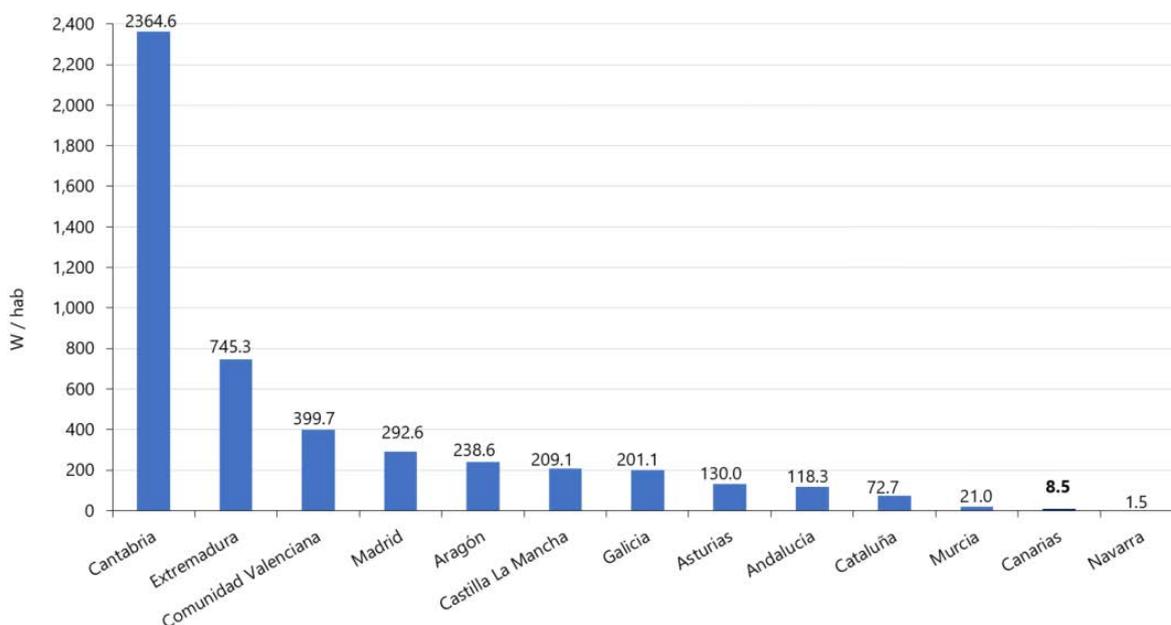


Figura 83 Ratio de capacidad de potencia de almacenamiento de energía por habitante

En la siguiente ilustración se muestra la distribución de la potencia instalada por país en la Unión Europea. La capacidad instalada en Cantabria y Extremadura hace que España sea el país con más potencia instalada en almacenamiento energético de la Unión.

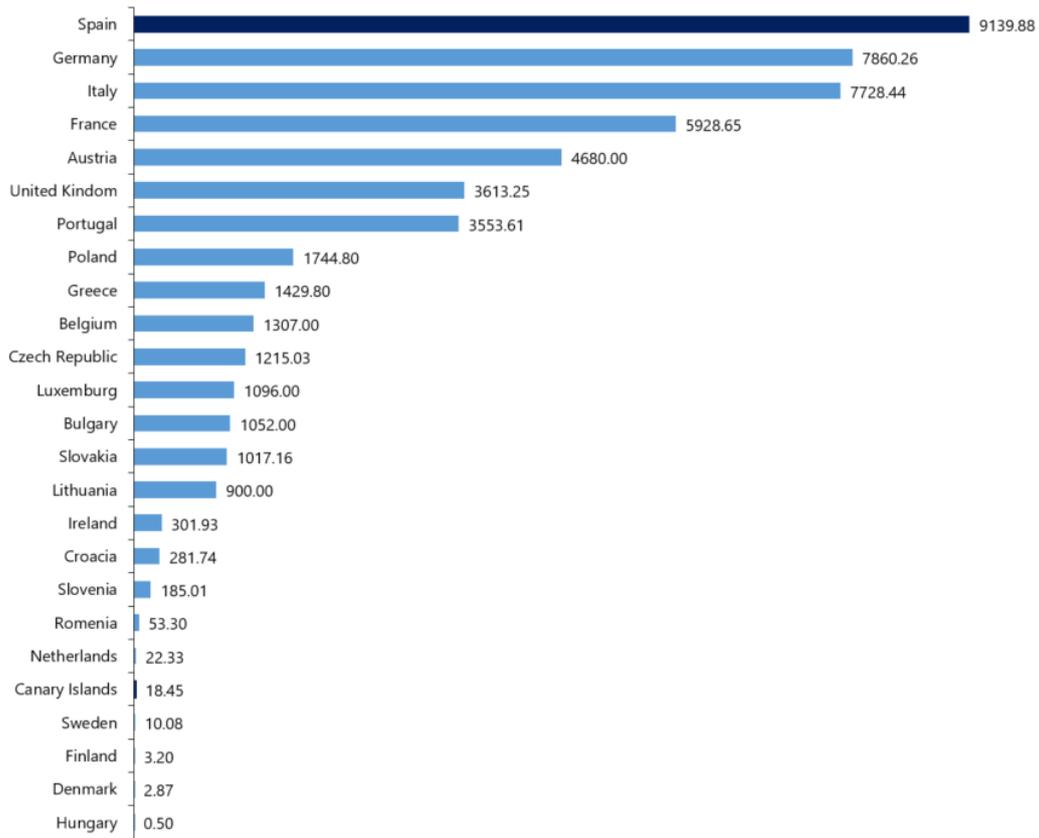


Figura 84 Potencia total instalada en almacenamiento energético por países

### 3.5. Análisis dafo

Este análisis DAFO (Debilidades – Amenazas – Fortalezas – Oportunidades) tiene por objetivo el diagnóstico de la situación actual relacionada con el almacenamiento energético en las Islas Canarias. El análisis se nutre de todas las conclusiones que han sido formuladas a lo largo de la sección de diagnosis de este documento, tratando en la medida de lo posible de dar señales objetivas de todos los elementos detectados en este estudio.

Los cuatro elementos que constituyen el DAFO se pueden agrupar en:

- **Factores internos:** Las Fortalezas y Debilidades.
- **Factores externos:** Las Oportunidades y Amenazas.

Se conoce como factores internos al conjunto de variables que, pertenecientes al sector de autoconsumo de energía en Canarias, puedan clasificarse como positivos (Fortalezas) o negativos (Debilidades).

Por otra parte, se consideran factores externos al conjunto de aspectos sobrevenidos que pueden originar consecuencias positivas (Oportunidades) o negativas (Amenazas) sobre el sector analizado en lo referente a las cuatro dimensiones básicas externas: ámbito social, político, económico y tecnológico.

El análisis es útil para identificar elementos que ayuden a definir una estrategia efectiva que se materializará a través de un plan de acción (apartado 5). No obstante, hay que ser conscientes de que determinados estudios sólo pueden ser desarrollados a nivel regional por falta de información fehaciente en relación con las singularidades de los sistemas eléctricos insulares. En concreto, es de especial relevancia conocer la situación actual de la red de distribución y los estados de carga de los centros de transformación así como su ubicación para realizar una distribución más ajustada de la situación planificada.

DAFO		Debilidades
DAFO	Elemento	Descripción
D01	Se requiere mayor madurez del sector.	El desarrollo es desigual por tecnologías pero en general se requiere un aumento de la madurez que se materializaría en menores costes de inversión y explotación y mayor control de las capacidades que estos sistemas podrían aportar. A nivel de Canarias han existido múltiples proyectos relacionados con el almacenamiento energético si bien la mayoría tenían un carácter de investigación no orientado a su etapa comercial. El almacenamiento jugará un papel clave en la búsqueda de un modelo energético basado en las energías renovables pero para ello se requiere un aumento de la madurez.
D02	Mantenimiento periódico.	Las infraestructuras de almacenamiento energético requieren de un mantenimiento periódico y exhaustivo para que no se produzca degradaciones significativas de la capacidad de respuesta del sistema y esto se traduzca una reducción de la vida útil de las instalaciones que encarezcan el coste de las iniciativas. Las alternativas de almacenamiento electroquímico o el hidrógeno son las que mayor esfuerzo suelen requerir.
D03	Vida útil limitada.	En coherencia con lo anterior, los sistemas de

Debilidades		
DAFO	Elemento	Descripción
		almacenamiento energético también presentan una vida útil limitada la cual depende en gran medida de la tecnología utilizada. Los sistemas de almacenamiento mecánicos son los que mayor vida útil presentan. Por su parte, las soluciones de baterías electroquímicas o el hidrógeno limitan su vida útil a un periodo de entre 10 y 15 años. Hay que tener en cuenta que la vida útil es directamente dependiente del uso que se le da a las baterías, incrementando la degradación en función del número de ciclos de operación.
<b>D04</b>	Coste de las baterías.	El coste de las baterías, aunque se ha reducido considerablemente en los últimos años, sigue siendo alto comparado con otros servicios de ajuste o regulación de potencia.
<b>D05</b>	Acceso al mercado eléctrico.	Actualmente el almacenamiento energético no tiene definidos los mecanismos para la participación en el mercado de la electricidad. Existen algunas excepciones como el hidroeléctrico por bombeo (Gorona del Viento) o en la península el almacenamiento térmico asociado a plantas solares térmicas.
<b>D06</b>	Procedimiento administrativo de autorización de instalaciones.	Hasta el momento no se ha definido un mecanismo que regule los procesos que han de ser seguidos a la hora de tramitar los permisos necesarios para poner en marcha un sistema de almacenamiento energético. El sector no comenzará a desarrollarse hasta que no se concrete el proceso de solicitud de acceso y conexión de las instalaciones así como el resto de trámites que sí han sido definidos para otras tecnologías como las propias instalaciones de generación renovable. En cualquier caso, la Estrategia Nacional del almacenamiento energético anticipa que este problema será resuelto por el Real Decreto de acceso y conexión.
<b>D07</b>	Falta de información y percepción de riesgo.	El modelo energético propuesto para Canarias estará naturalmente soportado sobre el almacenamiento energético. Se plantean problemas relacionados con la sostenibilidad técnica, económica o incluso con la seguridad. Por falta de información se produce una resistencia cultural al cambio que debe ser combatida con información. El acceso a la información es clave para poder determinar si los modelos planteados son viables desde el punto de vista técnico y/o económico.
<b>D08</b>	Resistencia al cambio.	Incluso en casos en los que el almacenamiento energético fuera la solución idónea y consigan reducir los costes de facturación, suele existir una cierta inercia a mantener las condiciones de suministro actuales y evitar el cambio.
<b>D09</b>	Formación, capacitación y reciclaje formativo.	Para poder llevar a cabo el modelo propuesto, es requisito indispensable disponer de personal formado que sepa cómo actuar en las distintas etapas de la cadena de valor. Esto requiere inversiones en capacitación e incluso de reciclaje de profesional para poder atender a la demanda (creciente) en el uso de estos sistemas.
<b>D10</b>	Posible impacto ambiental dependiente de la tecnología.	Algunas tecnologías como los propios hidrobombes pueden tener un impacto medioambiental o incluso social sobre las regiones en las que se instalan. Esto puede suponer un problema para la aceptación del proyecto pero sería recomendable evaluar el impacto de estas instalaciones

Debilidades		
DAFO	Elemento	Descripción
		respecto a la tecnología que sustituye.
D11	Actuaciones en la red de transporte.	A pesar del interés que supone el almacenamiento como medio para solucionar problemas relativos a la calidad y garantía del suministro, las infraestructuras de almacenamiento no se incluyen dentro de la planificación de la red de transporte. Esta alternativa podría ayudar a financiar esta clase de proyectos integrados en la red eléctrica.
D12	Trasferencia de investigaciones a empresas privadas.	Existe escasa transferencia de conocimientos adquiridos por investigadores a las empresas privadas. Esta transferencia podría ayudar a las empresas locales a ofrecer productos de mayor calidad en comparación con otros posibles proveedores de servicio a nivel internacional. Los productos se asociarían a la realidad de las Islas Canarias.

Tabla 201 Debilidades

Amenazas		
DAFO	Elemento	Descripción
A01	Incertidumbre sobre la evolución de la tecnología.	La fuerte incertidumbre sobre la evolución de la tecnología en el medio y largo plazo incrementa los riesgos ligados a inversiones.
A02	Carencia de marco regulatorio.	La falta de un marco regulatorio diferenciado para los sistemas de almacenamiento en sus diferentes usos impiden también una mayor inversión en este sector.
A03	Necesidad de reciclaje.	Las baterías contienen materiales tóxicos que pueden dañar el medio ambiente. Se están realizando muchas investigaciones sobre la reducción del impacto ambiental y se debe tener especial cuidado al desechar las baterías, fomentando los usos de "segunda vida" o, cuando esto no sea posible, su reciclaje.
A04	Señales de precios de Canarias basadas en valor nacional.	El modelo de mercado eléctrico definido en España aplica un precio único para el conjunto del Estado español. Al existir un precio único las señales de precios usadas para indicar los momentos en los que es más adecuado usar el sistema de almacenamiento no se corresponde con la realidad de los sistemas eléctricos canarios. Así pues, el almacenamiento en Canarias dependería de lo que sucede en el ámbito peninsular y con mucha probabilidad no mejoraría la integración de renovables en las islas porque ni las formas de recurso ni los momentos en los que se producen estarían alineados entre la península y Canarias. A diferencia de este modelo, en Italia se aplican precios marginales por regiones. Existen casos incluso más exactos como aplicar señales de precios por nodos de red.
A05	Retribución de servicios de ajuste al sistema.	Como se argumentaba en la debilidad D01, el almacenamiento energético no ha alcanzado un nivel de madurez suficiente para asegurar un coste competitivo. En este sentido, varios estudios demuestran que en España el arbitraje de precios no sería suficiente para conseguir la rentabilidad de los proyectos y debería apostarse por esquemas en los que además se fomente otros servicios remunerados como los que supondría el ajuste de frecuencia y/o tensión.
A06	Ciberseguridad.	El almacenamiento energético trae consigo evoluciones en el ámbito de la integración en red y requieren de un desarrollo

Amenazas		
DAFO	Elemento	Descripción
		en aspectos relacionados con la comunicación. En los últimos años el foco se ha centrado en el diseño para mejorar la capacidad de integración en red de estos equipos, pero se ha dejado de lado todo lo relativo a la ciberseguridad. Un ataque sobre los sistemas de comunicación de un sistema de almacenamiento puede provocar la desestabilización de un sistema eléctrico concreto y dejar sin suministro eléctrico a edificios o comarcas completas con las consecuencias que ello supone.
A07	Trámites asociados a proyectos de investigación.	Los proyectos de investigación y desarrollo tecnológico vinculados al almacenamiento energético dependen directamente de la puesta en marcha de instalaciones que también deben ser legalizadas para su ejecución. En algunos casos, a pesar de que la tecnología es compatible con los requerimientos técnicos exigidos, la falta de un marco impide la propia actividad de investigación, lo que retrasa el desarrollo tecnológico y eso se traduce en retrasos en la evolución técnica y económica de proyectos.
A08	Materiales críticos.	Determinados sistemas de almacenamiento como los que suponen las baterías electroquímicas, requieren del uso de elementos o materiales clasificados como materiales críticos y que pueden tener implícitas unas consideraciones geopolíticas y económicas que podrían poner en riesgo la viabilidad del sector. Determinados elementos como el litio, o el grafito se encuentran disponibles en regiones muy concretas y pueden suponer un problema semejante al que existe actualmente con el petróleo.
A09	Retraso o no ejecución de inversiones energéticas planificadas.	Ciertas infraestructuras como las repotenciaciones de las redes de distribución y transporte o los sistemas de almacenamiento energético planificados han sufrido retrasos y, en algunos casos, parece que no serán definitivamente instalados, lo cual perjudica la capacidad de gestión energética en escenarios de alta penetración renovable.
A10	Emergencia sanitaria.	La situación producida por la emergencia sanitaria COVID-19 ha supuesto una recesión económica sin precedentes a nivel mundial desde la finalización de la Segunda Guerra Mundial. Hasta el momento, la lucha contra el Cambio Climático había estado siendo una de las principales piedras de toque en todas las políticas desarrolladas a nivel Europeo. Se desconoce si esto continuaría siendo de esta forma ante esta nueva situación en la que parece que cambian las prioridades.

Tabla 202 Amenazas

Fortalezas		
DAFO	Elemento	Descripción
F01	Potencial de desarrollo tecnológico e investigación.	El importante potencial de investigación, desarrollo e innovación de Canarias en materia de almacenamiento de electricidad, a través de sus centros de investigación, centros tecnológicos y universidades para analizar las diferentes aplicaciones de los sistemas de almacenamiento eléctrico en territorios aislados y con redes eléctricas débiles como son los sistemas eléctricos insulares.
F02	Experiencia existente en el sector en empresas canarias.	El know-how acumulado en otras cadenas de valor de la energía relacionadas con los sistemas de almacenamiento,

Fortalezas		
DAFO	Elemento	Descripción
		como son la movilidad, las redes eléctricas, las energías renovables, la electrónica de potencia, etc.
<b>F03</b>	Interés de las administraciones públicas en el desarrollo de la tecnología.	El apoyo institucional por parte del Gobierno de Canarias al fomento de los sistemas de almacenamiento de energía a gran y pequeña escala. El Gobierno de Canarias ve fundamental la implementación de este tipo de sistemas en las islas para lograr los objetivos en materia de integración de las energías renovables en Canarias, sin los cuales no se podría garantizar la calidad, seguridad y estabilidad de los sistemas eléctricos, teniendo en cuenta los niveles de participación esperados. Por otro lado, también está impulsando el autoconsumo fotovoltaico con baterías como otra medida crucial hacia la descarbonización de la energía
<b>F04</b>	Fomento del autoconsumo fotovoltaico como eslabón necesario y coordinado.	Por otro lado, cuentan con algunas ventajas técnicas frente a otras tecnologías como su rápida respuesta de arranque
<b>F05</b>	Múltiples aplicaciones para proporcionar servicios al sistema eléctrico.	Las baterías pueden cubrir un amplio abanico de aplicaciones, como se ha puesto de manifiesto en los apartados anteriores, además, una única instalación puede tener múltiples usos (proporcionar control de frecuencia y voltaje, reserva spinning, nivelación de cargas, etc.).
<b>F06</b>	Reduce la necesidad de refuerzos de red en determinadas zonas.	Con la instalación de baterías se puede evitar el refuerzo de las redes y, por tanto, aplazar la necesidad de nuevas inversiones.
<b>F07</b>	Equilibrio del sistema.	Ayuda a equilibrar el sistema. La batería puede absorber o descargar electricidad a la red en una fracción de segundo.
<b>F08</b>	Complemento a la generación renovable.	Complementa las energías renovables no gestionables (en especial la eólica y la fotovoltaica). Con el apoyo del almacenamiento energético, los parques eólicos y plantas fotovoltaicas podrían aportar algunos de los servicios de ajuste al sistema eléctrico que actualmente sólo aportan los grupos de generación térmica convencional.
<b>F09</b>	Exoneración de pago de peajes de conexión a la red de transporte.	De acuerdo con la Circular 3/2020 de la CNMC, en España se exonera a las instalaciones de almacenamiento y bombeo a pagar peajes de conexión a la red de distribución y transporte. Esta medida es opuesta a la que aún se mantiene en el resto de países de Europa donde se aplican peajes tanto a la electricidad absorbida como a la inyectada en red.
<b>F10</b>	Comunidades energéticas renovables.	Sobre la base de las comunidades energéticas renovable está previsto que se produzca un aumento significativo de las instalaciones que acoplen almacenamiento energético.
<b>F11</b>	Figura del agregador independiente.	Con la reciente aprobación del Real Decreto – Ley 23/2020 se crea la figura del agregador independiente que permite romper el cuello de botella que se había formado entre las empresas comercializadoras y los propios agregadores. El agregador permite la gestión de energía renovable, consiguiendo maximizar el aprovechamiento de los recursos distribuidos en las redes eléctricas insulares.
<b>F12</b>	Desequilibrios existentes entre las ubicaciones físicas de los centros de generación y los consumidores.	Se apuesta por un modelo energético basado en la generación distribuida que tratará de paliar la problemática descrita.
<b>F13</b>	La disponibilidad de técnicos	Canarias cuenta con excelentes profesionales, centros de

Fortalezas		
DAFO	Elemento	Descripción
	con alta cualificación.	investigación y dos universidades con actividad docente y de investigación en el área energética.

Tabla 203 Fortalezas

Oportunidades		
DAFO	Elemento	Descripción
<b>O01</b>	La generación distribuida.	La generación distribuida a gran escala y la creciente conexión de energías renovables a la red crearán una necesidad, cada vez mayor, de almacenamiento energético adicional para garantizar la estabilidad del sistema frente la intermitencia de las energías renovables como la eólica y la fotovoltaica.
<b>O02</b>	Avances tecnológicos en tecnologías de almacenamiento energético.	Los avances tecnológicos en los sistemas de baterías para seguir mejorando sus prestaciones y eliminando las barreras que aún presentan.
<b>O03</b>	Impulso de las estrategias y políticas energéticas relacionadas con el Cambio Climático.	La velocidad de transformación del sector energético y de otros sectores, como el de la movilidad, debido al impulso de las estrategias y políticas energéticas y de mitigación de los efectos del cambio climático, está generando múltiples oportunidades industriales y comerciales en sectores estratégicos e importantes para la economía.
<b>O04</b>	Nuevos modelos de negocio.	Creación de empresas de reciclaje de baterías para minimizar su impacto medioambiental una vez que ha finalizado su vida útil.
<b>O05</b>	Mercados regulatorios.	Capacidad de creación de mercados regulatorios específicos.
<b>O06</b>	Adaptación de la legislación actual al almacenamiento.	Con la publicación del Real Decreto – Ley 23/2020 se ha dado un primer paso en el camino hacia la adaptación de la legislación nacional en el ámbito de la energía para dar cabida al almacenamiento energético. Ya se reconoce al “titular de la instalación de almacenamiento” como un agente del sector y, adicionalmente, se reconoce que el resto de agentes tales como productores, consumidores o gestores de la red eléctrica pueden utilizar el almacenamiento en sus procesos.
<b>O07</b>	Reserva estratégica de respuesta rápida.	Según la estrategia nacional de almacenamiento energético, la nueva Orden para la creación de la reserva estratégica de respuesta rápida incluirá el almacenamiento energético como alternativa para la participación de estas instalaciones en la modalidad de servicios de ajuste.
<b>O08</b>	Servicios de control de tensión y black-start.	Las experiencias de investigación demuestran que el almacenamiento puede ser una alternativa apta para aportar servicios de regulación relacionados con el control de la tensión e incluso el arranque black-start. En cualquier caso, esto se considera como una oportunidad más que como una fortaleza porque es necesario llevar a cabo la adaptación de los procedimientos de operación.
<b>O09</b>	Marcos retributivos específicos para tecnologías gestionables.	La estrategia nacional de almacenamiento energético adelanta que se encuentra en desarrollo un Real Decreto por el que se regula el régimen económico de energías renovables para instalaciones de producción de energía eléctrica. Este mecanismo podría ser otra forma eficiente de asegurar la viabilidad de proyectos e incentivar el desarrollo y la puesta en marcha de instalaciones de almacenamiento vinculadas a parques eólicos y plantas fotovoltaicas en Canarias.

Oportunidades		
DAFO	Elemento	Descripción
<b>O10</b>	Mejora creciente en políticas de comunicación y control.	Las Smart-Grids están abriendo un panorama interesante en cuanto a la interoperabilidad de las instalaciones eléctricas incluidas el almacenamiento energético. Esta interoperabilidad permite optimizar el tamaño de las baterías y reduce el sobredimensionamiento de instalaciones lo que también tiene consecuencias positivas en la mejora de la rentabilidad de las instalaciones.
<b>O11</b>	Recuperación de sistemas de almacenamiento (segunda vida de baterías).	Se plantean alternativas como el uso de sistemas de almacenamiento energético de vehículos eléctrico para proveer aplicaciones de almacenamiento estacionario en viviendas un vez que estas baterías alcanzan el final de su vida útil para aplicaciones de movilidad (de mayor exigencia).
<b>O12</b>	Fomento de la participación del ciudadano en el sector energético.	Existirá una mayor participación de la ciudadanía en el mercado eléctrico amparado en el ámbito del prosumer como aquel consumidor con capacidad para producir energía.
<b>O13</b>	Sinergias entre el sector eléctrico con otros sectores de la energía.	El almacenamiento energético permite explorar nuevas conexiones con otras formas de energías diferentes a la electricidad. El hidrógeno es el ejemplo más claro, siendo posible producir este gas a través de electricidad. Se vincula el sector eléctrico con otras formas de energía tales como el gas, el calor o el transporte.
<b>O14</b>	Las Islas Canarias como banco de prueba.	La propia estrategia nacional de almacenamiento energético considera los territorios insulares y zonas aisladas o de baja interconexión como lugares estratégicos para la investigación en materia de almacenamiento energético.
<b>O15</b>	Generación de empleo.	Una de las principales características del almacenamiento energético es su carácter deslocalizado, lo cual tiene un impacto favorable y directo sobre la creación de empleo.
<b>O16</b>	Mecanismos de financiación.	En la actualidad existen distintos mecanismos de financiación, principalmente para llevar a cabo las fases de investigación. También comienzan a activarse líneas de préstamos con condiciones ventajosas, alternativas de compra pública innovadora, garantías financieras o ayudas indirectas que permiten acercar la viabilidad de estos proyectos a la situación real.
<b>O17</b>	Formas de almacenamiento vinculadas al sector de la edificación.	En el sector de la edificación incluso se podría pensar en un tipo de almacenamiento vinculado a energía térmica como bombas de calor acopladas a acumuladores o tecnologías de almacenamiento de frío y calor.
<b>O18</b>	Hibridación con almacenamiento.	La hibridación de tecnologías de generación renovable permite aumentar la eficiencia de las instalaciones aprovechando la complementariedad entre tecnologías. Esto tiene un impacto directo sobre el tamaño de los sistemas de almacenamiento desarrollados.
<b>O19</b>	La oposición a nuevos tendidos eléctricos.	Existe cierta oposición a la ampliación de los tendidos eléctricos lo que puede ser reducido con el fomento de la generación distribuida, si bien esta debería estar combinada con políticas de almacenamiento energético y gestión de la demanda a nivel local.
<b>O20</b>	Las estrategias mundiales de mitigación de emisiones de gases de efecto de invernadero	La reducción en un 50% de las emisiones en el año 2050, sobre la base de las emisiones de referencia en el año 1990, tiene una alta probabilidad de imponerse como objetivo común de la Unión Europea, lo que obligaría a España, y

Oportunidades		
DAFO	Elemento	Descripción
		dentro de ella a Canarias, a coadyuvar a alcanzar dicho objetivo. Esto repercutiría sobre los costes del sistema
<b>O21</b>	La puesta en valor del carácter geoestratégico de Canarias en el escenario mundial	Existe una situación especialmente adecuada para la transferencia de tecnologías energéticas limpias y acciones formativas que permitan promover un desarrollo energético sostenible en toda la costa occidental de África
<b>O22</b>	La mejora de los sistemas de predicción y gestión instantánea de la producción en instalaciones fotovoltaicas	La intermitencia y escasa garantía de suministro que ofrecen los sistemas de generación con EERR, debe tratar de minimizarse a través de la aplicación de las mejores técnicas disponibles (modelos numéricos más sofisticados, con predicciones más fiables). Estos modelos permiten optimizar el tamaño de las instalaciones reduciendo los costes derivados de la puesta en marcha de proyecto de investigación.
<b>O23</b>	La posibilidad que ofrecen las redes insulares débiles para avanzar hacia la generación distribuida.	Promoción de microrredes inteligentes con alta penetración de EERR en pequeñas comunidades. Los sistemas de generación de potencia eléctrica con fotovoltaica, además de contribuir a sustituir el uso de combustibles fósiles, podrían disminuir la presión sobre la necesidad de nuevas infraestructuras de transporte. Promoción de microrredes con alta penetración de EERR en asentamientos aislados que potencien la generación renovable, disminuyendo la implantación de nueva infraestructura de transporte eléctrico.

Tabla 204 Oportunidades

## 4. OBJETIVOS DE LA ESTRATEGIA DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO

### 4.1. Principios básicos

En coherencia con el diagnóstico desarrollado, se define en este apartado los principios básicos que deben ser promovidos para que el almacenamiento energético posibilite el objetivo de descarbonización de los sistemas eléctricos insulares de Canarias.

- Incentivar el uso del **almacenamiento energético vinculado al autoconsumo (almacenamiento a nivel de usuario) o la asociación con parques eólicos y plantas fotovoltaicas (e incluso hibridaciones)** en régimen de inyección a red.
- **Acelerar las iniciativas de almacenamiento energético a gran escala** previstas y promover otras alternativas en aquellas islas donde hasta el momento no han sido definidas.
- Aprovechar el **almacenamiento energético en redes eléctricas** como medio para solucionar problemas relacionados con los servicios complementarios de ajuste al sistema eléctrico.
- Promover **mecanismos incentivadores** que permitan que el **almacenamiento no sólo se considere de carácter estratégico para proveer servicios de arbitraje de energía** sino que, adicionalmente, **se reconozca su papel en la provisión de servicios complementarios y mecanismos de capacidad**.
- Implementar soluciones reglamentarias para que las **señales de precio recibidas por el almacenamiento en Canarias se adapten a la realidad de los sistemas eléctricos canarios** (mayor uso en horas de mayor necesidad en el territorio en el que se encuentre).
- Priorizar la puesta en marcha de **proyectos demostrativos en regiones con malas condiciones de suministro eléctrico** a efectos de realizar testeo antes situaciones extremas.
- Progresar en un **modelo que no deje de lado los aspectos relacionados con la ciberseguridad**, estableciéndose protocolos que permitan gestionar las instalaciones sin que estas sean vulnerables ante ataques externos.
- **Monitorizar el grado de éxito en la puesta en marcha de sistemas de almacenamiento energético en Canarias** y tomar medidas correctoras en el caso de que la respuesta sea insuficiente como para garantizar la descarbonización de los sistemas eléctricos.
- Favorecer la **lucha contra la pobreza energética** para todos los grupos sociales utilizando como instrumento la **modalidad de autoconsumo compartido apoyado con almacenamiento energético**. Cada usuario haría uso de una parte de la instalación de generación en la medida en la que hubiera sido pactado.

- Evaluar la forma en la que se llevaría a cabo la posible **gestión de residuos vinculados al almacenamiento energético y el fomento de la segunda vida en baterías** especialmente vinculados con el sector del transporte eléctrico.
- Tener en cuenta **las perspectivas del impacto ambiental y social en la valoración de las soluciones de almacenamiento propuestas para Canarias.**
- Garantizar la **seguridad del suministro de electricidad** en los diferentes sectores de la actividad del archipiélago canario **apostando por un modelo distribuido basado en energías renovables de carácter gestionable o no gestionables apoyadas con sistemas de almacenamiento energético.**
- Contribuir al **desarrollo tecnológico y la innovación** con soluciones adaptadas a las especificidades de los sistemas eléctricos canarios y que puedan ser exportadas a otros lugares del mundo.
- Generar **modelos de negocio que fomenten el empleo verde** en las Islas Canarias.
- Aprovechar las **oportunidades de Canarias como laboratorio natural** para la investigación, el desarrollo y ensayo de tecnologías verdes y de redes de distribución inteligentes.
- Promover la **transferencia tecnológica** de instituciones de investigación a la empresa privada en materia de energías renovables.
- **Disminuir las emisiones contaminantes** derivadas del sector energético mediante la apuesta en firme por el vehículo eléctrico y la integración de energías renovables a todos los niveles.

## 4.2. Objetivos

Según los resultados del estudio y en coherencia con los principios básicos anteriormente definidos, **se proponen los siguientes objetivos estratégicos generales para el año 2040** relativos al fomento del almacenamiento energético en Canarias:

- ✓ Incrementar la **capacidad de almacenamiento a nivel de usuario vinculada a autoconsumos de edificación** (todos los sectores) **hasta alcanzar los 4.400 MWh** instalados en Canarias.
- ✓ 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**. Esta capacidad se distribuiría en función de la demanda existente en cada uno de los sistemas eléctricos de Canarias.
- ✓ Asegurar que al menos exista **un sistema de almacenamiento energético a gran escala en cada una de las Islas Canarias** a menos que sus necesidades en este ámbito sean cubiertas con una tecnología o solución técnica equivalente.
- ✓ Fomentar la instalación de **sistemas de almacenamiento energético distribuidos en redes eléctricas hasta conseguir que la capacidad total alcance los 780 MWh**. Estos sistemas podrían estar asociados a generadores, como figura almacenista independiente o ejercer funciones vinculadas al gestor de red.
- ✓ Lograr que **al menos el 50% de las instalaciones de autoconsumo dispongan de sistemas de almacenamiento energético** con los que se consiga una cobertura demanda mediante energías renovables superior al 45%.
- ✓ Incentivar que las instalaciones de autoconsumo que **incorporen sistemas de almacenamiento energético sean capaces de cubrir al menos el 75% de la demanda con el uso combinado de generación renovable y almacenamiento energético**.
- ✓ Conseguir **una reducción de al menos 2.000 tCO<sub>2</sub>/año como consecuencia de la apuesta por el almacenamiento energético a todas las escalas** (a nivel de usuario, distribuidos en redes y a gran escala) para el total de Canarias.
- ✓ **Reducir las trabas burocráticas para que la legalización de instalaciones de almacenamiento energético asociadas al ámbito residencial, comercial y comunitario no superen tiempos superiores a los 6 meses**.
- ✓ Asegurar que **al menos el 70% de los sistemas de almacenamiento provean servicios complementarios de ajuste al sistema** (regulación primaria, secundaria, terciaria y gestión de desvíos) **en el año 2030**.
- ✓ Conseguir **augmentar el grado de autoconsumo en administraciones públicas y oficinas en general en al menos un 40%** con el uso del almacenamiento en el horizonte hasta 2030.

- ✓ Conseguir que el 100% de la demanda de edificios situados en regiones de difícil acceso de la electricidad o con capacidad limitada esté cubierta con generación renovable y el apoyo de almacenamiento energético en 2040.
- ✓ Lograr que el **75% de las instalaciones de almacenamiento energético se encuentren vinculadas a generación renovable en el año 2030 y el 100% en el año 2040**. Esto exige que las señales de precio sean dinámicas y estén asociadas a las condiciones de Canarias.
- ✓ Implementar medidas para que el **100% de los residuos químicos derivados del almacenamiento energético sean gestionados adecuadamente** y que se potencie siempre que sea posible la extensión de la vida útil o la segunda vida de los sistemas de almacenamiento en aplicaciones con menores requerimientos.
- ✓ Desarrollar un **mapeo de las distintas tecnologías que deben ser implementadas en Canarias y proponer una estandarización que asegure las condiciones técnicas** y de seguridad en la operación de estos sistemas (de especial interés para el almacenamiento a nivel de usuario).
- ✓ Poner en práctica medidas de **incentivo del almacenamiento energético a nivel de usuario garantizando la habilitación de líneas de subvención anuales** hasta que la tecnología alcance una equidad en términos de rentabilidad con la tecnología a la que sustituye.
- ✓ Definir **una bonificación fiscal sobre el Impuesto de Bienes Inmuebles hasta que al menos el 50%** de las instalaciones de almacenamiento que no hubieran tenido cualquier tipo de subvención puedan beneficiarse de la reducción en impuesto durante un periodo de 3 a 5 años.
- ✓ Dar prioridad en las **convocatorias de subvenciones de parques eólicos, plantas fotovoltaicas y sistema de autoconsumo a instalaciones que incluyan soluciones de almacenamiento energético** como medida de mejora de la gestionabilidad.
- ✓ **Habilitar líneas de subvención específicas** para primar a las instalaciones de **almacenamiento energético que consigan fomentar la interoperatividad** y, especialmente, en el ámbito del transporte como medida para descarbonizar subsectores donde no sea tan evidente la reducción del uso de combustibles fósiles.
- ✓ **Llevar a cabo al menos una campaña al año en medios de comunicación audiovisuales** en materia de almacenamiento energético, describiendo no sólo la potencialidad a nivel de usuario sino también las ventajas a gran escala.

## 5. PLAN DE ACCIÓN

Como continuación del estudio desarrollado en esta estrategia, se presenta en este apartado el plan de acción para la situación particular de las Islas Canarias. En la elaboración de este plan de acción se ha considerado las bases establecidas en la estrategia nacional de almacenamiento energético, planteando medidas concretas de fomento de esta tecnología en el ámbito de la Comunidad Autónoma de Canarias.

Las medidas planteadas (64 medidas) en este plan de acción han sido estructuradas en nueve líneas de actuación concreta. Estas son:

- A.1 Normativa y trámites administrativos → 12 medidas.
- A.2 Creación de líneas de subvención e incentivos a la inversión → 9 medidas.
- A.3 Fomento del almacenamiento a nivel de usuario → 8 medidas.
- A.4 Fomento del almacenamiento distribuido → 8 medidas.
- A.5 Fomento del almacenamiento a gran escala → 7 medidas.
- A.6 Modelos de negocio y empleo verde → 8 medidas.
- A.7 Desarrollo tecnológico a través del I+D+i → 7 medidas.
- A.8 Acciones sociales y de comunicación → 5 medidas.

Los códigos “A.X” hacen referencia a la línea de actuación en la que se enmarca cada una de las medidas del plan de acción. Asimismo, las medidas en sí reciben otro código de identificación basada en la regla “A.X.X”. A través de este código se identificarán los costes asociados a cada medida para cada isla y año hasta alcanzar el objetivo de cumplimiento.

Finalmente, debe comentarse que cada medida propuesta en este plan de acción 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. Esta es la razón por la cual en el análisis ha sido incluido el código de identificación del elemento DAFO al que se asociaría cada medida específica.

Podrá encontrar el plan de acción en el anexo de la estrategia de almacenamiento energético de Canarias.

## 6. CONCLUSIONES

Los sistemas eléctricos de las Islas Canarias se caracterizan por la existencia de seis subsistemas totalmente independientes entre sí y no interconectados con sistemas eléctricos continentales. Esto supone un freno a la integración masiva de las fuentes energéticas renovables más abundantes en las islas, la energía eólica y fotovoltaica, las cuales son variables y no gestionables por naturaleza. El almacenamiento energético se convierte en un aliado para aportar mayor flexibilidad al sistema eléctrico y desacoplar en determinados tramos horarios la generación de la demanda de energía eléctrica. Esta es la principal razón por la que se considera que no sería entendible la transición hacia un sector energético climáticamente neutro sin la participación masiva de sistemas de almacenamiento energético que aporten servicios relacionados con el arbitraje de la energía y la provisión de servicios complementarios de ajuste al sistema eléctrico.

La estrategia del almacenamiento energético de Canarias realiza un diagnóstico de las necesidades y capacidades de albergar esta tecnología en diferentes aplicaciones. El diagnóstico es completado con un análisis del marco normativo actual, de las tecnologías que mayor interés tienen para el caso concreto de Canarias, la evolución de los costes previstos en el horizonte de planificación y la experiencia acumulada en materia de almacenamiento energético en estos sistemas eléctricos insulares. Además, esta estrategia parte de los análisis desarrollados para la estrategia de autoconsumo fotovoltaico donde se hizo un estudio de las demandas eléctricas de Canarias y la valoración del potencial de instalación de plantas fotovoltaicas de autoconsumo sobre cubiertas en el archipiélago.

En la estrategia de almacenamiento energético se propone el uso de **sistemas de almacenamiento energético a nivel de usuario** como medio para conseguir mayores coberturas de demanda mediante autoconsumo que las obtenidas cuando sólo se cuenta con generadores fotovoltaicos. Se definen tres posibles Supuestos: i) Autoconsumo al 100%; ii) Autoconsumo al 70-80%; iii) Autoconsumo limitando vertidos a red superiores al 10% de la generación anual de los sistemas renovables asociados a dicha instalación.

**El análisis fue desarrollado para cada edificio de Canarias**, realizándose simulaciones en función de la demanda eléctrica estimada para cada inmueble, la potencia fotovoltaica máxima instalable según las superficies de cubierta disponible y combinaciones de sistemas de almacenamiento (potencia y capacidad) elegidos para cada supuesto. **Los balances fueron ejecutados en términos horarios para un año tipo**. Posteriormente, estos resultados fueron agregados por municipios, sectores e islas para ser presentados en esta estrategia usando herramientas de información geográfica.

Según los estudios desarrollados en la estrategia de autoconsumo fotovoltaico de Canarias, a nivel de usuario existiría espacio sobre cubiertas de edificios para instalar hasta 11.233 MW. No obstante, optar por esta solución sin disponer de almacenamiento energético produciría una cantidad descomunal de vertidos a red y el grado de cobertura de demanda mediante autoconsumo en la edificación no sería superior al 50% en ninguna de las islas. Por todo ello, se consideró en dicha estrategia (autoconsumo PV) que la opción más adecuada sería la instalación de 1.271 MW de generación fotovoltaica en autoconsumo, lo que permitiría

alcanzar una cobertura de demanda mediante energías renovables (referida a la edificación) del 36,6% para toda Canarias y evitando que los vertidos a red fueran superiores al 10% de la cantidad total de energía fotovoltaica producida al año. **Lograr mayores coberturas de demanda mediante energía renovable a nivel de usuario pasaría por el uso de sistemas de almacenamiento energético** (normalmente baterías electroquímicas).

Para alcanzar una cifra próxima al 100% de la demanda de las edificaciones (96,6% para ser exactos) habría que instalar 7.739MW de potencia fotovoltaica y 5.783 MW / 5.572 MWh en almacenamiento energético, lo que supondría ocupar el 72% de la superficie de cubierta total disponible y viable para la instalación de paneles fotovoltaicos en Canarias y una inversión de 20.376 M€. En ese caso, el ahorro anual conseguido en las facturas eléctricas de los usuarios ascendería a 305.085 k€/año sólo teniéndose en cuenta el ahorro en término de energía. Además, las emisiones contaminantes evitadas ascenderían a 1.963 ktCO<sub>2</sub>/año lo que supondría en términos económicos unos 50 M€/año si se cuantifica esa mejora con unos derechos de emisión de 25 €/tCO<sub>2</sub>.

Además del escenario 100% se ha desarrollado la estimación para un supuesto más conservador pero igualmente ambicioso en el que se plantea como objetivo que la cobertura de demanda eléctrica mediante autoconsumo se sitúe sobre el 80%. La potencia fotovoltaica requerida se situaría en los 2.131 MW, siendo necesario 4.334 MW / 4.086 MWh en almacenamiento energético. La cobertura de demanda media mediante energías renovables en la edificación se situaría en el 79,9% para toda Canarias. La inversión requerida se reduce considerablemente hasta los 8.180 M€ con un ahorro anual en facturas eléctricas de los usuarios de 253.234 k€/año. Las emisiones evitadas en este caso son inferiores a las del escenario 100%. Se sitúan en 1.620 ktCO<sub>2</sub>/año, estimándose el beneficio económico en 40,5 M€.

En este estudio también se modeló una situación por la cual la prioridad era reducir el nivel de energía renovable vertida a red estableciéndose un límite del 10% de la generación fotovoltaica producida en términos anuales. Este límite se considera aceptable porque supondría que las instalaciones de autoconsumo se diseñan explícitamente para el propio autoconsumo y no para fomentar el vertido a red. Este supuesto genera resultados semejantes a los obtenidos con el criterio de cobertura de demanda del 80%. Se obtiene que el grado de autoconsumo sería del 76,2% y sería necesario instalar 1.587 MW fotovoltaicos y 4.777 MW / 4.533 MWh en almacenamiento energético para alcanzar ese nivel de autosuficiencia. La inversión requerida sería de 8.204 M€ con un ahorro de 231.186 k€/año. Estos resultados son lógicos dado que la limitación mencionada hace que deba incrementar la capacidad de almacenamiento y reducir la potencia fotovoltaica instalada para que los vertidos sean menores.

Para las tres situaciones, si se hiciera un análisis económico considerando como beneficios los ahorros en factura eléctrica y el ahorro por emisiones evitadas, se comprueba que el TIR sería del -3% para el escenario de 100%, del 2% para el escenario del 80% y del 1% para el escenario de limitación de excedentes. En este estudio se considera una vida útil de las instalaciones de autoconsumo con almacenamiento de 25 años forzando el cambio de los sistemas de almacenamiento en el año 13. En dicho reacondicionamiento de las instalaciones, se considera

que el coste de las baterías sería un 60% inferior del existente al inicio del proyecto. Debe tenerse en cuenta que los precios de venta de la energía en Canarias no están acoplados con los costes reales de generación. Usando como referencia los datos publicados en el servicio web E-SIOS del operador del sistema, para el año 2019, el precio medio de la demanda se situó en 25 €/MWh, mientras que el coste medio de la generación varió entre 137,98 €/MWh (Gran Canaria) y 245,59 €/MWh (La Gomera). Adicionalmente, se prevé un aumento de los precios de combustible que tendría un impacto directo en el aumento de los costes de generación tal como se refleja en las variaciones históricas producidas durante los últimos 20 años. Por todo ello, el impacto a nivel de sistema eléctrico sería considerablemente más halagüeñas que las proyectadas con el estudio económico inicial proyectado en el apartado anterior.

Tras identificar las posibles opciones de almacenamiento a nivel de usuario, se continuó el análisis evaluando las posibilidades de **almacenamiento distribuido**. Esta solución **hace referencia a aquellos sistemas de almacenamiento energético que se distribuirían en redes de media tensión** y que estarían directamente **vinculados con generadores**, fundamentalmente renovables para evitar la aplicación de políticas de corte, **almacenistas de energía** (conforme al Real Decreto-Ley 23/2020) **y gestores de red** que aporten servicios tanto de modulación de generación renovable, de demanda como de servicios complementarios de ajuste al sistema eléctrico. En este caso la desagregación se lleva a cabo hasta el nivel de subestaciones eléctricas sin que ello signifique que dichas instalaciones se deban ubicar necesariamente en esas posiciones. La decisión de ubicación sería establecida por el promotor y bajo el cumplimiento de la normativa vigente si bien la estrategia identifica las capacidades disponibles y necesidades para distintos supuestos a nivel de subestaciones.

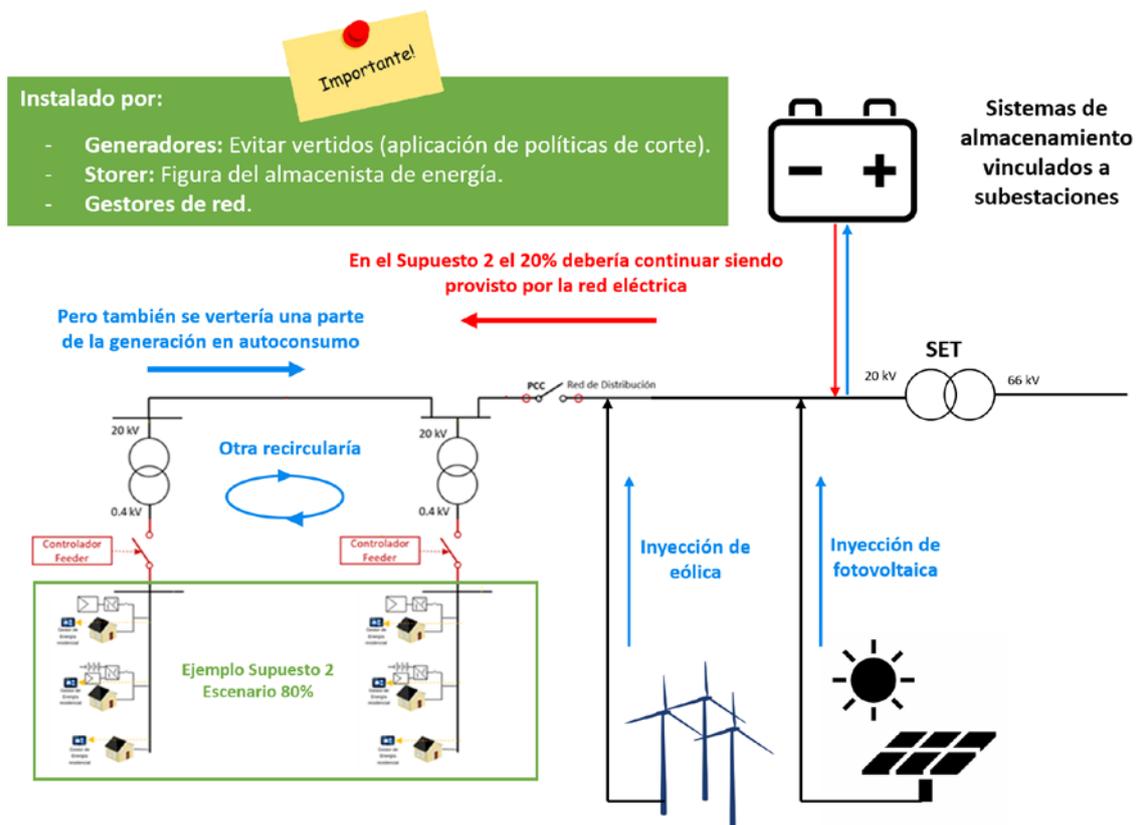


Figura 85 Almacenamiento a nivel de redes eléctricas

En este contexto, se propone **la instalación de sistemas de almacenamiento energético vinculados a las subestaciones eléctricas de las Islas Canarias**. Dichas instalaciones junto con el resto de la producción renovable del sistema eléctrico permitiría incrementar el nivel de autosuficiencia. Para realizar las estimaciones mencionadas se recurrió al método de “vecino más próximo” como medio para distribuir la demanda eléctrica de cada edificio por subestación eléctrica. Este procedimiento también se utiliza para distribuir la generación eólica y fotovoltaica instalada en cada isla en régimen de inyección a red. Parte de la demanda eléctrica de estos inmuebles ya estaría siendo cubierta por los sistemas de autoconsumo instalados a nivel de usuario, por **lo que las instalaciones de almacenamiento en redes sólo atenderían la parte de la demanda de las edificaciones que no sería atendida por los sistemas de autoconsumo** instalados en cada inmueble.

Una de las principales conclusiones extraídas de este análisis es que no siempre es posible llegar a los escenarios de autosuficiencia energética porque aunque se aumente de manera excesiva las capacidades de almacenamiento, no en todas las subestaciones hay parques eólicos ni plantas fotovoltaicas conectadas con las que poder realizar la gestión energética. **Esto motiva la inclusión de sistemas de almacenamiento a gran escala con los que conseguir una gestión coordinada de todo el sistema eléctrico en su conjunto.**

La demanda eléctrica de los inmuebles no cubierta con las instalaciones de autoconsumo a nivel de usuario ascendería a entre 1.665 – 2.350 GWh/año según los distintos supuestos planteados en este estudio. Al introducir sistemas de almacenamiento a nivel de redes se logra que entre el 67 y el 88% de esa energía pueda ser cubierta con energías renovables. Para hacer eso posible, es necesario invertir entre 281 – 622 M€ con un beneficio anual de entre 5.721 – 47.368 k€/año.

Con la contribución conjunta del almacenamiento energético a nivel de usuario y en redes, se logra cubrir una parte muy importante de la demanda de las edificaciones de Canarias (entre el 88 – 96% según supuestos). No obstante, **existe otra fracción de la demanda que no ha sido posible localizar geográficamente. Esa parte de la energía se atendería como almacenamiento a gran escala.** Por tanto, el almacenamiento energético a gran escala tendría un doble cometido. Por un lado, aportaría la cantidad de energía restante hasta alcanzar el 100% de la demanda energética en las edificaciones (coberturas de entre el 4% y el 12%). Por el otro, se atendería a aquellas demandas eléctricas no localizadas geográficamente en el marco de esta estrategia.

Antes de analizar la necesidad se determinó la capacidad de albergar estas infraestructuras. Así pues, para todas las islas del archipiélago canario se desarrolló un análisis de las capacidades disponibles en almacenamiento a gran escala mediante centrales de bombeo reversible como principal alternativa dada la madurez de esta tecnología y los relativamente bajos costes de inversión en comparación con otras alternativas tecnológicas. De este estudio se concluye que el potencial es muy variable según islas. La isla de mayor potencial de almacenamiento a gran escala con hidrobombes es Gran Canaria donde existen varias alternativas. En Tenerife y La Palma habría que construir al menos uno de los embalses del sistema para alcanzar los niveles de almacenamiento requeridos. En Lanzarote y Fuerteventura no existe potencial para esta tecnología y habría que apostar por otra solución como el

hidrógeno. En El Hierro no sería necesaria otra central de hidrobombeo y en La Gomera podría apostarse por la interconexión eléctrica con Tenerife como medio para aportar la energía que no fuera capaz de proporcionar el autoconsumo con almacenamiento distribuido y el almacenamiento en redes.

Como criterio general parece que la solución de mayor rentabilidad sería la apuesta por el autoconsumo a nivel local sin la integración (o con escasa integración) de sistemas de almacenamiento energético a nivel de usuario existiendo soluciones de almacenamiento energético a gran escala y, en menor medida, en redes eléctricas. Esto parece lógico dado que la desagregación del almacenamiento por punto de consumo tiende a generar una situación de sobredimensionamiento. No obstante, debe considerarse que el almacenamiento distribuido a nivel de usuario tiene impacto directo sobre la economía del usuario reduciendo su factura eléctrica. Además, no todas las islas tienen las mismas condiciones en cuanto a la posibilidad de apostar por sistemas de almacenamiento energético a gran escala. Existen islas donde la posibilidad de desarrollo de esta tecnología pasa por alternativas de mayor coste de inversión a las requeridas para hidrobombes como el hidrógeno o baterías electroquímicas. Por otra parte, las baterías tienen una vida útil inferior a los 15 años. A esto hay que añadir que las inversiones en almacenamiento energético a nivel local serían llevadas a cabo por promotores privados con interés y no suponen una gran inversión en comparación con la apuesta por el almacenamiento a nivel de redes o a gran escala. También es importante mencionar que los plazos de ejecución y el nivel de tramitación de proyectos de almacenamiento a gran escala pueden alcanzar los 10 años a diferencia del almacenamiento a nivel de usuario que puede ser gestionado en un plazo corto de tiempo (6 meses). Finalmente, el almacenamiento distribuido plantea un modelo energético en el que el usuario final de la energía participa también en el proceso de generación y, por ende, fomenta la apuesta por políticas de eficiencia energética. Este tipo de consumidores tratan de reducir el consumo de la red eléctrica lo máximo posible y acaban apostando por la integración de políticas de gestión de demanda. En conclusión, aunque el análisis económico concluya que la alternativa más económica sería la apuesta por el almacenamiento a gran escala en detrimento del almacenamiento a nivel de usuario, es importante considerar otros aspectos que inicialmente no se plasman en el estudio económico.

En general, en las islas de **Lanzarote y Fuerteventura** se debería apostar por el almacenamiento distribuido todo lo que sea posible ya que no existen alternativas aptas de almacenamiento a gran escala mediante centrales de bombeo reversible. En estas islas, se debería apostar por otras tecnologías como el hidrógeno que aún no son competitivas desde el punto de vista económico. Además, estas islas se interconectarían con Gran Canaria, por lo que siempre se podría acudir a la interconexión eléctrica para cubrir posibles desvíos que no puedan ser atendidos con la generación renovable existente en la isla. Esto no quiere decir que se abandone toda posibilidad de almacenamiento energético a gran escala, es más, sería obligatorio contar con un sistema de estas características para proveer servicios complementarios de ajuste al sistema.

En **Gran Canaria** si existen posibilidades de almacenamiento a gran escala. Ya se avanza en la instalación de la central de hidrobombeo Chira – Soria. No obstante, la capacidad de este hidrobombeo es de 3.200 MWh y para llegar a la situación más económica habría que contar con una capacidad de almacenamiento próxima a los 5.000 MWh. Los tiempos requeridos para

la puesta en marcha de este tipo de instalaciones son elevados y, por tanto, conviene diversificar las formas de almacenamiento en la isla. Para alcanzar esos 5.000 MWh habría que invertir en otra central de semejantes características o ampliar la capacidad de Chira – Soria (por ejemplo con la asociación con Curva de las Niñas). Esto puede ser difícil por lo que es importante avanzar en soluciones de almacenamiento energético distribuidas.

El caso de **Tenerife** no es muy diferente de Gran Canaria. En esta isla no existen tantas presas o embalses con capacidad y condiciones para ser susceptibles de ser usadas para almacenamiento a gran escala, pero se proponen hasta dos alternativas de hidrobombeo mediante la construcción de embalses en distintas zonas de la isla. Nuevamente se considera un factor crítico el tiempo. Dada la demanda eléctrica de la isla y las condiciones derivadas de la garantía del suministro, se considera fundamental disponer de al menos una central de hidrobombeo de características semejantes a las previstas en Chira – Soria. El aporte de estos generadores en términos de inercia y respuesta ante variaciones de tensión y frecuencia no es comparable a la que se tendría en sistemas de almacenamiento electroquímicos o incluso el hidrógeno. Si se podría usar el hidrógeno y aporte de CO<sub>2</sub> (captura) para producir metano sintético y alimentar a generadores convencionales. En las propuestas evaluadas de hidrobombeo en la isla no se superan capacidades de 3.000 MWh por instalación. Teniendo en cuenta que no se considera realista que se lleven a cabo dos centrales de hidrobombeo antes de 2040, debe también apostarse decididamente por el autoconsumo y el almacenamiento distribuido en la red eléctrica.

Aunque a diferente escala, la isla de **La Palma** presenta una situación semejante a la evaluada para Tenerife. Las posibilidades de almacenamiento a gran escala en la isla pasan por la construcción de un hidrobombeo en el que al menos uno de sus embalses debe ser construido para este fin. La opción más interesante sería construir un depósito de 3.000.000 m<sup>3</sup> próximo a la costa norte de la isla y asociado al embalse de La Laguna de Barlovento. La capacidad de este sistema podría alcanzar los 1.000 MWh. Pero nuevamente, no conviene que se fomente únicamente el almacenamiento a gran escala.

**La Gomera** tiene condiciones perfectas para que se apueste por un modelo basado en multi-microgrids. Se dispondrían de sistemas de almacenamiento distribuidos por comarcas en función de su demanda y el aporte extra que necesariamente debería ser cubierto con una instalación a gran escala se proveería con la interconexión eléctrica con Tenerife. Este modelo no sólo es la opción más viable sino que tendría un interés especial desde el punto de vista tecnológico, alcanzándose un grado de innovación semejante al actualmente existente en la isla de El Hierro.

Finalmente en la isla de **El Hierro** ya existe la central hidroeléctrica de Gorona del viento. En este caso podría bastar con fomentar el autoconsumo. La siguiente tabla resumen las distintas alternativas propuestas para cada isla.

La reciente publicación de la Estrategia Nacional del almacenamiento energético y el Real Decreto – Ley 23/2020 demuestran el grado de implicación de las administraciones en avanzar hacia un marco normativo que permita desbloquear la situación existente en la actualidad sobretodo en el ámbito del almacenamiento superior al nivel de usuario de potencia superior a los 100 kW. Existe interés de inversionistas privados en que este sector prospere pero no lo

terminará de hacer mientras no haya una normativa que despeje todas las dudas existentes en la actualidad a nivel técnico, administrativo y, principalmente, económico. Como ha ido siendo analizado a lo largo de este documento, a nivel técnico las distintas experiencias existentes (tanto a nivel autonómico, nacional como europeo) demuestran que la tecnología es apta para proveer servicios más allá del arbitraje de la energía. Sin embargo, este tipo de servicios no serán ofertados mientras no estén claramente definidas las “reglas del juego”. Dado que se persigue el objetivo de descarbonizar los sistemas eléctricos de Canarias con anterioridad a 2040, es extremadamente importante impulsar el sector desbloqueando la situación en este sentido.

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

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

Tabla 205 Alternativas de almacenamiento energético propuestas por islas

En el caso particular de Canarias es importante mencionar que las curvas de precio de la energía que serían usadas por los promotores para realizar los procesos de carga y descarga hacen referencia al mercado nacional. Por consiguiente, de ser usadas estas señales de precio no encontraríamos en la problemática de que los agregadores y gestores de sistemas de almacenamiento estarían aportando un servicio de regulación en periodos que con toda probabilidad no se corresponderían con los momentos de máxima y mínima disponibilidad de recurso. Es importante que se negocie para Canarias la existencia de señales dinámicas de precio vinculadas a los perfiles de producción renovable de nuestros territorios. De otra forma, la única manera en la que se conseguiría una mejora notable de la flexibilidad sería con el sobredimensionamiento de sistemas de almacenamiento.

Las capacidades de almacenamiento distribuidas por islas a lo largo de este documento, hacen referencia a la situación de total descarbonización. Se presenta a continuación una distribución tendencial de esta capacidad total en coherencia con lo establecido en el PTECan.

Distribución anual de capacidad de almacenamiento por tipología			
Año	Cap. Nivel Usuario	Cap. Nivel distribuido en redes	Cap. Gran Escala
	MWh	MWh	MWh
2020	10	20	150
2021	57	28	150
2022	121	39	150
2023	204	53	150
2024	306	71	150
2025	425	92	150
2026	562	116	150
2027	719	143	150
2028	894	173	3.350

<b>2029</b>	1.087	207	3.350
<b>2030</b>	1.297	244	6.350
<b>2031</b>	1.527	284	7.050
<b>2032</b>	1.774	327	7.050
<b>2033</b>	2.040	373	8.250
<b>2034</b>	2.324	422	8.250
<b>2035</b>	2.626	475	8.250
<b>2036</b>	2.947	531	9.050
<b>2037</b>	3.286	590	9.050
<b>2038</b>	3.643	652	9.050
<b>2039</b>	4.018	717	9.050
<b>2040</b>	4.412	786	10.740

*Tabla 206 Distribución anual de capacidad de almacenamiento por tipología*

Ésta y otras recomendaciones han sido formuladas en el plan de acción, estableciéndose una batería de 64 propuestas con medidas asociadas en ocho ejes de actuación en los que se tratan aspectos tales como necesidades normativas y de trámite administrativo competencia de Canarias, creación de líneas de subvención e incentivos a la inversión, medidas de fomento del almacenamiento a nivel de usuario, en redes y a gran escala, modelos de negocio y empleo verde, desarrollo tecnológico y de I+D+i y acciones sociales y de comunicación. Finalmente, se estima el coste de cada una de estas medidas tanto a nivel de islas como por años hasta el 2040.